



Tecnun Universidad de Navarra

Proyecto Fin de Máster

INGENIERIA INDUSTRIAL

RESUMEN EJECUTIVO

Estudio técnico-económico para la construcción de una planta de producción de Hidrógeno verde, alimentada por una planta solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento de energía.

Iván María García

Donostia - San Sebastián, marzo de 2025

Introducción

El presente Proyecto Fin de Máster tiene como objetivo el análisis de la viabilidad técnico-económica para la construcción de una planta de producción de hidrógeno verde, alimentada por una planta solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento de energía. Este estudio se enmarca dentro de los esfuerzos globales y europeos por la descarbonización y la transición hacia energías sostenibles.

En la actualidad, el hidrógeno verde se perfila como una de las soluciones energéticas más prometedoras para sustituir los combustibles fósiles y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. La Unión Europea ha identificado el hidrógeno renovable como un pilar clave en su estrategia de transición energética, con el objetivo de alcanzar la neutralidad climática en 2050. En este contexto, España ha desarrollado su propia Hoja de Ruta del Hidrógeno, estableciendo metas concretas para el despliegue de infraestructuras y la producción de este vector energético a gran escala.

La importancia del hidrógeno verde radica en su versatilidad y en su capacidad para integrarse en múltiples sectores industriales y de transporte. Desde la fabricación de acero sin emisiones hasta la propulsión de vehículos de larga distancia, el hidrógeno renovable ofrece un abanico de aplicaciones que pueden revolucionar el actual modelo energético. Sin embargo, su producción aún enfrenta desafíos significativos, principalmente en términos de costes y eficiencia. Es por ello que proyectos como el presente estudio resultan esenciales para evaluar su viabilidad y desarrollar estrategias para su implementación efectiva.

Desde un punto de vista académico, este proyecto se enmarca en la línea de investigación sobre energías renovables y sistemas de almacenamiento energético, áreas clave dentro de la Ingeniería Industrial. La relevancia de este trabajo no solo reside en su contribución al conocimiento técnico sobre la producción de hidrógeno verde, sino también en su aplicación práctica en el desarrollo de infraestructuras sostenibles. La combinación de generación fotovoltaica con almacenamiento energético representa una solución innovadora para garantizar un suministro estable de electricidad a la planta electrolizadora, maximizando la eficiencia del sistema.

Este estudio también aporta un enfoque metodológico riguroso, basado en el análisis técnico-económico, la simulación de producción energética y la evaluación de impacto ambiental. A través del desarrollo de modelos analíticos y la selección de equipos optimizados, se pretende proporcionar un marco de referencia para futuros proyectos de hidrógeno verde en España y en otros países con condiciones similares. Asimismo, los resultados obtenidos podrán ser utilizados por entidades gubernamentales, empresas energéticas y centros de investigación para diseñar políticas y estrategias de inversión en el sector.

Enfoque y metodología

El estudio se ha estructurado en distintas etapas, cada una de ellas diseñada para abordar aspectos clave del análisis de viabilidad técnico-económica del proyecto. Se inició con una revisión exhaustiva de la literatura científica y técnica sobre tecnologías de producción de hidrógeno, energías renovables y almacenamiento energético. Se analizaron las principales tendencias en el mercado del hidrógeno verde, incluyendo regulaciones, incentivos gubernamentales y proyecciones económicas para su

comercialización. Este estudio permitió contextualizar la importancia del proyecto dentro del panorama energético global y establecer las bases conceptuales del análisis técnico y económico.

Para evaluar la viabilidad operativa del proyecto, se desarrolló un modelo analítico en Excel que permite simular la producción horaria de hidrógeno y electricidad a lo largo de un año. Este modelo incorpora variables clave como la capacidad instalada de la planta fotovoltaica, la capacidad de almacenamiento energético, el consumo de energía del electrolizador, la variabilidad de la radiación solar en la ubicación seleccionada y los precios de mercado de la electricidad y del hidrógeno. La simulación permitió estimar los niveles de producción de hidrógeno bajo diferentes escenarios climáticos y de demanda energética, optimizando así la configuración de los sistemas de almacenamiento y generación de energía.

Asimismo, se llevó a cabo un estudio detallado para la selección de equipos clave de la planta. Se analizaron diversas opciones de paneles solares fotovoltaicos en función de su eficiencia, coste y durabilidad, con el objetivo de maximizar la generación de electricidad renovable. Se evaluaron diferentes tecnologías de electrolizadores, incluyendo PEM, alcalinos y SOEC, considerando su rendimiento y compatibilidad con la generación intermitente de energía renovable. En cuanto a los sistemas de almacenamiento de hidrógeno, se estudiaron diversas estrategias, incluyendo tanques de alta presión y almacenamiento criogénico, con el fin de garantizar un suministro estable y seguro. Además, se dimensionaron las redes de conexión y transporte de hidrógeno para optimizar su integración en el mercado energético y su distribución eficiente.

El análisis de impacto ambiental fue otra fase fundamental de la metodología. Se evaluaron los posibles efectos del proyecto en el entorno, considerando la reducción de emisiones de CO₂ en comparación con la producción de hidrógeno gris, el uso eficiente del agua en el proceso de electrólisis y la integración paisajística de la planta fotovoltaica. También se realizaron estudios sobre la posible afectación a la biodiversidad y los recursos naturales en la zona seleccionada para la instalación de la planta.

Desde el punto de vista económico, se llevó a cabo un estudio de rentabilidad basado en el análisis de la inversión inicial (CAPEX), los costes operativos (OPEX), el flujo de caja proyectado y el periodo de retorno de inversión (ROI). Se estimaron los costes de construcción, adquisición de equipos y desarrollo de infraestructuras, así como los gastos recurrentes relacionados con el mantenimiento, el suministro de agua y los costes de almacenamiento de hidrógeno. Se calcularon los ingresos potenciales derivados de la venta de hidrógeno verde y de la energía excedente generada por la planta fotovoltaica. A través de este análisis, se identificaron los factores críticos que afectan la rentabilidad del proyecto y se propusieron estrategias para optimizar su viabilidad financiera, incluyendo la posibilidad de acceder a incentivos gubernamentales y mecanismos de financiación sostenible.

Principales resultados del proyecto

Desde el punto de vista técnico, se ha confirmado que la planta fotovoltaica contará con una capacidad instalada de 25 MW, lo que permitirá una producción anual de aproximadamente 45.630 MWh de energía eléctrica, que junto a la energía comprada

mediante el PPA eólico alimentará el proceso de electrolisis de 5 MW de potencia, cuya capacidad de producción anual de hidrógeno verde se estima en 553.797,13 kilos.

En términos de impacto ambiental, se ha estimado que la producción de hidrógeno verde mediante esta planta evitará la emisión de aproximadamente 15.000 – 20.000 toneladas de CO₂ anuales en comparación con la producción de hidrógeno gris. Esto equivale a retirar de circulación más de 10.000 vehículos con motor de combustión interna, contribuyendo significativamente a la reducción de la huella de carbono en la industria energética.

El estudio ha identificado que la viabilidad económica del proyecto depende en gran medida del precio de mercado del hidrógeno verde. Se ha determinado que el coste de producción del hidrógeno verde (LCOH) en la planta de estudio se encuentra en un rango de 3,8 a 4,4 €/kg y que para que el proyecto resulte rentable se tiene que vender a un precio de 7 €/kg para hacer frente a la gran inversión en CAPEX necesaria para desarrollarlo.

En conclusión, los resultados del estudio han permitido validar la viabilidad técnica del proyecto, así como identificar los principales desafíos y oportunidades para su implementación. Se han evidenciado las condiciones necesarias para lograr una producción eficiente de hidrógeno verde y se han propuesto estrategias para optimizar tanto la rentabilidad como el impacto ambiental del proyecto. No obstante, la consolidación del hidrógeno verde como una alternativa viable dentro del panorama energético dependerá de la evolución del mercado, las políticas de apoyo gubernamental y la disponibilidad de infraestructura adecuada para su almacenamiento y distribución.

Conclusiones

El estudio realizado confirma que la producción de hidrógeno verde a partir de energía solar fotovoltaica es una solución viable desde el punto de vista técnico, pero que aún enfrenta desafíos económicos y regulatorios para su consolidación a gran escala. La viabilidad del proyecto dependerá en gran medida de la evolución del precio del hidrógeno en el mercado, la optimización de los costes de producción y la implementación de incentivos gubernamentales que favorezcan su desarrollo.

Los resultados han demostrado que la integración de sistemas de almacenamiento energético es clave para garantizar la estabilidad operativa de la planta y maximizar la rentabilidad del proyecto. Asimismo, la firma de contratos de compraventa de energía a largo plazo puede representar una estrategia efectiva para mitigar la volatilidad de los precios de la electricidad y asegurar ingresos estables a lo largo del tiempo.

Desde el punto de vista ambiental, la reducción significativa de emisiones de CO₂ y la posibilidad de aprovechar el oxígeno generado como subproducto refuerzan el valor sostenible del proyecto. Sin embargo, para que el hidrógeno verde se convierta en una alternativa competitiva frente a los combustibles fósiles, será necesario continuar desarrollando tecnologías que mejoren la eficiencia de los electrolizadores y reduzcan los costes de producción.



Estudio técnico-económico para la construcción de una planta de producción de Hidrógeno verde, alimentada por una planta solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento de energía.

PROYECTO

presentado para optar
al Título de Máster en Ingeniería Industrial por

Iván María García

bajo la supervisión de

Tomás Gómez-Acebo Temes

Donostia-San Sebastián, enero de 2025



Tecnun
Universidad
de Navarra

ESCUELA DE INGENIERÍA
INGENIARITZA ESKOLA
SCHOOL OF ENGINEERING



Tecnun Universidad de Navarra

Proyecto Fin de Máster

INGENIERIA INDUSTRIAL

**Estudio técnico-económico para la construcción de una planta de
producción de Hidrógeno verde, alimentada por una planta solar
fotovoltaica con sistema de almacenamiento de energía.**

Iván María García

Donostia - San Sebastián, enero de 2025

AGRADECIMIENTOS

La realización de este proyecto de fin de máster marca el cierre de mi etapa formativa como ingeniero en Tecnun – Universidad de Navarra. Aunque mi tiempo en Tecnun ha sido breve, pero intenso, puedo asegurar que he disfrutado cada segundo de este tiempo.

En primer lugar, quiero expresar mi más profundo agradecimiento a mis padres, quienes han hecho posible que recibiera una educación de calidad. Además, ellos, junto a mi hermano, siempre han estado presentes para darme consejo y ofrecerme su apoyo incondicional cuando lo necesitaba.

También quiero agradecer a Tecnun por brindarme la oportunidad de crecer tanto a nivel personal como profesional, aprendiendo de grandes profesores y profesionales. Sin embargo, lo más valioso que me llevo de Tecnun son las personas. He tenido la fortuna de compartir este camino con compañeros excepcionales, muchos de los cuales se han convertido en grandes amigos. A todos vosotros, quiero que sepáis que siempre ocuparéis un lugar especial en mi corazón.

Finalmente, quiero dar las gracias a mi director de proyecto, Tomás, por permitirme llevar a cabo este trabajo y por estar siempre disponible para ayudarme cuando lo solicitaba. También agradezco a Rosalía y Clara, quienes siempre han estado dispuestas a ayudarnos a todos en cada momento que lo hemos requerido.

A todas estas personas, mi más sincero agradecimiento.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

INDICE DE FIGURAS	7
INDICE DE TABLAS.....	10
RESUMEN	11
ABSTRACT.....	12
1. INTRODUCCIÓN	13
1.1. Contextualización del proyecto	13
1.2. Objetivos y alcance.....	14
1.3. Metodología de trabajo	15
2. HIDRÓGENO	17
2.1. Características fisicoquímicas del hidrógeno.....	17
2.2. Industria del hidrógeno	21
2.2.1. Cadena de valor del hidrógeno	24
2.2.2. Producción	26
2.2.3. Almacenamiento	40
2.2.4. Transporte.....	50
2.3. Tipos de hidrógeno según su producción	54
2.4. Normativa	56
2.5. Usos del hidrógeno.....	58
2.5.1. Red de gas natural.....	58
2.5.2. Sistemas de cogeneración.....	60
2.5.3. Movilidad sostenible.....	62
2.6. Tecnologías de electrólisis	64
2.7. Diseño de la planta de hidrógeno	67
2.7.1. Características técnicas de la planta electrolizadora	67

2.7.2. Localización de la planta de hidrógeno	80
3. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	84
3.1. Conceptos básicos	84
3.2. Módulos fotovoltaicos	89
3.3. Inversores fotovoltaicos	92
3.4. Baterías	96
3.5. Normativa para la construcción de plantas fotovoltaicas	99
3.6. Diseño de la planta de la planta fotovoltaica	101
3.6.1. Características técnicas de la planta fotovoltaica	101
3.6.2. Diagrama de conexión de la planta fotovoltaica.....	119
4. ESTUDIO DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA E HIDRÓGENO	120
5. ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL	144
5.1. Atmosfera y cambio climático	144
5.2. Suelos.....	145
5.3. Aguas	147
5.4. Flora	149
5.5. Fauna	151
5.6. Salud pública	152
5.7. Patrimonio cultural	154
6. ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA.....	155
7. CONCLUSIONES	173
8. LÍNEAS FUTURAS	175
9. BIBLIOGRAFÍA	176
10. ANEXOS	186
10.1. Anexo 1: Objetivos de desarrollo sostenible	186

10.2. Anexo 2: Precios horarios del Mercado SPOT en España 2023	187
10.3. Anexo 3: Fichas técnicas.....	188
10.4. Anexo 4: Planos.....	199

INDICE DE FIGURAS

Figura 1: Isotopos del hidrógeno [IAE24].....	18
Figura 2 : Cadena de valor del hidrógeno renovable [MTCO20-1].....	25
Figura 3: Esquemas del proceso para la división termoquímica del agua [DOE24-4]	33
Figura 4: Ciclo térmico directo de óxido de cerio en dos pasos [DOE24-4]	34
Figura 5: Ciclo híbrido de cloruro de cobre [DOE24-4].....	34
Figura 6: Proceso de producción de hidrógeno en un electrolizador [DOE24-5]	36
Figura 7: Producción de hidrógeno mediante conversión microbiana de biomasa [DOE24-8]	39
Figura 8: Tanque de almacenamiento de hidrógeno tipo I [API24].....	42
Figura 9: Tanque de almacenamiento de hidrógeno tipo II [API24].....	42
Figura 10: Tanque de almacenamiento de hidrógeno tipo III [API24].....	43
Figura 11: Tanque de almacenamiento de hidrógeno tipo IV [SYN22].....	43
Figura 12: Transporte de hidrógeno por camión [RPS23-1].....	50
Figura 13: Transporte de hidrógeno por tuberías (hidroductos) [RPS23-1]	51
Figura 14: Primer buque para el transporte de hidrógeno [MOT22].....	52
Figura 15: Esquema de un electrolizador alcalino [RSG06]	64
Figura 16: Esquema electrolizador PEM [NAF24]	65
Figura 17: Esquema electrolizador SOEC [UTP13].....	66
Figura 18: Electrolizador Cummins Hydrogenics HyLYZER 1000-30 [CEA24]	69
Figura 19: Sistema de compresión Hiperbaric 1KS-95 [HIP24].....	72
Figura 20: Tanque de almacenamiento CVCPS 15 D2.5 [REM24]	74
Figura 21: Mapa de insolación anual [IGN24-1].....	80
Figura 22: Mapa de temperatura media anual [IGN24-2]	80
Figura 23: Subestación eléctrica La Paloma [Google MAPS].....	81
Figura 24: Parcela seleccionada para la construcción de la planta [SIG24]	82
Figura 25: Pendiente norte a sur de la parcela [Google Earth Pro].....	83
Figura 26: Pendiente este a oeste de la parcela [Google Earth Pro].....	83
Figura 27 : Funcionamiento modulo fotovoltaico [MIK24].....	84

Figura 28 : Funcionamiento de una célula fotovoltaica [IBE24-2].....	87
Figura 29 : Localización de BusBars y Fingers en un panel solar [NOV17]	87
Figura 30 : Estructuras sujeción paneles fotovoltaicos [REN21]	88
Figura 31: Inversor central [SMA24]	93
Figura 32: Inversor en string [ER19]	94
Figura 33: Microinversor [SLB24].....	95
Figura 34: Diseño estructura fija para soporte de paneles fotovoltaicos	112
Figura 35: Mallado a 50 milímetros para análisis de elementos finitos	113
Figura 36: Condiciones de contorno para análisis de elementos finitos.....	114
Figura 37: Cargas aplicadas para análisis de elementos finitos.....	115
Figura 38: Tensiones de Von Mises del análisis de elementos finitos.....	116
Figura 39: Máxima tensión de Von Mises en la estructura	116
Figura 40: Distribución de paneles fotovoltaicos en la parcela seleccionada [Helioscope].....	117
Figura 41: Detalle de la separación de filas de paneles fotovoltaicos [Helioscope]	118
Figura 42: Diagrama de conexión de la planta fotovoltaica	119
Figura 43: Gráfico producción diaria de electricidad de la planta fotovoltaica de 25 MWp	121
Figura 44: Curva potencia aerogenerador Siemens Gamesa G83/2000	122
Figura 45: Curva de potencia interpolada aerogenerador Siemens Gamesa G83/2000.....	122
Figura 46: Energía comprada diariamente mediante el PPA Eólico de 5 MW	123
Figura 47: Media de la curva de la producción fotovoltaica por cada mes del año	124
Figura 48: Media de la curva de la producción del PPA Eólico por cada mes del año	125
Figura 49: Media de la curva de producción combinada (Fotovoltaica-PPA Eólico) por cada mes del año ..	126
Figura 50: Producción diaria de electricidad combinada (Fotovoltaica -PPA Eólico)	127
Figura 51: Estado de carga del sistema de almacenamiento de la planta fotovoltaica (Enero)....	128
Figura 52: Estado de carga del sistema de almacenamiento de la planta fotovoltaica (Febrero) .	129
Figura 53: Estado de carga del sistema de almacenamiento de la planta fotovoltaica (Marzo) ...	130
Figura 54: Estado de carga del sistema de almacenamiento de la planta fotovoltaica (Abril)	131
Figura 55: Estado de carga del sistema de almacenamiento de la planta fotovoltaica (Mayo).....	132

Figura 56: Estado de carga del sistema de almacenamiento de la planta fotovoltaica (Junio).....	133
Figura 57: Estado de carga del sistema de almacenamiento de la planta fotovoltaica (Julio).....	134
Figura 58: Estado de carga del sistema de almacenamiento de la planta fotovoltaica (Agosto) ..	135
Figura 59: Estado de carga del sistema de almacenamiento de la planta fotovoltaica (Septiembre) ..	136
Figura 60: Estado de carga del sistema de almacenamiento de la planta fotovoltaica (Octubre) ..	137
Figura 61: Estado de carga del sistema de almacenamiento de la planta fotovoltaica (Noviembre) ...	138
Figura 62: Estado de carga del sistema de almacenamiento de la planta fotovoltaica (Diciembre)	139
Figura 63: Consumo diario para el proceso de electrolisis	140
Figura 64: Producción de hidrogeno en cada día del año	141
Figura 65: Media de la curva de producción de hidrogeno por cada mes del año	142
Figura 66: Excedentes de producción eléctrica de la planta fotovoltaica	143
Figura 67: Evolución del OPEX de la planta fotovoltaica durante 25 años	159
Figura 68: Evolución del OPEX de la planta electrolizadora durante 25 años	159
Figura 69: Precios futuros del Mercado SPOT en España	161
Figura 70: Precio medio diario del Mercado SPOT España (2023).....	163
Figura 71: Ingresos por los excedentes de la planta fotovoltaica durante 25 años.....	165
Figura 72: Precios futuros estimados para el hidrógeno verde producido por la planta electrolizadora .	167
Figura 73: Ingresos por el hidrógeno producido por la planta electrolizadora durante 25 años....	169
Figura 74: Flujo de caja de la planta electrolizadora y la planta fotovoltaica durante 25 años	171

INDICE DE TABLAS

Tabla 1: Principales propiedades del hidrógeno	20
Tabla 2: Características modelos de electrolizadores preseleccionados	68
Tabla 3: Características técnicas del tanque Hexagon Purus Type 4 [HEX24].....	71
Tabla 4: Principales características técnicas del compresor Hiperbaric 1KS 95.....	73
Tabla 5: Características técnicas Tanque de almacenamiento CVCPS 15 D2.5.....	74
Tabla 6: Potencia fotovoltaica instalada por CCAA [REE23-1].....	85
Tabla 7: Modelos de paneles solares preseleccionados para la planta fotovoltaica	102
Tabla 8 : Características panel fotovoltaico Q CELLS Q.PEAK DUO ML-G11 [QCL24].....	103
Tabla 9: Modelos de inversores preseleccionados para la planta fotovoltaica.....	104
Tabla 10: Características inversor Huawei SUN2000-100KTL-M1 [HUW24].....	105
Tabla 11: Características técnicas BESS PowerTitan 2.0 [ENF24-2].....	107
Tabla 12: Dimensionamiento del cableado de la planta fotovoltaica.	111
Tabla 13: Perdidas de producción energética de la planta fotovoltaica	120
Tabla 14: Datos de producción de la planta electrolizadora de 5 MW.....	143
Tabla 15: CAPEX Planta fotovoltaica con sistema de almacenamiento.....	156
Tabla 16: CAPEX Planta electrolizadora	157
Tabla 17: OPEX Planta fotovoltaica con sistema de almacenamiento	158
Tabla 18: OPEX Planta electrolizadora.....	158
Tabla 19: Resultados de viabilidad económica del proyecto (Precios hidrógeno verde)	172
Tabla 20: Resultados de viabilidad económica del proyecto (Precios hidrógeno gris).....	172

RESUMEN

Este proyecto se centra en analizar la viabilidad económica de construir una planta electrolizadora alimentada por una planta fotovoltaica con sistema de almacenamiento. A lo largo del proyecto, se abordan las tecnologías de producción de hidrógeno centrándose en aquellas que permiten una producción sin emisiones de gases de efecto invernadero. En el proyecto también se definen las potencias nominales para la planta fotovoltaica y la electrolizadora, además de dimensionar los componentes principales, como el sistema de almacenamiento de agua e hidrógeno, el sistema de compresión, las tuberías y el cableado, además de realizar una selección cuidadosa de equipos para ambas plantas, comparando opciones de distintos proveedores para asegurar la compatibilidad y optimizar la operación conjunta.

La metodología empleada, incluye una revisión exhaustiva de la literatura y un modelo analítico en Excel que simula la producción horaria de hidrógeno verde y electricidad a lo largo de un año. Este modelo estima capacidades de generación y evalúa la viabilidad económica, incorporando múltiples variables, como la potencia instalada y los precios de venta. Cabe destacar que el modelo en Excel se ha diseñado de tal forma que tenga un enfoque modular y adaptable, de modo que, cambiando una serie de variables, permita su reutilización para futuros proyectos similares.

Respecto a la conclusiones de la viabilidad económica del proyecto, estas muestran que el proyecto solo sería rentable si el precio del hidrógeno verde supera significativamente al del hidrógeno gris, debido a que no se han tenido en cuenta ningún tipo de ayudas para abordar los gastos de CAPEX y OPEX del proyecto.

Para fomentar proyectos similares, se proponen incentivos como subvenciones, beneficios fiscales, tarifas mínimas garantizadas, facilidades de financiamiento verde, y apoyo en investigación y desarrollo.

En cuanto a las conclusiones desde un punto de vista técnico, el emplazamiento elegido, con altos niveles de irradiación solar y acceso a infraestructuras, favorece la viabilidad técnica del proyecto, además los equipos seleccionados garantizan eficiencia y fiabilidad. La integración de almacenamiento energético gestiona la intermitencia solar, maximizando la producción de hidrógeno. Los cálculos aseguran que tanto la capacidad de generación fotovoltaica como el almacenamiento permiten un suministro continuo a los electrolizadores, mejorando la eficiencia del sistema y reduciendo costes operativos.

ABSTRACT

This project focuses on analyzing the economic feasibility of building an electrolyzer plant powered by a photovoltaic plant with a storage system. Throughout the project, hydrogen production technologies are addressed, focusing on those that allow production without greenhouse gas emissions. The project also defines the power ratings for the photovoltaic plant and the electrolyzer, as well as sizing the main components, such as the hydrogen and water storage system, the compression system, piping and cabling, and a careful selection of equipment for both plants, comparing options from different suppliers to ensure compatibility and optimize joint operation.

The methodology employed includes a comprehensive literature review and an analytical Excel model that simulates the hourly production of green hydrogen and electricity over the course of a year. This model estimates generation capacities and evaluates economic viability, incorporating multiple variables, such as installed power and sales prices. It should be noted that the Excel model has been designed in such a way that it has a modular and adaptable approach, so that by changing a number of variables, it can be reused for similar projects in the future.

Regarding the conclusions of the economic viability of the project, these show that the project would only be profitable if the price of green hydrogen significantly exceeds that of gray hydrogen, due to the fact that no type of aid has been taken into account to address the CAPEX and OPEX costs of the project.

To encourage similar projects, incentives such as grants, tax benefits, guaranteed minimum tariffs, green financing facilities, and research and development support are proposed.

As for the conclusions from a technical point of view, the chosen site, with high levels of solar irradiation and access to infrastructure, favors the technical feasibility of the project, and the selected equipment guarantees efficiency and reliability. The integration of energy storage manages solar intermittency, maximizing hydrogen production. Calculations ensure that both photovoltaic generation capacity and storage allow continuous supply to the electrolyzers, improving system efficiency and reducing operating costs.

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Contextualización del proyecto

El creciente interés global en el hidrógeno como vector energético esencial refleja una clara tendencia hacia la descarbonización y la transición a fuentes de energía sostenibles. Más de 1.000 propuestas de proyectos de hidrógeno a gran escala se han anunciado en todo el mundo hasta enero de 2023, lo que indica un impulso significativo en la industria. Sin embargo, a pesar de este entusiasmo, las decisiones de inversión definitivas (FID) están rezagadas, con solo 29.000 millones de dólares de los 320.000 millones anunciados comprometidos hasta la fecha. [HYC23]

Europa lidera en propuestas de proyectos de hidrógeno, con la mayor inversión total anunciada de 117.000 millones de dólares, lo que representa el 35% de las inversiones globales. [HYC23] Además, Europa ha experimentado el mayor crecimiento absoluto en inversiones, incrementándolo en 40.000 millones de dólares. [HYC23] Este liderazgo refleja el compromiso europeo con la transición energética y la adopción de tecnologías limpias.

Sin embargo, existe una disparidad notable entre los anuncios de proyectos y las inversiones realmente comprometidas. A pesar de que 795 de los más de 1.000 proyectos anunciados planean estar total o parcialmente operativos para 2030, menos del 10% de los 320.000 millones de dólares anunciados representan capital comprometido. Esta brecha subraya la necesidad de madurar los proyectos y avanzar hacia decisiones de inversión definitivas para cumplir con los objetivos de neutralidad climática para 2050. [HYC23]

Los desafíos para alcanzar este objetivo son multifacéticos. La industria debe enfrentar cadenas de suministro tensas, escasez de mano de obra especializada, aumentos en la inflación y las tasas de interés, y una falta de apoyo público en muchos mercados. Además, los proyectos de hidrógeno renovable se enfrentan a permisos lentos, suministro limitado de electrolizadores, paneles solares, turbinas eólicas y restricciones en la capacidad de ingeniería, adquisiciones y construcción (EPC). Estos obstáculos pueden ralentizar el despliegue de proyectos y dificultar el cumplimiento de las metas establecidas.

Este proyecto pretende aclarar, cuán viable es la construcción de una planta fotovoltaica con sistema de almacenamiento para alimentar la electrólisis. Una planta de estas características aborda directamente el principal problema del suministro energético constante para la producción de hidrógeno verde. Al integrar sistemas de almacenamiento, se garantiza un flujo continuo de energía, independientemente de las variaciones en la generación solar, optimizando la producción de hidrógeno.

Además, al centrar el proyecto en el hidrógeno verde producido mediante electrólisis alimentada por energía renovable, se alinea con la mayoría de los proyectos anunciados en Europa. De los 38 millones de toneladas anuales de suministro de hidrógeno limpio anunciados globalmente para 2030, más de dos tercios, aproximadamente 25 millones de toneladas anuales, son de hidrógeno renovable. [HYC23] Esto indica una clara preferencia y apoyo hacia proyectos que utilicen fuentes

de energía renovables, lo que podría facilitar la obtención de respaldo y financiamiento para el proyecto en España.

El proyecto también tiene el potencial de abordar algunos de los desafíos específicos identificados en la industria. Al enfocarse en soluciones de almacenamiento de energía y optimización de recursos, puede ayudar a mitigar las limitaciones en las cadenas de suministro y las restricciones de capacidad de EPC.

Es relevante mencionar que Europa, a pesar de liderar en anuncios, tiene menos del 5% de sus volúmenes de suministro de hidrógeno comprometidos. En contraste, regiones como China tienen un 40% de sus volúmenes anunciados ya comprometidos. Esto resalta la urgencia y la oportunidad para Europa, y específicamente para España, de avanzar rápidamente y consolidar su posición en el mercado global del hidrógeno.

La implementación exitosa de proyectos de esta naturaleza en España también contribuiría a cerrar la brecha de inversión en la cadena de valor del hidrógeno. Se estima que existe una brecha de inversión de 380.000 millones de dólares hasta 2030 para estar en línea con un escenario de emisiones netas cero.

La producción de hidrógeno verde en España también puede tener implicaciones positivas para el mercado energético europeo. Al aumentar la oferta de hidrógeno limpio, se puede contribuir a la estabilidad de precios y a la seguridad energética en la región. Además, al estar ubicado estratégicamente en Europa, España puede facilitar la distribución y el intercambio de hidrógeno con otros países, promoviendo una colaboración más estrecha en la transición energética.

En resumen, el estudio de viabilidad técnico-económica para la construcción de una planta de hidrógeno verde mediante electrólisis, alimentada por una planta fotovoltaica con sistema de almacenamiento en España, está plenamente alineado con las tendencias y necesidades actuales del mercado global y europeo del hidrógeno. Aprovecha el impulso existente en la industria, aborda desafíos clave y tiene el potencial de generar impactos positivos significativos tanto a nivel local como regional.

1.2. Objetivos y alcance

El objetivo principal de este proyecto es analizar la viabilidad económica de construir una planta electrolizadora y la planta fotovoltaica con sistema de almacenamiento que alimentara el proceso de electrólisis.

El alcance del proyecto es el siguiente:

- Descripción de las tecnologías de producción de hidrógeno, entrando en detalle de las que permiten una producción libre de emisiones de gases de efecto invernadero.
- Definición de la potencia nominal de electrólisis
- Definición de la potencia nominal de la planta fotovoltaica
- Definición de la capacidad de almacenamiento de la planta fotovoltaica

- Diseño de la planta electrolizadora
 - Selección del sistema de almacenamiento del agua
 - Selección del modelo de electrolizador
 - Selección del sistema de compresión de hidrógeno
 - Selección del sistema de almacenamiento de hidrógeno
 - Dimensionamiento de tuberías de la planta
- Descripción de los componentes de una planta fotovoltaica
- Dimensionamiento de la planta fotovoltaica
 - Selección del modelo de panel fotovoltaico
 - Selección del modelo de inversor fotovoltaico
 - Selección del sistema de almacenamiento de la planta fotovoltaica
 - Optimización de la pendiente y azimut de la planta
 - Dimensionamiento del cableado de la planta fotovoltaica
- Estudio de la producción de hidrógeno de la planta electrolizadora
- Estudio de la producción de la planta fotovoltaica
- Análisis económico de la rentabilidad de construir la planta fotovoltaica y la planta electrolizadora

1.3. Metodología de trabajo

La metodología empleada en este proyecto de fin de máster en Ingeniería Industrial se estructura en varias etapas, con el objetivo de obtener las conclusiones relacionadas al estudio técnico-económico del presente proyecto.

En primer lugar, se llevó a cabo una revisión exhaustiva de la literatura existente y una investigación de campo que abarcó todos los aspectos relacionados con el hidrógeno y la energía solar fotovoltaica.

A continuación, se desarrolló un modelo analítico en Excel que permite simular la producción de hidrógeno verde y electricidad por cada hora del año. Este modelo no solo estima la capacidad de generación de ambas plantas, sino que también calcula diversas variables económicas, para determinar la viabilidad económica del proyecto.

En este modelo se incluyeron una multitud de variables, como la potencia de electrolisis, la potencia de la planta fotovoltaica, capacidad del sistema de almacenamiento, precios de venta del hidrógeno y electricidad entre las principales.

Este modelo se desarrolló de manera modular y adaptable, lo que facilita su aplicación en la evaluación de viabilidad de futuros proyectos de características similares, permitiendo su personalización para distintos contextos y requisitos específicos.

Finalmente, se realizó un análisis exhaustivo para la selección de los equipos necesarios para ambas plantas. Esta etapa incluyó la comparación de diferentes proveedores, asegurando que se eligieran equipos con las mejores características, compatibles entre sí para optimizar la operación conjunta de las instalaciones.

2. HIDRÓGENO

2.1. Características fisicoquímicas del hidrógeno

El hidrógeno, como elemento químico, ocupa la primera posición de la tabla periódica, debido a que es el más ligero y simple de todos ellos. Se dice que Robert Boyle fue el primero en trabajar con el hidrógeno gaseoso en sus experimentos con ácido y hierro. Sin embargo, el descubrimiento formal del hidrógeno como un compuesto químico se atribuye a Henry Cavendish en 1765, quien logró aislar hidrógeno gaseoso mediante la reacción de zinc con ácido clórico. [RED24]

En condiciones normales (25 °C y 1 atm), este compuesto se encuentra en forma gaseosa y está formado moléculas diatómicas de H_2 . Entre sus propiedades está el ser incoloro, inodoro e insípido.

El hidrógeno cuenta con un punto de ebullición extremadamente bajo de -257,9 °C y su punto de fusión se sitúa en los -259,2 °C, lo que lo convierte en el segundo elemento después del helio con los puntos de fusión y ebullición más bajos.

El hidrógeno en cantidades pequeñas es ligeramente soluble en agua, con una solubilidad de 1,6 mg/L a 20°C y 1 atm. Su conductividad térmica es de 0,1805 W/(m·K) a 300 K y su capacidad calorífica es de 14,304 J/(g·K) a 25°C, lo que lo hace eficiente para la transferencia de calor. [NGH24]

El átomo de hidrógeno cuenta con un núcleo de carga positiva y un solo electrón. Es uno de los elementos más abundantes en la Tierra (decimoquinto en la superficie terrestre) y en el universo. [LEN24]

Respecto a sus variantes, el hidrógeno tiene tres isótopos, el protio (1H), el deuterio (2H) y el tritio (3H), siendo un isótopo aquel elemento químico cuyos átomos poseen la misma cantidad de protones y electrones, pero difieren en el número de neutrones. [CAN24]

A continuación, se describen las principales características de los isótopos del hidrógeno:

- **Protio (^1H):** De los tres isótopos del hidrógeno, el protio es el isótopo más abundante, con una masa atómica de 1,007825 u. Está compuesto por un protón y un electrón, y representa alrededor del 99,98% del hidrógeno presente en la naturaleza.
- **Deuterio (^2H):** Contiene un neutrón además del protón y el electrón, con una masa atómica de 2,014102 u. Representa aproximadamente el 0,02% del hidrógeno en la naturaleza.
- **Tritio (^3H):** Contiene dos neutrones, un protón y un electrón, con una masa atómica de 3,016049 u. Es extremadamente raro en la naturaleza, pero se puede producir artificialmente mediante reacciones nucleares.

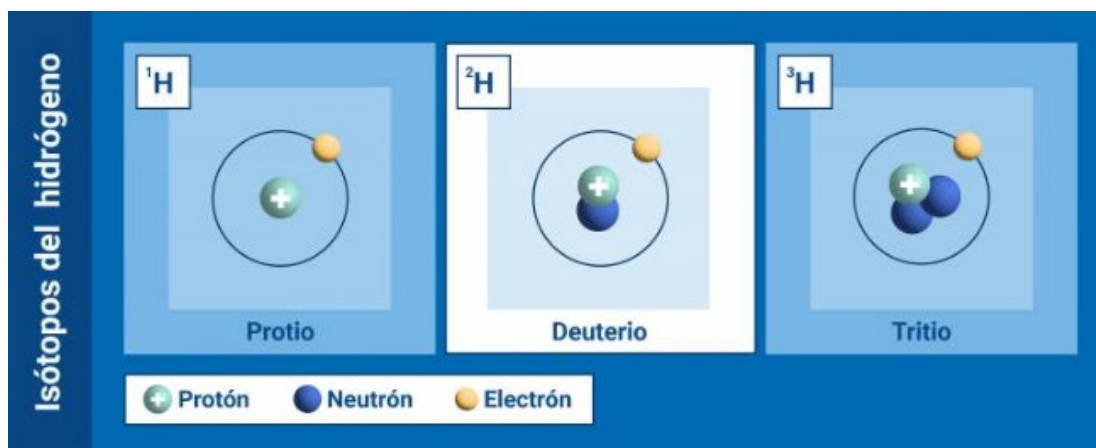


Figura 1: Isótopos del hidrógeno [IAE24]

Otro aspecto que considerar del hidrógeno es que sus moléculas son mucho más pequeñas que las del aire u otros gases, lo que facilita su fuga si no se almacena en recipientes adecuados. Las fugas de hidrógeno son extremadamente peligrosas debido a su alta inflamabilidad.

Respecto a sus características químicas, el hidrógeno, presenta varios aspectos que son fundamentales para entender su comportamiento y aplicaciones.

- **Electronegatividad:** El hidrógeno tiene una electronegatividad de 2,20 en la escala de Pauling. Esta propiedad le permite formar enlaces covalentes con una amplia variedad de elementos. En los compuestos, el hidrógeno puede actuar tanto como un donante de electrones (en su forma H^+) como un aceptor de electrones (en su forma H^-). [WEB24]
- **Radio Atómico:** El radio atómico del hidrógeno es aproximadamente 53 picómetros (pm), lo que refleja su pequeño tamaño y su capacidad para acercarse mucho a otros átomos en una molécula. [RSC24].
- **Estados de Oxidación:** El hidrógeno comúnmente exhibe estados de oxidación de +1 y -1. En compuestos como el agua (H_2O), el hidrógeno tiene un estado de

oxidación de +1, mientras que, en los hidruros metálicos, como el hidruro de sodio (NaH), el estado de oxidación del hidrógeno es -1. [WEB24]

- **Energía de Ionización:** La energía de ionización del hidrógeno es de 1312 kJ/mol. Esta es la cantidad de energía requerida para remover el electrón del átomo de hidrógeno, convirtiéndolo en un ion H^+ . [WEB24]
- **Afinidad Electrónica:** La afinidad electrónica del hidrógeno es de -72,8 kJ/mol. Esta propiedad indica la energía liberada cuando un átomo de hidrógeno captura un electrón para formar un ion H^- . [RSC24]
- **Enlaces Químicos:** El hidrógeno forma enlaces covalentes sencillos, debido a que sólo tiene un electrón en su capa de valencia. [CHE12] Puede formar compuestos como:
 - **Hidruros:** Donde el hidrógeno está enlazado con un metal, por ejemplo, el compuesto NaH (hidruro de sodio).
 - **Ácidos:** Donde el hidrógeno está enlazado con un no metal altamente electronegativo, por ejemplo, el compuesto HCl (ácido clorhídrico).
- **Reactividad:** El hidrógeno es altamente inflamable y reacciona fácilmente con oxígeno para formar H_2O . En esta reacción se liberan elevadas cantidades de energía al tratarse de una reacción exotérmica. Esta característica es fundamental para su uso en aplicaciones de energía, como las celdas de combustible. [ACS20]

A continuación, se presenta una tabla con las principales propiedades del hidrógeno.

Propiedades del hidrógeno		
Propiedad	Unidad	Valor
Masa atómica	u	1,007825
Masa molecular	g/mol	2,016
Temperatura de ebullición (1 atm)	°C	-257,9
Temperatura de fusión (1 atm)	°C	-259,2
Entalpia de vaporización	kJ/mol	0,904
Entalpia de fusión	kJ/mol	0,117
Temperatura del punto crítico	°C	-259,14
Presión del punto crítico	MPa	1,293
Temperatura del punto triple	°C	-259,16
Presión del punto triple	kPa	7,042
Densidad en CN*	kg/m ³	0,0824
Capacidad calorífica a presión constante en CN*	J/(mol·K)	28,836
Capacidad calorífica a volumen constante en CN*	J/(mol·K)	20,42
Temperatura de autoignición	°C	560
Concentración en el aire	vol. %	0,000005

Tabla 1: Principales propiedades del hidrógeno

2.2. Industria del hidrógeno

La industria del hidrógeno en Europa está enmarcada dentro de un esfuerzo conjunto para alcanzar la neutralidad climática en 2050, como parte del Pacto Verde Europeo. La Unión Europea ha identificado al hidrógeno como un vector energético clave para descarbonizar sectores de alto consumo energético y difíciles de electrificar, siendo los principales la industria del acero y el transporte pesado. [CEU21] Este enfoque está motivado por la necesidad de reducir las emisiones de CO₂ y otros gases contaminantes, y por la flexibilidad que ofrece el hidrógeno en términos de almacenamiento y suministro de energía renovable. [CDE21]

Actualmente, la producción de hidrógeno en Europa representa menos del 2% del consumo energético total. La mayoría del hidrógeno producido en Europa emplea combustibles fósiles, específicamente gas natural, lo que resulta en unas altas emisiones de CO₂. La UE está trabajando para descarbonizar la producción de hidrógeno mediante el desarrollo de tecnologías que permitan la producción de hidrógeno renovable o "hidrógeno verde", el cual se obtiene al emplear electricidad de fuentes de energía renovable para su producción. En la actualidad, el proceso de producción más empleado para la producción del hidrógeno verde es la electrólisis del agua. [CEU21]

En el marco de la Estrategia del Hidrógeno para Europa, se han establecido metas ambiciosas que incluyen la instalación de 6 GW de electrolizadores de hidrógeno renovable para 2024, elevando esa cifra a los 40 GW para 2030. El objetivo final de disponer de 40 GW de potencia instalada es llegar a producir hasta 10 millones de toneladas de hidrógeno verde para dicha fecha. [CEU21] Esta estrategia también enfatiza la importancia de una acción coordinada entre el sector público y privado para desarrollar las infraestructuras necesarias y fomentar la innovación en la tecnología del hidrógeno.

Además de la producción, la estrategia de la UE se centra en el transporte y el consumo de hidrógeno renovable. La integración de hidrógeno en sectores industriales y de transporte es fundamental para alcanzar los objetivos de descarbonización. Proyectos de investigación y desarrollo, como los financiados por el programa Horizonte Europa, están dirigidos a mejorar la eficiencia y reducir los costes de la tecnología del hidrógeno. [WEF23]

La Alianza Europea por un Hidrógeno Limpio juega un papel crucial en este contexto, reuniendo a la industria, autoridades y la sociedad civil para impulsar un despliegue ambicioso de tecnologías de hidrógeno. Esta alianza se enmarca en la Estrategia para la Integración del Sistema Energético, que busca crear un sistema más flexible y eficiente en el uso de energía, promoviendo la circularidad y el uso de combustibles renovables. [WEF23]

A pesar de los avances, la industria del hidrógeno en Europa enfrenta desafíos significativos, entre los que podemos encontrar:

- El alto coste de capital
- Los cuellos de botella en la cadena de suministro

- La falta de infraestructura adecuada.

La Comisión Europea ha propuesto medidas para cerrar la brecha de costes mediante sistemas de subastas y financiamiento, incluyendo un presupuesto de 2.500 millones de euros para incentivar la producción de hidrógeno verde. Estas medidas propuestas son esenciales para hacer del hidrógeno renovable una solución viable y competitiva en el mercado energético. [EPE24]

En conclusión, el contexto europeo de la industria del hidrógeno está marcado por una estrategia integral que abarca la producción, transporte, y consumo de hidrógeno renovable. A través de inversiones en tecnología, infraestructura y políticas de apoyo, la UE busca posicionarse como líder global en hidrógeno limpio, aprovechando su potencial para descarbonizar sectores críticos y contribuir significativamente a cumplir con los objetivos climáticos que se han elaborado a largo plazo.

En cuanto a la industria española del hidrógeno, esta se encuentra en una fase de desarrollo y expansión, impulsado por la Hoja de Ruta del Hidrógeno, publicada en 2020, que establece preferencias tecnológicas y objetivos ambiciosos para 2030. Esta hoja de ruta apunta a instalar 4 GW de potencia de electrolisis en nuestro país, con el objetivo de que el 25% del consumo industrial de hidrógeno sea producido mediante energía de fuentes renovables. [FUN22] Este desarrollo no solo tiene implicaciones para la política energética interna, sino también para la integración de España en el espacio energético europeo y mediterráneo, fomentando alianzas y la creación de corredores de hidrógeno que involucren a varias comunidades autónomas y regiones europeas. La meta es poder reconfigurar el mapa energético peninsular, para que España se convierta en una potencia mundial en la producción de hidrógeno renovable, tal como ocurrió con las energías renovables. [FUN22]

El desarrollo de la industria del hidrógeno verde en España está en pleno auge. Este desarrollo está respaldado por importantes inversiones y proyectos en curso, como es la construcción y puesta en marcha de la mayor planta para la producción de hidrógeno verde de Europa ubicada en Puertollano, Ciudad Real. Se esperan más proyectos similares en Madrid y otras regiones. La inversión total proyectada hasta 2030 se estima en más de 21.000 millones de euros, creando aproximadamente 181.000 empleos relacionados con las moléculas verdes. Estas iniciativas posicionan a España como líder europeo en generación de empleos vinculados al hidrógeno verde, superando a países como el Reino Unido, Alemania y Francia. [EES24]

El impulso a la industria del hidrógeno también incluye proyectos específicos en diferentes regiones, como la instalación de hidrogeneras y plantas de producción de hidrógeno en Madrid, Aragón y Soria. En Madrid, se están desarrollando proyectos para la Empresa Municipal de Transporte (EMT) y el Canal de Isabel II, con inversiones significativas y apoyo de fondos europeos. Estos proyectos no solo facilitan la descarbonización del transporte y la industria, sino que también promueven el uso de energías renovables complementarias, como la solar y la eólica, para alimentar las plantas de producción de hidrógeno mediante electrolisis. En Aragón, una nueva planta en El Burgo de Ebro va a ser construida con un presupuesto total de 180 millones de euros. Esta nueva planta, está impulsada por CEAR (Compañía Energética Aragonesa de Renovables) y Enagás. En Soria, se está desarrollando el proyecto H2Duero, cuya planta a llevar el hidrógeno verde a Castilla y León, mejorando la infraestructura energética regional. [EES24]

A nivel nacional, España cuenta con un entorno favorable para el desarrollo del hidrógeno verde gracias a sus recursos naturales y a la experiencia en energías renovables. La capacidad proyectada de electrólisis ha aumentado significativamente, con una proyección de 16,5 GW, superando los objetivos iniciales del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC). Sin embargo, es crucial avanzar en la implementación real de estos proyectos, ya que la mayoría aún se encuentra en fases iniciales de desarrollo. Esto subraya la necesidad de superar desafíos regulatorios y operativos para alcanzar los objetivos establecidos y asegurar que la producción y demanda de hidrógeno estén equilibradas. [BBVA23-1]

La inversión en hidrógeno verde no solo se centra en la producción, sino también en la infraestructura necesaria para su distribución y uso final. Proyectos en movilidad marítima y terrestre están ganando tracción, con desarrollos en el uso de hidrógeno en autobuses y demás vehículos pesados. Sin embargo, sigue siendo fundamental promover el desarrollo de proyectos piloto para vehículos ligeros y de pasajeros con el objetivo de balancear la producción y la demanda de hidrógeno. Esto destaca la importancia de una visión amplia que abarque todos los sectores de aplicación y líneas estratégicas de desarrollo. [BBVA23-1]

El marco regulatorio y las ayudas destinadas al sector del hidrógeno en España son fundamentales para su desarrollo. El MITECO ha lanzado convocatorias de ayudas y asignado fondos significativos para apoyar proyectos de hidrógeno renovable. Estas medidas buscan simplificar las barreras regulatorias y promover la producción y uso de hidrógeno, alineándose con los objetivos del Pacto Verde Europeo, como son conseguir la neutralidad climática y la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero en un 55%, la fecha para la consecución de ambos objetivos es el año 2030. [MTCO23-1]

En términos de innovación y tecnología, España está avanzando en la creación de un ecosistema robusto para el hidrógeno verde. Con 123 proyectos de hidrógeno verde en desarrollo por 46 entidades, el país está cubriendo toda la cadena de valor, lo que implica inversiones de 21.000 millones de euros hasta 2030. Estos proyectos incluyen la producción, almacenamiento, distribución y aplicación del hidrógeno en sectores como la movilidad y la industria pesada, donde se necesita una mayor descarbonización. Esto es crucial para fomentar la economía del hidrógeno y alcanzar las metas de sostenibilidad y eficiencia energética. [ECO24].

La importancia del hidrógeno verde en España también se refleja en su potencial para transformar la geopolítica energética del país. A diferencia de los hidrocarburos, cuya disponibilidad depende de la geología del subsuelo, el hidrógeno puede producirse de manera competitiva en muchos lugares. Esto permite la reducción de las importaciones de energía fósil, lo que a su vez nos posibilita depender menos de dichas importaciones. Esto permite a España aprovechar sus recursos renovables para producir hidrógeno verde y convertirse en un exportador clave en el mercado europeo y mediterráneo, potenciando su posición en el nuevo mapa energético global. [FUN22]

La cooperación internacional también juega un papel fundamental en el desarrollo del hidrógeno en España. El país ha firmado acuerdos bilaterales con Italia y Portugal para colaborar en proyectos de hidrógeno, y ha participado en la Cumbre Franco-Española del Hidrógeno. Estos acuerdos buscan promover la cooperación técnica, industrial y política, y posicionar a España como un actor clave en la economía del hidrógeno. Además, la iniciativa Green Crane, desarrollada con Francia e Italia, pretende crear un

corredor transfronterizo de hidrógeno, integrando las infraestructuras existentes y nuevas para facilitar la distribución del hidrógeno a lo largo de Europa. [FUN22]

Otro aspecto relevante es la integración del hidrógeno en el sector marítimo y en la movilidad terrestre. La inminente inclusión del sector marítimo en el régimen de comercio de derechos de emisión de la Unión Europea (RCDE UE) y la implementación del reglamento FuelEU Maritime subrayan la necesidad de descarbonizar este sector. Proyectos en movilidad marítima están ganando impulso, y el desarrollo de hidrógeno como combustible para autobuses y vehículos pesados es de vital importancia en la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero. [BBVA23-1]

La investigación y el desarrollo también son pilares fundamentales en el contexto español del hidrógeno. La Cátedra de Hidrógeno Repsol de la Universidad de Navarra está dedicada a explorar las aplicaciones del hidrógeno en la transición energética y la descarbonización industrial. Esta cátedra se centra en desarrollar tecnologías innovadoras y modelos de negocio viables para la producción y uso del hidrógeno verde. Destacan la necesidad de cerrar la brecha entre las capacidades proyectadas y las realmente operativas, además de asegurar una financiación adecuada que permita avanzar en la implementación de proyectos y superar los desafíos técnicos y económicos del sector. [RPS21] A su vez, la cátedra de estudios sobre el hidrógeno de la Universidad Pontificia de Comillas, en colaboración con BBVA, está investigando cual puede ser el papel del hidrógeno en un sistema energético descarbonizado. Con su investigación la cátedra está generando propuestas de modelos de negocio. Esta cátedra ha resaltado la importancia de cerrar la brecha entre las potencias anunciadas y las operativas, y la necesidad de financiamiento para impulsar el avance del sector. [BBVA23-1]

En resumen, el contexto español de la industria del hidrógeno está caracterizado por un fuerte compromiso con la descarbonización y la transición energética. Con inversiones robustas, proyectos en desarrollo y un entorno regulatorio favorable, España está bien posicionada para liderar el desarrollo del hidrógeno verde en Europa. No obstante, es fundamental seguir avanzando en la implementación de proyectos y superar los desafíos operativos y regulatorios para alcanzar los objetivos ambiciosos establecidos. La colaboración internacional y el apoyo de políticas públicas y privadas serán cruciales para el éxito a largo plazo de la economía del hidrógeno en España.

2.2.1. Cadena de valor del hidrógeno

El aumento del interés en el hidrógeno como fuente de energía limpia y renovable se debe a su capacidad para contribuir a un futuro sin carbono, con mayor seguridad y eficiencia. Para materializar este objetivo, es fundamental considerar toda la cadena de valor del hidrógeno, desde su producción hasta su utilización en múltiples aplicaciones. [ENG23]

La producción de hidrógeno puede realizarse de diversas maneras, como se detalla más adelante en este documento. Pero teniendo en cuenta que para cumplir los objetivos de neutralidad climática fijados por la Unión Europea para 2050. Los productores de hidrógeno deben enfocarse en aquellos métodos que permitan la obtención de hidrógeno renovable. El principal método para la producción de hidrógeno verde es la electrólisis de agua utilizando electricidad de fuentes renovables como son

la energía solar fotovoltaica o la energía eólica. Con la electrolisis, se consigue un hidrógeno totalmente libre de emisiones. [ENG23]

El almacenamiento de hidrógeno es otra pieza crucial en la cadena de valor. Este gas se puede almacenar durante largos periodos, aportando flexibilidad de uso, mayor disponibilidad, y seguridad de suministro. Además, facilita un uso más eficiente de las instalaciones de energías renovables, aprovechando los excedentes en momentos de alta demanda y precios más elevados. [ENG23]

Una vez producido, el hidrógeno debe ser transportado y distribuido de forma segura y eficiente desde las plantas de producción hasta los centros de demanda. El transporte mediante hidrodutos es una opción competitiva y eficiente, además gran parte de la infraestructura de gas natural ya existente en Europa podría ser adaptada para este propósito, lo que representa una ventaja significativa para países como España. [ENG23]

El hidrógeno puede ser utilizado en diferentes sectores debido a sus atributos de ser 100 % renovable, capaz de generar electricidad y calor, y por su facilidad de transporte. En la industria, puede sustituir el hidrógeno gris en la producción de químicos y fertilizantes. Para el transporte de personas, el hidrógeno es una alternativa limpia tanto para el transporte terrestre, marítimo y aéreo. A su vez, el hidrógeno puede ser empleado en la generación de electricidad en centrales de ciclo combinado y en el sector residencial para abastecer los hogares con calor y electricidad. [ENG23]

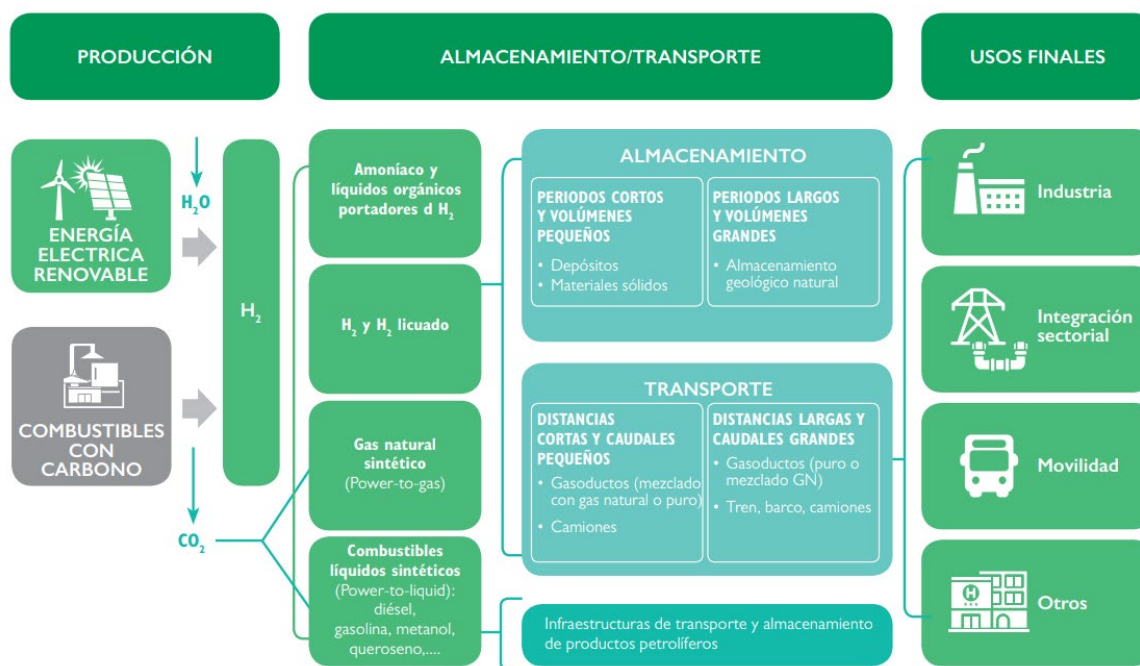


Figura 2 : Cadena de valor del hidrógeno renovable [MTCO20-1]

La cadena de valor del hidrógeno es un proceso complejo con varias etapas, en el que participan numerosos actores. La cooperación en toda Europa, donde España puede tener un papel destacado, será fundamental para convertir el hidrógeno renovable en una solución viable para un futuro sostenible.

2.2.2. Producción

La producción de hidrógeno es uno de los pilares principales de la industria del hidrógeno. A continuación, se describen en detalle los procesos productivos más empleados hoy en día para la generación de hidrógeno. Además, se detallarán las ventajas e inconvenientes de cada proceso.

Reformado de gas natural

El proceso de reformado del gas natural es un método productivo tecnológico avanzado y bien establecido. El reformado de gas natural permite emplear la infraestructura ya existente para la distribución de gas natural mediante redes de tuberías. En la actualidad, del hidrógeno producido en los Estados Unidos, el 95% proviene de este proceso.

La generación de hidrógeno mediante reformado de gas natural se lleva a cabo en plantas industriales. Este método representa una de las principales opciones tecnológicas para la producción de hidrógeno en el corto plazo.

El gas natural contiene metano (CH_4), el cual puede aprovecharse para la obtención de hidrógeno a través de procesos térmicos. Los más comunes son el reformado con vapor de metano y la oxidación parcial, los cuales se explican a continuación.

- **Reformado con Vapor de Metano:**

La mayor parte del hidrógeno en Estados Unidos es producido mediante este proceso. Este método es un procedimiento consolidado que emplea vapor entre $700\text{ }^{\circ}\text{C}$ y $1000\text{ }^{\circ}\text{C}$ para producir hidrógeno. Para la obtención del hidrógeno es necesario emplear fuentes que contengan metano, siendo la principal el gas natural.

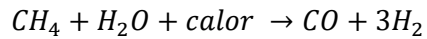
En el reformado con vapor de metano, este último reacciona con vapor bajo presiones de entre 3 y 25 bar en presencia de un catalizador. Esta reacción acaba con la formación de tres productos, siendo estos hidrógenos, monóxido de carbono y una cantidad pequeña de dióxido de carbono.

Cabe destacar que se trata de un proceso endotérmico, lo que implica que necesita una fuente externa que proporcione calor para que la reacción se lleve a cabo.

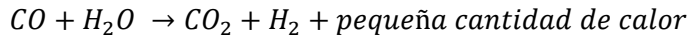
Posteriormente, en una etapa denominada "reacción de cambio de agua-gas", el monóxido de carbono reacciona con vapor de agua. Para ello es utilizado un catalizador, para formar CO_2 y más hidrógeno. Una vez finalizado este paso, se realiza la última etapa del proceso. En esta etapa final se realiza la reacción de adsorción por cambio de presión, el objetivo de esta última reacción es eliminar el CO_2 y otras impurezas de la mezcla de gases, obteniendo así hidrógeno prácticamente libre de impurezas.

Las reacciones químicas involucradas en el cambio de agua-gas son las siguientes:

- **Reacción de reformado con vapor:**



- **Reacción de cambio de Agua-Gas:**



- **Oxidación Parcial:**

En el proceso de oxidación parcial, el CH_4 y los demás hidrocarburos que forman el gas natural reaccionan con una cuantía limitada de oxígeno (usualmente aire). Esta cantidad no es suficiente para realizar la oxidación completa de los hidrocarburos a CO_2 y H_2O .

Dado que no se dispone de la cantidad estequiométrica de oxígeno, los productos resultantes de la reacción contienen principalmente los siguientes compuestos:

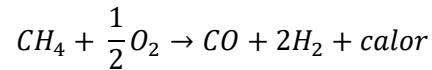
- Hidrógeno (H_2)
- Monóxido de carbono (CO)
- Nitrógeno (N_2), en el caso de que durante la oxidación parcial se utilice aire en lugar de oxígeno puro.
- Durante la reacción, también se genera dióxido de carbono y otros compuestos en pequeñas cantidades.

Una vez terminada la reacción, el monóxido de carbono generado reacciona con vapor de agua en la ya explicada anteriormente de cambio de agua-gas. Esta reacción genera dióxido de carbono adicional y más hidrógeno, lo que aumenta la eficiencia general del proceso.

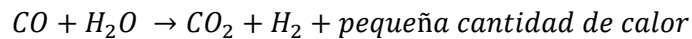
A diferencia del reformado con vapor, la oxidación parcial es un proceso exotérmico, lo que significa que libera calor. Este proceso es notablemente más rápido y requiere un reactor de menor tamaño. Sin embargo, la cantidad de hidrógeno generada por cada unidad de combustible es menor si lo comparamos con el reformado con vapor del mismo material.

Las reacciones químicas correspondientes son las siguientes:

- **Reacción de oxidación parcial del metano:**



- **Reacción de cambio de Agua-Gas:**



En resumen, tanto el reformado con vapor de metano como la oxidación parcial son procesos clave para la obtención de hidrógeno, cada uno con sus particularidades en términos de eficiencia, velocidad y producción de subproductos. [DOE24-1]

Ventajas:

- **Eficiencia:** El proceso es altamente eficiente y tiene un alto nivel de madurez tecnológica.
- **Coste:** Relativamente económico debido a la abundancia de gas natural.

Inconvenientes:

- **Emisiones de CO₂:** Genera grandes cantidades de CO₂, contribuyendo al cambio climático.
- **Dependencia de Combustibles Fósiles:** Mantiene la dependencia de los recursos fósiles, limitando la sostenibilidad a largo plazo.

Gasificación de Biomasa

La gasificación de la biomasa es un proceso productivo utilizado ampliamente en la industria. Durante la gasificación se realiza una aportación controlada de calor, vapor y oxígeno, permitiendo transformar la biomasa en hidrógeno y otros subproductos. Durante la gasificación no se produce ningún tipo de combustión.

Dado que, al crecer la biomasa, esta absorbe CO₂ de la atmósfera, este método puede lograr emisiones netas de carbono reducidas, especialmente si se integra con sistemas de captura de carbono, que permitan su almacenamiento para posteriormente ser empleado en aplicaciones industriales.

Actualmente, se están construyendo y operando plantas de gasificación para la producción de biocombustibles, las cuales proporcionan valiosas prácticas operativas y aprendizajes aplicables a la producción de hidrógeno. El Departamento de Energía de Estados Unidos indica que este proceso podría ser implementado en un futuro cercano.

Para entender el proceso, es crucial conocer que es la biomasa. Esta es un recurso renovable de origen orgánico, la cual está compuesta de residuos agrícolas, entre los que se incluyen restos de maíz o paja de trigo), también incluye desechos forestales y cultivos especializados para emplearse en la industria energética, como es el caso del

switchgrass o los árboles de sauce. Además de los componentes mencionados la biomasa contiene residuos sólidos urbanos y desechos de origen animal.

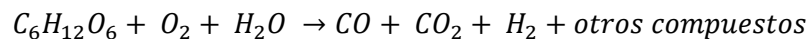
Como se ha mencionado la biomasa puede utilizarse para generar hidrógeno, produciendo a su vez otros subproductos, para ello se emplea el proceso de gasificación que se explica a continuación.

La gasificación es un proceso que convierte materiales carbonosos orgánicos o de origen fósil, cuando está sometida a temperaturas superiores a los 700 °C, sin que se produzca ningún tipo de combustión, mediante una cuantía específica de oxígeno y/o vapor. En el proceso se obtienen los siguientes productos:

- Monóxido de carbono (CO)
- Hidrógeno (H₂)
- Dióxido de carbono (CO₂)

Una vez terminada esta etapa, se realiza otra reacción donde el monóxido de carbono reacciona con vapor de agua, produciendo como productos dióxido de carbono e hidrógeno, lo que permite aumentar la producción total de este gas. Esta reacción es la ya mencionada reacción de cambio de agua-gas.

La separación del hidrógeno de esta corriente gaseosa se puede llevar a cabo mediante adsorbedores o membranas especializadas. A continuación, se muestra una reacción simplificada del proceso:



En esta reacción, se utiliza glucosa como sustituto representativo de la celulosa, uno de los principales componentes de la biomasa, cuya composición es considerablemente más compleja y variable.

Al igual que en otros procesos, los productos resultantes pueden ser decantados, lo que permite realizar una reacción de cambio de agua-gas, con el objetivo de aumentar la producción de hidrógeno.

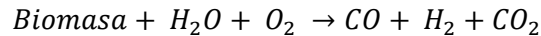
Por último, cabe explicar que es la pirólisis. La pirolisis, es una forma de gasificación de biomasa que se lleva sin la presencia de oxígeno. Generalmente, la biomasa no se gasifica con la misma facilidad que el carbón, lo que da lugar a la generación de hidrocarburos adicionales en la mezcla de gases extraída del gasificador.

Este fenómeno se aprecia con mayor facilidad cuando no se emplea oxígeno. Como consecuencia, es necesario un paso adicional en el que estos hidrocarburos se reforman utilizando un catalizador, así se obtienen gases de síntesis en mezcla, Esta mezcla está compuesta por:

- Monóxido de carbono (CO)
- Hidrógeno (H₂)
- Dióxido de carbono (CO₂)

Como en el proceso de gasificación tradicional para hidrógeno, una vez finalizado el proceso de pirólisis puede emplearse una reacción de cambio con vapor, la cual convierte el monóxido de carbono en dióxido de carbono, aumentando la producción de hidrógeno que posteriormente se separa y purifica. [DOE24-2]

La reacción química que describe este proceso es la siguiente:



Posteriormente, los productos de la reacción pueden decantarse y someterse a un reformado secundario, conocido como reacción de cambio de agua-gas, para incrementar la cantidad de hidrógeno generado en el proceso.

Este enfoque destaca por su capacidad para aprovechar un recurso renovable como la biomasa, contribuyendo a la producción sostenible de hidrógeno mientras se gestionan las emisiones de carbono de manera eficiente.

Ventajas:

- Sostenibilidad: Utiliza materiales renovables y puede ser neutro en carbono.
- Reducción de Residuos: Aprovecha residuos orgánicos que de otro modo se desperdiciarían.

Inconvenientes:

- Eficiencia: Menor eficiencia comparada con el reformado de gas natural.
- Disponibilidad de Materia Prima: La disponibilidad de biomasa puede ser limitada y estacional.

Reformado de Líquidos Derivados de la Biomasa

A partir de la biomasa, pueden obtenerse una serie de líquidos, como el etanol y los bioaceites. Estos líquidos derivados pueden reformarse para la producción de hidrógeno mediante un proceso parecido al utilizado en la generación de hidrógeno por el proceso de reformado del gas natural. El reformado de estos líquidos es una opción tecnológica viable a medio plazo.

Una de las ventajas de estos líquidos derivados de la biomasa es que son más fáciles de transportar en comparación con la biomasa en su forma original, lo que facilita la posibilidad de una producción semi-centralizada o incluso una producción de hidrógeno que sea distribuida en estaciones de servicio.

Los líquidos que se pueden obtener en la transformación de la biomasa son:

- Etanol celulósico
- Bioaceites
- Biocombustibles líquidos

Algunos de estos líquidos pueden ser transportados a un coste asequible hacia estaciones de servicio o puntos de consumo. En estos emplazamientos los líquidos pueden reformarse para la generación de hidrógeno gaseoso.

En el caso de los bioaceites, estos presentan la capacidad de ser reformados directamente en el sitio donde serán utilizados.

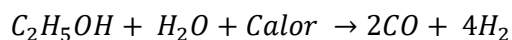
El proceso de reformado de los líquidos derivados de biomasa, con la finalidad de producir hidrógeno es un proceso que presenta similitudes al reformado del gas natural y consta de las siguientes etapas:

1. Reacción del combustible líquido con vapor:

En este paso, el combustible líquido reacciona en presencia de un catalizador con vapor de agua a elevadas temperaturas, lo que genera una mezcla de gases que principalmente contiene:

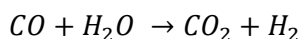
- Hidrógeno (H_2)
- Monóxido de carbono (CO)
- Pequeñas cantidades de dióxido de carbono (CO_2)

La reacción de reformado con vapor para el etanol es la siguiente:



2. Reacción de cambio de agua-gas:

El monóxido de carbono producido en la reacción del combustible líquido con vapor reacciona con vapor de agua a alta temperatura, lo que da lugar a la producción adicional de hidrógeno CO_2 . Esta reacción se describe a continuación:



3. Separación y purificación del hidrógeno:

Finalmente, el hidrógeno generado es separado y purificado, quedando listo para su utilización.

Los líquidos derivados de la biomasa mencionados anteriormente (etanol, bioaceites y biocombustible) suelen ser producidos en plantas industriales. Normalmente estas plantas se encuentran situadas cerca de las fuentes de biomasa. Al estar las plantas ubicadas en las proximidades de las fuentes de biomasa, permite aprovechar las economías de escala y disminuir los costes relacionados con el transporte de la biomasa en su forma sólida. Además, gracias a su alta densidad energética, estos líquidos, con algunas optimizaciones, pueden ser trasladados a un coste relativamente bajo utilizando una infraestructura mínima. Esto facilita su distribución a estaciones de servicio, plantas de producción semi-centralizadas o incluso a instalaciones de energía estacionaria, donde posteriormente se llevaría a cabo su reformado para la producción de hidrógeno. [DOE24-3]

Ventajas:

- Sostenibilidad: Utiliza recursos renovables.
- Versatilidad: Permite el uso de varios tipos de biomasa líquida.

Inconvenientes:

- Eficiencia: Menor eficiencia que con otros procesos.
- Coste: Mayores costes que con otros métodos.
- Disponibilidad: El proceso depende de la disponibilidad y el procesamiento de la biomasa líquida.

División Termoquímica del Agua

El proceso de división termoquímica del agua emplea temperaturas extremadamente elevadas. Estas altas temperaturas son generadas a partir de energía solar concentrada o del calor residual de reacciones nucleares. El empleo de elevadas temperaturas permite descomponer el agua en hidrógeno y oxígeno mediante reacciones químicas.

Esta tecnología, proyectada a largo plazo, presenta la ventaja de tener emisiones de gases de efecto invernadero potencialmente nulas o muy reducidas.

El proceso termoquímico de la división del agua requieren calor generado de una fuente que funciona en un rango de entre 500 °C y 2000 °C. Este rango permite activar una serie de reacciones químicas que culminan en la producción de hidrógeno. Los reactivos químicos empleados en estas reacciones se reciclan en cada ciclo, formando un sistema cerrado que solo consume agua, generando como productos finales hidrógeno y oxígeno. Las altas temperaturas necesarias para este proceso pueden obtenerse mediante los siguientes métodos:

- **Concentración de energía solar:**

Mediante el uso de un campo de espejos llamados heliostatos, la luz solar se concentra en una torre que alberga el reactor. Este método permite aprovechar la energía solar concentrada para alcanzar las temperaturas requeridas para el proceso.

- **Calor residual de reactores nucleares avanzados:**

El calor sobrante de las reacciones nucleares es otra fuente que puede ser utilizada para proporcionar las temperaturas necesarias para llevar a cabo las reacciones termoquímicas.

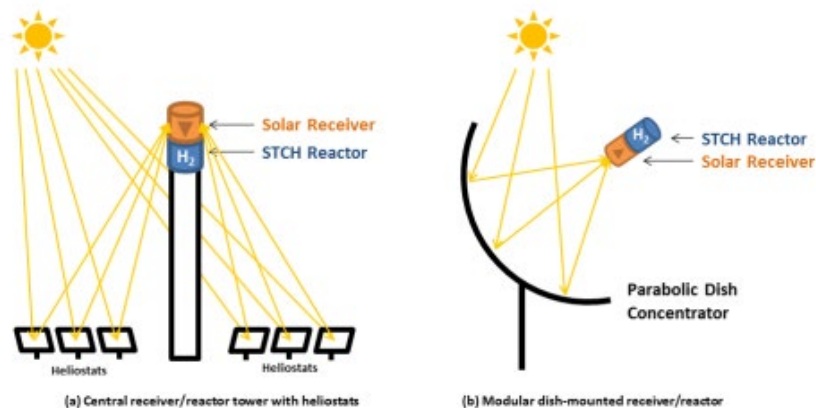


Figura 3: Esquemas del proceso para la división termoquímica del agua [DOE24-4]

Se han explorado una amplia variedad de ciclos de división termoquímica del agua para la producción de hidrógeno, cada uno con distintas condiciones operativas, retos ingenieriles y oportunidades de optimización. En la literatura se han documentado más de 300 ciclos diferentes. A continuación, se detallan los dos ciclos principales:

- **Ciclo térmico directo de óxido de cerio en dos pasos:**

Este tipo de ciclo se caracteriza por ser menos complejo, ya que implica menos etapas, pero a su vez demanda temperaturas de operación más elevadas.

cerium oxide two step cycle

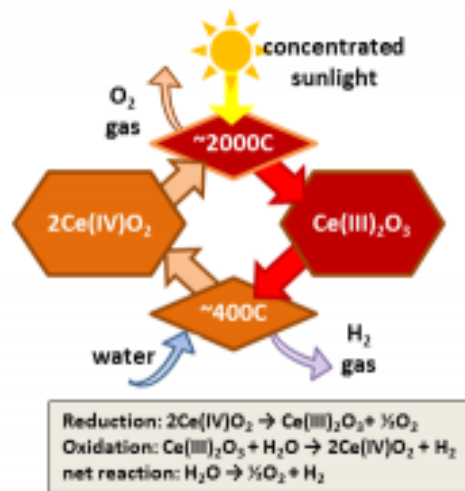


Figura 4: Ciclo térmico directo de óxido de cerio en dos pasos [DOE24-4]

- **Ciclo híbrido de cloruro de cobre:**

Por otro lado, los ciclos híbridos presentan una mayor complejidad al incluir más pasos en el proceso, pero operan a temperaturas inferiores en comparación con los ciclos directos.

copper chloride hybrid cycle



Figura 5: Ciclo híbrido de cloruro de cobre [DOE24-4]

Ventajas:

- Eficiencia: El proceso puede tener una elevada eficiencia si es realizado de manera adecuadas, respetando los procedimientos establecidos.

Inconvenientes:

- Alta Complejidad Técnica: Requiere tecnologías avanzadas y específicas.
- Coste: La infraestructura y el desarrollo son costosos.

Electrólisis del Agua

La electrólisis se presenta como el método de producción de hidrógeno más viable y prometedor para la producción de este gas libre de emisiones de carbono. Para ello solo es necesario emplear electricidad procedente de fuentes de energía de carácter renovable. El proceso de electrólisis consiste en la descomposición de las moléculas del agua en los respectivos átomos que la componen (dos átomos de hidrógeno y un átomo de oxígeno). Para lograr esta descomposición de las moléculas, solo es necesario aplicar electricidad a dichas moléculas. Este proceso se lleva a cabo en un dispositivo denominado electrolizador.

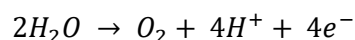
Los electrolizadores varían en tamaño, desde dispositivos pequeños, comparables en dimensiones a un electrodoméstico, los cuales son adecuados para la producción de hidrógeno en pequeña escala, hasta electrolizadores de mayores dimensiones, que son empleados en grandes centrales de producción como la que se pretenden diseñar en este proyecto. Los electrolizadores pueden estar conectados a fuentes de electricidad renovable (parques eólicos, plantas fotovoltaicas, etc.) lo que permite producir hidrógeno completamente libre de emisiones de gases de efecto invernadero.

Similar a las celdas de combustible, los electrolizadores están compuestos por un ánodo y un cátodo, separados por un electrolito. Las variaciones entre los distintos tipos de electrolizadores se deben principalmente a las diferencias en los materiales del electrolito y en la especie iónica que conduce. [DOE24-5]

El proceso de generación de hidrógeno en un electrolizador se desarrolla de la siguiente manera:

1. Reacción en el ánodo:

En esta etapa, el agua se descompone en oxígeno y iones de hidrógeno cargados positivamente (protones). La reacción química es:

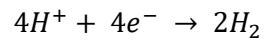


2. Flujo de electrones e iones:

Los electrones generados circulan atravesando un circuito externo, mientras que los iones de hidrógeno se desplazan selectivamente atravesando la membrana de intercambio de protones (PEM) dirigiéndose hacia el cátodo.

3. Reacción en el cátodo:

Finalmente, en el cátodo, los iones de hidrógeno se combinan con los electrones que han llegado desde el circuito externo, produciendo gas hidrógeno. La reacción correspondiente es:



En la siguiente imagen se puede apreciar el recorrido del agua en el electrolizador durante el proceso de producción de hidrógeno.

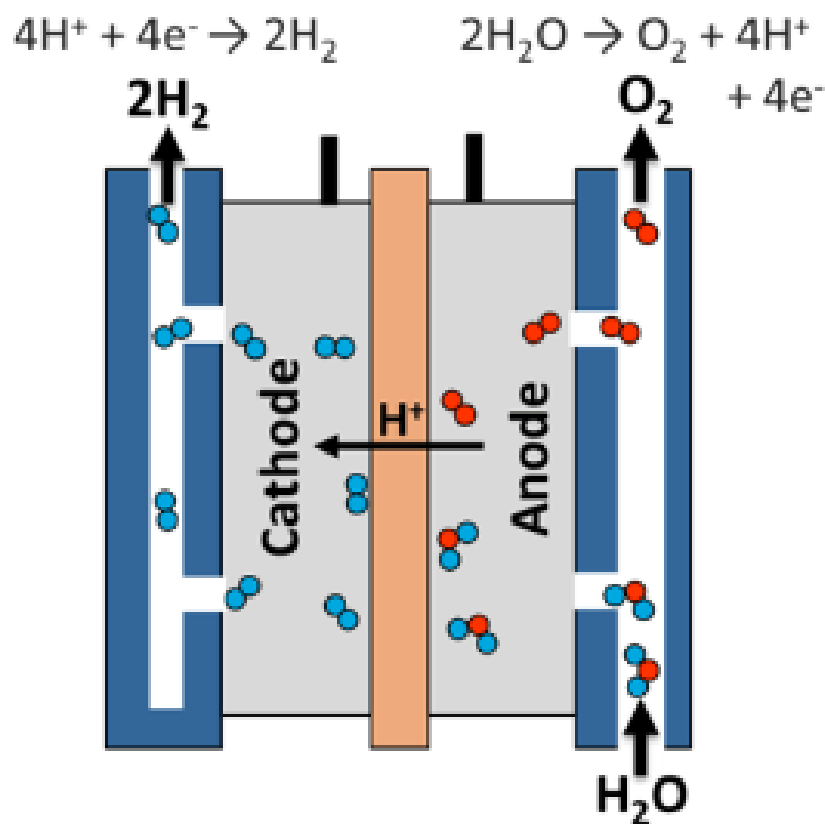


Figura 6: Proceso de producción de hidrógeno en un electrolizador [DOE24-5]

Ventajas:

- Sostenibilidad: No genera emisiones de CO_2 si se utiliza electricidad renovable.
- Calidad: Produce hidrógeno de alta pureza.

Inconvenientes:

- Coste: El alto coste de la electricidad renovable y la infraestructura de electrólisis.

- Eficiencia: Menor eficiencia energética comparada con otros métodos.

División Fotoelectroquímica del Agua

En la división fotoelectroquímica (PEC) del agua, el hidrógeno se produce mediante el empleo de la luz solar sobre semiconductores especializados, conocidos como materiales fotoelectroquímicos. Estos materiales aprovechan la energía solar para descomponer las moléculas de agua.

Este enfoque tecnológico, considerado a largo plazo, ofrece el potencial de generar emisiones mínimas o nulas de gases de efecto invernadero.

El proceso PEC convierte directamente la luz solar en energía química, almacenada en forma de hidrógeno, utilizando semiconductores. Aunque los semiconductores empleados en este proceso son semejantes a los empleados en la producción de energía fotovoltaica, en la aplicación PEC el semiconductor está inmerso en un electrolito acuoso, donde la energía solar impulsa la división de las moléculas de agua. Este proceso ha sido demostrado a nivel de laboratorio por el Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL).

Los reactores PEC pueden ser diseñados como los paneles, utilizados en la producción mediante energía solar fotovoltaica. Estos reactores pueden ser configurados como sistemas de electrodos o como sistemas de partículas en suspensión.

Cada una de las configuraciones presenta unas determinadas ventajas y desafíos particulares, que requieren de investigación para su empleo en la industria. Actualmente la configuración que han sido más investigados son los sistemas en forma de panel, el motivo de esto es que presentan grandes similitudes con las tecnologías fotovoltaicas actuales. [DOE24-6]

Ventajas:

- Sostenibilidad: No produce emisiones de CO₂ y utiliza energía solar.
- Innovación: Potencial para revolucionar la producción de hidrógeno.

Inconvenientes:

- Eficiencia: Actualmente esta tecnología tiene una eficiencia baja.
- Coste: Esta tecnología presenta un elevado coste
- Desarrollo Tecnológico: Aún se encuentra en fase de investigación y desarrollo.

Producción Fotobiológica

El proceso de generación de hidrógeno mediante técnicas fotobiológicas está basado en el uso de microorganismos y la luz solar para transformar el agua, y en ocasiones materia orgánica, en hidrógeno.

Esta es una opción con poca madurez tecnológica y que en la actualidad se encuentra en sus primeras fases de investigación, con un enfoque a largo plazo y un considerable

potencial para generar hidrógeno de manera sostenible y con un bajo impacto ambiental.

En los sistemas fotolíticos biológicos, los microorganismos como las microalgas verdes y las cianobacterias emplean la energía solar fotovoltaica para la descomposición del agua, liberando oxígeno e iones de hidrógeno. Estos iones de hidrógeno pueden ser combinados en rutas directas o indirectas para liberarse en forma de hidrógeno gaseoso. Sin embargo, entre los principales retos de este proceso se encuentran las bajas tasas de producción de hidrógeno y la liberación simultánea de oxígeno, que no solo inhibe la reacción de producción de hidrógeno, sino que también puede generar problemas de seguridad si se mezcla con hidrógeno en concentraciones peligrosas. Los científicos están desarrollando soluciones para extender la producción de hidrógeno por parte de los microorganismos y aumentar la eficiencia del proceso.

Por otro lado, algunos microorganismos fotosintéticos pueden utilizar la luz solar para descomponer materia orgánica, liberando hidrógeno en el proceso. Este proceso es conocido como producción fotofermentativa de hidrógeno. Sin embargo, esta vía enfrenta grandes desafíos, entre ellos los que se mencionan a continuación:

- Baja tasa de producción de hidrógeno
- Eficiencia muy reducida en la conversión de energía solar a hidrógeno

Estos dos inconvenientes actualmente la convierten en una opción que no presenta viabilidad comercial en la actualidad.

Los investigadores están trabajando en optimizar la capacidad de los microorganismos para captar y emplear la energía solar, haciéndola más efectiva para la producción de hidrógeno, y están explorando formas de modificar sus rutas biológicas para incrementar la tasa de generación de hidrógeno. [DOE24-7]

Ventajas:

- Sostenibilidad: Utiliza recursos renovables y no produce emisiones de CO₂, por lo tanto, el impacto ambiental del proceso es mínimo.

Inconvenientes:

- Eficiencia: Actualmente tiene una eficiencia muy baja.
- Desarrollo Tecnológico: Requiere más investigación y desarrollo para ser viable a gran escala.

Conversión Microbiana de Biomasa

Los procesos de conversión microbiana de biomasa explotan la capacidad de ciertos microorganismos para degradar biomasa y liberar hidrógeno en el proceso. Dependiendo del enfoque tecnológico adoptado, esta investigación podría llevar al desarrollo de sistemas comerciales en el mediano o largo plazo.

En los sistemas basados en la fermentación, microorganismos realizan la descomposición de la materia orgánica para generar hidrógeno. Esta materia orgánica

puede provenir diferentes fuentes, como los azúcares refinados, residuos de maíz, y también aguas residuales. Dado que estos métodos no requieren la presencia de luz, se les conoce como procesos de "fermentación oscura".

En la fermentación directa de hidrógeno, los microorganismos son capaces de producir hidrógeno de manera autónoma. Estos microbios descomponen moléculas complejas a través de diferentes rutas metabólicas, y los subproductos generados en algunos de estos caminos pueden ser transformados en hidrógeno mediante la acción de enzimas. Los investigadores están trabajando en optimizar estos sistemas para aumentar la velocidad de producción (mejorando la tasa) y obtener una mayor cantidad de hidrógeno por unidad de materia orgánica (maximizando el rendimiento).

Las MEC (células de electrólisis microbiana) son módulos que combinan la energía y los protones liberados por los microorganismos durante la descomposición de la materia orgánica, junto con una corriente eléctrica adicional, para la producción de hidrógeno.

Esta tecnología, aún está en sus primeras etapas de desarrollo, presenta un amplio campo de mejora, desde la disminución de los costes de los materiales utilizados hasta la identificación de las especies microbianas más adecuadas para optimizar el proceso. [DOE24-8]

En la siguiente imagen se puede observar un esquema del proceso de producción de hidrógeno mediante conversión microbiana de biomasa.

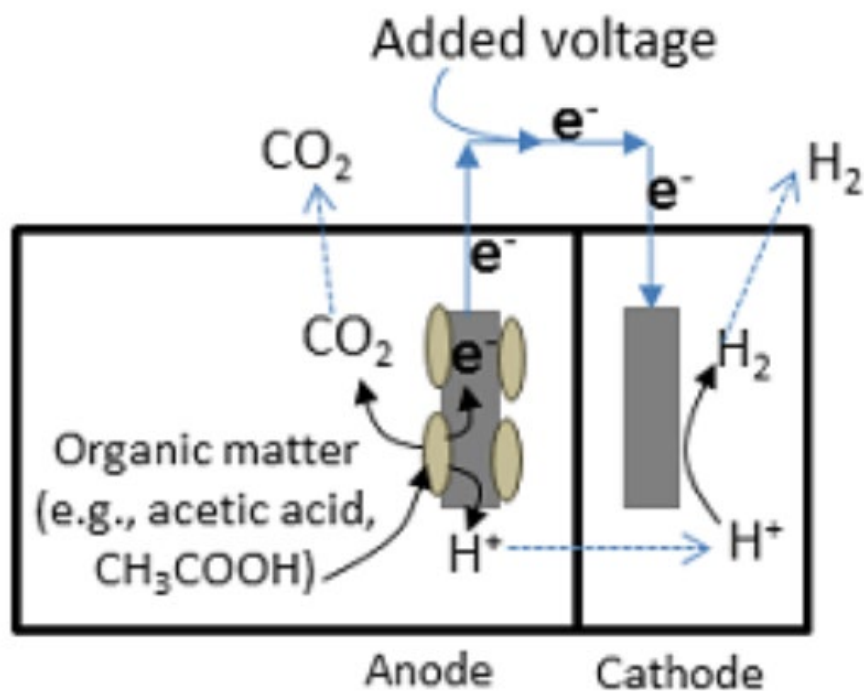


Figura 7: Producción de hidrógeno mediante conversión microbiana de biomasa [DOE24-8]

Ventajas:

- Sostenibilidad: Utiliza biomasa renovable y puede ser neutro en carbono.

- Impacto Ambiental: Proceso con un impacto ambiental prácticamente nulo si se realiza la operación del procedimiento de manera correcta.

Inconvenientes:

- Eficiencia Baja: La eficiencia de conversión es actualmente baja.
- Desarrollo Tecnológico: Requiere más investigación para mejorar la eficiencia y la escalabilidad.

Estos métodos representan las principales tecnologías para la producción de hidrógeno, cada una con sus propias ventajas e inconvenientes. De los procesos mencionados, la electrólisis actualmente es el único método para la producción de hidrógeno verde, por lo que será el método de producción utilizado en la planta diseñada en este proyecto.

La principal ventaja de la producción de hidrógeno mediante electrólisis radica en la capacidad que tiene el proceso para la generación de hidrógeno sin generar emisiones de gases de efecto invernadero. A diferencia de métodos como el reformado de gas natural, que produce grandes cantidades de CO₂, la electrólisis del agua es capaz de producir hidrógeno libre de emisiones siempre que se utilice electricidad proveniente de fuentes renovables como la solar, eólica o hidroeléctrica.

Otra ventaja significativa es que la electrólisis puede integrarse fácilmente con la infraestructura actual de energías renovables. Por ejemplo, las plantas solares y eólicas pueden suministrar electricidad directamente a los electrolizadores, permitiendo convertir esa energía en hidrógeno, que luego puede almacenarse y utilizarse cuando se requiera.

2.2.3. Almacenamiento

El almacenamiento del hidrógeno es crucial para garantizar su uso eficiente y seguro en diversas aplicaciones energéticas. Dada la naturaleza del hidrógeno, que es un gas ligero y volátil, almacenar grandes cantidades de manera efectiva y segura presenta varios desafíos tecnológicos y de ingeniería. Estos métodos permiten asegurar un suministro constante de hidrógeno, equilibrando las fluctuaciones en la producción y la demanda.

Entre los principales sistemas de almacenamiento de hidrógeno en la actualidad se encuentran los siguientes:

Almacenamiento como gas comprimido (CGH₂)

Almacenar hidrógeno como gas comprimido es una de las formas más habituales y de las que presentan una mayor madurez tecnológica y seguridad a la hora de almacenar este elemento. Este método implica mantener el hidrógeno en su estado gaseoso bajo altas presiones, típicamente entre 350 y 700 bar. [DOE24-9]

Este tipo de almacenamiento se utiliza ampliamente en aplicaciones estacionarias y móviles debido a su relativa simplicidad y la infraestructura existente. [ARI23]

En este sistema el hidrógeno comprimido es almacenado en tanques de alta presión. Estos tanques suelen estar fabricado de materiales como acero o compuestos de fibra de carbono. El material empleado suele depender de la aplicación específica que tendrá el hidrógeno. El diseño de los tanques está pensado para soportar las altas presiones necesarias para mantener el hidrógeno en estado gaseoso, minimizando el riesgo de fugas. [SCI17]

La capacidad de almacenamiento se evalúa tanto en términos gravimétricos, es decir, la cuantía de hidrógeno almacenada por unidad de masa del sistema de almacenamiento, como en términos volumétricos, que corresponde a la cantidad de hidrógeno que puede ser almacenada por unidad de volumen del mismo sistema.

Un desafío clave en el almacenamiento de hidrógeno como gas comprimido es su baja densidad energética en términos volumétricos. Si bien el hidrógeno tiene una notable densidad energética por unidad de masa, su densidad por unidad de volumen es considerablemente más baja en comparación con combustibles como la gasolina. [DOE24-9]

Esto significa que se necesitan tanques de gran tamaño para almacenar cantidades significativas de hidrógeno. Al necesitar el hidrógeno tanques de grandes dimensiones puede ser un factor limitante en aplicaciones donde existe un espacio limitado. Un ejemplo de este factor limitante son los vehículos de hidrógeno de pila de combustible.

De cara a superar este inconveniente del almacenamiento como gas comprimido, es fundamental, la investigación de cara al desarrollo de los tanques. La investigación debe centrarse en mejorar la eficiencia y la seguridad de los tanques de alta presión, así como en reducir los costes de producción y mantenimiento. Además, se están explorando tecnologías avanzadas, como el almacenamiento criocomprimido, que combina la alta presión con temperaturas criogénicas, permitiendo que el hidrógeno tenga una mayor densidad de energética volumétrica. [CRY24]

Como se ha mencionado anteriormente, el material de los tanques depende de su aplicación, actualmente para el almacenamiento de hidrógeno como gas comprimido existen cinco tipos de tanques según su construcción:

- **Tipo I:**

Hecho de materiales metálicos, siendo el más empleado el acero. Este tipo de tanque es el más económico. Estos tanques son empleados en aplicaciones estacionarias. Son capaces de almacenar hidrógeno a una presión de 150-200 bar. Su principal inconveniente es su elevado peso.



Figura 8: Tanque de almacenamiento de hidrógeno tipo I [API24]

- **Tipo II:**

Estos tanques cuentan con un interior de acero envuelto en fibras de vidrio o carbono. Son capaces de soportar presiones de 250-300 bar. La principal ventaja del tipo II frente al tipo I es su ligereza, aunque estos tanques tienen un coste más elevado.



Figura 9: Tanque de almacenamiento de hidrógeno tipo II [API24]

- **Tipo III:**

Esta tipología está diseñada con una capa de metal envuelta con materiales compuestos elaborados a partir de fibra y resina. Siendo más ligero y caro que los tanques tipo I y tipo II, es capaz de almacenar hidrógeno a presiones de 300 bar cuando se emplea fibra de vidrio o hasta 700 bar cuando se emplea fibra de carbono.



Figura 10: Tanque de almacenamiento de hidrógeno tipo III [API24]

- **Tipo IV:**

Estos tanques presentan un coste más elevado, además de que su diseño permite que sean más livianos. Los tanques tipo IV cuentan con un revestimiento de polietileno de alta densidad, mientras que su estructura es de fibra de vidrio o carbono. Este sistema de almacenamiento es capaz de soportar presiones de hasta 700 bar.

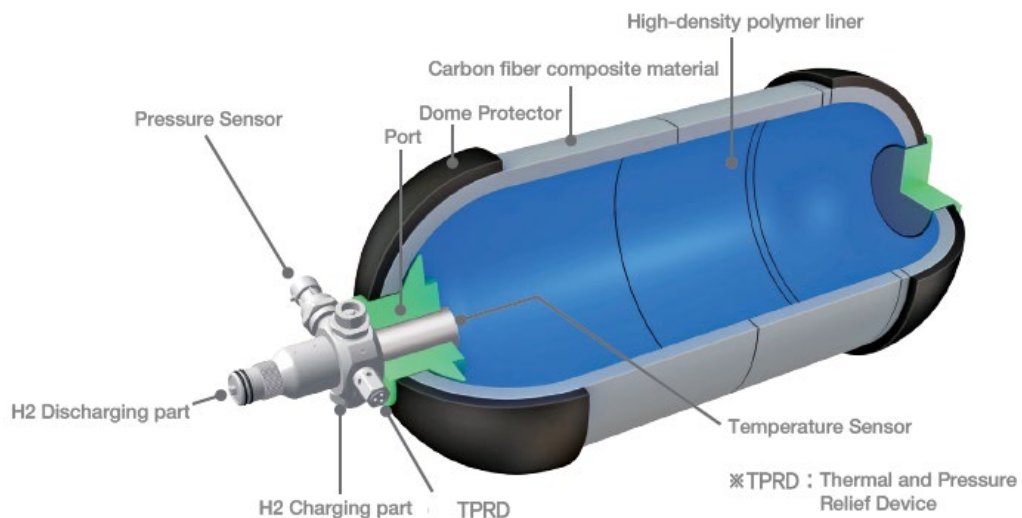


Figura 11: Tanque de almacenamiento de hidrógeno tipo IV [SYN22]

- **Tipo V:**

Actualmente se encuentran en desarrollo. Su diseño está pensado para el almacenamiento de hidrógeno a bajas presiones. Para su construcción se emplean completamente materiales compuestos y no se utiliza revestimiento de ningún tipo. Esto les permitirá ser un 20% más ligero que el tipo IV.

Otro aspecto que considerar, es que, para el almacenamiento a gran escala, el hidrógeno puede almacenarse en estado de gas comprimido en cavernas de sal, acuíferos antiguos y yacimientos de gas natural. Esto permite aprovechar estructuras geológicas ya existentes para contener grandes cantidades de hidrógeno a presiones moderadas, siendo su principal ventaja los bajos costes al aprovechar los yacimientos naturales. [ARI24]

Ventajas:

- **Infraestructura existente:** La tecnología y la infraestructura para almacenar hidrógeno comprimido ya están bien desarrolladas y ampliamente disponibles, lo que facilita su implementación inicial.
- **Facilidad de transporte:** Los cilindros de hidrógeno comprimido son relativamente fáciles de transportar y manejar.
- **Madurez tecnológica:** Es la forma más común y tecnológicamente madura de almacenamiento de hidrógeno.

Inconvenientes:

- **Baja densidad energética volumétrica:** La baja densidad del hidrógeno en estado gaseoso provoca que la cantidad de energía almacenada por unidad de volumen sea reducida.
- **Altas presiones:** Requiere tanques que soporten altas presiones (350-700 bares), lo que implica altos costes y riesgos de seguridad.
- **Pérdida de energía:** La compresión del hidrógeno consume una cantidad significativa de energía.

Almacenamiento como hidrógeno líquido (LH₂)

El hidrógeno puede ser enfriado a temperaturas criogénicas (-253°C) mediante técnicas como el sistema de Linde-Hampson. El someter el hidrógeno a temperaturas criogénicas permite alcanzar una densidad energética por unidad de volumen mucho mayor que la obtenida en otros sistemas de almacenamiento basados en gas, incluso a presiones bajas. [ARI24]

Al emplear hidrógeno en estado líquido, es posible almacenar una mayor cantidad en el mismo volumen. Por ejemplo, un metro cúbico de hidrógeno líquido puede contener hasta 71 kg, en comparación con los 42 kg/m³ que se logran con hidrógeno gaseoso a 700 bar. No obstante, este método presenta importantes desventajas, entre ellas, el elevado coste energético del proceso de licuefacción y el mantenimiento de las temperaturas criogénicas, que pueden consumir entre el 30% y el 40% de la energía

total del hidrógeno almacenado. Además, el hidrógeno en estado líquido tiende a evaporarse si se almacena durante largos períodos de tiempo. [ARI24]

Para el almacenamiento en hidrógeno líquido se emplean tanques criogénicos. El diseño de estos tanques está especialmente pensado para conservar el hidrógeno en su estado líquido a una baja presión de vapor. Un aspecto clave para este sistema, es que los tanques están aislados térmicamente, permitiendo reducir al máximo las pérdidas de energía térmica, asegurando así la estabilidad del hidrógeno almacenado. Para rellenar los tanques, el suministro de hidrógeno líquido se realiza a través de una línea criogénica. Esta línea también se aísla térmicamente, con el objetivo de limitar la evaporación del hidrógeno durante el transporte hasta los tanques.

Comparado con el almacenamiento como gas comprimido, el sistema de almacenamiento de hidrógeno líquido posibilita el almacenamiento de una cantidad más elevada en un espacio más reducido. Esta ventaja es especialmente útil en aplicaciones donde el espacio y el peso son críticos. No obstante, el almacenamiento de hidrógeno líquido requiere equipos especializados que mantengan las condiciones adecuadas de temperatura y presión, lo que incrementa significativamente los costes asociados a este método de almacenamiento. [TEC23]

Ventajas:

- Alta densidad energética volumétrica: Almacenar hidrógeno en forma líquida permite una mayor densidad energética por unidad de volumen en comparación con el gas comprimido.
- Compacto: Permite un almacenamiento más compacto, lo cual es beneficioso para aplicaciones donde el espacio es limitado.

Inconvenientes:

- Refrigeración criogénica: Requiere mantener el hidrógeno a temperaturas extremadamente bajas (-253°C), lo que implica altos costes y consumo de energía para la refrigeración.
- Pérdidas por evaporación: Existe el riesgo de pérdidas continuas debido a la evaporación del hidrógeno líquido, especialmente en almacenamiento a largo plazo.
- Infraestructura especializada: Necesita sistemas de aislamiento sofisticados y una infraestructura especializada para su manejo y almacenamiento.

Almacenamiento como LOHCs (Liquid Organic Hydrogen Carriers)

El almacenamiento de hidrógeno mediante LOHCs (Liquid Organic Hydrogen Carriers) es una tecnología avanzada que permite almacenar y transportar hidrógeno de manera eficiente y segura. Los LOHCs, o portadores orgánicos líquidos de hidrógeno, son compuestos orgánicos líquidos que tienen la capacidad de absorber y liberar hidrógeno mediante reacciones químicas de hidrogenación y deshidrogenación.

Para comenzar con el proceso de almacenamiento de hidrógeno en LOHCs, primero se realiza el proceso de hidrogenación. La hidrogenación es una reacción química en la

cual el hidrógeno es añadido a un compuesto orgánico insaturado, lo que lo transforma en un compuesto saturado una vez terminada la reacción. Esta reacción es exotérmica y se lleva a cabo a temperaturas moderadas, generalmente entre 150°C y 250°C, y a presiones de hidrógeno de aproximadamente 30 a 50 bar, en presencia de un catalizador adecuado. El compuesto resultante, ahora cargado de hidrógeno, puede ser almacenado y transportado bajo condiciones ambientales, lo que facilita su manejo y reduce los riesgos asociados al almacenamiento de hidrógeno en estado gaseoso o líquido. [H2V23]

Cuando se necesita liberar el hidrógeno almacenado, se realiza la reacción inversa, conocida como deshidrogenación. Esta reacción es endotérmica y requiere temperaturas más altas, típicamente entre 250°C y 350°C, también en presencia de un catalizador. Durante la deshidrogenación, el hidrógeno se libera del compuesto orgánico, que vuelve a su estado insaturado original, listo para ser hidrogenado nuevamente en un ciclo continuo. [ARI24]

Entre los compuestos más utilizados como LOHCs se encuentran el metilciclohexano, el dibenciltolueno y el ácido fórmico. El metilciclohexano, por ejemplo, se hidrogena a partir del tolueno y puede liberar hidrógeno de manera eficiente. El dibenciltolueno es otro compuesto destacado debido a su alta capacidad de almacenamiento de hidrógeno y su estabilidad a temperatura ambiente. El ácido fórmico, aunque menos común, también ha mostrado un gran potencial como LOHC debido a su capacidad para liberar hidrógeno a temperaturas relativamente bajas. [NGH23]

El empleo de LOHCs ofrece diversas ventajas operativas, entre las que destaca su compatibilidad con la infraestructura ya existente para el transporte y almacenamiento de combustibles líquidos. Esto implica que tanques, tuberías y camiones cisterna convencionales pueden utilizarse para gestionar los LOHCs, lo que facilita la incorporación de esta tecnología en las cadenas de suministro actuales sin necesidad de realizar modificaciones significativas.

La eficiencia energética del ciclo de almacenamiento y liberación de hidrógeno en LOHCs es un aspecto crucial. Aunque el proceso de hidrogenación libera energía, la deshidrogenación requiere un aporte energético significativo. Sin embargo, la eficiencia global del ciclo puede mejorarse mediante la recuperación de calor, alcanzando eficiencias del 60-70% sin recuperación de calor y hasta 80-90% con recuperación de calor. [ARI24]

Ventajas:

- Condiciones ambientales: Permite el almacenamiento y transporte de hidrógeno en condiciones casi ambientales, sin necesidad de altas presiones o temperaturas criogénicas.
- Seguridad: Los LOHCs son líquidos a temperatura ambiente, lo que reduce los riesgos asociados con el almacenamiento de hidrógeno a alta presión o bajas temperaturas.

Inconvenientes:

- Liberación de hidrógeno: Requiere catalizadores y energía externa para liberar el hidrógeno almacenado, lo que puede aumentar los costes operativos.

- Complejidad química: La manipulación y regeneración de los LOHCs pueden ser complejas y requieren procesos químicos adicionales

Almacenamiento como hidruros metálicos

El almacenamiento de hidrógeno en hidruros metálicos es una tecnología emergente que ha captado un interés considerable en los últimos años. Los hidruros metálicos son compuestos químicos resultantes de la combinación de hidrógeno con metales o aleaciones metálicas. Este método se fundamenta en la capacidad de ciertos metales y aleaciones para absorber átomos de hidrógeno dentro de su estructura cristalina, formando enlaces químicos reversibles que permiten almacenar y liberar hidrógeno de manera eficiente. [CIC24]

El proceso de almacenamiento en hidruros metálicos implica dos etapas principales: la absorción y la desorción de hidrógeno.

1. Absorción:

Durante el proceso de absorción, el hidrógeno gaseoso se disocia en la superficie del metal y sus átomos se difunden a través de la red cristalina, ocupando los espacios intersticiales en la estructura del metal. Este fenómeno es exotérmico, lo que implica que se libera calor durante la absorción del hidrógeno. [NOR19]

2. Desorción

En la desorción, se aplica calor al hidruro metálico para liberar el hidrógeno almacenado, revirtiendo el proceso. [NOR19]

Los hidruros metálicos se clasifican generalmente en dos categorías: hidruros metálicos convencionales y complejos. Los hidruros metálicos convencionales incluyen aleaciones basadas en elementos como titanio, zirconio, lantano y magnesio. Por otro lado, los hidruros metálicos complejos son compuestos que contienen metales alcalinos o alcalinotérreos, como el borohidruro de sodio (NaBH_4) o el alanato de sodio (NaAlH_4). [SFC24]

La capacidad de almacenamiento de hidrógeno en hidruros metálicos se evalúa tanto en términos gravimétricos, es decir, el porcentaje de hidrógeno en relación con el peso total, como en términos volumétricos, que corresponde a la cantidad de hidrógeno almacenada por unidad de volumen. Los hidruros metálicos pueden alcanzar densidades volumétricas de hidrógeno superiores a las del hidrógeno líquido, lo que los hace particularmente atractivos para aplicaciones donde el espacio es limitado. [SFC24]

Las propiedades termodinámicas y cinéticas de los hidruros metálicos son fundamentales para su aplicación práctica. La entalpía de formación del hidruro determina la estabilidad del compuesto y la temperatura a la que se libera el hidrógeno. La cinética de absorción y desorción influye en la velocidad a la que se puede cargar y descargar el hidrógeno del material. La investigación actual en el campo de los hidruros metálicos se centra en desarrollar materiales con mayor capacidad de almacenamiento, cinéticas más rápidas y temperaturas de operación más cercanas a la ambiente. Además, se están explorando estrategias para mejorar la ciclabilidad y la resistencia a

la degradación de estos materiales a lo largo de múltiples ciclos de carga y descarga. [SFC24]

En el ámbito de las aplicaciones prácticas, los hidruros metálicos están siendo evaluados para su utilización en vehículos con pila de combustible, en sistemas de almacenamiento estacionario de energía y como un medio eficiente para el transporte de hidrógeno. [DOE24-10]

Su capacidad de almacenar hidrógeno de forma segura y compacta los convierte en una opción particularmente prometedora para estas aplicaciones. [DOE24-10]

Ventajas:

- **Alta densidad de almacenamiento:** Los hidruros metálicos pueden almacenar hidrógeno a densidades volumétricas más altas que el gas comprimido o el hidrógeno líquido.
- **Seguridad:** Al tratarse de un sólido, el almacenamiento en hidruros metálicos es más seguro y reduce el riesgo de fugas y accidentes.
- **Liberación controlada:** Permite una liberación gradual y controlada del hidrógeno, lo que es ventajoso para aplicaciones como vehículos de celda de combustible.

Inconvenientes:

- **Peso:** Los sistemas de almacenamiento de hidruros metálicos pueden ser más pesados que los cilindros de gas comprimido.
- **Costes iniciales:** Los costes iniciales pueden ser más altos debido a la necesidad de materiales específicos y procesos de fabricación.
- **Limitaciones de temperatura:** Algunos hidruros metálicos tienen limitaciones en el rango de temperaturas operativas, lo que puede restringir su uso en ciertas aplicaciones

De los sistemas de almacenamiento mencionados, se considera que la opción más apropiada y eficiente para una planta de producción de hidrógeno verde mediante electrólisis es el almacenamiento de hidrógeno en estado gaseoso comprimido en tanques a 700 bar. Esta elección se debe a cuatro motivos.

El primero es que el hidrógeno comprimido a 700 bar permite alcanzar una densidad energética volumétrica cercana a los 4.8 MJ/l, lo que es significativamente mayor en comparación con presiones más bajas. Aunque esta densidad aún es inferior a la de los combustibles fósiles líquidos, resulta suficiente para numerosas aplicaciones industriales y de movilidad, donde tanto el espacio como el peso juegan un papel crucial. [APH24]

Segundo, la tecnología de almacenamiento de hidrógeno comprimido ha alcanzado un alto nivel de desarrollo y es de uso extendido en diversas industrias. Los tanques de alta presión, particularmente los de tipo IV, están fabricados con materiales compuestos avanzados que proporcionan una gran seguridad y durabilidad a largo plazo. Estos

recipientes están diseñados para resistir las presiones elevadas sin poner en riesgo su integridad estructural, lo que los hace especialmente adecuados para aplicaciones en la industria y en el transporte. [APH24]

Tercero, el uso de hidrógeno comprimido a 700 bar facilita la integración con las infraestructuras existentes y futuras. La tecnología de compresión y los sistemas de tanques son compatibles con las necesidades de distribución y transporte, lo que simplifica la implementación y reduce los costes asociados con el desarrollo de nuevas infraestructuras. Este aspecto resulta especialmente importante en las fases iniciales de la transición hacia una economía sustentada en el hidrógeno, donde la optimización de la eficiencia y la disminución de costes juegan un papel fundamental para garantizar la viabilidad económica del proyecto. [ARI24]

Por último, el almacenamiento de hidrógeno en forma de gas comprimido a 700 bar es una solución flexible que puede adaptarse a diversas escalas de producción y consumo. Desde pequeñas instalaciones hasta grandes plantas industriales, esta tecnología ofrece una capacidad de almacenamiento escalable que puede ajustarse a las necesidades específicas de cada aplicación, garantizando así un suministro continuo y fiable de hidrógeno verde. [ARI24]

2.2.4. Transporte

El transporte de hidrógeno es un aspecto crucial en la cadena de suministro de este vector energético. La baja densidad volumétrica del hidrógeno plantea desafíos significativos para su almacenamiento y transporte, lo que requiere que sea comprimido o licuado antes de su traslado. Existen tres métodos principales para el transporte de hidrógeno:

- **Transporte por camión:** El transporte por camión se realiza tanto con hidrógeno comprimido como licuado. Esta modalidad es particularmente útil para distancias cortas y volúmenes pequeños debido a la flexibilidad y la infraestructura existente. Sin embargo, el transporte por carretera presenta limitaciones significativas en términos de capacidad y coste. Comprimir el hidrógeno presenta un menor coste que licuarlo, pero la licuefacción permite transportar mayores cantidades de hidrógeno debido a su mayor densidad. A pesar de esto, el transporte de hidrógeno licuado por camión sigue siendo una opción limitada por los elevados costes y las complejidades asociadas al mantenimiento de las bajas temperaturas necesarias para mantener el hidrógeno en estado líquido. [NGY22]



Figura 12: Transporte de hidrógeno por camión [RPS23-1]

- **Transporte por tuberías:** El transporte por tuberías, por otro lado, es más eficiente para volúmenes grandes y distancias largas. Actualmente, existen aproximadamente 5.000 km de tuberías dedicadas al hidrógeno, que incluyen tanto el transporte como la distribución. Aunque construir nuevas redes de tuberías es altamente costoso, reacondicionar las redes existentes de gas natural para el transporte de hidrógeno puede ser una alternativa más económica. Las tuberías permiten una compresión del hidrógeno que facilita su transporte continuo y a gran escala, aunque esta opción también tiene sus limitaciones, especialmente en términos de la infraestructura inicial necesaria y los costes asociados a largas distancias. [NGY22]



Figura 13: Transporte de hidrógeno por tuberías (hidroductos) [RPS23-1]

- **Transporte por barco:** El transporte de hidrógeno por vía marítima representa uno de los mayores desafíos debido a las características físicas del gas. Si bien existen desarrollos para el transporte de hidrógeno comprimido o mediante portadores de hidrógeno, la opción más viable en este momento es el transporte de hidrógeno en estado líquido, ya que su mayor densidad volumétrica permite aprovechar mejor la capacidad de carga de los buques. No obstante, el proceso de licuefacción resulta extremadamente costoso, dado que es necesario enfriar el hidrógeno hasta -263°C . Además, mantener esas temperaturas tan bajas durante el transporte plantea un desafío logístico considerable. A esto se suman las pérdidas por evaporación en trayectos largos, que pueden ser significativas y aumentar tanto la complejidad como los costes del transporte. [NGY22]



Figura 14: Primer buque para el transporte de hidrógeno [MOT22]

Otra opción al transporte de hidrógeno licuado es el uso de líquidos orgánicos portadores de hidrógeno (LOHC) y el amoníaco. Los LOHC funcionan almacenando hidrógeno en un compuesto orgánico que lo absorbe y permite su transporte hasta el lugar de destino. Entre los compuestos más destacados para esta tarea se encuentran el tolueno, que presenta toxicidad, y el dibenciltolueno, que no es tóxico, pero tiene un coste más elevado. El desafío principal de los LOHC reside en las reacciones químicas involucradas tanto en la carga como en la liberación del hidrógeno, así como en la necesidad de devolver el compuesto orgánico al origen después de su uso. En la actualidad, esta tecnología aún está en una fase inicial de desarrollo y no está lista para ser implementada a gran escala. [NGY22]

Por otro lado, el uso de amoníaco como portador de hidrógeno implica menores costes en el proceso de conversión comparado con la licuefacción, y su alta densidad energética reduce los gastos relacionados con el transporte. Además, el comercio de amoníaco está bien desarrollado a nivel internacional, lo que significa que ya existe la infraestructura y el conocimiento necesario para manejarlo. Sin embargo, el amoníaco tiene desventajas como su toxicidad, que restringe sus posibles aplicaciones y dificulta su transporte en pequeñas cantidades, además del coste de reconvertirlo a hidrógeno. A pesar de estos inconvenientes, el amoníaco sigue siendo una opción eficaz para transportar hidrógeno en largas distancias y es considerado una alternativa prometedora para el comercio global de hidrógeno. [NGY22]

La rentabilidad de las diferentes opciones para el transporte de hidrógeno depende en gran medida tanto de los volúmenes manejados como de la distancia recorrida. Por ejemplo, aunque la construcción de tuberías representa una inversión considerable, es más eficiente para grandes volúmenes gracias a las economías de escala que ofrece. En cambio, el transporte en camiones resulta más adecuado para volúmenes reducidos y trayectos cortos, ya que los costes aumentan proporcionalmente con la cantidad de hidrógeno transportada. El hidrógeno comprimido es la opción más económica para distancias cortas, mientras que, para trayectos largos, el hidrógeno licuado es más eficiente debido a su mayor densidad, aunque los costes asociados a la licuefacción y al mantenimiento de las bajas temperaturas siguen siendo significativos. [NGY22]

Para distancias largas, el amoniaco se perfila como la opción más eficiente para el transporte de hidrógeno por barco, siendo más económico que el transporte mediante tuberías. Según estimaciones, a partir de los 2.000 kilómetros, el amoniaco resulta más rentable que el transporte por tubería para volúmenes de entre 10 y 100 toneladas diarias de hidrógeno. En el caso de volúmenes superiores a 100 toneladas diarias, el amoniaco se convierte en la alternativa más económica para distancias que superen los 5.000 kilómetros. Además, si el amoniaco pudiera utilizarse directamente en el destino sin necesidad de reconvertirse en hidrógeno, su competitividad aumentaría de manera considerable. [NGY22]

Sintetizando, el transporte de hidrógeno es una operación compleja que requiere considerar múltiples factores, incluyendo la densidad volumétrica del hidrógeno, los costes de compresión y licuefacción, y la infraestructura necesaria para cada método de transporte. Mientras que el transporte por camión es flexible y adecuado para volúmenes pequeños y distancias cortas, el transporte por tubería es más eficiente para grandes volúmenes y largas distancias. El transporte por barco, aunque aún en desarrollo, muestra promesas significativas, especialmente cuando se utiliza amoniaco como medio de transporte debido a su menor coste y mayor densidad energética. La combinación de estos métodos, adaptados a las necesidades específicas de cada situación, permitirá optimizar el transporte de hidrógeno y apoyar el desarrollo de una economía del hidrógeno eficiente y sostenible.

2.3. Tipos de hidrógeno según su producción

Según información de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), la producción global de hidrógeno alcanza cerca de 75 millones de toneladas al año en su forma pura, con otros 45 millones generados como parte de mezclas con otros gases. Esto representa aproximadamente el 3 % de la demanda energética final mundial. A futuro, el hidrógeno tiene el potencial de convertirse en un vector energético relevante, sustituyendo en algunos casos al gas fósil. Aunque existen tecnologías que permiten obtener hidrógeno a partir de energías renovables, la mayor parte sigue produciéndose a partir de combustibles fósiles. Para distinguir los diferentes tipos de hidrógeno según su origen, la industria emplea un sistema de clasificación basado en colores. [BBVA24]

- **Hidrógeno dorado:** Este tipo de hidrógeno se encuentra de manera natural en yacimientos dentro de la corteza terrestre. Aunque su extracción conlleva retos técnicos significativos, se espera que juegue un papel importante en la transición energética hacia una economía más sostenible.
- **Hidrógeno marrón o negro:** Se produce mediante la gasificación del carbón, un proceso que genera grandes volúmenes de gases de efecto invernadero y que depende de recursos fósiles finitos. Este método es altamente ineficiente, con más del 60 % de la energía del carbón desperdiciada. A pesar de ello, su bajo coste lo mantiene en uso, representando el 27 % de la producción global de hidrógeno en 2021.
- **Hidrógeno gris:** Producido a partir de gas natural o petróleo, este tipo de hidrógeno se genera a través de procesos optimizados que son eficientes y económicos. Es actualmente el más utilizado a nivel industrial, con el 47 % de la producción proveniente del gas natural y el 22 % del petróleo en 2021. Sin embargo, al igual que otros métodos basados en combustibles fósiles, su producción está asociada a importantes emisiones de gases de efecto invernadero.
- **Hidrógeno azul:** Similar al hidrógeno gris en su proceso de producción, pero con la implementación de sistemas de captura y almacenamiento de carbono, lo que reduce las emisiones contaminantes. No obstante, investigaciones recientes señalan que este tipo de hidrógeno no está completamente libre de emisiones, debido a las fugas de metano que pueden ocurrir durante la producción.
- **Hidrógeno turquesa:** Se obtiene mediante pirólisis de hidrocarburos, un proceso que no genera dióxido de carbono ni monóxido de carbono. Aunque tiene la ventaja de no producir CO₂, su eficiencia es baja y su uso aún es limitado.
- **Hidrógeno rosa y violeta:** El hidrógeno rosa se genera mediante electrólisis del agua, utilizando energía nuclear como fuente de electricidad, mientras que el hidrógeno violeta se obtiene combinando energía nuclear con procesos termoquímicos y calor.
- **Hidrógeno verde:** Producido principalmente a través de la electrólisis del agua, pero empleando únicamente electricidad proveniente de fuentes renovables como la energía solar o eólica. Es el tipo de hidrógeno más limpio en términos

de emisiones, aunque su alto coste de producción sigue siendo un desafío, con un precio que puede ser hasta tres veces mayor que el del hidrógeno gris.

Estos diferentes tipos de hidrógeno reflejan la diversidad de métodos de producción y sus respectivos impactos ambientales, económicos y técnicos, subrayando la necesidad de continuar desarrollando tecnologías más sostenibles y económicas para la producción de hidrógeno. [BBVA24]

2.4. Normativa

A continuación, se citan las normas, códigos y estándares internacionales y nacionales aplicables al diseño industrial de instalaciones para la generación de hidrógeno:

- Directiva 2010/75/UE del 24 de noviembre de 2010, sobre las emisiones industriales (prevención y control integrados de la contaminación).
- Directiva 2011/631/UE del 21 de septiembre de 2011, por la que se establece un cuestionario que se utilizará en los informes sobre la aplicación de la Directiva 2008/1/CE, relativa a la prevención y al control integrados de la contaminación (IPPC).
- Directiva 2012/18/UE (SEVESO III) del 4 de julio de 2012, relativa al control de los riesgos inherentes a los accidentes graves en los que intervengan sustancias peligrosas.
- Directiva 2014/34/UE del 26 de febrero de 2014, sobre la armonización de las legislaciones de los Estados miembros en materia de aparatos y sistemas de protección para uso en atmósferas potencialmente explosivas.
- Directiva 98/24/EC del 7 de abril de 1998 sobre la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores de aquellos riesgos relacionados con agentes químicos en el trabajo.
- Diseño de áreas peligrosas según IEC 60079.
- EN 1127: Atmósferas explosivas - Prevención y protección contra explosiones.
- ISO 22734: Generadores de hidrógeno utilizando el proceso de la electrólisis del agua. Parte 1: Aplicaciones industriales y comerciales.
- ISO 26142: Aparato de detección de hidrógeno: aplicaciones estacionarias.
- ISO TR 15916: Consideraciones básicas de seguridad de los sistemas de hidrógeno (ISO/TR 15916:2004).
- Real Decreto 2267/2004 del 3 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de seguridad contra incendios en los establecimientos industriales.
- Real Decreto 337/2014 del 9 de mayo, Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.
- Real Decreto 513/2017 del 22 de mayo, por el que se aprueba el Reglamento de instalaciones de protección contra incendios.
- Real Decreto 681/2003 del 12 de junio, sobre la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores expuestos a los riesgos derivados de atmósferas explosivas en el lugar de trabajo.

- Reglamento (CE) 1907/2006 del 18 de diciembre de 2006, relativo al registro, la evaluación, la autorización y la restricción de las sustancias y preparados químicos (REACH).

Estas normas y reglamentos son fundamentales para asegurar la seguridad y eficiencia en la producción de hidrógeno, así como para cumplir con los estándares internacionales y nacionales vigentes.

2.5. Usos del hidrógeno

Hoy en día, el hidrógeno emerge como un vector energético crucial en la transición hacia una economía más sostenible y con bajas emisiones de carbono. Gracias a su versatilidad y su capacidad para producir energía limpia, se presenta como una opción prometedora para una variedad de aplicaciones en diferentes sectores industriales y energéticos. En los próximos apartados de este proyecto, se analizarán los principales usos del hidrógeno, subrayando su capacidad para transformar la industria energética y contribuir significativamente a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

2.5.1. Red de gas natural

El uso de hidrógeno en las redes de gas natural se ha convertido en una de las iniciativas más prometedoras para avanzar hacia la descarbonización y la transición energética. Esta estrategia se basa en la inyección de hidrógeno en las infraestructuras existentes de gas natural, lo que permitiría aprovechar las redes ya disponibles y reducir los costes asociados con la creación de nuevas infraestructuras. Sin embargo, este proceso no está exento de desafíos técnicos y económicos que deben ser abordados para garantizar su viabilidad y seguridad. [EHS22]

El hidrógeno es un gas más ligero, denso y menos viscoso que el gas natural, lo que presenta problemas significativos cuando se utiliza en las redes existentes. Sus moléculas pequeñas pueden causar fragilización en ciertos metales, especialmente en algunos tipos de acero utilizados en las tuberías de gas natural. Esta fragilización puede llevar a fracturas y fugas, aumentando el riesgo de inflamabilidad y explosión. Por tanto, actualmente no es posible utilizar hidrógeno puro en la red de gas natural sin realizar modificaciones sustanciales. [EHS22]

Uno de los proyectos más destacados en este campo es el proyecto Benorth2, liderado por Nortegas en España. Este proyecto tiene como objetivo inyectar hidrógeno en una red existente de gas natural, creando así la red de hidrógeno más grande del país. Con una longitud superior a 15 kilómetros, atravesará ocho municipios de Bizkaia, facilitando la distribución de hidrógeno tanto para usos industriales como para el transporte y la actividad de una central de ciclo combinado. La inversión inicial es de 50 millones de euros para generar 20 MW, con planes de expansión para alcanzar 200 MW antes de 2030. [EHS22]

Además de Benorth2, el proyecto H2Sarea también está logrando avances significativos en la adaptación de las redes de gas natural para la distribución de hidrógeno. Iniciado por Nortegas en 2021, este proyecto tiene como propósito evaluar cómo se comportan las infraestructuras existentes cuando el gas natural se mezcla con hidrógeno en diferentes concentraciones. H2Sarea se enfoca en desarrollar nuevas tecnologías para la inyección de hidrógeno, sistemas de compresión avanzados y la creación de materiales y componentes diseñados para operar en entornos con hidrógeno, tanto en estado puro como combinado con gas natural. [SED24]

A nivel europeo, la iniciativa European Hydrogen Backbone (EHB) es crucial para el desarrollo de una infraestructura de hidrógeno a gran escala. Esta iniciativa agrupa a 31 operadores de infraestructura energética, incluida Enagás de España, y tiene como

objetivo acelerar la descarbonización a través de la reutilización y expansión de las infraestructuras de gas existentes para el transporte de hidrógeno. EHB planea establecer cinco grandes corredores de gasoductos que conectarán la oferta y la demanda interna europea, con una futura expansión hacia países vecinos. [SED24]

La implementación de estos corredores no solo fomentará la competencia en el mercado, sino que también asegurará el suministro y la demanda, promoviendo la colaboración transfronteriza. Para alcanzar estos objetivos, se han propuesto varias medidas clave, incluyendo el desarrollo de nuevas infraestructuras de hidrógeno, la adaptación de las existentes, y la simplificación de los procedimientos de planificación y concesión de permisos. Estas medidas son esenciales para que los corredores estén operativos en 2030. [SED24]

En España, el potencial del hidrógeno es significativo debido a la estacionalidad del consumo y la alta cuota de producción renovable. La capacidad de almacenar hidrógeno puede ser un aliado crucial en el proceso de transformación energética del país. Iniciativas como la creación de un think tank para estudiar la inyección de hidrógeno en la red de gas natural, impulsado por Sedigas, reflejan el compromiso y la colaboración entre expertos para definir los aspectos tecnológicos y normativos necesarios para esta transición. [SED24]

Proyectos internacionales como el gasoducto Midcat, que pretende mejorar la conexión de la península ibérica con el resto de Europa, y el estudio de viabilidad de un gasoducto submarino entre España e Italia, demuestran el interés y las acciones concretas para movilizar el hidrógeno verde hacia el centro de Europa. Estas conexiones son vitales para consolidar a España como un hub de hidrógeno en el continente europeo. [SED24]

En resumen, el uso de hidrógeno en las redes de gas natural presenta una oportunidad única para avanzar hacia una economía descarbonizada. Los proyectos en marcha en España y las iniciativas europeas reflejan un esfuerzo coordinado y ambicioso para superar los desafíos técnicos y económicos, y establecer una infraestructura robusta y segura para el transporte de hidrógeno. Esta transición no solo contribuirá a la independencia energética europea, sino que también promoverá la creación de un mercado competitivo y sostenible de hidrógeno renovable.

A continuación, se proporciona un listado con las ventajas e inconvenientes de usar hidrógeno en las redes de gas:

Ventajas

- **Aprovechamiento de infraestructuras existentes:** Permite utilizar las redes de gas natural ya disponibles, reduciendo significativamente los costes de inversión en nuevas infraestructuras.
- **Facilita la transición energética:** Contribuye a la descarbonización y ayuda a cumplir los objetivos climáticos mediante la reducción de emisiones de CO₂.
- **Seguridad energética:** Al diversificar las fuentes de energía y disminuir la dependencia de combustibles fósiles importados, se incrementa la seguridad en el suministro energético

- Desarrollo tecnológico e industrial: Impulsa la innovación en tecnologías de inyección, compresión y transporte de hidrógeno, creando nuevas oportunidades industriales y de empleo.
- Colaboración internacional: Promueve la cooperación transfronteriza y fortalece la integración energética europea.

Inconvenientes

- Fragilización de materiales: El hidrógeno puede causar fragilización y fractura en ciertos tipos de acero utilizados en las tuberías de gas natural, aumentando el riesgo de fugas y explosiones.
- Costes de adaptación: Adaptar las infraestructuras existentes y desarrollar nuevas tecnologías para la inyección y transporte de hidrógeno puede ser costoso y requiere una inversión significativa.
- Desafíos técnicos: La necesidad de desarrollar y probar nuevas tecnologías y materiales para garantizar la seguridad y eficiencia del transporte de hidrógeno.
- Regulación y normativa: La falta de una regulación específica para el tratamiento y transporte de hidrógeno puede retrasar la implementación de proyectos y aumentar la complejidad administrativa.
- Compatibilidad con la red actual: Garantizar que las mezclas de hidrógeno y gas natural no afecten negativamente a los equipos y sistemas actuales en instalaciones domésticas e industriales.

2.5.2. Sistemas de cogeneración

El hidrógeno se está convirtiendo en un vector energético crucial en la cogeneración, especialmente en países como Alemania, que se destaca como líder en proyectos de cogeneración impulsados por hidrógeno. Las políticas de apoyo y desarrollo han favorecido esta integración. La cogeneración, esencial para la industria calorintensiva, se beneficia de la alta eficiencia y la flexibilidad que el hidrógeno puede ofrecer, permitiendo procesos de alta temperatura y garantizando el suministro continuo de energía sin depender de condiciones climatológicas. [ACOG21]

El informe 'Entendimiento del mercado de hidrógeno y sus oportunidades para la cogeneración' destaca cómo la cogeneración puede aprovechar los desarrollos del hidrógeno para generar sinergias industriales, ecológicas y sociales. El factor decisivo radica en establecer un suministro de hidrógeno que sea tanto accesible como competitivo. La cogeneración con hidrógeno, al no emitir gases de efecto invernadero, se posiciona como una solución renovable clave en el camino hacia la descarbonización y en el fortalecimiento de la competitividad industrial. [INT21]

En España, la experiencia y el conocimiento de empresas en el sector de cogeneración con hidrógeno se están consolidando. Proyectos pioneros como el de la planta de Bárboles-Sobradíel en Zaragoza, desarrollado por Redexis Gas y Viessmann, han demostrado la viabilidad de usar hidrógeno para generar electricidad y energía térmica. Estos proyectos buscan reducir el impacto ambiental y la huella de carbono, además

de probar la tecnología en condiciones variables simulando usos domésticos y terciarios. [INT21]

La conversión tecnológica de la cogeneración para utilizar hidrógeno es ya un hecho. Existen fabricantes que pueden suministrar motores y turbinas compatibles con el uso de hidrógeno. Sin embargo, las restricciones en su consumo están relacionadas con la necesidad de desarrollar redes específicas y con la adaptación de las actuales infraestructuras de transporte y distribución de gas natural. [ACOG21]

El hidrógeno renovable permitirá al sector de la cogeneración convertirse en una fuente de energía térmica y eléctrica 100% libre de emisiones de gases de efecto invernadero. Bajo políticas de incentivos, la cogeneración podrá beneficiarse de instrumentos de financiación que facilitarán la renovación y transformación del sector. Además, posicionará al sector en su compromiso de contribuir a un sistema energético europeo eficiente, neutro en carbono y resiliente para 2050. [INT21]

En resumen, el hidrógeno presenta una oportunidad significativa para la cogeneración, especialmente en su capacidad para descarbonizar la producción de energía. Sin embargo, hay desafíos económicos, tecnológicos y regulatorios que deben abordarse para realizar plenamente su potencial.

A continuación, se proporciona un listado con las ventajas e inconvenientes de usar hidrógeno en sistemas de cogeneración:

Ventajas:

- Cero emisiones: El hidrógeno renovable permite una producción de energía térmica y eléctrica sin emisiones de gases de efecto invernadero.
- Renovación del sector: Políticas de incentivos facilitan la renovación y transformación de la cogeneración.
- Protagonismo energético: Refuerza el papel de la cogeneración en sistemas energéticos distribuidos y la integración de comunidades energéticas aisladas.
- Alta eficiencia: Ahorro de al menos un 10% de energía primaria comparado con otras tecnologías.
- Flexibilidad y generación distribuida: Satisfacción de las necesidades de uno o varios clientes próximos y aprovechamiento de las ventajas de la generación distribuida.

Inconvenientes:

- Costes de producción y distribución: Altos costes asociados al hidrógeno, tanto en su producción como en su distribución.
- Desarrollo tecnológico: Necesidad de avanzar en tecnologías de blending y redes específicas para hidrógeno.
- Regulación insuficiente: Falta de regulación específica y mecanismos facilitadores para la penetración del hidrógeno en los mercados energéticos.

- Adaptación de infraestructuras: Necesidad de adaptar las infraestructuras de gas natural existentes para el transporte y distribución de hidrógeno.

2.5.3. Movilidad sostenible

El hidrógeno está ganando relevancia como una alternativa prometedora para impulsar la movilidad sostenible, especialmente en aquellos sectores donde la electrificación presenta mayores desafíos, como el transporte pesado por carretera, el ferroviario, así como el marítimo y aéreo.

La Directiva (UE) 2018/2001 establece un objetivo del 14% de energías renovables en el transporte para 2030, mientras que la Estrategia para una Movilidad Inteligente y Sostenible de la Comisión Europea busca una disminución drástica de las emisiones de CO₂ del sector en un 90% para 2050. En España, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030 prevé alcanzar un 28% de consumo de energías renovables en el ámbito del transporte. [GEN24]

El hidrógeno renovable es una de las principales alternativas para lograr estos objetivos, especialmente en sectores donde la electrificación es complicada. Puede usarse directamente en vehículos con pilas de almacenamiento o combinado con combustibles sintéticos de cero emisiones. Entre las ventajas del vehículo de hidrógeno destacan su mayor autonomía y tiempos de recarga considerablemente más rápidos en comparación con las baterías eléctricas. No obstante, persisten desafíos importantes, como el elevado coste de producción y la necesidad de desarrollar una red de distribución eficiente. [GEN24]

En la movilidad de media y larga distancia, el hidrógeno está ganando terreno debido a su versatilidad y eficiencia energética. Actualmente, hay unos 20 fabricantes que apuestan por autobuses de hidrógeno, y ciudades como Madrid y Barcelona ya han incorporado estos vehículos en su flota urbana. Además, el hidrógeno es una solución viable para vehículos pesados de carga debido a su menor peso y tiempos de carga similares a los de camiones de combustibles fósiles. [BBVA23-2]

El hidrógeno también tiene aplicaciones prometedoras en el transporte ferroviario y marítimo. Talgo planea entregar su primer tren de hidrógeno en 2023, lo que permitirá reemplazar locomotoras diésel en tramos no electrificados. En el sector marítimo, el prototipo de barco Energy Observer es el primer buque propulsado por hidrógeno, mientras que, en aviación, empresas como Airbus están desarrollando aviones de hidrógeno para 2035. [BBVA23-2]

En España, diversos proyectos están promoviendo la aplicación del hidrógeno en la movilidad sostenible. La Empresa Municipal de Transportes Públicos del Ayuntamiento de Tarragona ha lanzado una licitación para autobuses de hidrógeno, y el proyecto Green Hysland en Baleares también apuesta por esta tecnología. Además, Talgo y CAF están desarrollando trenes de hidrógeno para reducir las emisiones en el sector ferroviario.

A continuación, se proporciona un listado con las ventajas e inconvenientes de usar hidrógeno en la movilidad sostenible:

Ventajas:

- Mayor autonomía en comparación con vehículos eléctricos de batería.
- Tiempos de recarga rápidos, similares a los de combustibles fósiles.
- Reducción significativa de emisiones de CO₂ y otros gases contaminantes.
- Aplicación en sectores de difícil electrificación, como el transporte pesado y ferroviario.

Inconvenientes:

- Alto coste de producción del hidrógeno renovable.
- Necesidad de desarrollar una red eficiente de hidrogeneras para repostar.
- Tecnología de almacenamiento y distribución aún en desarrollo.
- Dependencia actual de hidrógeno, lo que puede suponer que el hidrógeno no sea 100% verde en algunos casos.

2.6. Tecnologías de electrólisis

Como se ha comentado previamente en el apartado 2.2.2, la electrólisis es una tecnología clave que permite descomponer las moléculas de agua en hidrógeno y oxígeno gaseoso mediante la aplicación de una corriente eléctrica continua. Este proceso tiene lugar en un dispositivo llamado electrolizador, compuesto por dos electrodos, un ánodo y un cátodo, donde se produce la separación de las moléculas de agua. [RPS23-2]

En la actualidad existen varios tipos de electrolizadores, cada uno con características específicas y diferentes grados de desarrollo tecnológico. [MTCO20-1]

Uno de los electrolizadores más comunes es el de tipo alcalino, el cual emplea una solución alcalina, habitualmente esta solución está compuesta de hidróxido de potasio, como electrolito para su funcionamiento. [MTCO20-1]

Los electrolizadores alcalinos, destacan por elevada eficiencia energética y sus costes de fabricación reducidos. Esto les permite ser empleados comúnmente en aplicaciones industriales a gran escala. [RPS23-2] Sin embargo, los electrolizadores alcalinos, presentan una densidad de corriente baja. Esta pequeña corriente limita la cantidad de hidrógeno que pueden producir por volumen de equipo. Además, la operación de estos equipos está restringida a un rango de funcionamiento específico. Este rango nominal es del 20-100%, el motivo de este rango es debido a la posible difusión de gases en el ánodo y el cátodo. [MTCO20-1]

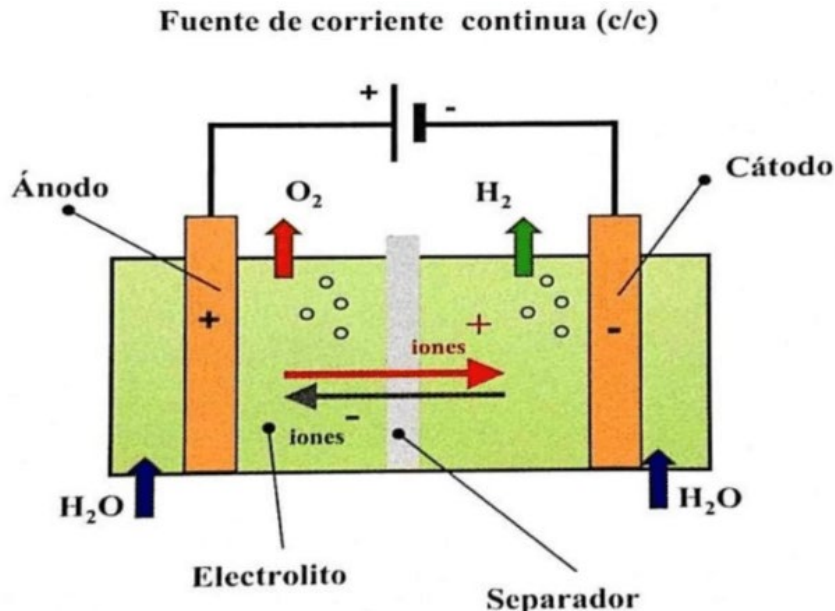


Figura 15: Esquema de un electrolizador alcalino [RSG06]

La segunda tipología de electrolizador que existe en la actualidad es el de membrana de intercambio de protones (PEM). Este electrolizador emplea un polímero sólido como electrolito. [MTCO20-1] Este tipo de electrolizador es apreciado por su alta eficiencia y capacidad para producir hidrógeno de alta pureza. [IBE24-1] Además, los electrolizadores PEM son compactos y se adaptan bien a la variabilidad de las energías renovables, lo que los convierte en una opción popular en sistemas fluctuantes. [MTCO20-1]

No obstante, el coste de los electrolizadores tipo PEM es más elevado debido al empleo de metales preciosos como catalizadores. [IBE24-1]

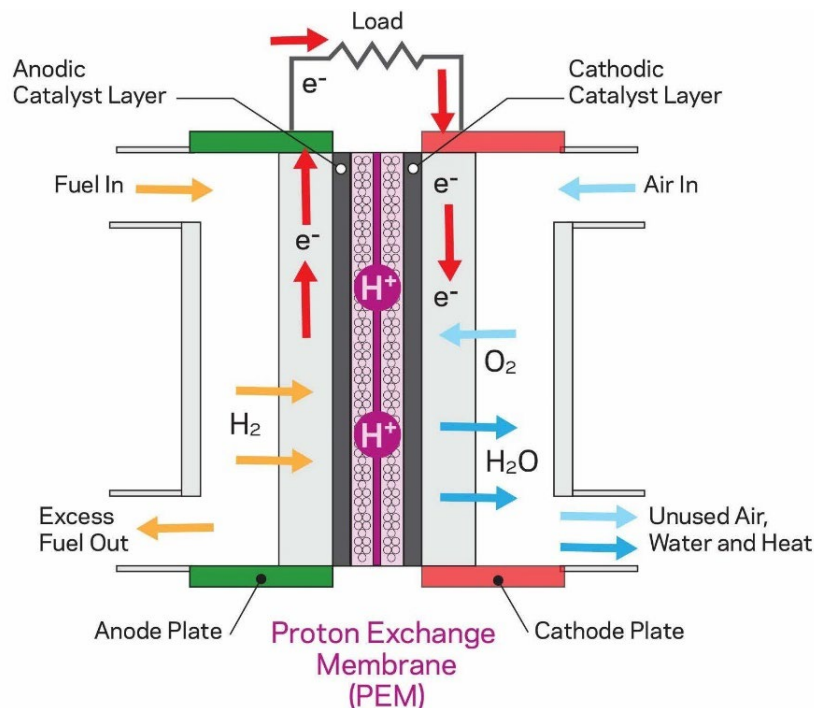


Figura 16: Esquema electrolizador PEM [NAF24]

Por último, existe una tercera tipología de electrolizador, en este caso son los electrolizadores de óxido sólido (SOEC), aunque estos electrolizadores son los que presentan una menor madurez tecnológica, pero son los que tienen un mayor potencial de cara al futuro. [MTCO20-1]

Estos dispositivos operan a temperaturas muy elevadas, entre 700 °C y 850 °C, lo que les permite alcanzar una alta eficiencia energética. [RPS23-2] El electrolito de los SOEC, está fabricado mediante materiales cerámicos, esto permite reducir los costes de producción de estos equipos. [MTCO20-1]

Otro aspecto muy relevante de los electrolizadores tipo SOEC, es que pueden ser empleador de forma reversible. Esto posibilita la conversión del hidrógeno generado de nuevo en electricidad, aportando servicios de equilibrio a la red. [MTCO20-1]

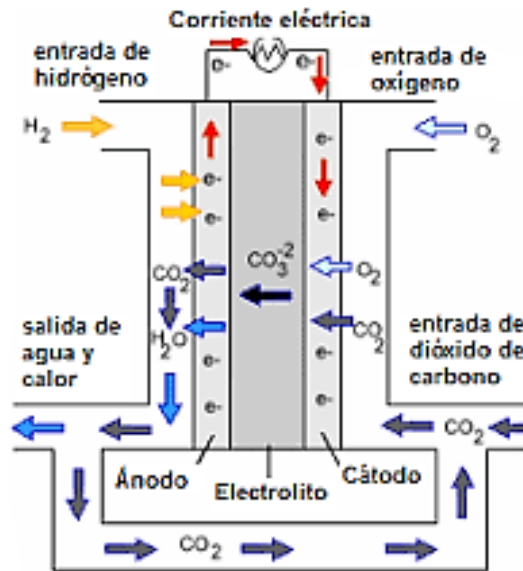


Figura 17: Esquema electrolizador SOEC [UTP13]

En resumen, la tecnología de electrólisis abarca varias opciones con distintas ventajas y desafíos, desde los electrolizadores alcalinos con su bajo coste y madurez tecnológica, hasta los avanzados SOEC, que prometen una mayor eficiencia energética en el futuro. De cara a la planta electrolizadora de este proyecto se emplearán los electrolizadores tipo PEM debido a su mejor adaptabilidad a fuentes de energía oscilantes como las que se emplearán para alimentarlos.

2.7. Diseño de la planta de hidrógeno

En este apartado se va a proceder a explicar el diseño de la planta de electrolisis, abarcando sus características técnicas principales, así como la localización y el esquema de la misma.

Dentro de las características técnicas principales, se van a explicar los estudios para la selección del modelo de electrolizador con el que contará la planta, el diseño del sistema de almacenamiento, así como el de compresión del hidrógeno producido. Por último, dentro de las características técnicas se va a proceder a realizar el diseño de las tuberías de la planta, así como detallar los sistemas de seguridad con los que contará la misma.

Dentro del apartado de la localización, se explicará los motivos para la selección de la localidad y la parcela donde se pretende realizar el proyecto.

Respecto al esquema de la misma, se procederá a elaborar un esquema general de la misma, donde se pueda observar la conexión de la planta fotovoltaica y el sistema de almacenamiento de energía, a la subestación. La conexión de la subestación a la planta electrolizadora y la conexión de la planta de electrolisis con el sistema de almacenamiento de hidrógeno.

2.7.1. Características técnicas de la planta electrolizadora

A continuación, se presentan los resultados del estudio realizado para seleccionar el modelo de electrolizador que será empleado en la planta de producción de hidrógeno de 5 MW. De cara a seleccionar el más adecuado se ha procedido a realizar una comparación técnica entre diferentes modelos comerciales de electrolizadores PEM disponibles en el mercado, evaluando aspectos críticos como la eficiencia, consumo de agua, sistema de refrigeración, y otros parámetros relevantes para la correcta operación y optimización de la planta.

Los parámetros de selección que se han tenido en cuenta a la hora de seleccionar el modelo de electrolizador son los siguientes:

- **Potencia nominal:** Todos los electrolizadores seleccionados deben tener una potencia mínima de 0,5 MW.
- **Eficiencia eléctrica:** La eficiencia es un parámetro crucial para maximizar la conversión de energía eléctrica en hidrógeno y reducir los costes operativos.
- **Consumo de agua:** La cantidad de agua necesaria para el proceso de electrólisis es esencial, especialmente en zonas donde la disponibilidad de agua puede ser un factor limitante.

A continuación, se presenta la selección de 3 modelos de electrolizadores PEM comerciales, con una comparación técnica detallada de sus características.

Modelo	Potencia Nominal (MW)	Consumo de Energía (kWh/kg)	Consumo H ₂ O nominal (l/h)	Presión de salida (bar)	Pureza H ₂ producido (%)	Referencia
H-TEC PEM Electrolyzer ME45	1	53	260	20 - 30	99,97	[HTEC24]
Nel Proton PEM MC250	1,25	50,4	222	30	99,95	[CAL21]
Hydrogenics HyLYZER 1000-30	1	51	-	30	99,99	[CUM21]

Tabla 2: Características modelos de electrolizadores preseleccionados

De los tres electrolizadores comparados, el Hydrogenics HyLYZER 1000-30 se destaca por ofrecer una alta pureza del hidrógeno (99.99%) y un consumo energético moderado (51 kWh/kg), lo que lo hace una opción excelente para la producción de hidrógeno de alta calidad con eficiencia energética competitiva. Además, su presión de salida es adecuada para múltiples aplicaciones industriales.

Respecto al sistema de refrigeración del Hydrogenics HyLYZER 1000-30, este está basado principalmente en enfriamiento por agua, lo cual permite garantizar una operación eficiente durante la vida útil del equipo. Este tipo de refrigeración proporciona una disipación eficiente del calor generado durante el proceso de electrólisis y mantener las celdas a una temperatura óptima. El sistema incluye un chiller externo, que asegura que el gas de hidrógeno producido se mantenga a temperaturas seguras, evitando sobrecalentamientos que podrían dañar el electrolizador o reducir su eficiencia. [CUM21]

Además, el sistema de refrigeración del rectificador también está integrado en el diseño, lo que contribuye a un control térmico más preciso y confiable. Este sistema de refrigeración asegura la estabilidad del proceso, especialmente en aplicaciones a gran escala como la producción continua de hidrógeno en instalaciones industriales. [CUM21]

Por tanto, teniendo en cuenta que la pureza del hidrógeno y la eficiencia energética en la producción son factores determinantes, se considera que el Hydrogenics HyLYZER 1000-30 es la mejor opción. Teniendo esto en cuenta y que la planta tiene una potencia total de 5 MW, serán necesarios 5 unidades de este modelo.



Figura 18: Electrolizador Cummins Hydrogenics HyLYZER 1000-30 [CEA24]

Una vez terminado con el estudio del modelo de electrolizador, se procede con el análisis de detalle para el diseño del sistema de almacenamiento y compresión adecuados para una planta de electrólisis con cinco unidades del Hydrogenics HyLYZER 1000-30.

El primer paso del análisis es determinar la producción de hidrógeno total a almacenar. Se estima que la planta producirá una media 1.500 kg de hidrógeno por día y se ha decidido que la misma debe ser capaz de almacenar la producción de 7 días, por lo tanto, se necesita un sistema capaz de almacenar 10.500 kilos de hidrógeno gaseoso.

Una vez determinado la capacidad total a almacenar es necesario convertir dicha cantidad a volumen. Como se quiere emplear almacenamiento a 700 bar de presión, se procede a emplear la ecuación de los gases ideales para calcular dicho volumen. Cabe tener en cuenta que en las condiciones descritas el hidrogeno no se comporta como un gas ideal debido a la alta presión a la que esta sometido, por lo que será necesario modificar la ecuación de los gases ideales para calcular el volumen requerido para 10.500 kilos de hidrogeno. Para ello se emplea un factor corrector del volumen, teniendo en cuenta la densidad real del hidrógeno a 700 bar y su densidad según el modelo de gas ideal.

$$P \cdot V \cdot \frac{\rho_1}{\rho_2} = n \cdot R \cdot T$$

Donde:

- P es la presión en pascuales (1 bar = 10^5 Pa).
- V es el volumen en metros cúbicos (m^3).
- ρ_1 es la densidad real del hidrógeno a 700 bar de presión (aproximadamente 42 kg/ m^3)
- ρ_2 es la densidad del hidrógeno suponiendo que se comporta como gas ideal a 700 bar de presión (aproximadamente 57 kg/ m^3)
- n es la cantidad de moles de hidrógeno.
- R es la constante de los gases ideales (8,314 J/mol·K)
- T es la temperatura absoluta en kelvin (aproximadamente 298 K a temperatura ambiente).

Para emplear la ecuación primero convertimos los 10.500 kilos de hidrógeno en moles:

$$n = \frac{\text{Masa de } H_2}{\text{Masa molar de } H_2} = \frac{10.500 \text{ kg}}{2,016 \frac{g}{mol} \cdot \frac{1 \text{ kg}}{1000 \text{ g}}} = 5.208.333,333 \text{ mol de } H_2$$

Por último, calculamos el volumen requerido a la presión de 700 bar (70 MPa) y a la temperatura ambiente (298 K)

$$V = \frac{n \cdot R \cdot T}{P \cdot \frac{\rho_1}{\rho_2}} = \frac{5.208.333,333 \cdot 8,314 \cdot 298}{(700 \cdot 10^5) \cdot \frac{42}{57}} = 250,18 \text{ m}^3$$

Por lo tanto, se necesita un volumen de almacenamiento de aproximadamente 250,18 m^3 a 700 bar para almacenar los 10.500 kg de hidrógeno.

Una vez determinado el volumen total del sistema de almacenamiento se procede a seleccionar el modelo del tanque. El modelo seleccionado es el Hexagon Purus Type 4 referencia H2-70-440X1050. Este tanque es capaz de almacenar hidrógeno a alta presión de manera segura y eficiente y puede ser transportado con seguridad.

Las características técnicas del tanque se presentan a continuación:

Hexagon Purus Type 4 (H2-70-440X1050)	
Presión de trabajo nominal (bar)	700
Diámetro Exterior (mm)	440
Longitud total (mm)	1.050
Peso del tanque (kg)	59
Volumen de agua (L)	76
Capacidad de hidrógeno (kg)	3,1
Ratio (Peso hidrógeno / Peso Tanque)	5,3
Norma	R134 y HGV2

Tabla 3: Características técnicas del tanque Hexagon Purus Type 4 [HEX24]

Teniendo en cuenta que por cada tanque se puede almacenar 3,1 kg de hidrógeno que respectivamente ocupan 0,07386 m³, se requiere de 3.388 tanques.

Por último, para almacenar hidrógeno a 700 bar de presión es necesario el empleo de un sistema de compresión adecuado. Para esta operación se ha decidió emplear el Hiperbaric 1KS 95. Según el fabricante este sistema de compresión ofrece una solución Plug & Play para el almacenamiento de H₂, con un grupo compresor fiable, compacto y seguro, además de que su concepto modular y escalable permite adaptar la compresión los niveles de producción y demanda más exigentes. [HIP24]



Figura 19: Sistema de compresión Hiperbaric 1KS-95 [HIP24]

El Hiperbaric 1KS 95 cuenta con los siguientes elementos:

- Cilindro multiplicador en dos etapas
- Sistema hidráulico
- Sistema de refrigeración
- Circuito de venteo
- Instrumentación y panel de control
- Circuito neumático

Las características técnicas del sistema Hiperbaric 1KS 95 para una compresión a 700 bar de presión son las siguientes:

Hiperbaric 1KS 95	
Presión de entrada (bar)	20 – 200
Caudal de hidrógeno por hora (kg/h)	10
Caudal de hidrógeno diario (kg/día)	236
Consumo energético (kWh / kg de H ₂)	4,6
Potencia total instalada (kW)	85

Tabla 4: Principales características técnicas del compresor Hiperbaric 1KS 95

Teniendo en cuenta que se planea producir un máximo de 3.000 kilos de hidrógeno diarios, será necesarios 13 Hiperbaric 1KS 95 para cumplir con la demanda máxima estimada.

Tras realizar el dimensionamiento del sistema de almacenamiento de hidrógeno y compresión, se procede a calcular y seleccionar el sistema de almacenamiento de agua que suministrara el agua a los electrolizadores de la planta. Se ha decidido que el sistema tiene que ser capaz de almacenar el agua necesaria para 7 días de producción. Por lo tanto, teniendo en cuenta la producción media estimada de 1.500 kilos de hidrógeno y un consumo de 10 litros de agua por kilo de hidrógeno producido el volumen del sistema es el siguiente.

Volumen sistema de almacenamiento de agua:

$$Volumen = 1.500 \frac{kg \text{ de } H_2}{día} \cdot 10 \frac{l \text{ de } H_2O}{kg \text{ de } H_2} \cdot 7 \text{ días} = 105.000 l \text{ de } H_2O = 105 m^3$$

Definido el volumen del sistema de almacenamiento de agua, se selecciona el modelo de tanque, en este caso, el modelo seleccionado es el CVCPS 15 D2.5 del fabricante Remosa.



Figura 20: Tanque de almacenamiento CVCPS 15 D2.5 [REM24]

Las características del tanque son las siguientes:

CVCPS 15 D2.5	
Volumen (l)	15.000
Diámetro (mm)	2.500
Altura (mm)	4.035
Peso (kg)	600

Tabla 5: Características técnicas Tanque de almacenamiento CVCPS 15 D2.5

Teniendo en cuenta las características del tanque, serán necesarios 7 tanques para tener el volumen de 105.000 litros.

Una vez detallados los sistemas de electrolisis, almacenamiento de agua, almacenamiento de hidrógeno y compresión, se procede con el diseño de las tuberías necesarias en la planta. Los cálculos se realizan para una temperatura de 25 °C. El material seleccionado para las tuberías es el acero inoxidable AISI 316.

A la hora de realizar el diseño de las tuberías, se debe tener en cuenta la normativa vigente, en el caso de España se incluyen las siguientes:

- Normativa UNE-EN 13480: Diseño y fabricación de tuberías metálicas industriales.
- Código Técnico de la Edificación (CTE): Referencias para el diseño de instalaciones hidráulicas.
- Normativa UNE-EN ISO 15649: Diseño de sistemas de tuberías para fluidos industriales a presión.
- ASME B31.3: Diseño de sistemas de tuberías de procesos

A continuación, se realiza el diseño de las tres conexiones principales:

- Tuberías para el suministro de agua a los electrolizadores.
- Tuberías para el transporte del hidrógeno producido desde los electrolizadores al sistema de compresión.
- Tuberías para el transporte del hidrógeno comprimido desde el sistema de compresión a los tanques de almacenamiento a 700 bar.

A continuación, se presentan las dimensiones de las tuberías necesarias:

Tuberías para el suministro de agua a los electrolizadores:

Teniendo en cuenta la producción máxima estimada de 3.000 kg de hidrógeno por día y un consumo estimado de 10 litros de agua por kilogramo de hidrógeno producido, se calcula el consumo de agua diario y el caudal de agua.

Consumo diario:

$$\text{Consumo de agua diario} = 3.000 \frac{\text{kg de H}_2}{\text{día}} \cdot 10 \frac{\text{litros de H}_2\text{O}}{\text{kg de H}_2} = 30.000 \frac{\text{litros de H}_2\text{O}}{\text{día}} = 30 \frac{\text{m}^3}{\text{día}}$$

Caudal volumétrico de agua:

$$\text{Caudal de agua} = 30 \frac{\text{m}^3}{\text{día}} \cdot \frac{1 \text{ día}}{24 \text{ h}} \cdot \frac{1 \text{ h}}{3.600 \text{ s}} = 0,0003472 \frac{\text{m}^3}{\text{s}}$$

Una vez calculado el caudal de agua suponiendo funcionamiento continuo, se procede al dimensionamiento de la tubería. Para hacerlo debe decidirse la velocidad máxima admisible del agua dentro de la tubería. Según la normativa UNE-EN 13840, la velocidad máxima admisible suele estar entre 1 y 3 m/s. Teniendo esto en cuenta se realizarán los cálculos para una velocidad de 2 m/s.

Definida la velocidad se procede a calcular el área de la tubería, para posteriormente obtener el diámetro de la tubería.

Área de la tubería:

$$A = \frac{Q}{v}$$

Donde:

- A es el área de la tubería en metros cuadrados (m²).
- Q es el caudal del agua en (m³/s).
- v es la velocidad del agua dentro de la tubería en (m/s).

Por lo tanto:

$$A = \frac{0,0003472 \text{ m}^3/\text{s}}{2 \text{ m/s}} = 0,0001736 \text{ m}^2$$

El área está relacionada con el diámetro según la siguiente ecuación:

$$D = \sqrt{\frac{4 \cdot A}{\pi}}$$

Donde:

- D es el diámetro de la tubería en metros (m)
- A es el área de la tubería en metros cuadrados (m²).
- π es el número Pi con valor aproximado 3,1416

Por lo tanto:

$$D = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,0001736}{\pi}} = 0,01487 \text{ m} = 14,87 \text{ mm}$$

Una vez calculado el valor de referencia se selecciona una tubería normalizada. Para este tramo se selecciona una tubería DN 15 - SCH 40, cuyo diámetro exterior es de 21,3 mm y el espesor de la misma es de 2,77 mm.

Tuberías para el transporte del hidrógeno desde el electrolizador al compresor

Para dimensionar el segundo tramo de tuberías, donde circulará hidrógeno a la salida de los electrolizadores, se procede a calcular el caudal másico de hidrógeno y el caudal volumétrico. Para hacer los cálculos es necesario conocer el valor de la densidad del hidrógeno a 30 bar y 25 °C, para esas condiciones la densidad tiene un valor aproximado de 2,39 kg/m³.

Caudal másico de hidrógeno:

$$\text{Caudal másico de hidrógeno} = \frac{3.000 \text{ kg de } H_2}{1 \text{ día}} \cdot \frac{1 \text{ día}}{24 \text{ h}} \cdot \frac{1 \text{ h}}{3600 \text{ s}} = 0,03472 \frac{\text{kg}}{\text{s}}$$

Caudal volumétrico de hidrógeno:

$$\text{Caudal volumétrico de hidrógeno} = \frac{0,03472 \text{ kg/s}}{2,39 \text{ kg/m}^3} = 0,01453 \frac{\text{m}^3}{\text{s}}$$

Después de calcular el caudal volumétrico es necesario definir la velocidad por la que circulara el hidrógeno en el interior de la tubería. Según recomendaciones para tuberías de media presión con la finalidad de evitar problemas de choque y fricción, la velocidad del hidrógeno debe estar entre 10 y 20 m/s. Teniendo esto en cuenta se realizarán los cálculos para una velocidad de 15 m/s.

Definida la velocidad se procede a calcular el área de la tubería, para posteriormente obtener el diámetro de la tubería.

Área de la tubería:

$$A = \frac{Q}{v}$$

Donde:

- A es el área de la tubería en metros cuadrados (m²).
- Q es el caudal del agua en (m³/s).
- v es la velocidad del agua dentro de la tubería en (m/s).

Por lo tanto:

$$A = \frac{0,01453 \text{ m}^3/\text{s}}{15 \text{ m/s}} = 0,0009687 \text{ m}^2$$

El área está relacionada con el diámetro según la siguiente ecuación:

$$D = \sqrt{\frac{4 \cdot A}{\pi}}$$

Donde:

- D es el diámetro de la tubería en metros (m)
- A es el área de la tubería en metros cuadrados (m²).
- π es el número Pi con valor aproximado 3,1416

Por lo tanto:

$$D = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,0009687}{\pi}} = 0,03512 \text{ m} = 35,12 \text{ mm}$$

Una vez calculado el valor de referencia se selecciona una tubería normalizada. Para este tramo se selecciona una tubería DN 40 - SCH 40, cuyo diámetro exterior es de 48,3 mm y el espesor de la misma es de 3,68 mm.

Tuberías para el transporte del hidrógeno comprimido desde el sistema de compresión a los tanques de almacenamiento a 700 bar.

Para calcular el diámetro de la tubería de este último tramo es necesario conocer el valor de la densidad a 700 bar y 25 °C, para esas condiciones la densidad tiene un valor aproximado de 39,12 kg/m³. Para este tramo de tuberías el caudal masico de hidrógeno es el mismo, su valor es de 0,03472 kg/s. Ahora se procede a calcular el caudal volumétrico de hidrógeno en este tramo.

Caudal volumétrico de hidrógeno:

$$\text{Caudal volumétrico de hidrógeno} = \frac{0,03472 \text{ kg/s}}{39,12 \text{ kg/m}^3} = 0,0008875 \frac{\text{m}^3}{\text{s}}$$

Para este tramo se realizan los cálculos para una velocidad de 17,5 m/s.

Definida la velocidad se procede a calcular el área de la tubería, para posteriormente obtener el diámetro de la tubería.

Área de la tubería:

$$A = \frac{Q}{v}$$

Donde:

- A es el área de la tubería en metros cuadrados (m²).
- Q es el caudal del agua en (m³/s).
- v es la velocidad del agua dentro de la tubería en (m/s).

Por lo tanto:

$$A = \frac{0,0008875 \text{ m}^3/\text{s}}{17,5 \text{ m/s}} = 0,00005071 \text{ m}^2$$

El área está relacionada con el diámetro según la siguiente ecuación:

$$D = \sqrt{\frac{4 \cdot A}{\pi}}$$

Donde:

- D es el diámetro de la tubería en metros (m)
- A es el área de la tubería en metros cuadrados (m²).
- π es el número Pi con valor aproximado 3,1416

Por lo tanto:

$$D = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,00005071}{\pi}} = 0,00804 \text{ m} = 8,04 \text{ mm}$$

Una vez calculado el valor de referencia se selecciona una tubería normalizada. Para este tramo se selecciona una tubería DN 8 - SCH 160, cuyo diámetro exterior es de 13,5 mm y el espesor de la misma es de 3,91mm.

Respecto a las características técnicas de la planta electrolizadora, para su construcción deben tenerse en cuenta los sistemas de seguridad descritos en la “Guía Técnica: Seguridad del hidrógeno” elaborada por BEQUINOR para el ministerio de industria. [MTCO23-2]

La planta electrolizadora para su funcionamiento empleará electricidad comprada mediante un PPA (Power Purchase Agreement) de 5 MW de potencia. La electricidad comprada mediante este PPA vendrá de fuente eólica. Además, la planta también empleará la electricidad producida por la planta fotovoltaica con sistema de almacenamiento que se dimensiona más adelante en este documento.

2.7.2. Localización de la planta de hidrógeno

Se ha decidido que la ubicación de la planta electrolizadora sea cerca de la provincia de Ciudad Real, el motivo principal es que, según el mapa de insolación anual del Instituto Geográfico Nacional, Ciudad Real dispone de una excelente insolación entre las 2600 y 2800 horas anuales. [IGN24-1]

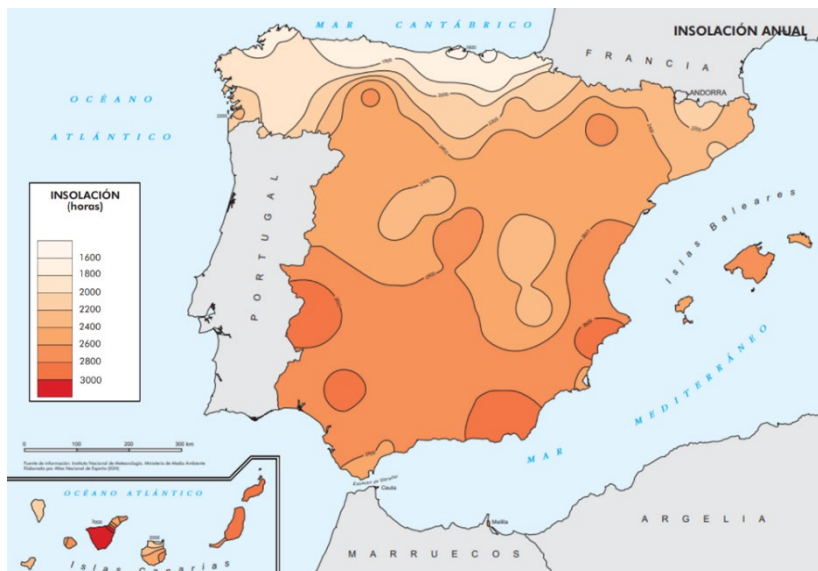


Figura 21: Mapa de insolación anual [IGN24-1]

Otro motivo, para seleccionar esta provincia es que Ciudad Real tiene una temperatura media de entre 12,5 °C y 15 °C según el mapa de temperatura media anual elaborado también por el Instituto Geográfico Nacional. [IGN24-2]



Figura 22: Mapa de temperatura media anual [IGN24-2]

Se han tenido en cuenta las horas de insolación anual y la temperatura media para la selección de la provincia, ya que la planta fotovoltaica ira ubicada en la misma parcela que la planta electrolizadora. Las horas de insolación son de muy alta importancia, debido a que, a mayor número de horas, mayor energía generada. Respecto a los datos de la temperatura media de Ciudad Real, esta es muy beneficiosa para la planta fotovoltaica que alimentará a la planta electrolizadora, ya que la eficiencia de los módulos fotovoltaicos no se verá gravemente afectada.

Una vez seleccionada la provincia se procede a buscar las subestaciones eléctricas ubicadas dentro de la misma. El motivo para buscar una subestación es que la planta fotovoltaica ira conectada a la red eléctrica, para así poder vender los excedentes producidos por la planta fotovoltaica.

La subestación eléctrica seleccionada es la subestación de La Paloma ubicada a las afueras del municipio de Manzanares.

La subestación eléctrica La Paloma, es una instalación clave en el corredor eléctrico transversal de la Península Ibérica. [OCA24] Esta subestación forma parte de la red de transporte de alta tensión de Red Eléctrica de España (REE).

Algunas de las características técnicas principales incluyen:

- Tensión de operación: 400/220 kV.
- Configuración de la subestación: Utiliza una configuración de interruptor y medio, que permite una mayor flexibilidad y seguridad en la distribución eléctrica.
- Conexiones: Está conectada a otras subestaciones en la región, como la de Alarcos y la futura subestación "Manzanares 2".



Figura 23: Subestación eléctrica La Paloma [Google MAPS]

Después de seleccionar la subestación, se procede a buscar una parcela en las inmediaciones de la misma, para ello se utiliza la herramienta SIGPAC (Sistema de Información Geográfica de Parcelas Agrícolas) del Ministerio de Agricultura Pesca y Alimentación. El objetivo de utilizar esta herramienta es localizar una parcela que contenga cultivos de bajo rendimiento o tierras arables, donde pueda construirse la planta.

Las consideraciones tenidas en cuenta para la elección de la parcela son las siguientes:

- Una superficie de al menos 30 hectáreas
- Parcela lo más llana posible
- Que este ubicada lo más cerca de la subestación eléctrica.
- La parcela no puede estar ubicada dentro de la Red Natura.

Teniendo esto en cuenta la parcela seleccionada es la siguiente:

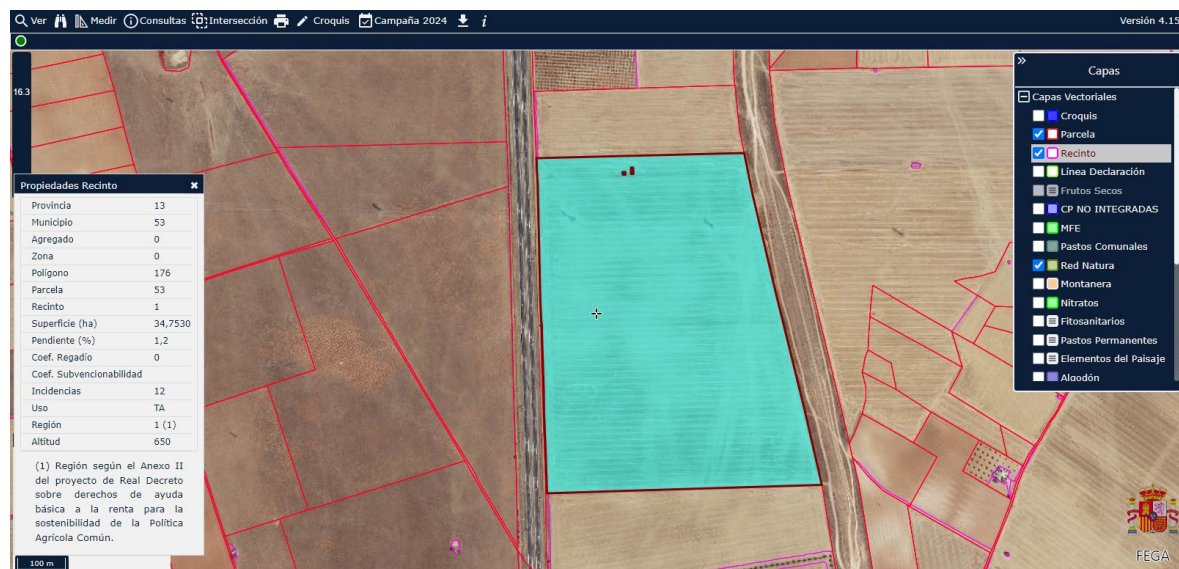


Figura 24: Parcela seleccionada para la construcción de la planta [SIG24]

La parcela tiene una superficie de 34,753 hectáreas y su uso actual es de tierras arables. Las coordenadas de la misma son:

- Latitud: 39° 3' 1,46" Norte
- Longitud: 3° 22' 17,62" Oeste

Por último, se realiza un estudio del perfil de elevación de la parcela, mediante el uso del software Google Earth Pro. Con este software se procede a sacar los perfiles de elevación de la pendiente norte a sur de la parcela y la pendiente este a oeste.

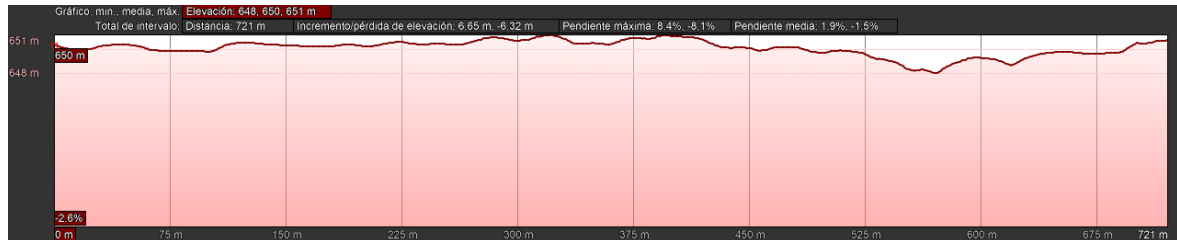


Figura 25: Pendiente norte a sur de la parcela [Google Earth Pro]

Como puede observarse en el perfil de elevación de la pendiente norte a sur, la diferencia de altura entre el punto más alto y bajo de la parcela es de solo tres metros.

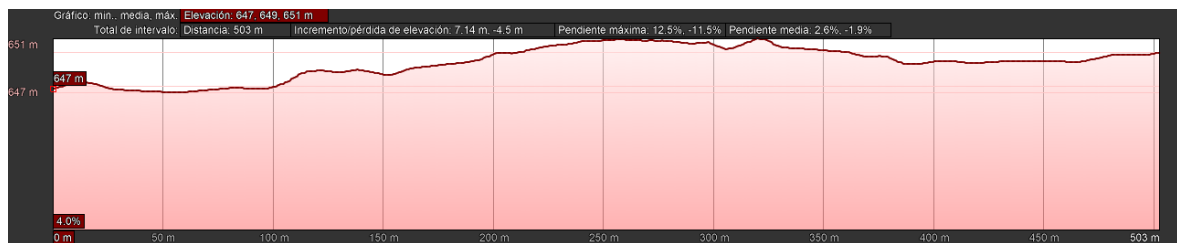


Figura 26: Pendiente este a oeste de la parcela [Google Earth Pro]

Como puede observarse en el perfil de elevación de la pendiente este a oeste, la diferencia de altura entre el punto más alto y bajo de la parcela es de solo cuatro metros.

Por lo tanto, se puede asegurar que la parcela seleccionada cumple con los criterios de selección.

3. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

3.1. Conceptos básicos

La energía solar fotovoltaica se basa en el principio del efecto fotoeléctrico. Mediante los paneles fotovoltaicos, los rayos solares son captados y los fotones presentes en la luz del sol son absorbidos, lo que provoca la liberación de electrones y, como resultado, se genera una corriente eléctrica debido a la diferencia de potencial creada. A este fenómeno se le denomina efecto fotovoltaico.

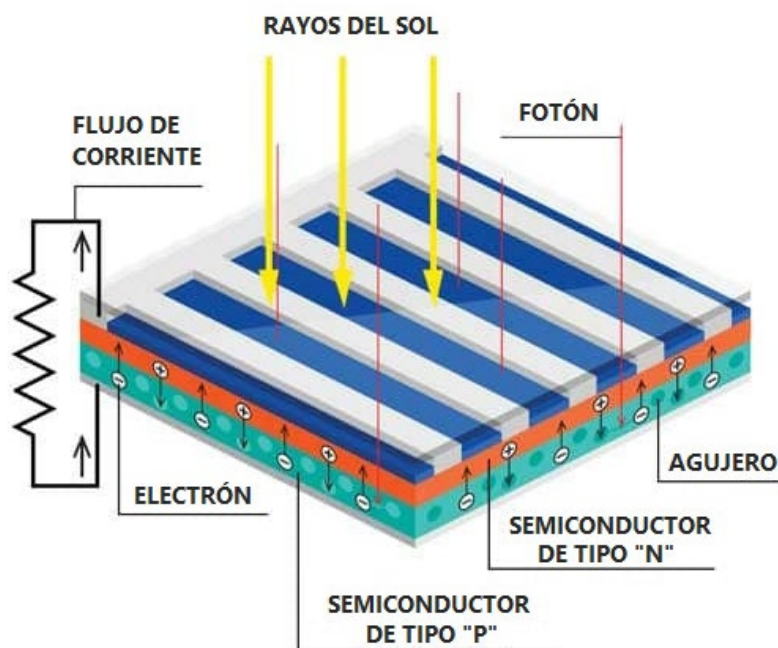


Figura 27 : Funcionamiento modulo fotovoltaico [MIK24]

Este tipo de energía es considerada renovable y no contaminante, ya que en el proceso de generación eléctrica no se emiten gases de efecto invernadero ni otras sustancias dañinas para el medio ambiente. Junto con la energía eólica, la energía solar se ha convertido en uno de los métodos de producción de energía renovable más ampliamente adoptados para mitigar los impactos negativos del cambio climático.

Según datos de Red Eléctrica, la potencia solar fotovoltaica en España alcanzaba los 25.551 MW en 2023, incluyendo tanto los sistemas peninsulares como los no peninsulares. [REE23-1] Además, de acuerdo con el informe "El sistema eléctrico español 2023", se generaron 37.332 GWh de energía fotovoltaica a lo largo de ese año. [REE23-2]

En la tabla que se muestra seguidamente, se puede observar la potencia fotovoltaica instalada por comunidad autónoma:

Comunidad Autónoma	Potencia fotovoltaica instalada (MW)
Andalucía	5.383
Aragón	2.405
Asturias	1
Cantabria	5
Castilla – La Mancha	6.134
Castilla y León	1.907
Cataluña	309
Comunidad de Madrid	64
Comunidad Valenciana	453
Extremadura	6.410
Galicia	19
Islas Baleares	333
Islas Canarias	234
La Rioja	102
Murcia	1.568
Navarra	171
País Vasco	53
España	25.551

Tabla 6: Potencia fotovoltaica instalada por CCAA [REE23-1]

Los paneles solares, también llamados módulos fotovoltaicos, son los dispositivos encargados de capturar la energía proveniente del sol y convertirla en electricidad mediante el efecto fotovoltaico. Están compuestos por materiales semiconductores, los cuales tienen la capacidad de transformar la energía solar en energía eléctrica gracias a las células solares que los integran.

Las células fotovoltaicas están fabricadas con semiconductores de tipo P y tipo N. El semiconductor tipo P, generalmente silicio, es dopado con elementos trivalentes, que generan impurezas y le otorgan una carga positiva (huecos). Los elementos trivalentes se caracterizan por tener tres electrones en su capa de valencia, lo que les permite

formar enlaces mediante la donación de esos electrones. Entre los materiales empleados para dopar los semiconductores de tipo P se encuentran:

- Boro (B)
- Aluminio (Al)
- Indio (In)
- Galio (Ga)
- Escandio (Sc)

Por otro lado, el semiconductor tipo N, también usualmente silicio, se dopado con elementos pentavalentes, que provocan impurezas otorgándole al material una carga negativa (electrones). Los elementos pentavalentes poseen cinco electrones en su capa de valencia, lo que les permite aceptar electrones adicionales en los enlaces. Entre los dopantes comunes para este tipo de semiconductores se incluyen:

- Fósforo (P)
- Arsénico (As)
- Antimonio (Sb)
- Bismuto (Bi)
- Nitrógeno (N)

La relevancia de estos materiales se manifiesta cuando se combinan en un panel fotovoltaico, formando una unión P-N. Esta unión es fundamental para el funcionamiento del panel, ya que cuando la luz solar incide sobre él, los fotones son absorbidos, transfiriendo su energía a los electrones.

Esta transferencia de energía causa la liberación de electrones en la unión P-N, generando una corriente eléctrica que fluye debido a la diferencia de potencial creada. [MST13]

Dado que la diferencia de potencial generada es relativamente baja, es necesario interconectar las células fotovoltaicas en serie para formar los paneles solares. Las configuraciones más comunes de los paneles suelen incluir 36, 60, 72 y 144 células fotovoltaicas.

El funcionamiento de una célula fotovoltaica puede observarse en esta imagen:

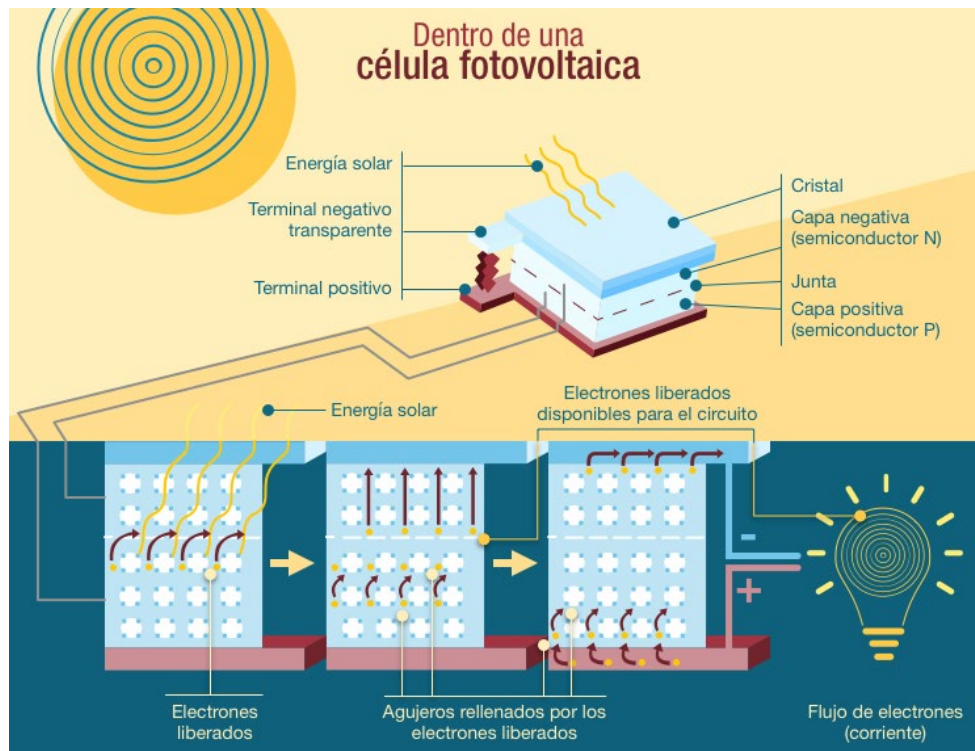


Figura 28 : Funcionamiento de una célula fotovoltaica [IBE24-2]

Para recoger la corriente eléctrica generada, los paneles solares están equipados con dos elementos clave: los Fingers y los BusBars. Los Fingers son pequeños conductores metálicos a través de los cuales circula la electricidad, transportándola hacia los BusBars. Estos últimos se encargan de evacuar la corriente hacia el inversor, donde la corriente continua se convierte en corriente alterna. En general, los paneles que tienen un mayor número de BusBars tienden a ser más eficientes, ya que los Fingers tienen menor longitud y, por lo tanto, se reducen las pérdidas por resistencia. [NOV17]

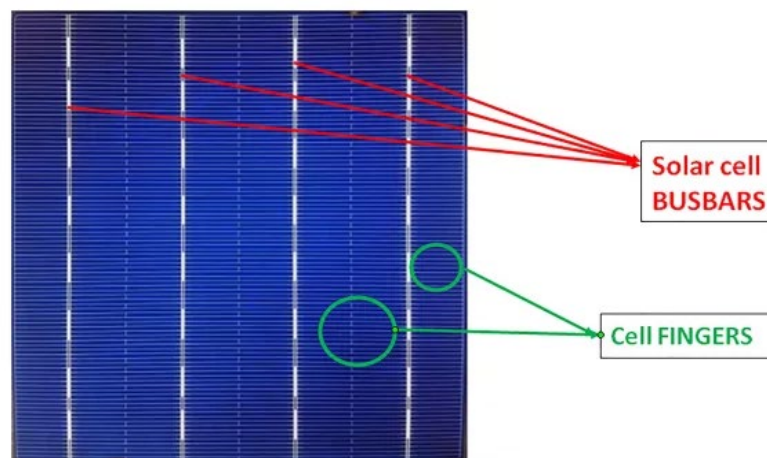


Figura 29 : Localización de BusBars y Fingers en un panel solar [NOV17]

Para la instalación de los paneles solares, existen dos tipos principales de estructuras: fijas y móviles. Las estructuras fijas, comúnmente fabricadas en perfiles de aluminio, permiten colocar los paneles en un ángulo de inclinación fijo. Estas estructuras son más económicas y requieren poco mantenimiento, lo que las convierte en una opción ideal para este estudio de hibridación. Las estructuras móviles, en cambio, permiten orientar los paneles de acuerdo con la posición del sol, optimizando así la producción de energía. Dentro de esta categoría, existen dos variantes: los seguidores de un eje, que ajustan un solo ángulo, y los de dos ejes, que pueden ajustar tanto el ángulo de elevación como el azimut.



Figura 30 : Estructuras sujeción paneles fotovoltaicos [REN21]

3.2. Módulos fotovoltaicos

En el ámbito de la energía solar fotovoltaica, podemos distinguir dos tipos principales de paneles solares: los monofaciales y los bifaciales. Ambos difieren notablemente en términos de captación de luz solar y eficiencia. [IBE24-3]

- **Paneles fotovoltaicos monofaciales:**

- Captación de luz solar: Los paneles monofaciales están diseñados para captar radiación solar únicamente a través de su cara frontal, la cual contiene una única capa de células solares recubierta por una lámina de vidrio. La cara posterior, por el contrario, está protegida con un material opaco que impide la entrada de luz. [CAE19]
- Eficiencia y rendimiento: La eficiencia de los módulos monofaciales oscila entre el 15% y el 20% [ENF24-1], dependiendo de factores como la calidad de las células solares, la inclinación del panel, la temperatura ambiente y la cantidad de radiación solar disponible. En condiciones de baja luminosidad, como días nublados, estos paneles pueden generar entre el 30% y el 50% de su capacidad máxima. Sin embargo, durante lluvias intensas, su rendimiento se reduce significativamente, alcanzando niveles entre el 10% y el 20% de su producción óptima. [EGE22]

- **Paneles fotovoltaicos bifaciales:**

- Captación de luz solar: Los paneles bifaciales están equipados con dos capas de células solares, permitiéndoles capturar luz por ambas caras. La cara frontal suele estar protegida por una capa de vidrio, mientras que la cara posterior puede ser transparente o reflectante, lo que les permite aprovechar tanto la radiación directa como la reflejada. [DGS23]
- Eficiencia y rendimiento: La eficiencia de los módulos bifaciales se sitúa entre el 19% y el 22% [ENF24-1], y pueden generar hasta un 30% más de energía en comparación con los paneles monofaciales de características similares [EGE24]. El rendimiento de estos paneles depende de factores como el albedo (la cantidad de luz reflejada por el entorno), la distancia al suelo, y la estructura de soporte, que puede ser fija o de seguimiento solar, tanto de un eje como de dos ejes.

En resumen, los paneles bifaciales destacan por su capacidad para generar más energía debido a su diseño, lo que, unido a su mayor eficiencia, los convierte en una opción cada vez más popular en grandes plantas solares. A pesar de que los monofaciales pueden ofrecer un rendimiento competitivo en determinadas circunstancias, su coste es generalmente un 10% menor que el de los bifaciales.

Además de la clasificación por su diseño, los paneles solares se diferencian según el material con el que están fabricados. Aunque el silicio es el material más común, en los últimos años han emergido nuevos compuestos con propiedades mejoradas.

- **Silicio monocristalino:** Este material fue el primero en ser utilizado en la fabricación de paneles solares. Estos módulos están compuestos por un único cristal de silicio, lo que les proporciona una estructura homogénea.
 - Eficiencia: Los paneles de silicio monocristalino son conocidos por su alta eficiencia, superando el 20% de conversión [SLR24].
 - Aspecto: Su color característico es negro, y suelen tener los bordes recortados para maximizar la absorción de luz.
 - Rendimiento en baja luminosidad: Estos paneles ofrecen un rendimiento notable incluso en condiciones de poca luz, como días nublados o con sombras parciales.
 - Precio: El proceso de fabricación de estos paneles es más costoso debido a la lentitud del crecimiento del cristal de silicio, lo que los hace más caros que otras alternativas.
- **Silicio policristalino:** Empleado desde finales del siglo XX, los paneles de silicio policristalino están compuestos por múltiples cristales de silicio, lo que les confiere una estructura menos uniforme, pero reduce el tiempo y coste de fabricación. [PWN21]
 - Eficiencia: Aunque ligeramente inferior a la de los monocristalinos, su eficiencia sigue siendo elevada, alcanzando tasas de conversión del 15% al 17% [SFE24-1].
 - Aspecto: Estos paneles suelen ser de color azul oscuro y presentan una textura visual similar a los cristales de hielo.
 - Adaptabilidad a altas temperaturas: En comparación con los monocristalinos, los policristalinos funcionan mejor en ambientes calurosos.
 - Precio: Gracias a su proceso de fabricación más eficiente, estos paneles son más económicos que los de silicio monocristalino.
- **Silicio cuasi-mono:** También conocido como silicio monocristalino de grano grande, este material combina características de los monocristalinos y policristalinos. Se fabrica utilizando un cristal monocristalino con granos más grandes, lo que da lugar a una estructura menos uniforme.
 - Eficiencia: Tienen un rendimiento superior a los policristalinos, aunque sin llegar al nivel de los monocristalinos.
 - Aspecto: Su apariencia es similar a la de los monocristalinos, pero con matices azulados en algunos casos.
 - Rendimiento en baja luminosidad: Al igual que los paneles monocristalinos, presentan un buen rendimiento en condiciones de luz limitada.

- Precio: Su coste es algo inferior al de los paneles de silicio monocristalino.

Además del silicio, otros materiales como el arseniuro de galio y el telururo de cadmio se utilizan en la fabricación de paneles fotovoltaicos.

- **Arseniuro de galio:** Este material destaca por su altísima eficiencia, alcanzando tasas de hasta el 27,2% en paneles de una sola unión y hasta un 32,9% en estructuras tándem [EPE20]. Además de su eficiencia, estos paneles son extremadamente resistentes a altas temperaturas, soportando hasta 200 °C sin afectar significativamente su rendimiento. Debido a su elevado coste de producción, derivado de la escasez de galio y la toxicidad del arsénico, se utilizan principalmente en aplicaciones espaciales. [DSE21]
- **Telururo de cadmio:** Estos paneles son los más comunes después de los de silicio y tienen una tasa de conversión promedio del 18%. Su fabricación es más económica y rápida, pero el cadmio es un material tóxico que requiere un manejo especial durante la producción y reciclaje, lo que limita su uso a pesar de sus ventajas en términos de eficiencia y coste. [DOE24-11]

3.3. Inversores fotovoltaicos

Los inversores fotovoltaicos son dispositivos esenciales encargados de transformar la corriente continua generada por los paneles solares en corriente alterna. Esta conversión es fundamental para que la energía pueda ser distribuida y utilizada en aplicaciones convencionales. Además de cumplir con esta función básica, los inversores contribuyen de manera significativa a mejorar el rendimiento de los sistemas fotovoltaicos, optimizando la cantidad de energía que producen. Asimismo, se les pueden integrar filtros que permiten ajustar tanto la tensión como el tipo de onda generada, según las necesidades específicas de la instalación.

Estos equipos operan alternando entre dos modos: saturación y corte. Mediante un proceso de conmutación, ejecutado a través de un transistor, se genera una onda de tipo cuadrada. Esta onda puede modificarse mediante el uso de filtros de potencia y transformadores, lo que permite adaptar tanto el tipo de onda como su tensión a los requerimientos de la instalación. Es importante señalar que el tipo de filtro y transformador empleados puede influir directamente en el rendimiento del inversor. [SFE24-2]

En la actualidad, los inversores fotovoltaicos se clasifican en tres tipos principales: inversores centrales, inversores en string y microinversores. A continuación, se detallan las características y el funcionamiento de cada uno, con el objetivo de determinar cuál es más adecuado para cada proyecto solar, teniendo en cuenta los paneles seleccionados.

Inversor central:

Las plantas fotovoltaicas que emplean un inversor central requieren solo de un equipo para llevar a cabo la conversión de toda la energía generada por los paneles. Estos inversores están dotados de múltiples entradas que incorporan controladores de Maximum Power Point Tracking (MPPT), los cuales permiten localizar el punto de máxima potencia en cada uno de los grupos de módulos conectados. De esta manera, si una sección de la instalación se ve afectada por sombras o fallos, solo se verán perjudicados los módulos vinculados a la entrada correspondiente.

A pesar de que los inversores centrales son más complejos y demandan un mantenimiento especializado, lo que incrementa tanto el coste como la dificultad de operación, siguen siendo los más utilizados en grandes instalaciones debido a su bajo coste por vatio generado. Este tipo de inversor es especialmente adecuado para plantas solares de gran escala. [SPW18]



Figura 31: Inversor central [SMA24]

Inversores en string:

Los inversores en string conectan los módulos en serie, de manera que solo es necesario un inversor para cada grupo o serie de módulos. Este tipo de inversor ofrece un buen rendimiento general, aunque su principal desventaja radica en que la producción de energía de todo el grupo se ve limitada por el panel que tenga el menor rendimiento. En caso de que uno de los paneles quede parcial o totalmente sombreado, el rendimiento del conjunto disminuirá.

En comparación con los inversores centrales, los inversores en string tienen un coste de adquisición más bajo y su mantenimiento es menos complicado, además de ser más económicos. [NEX21]



Figura 32: Inversor en string [ER19]

Microinversores:

Los microinversores, por su parte, se conectan directamente a cada panel individualmente, lo que permite que cada módulo tenga su propio inversor. Esta configuración ofrece una ventaja significativa: cada panel cuenta con su propio controlador MPPT, lo que asegura que cualquier fallo o sombra que afecte a un módulo no tendrá repercusiones sobre el resto de la instalación.

Una de las ventajas clave de los microinversores es que, si un panel sufre alguna avería, puede ser aislado y reparado sin que ello afecte al funcionamiento de los demás módulos. Sin embargo, a pesar de sus ventajas, esta tecnología no es la opción más utilizada en grandes plantas fotovoltaicas, ya que el coste asociado a la instalación de un inversor por cada panel resulta considerablemente elevado. [MST13]



Figura 33: Microinversor [SLB24]

3.4. Baterías

Las baterías son dispositivos diseñados específicamente para almacenar energía, la cual puede ser convertida posteriormente en energía eléctrica. Estos sistemas son fundamentales en una amplia variedad de aplicaciones, que van desde pequeños dispositivos electrónicos, como teléfonos móviles, hasta vehículos eléctricos y grandes sistemas de almacenamiento de energía a nivel industrial.

En su estructura interna, las baterías cuentan con los siguientes componentes:

- **Ánodo:** Es el electrodo negativo donde ocurre la reacción de oxidación del material que lo compone. Durante este proceso, los electrones son liberados, incrementando el estado de oxidación del ánodo, y fluyen hacia el circuito externo.
- **Cátodo:** Representa el electrodo positivo y es donde tiene lugar la reacción de reducción. Aquí, los electrones liberados por el ánodo son recibidos, disminuyendo el estado de oxidación del cátodo mientras circulan a través del circuito externo.
- **Electrolito:** Constituido por un material con iones libres, este componente permite el movimiento de iones entre el ánodo y el cátodo, actuando como conductor eléctrico. Dependiendo del tipo de batería, el electrolito puede presentarse en estado líquido, sólido o gelatinoso.
- **Aislante:** Es una barrera que impide el contacto directo entre el ánodo y el cátodo, evitando cortocircuitos. Al mismo tiempo, permite el libre movimiento de iones entre los electrodos.
- **Carcasa:** Es la estructura externa que protege los componentes internos de la batería, garantizando su integridad y seguridad durante su funcionamiento.
- **Terminales:** Son los puntos de conexión externos que permiten integrar la batería en diferentes sistemas o dispositivos.

El principio de funcionamiento de las baterías se basa en reacciones electroquímicas reversibles que ocurren en sus componentes internos. Durante el proceso de descarga, los electrones fluyen desde el ánodo hacia el cátodo a través del circuito externo, generando una corriente eléctrica que puede ser utilizada para alimentar dispositivos o sistemas. Este proceso continúa hasta que el ánodo y el cátodo alcanzan sus respectivos estados máximos y mínimos de oxidación, lo que se conoce como el proceso de descarga. Para recargar la batería, se aplica una corriente eléctrica inversa que hace que los electrones regresen al ánodo desde el cátodo, almacenando de nuevo energía química que puede ser reutilizada. [DLTR01]

Existen diferentes tipos de baterías según su composición química, entre las que destacan:

- Baterías de Plomo-Ácido
- Baterías alcalinas
- Baterías de Níquel-Cadmio (Ni-Cd)
- Baterías de Níquel-Metal Hidruro (Ni-MH)
- Baterías de Iones de Litio (Li-Ion)
- Baterías de Polímero de Litio (Li-Po)
- Baterías de Litio Hierro Fosfato (LFP)
- Baterías de Níquel Cadmio Manganeso (NCM)
- Baterías de Níquel Cadmio Aluminio (NCA)

En los últimos años, el desarrollo de nuevas tecnologías ha permitido que las baterías presenten mejoras significativas en términos de densidad energética, eficiencia y tiempos de recarga más rápidos, además de una reducción de costes. Entre estos avances se encuentran las baterías condensadas desarrolladas por CATL, las cuales, según el fabricante chino, podrían alcanzar una densidad energética de 500 Wh/kg, representando un incremento notable en comparación con otras tecnologías de baterías [CATL23]. Otro avance son las baterías de litio hierro, manganeso y fosfato (LMFP), desarrolladas por Gotion High-Tech Co., que podrían alcanzar una densidad energética de 240 Wh/kg, superior a los 190 Wh/kg de las baterías LFP, y aproximándose a los 265 Wh/kg de las baterías NCM712 producidas por LG Chem [CLA20]. Además, Gotion afirma que estas nuevas baterías tendrán un coste un 5% menor que las LFP tradicionales y entre un 20% y un 25% inferior a las NCM. [ELE23]

Estos avances tecnológicos contribuirán a aumentar la autonomía de los vehículos eléctricos, una de las críticas más frecuentes hacia esta tecnología. Además, mejorarán la capacidad de almacenamiento de energía en plantas industriales de gran tamaño.

En lo que respecta al almacenamiento de energía a gran escala, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) ha elaborado el informe titulado "Estrategia de Almacenamiento Energético" [MTCO20-2]. En este informe se plantea una estrategia para impulsar el almacenamiento de energía en España hasta el año 2050, en línea con el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia "España Puede". Se destaca que el almacenamiento es un elemento clave para avanzar hacia una producción energética descarbonizada. Entre las medidas propuestas se incluyen la creación de un marco regulatorio estable para el almacenamiento, la eliminación de barreras administrativas para estos proyectos y el establecimiento de incentivos económicos.

Asimismo, el informe incluye una hoja de ruta para la implementación de estos sistemas, subrayando que las baterías tendrán un papel crucial. Estos dispositivos permitirán una gestión más eficiente de la demanda energética, ofreciendo respuestas

rápidas y flexibles que mejorarán la seguridad del suministro eléctrico. Además, se indica que el uso de baterías contribuirá a aumentar la penetración de las energías renovables en la red eléctrica, lo que a su vez ayudaría a reducir los costes de la energía.

Los sistemas de almacenamiento con baterías pueden ser implementados en parques eólicos y plantas fotovoltaicas, almacenando energía en momentos de baja demanda y liberándola cuando la demanda es mayor.

En cuanto al almacenamiento para instalaciones de autoconsumo, en el informe "Hoja de Ruta del Autoconsumo", también elaborado por MITECO, se propone impulsar el autoconsumo con sistemas de almacenamiento. Para ello, se han aprobado ayudas dentro del Real Decreto 477/2021, que permite a las comunidades autónomas desarrollar programas de incentivos relacionados con el autoconsumo y el almacenamiento con fuentes renovables de energía. [MTCO21]

3.5. Normativa para la construcción de plantas fotovoltaicas

- Real Decreto 1955/2000 de 1 de diciembre, por el que se regulan las Actividades de Transporte, Distribución, Comercialización, Suministro y Procedimientos de Autorización de Instalaciones de Energía Eléctrica, incluyendo las correcciones realizadas la Ref. BOE-A-2001-4839.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto 1074/2015, de 27 de noviembre, por el que se modifican distintas disposiciones en el sector eléctrico.
- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias (Real Decreto 842/2002 de 2 de agosto de 2002) y sus instrucciones técnicas complementarias.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.
- Reglamento de L.A.A.T Aprobado por Decreto Real Decreto 223/2008 que deroga el anterior reglamento aprobado en el Real Decreto 3.151/1968, de 28 de noviembre, B.O.E. de 27-12-68.
- R.D. 1066/2001, de 28 de septiembre, por el que se aprueba el Reglamento que establece condiciones de protección del dominio público radioeléctrico, restricciones a las emisiones radioeléctricas y medidas de protección sanitaria frente a emisiones radioeléctricas. (exceptuando los Capítulos II, IV, V y el anexo I derogados por el Real Decreto 123/2017).
- Normalización Nacional. Normas UNE, Normas CEI y CENELEC, Comité Europeo para la Normalización.
- Especificación ES.0103.ES.RE.EIC 6ª Edición: "Especificaciones Particulares para Instalaciones de Conexión. Generadores conectados a redes de Alta Tensión de $U_n \leq 20$ Kv.
- Ley 31/1995 de 8 de noviembre, sobre Prevención de Riesgos Laborales y los Reglamentos que la desarrollan.
- RD 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico
- Real Decreto 1627/1997 de 24 de octubre de 1997, sobre Disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en las obras.

- Real Decreto 2177/2004 de 12 de noviembre, por el que se modifica el Real Decreto de 1215/1997 de 18 de julio, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo, así como el RD.
- Real Decreto 1076/2021 de 7 de diciembre, por el que se modifica el RD 773/1997 de 30 de mayo de 1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.
- Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica
- Real Decreto 186/2016, de 6 de Mayo, por el que se regula la compatibilidad electromagnética de los equipos eléctricos y electrónicos.
- Circular 3/2014, de 2 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad.
- Condiciones impuestas por los Organismos Públicos afectados y Ordenanzas Municipales.
- Ley 21/2013, de evaluación ambiental.
- RD 9/2011, de 18 de enero, por el que se modifican diversas Normas Reguladoras de Procedimientos Administrativos de Industria y Energía.
- Real Decreto 1481/2001, por el que se regula la eliminación de residuos mediante su depósito en vertedero.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Ley 21/1992, de 16 de julio de Industria.
- Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.
- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITCRAT 01 a 23.
- Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.

3.6. Diseño de la planta de la planta fotovoltaica

Una vez descritas las consideraciones básicas de la energía fotovoltaica y las características principales de los módulos fotovoltaicos, inversores y baterías, se procederá a realizar un estudio para la selección del panel e inversor más adecuado, además de seleccionar el sistema de almacenamiento. También se realizará el cálculo de la sección del cable necesaria para cada parte de la instalación. Resumiendo, en este apartado se definirán los equipos con los que contará la planta fotovoltaica.

La planta fotovoltaica irá ubicada en la misma parcela seleccionada para la planta de electrolisis. La selección de esta parcela se encuentra en el apartado 2.7.2. del presente proyecto. Las características definidas para la planta fotovoltaica son las siguientes:

- Potencia instalada: 25 MW
- Capacidad sistema de almacenamiento de energía: 5 MWh
- Inclinação óptima para los paneles fotovoltaicos: 35° (Dato proporcionado por PVGIS)
- Azimuth óptimo para los paneles fotovoltaicos: - 4° (Dato proporcionado por PVGIS)
- Estructura fija para anclaje de los paneles fotovoltaicos.

En este apartado también se realizará el diseño de la estructura fija donde irán anclados los paneles mediante el software CATIA. Además, se realizará un análisis de elementos finitos empleando el software CREO Parametric, para validar el diseño de la misma.

Por último, se definirá la separación necesaria entre paneles fotovoltaicos, se distribuirán los mismos en la parcela donde irá construida la misma y se realizará el esquema unifilar de la planta.

3.6.1. Características técnicas de la planta fotovoltaica

A continuación, se expone el análisis para la elección del módulo fotovoltaico. En la fase de selección de los modelos a evaluar, se ha considerado la existencia de numerosas compañías dedicadas a la fabricación de paneles solares. Partiendo de esta premisa, se ha identificado a los fabricantes más idóneos basándose en el informe de Bloomberg New Energy Finance Corporation (BNEF), que clasifica a los productores en distintos niveles o "Tiers". Únicamente se han escogido paneles de fabricantes ubicados en el Tier 1 (según el informe, los fabricantes de paneles solares de Tier 1 son aquellos que, en los últimos dos años, han suministrado módulos a seis proyectos diferentes, los cuales han sido financiados sin recurrir a los propios recursos de seis entidades bancarias distintas) [TCH22]. Se opta por este nivel porque garantiza que estos fabricantes producen equipos de alta calidad y cuentan con una capacidad de producción suficiente para abastecer los proyectos. Para seleccionar los módulos más adecuados, se tomarán en cuenta los siguientes criterios:

- Solo se preseleccionarán paneles de silicio monocristalino, ya que, aunque su coste es más elevado, presentan una mayor eficiencia.
- Solo se seleccionarán paneles monofaciales. Aunque los equipos bifaciales pueden ayudar a maximizar el rendimiento de la instalación, no se puede asegurar con precisión cuanto incremento de producción pueden lograr, por lo que el estudio de producción de energía que se elabora más adelante en este proyecto no sería del todo preciso.
- Solo se seleccionarán paneles que tengan intervalos de potencia donde este comprendidos 500 Wp.

A continuación, se adjunta una tabla con los modelos preseleccionados, los datos de eficiencia y relación de la potencia por área es comparando los modelos de 500 Wp.

Modelo	Potencia (Wp)	Eficiencia (%)	Tamaño (mm x mm)	Área (m ²)	Relación (Wp/m ²)	Peso (kg)	Referencia
LONGI LR5-66HIH	490 - 510	21,1	2.073 x 1.133	2,37	210,85	30,6	[ENF24-3]
JA Solar JAM66S30	480 - 500	21,1	2.092 x 1.134	2,37	210,76	26,3	[JAS24]
Trina Solar TSM-DE18M	480 - 510	20,7	2.187 x 1.102	2,41	207,46	26,5	[TRI24]
Canadian Solar HiKu5 CS3Y-MS	475 - 500	21,2	2.250 x 1.048	2,36	212,04	26,3	[ENF24-4]
Risen Energy RSM150-8	485 - 510	20,4	2.220 x 1.102	2,45	204,38	27,0	[ENF24-5]
Maxeon Solar Tech SPR-P3-UPP	475 - 500	20,9	2.066 x 1.160	2,40	208,63	25,0	[MAX24]
Q CELLS Q.PEAK DUO ML-G11	480 - 500	21,5	2.054 x 1.134	2,33	214,66	26,0	[QCL24]

Tabla 7: Modelos de paneles solares preseleccionados para la planta fotovoltaica

Se ha decidido optar por el modelo de panel Q CELLS Q.PEAK DUO ML-G11 por los siguientes motivos.

- **Eficiencia:** El Q CELLS Q.PEAK DUO ML-G11 tiene una eficiencia por panel del 21,5%, siendo la más elevada de los paneles preseleccionados. Esto implica que una mayor parte de la luz solar que incide en el panel es convertida en electricidad, lo que aumenta el rendimiento energético y reduce los costes.
- **Relación potencia - área:** De los modelos comparados (los de 500 Wp), el Q CELLS Q.PEAK DUO ML-G11 tiene el mejor ratio, lo que permitirá que la ocupación total de los paneles dentro de la parcela sea lo menor posible.

A continuación, se recogen las principales características del módulo seleccionado, obtenidas de la ficha del panel fotovoltaico:

Q CELLS Q.PEAK DUO ML-G11	
Número de células	132
Dimensiones (mm x mm x mm)	2.054 x 1.134 x 32
Peso (kg)	26,0
Potencia (Wp)	480 – 500
Tensión de operación óptima (V)	37,57 – 38,45
Intensidad de operación óptima (A)	12,78 – 13,00
Tensión máxima del sistema (V_{SY})	1.500
Eficiencia (%)	21,5
Características relevantes	
• Tecnología Q.ANTUM DUO Z, que permite que no existan brechas entre celdas. • Protección avanzada: Equipado con tecnologías Anti-LeTID y Anti-PID, y protección contra puntos calientes. • Garantía: 12 años de garantía de producto y 25 años de rendimiento lineal. • Temperatura nominal de operación de los módulos (NMOT): $43 \pm 3^{\circ}\text{C}$ • Coeficiente de temperatura de P_{max}: -0,34 %/°C • Coeficiente de temperatura de V_{oc}: -0,27 %/°C • Coeficiente de temperatura de I_{sc}: 0,04 %/°C.	

Tabla 8 : Características panel fotovoltaico Q CELLS Q.PEAK DUO ML-G11 [QCL24]

La ficha técnica del panel fotovoltaico puede encontrarse en el anexo 3.

Por otro lado, una vez determinado el módulo fotovoltaico que se utilizará en la planta, es fundamental elegir el tipo de inversor adecuado. Tras analizar las distintas tipologías de inversores, se ha concluido que los más apropiados son los inversores de tipo string, ya que ofrecen un equilibrio óptimo entre el coste de inversión y las pérdidas que pueden ocurrir cuando un módulo presenta fallos técnicos o se ve afectado por sombras.

Se considerarán los fabricantes Huawei, Fronius, SolarEdge y SMA Solar Technology AG, dado que se encuentran entre los principales líderes del sector.

Se han preseleccionado cuatro modelos de inversores de estas marcas, que destacan por su rendimiento y confiabilidad en la industria.

Modelo	Voltaje CC máximo (V)	Potencia nominal activa CA (W)	Eficiencia (%)	Referencia
Huawei SUN2000-100KTL-M1	1.100	100.000	98,8	[HUW24]
SMA Sunny Highpower 100-21	1.100	100.000	98,8	[SMA20]
SolarEdge SE-100K	1.000	100.000	98,1	[SLE22]
Fronius Tauro Eco 100-3D	1.000	100.000	98,5	[FNS23]

Tabla 9: Modelos de inversores preseleccionados para la planta fotovoltaica

Todos los inversores seleccionados tienen características muy similares. Por lo tanto, para seleccionar el modelo más adecuado se han tenido que otros aspectos. El factor determinante en la selección del Huawei SUN2000-100KTL-M1 es su completo sistema de seguridad, que incluye dispositivos de desconexión en el lado de corriente continua, protección contra sobretensiones y sobreintensidades, y un sistema de monitorización de fallos. Estas características minimizan el riesgo de daños al inversor y garantizan un funcionamiento seguro y fiable.

Asimismo, se instalarán cuadros de desconexión tanto en el lado de corriente continua como en el lado de corriente alterna (según se muestra en el esquema unifilar) para proteger a los operarios durante las intervenciones en los equipos y permitir el aislamiento de secciones específicas cuando sea necesario.

En la siguiente tabla se recogen las especificaciones técnicas de este inversor

Huawei SUN2000-100KTL-M1	
Eficiencia	
Eficiencia máxima y eficiencia europea	Máxima 98,8%, Europea 98,6%
Entrada	
Máx. voltaje de entrada	1.100 V
Máx. corriente por MPPT	26 A
Máx. corriente de cortocircuito por MPPT	40 A
Voltaje de entrada inicial	200 V
Rango de voltaje de operación de MPPT	200 V ~ 1.000 V
Voltaje nominal de entrada	720 V
Cantidad de entradas y cantidad de MPPT	Entradas 20, MMPT 10
Salida	
Potencia nominal activa de AC	100.000 W @40°C
Máx. potencia aparente de AC	110.000 VA
Voltaje nominal de salida	480 V, 3W + PE
Frecuencia nominal de red de AC	50 Hz / 60 Hz
Corriente de salida nominal	120,3 A @480 V
Máx. corriente de salida	133,7 A @480 V
Rango de factor de potencia ajustable	0.8 LG ... 0.8 LD
Máx. distorsión armónica total	< 3%
Protección	
Dispositivo de desconexión del lado de entrada	Sí
Protección anti-isla	Sí
Protección contra sobre corriente de AC	Sí (Tipo II)
Protección contra sobre corriente de DC	Sí (Tipo II)
Monitoreo de fallos en strings de sistemas fotovoltaicos	Sí
Protección contra polaridad inversa de DC	Sí
Detección de resistencia de aislamiento DC	Sí
Unidad de Monitoreo de la Corriente Residual	Sí
General	
Dimensiones	1.035 x 700 x 365 mm
Peso	90 kg
Rango temperaturas de operación	-25°C – 60°C
Clase de protección	IP66

Tabla 10: Características inversor Huawei SUN2000-100KTL-M1 [HUW24]

La ficha técnica completa puede encontrarse en el anexo 3:

Este inversor permite una tensión de operación por cada MPPT que oscila entre 200 y 1.000 V. Por lo tanto, la configuración de la instalación debe diseñarse con strings del panel seleccionado que se ajusten a estas especificaciones. Además, los paneles fotovoltaicos presentan una corriente de operación de 12,78 A, mientras que el inversor admite un máximo de 26 A, lo que implica que los strings deben cumplir también con este parámetro.

Es importante señalar que la combinación de un inversor de alta potencia y eficiencia, como el modelo seleccionado, junto con un panel fotovoltaico de alto rendimiento, contribuirá a crear una instalación fotovoltaica eficiente y económicamente viable.

En cuanto al sistema de almacenamiento mediante baterías, para la planta fotovoltaica de 25 MWh con 5 MWh de capacidad en baterías, se recomienda utilizar baterías de iones de litio debido a su alta densidad energética, eficiencia (>90%), ciclo de vida prolongado y rápida respuesta. Estas características las hacen ideales para integrarse con sistemas solares, aunque su coste puede ser elevado [PVM22]

El modelo seleccionado es el PowerTitan 2.0 del fabricante SUNGROW. Este BESS (Battery Energy Storage System), está refrigerado por líquido y según el fabricante ofrece una eficiencia, fiabilidad y seguridad sin precedentes en el sector. [ENE24] El PowerTitan 2.0 integra a la perfección el Power Conversion System (PCS), que puede ser de 1,25 o 2,5 MW y la batería de 5 MWh. El modelo seleccionado es el de 1,25 MW de potencia lo que ofrecerá una autonomía de 4 horas. Además, el modelo seleccionado tiene incorporado un sistema de conversión de energía (PCS), por lo que no requiere de conexión a inversor para su funcionamiento y puede ser conectado directamente a la red.

Las características técnicas del PowerTitan 2.0 se observan en la siguiente tabla:

SUNGROW PowerTitan 2.0	
Capacidad (kWh)	5.015 kWh
Potencia de salida (kW)	1.250 kW
Rango voltaje nominal CC (V)	1.123,2 – 1.497, 6
Rango Voltaje nominal CA (V)	621 – 759
Frecuencia (Hz)	50
Dimensiones (mm x mm x mm)	6.058 x 2.896 x 2.438
Química de la batería	Litio Hierro Fosfato (LFP)
Protección	IP55

Tabla 11: Características técnicas BESS PowerTitan 2.0 [ENF24-2]

La ficha técnica completa puede encontrarse en el anexo 3.

Definidos los modelos de panel, inversor y batería se procede con el diseño de la configuración de la planta. La planta fotovoltaica contará con 50.000 módulos fotovoltaicos y 250 inversores distribuidos de la siguiente manera.

Cada uno de los 250 inversores con los que contará la planta fotovoltaica tendrá conectado 4 strings de 18 paneles en serie y 8 strings de 16 paneles en serie.

Esta configuración cumple las especificaciones del inversor. Los strings de 18 paneles tienen 676,20 V y el inversor es capaz de admitir hasta 1.100 V de entrada, como se puede apreciar en la ficha técnica (anexo 3). Además, el inversor tiene hasta 20 entradas, por lo que tampoco existe problemática en ese aspecto.

Respecto al cálculo de las secciones de los cables en esta planta fotovoltaica, se debe tener en consideración la normativa actual, con la finalidad de garantizar la seguridad, eficiencia y conformidad de la instalación.

La normativa aplicable en España está recogida dentro del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT) y en el Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación (MIE-RAT). Adicionalmente, para la interconexión con la subestación, se deben seguir las normativas específicas para instalaciones de alta tensión, dado que este tipo de instalaciones trabaja principalmente en media o alta tensión en su conexión a la red.

- **Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT):** Aplicable para las partes de la instalación que operen en baja tensión, como ciertos equipos auxiliares y sistemas de control. La instrucción ITC-BT-40 regula las

instalaciones de generación de baja tensión conectadas a la red, aunque en este caso se aplicarán de manera general los principios de dimensionamiento y protecciones.

- **Reglamento MIE-RAT:** Este reglamento es esencial para el diseño y operación de instalaciones de alta tensión, como la conexión entre la planta fotovoltaica y la subestación eléctrica. Regula el dimensionamiento de cables, aislamiento, protecciones y otras especificaciones técnicas necesarias para asegurar la seguridad en la operación de sistemas eléctricos de gran capacidad.
- **Normativa de instalaciones de almacenamiento:** Debido a la integración de un sistema de almacenamiento de 5 MWh, se deben aplicar las disposiciones del RD 1699/2011 y otras normativas complementarias para regular la conexión de instalaciones de almacenamiento y los sistemas de protección correspondientes.

Esta planta fotovoltaica con almacenamiento de energía se clasifica como una instalación generadora interconectada a la red de distribución pública a través de una subestación eléctrica. Este tipo de instalación permite el funcionamiento en paralelo con la red, con la posibilidad de inyectar excedentes de energía a la red de distribución. La normativa aplicable está recogida en el Real Decreto 244/2019, que regula las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

Otro aspecto muy importante a la hora de diseñar la planta fotovoltaica, recogido dentro de la normativa mencionada, es que la misma cuente con las protecciones adecuadas para garantizar la seguridad tanto de la instalación como de la red. Las protecciones clave son:

- **Protección contra sobreintensidades:** Los cables y equipos deben estar protegidos contra sobrecargas mediante interruptores automáticos o relés. Para instalaciones de gran potencia, es fundamental utilizar interruptores de alta capacidad de corte, que sean capaces de desconectar rápidamente el sistema en caso de fallos graves.
- **Protección contra sobretensiones:** La planta debe contar con dispositivos que protejan contra sobretensiones transitorias y permanentes, tanto en el lado de la planta como en la conexión a la subestación. Estas protecciones evitan daños a los equipos y garantizan la estabilidad del sistema.
- **Protección contra el funcionamiento en isla:** En instalaciones interconectadas con la red pública, es necesario disponer de un sistema de protección que desconecte la planta automáticamente en caso de pérdida de conexión con la red. Este tipo de protección es crucial para evitar el suministro no controlado de energía, lo que podría poner en peligro la seguridad de los operarios de la red.
- **Protección de frecuencia y tensión:** La planta debe incluir sistemas de protección que actúen cuando la frecuencia o la tensión de la red se desvíen de los valores establecidos. Según el reglamento, la desconexión debe producirse si la frecuencia baja por debajo de 49 Hz o supera los 51 Hz, o si la tensión se desvía un 10% del valor nominal.

Tras analizar la normativa mencionada, los aspectos clave a considerar para calcular las secciones del cableado incluyen:

- **Corriente máxima esperada:** Los cables deben dimensionarse para soportar una corriente superior al 125% de la corriente nominal máxima de la planta fotovoltaica. Esto garantiza que los cables no se sobrecalienten en situaciones de máxima generación.
- **Caída de tensión:** Para evitar pérdidas de eficiencia, la caída de tensión permitida entre los inversores, el sistema de almacenamiento y la subestación no debe superar el 1,5%. Esto es particularmente importante cuando las distancias entre los distintos componentes de la planta son significativas, ya que la resistencia de los cables puede afectar notablemente a la eficiencia si no se dimensionan correctamente.
- **Condiciones ambientales:** Los cables expuestos al ambiente (como los que conectan los módulos fotovoltaicos a los inversores) deben estar protegidos contra temperaturas extremas y la radiación UV. Para los cables soterrados que conectan los inversores con la subestación, es crucial considerar las condiciones térmicas del terreno, el método de instalación y el tipo de aislamiento.

El cableado que se dimensiona de la planta fotovoltaica se clasifica en dos tipos:

- El cableado de corriente continua, que conecta los paneles fotovoltaicos con el inversor
- El cableado de corriente alterna trifásica, que enlaza el inversor con la interconexión de los 250 inversores.

Para diseñar el cableado en corriente continua, es fundamental considerar la siguiente ecuación:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\sigma \cdot u \cdot V}$$

Donde:

- S = Sección del cable (mm²)
- L = Longitud de la línea (m)
- I = Corriente de la línea (A)
- σ = Conductividad del material (m/ Ω mm²)
- u = Caída de tensión 1,5% (V)
- V = Tensión nominal de la línea (V)

Para el diseño del cableado en corriente alterna trifásica, es necesario considerar la siguiente ecuación:

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I}{\sigma \cdot u \cdot V} \cdot \cos(\varphi)$$

Donde:

- S = Sección del cable (mm²)
- L = Longitud de la línea (m)
- I = Corriente de la línea (A)
- σ = Conductividad del material (m/ Ω mm²)
- u = Caída de tensión 1,5% (V)
- V = Tensión nominal de la línea (V)
- $\cos(\varphi)$ = Factor de potencia (El valor típico es 1)

Aplicando estas ecuaciones se realizan los cálculos para determinar la sección. Los datos empleados para realizar el cálculo y la secciones calculadas se muestran en la siguiente tabla:

Paneles - Inversor		Inversor – Interconexión	
Corriente Continua		Corriente Trifásica	
Intensidad (A)	16,25	Intensidad (A)	167,13
Longitud del cable (m)	100	Longitud del cable (m)	400
Conductividad Cobre ($m/\Omega \cdot mm^2$)	44	Conductividad Aluminio ($m/\Omega \cdot mm^2$)	27
Caída de tensión (%)	1,50%	Caída de tensión (%)	1,50%
Tensión (V)	676,2	Tensión (V)	480
Sección (mm^2)	7,28	Sección (mm^2)	595,62

Tabla 12: Dimensionamiento del cableado de la planta fotovoltaica.

Una vez calculada la sección mínima del cable, se emplea el Catálogo de cables para Baja y Media Tensión de la empresa General Cable. [PRY] Los cables seleccionados para cada sección son los siguientes:

- **Paneles - Inversor:** EXZHELLENT Class SOLAR H1Z2Z2-K Sección 10 mm^2
- **Inversor – Interconexión:** HARMOHNY Class XZ1 Sección 630 mm^2

Las características técnicas de ambos cables pueden verse en el anexo 3.

Para el diseño de la estructura donde se fijarán los paneles, se ha optado por un enfoque modular, que permite ajustar el número de paneles a instalar en cada unidad estructural. El diseño propuesto contempla dimensiones que permiten anclar hasta seis paneles por estructura.

Se utilizarán perfiles en U (UF 80.5) de aluminio 6063 T6, material que destaca por su límite elástico de 240 MPa. Este tipo de aluminio ha sido elegido por sus excelentes propiedades mecánicas y su resistencia a la corrosión, lo cual lo convierte en una opción ideal para instalaciones en exteriores.

Los perfiles estructurales se unirán con tornillos de cabeza hexagonal M10 y tuercas hexagonales M10, mientras que los paneles se fijarán a la estructura con tornillos y tuercas hexagonales M8. Las profundidades de anclaje de los perfiles se definirán después de realizar un análisis in situ de las características geotécnicas del terreno, para asegurar una instalación adecuada y segura.

Para diseñar la estructura, se empleará una profundidad de enclavamiento de 1,5 metros.

El diseño puede observarse en el siguiente render realizado en el software CATIA. Los planos de cada pieza y el plano de conjunto de la estructura pueden observarse en el anexo 4.



Figura 34: Diseño estructura fija para soporte de paneles fotovoltaicos

Una vez terminado el diseño, se procede a realizar el análisis de elementos finitos en CREO Parametric. Para realizar el análisis, se importará el diseño realizado en CATIA, y se sigue el siguiente procedimiento.

Lo primero, fue aplicar las características del material seleccionado (aluminio 6063 T6) sobre los perfiles de la estructura.

Lo segundo a la hora de realizar el análisis fue el mallado de la estructura, para eso se seleccionó un tamaño de malla de 50 milímetros.

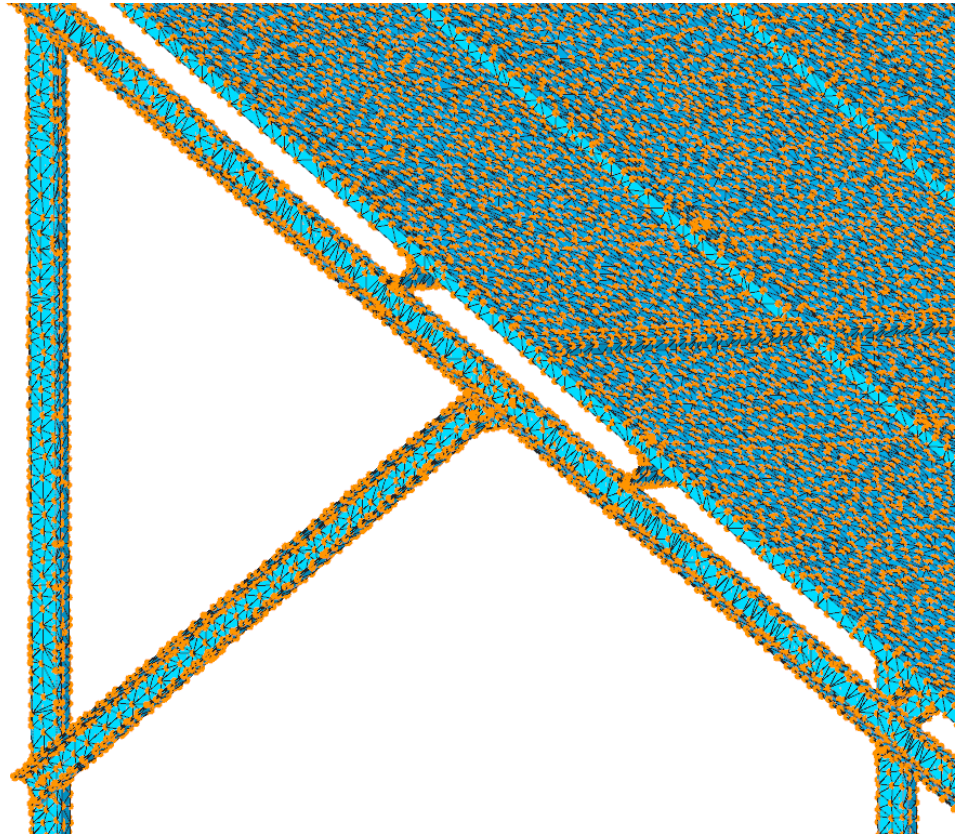


Figura 35: Mallado a 50 milímetros para análisis de elementos finitos

Lo tercero fue determinar las condiciones de contorno, para este modelo se restringió los grados de libertad para las patas de la estructura, hasta una distancia de 1,5 metros (distancia correspondiente a la profundidad de enclavamiento).

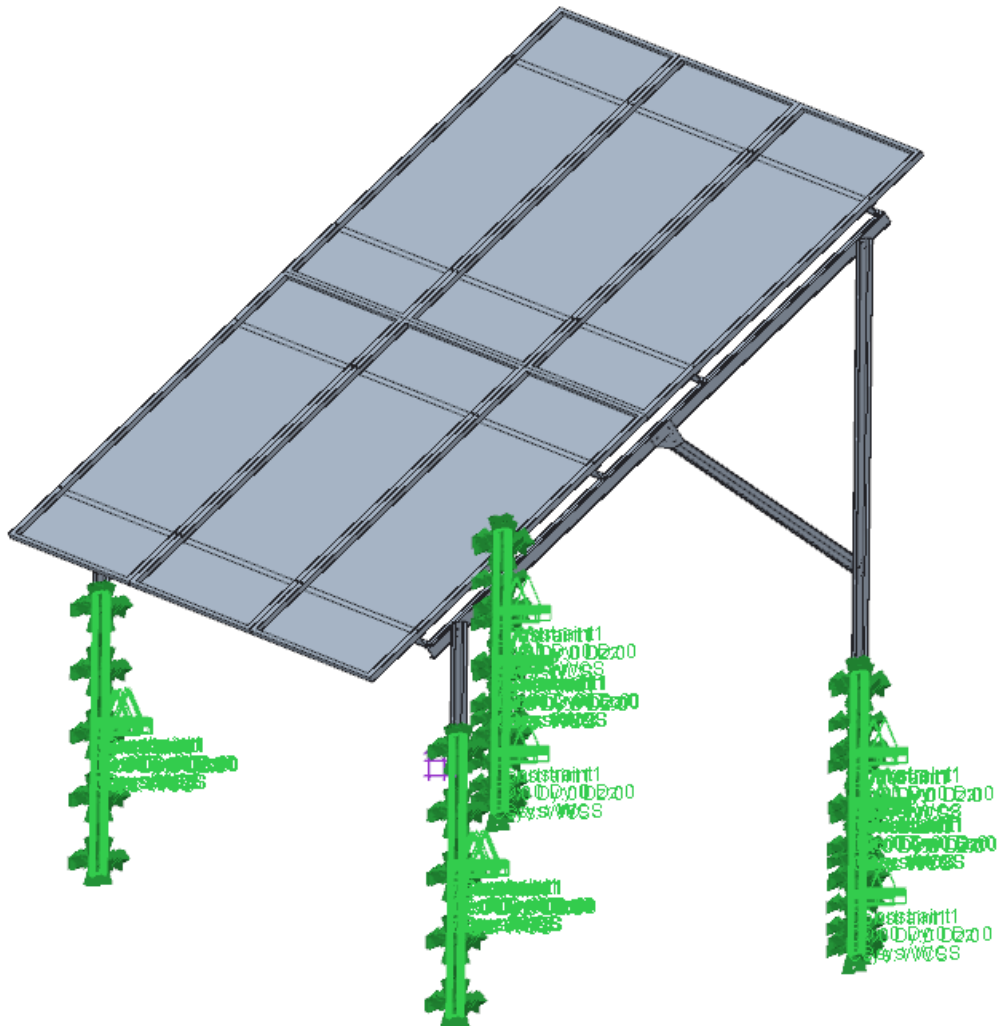


Figura 36: Condiciones de contorno para análisis de elementos finitos

Por último, se aplican las cargas actuantes, en este caso se aplicó una presión de 250 Pa sobre la cara de los paneles fotovoltaicos. Esta presión simula el efecto del viento a una velocidad de 72,7 km/h sobre la estructura.

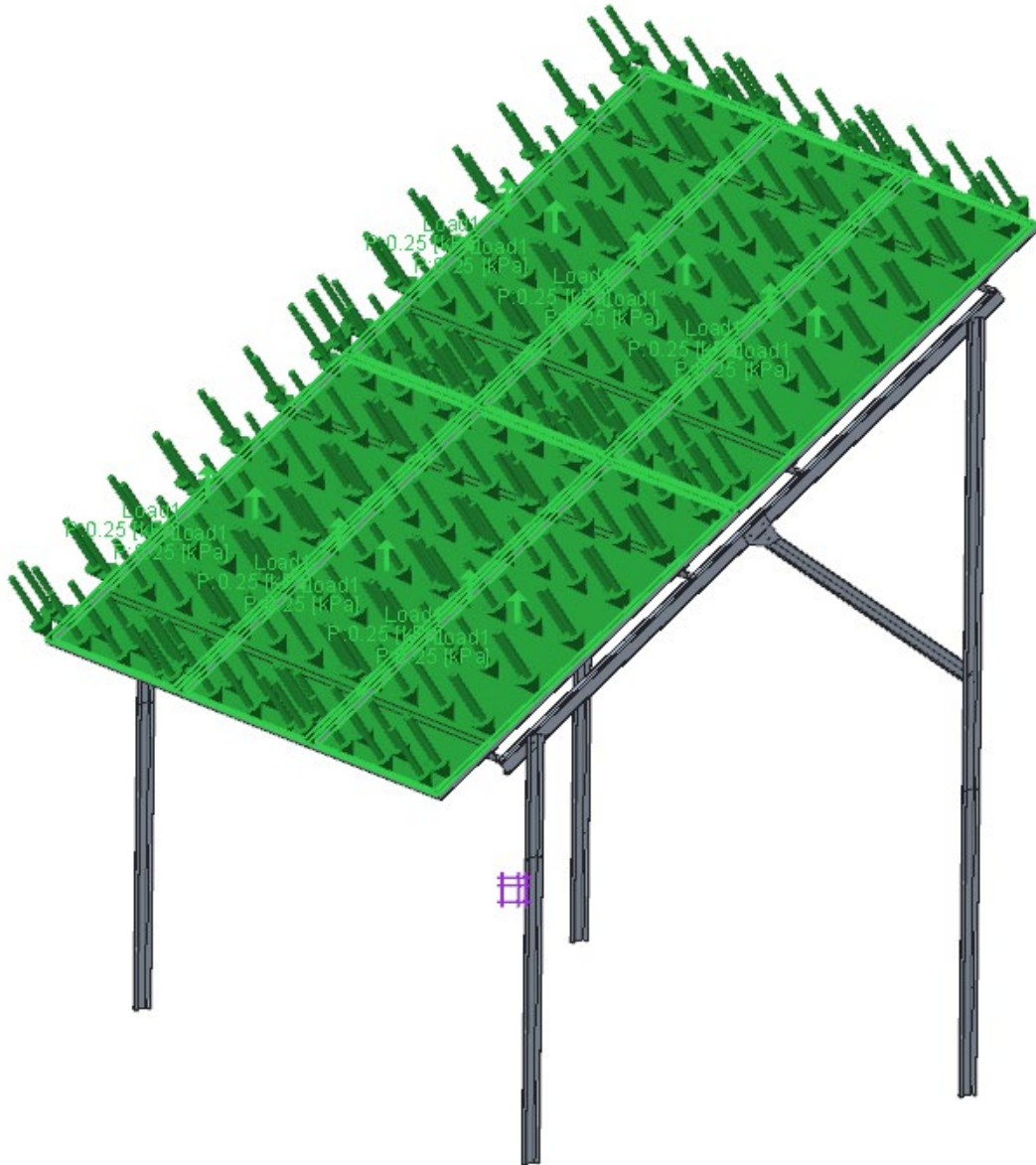


Figura 37: Cargas aplicadas para análisis de elementos finitos

Una vez realizados estos cuatro pasos, se realiza el análisis dando como resultado lo siguiente: (Los resultados se muestran en MPa)

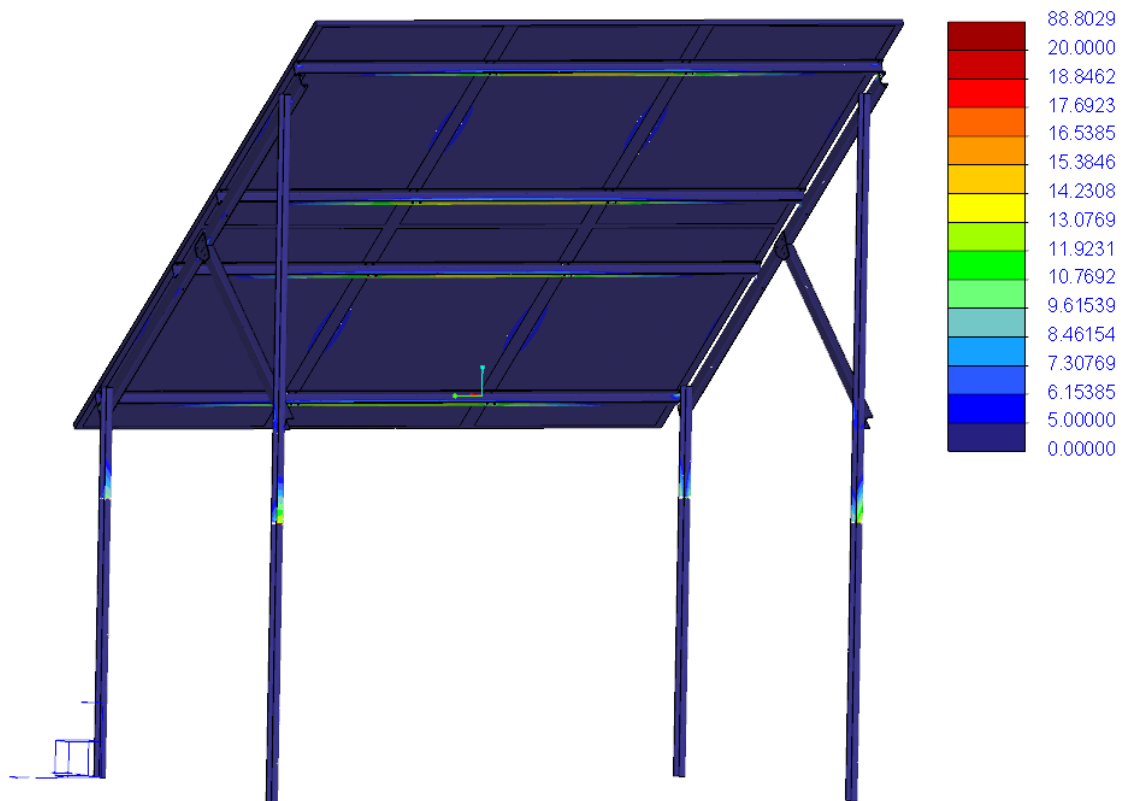


Figura 38: Tensiones de Von Mises del análisis de elementos finitos

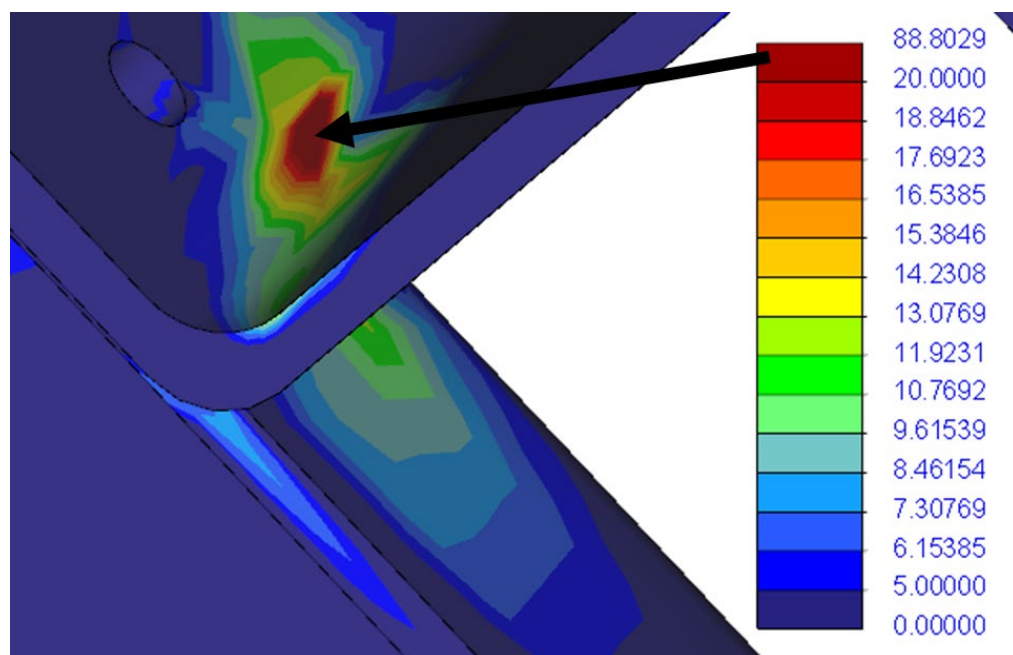


Figura 39: Máxima tensión de Von Mises en la estructura

Como puede apreciarse en la imagen, la estructura diseñada, soporta una tensión máxima de 88,8029 MPa, siendo este valor muy inferior al límite elástico del material seleccionado (240 MPa). Por lo tanto, se puede asegurar que la estructura diseñada podrá soportar las cargas producidas por el viento.

Por último, es necesario distribuir los paneles en el terreno. Para ello, se calcula cual es la sombra proyectada según la incidencia del sol. Según PVGIS, el ángulo de incidencia del sol que proyecta una sombra más prolongada se produce en diciembre y tiene un valor de 27 grados. Conocido este valor y teniendo en cuenta la inclinación de los paneles a 35 grados y la diferencia de altura entre el punto más bajo y alto del panel (2,35 metros), la distancia mínima que debe existir entre filas (desde el final de una estructura al inicio de la siguiente) debe ser de 4,63 metros.

Conocido este dato se realiza una distribución de los paneles dentro de la parcela empleando el software Helioscope. Para distribuir los paneles, se ha dividido la parcela en 6 secciones mediante senderos de 5 metros de ancho y se ha dejado una separación de 5 metros respecto a los límites de la parcela.



Figura 40: Distribución de paneles fotovoltaicos en la parcela seleccionada [Helioscope]

A continuación, se muestra el detalle de la separación entre filas de paneles fotovoltaicos.



Figura 41: Detalle de la separación de filas de paneles fotovoltaicos [Helioscope]

3.6.2. Diagrama de conexión de la planta fotovoltaica

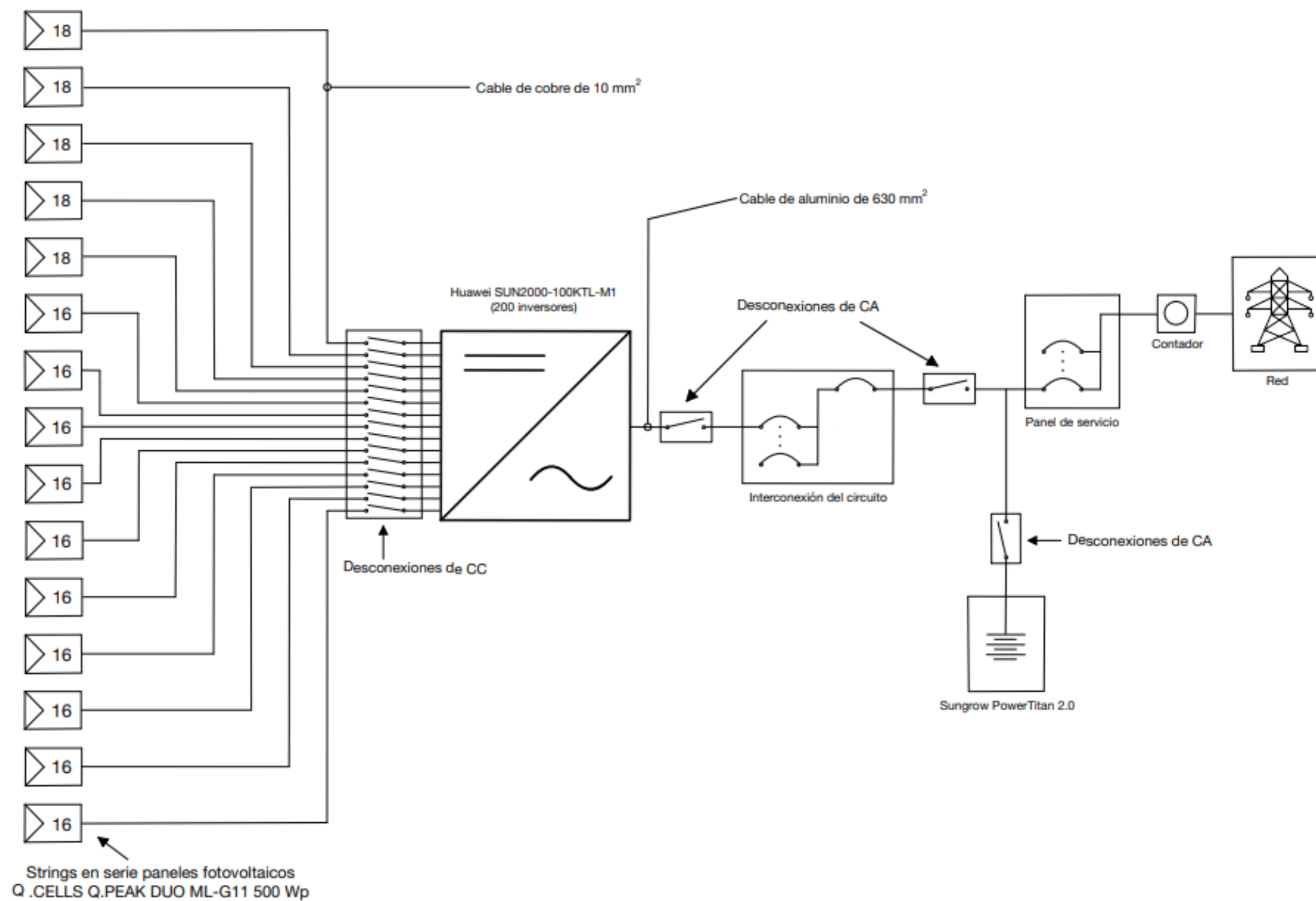


Figura 42: Diagrama de conexión de la planta fotovoltaica

4. ESTUDIO DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA E HIDRÓGENO

En este apartado se analiza la energía eléctrica adquirida a través del PPA eólico de 5 MW, así como la electricidad generada por la planta fotovoltaica equipada con un sistema de almacenamiento. Además, se evalúa el estado de carga del sistema de almacenamiento y la producción horaria de hidrógeno.

Para estimar la producción de energía de la planta fotovoltaica, considerando las especificaciones anteriormente mencionadas, se ha empleado el software PVGIS de la Unión Europea. Este programa ha permitido obtener el perfil de energía generada por cada megavatio de potencia instalada en la ubicación seleccionada, proporcionando un registro detallado de la generación eléctrica a lo largo de las 8.760 horas del año.

Para calcular la energía total generada por la planta fotovoltaica, se han considerado las siguientes pérdidas:

Perdidas planta fotovoltaica	
Polvo y suciedad	2,00%
Sombreado	4,00%
Disp. par. módulos	2,00%
Inversor	7,50%
Cableado	2,50%
Total	18,00%

Tabla 13: Perdidas de producción energética de la planta fotovoltaica

Conociendo la energía generada por cada 1 MW de potencia, el porcentaje de pérdidas estimado del sistema y la potencia total de la planta fotovoltaica (25 MW), es posible calcular la energía producida por la planta en cada hora del año. A partir de estos datos, se puede determinar la generación anual total de la planta fotovoltaica diseñada, que en este caso alcanza los 45.630,45 MWh al año, lo que corresponde a 1.825,22 horas equivalentes de operación.

A continuación, se adjunta en un gráfico la simulación de la energía diaria generada por la planta fotovoltaica:

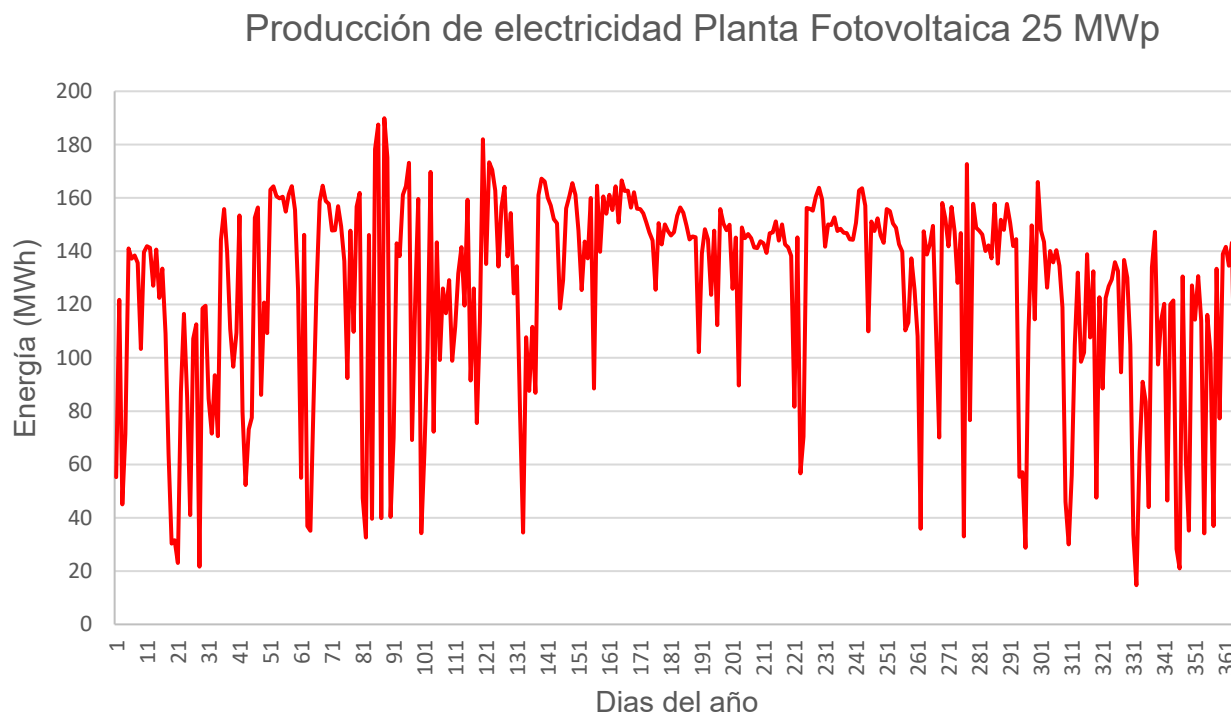


Figura 43: Gráfico producción diaria de electricidad de la planta fotovoltaica de 25 MWp

Para la estimación de la producción de años futuros, se ha tenido en cuenta una pérdida de producción fotovoltaica del 0,15%.

Para estimar la energía comprada mediante el PPA eólico, se ha empleado el software Renewables Ninja. Mediante este software, se puede obtener un perfil de la velocidad del viento, para ello necesitas dos datos, la localización y la altura de la góndola del generador fotovoltaico.

Renewables Ninja es una herramienta en línea de acceso libre que permite simular el rendimiento energético de parques eólicos y plantas solares fotovoltaicas en cualquier parte del mundo. Desarrollada por Stefan Pfenninger e Iain Staffell, investigadores especializados en energías renovables de la Universidad Técnica de Delft y el Imperial College de Londres, la plataforma utiliza modelos científicos avanzados para estimar la generación de energía de sistemas eólicos y solares, proporcionando datos precisos y detallados sobre la producción energética.

El perfil obtenido es para el parque eólico Cristobailones y su modelo de generador eólico (Siemens Gamesa G83/2000). Se ha seleccionado este parque eólico debido a que se encuentra también en Ciudad Real. Una vez conocidos los datos de la velocidad del viento por cada una de las 8.760 horas de un año, solo es necesario conocer la curva de potencia del generador G83/2000. Con estos datos se puede estimar la producción de un generador eólico del parque eólico Cristobailones y multiplicando esta producción por 2,5 se obtiene la energía comprada mediante el PPA eólico de 5 MW.

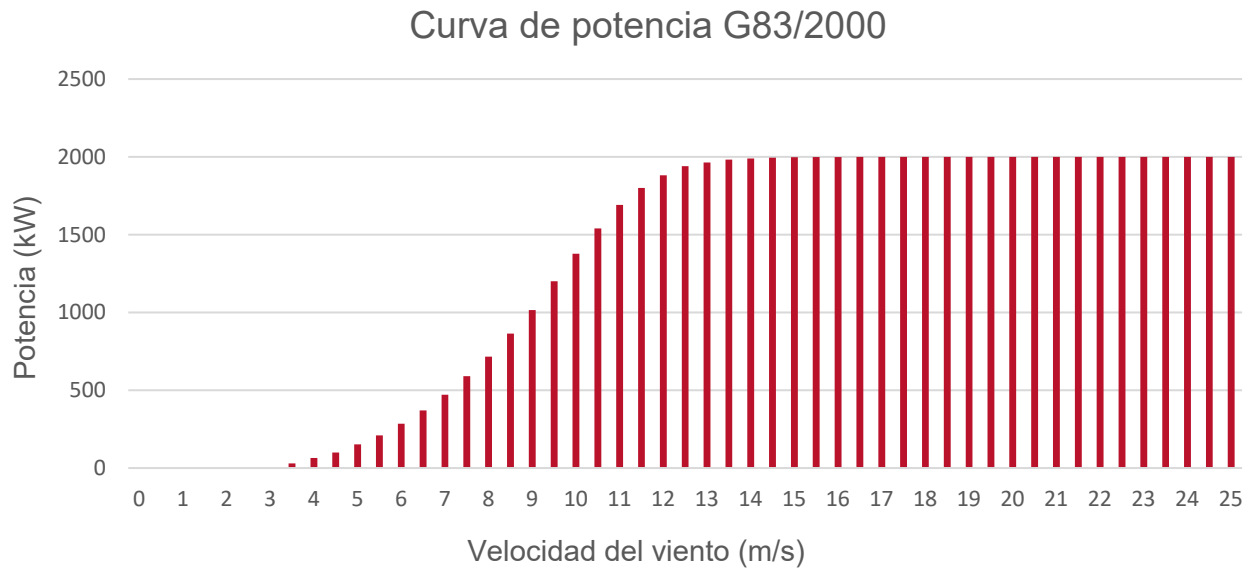


Figura 44: Curva potencia aerogenerador Siemens Gamesa G83/2000

Para lograr un resultado lo más exacto posible, se han realizado dos ajustes de los datos empleados para el cálculo de la energía que se pretende comprar mediante el PPA eólico. Estos ajustes son el redondeo de las velocidades del perfil eólico a una cifra significativa (el software proporciona datos de la velocidad con tres cifras significativas) y la interpolación lineal de los datos de la curva de potencia para disponer de valores de potencia por cada 0,1 m/s de incremento de velocidad.

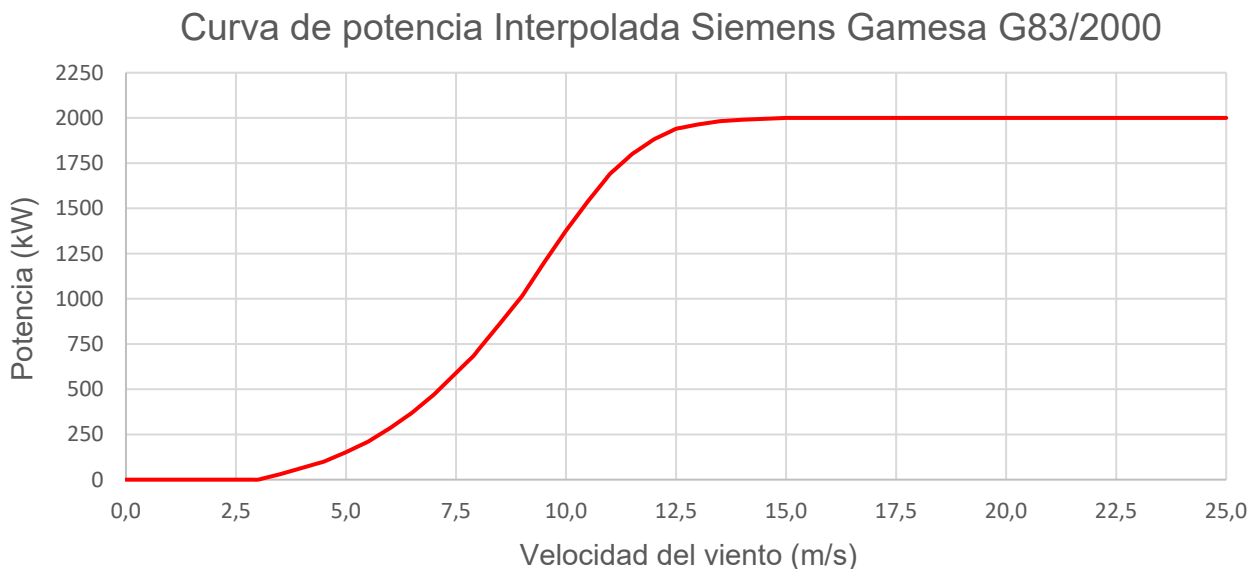


Figura 45: Curva de potencia interpolada aerogenerador Siemens Gamesa G83/2000

A continuación, se presenta el gráfico de la energía comprada mediante el PPA eólico de 5 MW.

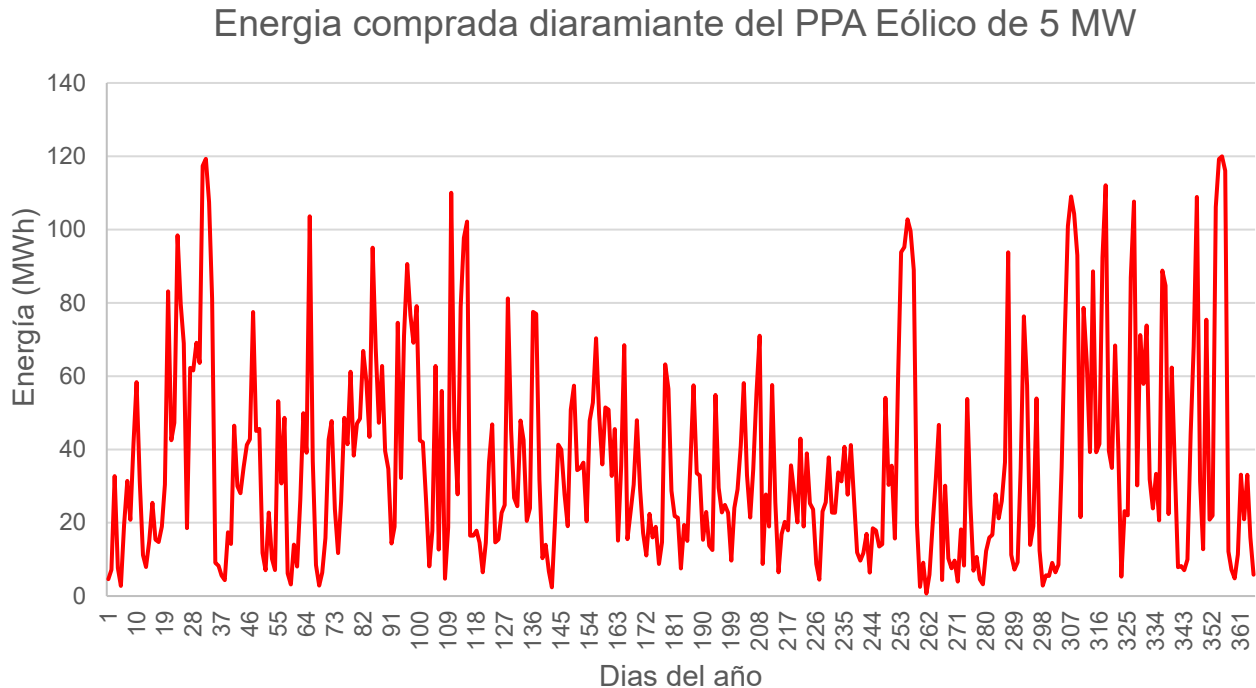


Figura 46: Energía comprada diariamente mediante el PPA Eólico de 5 MW

Para la estimación de la energía comprada en años futuros, se ha tenido en cuenta una pérdida del 0,1% de la capacidad de producción del parque eólico seleccionado.

Una vez realizado el estudio de producción de la planta solar fotovoltaica, y de la energía adquirida mediante el PPA. Se realiza el análisis de la energía total de la que dispondrá la planta electrolizadora para la producción de hidrógeno. Para ello se va a analizar la complementariedad de las curvas de producción de la energía eólica con la energía solar fotovoltaica durante todos los meses del año.

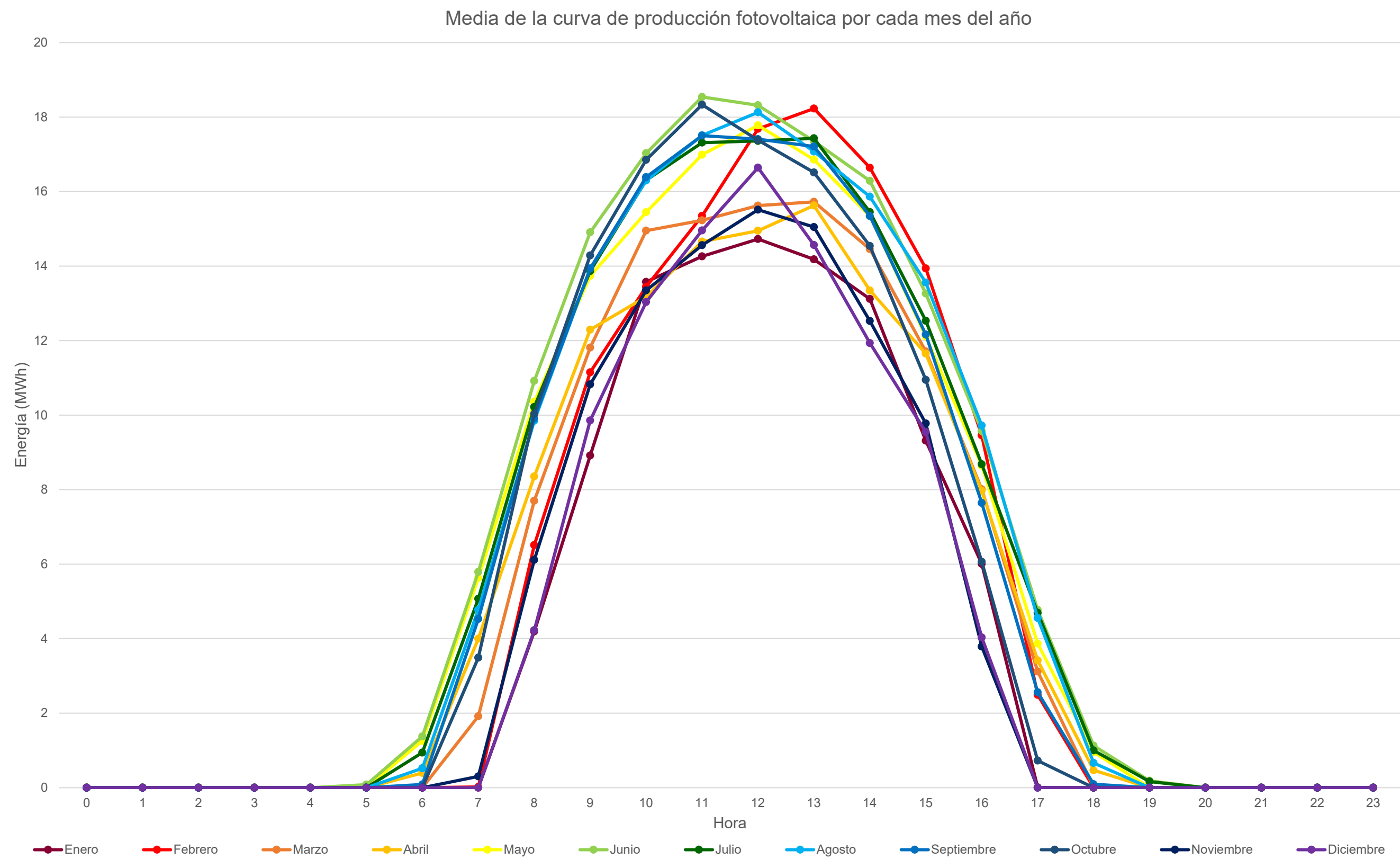


Figura 47: Media de la curva de la producción fotovoltaica por cada mes del año

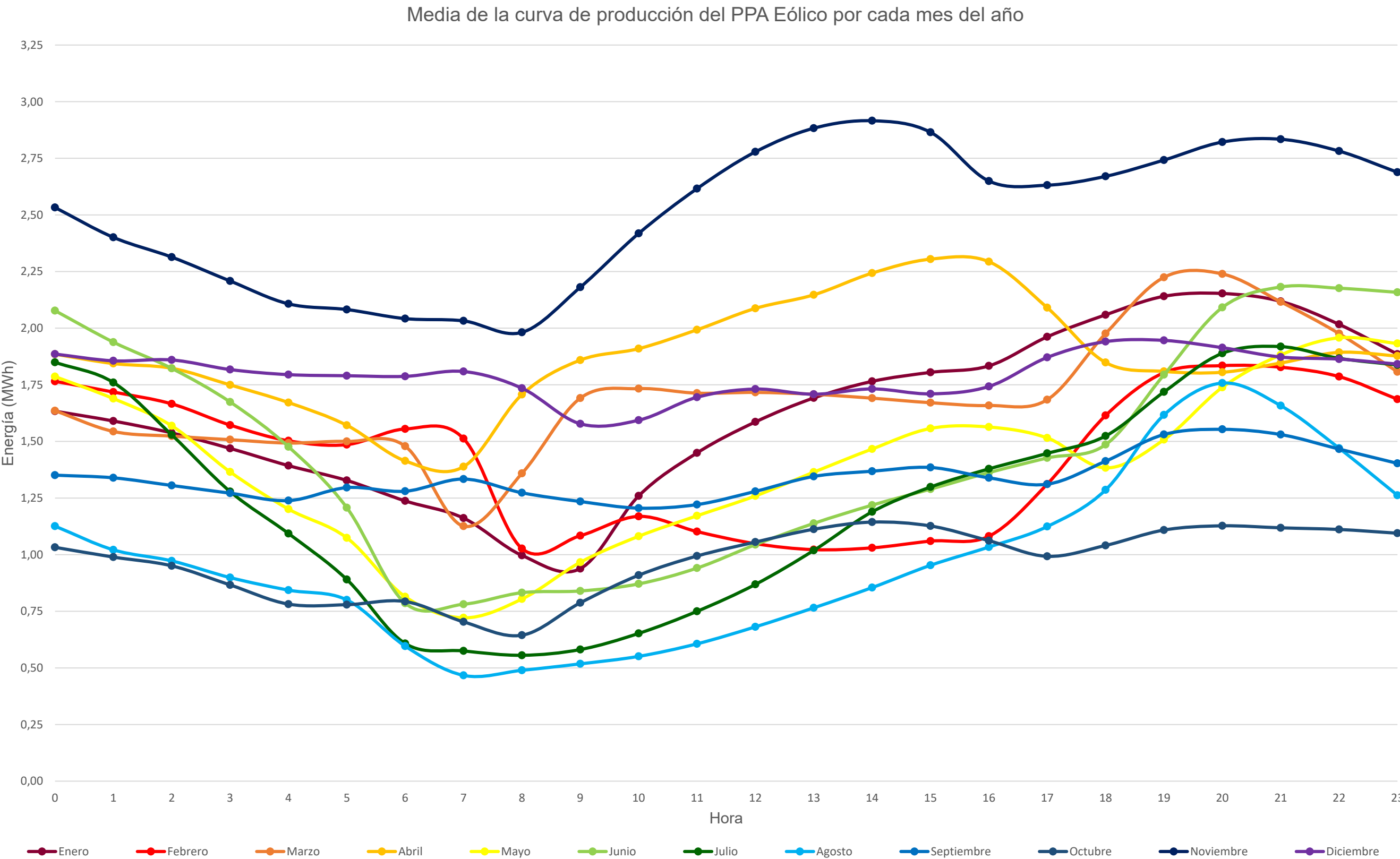


Figura 48: Media de la curva de la producción del PPA Eólico por cada mes del año

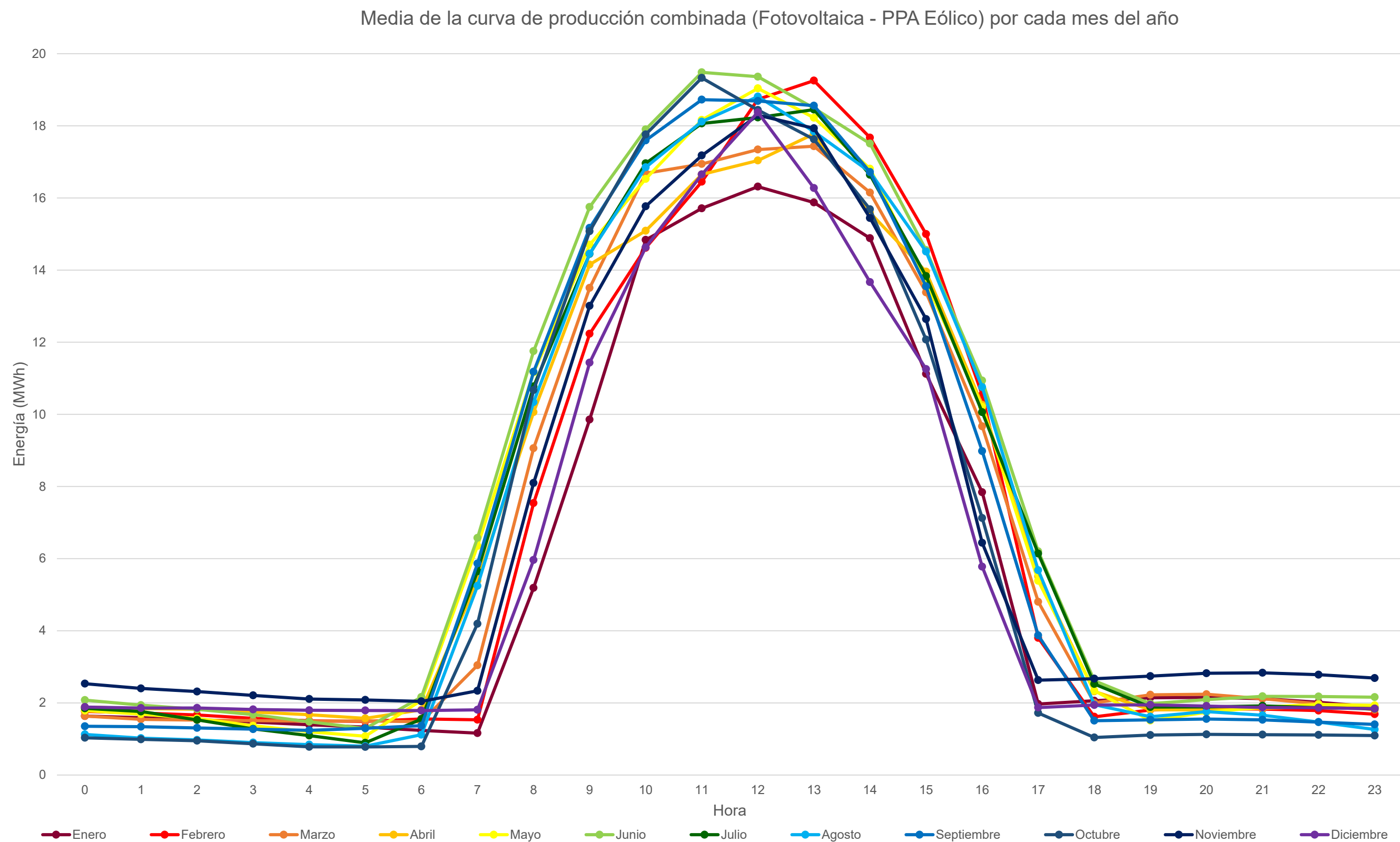


Figura 49: Media de la curva de producción combinada (Fotovoltaica-PPA Eólico) por cada mes del año

Como puede observarse, la curva combinada adquiere la forma de una producción solar fotovoltaica, pero manteniendo una producción de entre 0,5 MWh y 3 MWh en las horas que la planta fotovoltaica no puede generar energía.

Para terminar el análisis de la energía total de la que dispondrá la planta electrolizadora, se adjunta un gráfico con la energía total diaria y una tabla de los valores obtenidos del estudio de producción:

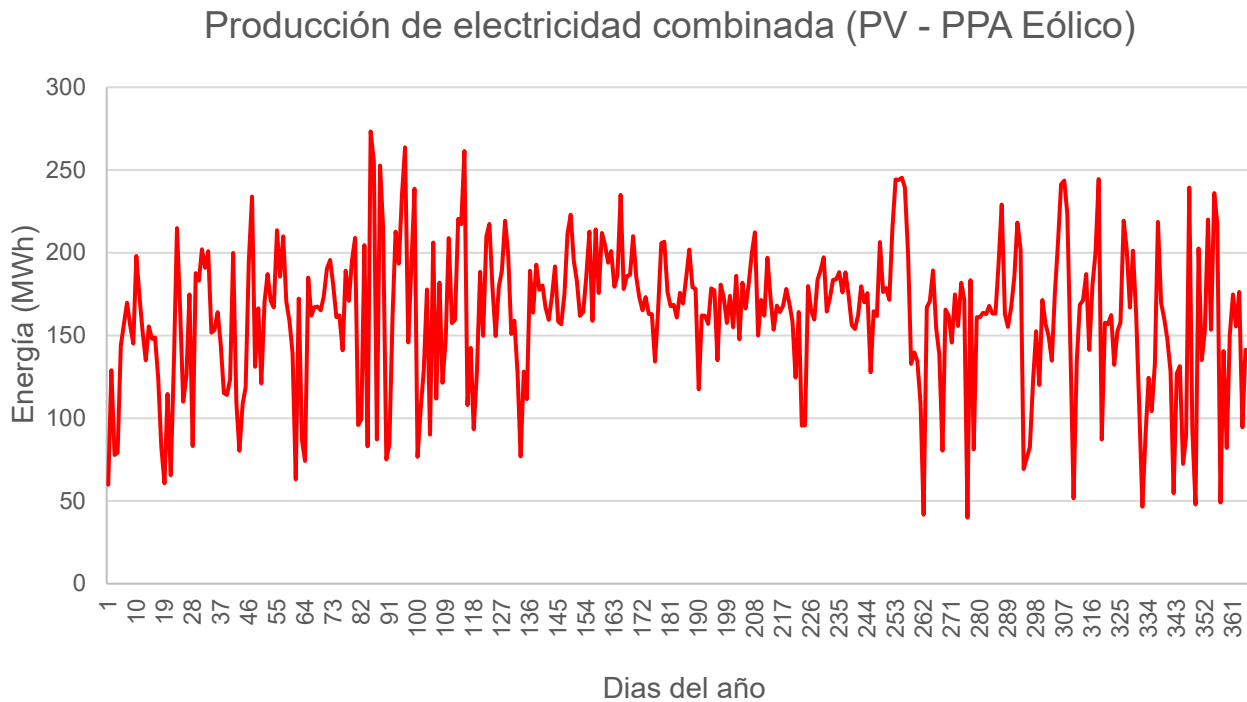


Figura 50: Producción diaria de electricidad combinada (Fotovoltaica -PPA Eólico)

Por último, respecto a las fuentes de energía de las que se nutre la planta electrolizadora se muestra el estado de la capacidad de la batería por cada una de las 8.760 horas de un año. También se ha estimado una degradación anual del sistema de almacenamiento de 0,25% y que el sistema de almacenamiento mantenga siempre un 10% de su capacidad.

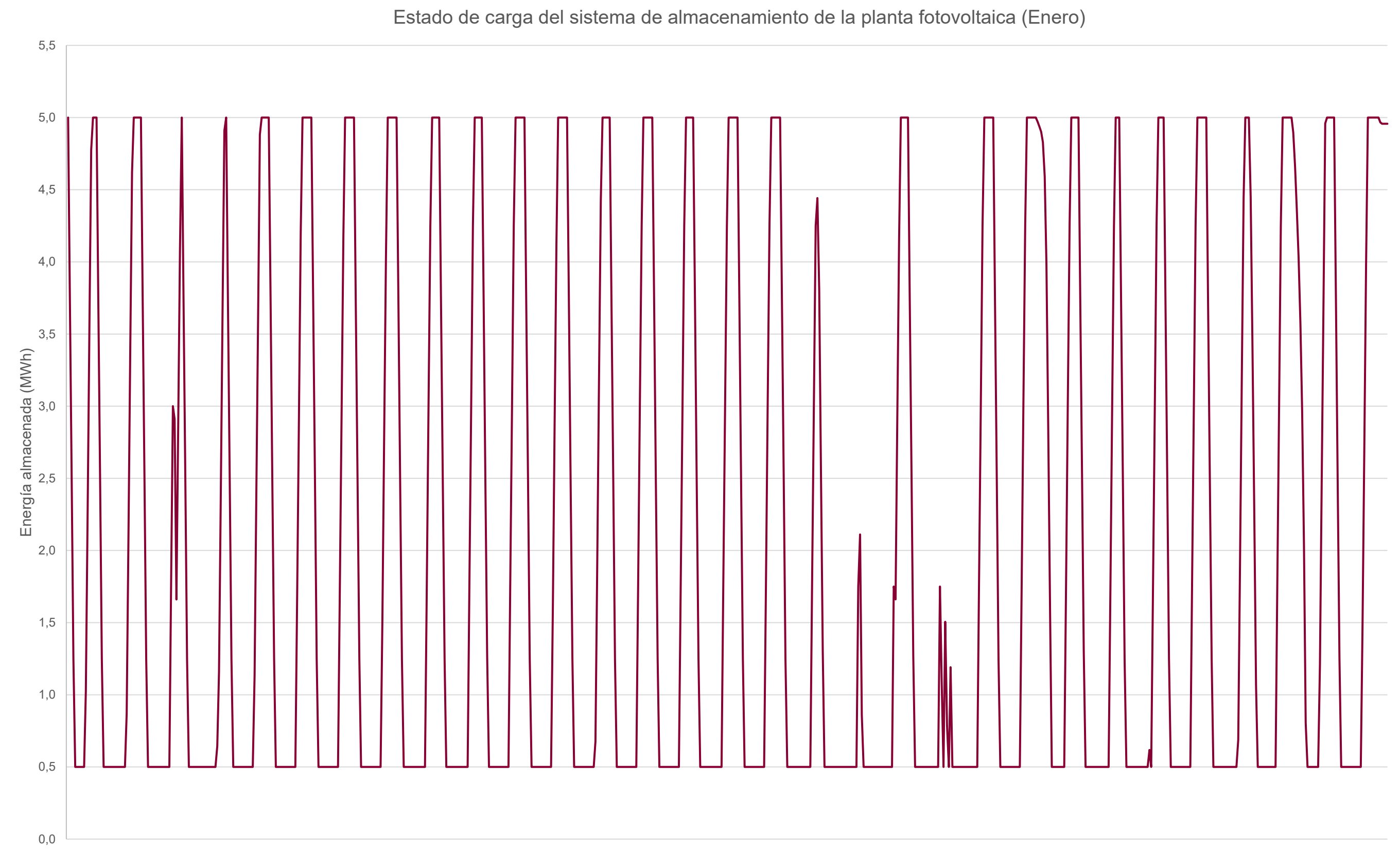


Figura 51: Estado de carga del sistema de almacenamiento de la planta fotovoltaica (Enero)

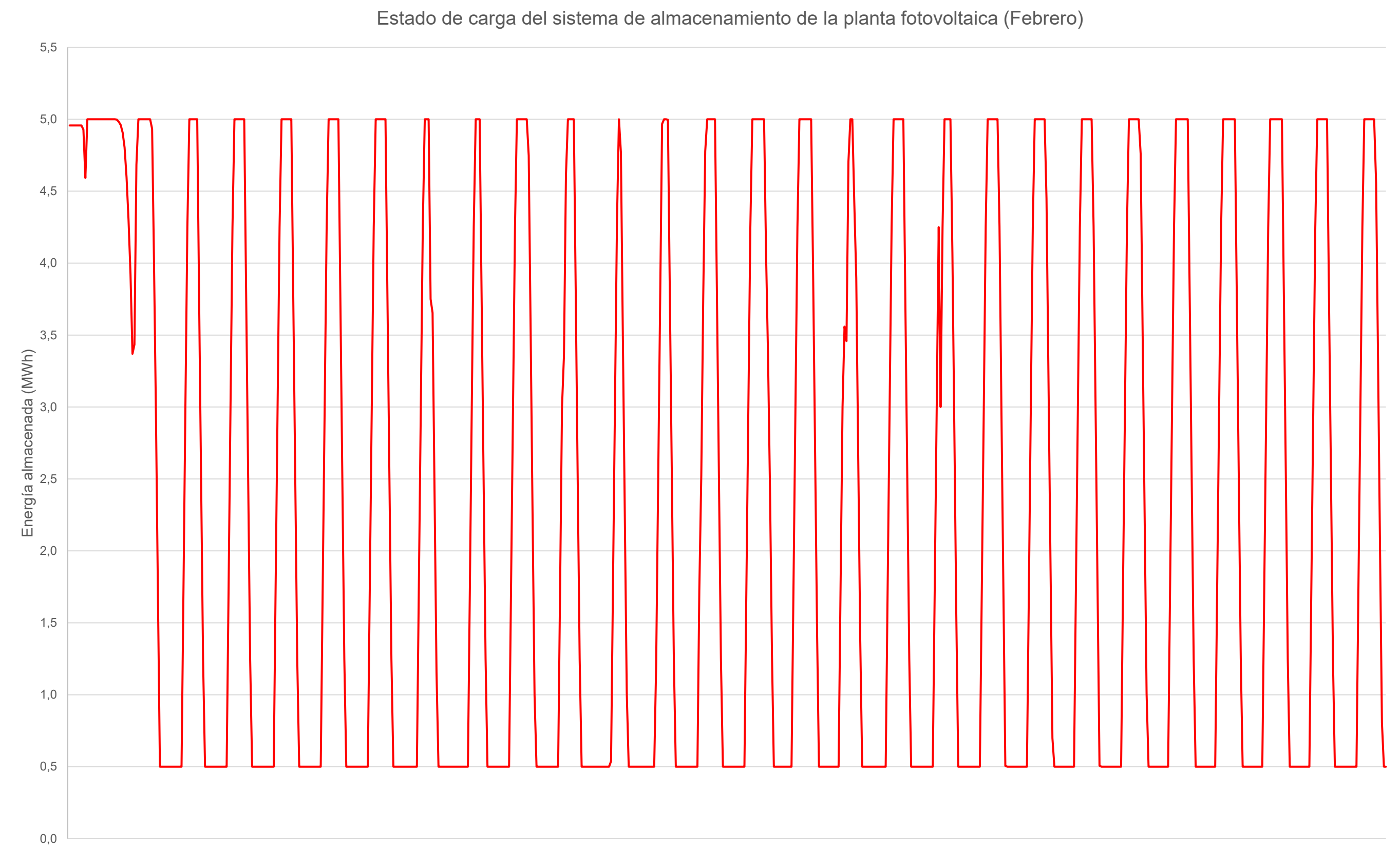


Figura 52: Estado de carga del sistema de almacenamiento de la planta fotovoltaica (Febrero)

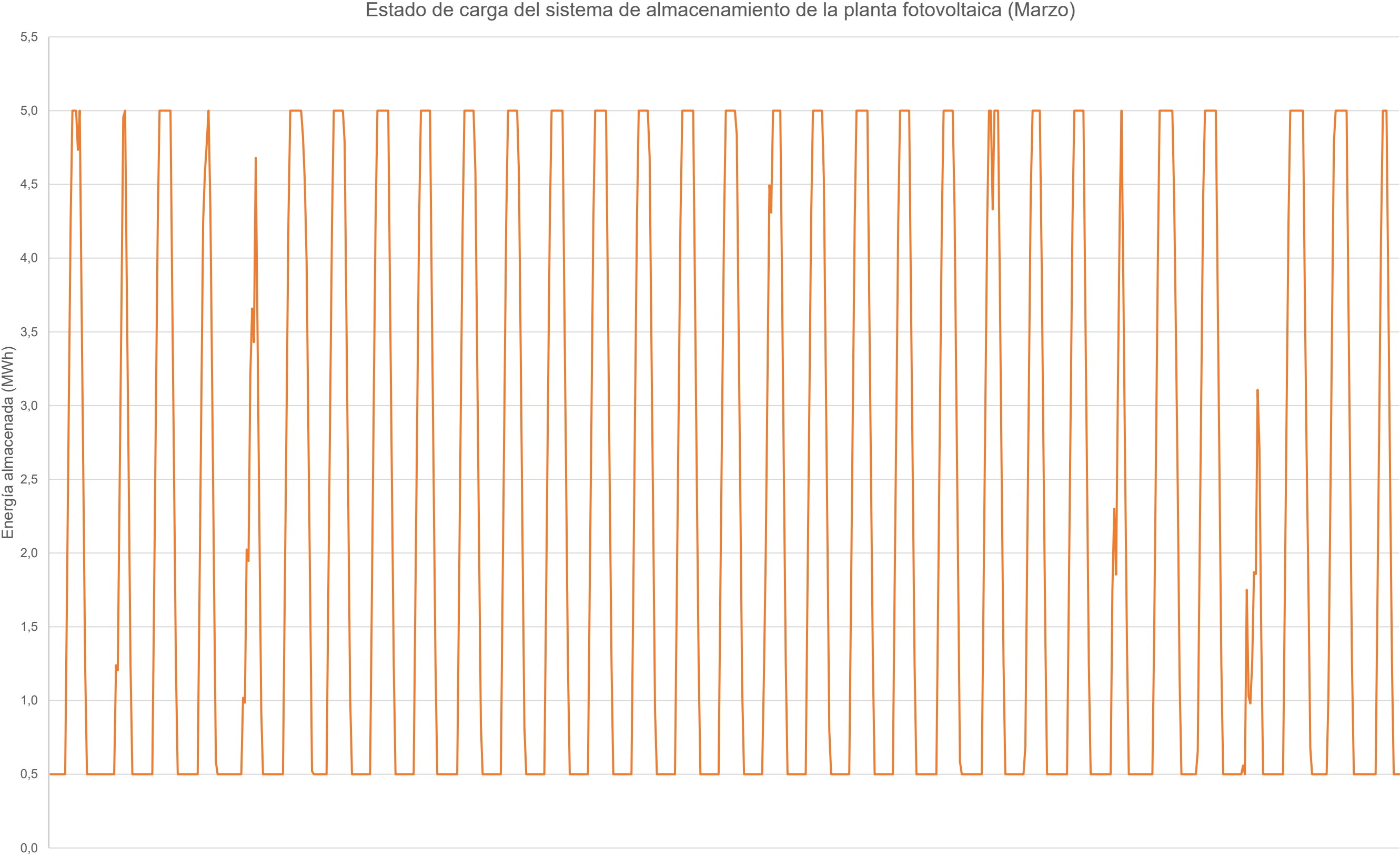


Figura 53: Estado de carga del sistema de almacenamiento de la planta fotovoltaica (Marzo)

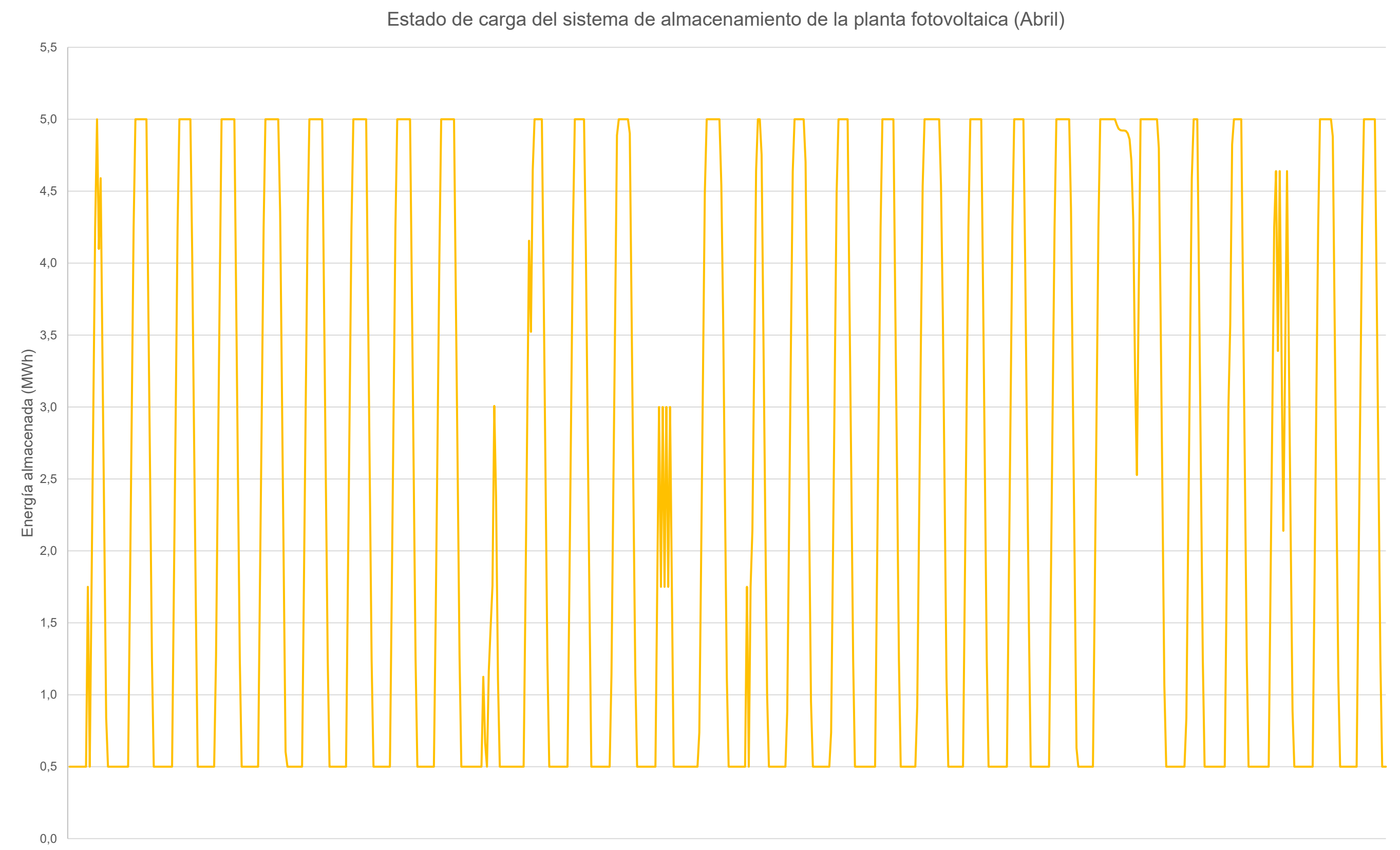


Figura 54: Estado de carga del sistema de almacenamiento de la planta fotovoltaica (Abril)

Estado de carga del sistema de almacenamiento de la planta fotovoltaica (Mayo)



Figura 55: Estado de carga del sistema de almacenamiento de la planta fotovoltaica (Mayo)

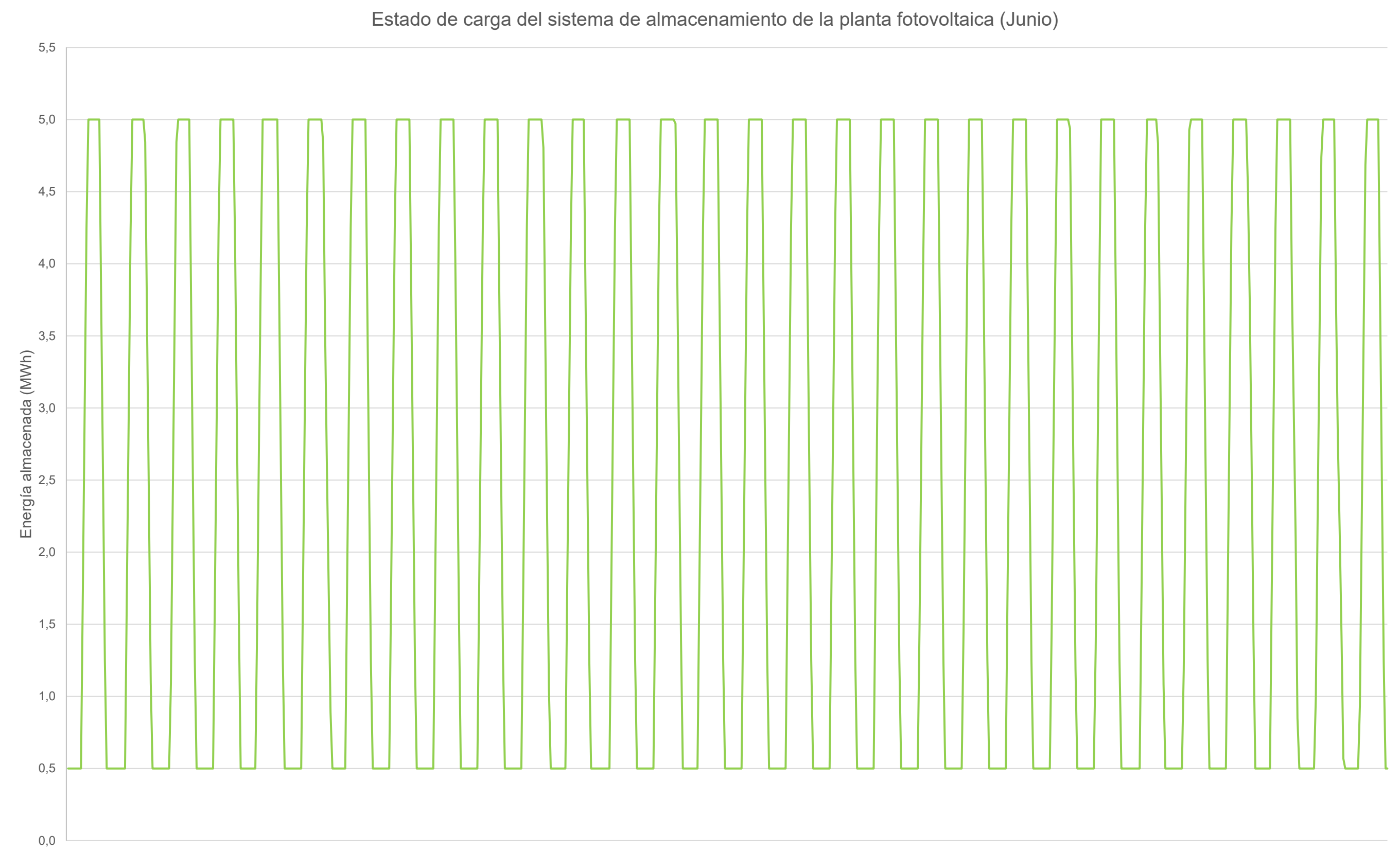


Figura 56: Estado de carga del sistema de almacenamiento de la planta fotovoltaica (Junio)

Estado de carga del sistema de almacenamiento de la planta fotovoltaica (Julio)

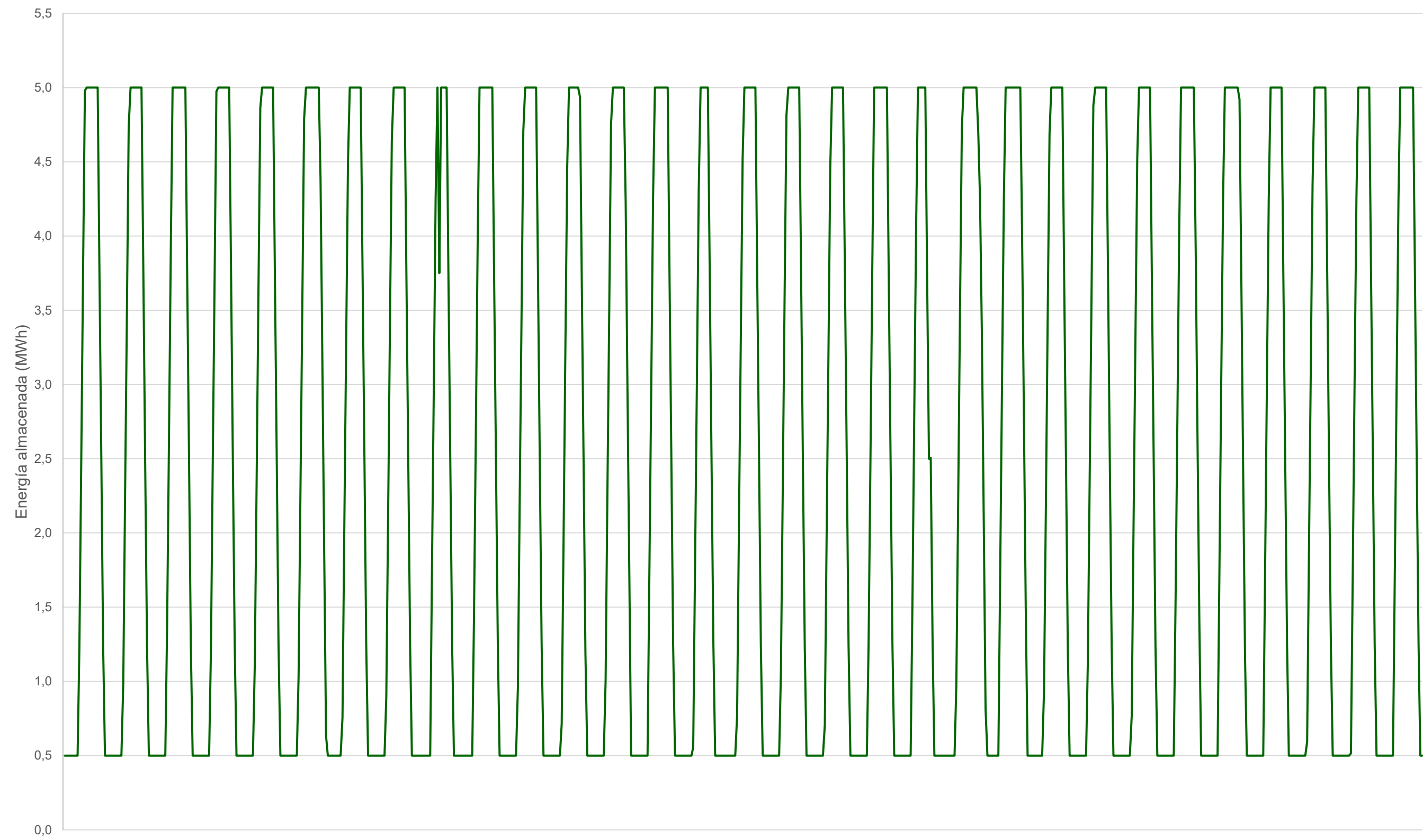


Figura 57: Estado de carga del sistema de almacenamiento de la planta fotovoltaica (Julio)

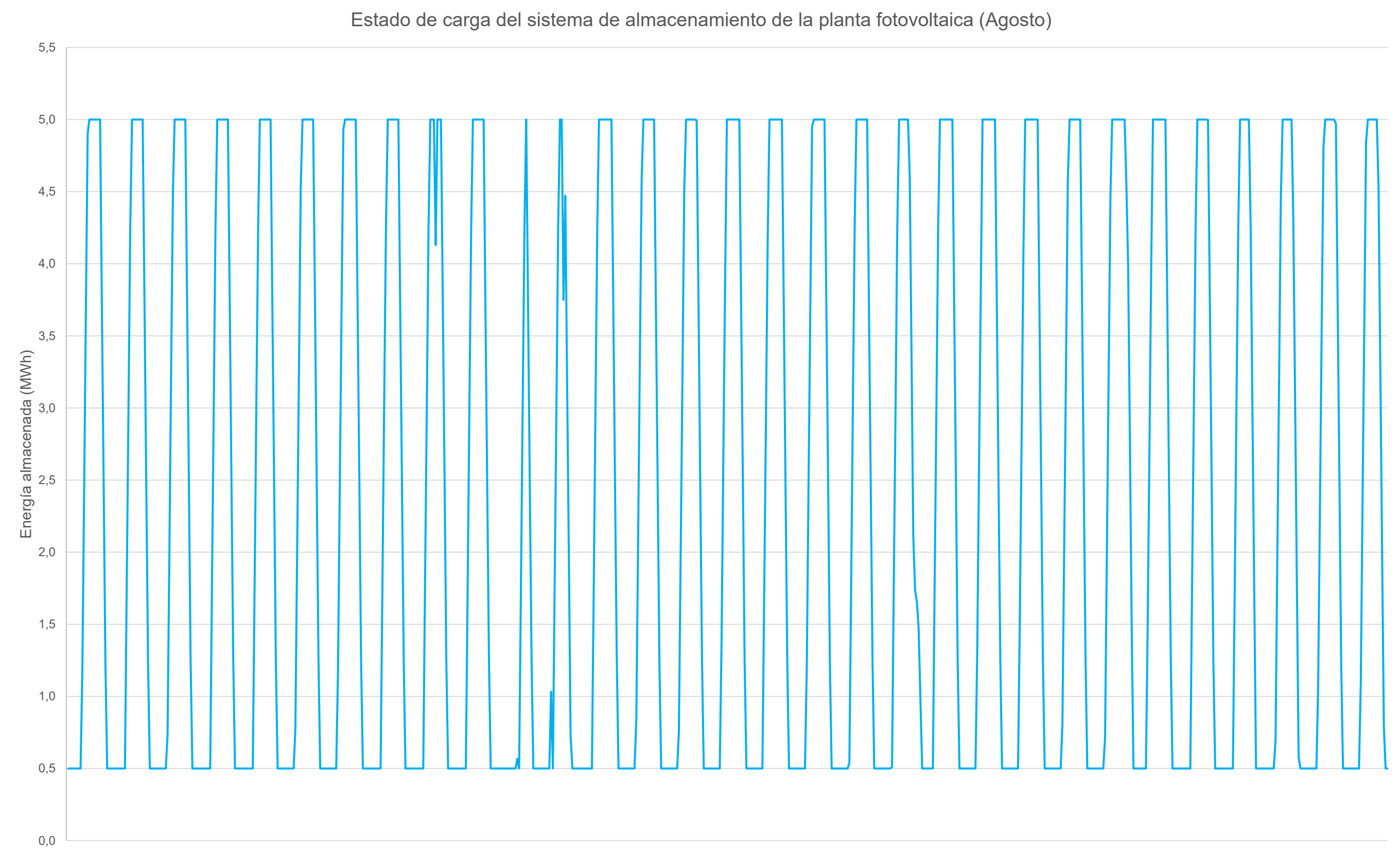


Figura 58: Estado de carga del sistema de almacenamiento de la planta fotovoltaica (Agosto)

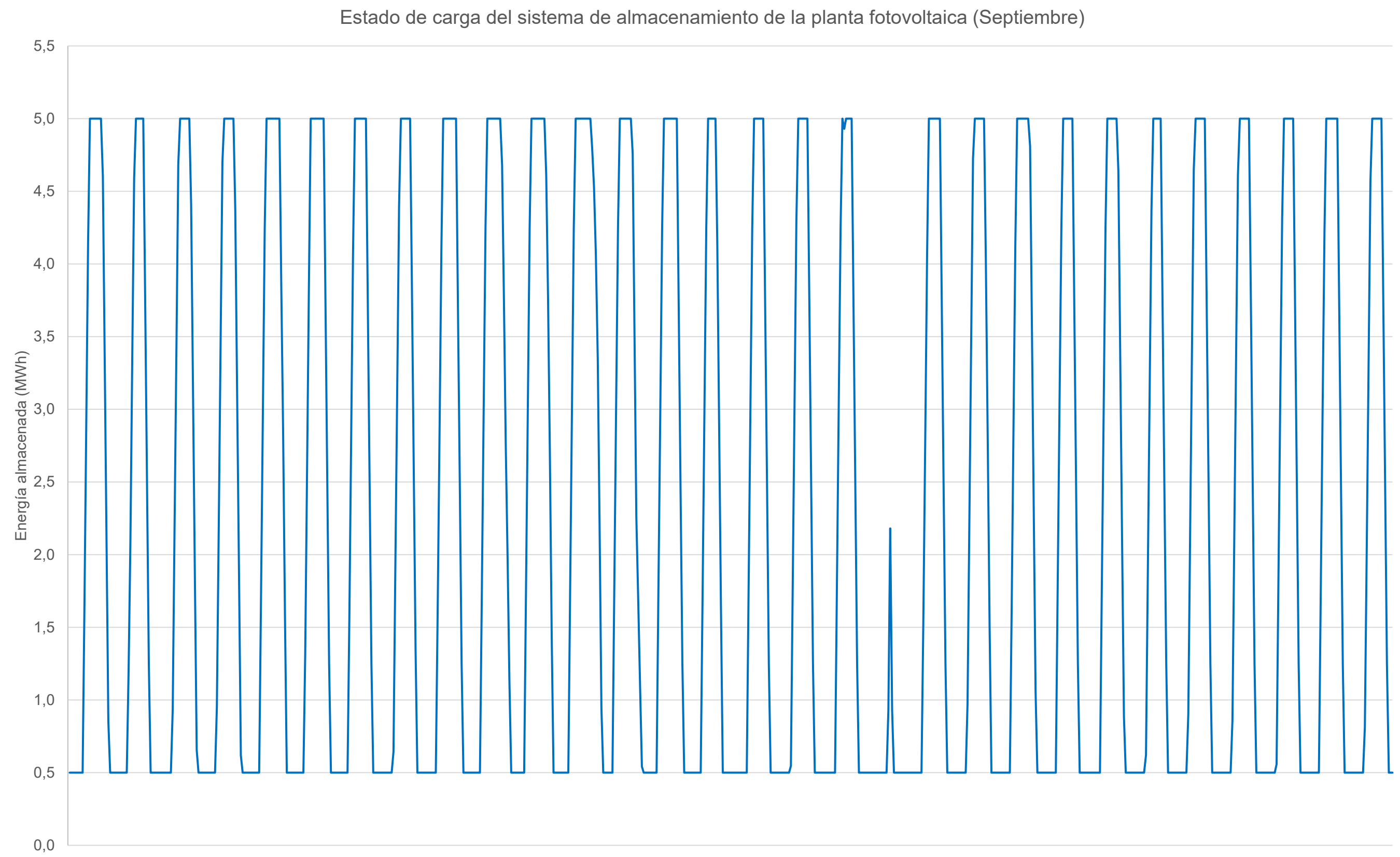


Figura 59: Estado de carga del sistema de almacenamiento de la planta fotovoltaica (Septiembre)

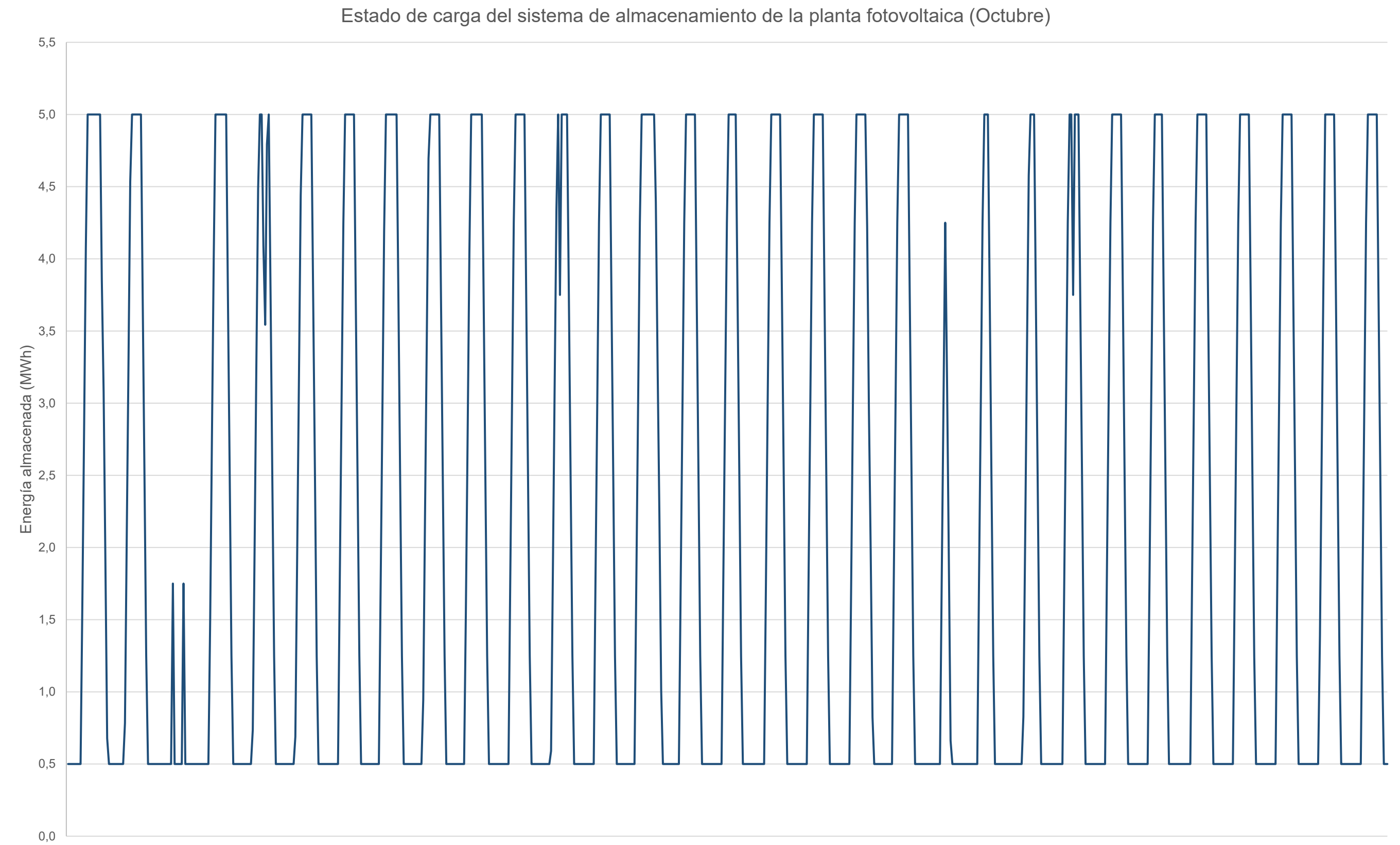


Figura 60: Estado de carga del sistema de almacenamiento de la planta fotovoltaica (Octubre)

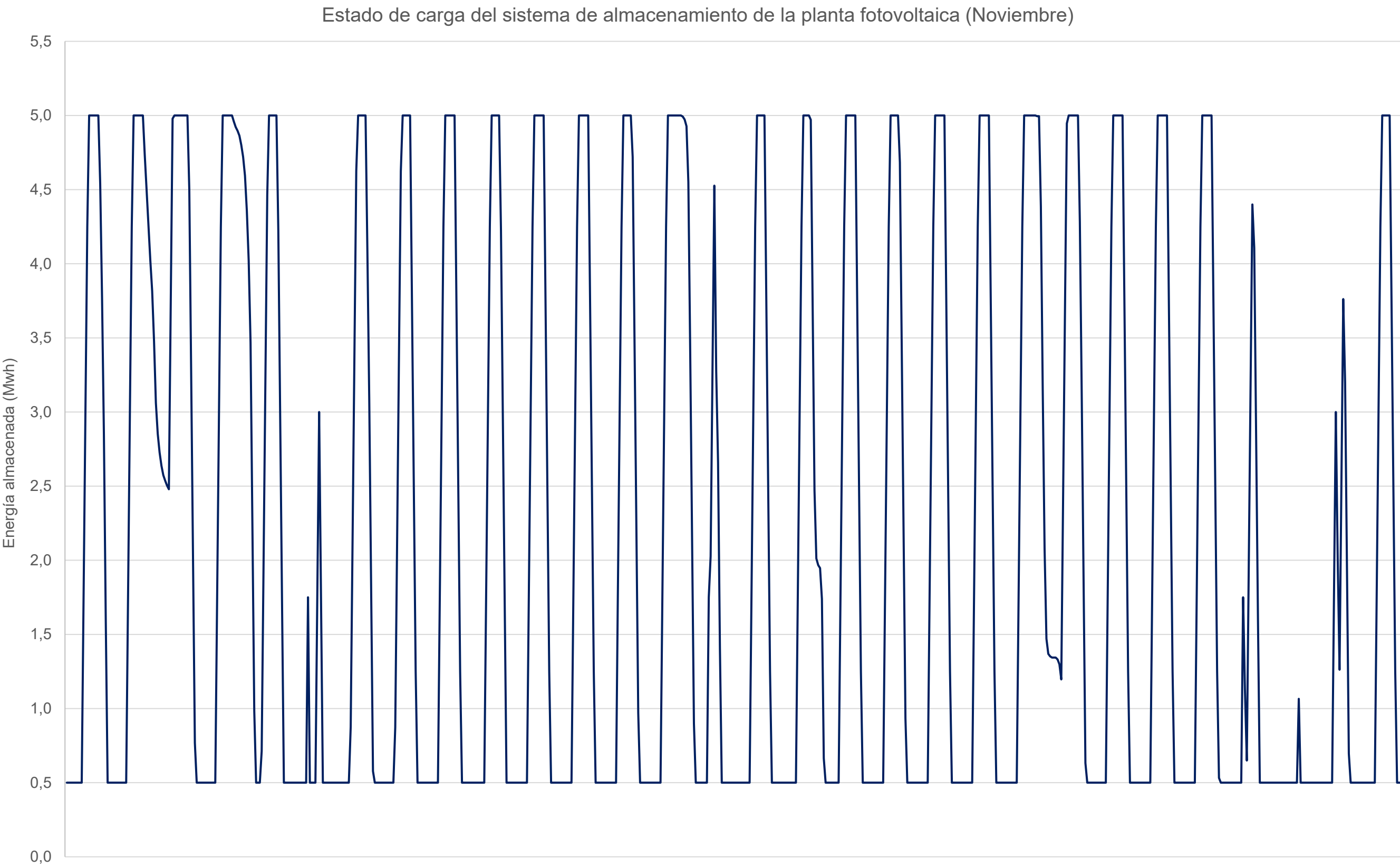


Figura 61: Estado de carga del sistema de almacenamiento de la planta fotovoltaica (Noviembre)



Figura 62: Estado de carga del sistema de almacenamiento de la planta fotovoltaica (Diciembre)

Respecto a la producción de hidrógeno, lo primero que se realizó fue determinar cuál va a ser el consumo de electricidad para alimentar los electrolizadores. El consumo determinado se basa en la energía generada por las fuentes que alimentan la planta, en el caso de que la energía generada sea igual o mayor que 5 MWh, el consumo para electrolisis será de 5 MWh, en el caso de que sea inferior, el consumo será la suma de la energía que pueda proporcionar cada fuente. Se puede observar en el siguiente grafico el consumo estimado por cada día del año.

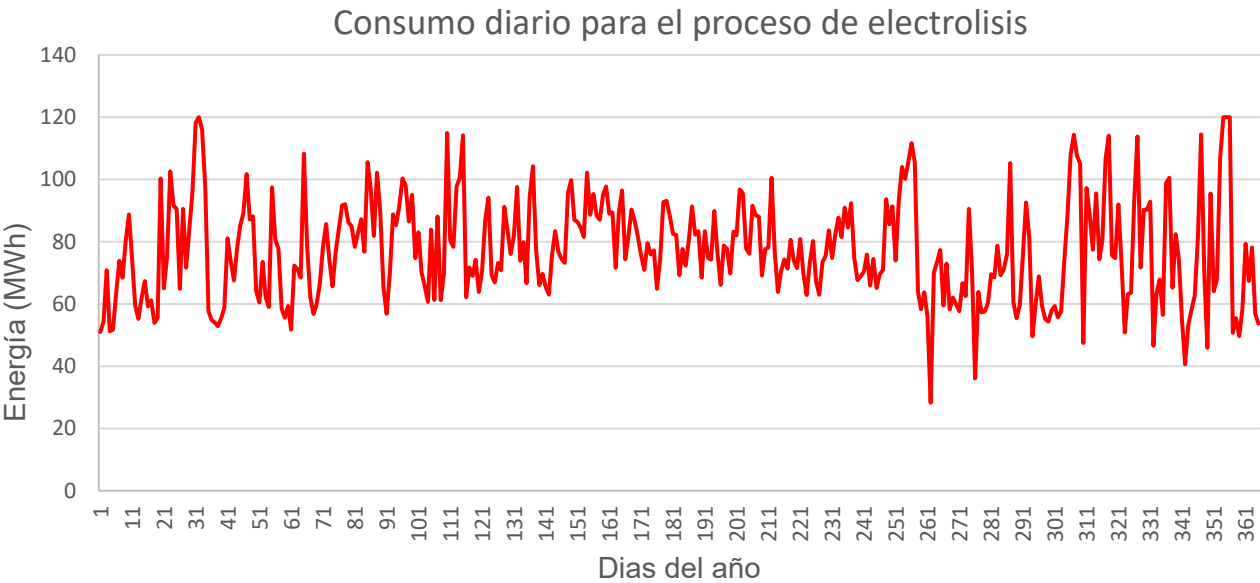


Figura 63: Consumo diario para el proceso de electrolisis

Una vez determinado el consumo, se emplea el dato de cuanta energía necesita el electrolizador para la producción de un kilo de hidrógeno. En el caso del electrolizador seleccionado este necesita 0,051 MWh de energía por cada kilogramo producido. La producción de hidrógeno estimada por cada día del año, la media de la curva de producción de hidrógeno por cada mes del año y una tabla con los datos principales de la producción se muestra a continuación:

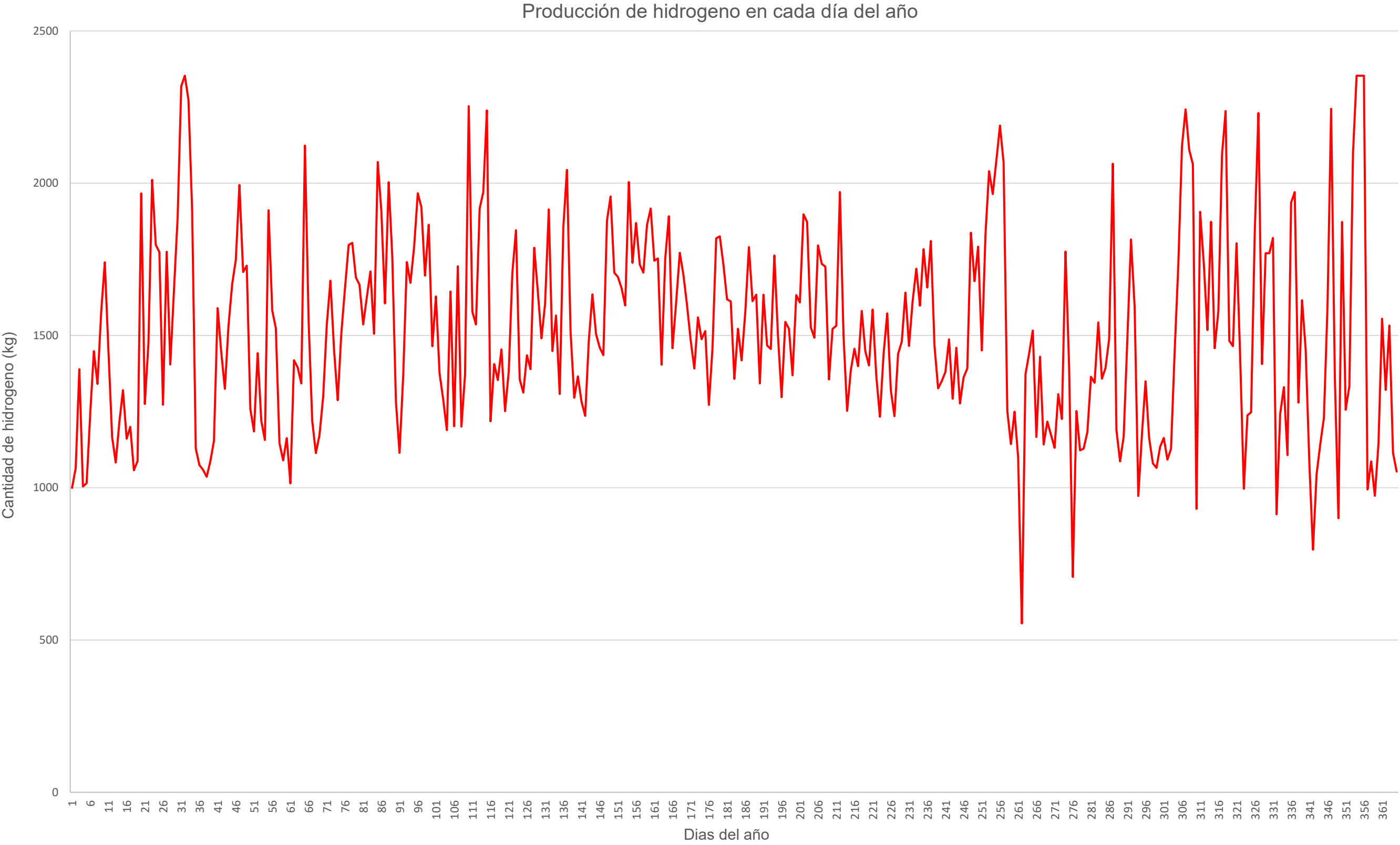


Figura 64: Producción de hidrogeno en cada día del año

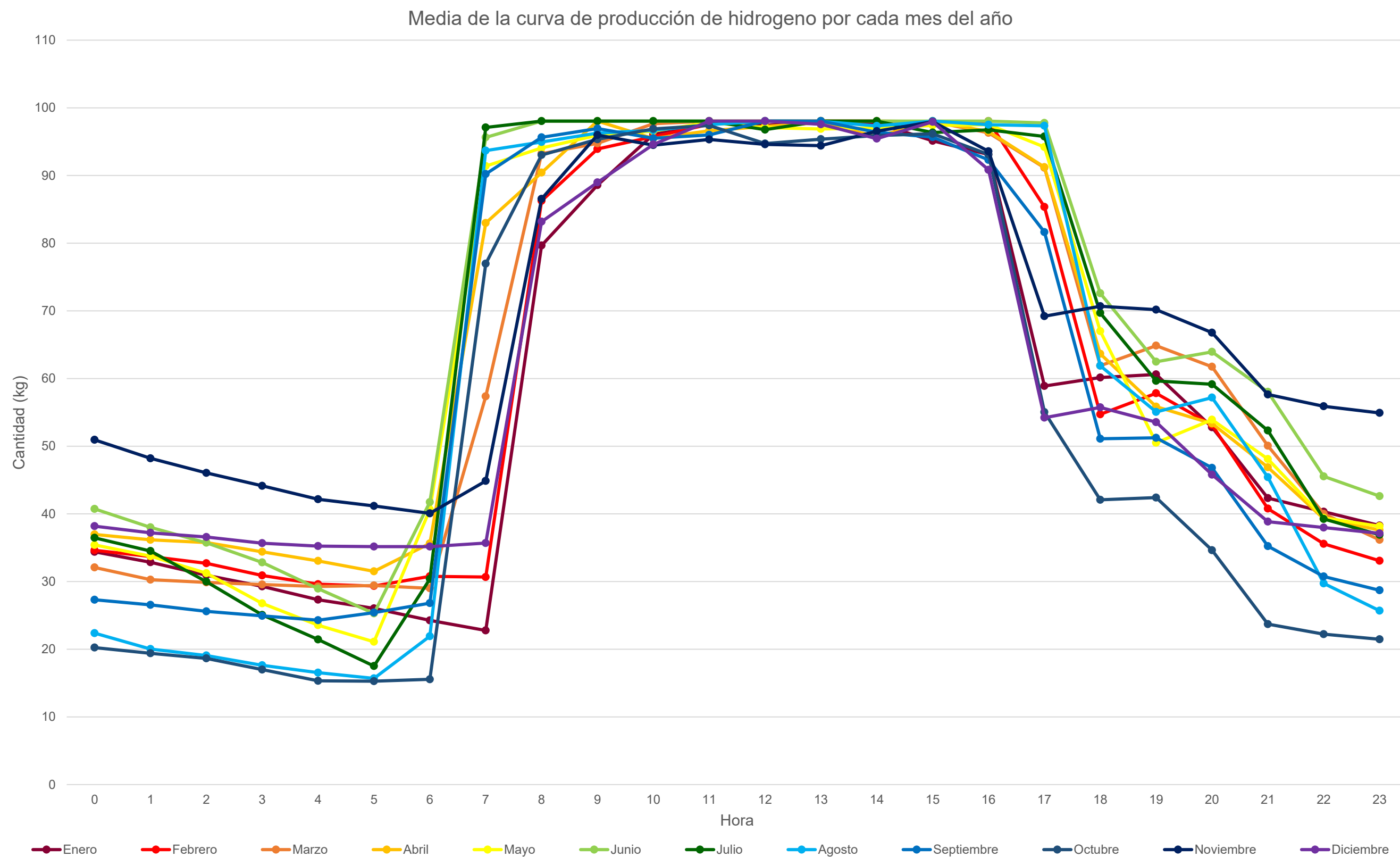


Figura 65: Media de la curva de producción de hidrogeno por cada mes del año

Planta electrolizadora de 5 MW	Producción anual (kg)	Horas Equivalentes
	553.797,13	5.638,53

Tabla 14: Datos de producción de la planta electrolizadora de 5 MW

Para terminar con este apartado se presenta un gráfico con los excedentes de la generación. De toda la producción de energía de la planta fotovoltaica, anualmente hay unos excedentes de 30.707,71 MWh.

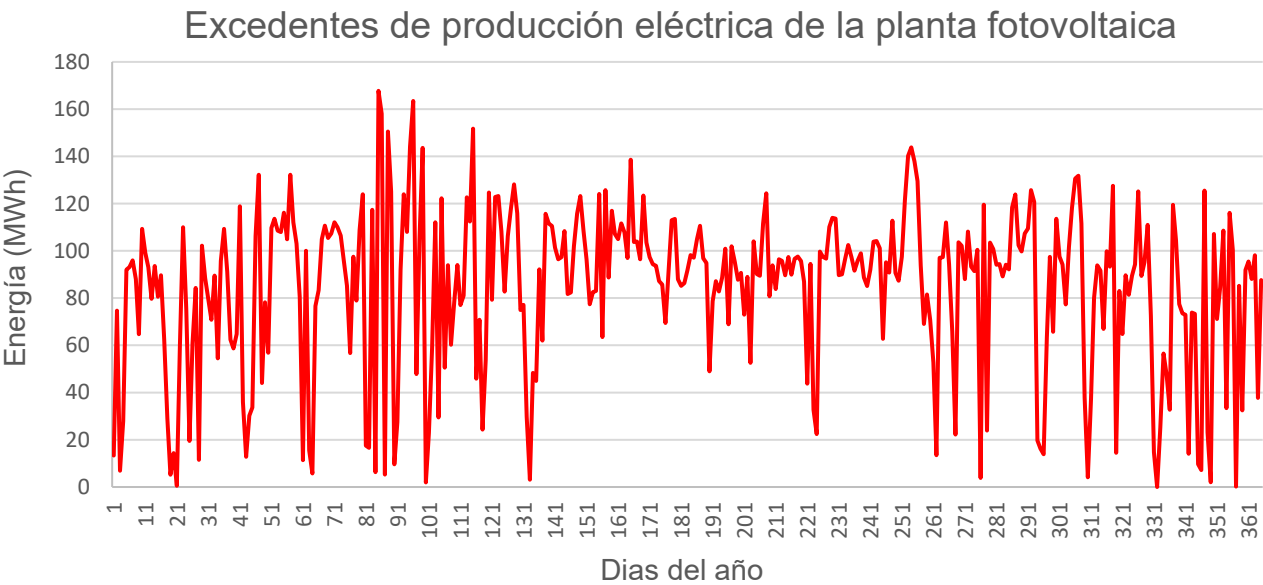


Figura 66: Excedentes de producción eléctrica de la planta fotovoltaica

5. ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

La realización de un Estudio de Impacto Ambiental (EIA) para proyectos como la construcción de una planta de electrólisis y una planta fotovoltaica es un proceso fundamental que permite evaluar y gestionar los posibles efectos negativos que estas infraestructuras pueden tener sobre el entorno.

Este tipo de estudios es imprescindible para garantizar que el desarrollo económico y tecnológico se realice de manera sostenible y respetuosa con el medio ambiente. En el caso particular de este proyecto, es crucial tener en cuenta la fragilidad de los ecosistemas locales, la biodiversidad presente y los valores culturales y patrimoniales.

La correcta ejecución de un EIA permite identificar impactos potenciales, proponer medidas de mitigación, y asegurar que el proyecto se lleve a cabo con el menor impacto posible sobre el entorno natural y social. A continuación, se presenta una ampliación detallada de cada una de las secciones contempladas en el estudio.

5.1. Atmosfera y cambio climático

La construcción y operación de una planta de electrólisis de 5 MW y una planta fotovoltaica de 25 MW en Ciudad Real tendrá diversos impactos en la atmósfera y el clima, tanto positivos como negativos. Durante la fase de construcción, las actividades generarán emisiones temporales de gases de efecto invernadero (GEI) y partículas en suspensión debido al uso intensivo de maquinaria pesada y vehículos para el transporte de materiales. Se estima que las emisiones de CO₂, NO_x y otros compuestos ascenderán a unas 500 – 1.000 toneladas de CO₂ equivalente, lo que representa un impacto significativo, aunque temporal.

Impactos identificados durante la fase de construcción:

- **Emisiones de GEI:** La maquinaria pesada, como excavadoras, grúas y camiones, emitirá cantidades considerables de dióxido de carbono (CO₂) y óxidos de nitrógeno (NO_x), contribuyendo temporalmente al calentamiento global y la contaminación del aire.
- **Generación de polvo:** Las actividades de movimiento de tierra y el tráfico de vehículos levantarán polvo, lo que puede afectar la calidad del aire y la salud de las comunidades cercanas.
- **Ruido:** Las operaciones de construcción generarán ruido significativo, con niveles que podrían superar los 90 decibelios en algunos puntos cercanos a la obra, lo cual puede resultar molesto para la fauna y las personas.

Medidas de mitigación propuestas:

- Uso de maquinaria con bajas emisiones de CO₂ y tecnologías más limpias.
- Riego periódico de las superficies para reducir el polvo en suspensión.

- Planificación eficiente de rutas de transporte y limitación de la velocidad de vehículos para minimizar la generación de polvo.
- Implementación de barreras acústicas temporales para reducir la propagación del ruido.

En la fase de operación, los beneficios ambientales serán sustanciales. La planta fotovoltaica, con una capacidad instalada de 25 MW, evitará la emisión de aproximadamente 15.000 – 20.000 toneladas de CO₂ anuales, en comparación con la generación eléctrica convencional basada en combustibles fósiles. Además, la planta de electrólisis producirá hidrógeno verde, evitando las emisiones asociadas a la producción de hidrógeno gris, que se obtiene a partir de gas natural.

Contribuciones positivas durante la fase de operación:

- **Reducción de GEI:** La generación de electricidad mediante energía solar evita la quema de combustibles fósiles, reduciendo significativamente la emisión de CO₂, NO_x y SO₂, gases responsables del cambio climático y la contaminación atmosférica.
- **Producción de hidrógeno verde:** Al utilizar electricidad renovable para producir hidrógeno, se elimina la emisión de CO₂ que caracteriza al proceso tradicional de producción a partir de gas natural, conocido como hidrógeno gris.
- **Apoyo a la transición energética:** Este proyecto contribuirá a los objetivos de descarbonización de la Unión Europea y a los compromisos establecidos en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) de España, promoviendo una transición hacia un modelo energético más limpio y sostenible.

Consideraciones adicionales:

- Monitoreo continuo de la calidad del aire en la zona para detectar y corregir posibles impactos.
- Evaluación periódica de la huella de carbono del proyecto, con el objetivo de implementar mejoras en la eficiencia energética y minimizar las emisiones residuales.

En términos de afectación a la red Natura 2000 o áreas protegidas, es crucial verificar que la construcción y operación del proyecto no interfieran con zonas de especial protección para las aves (ZEPA) o lugares de interés comunitario (LIC) cercanos. Aunque el estudio preliminar indica que la ubicación seleccionada no se encuentra dentro de áreas de protección, se recomienda una evaluación exhaustiva para asegurar la compatibilidad del proyecto con la conservación de la biodiversidad y los ecosistemas sensibles.

5.2. Suelos

La construcción de las plantas de electrólisis y fotovoltaica implicará una alteración significativa del suelo, especialmente durante la fase de preparación del terreno y la instalación de los equipos.

Se estima que se afectará directamente a 40 hectáreas, principalmente debido a la necesidad de realizar excavaciones para cimentaciones, zanjas para el tendido de cables y caminos de acceso. Esto generará cambios en la estructura del suelo y la pérdida de su capacidad de retención de agua, lo que a su vez puede aumentar el riesgo de erosión y afectar la flora local.

Impactos identificados durante la fase de construcción:

- **Alteración de la estructura del suelo:** La compactación del suelo por el tránsito de maquinaria pesada puede reducir su permeabilidad, afectando la infiltración de agua y la respiración del suelo, lo que puede tener consecuencias negativas para la vegetación.
- **Riesgo de erosión:** Especialmente en áreas con pendientes, las actividades de construcción pueden generar una pérdida significativa de suelo por erosión, lo que afecta la estabilidad del terreno y la fertilidad del suelo.
- **Contaminación del suelo:** Existe el riesgo de derrames accidentales de combustibles, aceites y otros contaminantes utilizados en la maquinaria, que podrían infiltrarse y contaminar el suelo y las aguas subterráneas.

Medidas de mitigación propuestas:

- **Preservación de la capa superficial del suelo:** Antes de iniciar las excavaciones, se recomienda retirar y almacenar la capa superior del suelo, rica en materia orgánica, para su posterior reutilización en la restauración de áreas afectadas.
- **Técnicas de bioingeniería:** Uso de técnicas como la revegetación, barreras vegetales y estructuras de contención para estabilizar taludes y reducir la erosión.
- **Planificación detallada:** Minimizar el área de suelo afectada mediante un diseño optimizado de las instalaciones y rutas de acceso, además de establecer zonas de almacenamiento de materiales y maquinaria fuera de áreas sensibles.
- **Manejo de sustancias peligrosas:** Establecimiento de protocolos estrictos para el manejo y almacenamiento de combustibles, aceites y otros productos químicos, con zonas específicas y equipadas para contener posibles derrames.

Durante la fase de operación, el impacto sobre el suelo será menor, aunque persistirá debido a la ocupación permanente del terreno por las instalaciones. Esto reducirá la superficie de suelo disponible para otros usos, como la agricultura o la regeneración natural de la vegetación. Además, la presencia de estructuras impermeables, como paneles solares y caminos pavimentados, podría alterar los patrones de escorrentía y aumentar la erosión en áreas cercanas.

Impactos durante la operación:

- **Riesgo de contaminación residual:** Aunque menor, persiste el riesgo de contaminación por el mantenimiento de equipos y posibles fugas del sistema de almacenamiento de energía.

Medidas de gestión recomendadas:

- Implementación de un plan de gestión de residuos y monitoreo regular de la calidad del suelo, para detectar cualquier cambio en sus propiedades físicas o químicas.
- Mantenimiento de una cobertura vegetal adecuada entre los paneles solares, utilizando especies herbáceas que prevengan la erosión y mejoren la calidad del suelo.
- Creación de zonas de amortiguamiento alrededor de las instalaciones, con vegetación nativa que contribuya a la estabilidad del suelo y actúe como filtro para posibles contaminantes.

5.3. Aguas

La gestión de los recursos hídricos es crucial tanto durante la fase de construcción como en la operación de la planta fotovoltaica y de electrólisis. Los impactos potenciales sobre las aguas superficiales y subterráneas deben ser abordados con medidas adecuadas para prevenir la contaminación y el agotamiento de estos recursos, esenciales en una región con características climáticas semiáridas como Ciudad Real.

Impactos en aguas superficiales durante la construcción:

- **Alteración de patrones de escorrentía:** La modificación del terreno y la creación de estructuras temporales pueden alterar los patrones naturales de escorrentía, aumentando el riesgo de inundaciones o sequía en áreas adyacentes.
- **Contaminación por sedimentos:** La excavación y el movimiento de tierra pueden incrementar la carga de sedimentos en cursos de agua cercanos, afectando su calidad y la vida acuática.
- **Riesgo de contaminación por derrames accidentales:** La manipulación de maquinaria y materiales de construcción implica un riesgo de derrames de combustibles, aceites u otros productos químicos que pueden contaminar las aguas superficiales.

Medidas de mitigación para aguas superficiales:

- Diseño de un sistema de drenaje adecuado que minimice el riesgo de erosión y alteración de los patrones de escorrentía.
- Instalación de barreras de sedimentos y filtros de agua en las áreas de trabajo para prevenir la contaminación de cursos de agua cercanos.
- Establecimiento de zonas de protección alrededor de cursos de agua y cuerpos hídricos, con restricciones en la actividad de construcción.

Impactos en aguas subterráneas durante la construcción:

- **Riesgo de contaminación por infiltración:** Las actividades de construcción pueden generar la infiltración de contaminantes hacia los acuíferos subterráneos, especialmente en áreas con suelos permeables.
- **Alteración de la recarga de acuíferos:** La compactación del suelo y la impermeabilización del terreno pueden reducir la capacidad de infiltración de agua, afectando la recarga natural de acuíferos.

Medidas de mitigación para aguas subterráneas:

- Implementación de sistemas de contención y tratamiento de aguas residuales para evitar la infiltración de contaminantes.
- Monitoreo regular de la calidad de las aguas subterráneas durante y después de la construcción, para detectar y corregir posibles contaminaciones.

Durante la fase de operación, los principales consumos de agua estarán asociados a la limpieza de los paneles solares y al proceso de electrólisis para la producción de hidrógeno. Se estima un consumo anual de 1 - 2 litros/m² para la limpieza de los paneles y de 9-10 litros/kg de hidrógeno producido en la planta de electrólisis.

Impactos durante la operación:

- **Consumo de agua:** Aunque el consumo de agua no es excesivo, se debe considerar su impacto en una región con limitaciones hídricas, como Ciudad Real. El uso de agua para limpieza y procesos industriales podría generar competencia con otros usos locales.
- **Modificación de patrones de escorrentía:** La instalación de paneles solares y otras estructuras impermeables puede alterar los patrones de escorrentía en la zona, afectando la distribución del agua superficial y subterránea.

Medidas de gestión recomendadas:

- Implementación de técnicas de limpieza en seco para los paneles solares siempre que sea posible, minimizando así el consumo de agua.
- Reutilización de aguas residuales tratadas en el proceso de electrólisis y para la limpieza de paneles, reduciendo el uso de agua potable.
- Monitoreo constante de los niveles de agua en acuíferos y cursos superficiales, para evitar una sobreexplotación de los recursos hídricos.

Finalmente, es importante asegurar que el proyecto no afecte a áreas protegidas por la Directiva Marco del Agua o zonas de protección especial de las masas de agua, garantizando así la conservación de la calidad y cantidad de los recursos hídricos.

5.4. Flora

El impacto ambiental sobre la flora en el proyecto de construcción de la planta de electrólisis y la planta fotovoltaica en Ciudad Real será mínimo, dado que la parcela seleccionada para su desarrollo se encuentra catalogada como tierras arables y actualmente no dispone de cultivos ni vegetación significativa. Al ser un terreno agrícola sin actividad agraria reciente, la diversidad de especies vegetales presentes es limitada y predominantemente de carácter ruderal, es decir, especies oportunistas que colonizan terrenos perturbados y que no representan un valor ecológico elevado.

Contexto de la parcela:

- **Uso previo del suelo:** La parcela destinada al proyecto ha sido históricamente utilizada para actividades agrícolas. Aunque actualmente se encuentra sin cultivos, su clasificación como tierra arable implica que no se trata de un ecosistema natural ni de un hábitat especialmente sensible.
- **Vegetación existente:** La vegetación presente en la parcela se limita a especies herbáceas y ruderales, como gramíneas y algunas plantas anuales. No se han identificado especies protegidas o de interés especial en la zona de intervención.
- **Ausencia de áreas protegidas cercanas:** La parcela no se encuentra dentro de la red Natura 2000 ni en áreas protegidas de especial interés, lo que reduce significativamente el riesgo de afectar a hábitats prioritarios o especies vegetales protegidas.

Impactos potenciales durante la fase de construcción:

A pesar de la baja sensibilidad ambiental del área, la construcción de las infraestructuras requerirá la eliminación de la cubierta vegetal ruderal presente, lo cual es un impacto menor comparado con la alteración de ecosistemas naturales. Los principales efectos identificados son:

- **Pérdida temporal de vegetación ruderal:** La eliminación de la cubierta vegetal durante las actividades de preparación del terreno es inevitable, pero su impacto es reducido debido a la naturaleza oportunista y no protegida de estas especies.

Medidas de mitigación propuestas:

- **Preservación y manejo del suelo:** Durante las obras, se recomienda retirar y almacenar la capa superior del suelo (primeros 30 cm), que es la más rica en materia orgánica. Esta capa puede reutilizarse para restaurar las áreas afectadas una vez finalizada la construcción.
- **Revegetación post-construcción:** Una vez concluidas las obras, se procederá a la revegetación del área con especies herbáceas locales adaptadas a condiciones agrícolas, para recuperar rápidamente la cobertura vegetal y evitar procesos erosivos.

- **Minimización del área afectada:** La planificación detallada del proyecto y la delimitación estricta de las áreas de trabajo evitarán la afectación innecesaria de zonas no destinadas a la infraestructura.

Impactos durante la fase de operación:

Durante la operación de la planta fotovoltaica y de electrólisis, se espera que la vegetación ruderal vuelva a colonizar las áreas entre los paneles solares, generando una cobertura herbácea que puede tener efectos positivos, como la estabilización del suelo y la reducción de la erosión. La gestión de esta vegetación debe ser planificada para evitar interferencias con el funcionamiento de las instalaciones y mantener la seguridad operativa.

- **Establecimiento de una comunidad vegetal estable:** Entre los paneles solares se promoverá el crecimiento de especies herbáceas controladas, que no superen una altura que interfiera con la eficiencia de los paneles. Estas especies ayudarán a prevenir la erosión y a mejorar la estructura del suelo.
- **Mantenimiento de la vegetación:** Se implementará un plan de manejo de la vegetación, que incluirá cortes periódicos para mantener un crecimiento adecuado y evitar la proliferación de especies que puedan ser problemáticas o inflamables.
- **Bajo riesgo de especies invasoras:** Dado que la zona ha sido alterada previamente por actividades agrícolas, el riesgo de introducción o proliferación de especies invasoras es bajo. Sin embargo, se establecerán protocolos de monitoreo para detectar y controlar cualquier presencia de estas especies.

Consideraciones adicionales:

- **Compatibilidad con la biodiversidad local:** Aunque el impacto directo sobre la flora es mínimo, se coordinará con las autoridades ambientales locales para asegurar que no se afecten indirectamente zonas con mayor valor ecológico en los alrededores de la parcela.
- **Promoción de buenas prácticas agrícolas:** La gestión de la vegetación se realizará siguiendo principios de agricultura ecológica, evitando el uso de herbicidas y promoviendo prácticas que mejoren la calidad del suelo y la biodiversidad local.

En conclusión, el impacto sobre la flora será limitado debido a la naturaleza del terreno y el uso agrícola previo del área. Las medidas propuestas asegurarán que el proyecto se desarrolle de manera sostenible, manteniendo la calidad del suelo y evitando la erosión, mientras se facilita la integración de la infraestructura con el entorno circundante.

5.5. Fauna

La región de Ciudad Real alberga una biodiversidad significativa, incluyendo especies de fauna que podrían verse afectadas por el proyecto, como el águila imperial ibérica, el cernícalo primilla, la avutarda y el linco ibérico. La construcción y operación de las plantas fotovoltaica y de electrolisis tendrán impactos directos e indirectos sobre estas y otras especies.

Impactos identificados durante la fase de construcción:

- **Pérdida y fragmentación de hábitats:** La ocupación del terreno y la construcción de infraestructuras eliminarán hábitats naturales y agrícolas utilizados por especies residentes y migratorias, lo que podría llevar al desplazamiento de estas.
- **Perturbación por ruido y actividad humana:** Las especies sensibles al ruido, como aves y mamíferos, podrían verse afectadas durante la fase de construcción, desplazándose a áreas menos perturbadas, lo que alteraría su comportamiento y patrones de alimentación.
- **Riesgo de atropellos:** El aumento del tráfico de vehículos en las vías de acceso al sitio de construcción aumenta el riesgo de atropello para especies terrestres, especialmente para aquellas que utilizan la zona como corredor de tránsito.

Medidas de mitigación propuestas:

- **Censos de fauna previos a la construcción:** Realizar estudios de la fauna presente para identificar especies sensibles y ajustar el cronograma de construcción en función de sus períodos críticos de reproducción y cría.
- **Planificación de obras fuera de períodos críticos:** Evitar actividades ruidosas y de gran impacto durante las épocas de reproducción y cría de especies vulnerables.
- **Establecimiento de pasos de fauna:** Crear pasos específicos para que la fauna pueda atravesar las instalaciones de forma segura, reduciendo el riesgo de atropellos y fragmentación de hábitats.
- **Limitación de velocidad y señalización adecuada:** Implementar medidas para reducir la velocidad de los vehículos en las vías de acceso y señalizar adecuadamente las zonas de cruce de fauna.

Durante la fase de operación, la presencia de infraestructuras permanentes y el vallado perimetral limitarán el movimiento de especies terrestres y podrían interferir en los patrones de comportamiento de algunas especies, especialmente aves.

Impactos durante la operación:

- **Efecto barrera:** El vallado perimetral puede limitar el movimiento de pequeños mamíferos y reptiles, alterando los patrones de distribución y acceso a recursos.

- **Riesgo de colisión de aves:** Las aves pueden confundir los paneles solares con cuerpos de agua, lo que aumenta el riesgo de colisión. Además, la presencia de líneas eléctricas puede suponer un peligro adicional para aves de gran envergadura.
- **Atracción de especies oportunistas:** La modificación del hábitat podría atraer a especies que se adaptan mejor a entornos abiertos o artificiales, lo que podría desplazar a especies autóctonas.

Medidas de gestión recomendadas:

- **Diseño de vallados permeables:** Implementar vallados que permitan el paso de pequeñas especies, como conejos y reptiles, reduciendo el efecto barrera.
- **Dispositivos anticolidión para aves:** Instalar elementos visuales en los paneles solares y líneas eléctricas para disuadir a las aves y reducir el riesgo de colisiones.
- **Monitoreo continuo de poblaciones de aves y murciélagos:** Realizar un seguimiento de las poblaciones de fauna durante la operación para detectar y mitigar impactos no previstos.

Es crucial garantizar que las medidas de protección y mitigación sean adecuadas para minimizar el impacto sobre la fauna local, especialmente en lo que respecta a las especies protegidas y en peligro de extinción presentes en la región.

5.6. Salud pública

El proyecto tendrá diversos impactos sobre la salud pública, tanto durante la fase de construcción como en la operación. Estos impactos se relacionan principalmente con el ruido, la calidad del aire y la seguridad en el manejo de hidrógeno, un elemento inflamable y potencialmente peligroso.

Impactos identificados durante la fase de construcción:

- **Aumento de niveles de ruido:** Las actividades de construcción generarán ruido considerable, con niveles que pueden alcanzar hasta 80-90 dB en áreas cercanas a la obra. Esto puede causar molestias a la población y afectar la salud de los trabajadores y residentes cercanos.
- **Emisión de partículas y polvo:** El movimiento de tierra y el tránsito de vehículos aumentará la cantidad de polvo en el aire, lo que puede provocar problemas respiratorios en personas vulnerables, como ancianos y niños.
- **Riesgo de accidentes en vías de acceso:** El incremento del tráfico de vehículos pesados en las vías de acceso al sitio de construcción aumenta el riesgo de accidentes, especialmente en zonas rurales con infraestructura vial limitada.

Medidas de mitigación propuestas:

- Implementación de barreras acústicas temporales alrededor del sitio de construcción para reducir la propagación del ruido.
- Uso de equipos de protección personal (EPP) para los trabajadores, como tapones para los oídos y mascarillas para reducir la exposición al ruido y al polvo.
- Plan de gestión del tráfico y señalización adecuada en las vías de acceso para mejorar la seguridad vial.

Durante la operación, los beneficios ambientales, como la reducción de emisiones contaminantes, contribuirán a mejorar la calidad del aire y, en consecuencia, la salud pública. Sin embargo, se deben considerar otros riesgos asociados a la operación de la planta de electrólisis.

Impactos durante la operación:

- **Mejora de la calidad del aire:** La reducción de emisiones de contaminantes, como NO_x y SO₂, mejorará la calidad del aire en comparación con la generación eléctrica convencional, beneficiando la salud respiratoria de la población local.
- **Campos electromagnéticos:** Los transformadores y líneas de transmisión generarán campos electromagnéticos (CEM), cuya exposición prolongada se debe monitorear para asegurar que se mantenga dentro de los límites seguros establecidos por la normativa.
- **Riesgo de accidentes:** El hidrógeno es un gas altamente inflamable y su manejo incorrecto podría causar accidentes graves. Se deben implementar rigurosos protocolos de seguridad para evitar fugas y explosiones.

Medidas de gestión recomendadas:

- Monitoreo continuo de la calidad del aire en la zona para evaluar el impacto del proyecto en la salud pública.
- Mediciones periódicas de campos electromagnéticos en las áreas de operación para asegurar el cumplimiento de la normativa y minimizar la exposición a la población.
- Implementación de programas de educación y concienciación para la comunidad local sobre el manejo seguro del hidrógeno y los beneficios de las energías renovables.

La seguridad del proyecto no solo dependerá de las medidas técnicas, sino también de la cooperación con la comunidad local para garantizar una operación segura y sostenible.

5.7. Patrimonio cultural

Ciudad Real tiene un rico patrimonio arqueológico que podría verse afectado por las obras del proyecto. La región alberga yacimientos significativos, como el de Ruidera-Los Villares, donde se han encontrado restos de homínidos arcaicos y fauna pleistocénica, así como herramientas de la industria lítica del Paleolítico. Estos hallazgos subrayan la necesidad de realizar estudios arqueológicos exhaustivos antes y durante la construcción.

Impactos identificados durante la fase de construcción:

- **Posible afectación de yacimientos arqueológicos:** El movimiento de tierra y la construcción de infraestructuras pueden destruir o alterar restos arqueológicos y paleontológicos aún no identificados.
- **Alteración del paisaje cultural:** La instalación de infraestructuras modernas puede alterar el paisaje histórico y cultural de la región, afectando la percepción y el valor patrimonial del área.

Medidas de gestión propuestas:

- **Estudio arqueológico exhaustivo:** Antes de iniciar la construcción, se debe realizar un estudio detallado del área para identificar y catalogar posibles restos arqueológicos y paleontológicos.
- **Protocolo de actuación ante hallazgos casuales:** Durante las obras, se debe contar con un protocolo que contemple la paralización de los trabajos y la notificación inmediata a las autoridades en caso de descubrir restos arqueológicos.
- **Sondeos arqueológicos en áreas potenciales:** Realizar sondeos en áreas con alta probabilidad de contener restos arqueológicos para prevenir la destrucción inadvertida de patrimonio cultural.

Durante la fase de operación, el impacto sobre el patrimonio cultural será mínimo, siempre y cuando se hayan tomado las medidas preventivas adecuadas durante la construcción. Sin embargo, es importante mantener la vigilancia y el compromiso con la protección del patrimonio.

Consideraciones adicionales:

- Integración de elementos informativos en el proyecto que expliquen la importancia del patrimonio local, fomentando su conservación y difusión.
- Coordinación con las autoridades competentes para garantizar que cualquier intervención en el área se realice de manera respetuosa con el patrimonio cultural y arqueológico.

6. ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA

En esta sección se expone el estudio de viabilidad económica para la construcción de la planta electrolizadora y la instalación solar contempladas en este proyecto. Para ello, se evalúan tanto el CAPEX (gastos de capital) como el OPEX (gastos operativos) de ambas plantas, así como los ingresos generados por la venta de energía en el mercado y la venta del hidrógeno.

El análisis ha sido realizado utilizando un modelo desarrollado en Excel y abarca un periodo de 25 años, que corresponde a la vida útil estimada de una planta fotovoltaica.

El estudio económico se ha estructurado de la siguiente manera:

- Evaluación del CAPEX de la planta fotovoltaica.
- Evaluación del CAPEX de la planta electrolizadora.
- Evaluación del OPEX de la planta fotovoltaica.
- Evaluación del OPEX de la planta electrolizadora.
- Análisis de los ingresos por la venta de hidrógeno verde.
- Análisis de los ingresos por la venta de excedentes de energía.
- Estudio del flujo de caja.

Para calcular el CAPEX de la planta fotovoltaica, se han considerado los costes de los equipos y maquinaria, las obras civiles y las instalaciones, así como un 13% correspondiente a gastos generales y un 6% de impuesto sobre el beneficio industrial. Los datos utilizados han sido proporcionados por la empresa Veolia Solar S.L.U.

A continuación, se presenta una tabla con todos los costes asociados al CAPEX de la planta fotovoltaica con su sistema de almacenamiento:

CAPEX Planta Fotovoltaica			
	Potencia Planta Fotovoltaica (MWp)	Precio Unitario (€/MWp)	Total (€)
Obra civil e instalaciones			
Obra civil	25	11.230,00 €	280.750,00 €
Estructura de módulos	25	83.120,00 €	2.078.000,00 €
Instalación eléctrica baja tensión	25	12.570,00 €	314.250,00 €
Instalación eléctrica media tensión	25	14.160,00 €	354.000,00 €
Seguridad y CCTV	25	6.770,00 €	169.250,00 €
Monitorización	25	4.420,00 €	110.500,00 €
Gestión de residuos	25	1.550,00 €	38.750,00 €
Equipos y maquinaria			
Módulos Fotovoltaicos	25	230.320,00 €	5.758.000,00 €
Seguidor equipos	25	0,00 €	0,00 €
Inversor y transformador	25	48.225,00 €	1.205.625,00 €
CAPEX Sistema de almacenamiento			
	Capacidad Sistema de almacenamiento (MWh)	Precio Unitario (€/MWh)	Total (€)
Sistema de almacenamiento	5	140.000,00 €	700.000,00 €
Total ejecución material			11.009.125,00 €
13% Gastos generales			1.431.186,25 €
6% Beneficio industrial			660.547,50 €
TOTAL		524.034,35 €	13.100.858,75 €

Tabla 15: CAPEX Planta fotovoltaica con sistema de almacenamiento

Para calcular el CAPEX de la planta electrolizadora, se han considerado los costes de equipos y maquinaria, obras civiles e instalaciones, junto con un 13% destinado a gastos generales y un 6% correspondiente al impuesto sobre el beneficio industrial. Estas estimaciones se han realizado basándose en datos obtenidos del Periódico de la Energía.

A continuación, se presenta una tabla con todos los costes asociados al CAPEX de la planta de electrólisis:

CAPEX Planta Electrolizadora			
	Potencia Planta Electrolizadora (MW)	Precio Unitario (€/MW)	Total (€)
Obra civil e instalaciones			
Excavación y movimiento de tierras	5	200.000,00 €	1.000.000,00 €
Cimentación y obras de construcción	5	400.000,00 €	2.000.000,00 €
Instalaciones eléctricas generales	5	175.000,00 €	875.000,00 €
Sistemas de seguridad y control	5	175.000,00 €	875.000,00 €
Permisos y licencias	5	125.000,00 €	625.000,00 €
Infraestructura de acceso y logística	5	100.000,00 €	500.000,00 €
Gestión de residuos	5	25.000,00 €	125.000,00 €
Equipos y maquinaria			
Electrolizadores	5	300.000,00 €	1.500.000,00 €
Cátodo BoP + Purificación H2	5	225.000,00 €	1.125.000,00 €
Purificación H2O	5	125.000,00 €	625.000,00 €
Instrumentación	5	200.000,00 €	1.000.000,00 €
Electrónica de potencia	5	250.000,00 €	1.250.000,00 €
Ánodo BoP	5	175.000,00 €	875.000,00 €
Compresión	5	250.000,00 €	1.250.000,00 €
Carcasa	5	125.000,00 €	625.000,00 €
Transformador de alta tensión	5	150.000,00 €	750.000,00 €
Refrigeración del sistema	5	100.000,00 €	500.000,00 €
Tuberías	5	150.000,00 €	750.000,00 €
Total ejecución material			16.250.000,00 €
13% Gastos generales			2.112.500,00 €
6% Beneficio industrial			975.000,00 €
TOTAL		3.867.500,00 €	19.337.500,00 €

Tabla 16: CAPEX Planta electrolizadora

El monto del CAPEX se asignará al año de construcción de la planta fotovoltaica, programado para 2025. Adicionalmente, se ha previsto un CAPEX de 1.500.000 €, destinado al re-stack de los electrolizadores, que se llevará a cabo en 2035 y 2045.

Para calcular el OPEX de la planta fotovoltaica, se han considerado todas las variables que afectan su operación y mantenimiento. A continuación, se presenta el OPEX estimado para la operación de la planta, basado en la información y ratios proporcionados por Veolia Solar S.L.U.

OPEX Planta Fotovoltaica			
	Potencia Planta Fotovoltaica (MWp)	Precio Unitario (€/MWp)	Total (€)
Operación y mantenimiento			
O&M Predictivo	25	1.920,00 €	48.000,00 €
O&M Preventivo	25	1.640,00 €	41.000,00 €
O&M Correctivo	25	2.570,00 €	64.250,00 €
Limpieza módulos fotovoltaicos	25	4.240,00 €	106.000,00 €
Limpieza del terreno	25	2.910,00 €	72.750,00 €
Total		13.280,00 €	332.000,00 €

Tabla 17: OPEX Planta fotovoltaica con sistema de almacenamiento

A continuación, se recoge el OPEX estimado de la operación de la planta electrolizadora.

OPEX Planta electrolizadora			
	Potencia Planta Electrolizadora (MW)	Precio Unitario (€/MW)	Total (€)
Operación y mantenimiento			
O&M Predictivo	5	25.000,00 €	125.000,00 €
O&M Preventivo	5	35.000,00 €	175.000,00 €
O&M Correctivo	5	40.000,00 €	200.000,00 €
Total		100.000,00 €	500.000,00 €

Tabla 18: OPEX Planta electrolizadora

Para proyectar el aumento del OPEX a lo largo de los 25 años de operación, se ha asumido que este crecerá en línea con la inflación anual. En el modelo desarrollado, se ha estimado una tasa de inflación del 2,5%.

A continuación, se presenta un gráfico que muestra la evolución del OPEX de la planta fotovoltaica y otro que representa el OPEX de la planta electrolizadora durante los años de operación estudiados. El aumento de ambos OPEX es debido a la corrección del precio del OPEX según la inflación.

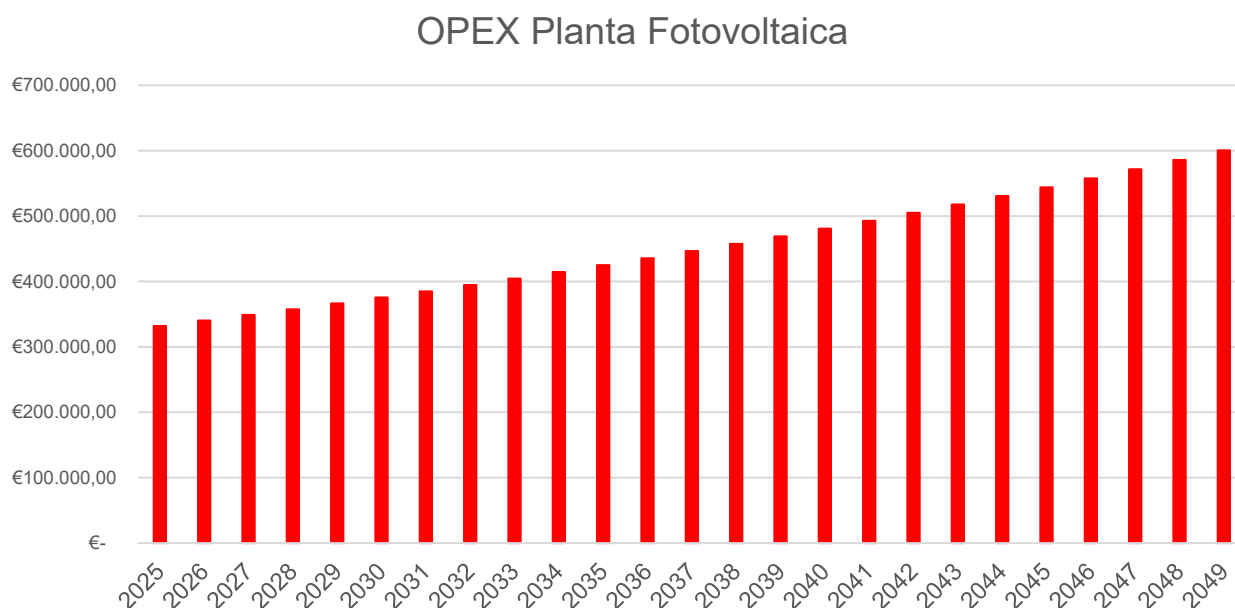


Figura 67: Evolución del OPEX de la planta fotovoltaica durante 25 años

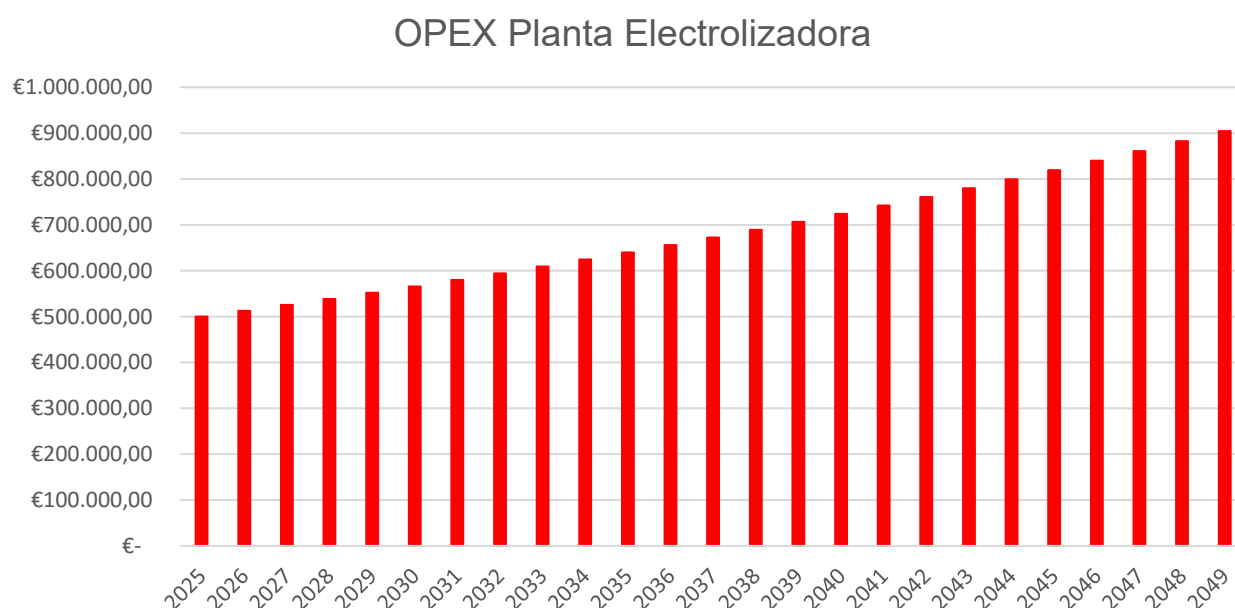
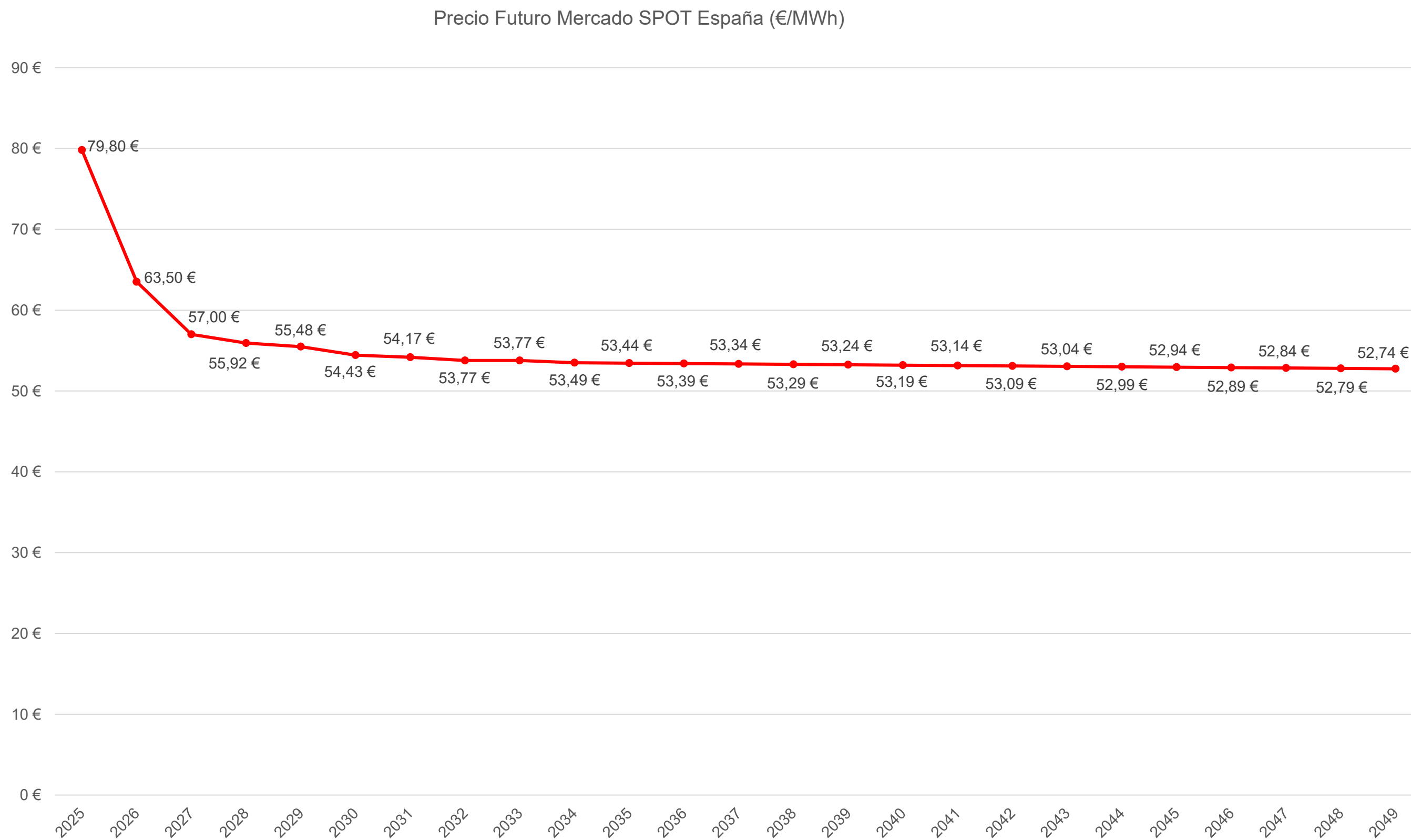


Figura 68: Evolución del OPEX de la planta electrolizadora durante 25 años

Por último, respecto a los costes, se determina el precio de compra de la energía mediante el PPA eólico. Con la estimación de la energía comprada del apartado 4 y el precio estimado de compra de 60 €/MWh, se obtiene el coste total de adquisición para cada año. Se ha determinado que el coste de adquisición del PPA no varía a lo largo de los 25 años.

Para estimar los ingresos proyectados por la venta de excedentes de energía de la planta fotovoltaica, es crucial considerar los precios del mercado eléctrico durante los años de operación de la instalación. Los valores futuros del precio de la energía se han obtenido de la página web del Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMIP). [OMIP24]

Según OMIP, a partir de 2025 se espera una reducción considerable de los precios de la energía.

*Figura 69: Precios futuros del Mercado SPOT en España*

Dado que el análisis considera las 8.760 horas del año y los precios de la energía varían a lo largo del día, se ha descargado un archivo de datos de ESIOS con los precios horarios de venta de electricidad para el año 2023. Esta información permite realizar una evaluación más precisa de los ingresos potenciales al reflejar las fluctuaciones diarias del mercado eléctrico. [ESS24]

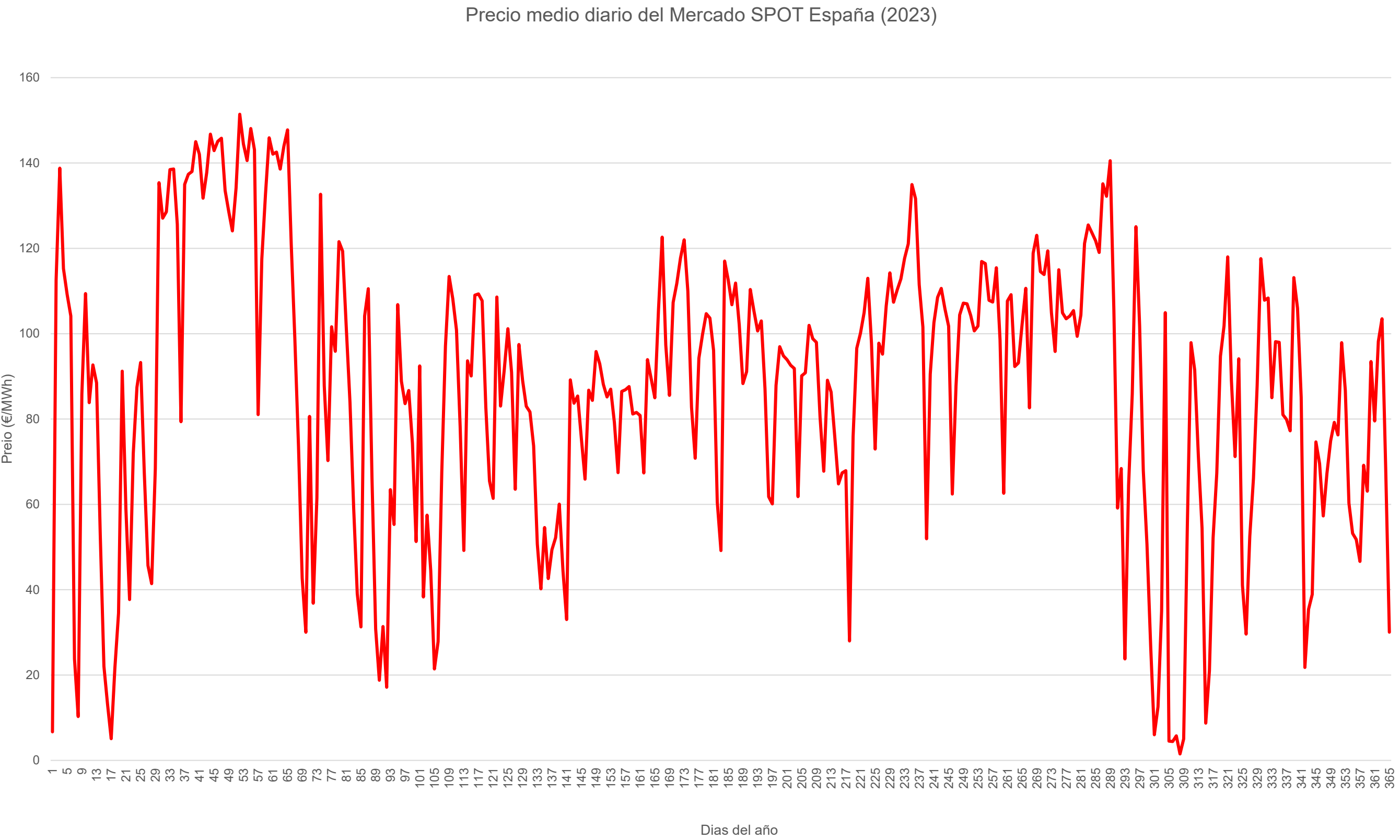


Figura 70: Precio medio diario del Mercado SPOT España (2023)

Utilizando este archivo de datos, se ha calculado la variación porcentual del precio de cada hora en relación con el precio medio de venta de energía en 2023. A partir de estos porcentajes, se han ajustado los precios futuros estimados por OMIP, aplicando dicha variación a cada hora. En resumen, se ha adaptado la curva de precios de 2023 a los valores estimados para los próximos años, obteniendo así los precios horarios proyectados para el futuro.

La distribución de precios por cada hora puede observarse en el anexo 2.

A continuación, se adjunta un gráfico con los ingresos de la planta fotovoltaica a lo largo de su vida útil:

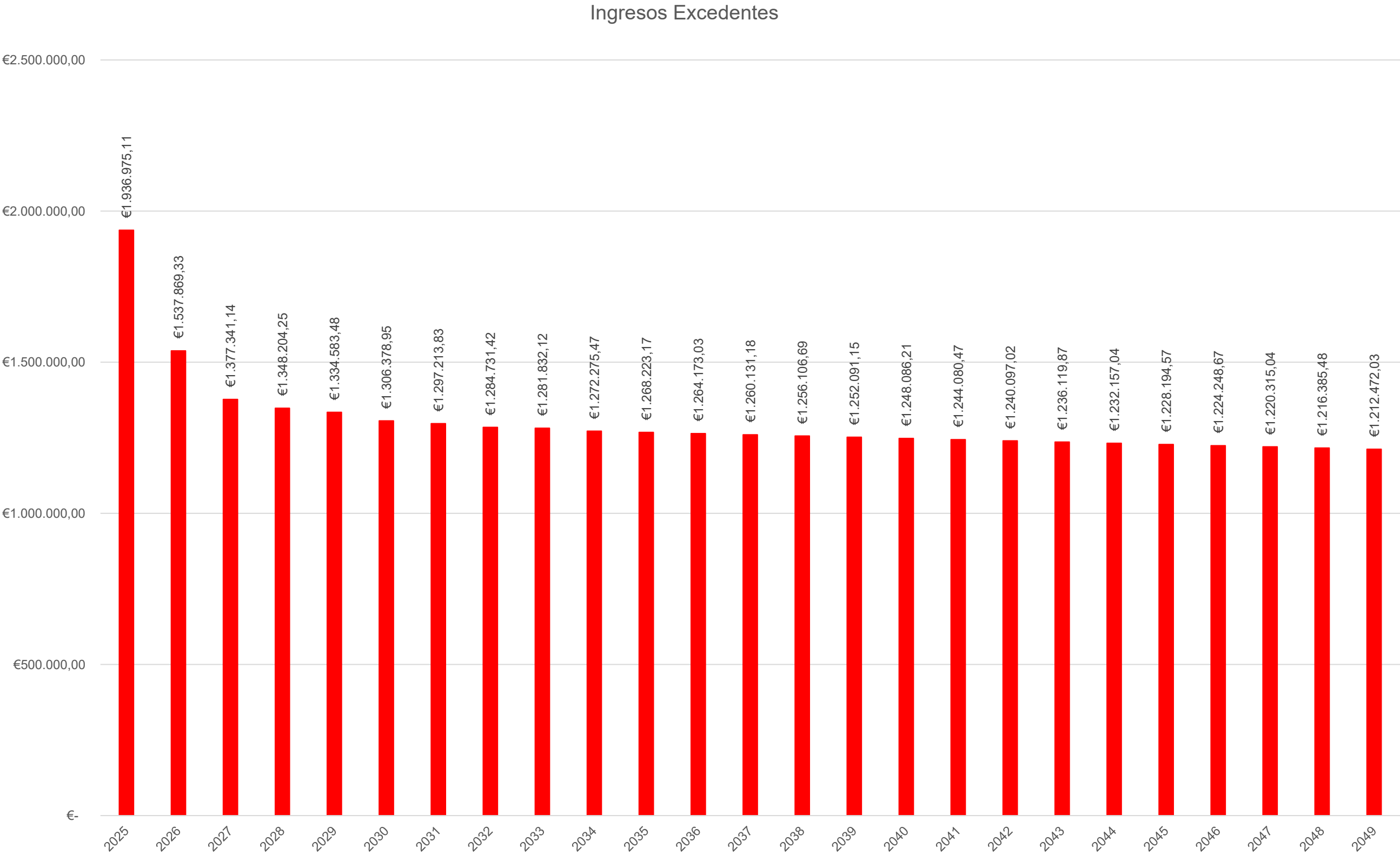


Figura 71: Ingresos por los excedentes de la planta fotovoltaica durante 25 años

Para establecer los precios de venta del hidrógeno verde y garantizar la rentabilidad del proyecto, se han tenido en cuenta dos requerimientos que deben cumplirse al mismo tiempo:

- El precio de venta del hidrógeno debe ser superior al LCOH (Coste Nivelado de Producción de Hidrógeno)
- El precio de venta del hidrógeno debe permitir alcanzar una TIR superior al 8%.

Esto se debe a que, si el hidrógeno verde producido se comercializara al mismo precio que el hidrógeno gris, los proyectos de esta naturaleza no serían viables económicamente. Dado que el hidrógeno verde tiene un coste de producción más elevado debido a la utilización de fuentes de energía renovable, es necesario fijar un precio de venta que compense esta diferencia y asegure la sostenibilidad financiera del proyecto, promoviendo al mismo tiempo una transición hacia fuentes de energía más limpias y sostenibles.

En el siguiente grafico se puede observar el LCOH para los 25 años analizados, como puede apreciarse en los años 1, 11 y 21, el LCOH es claramente superior al resto de años, esto se debe a que durante estos años hay inversiones en CAPEX, que aumentan el LCOH. Para estos tres años, no se ha tenido en cuenta el primer requerimiento.

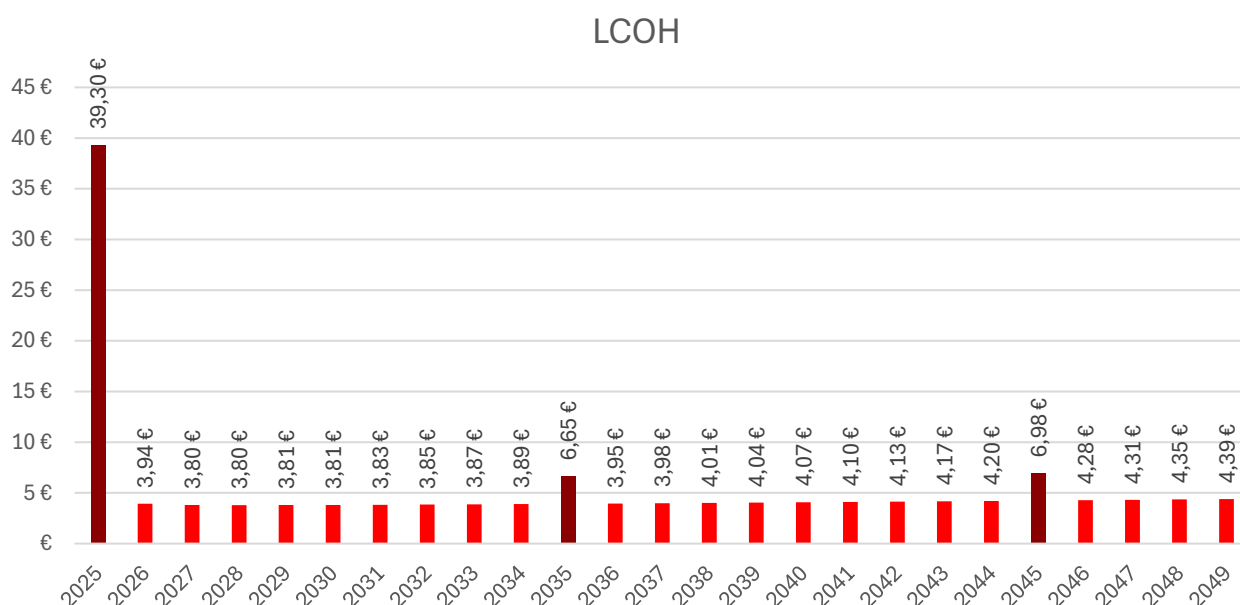


Figura 72: LCOH de la planta electrolizadora

Para determinar el precio, también se ha considerado que las estimaciones es que el precio de compra del hidrógeno renovable se reduzca en el futuro. Teniendo esto en cuenta los precios de venta del hidrógeno para los 25 años que se analizan son los siguientes

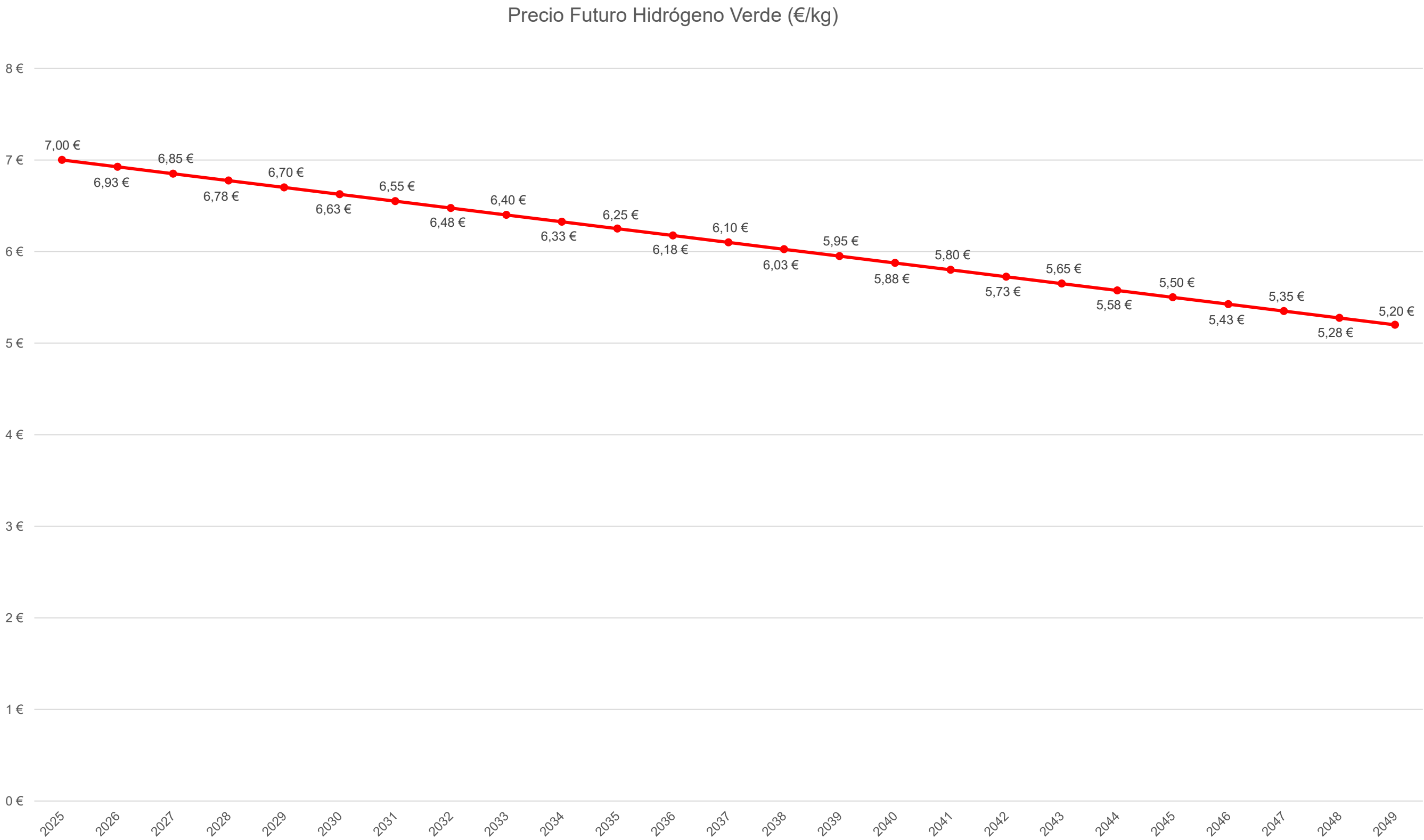


Figura 73: Precios futuros estimados para el hidrógeno verde producido por la planta electrolizadora

Determinados los precios de venta del hidrógeno, y la producción prevista se obtienen los ingresos por hora de la planta. Sumando todos los ingresos horarios se obtienen los ingresos anuales de la venta del hidrógeno.

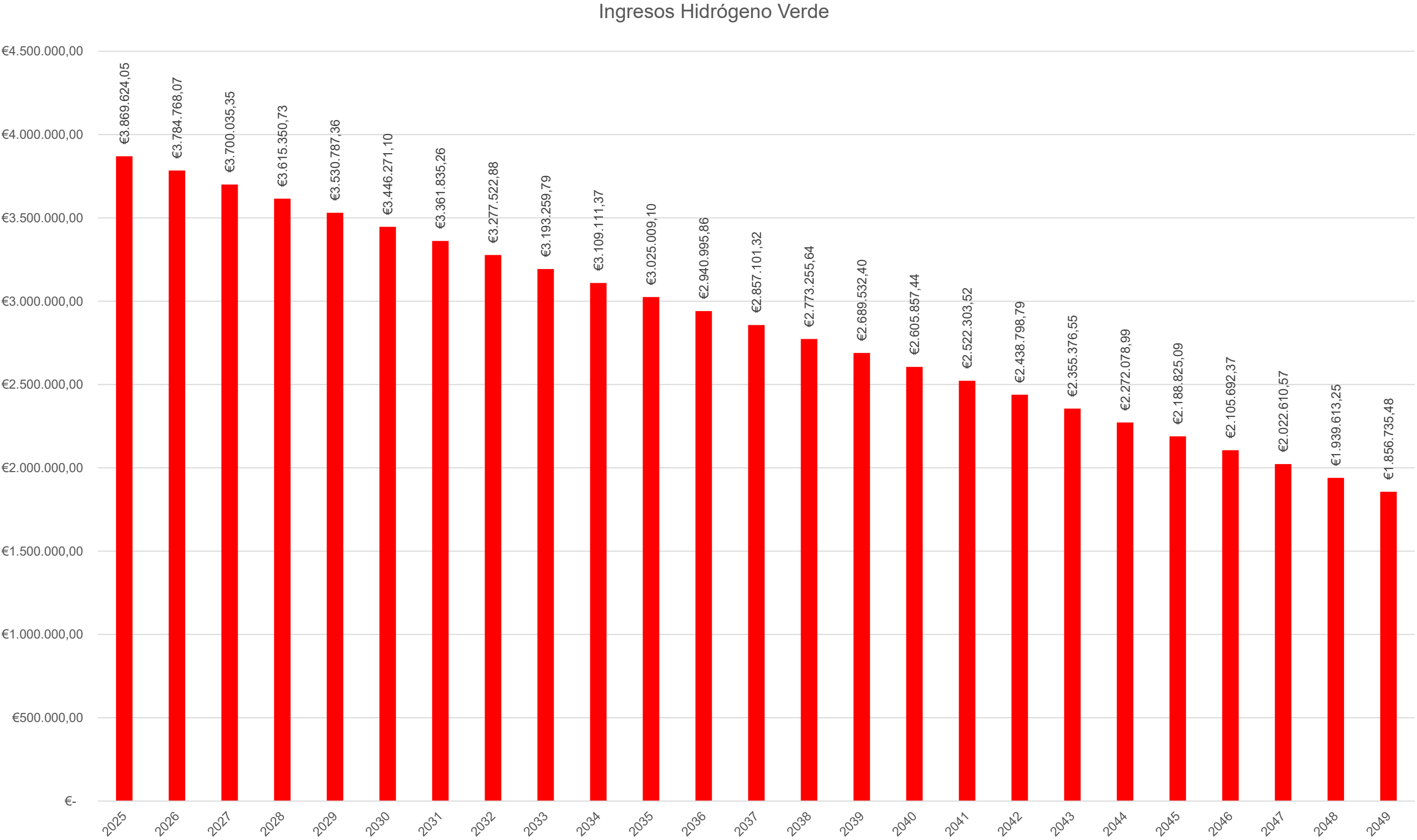


Figura 74: Ingresos por el hidrógeno producido por la planta electrolizadora durante 25 años

Una vez evaluados los costes de construcción, operación y mantenimiento de ambas plantas, así como los ingresos potenciales durante su vida útil, se lleva a cabo el estudio económico del proyecto. Para este análisis, se considera el IVPEE (Impuesto sobre el Valor de la Producción de la Energía Eléctrica), que actualmente corresponde al 7% de los ingresos brutos generados por la venta de energía.

Tomando en cuenta los cálculos anteriores de costes e ingresos, así como la inflación y el IVPEE, se procede a calcular el flujo de caja de la planta fotovoltaica, el cual se presenta a continuación.

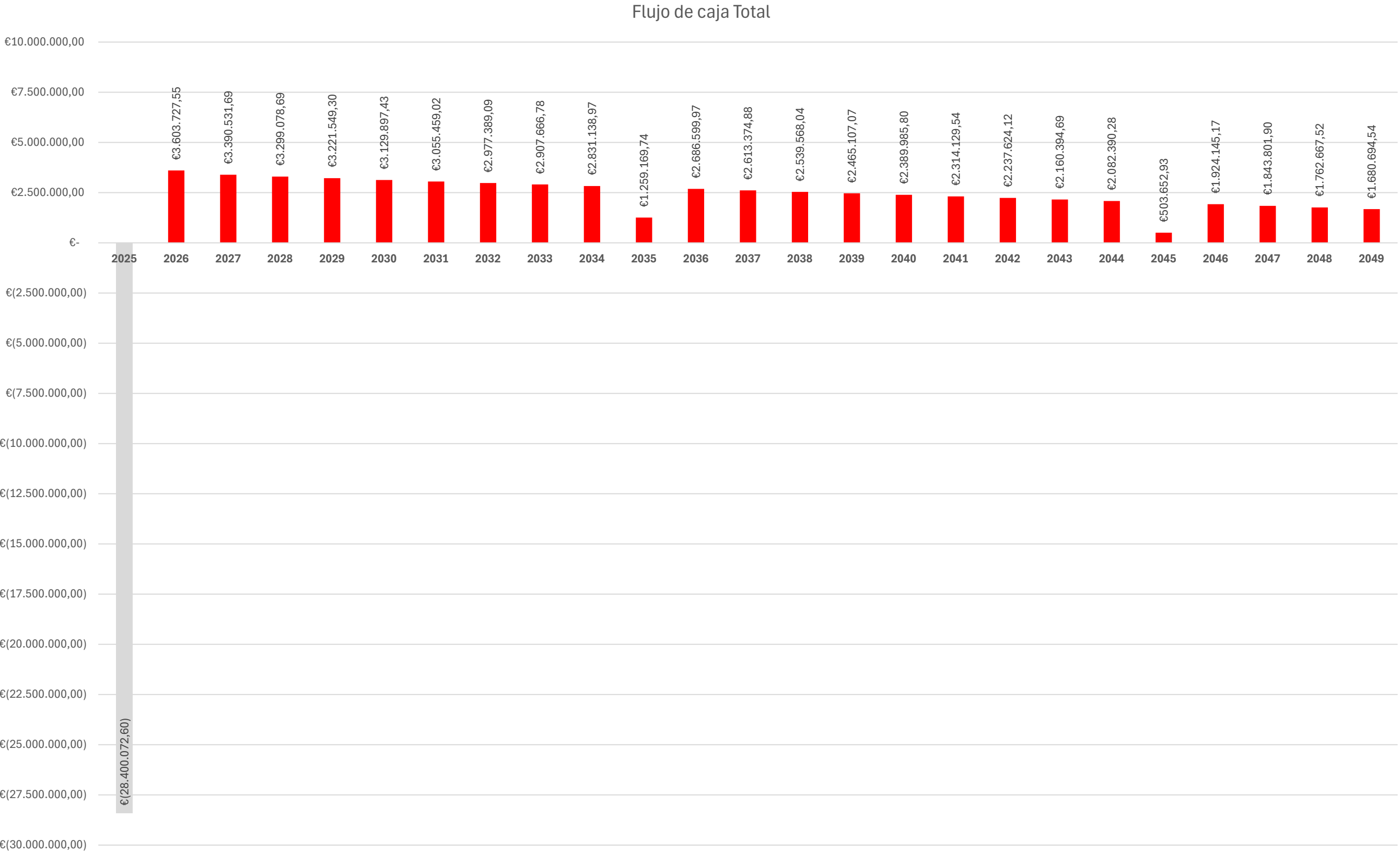


Figura 75: Flujo de caja de la planta electrolizadora y la planta fotovoltaica durante 25 años

Del gráfico presentado, se observa que el flujo de caja es negativo en el primer año (2025) debido a que en este periodo se realiza la inversión inicial para la construcción de las plantas. A partir del segundo año, el flujo de caja se vuelve positivo, reflejando el inicio de la generación de ingresos. Se puede observar una reducción importante del flujo de caja en los años 2035 y 2045, llegando a ser negativo el flujo de caja en 20245. Esta reducción es debida a la inversión para realizar el re-stack de los electrolizadores de la planta.

Con el flujo de caja proyectado para los 25 años de operación de la planta, se procede a calcular la TIR (Tasa Interna de Retorno) y el VAN (Valor Actual Neto). Estos indicadores permiten obtener datos cuantitativos sobre la rentabilidad económica del proyecto. Para el cálculo del VAN, se utilizará una tasa de descuento del 8%, que es el valor estipulado por el gobierno para considerar económicamente viables los proyectos de instalaciones industriales.

Los resultados obtenidos son los siguientes:

TIR (Tasa interna de retorno)	VAN (Valor actual neto)	Beneficio
8,30%	563.282,36 €	30.479.672,11 €

Tabla 19: Resultados de viabilidad económica del proyecto (Precios hidrógeno verde)

Cabe destacar que estos valores son para el precio de venta de hidrógeno fijado, si el hidrógeno producido se vendiese a precio de hidrógeno gris (2 €/kg), los resultados de la TIR, el VAN y el beneficio total serían los siguientes:

TIR (Tasa interna de retorno)	VAN (Valor actual neto)	Beneficio
-	-25.203.402,26 €	-25.865.121,70 €

Tabla 20: Resultados de viabilidad económica del proyecto (Precios hidrógeno gris)

7. CONCLUSIONES

Como puede observarse en el apartado 6 de este proyecto (estudio de viabilidad económica), para que un proyecto de estas características resulte viable económicamente, es necesario que los precios de venta del hidrógeno verde producido sean claramente superiores a los del hidrógeno gris.

Para que más proyectos de esta naturaleza se lleven a cabo es necesario incentivarlos y aligerar los tramites y licencias respectivos para llevarlos a cabo. Algunos de los incentivos podrían ser:

- Subvenciones directas: Apoyo financiero por parte del gobierno o de entidades internacionales para reducir los costes iniciales de inversión en infraestructura y tecnología.
- Beneficios fiscales: Exenciones o reducciones de impuestos para las empresas que desarrollen proyectos de hidrógeno verde, con el objetivo de mejorar su rentabilidad y fomentar la inversión en energías renovables.
- Establecimiento de tarifas mínimas garantizadas: Creación de mecanismos que aseguren precios competitivos para el hidrógeno verde, garantizando un mercado estable y atractivo para los productores.
- Facilidades de financiamiento verde: Promover líneas de crédito a bajo interés o con condiciones favorables para proyectos de hidrógeno verde, asegurando el acceso a capital necesario para la construcción y operación de la infraestructura.
- Subvenciones para investigación y desarrollo (I+D): Financiar proyectos de innovación en tecnologías de producción, almacenamiento y transporte de hidrógeno verde, lo cual permitiría mejorar su eficiencia y reducir los costes.

Respecto a la parte técnica del proyecto, los equipos seleccionados para la planta de electrólisis han sido cuidadosamente elegidos para garantizar la eficiencia y la fiabilidad del proceso de producción de hidrógeno verde. Los electrolizadores seleccionados presentan un alto grado de eficiencia, adecuándose a la producción requerida y con capacidad para operar a la escala necesaria para asegurar la viabilidad del proyecto. Además, la integración de un sistema de almacenamiento permite gestionar la intermitencia inherente de la generación solar, optimizando el uso de la energía y maximizando la producción de hidrógeno durante los periodos de mayor irradiación solar.

Los cálculos realizados a lo largo del proyecto corroboran la capacidad del sistema para cumplir con los requerimientos energéticos de la planta. Se ha evaluado tanto la capacidad de generación fotovoltaica como el dimensionamiento del sistema de almacenamiento para asegurar la estabilidad y continuidad del suministro energético, incluso en condiciones de baja irradiación. La combinación de la planta fotovoltaica con el almacenamiento en baterías permite un suministro energético constante a los electrolizadores, optimizando la operación del sistema y evitando tiempos muertos. Este diseño mejora la eficiencia general del proceso y reduce los costes operativos asociados.

Por último, el emplazamiento escogido para la instalación resulta clave para la viabilidad técnica del proyecto. El sitio seleccionado se encuentra en una región con altos niveles de irradiación solar, lo cual maximiza la producción de la planta fotovoltaica y, en consecuencia, mejora el rendimiento del sistema de electrólisis. Además, la proximidad a infraestructuras existentes y la disponibilidad de espacio adecuado para la instalación de paneles solares y equipos auxiliares facilitan tanto la construcción como el acceso a los recursos necesarios para la operación y mantenimiento de la planta. Este enfoque integrado contribuye a la viabilidad del proyecto desde un punto de vista técnico, permitiendo la producción eficiente y sostenible de hidrógeno verde.

8. LÍNEAS FUTURAS

Como línea futura del proyecto, se podría estudiar cual es el impacto en la rentabilidad del proyecto de incorporar un sistema para la conversión del hidrógeno producido en amoníaco, junto con su respectivo sistema de almacenamiento adecuado.

La conversión de hidrógeno a amoníaco representa una opción estratégica debido a que el amoníaco es más fácil de almacenar y transportar que el hidrógeno en su forma gaseosa, lo cual mejora significativamente las posibilidades de distribución y comercialización del producto final. Además, el amoníaco tiene múltiples aplicaciones industriales, incluyendo su uso como fertilizante y, más recientemente, como vector energético y combustible limpio.

Implementar esta etapa adicional permitiría diversificar los posibles mercados para el hidrógeno verde producido, pudiendo incrementar la rentabilidad del proyecto, además facilitaría su integración en la cadena de valor de energías sostenibles.

9. BIBLIOGRAFÍA

[ACOG21] ACOGEN (Asociación Española de Cogeneración) (29 de junio de 2021). *Presentación del estudio: Entendimiento del mercado del hidrógeno y sus oportunidades para la cogeneración.* (Consultado el 26/09/24). <https://www.acogen.es/presentacion-del-estudio-entendimiento-del-mercado-del-hidrogeno-y-sus-oportunidades-para-la-cogeneracio>

[ACS20] American Chemical Society (22 de junio de 2020). *Hydrogen.* (Consultado el 26/09/24). <https://www.acs.org/molecule-of-the-week/archive/h/hydrogen.html>

[APH24] Asociación Peruana del Hidrógeno (H2 Perú) (s.f.). *¿Cómo se almacena y transporta el hidrógeno?* (Consultado el 26/09/24). <https://h2.pe/hidrogeno/como-se-almacena-y-transporta/>

[API24] Apilados (s.f.). *Almacenamiento de hidrógeno comprimido: Tipos de tanques.* (Consultado el 26/09/24). <https://apilados.com/blog/almacenamiento-hidrogeno-comprimido-tipos-tanques/>

[ARI23] Ariema (23 de julio de 2023.). *Almacenamiento de H₂.* (Consultado el 26/09/24). <https://www.ariema.com/almacenamiento-de-h2>

[BBVA23-1] BBVA (14 de noviembre de 2023.). *Los retos del hidrógeno renovable en España: factores para su expansión.* (Consultado el 26/09/24). https://www.bbva.com/es/sostenibilidad/los-retos-del-hidrogeno-renovable-en-espana-factores-para-su-expansion/?gad_source=1&gclid=Cj0KCQjwtsy1BhD7ARIsAHOi4xavU41j3ZD - pF9wXlyXXeixxC9BtyIPJEskRRoxcYv-iVxtZMpnfAaAjLAEALw wcb

[BBVA23-2] BBVA (6 de noviembre de 2023). *Los avances del hidrógeno en el transporte sostenible.* (Consultado el 26/09/24). <https://www.bbva.com/es/sostenibilidad/los-avances-del-hidrogeno-en-el-transporte-sostenible/>

[BBVA24] BBVA (4 de abril de 2024). *Descubre cuáles son los distintos colores del hidrógeno.* (Consultado el 26/09/24). <https://www.bbva.com/es/sostenibilidad/descubre-cuales-son-los-distintos-colores-del-hidrogeno/>

[CAE19] Cambio energético (2019), *¿Cuál es la última tecnología en módulos fotovoltaicos?* (Consultado el 26/09/24). <https://www.cambioenergetico.com/blog/ultima-tecnologia-placas-solares/>

[CAL21] California Hydrogen Business Council (2021). *Technical Specifications for the M250/500 Series Electrolyzer.* (Consultado el 26/09/24). https://www.californiahydrogen.org/wp-content/uploads/2021/01/A1_M250-500_Tech-Specs_Nel_PD-0600-0136_RevC.pdf

[CAN24] National Cancer Institute. (s.f.). **Isótopo*.* (Consultado el 26/09/24). <https://www.cancer.gov/espanol/publicaciones/diccionarios/diccionario-cancer/def/isotopo>

[CATL23] CATL (19 de abril de 2023). *CATL Unveils New Battery Technology*. (Consultado el 26/09/24). <https://www.catl.com/en/news/6015.html>

[CDE21] Centro de Documentación Europea UFV (22 de marzo de 2021). *Estrategia del hidrógeno para Europa*. (Consultado el 26/09/24). <https://centro-documentacion-europea-ufv.eu/estrategia-del-hidrogeno-para-europa/>

[CEA24] CEAGU (s.f.). *Producción de electrolizadores en España*. (Consultado el 26/09/24). http://ceagu.com/sites/ceagu.castillalamancha.es/files/4._produccion_de_electrolizadores_en_espana.pdf

[CEU21] Comisión Europea (14 de abril de 2021). *Focus on hydrogen: driving the green revolution*. (Consultado el 26/09/24). https://commission.europa.eu/news/focus-hydrogen-driving-green-revolution-2021-04-14_es

[CHE12] Chemicool (17 de octubre de 2012). *Hydrogen*. (Consultado el 26/09/24). <https://www.chemicool.com/elements/hydrogen.html>

[CIC24] Dr. Paramaconi Rodríguez en CIC energigUNE (s.f.). *Métodos de almacenamiento de hidrógeno*. (Consultado el 26/09/24). <https://cicenergigune.com/es/blog/metodos-almacenamiento-hidrogeno-cicenergigune>

[CLA20] CleanTechnica (11 de junio de 2020). *LG Chem Began Mass Production of NCM712 Batteries in Poland in Q1*. (Consultado el 26/09/24). <https://cleantechnica.com/2020/06/11/lg-chem-began-mass-production-of-ncm712-batteries-in-poland-in-q1/>

[CRY24] Cryospain (23 de mayo de 2024). *Compressed hydrogen*. (Consultado el 26/09/24). <https://cryospain.com/compressed-hydrogen>

[CUM21] Cummins (2021). *Hylyzer 1000 Specification Sheet*. (Consultado el 26/09/24). <https://www.cummins.com/sites/default/files/2021-08/cummins-hylyzer-1000-specsheet.pdf>

[DGS23] Degee Solar (26 de junio 2023), *Bifacial solar panels: What are they and how do they work?* (Consultado el 26/09/24). https://www.deegesolar.co.uk/bifacial_solar_panels/

[DLTR01] David Linden, Thomas Reddy (2001) *Handbook of batteries*

[DOE24-1] U.S. Department of Energy (s.f.). *Hydrogen Production: Natural Gas Reforming*. (Consultado el 26/09/24). <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production-natural-gas-reforming>

[DOE24-2] U.S. Department of Energy (s.f.). *Hydrogen Production: Biomass Gasification*. (Consultado el 26/09/24). <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production-biomass-gasification>

[DOE24-3] U.S. Department of Energy (s.f.). *Hydrogen Production: Biomass-Derived Liquid Reforming*. (Consultado el 26/09/24). <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production-biomass-derived-liquid-reforming>

[DOE24-4] U.S. Department of Energy (s.f.). *Hydrogen Production: Thermochemical Water Splitting*. (Consultado el 26/09/24). <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production-thermochemical-water-splitting>

[DOE24-5] U.S. Department of Energy (s.f.). *Hydrogen Production: Electrolysis*. (Consultado el 26/09/24). <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production-electrolysis>

[DOE24-6] U.S. Department of Energy (s.f.). *Hydrogen Production: Photoelectrochemical Water Splitting*. (Consultado el 26/09/24). <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production-photoelectrochemical-water-splitting>

[DOE24-7] U.S. Department of Energy (s.f.). *Hydrogen Production: Photobiological*. (Consultado el 26/09/24). <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production-photobiological>

[DOE24-8] U.S. Department of Energy (s.f.). *Hydrogen Production: Microbial Biomass Conversion*. (Consultado el 26/09/24). <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production-microbial-biomass-conversion>

[DOE24-9] U.S. Department of Energy (s.f.). *Hydrogen Storage*. (Consultado el 26/09/24). <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-storage>

[DOE24-10] U.S. Department of Energy (s.f.). *Metal Hydride Storage Materials*. (Consultado el 26/09/24). <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/metal-hydride-storage-materials>

[DOE24-11] U.S. Department of Energy (s.f.). *Cadmium Telluride Solar Cells*. (Consultado el 26/09/24). <https://www.energy.gov/eere/solar/cadmium-telluride>

[DSE21] Ds Nueva Energía (20 de febrero de 2021), *Ventajas y desventajas de las células solares GaAs*. (Consultado el 26/09/24). <https://www.dsisolar.com/info/advantages-and-disadvantages-of-gaas-solar-cel-54235622.html>

[ECO24] El Economista (mayo de 2024). *Emilio Nieto (Centro Nacional de Hidrógeno): Hemos pasado de 4 a 11 gigavatios de potencia instalada*. (Consultado el 26/09/24). <https://www.eleconomista.es/energia/noticias/12804578/05/24/emilio-nieto-centro-nacional-de-hidrogeno-hemos-pasado-de-4-a-11-gigavatios-de-potencia-instalada-.html>

[EES24] El Español - Invertia (4 de febrero de 2024). España liderará la producción de hidrógeno verde en Europa con la creación de empleo vinculado a esta actividad. (Consultado el 26/09/24). https://www.elespanol.com/invertia/empresas/energia/20240204/espana-liderara-produccion-hidrogeno-verde-europa-creacion-empleo-vinculado-actividad/830167020_0.html

[EGE22] Eco Green Energy (2022), *Rendimiento de los módulos fotovoltaicos bajo diferentes condiciones climáticas*. (Consultado el 26/09/24). <https://www.eco-greenenergy.com/es/rendimiento-modulos-condiciones-climaticas/>

[EGE24] Eco Green Energy (2024), *Diferencias clave entre módulos fotovoltaicos monofaciales y bifaciales-* (Consultado el 26/09/24). <https://www.eco-greenenergy.com/es/modulos-bifaciales-vs-monofaciales-que-elegir-para-tu-proyecto/>

[ELE23] Electrek (6 de junio de 2023). *Gotion unveils LMFP EV battery it says can deliver 1000 km per single charge for a lower price*. (Consultado el 26/09/24). <https://electrek.co/2023/06/06/gotion-unveils-lmfp-ev-battery-it-says-can-deliver-1000-km-per-single-charge-for-a-lower-price/>

[ENE24] Energía Estratégica (16 de agosto de 2024). *Sungrow PowerTitan: la solución de almacenamiento que llega a Europa*. (Consultado el 26/09/24). <https://energiaestrategica.es/sungrow-powertitan-europa/>

[ENF24-1] ENF Solar (s.f.), *Directorio de paneles fotovoltaicos*. (Consultado el 26/09/24). <https://es.enfsolar.com/pv/panel?page=1>

[ENF24-2] ENF Solar (s.f.). *DS-20230925 ST5015KWh 2500kW 2H 1250kW 4H V3*. (Consultado el 26/09/24). https://cdn.enfsolar.com/z/pp/2024/3/eg31o40cy48s9un7k/ds-20230925-st5015kwh-2500kw-2h-1250kw-4h-v3-en.pdf?_gl=1*1puu2ju*_gcl_au*Mzg0MjgyMjI1LjE3MjY1ODIyMjA

[ENF24-3] ENF Solar (s.f.). *Technical Specification of Bifacial Modules*. (Consultado el 26/09/24). <https://cdn.enfsolar.com/z/pp/ybp60c1bc0f796ce/757605aadaa5e711.pdf>

[ENF24-4] ENF Solar (s.f.). *Crystalline Panel Datasheet*. (Consultado el 26/09/24). <https://www.enfsolar.com/pv/panel-datasheet/crystalline/46511>

[ENF24-5] ENF Solar (s.f.). *Crystalline Panel Datasheet*. (Consultado el 26/09/24). <https://www.enfsolar.com/pv/panel-datasheet/crystalline/48656>

[ENG23] Enagás (4 de abril de 2023). *Viaje por la cadena de valor del hidrógeno: desde la producción hasta su consumo*. (Consultado el 26/09/24). <https://goodnewenergy.enagas.es/innovadores/viaje-por-la-cadena-de-valor-del-hidrogeno-desde-la-produccion-hasta-su-consumo/>

[EPE20] El periódico de la energía (22 de diciembre de 2020), *Investigadores establecen un nuevo récord mundial de eficiencia del 32,9% con celdas solares en tandem de arseniuro de galio* (Consultado el 26/09/24). <https://elperiodicodelaenergia.com/investigadores-establecen-un-nuevo-record-mundial-de-eficiencia-del-329-con-celdas-solares-en-tandem-de-arseniuro-de-galio/>

[EPE24] El Periódico de la Energía (17 de marzo de 2024). *El sector europeo del hidrógeno renovable pide a la UE un impulso inmediato y audaz*. (Consultado el 26/09/24). <https://elperiodicodelaenergia.com/sector-europeo-hidrogeno-renovable-pide-ue-impulso-inmediato-audaz/>

[ER19] Energías Renovables (3 de junio de 2019). *Sungrow presenta el inversor string más potente*. (Consultado el 26/09/24). <https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/sungrow-presenta-el-inversor-string-mas-potente-20190603>

[ESH22] David Nuevo en esH2 (23 de Junio de 2022). *Red de transporte de hidrógeno: el futuro de la energía*. (Consultado el 26/09/24). <https://eshidrogeno.com/red-transporte-hidrogeno/>

[ESS24] ESIOS - Red Eléctrica de España (s.f.). *Mercados y precios*. (Consultado el 26/09/24). <https://www.esios.ree.es/es/mercados-y-precios?date=01-01-2023>

[FNS23] Fronius (s.f.). *Fronius Tauro Eco 100-3-D Datasheet*. (Consultado el 26/09/24). <https://www.fronius.com/es/latin-america/energia-solar/instaladores-y-socios/datos-tecnicos/todos-los-productos/inversor/fronius-tauro-eco/tauro-eco-100-3-d>

[FUN22] Gonzalo Escribano e Ignacio Urbasos en Funcas (diciembre de 2022). *La geopolítica del hidrógeno renovable en España: implicaciones internacionales y reconfiguración regional*. (Consultado el 26/09/24). <https://www.funcas.es/articulos/la-geopolitica-del-hidrogeno-renovable-en-espana-implicaciones-internacionales-y-reconfiguracion-regional/>

[GEN24] Genia Bioenergy (s.f.). *Hidrógeno y movilidad sostenible*. (Consultado el 26/09/24). <https://geniabioenergy.com/hidrogeno-y-movilidad-sostenible/>

[H2V23] H2Vector (20 de febrero de 2023). *LOHC: Liquid Organic Hydrogen Carrier*. (Consultado el 26/09/24). <https://www.h2vector.com/noticias/lohc-liquid-organic-hydrogen-carrier>

[HEX24] Hexagon Purus (s.f.). *Hydrogen Type 4 - Technical Data Sheet*. (Consultado el 26/09/24). https://s3.eu-central-1.amazonaws.com/hexagonpurus-website/HPU_0222_12_HydrogenType4_Tabelle_2pages.pdf

[HIP24] Hiperbaric (s.f.). *Hiperbaric 1KS-95: equipo de compresión de hidrógeno*. (Consultado el 26/09/24). <https://www.hiperbaric.com/es/compresion-h2/equipo-de-compresion/hiperbaric-1ks-95/>

[HTEC24] H-TEC Systems (s.f.). *H-TEC PEM Electrolyser ME450*. (Consultado el 26/09/24). <https://www.h-tec.com/en/products/detail/h-tec-pem-electrolyser-me450/me450/>

[HUW24] Huawei (s.f.). *Datasheet SUN2000-100KTL-M1*. (Consultado el 26/09/24). <https://solar.huawei.com/en/download?p=%2F-%2Fmedia%2FSolar%2Fattachment%2Fpdf%2Fes%2Fdatasheet%2FSUN2000-100KTL-M1.pdf>

[HYC23] Hydrogen Council – McKinsey & Company (mayo de 2023). *Hydrogen Insights 2023*. (Consultado el 26/09/24). <https://hydrogencouncil.com/en/hydrogen-insights-2023/>

[IAE24] Puja Daya en Agencia Internacional de Energía Atómica IAEA (31 de julio de 2024). *¿Qué es el deuterio?* (Consultado el 26/09/24). <https://www.iaea.org/es/newscenter/news/que-es-el-deuterio#:~:text=El%20deuterio%20es%20un%20is%C3%B3topo,un%20neutr%C3%B3n%20y%20un%20electr%C3%B3n>

[IBE24-1] Iberdrola (s.f.). *Electrolizador*. (Consultado el 26/09/24). <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/electrolizador>

[IBE24-2] Iberdrola (s.f.). *Células fotovoltaicas: la energía del futuro*. (Consultado el 26/09/24). <https://www.iberdrola.com/innovacion/celulas-fotovoltaicas-fotoelectrica>

[IBE24-3] Iberdrola (s.f.). *Paneles bifaciales: ¿Qué los hace diferentes?*. (Consultado el 26/09/24). <https://www.iberdrola.com/innovacion/paneles-solares-bifaciales>

[IGN24-1] Instituto Geográfico Nacional (s.f.). *Mapa de climas de España*. (Consultado el 26/09/24). https://www.ign.es/espmap/mapas_clima_bach/Mapa_clima_11.htm

[IGN24-2] Instituto Geográfico Nacional (s.f.). *Mapa de climas de España*. (Consultado el 26/09/24). https://www.ign.es/espmap/mapas_clima_bach/Mapa_clima_09.htm

[INT21] Interempresas (21 de julio de 2021). *Oportunidades del hidrógeno para la cogeneración*. (Consultado el 26/09/24). <https://www.interempresas.net/Energia/Articulos/356794-Oportunidades-del-hidrogeno-para-la-cogeneracion.html>

[JAS24] JA Solar (s.f.). *JA Solar Product Datasheet*. (Consultado el 26/09/24). <https://www.jasolar.com/uploadfile/2022/0928/20220928044113690.pdf>

[LEN24] Lenntech. (s.f.). *Hidrógeno - H*. (Consultado el 26/09/24). <https://www.lenntech.es/periodica/elementos/h.htm>

[MAX24] SunPower Maxeon (s.f.). *Maxeon Solar Technology P3 UPP 35mm Datasheet*. (Consultado el 26/09/24). https://sunpower.maxeon.com/au/sites/default/files/2020-12/sp_mst_P3_UPP_35mm_ds_AU.pdf

[MIK24] Mikitsolar (s.f.). *Principio de funcionamiento del autoconsumo*. (Consultado el 26/09/24). <https://www.mikitsolar.es/blog/principio-de-funcionamiento-del-autoconsumo-n214>

[MOT22] Motorpasión (5 de abril de 2022). *El primer buque del mundo que transporta hidrógeno líquido está bajo investigación tras un incidente nada más zarpar*. (Consultado el 26/09/24). <https://www.motorpasion.com/futuro-movimiento/primer-buque-mundo-que-transporta-hidrogeno-liquido-investigacion-incidente-nada-zarpar>

[MST13] Masters, Gilbert M. (2013) *Renewable And Efficient Electric Power Systems*

[MTCO20-1] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (2020). *Hoja de ruta del hidrógeno renovable*. (Consultado el 26/09/24). https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/ministerio/planes-estrategias/hidrogeno/hojarutahidrogenorenovable_tcm30-525000.PDF

[MTCO20-2] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (2020). *Estrategia de Almacenamiento de Energía*. (Consultado el 26/09/24). https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/prensa/estrategiaalmacenamiento_tcm30-522655.pdf

[MTCO21] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (diciembre de 2021). *Hoja de Ruta del Autoconsumo*. (Consultado el 26/09/24). <https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/planes-estrategias/hoja-ruta-autoconsumo.html>

[MTCO23-1] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (mayo de 2023). *El MITECO lanza otra convocatoria de ayudas para hidrógeno renovable*. (Consultado el 26/09/24). https://www.miteco.gob.es/en/prensa/ultimas-noticias/2023/05/el_miteco_lanza_otraconvocatoriadeayudasparahidrogenorenovablec
[o.html](https://www.miteco.gob.es/en/prensa/ultimas-noticias/2023/05/el_miteco_lanza_otraconvocatoriadeayudasparahidrogenorenovablec)

[MTCO23-2] Ministerio de Industria, Comercio y Turismo (marzo de 2023). *Guía de buenas prácticas para la seguridad en el uso del hidrógeno*. (Consultado el 26/09/24). <https://industria.gob.es/Calidad-Industrial/seguridadindustrial/instalacionesindustriales/tecnologia-hidrogeno/BuenasPracticas/Guia-Seguridad-H2-BEQUINOR.pdf>

[NAF24] Nafion (s.f.). *Membranas para pilas de combustible: documento técnico*. (Consultado el 26/09/24). <https://www.nafion.com/es/support/white-papers/membranes-for-fuel-cells-white-paper>

[NEX21] Next City Labs (21 de julio de 2021). *Diferencias entre inversores centrales y de cadena*. (Consultado el 26/09/24). <https://nextcitylabs.com/global/es/diferencias-entre-inversores-centrales-y-de-cadena/>

[NGH23] Sergi Alcade en National Geographic (3 de enero de 2023). *Ventajas e inconvenientes del hidrógeno como combustible alternativo*. (Consultado el 26/09/24). https://www.nationalgeographic.com.es/ciencia/ventajas-e-inconvenientes-hidrogeno-como-combustible-alternativo_14897

[NGH24] National Geographic. (15 de enero de 2024). *Propiedades del hidrógeno*. (Consultado el 26/09/24). https://www.nationalgeographic.com.es/ciencia/propiedades-hidrogeno-h_18653

[NGY22] Fundación Naturgy (septiembre de 2022). *El transporte de hidrógeno: la importancia del amoníaco*. (Consultado el 26/09/24). <https://www.fundacionnaturgy.org/publicacion/el-transporte-de-hidrogeno-la-importancia-del-amoniaco/>

[NOR19] Norvento (4 de diciembre de 2019). *Almacenamiento de hidrógeno*. (Consultado el 26/09/24). <https://www.norvento.com/blog/almacenamiento-hidrogeno/>

[NOV17] Novergy Solar (11 de septiembre de 2017). *Solar Busbar Fingers Explained*. (Consultado el 26/09/24). <https://www.novergysolar.com/solar-busbar-fingers-explained/>

[OCA24] Grupo OCA (s.f.). *Ampliación SE de La Paloma*. (Consultado el 26/09/24). <https://www.grupooca.com/proyectos/ampliacion-se-de-la-paloma/>

[OMIP24] OMIP (s.f.). *Estimaciones futuras del precio de la energía* (Consultado el 26/09/24). <https://www.omip.pt/es>

[PVM22] PV Magazine (14 de junio de 2022). *Lithium-ion vs. vanadium redox flow storage*. (Consultado el 26/09/24). <https://www.pv-magazine.com/2022/06/14/lithium-ion-vs-vanadium-redox-flow-storage/>

[PWN21] Jaime Mateo en Powen (5 de mayo de 2021), *Panel Solar monocristalino vs policristalino - ¿En qué se diferencian?* (Consultado el 26/09/24). <https://powen.es/panel-solar-monocristalino-policristalino/>

[QCL24] Qcells (s.f.). *Qcells Media Center*. (Consultado el 26/09/24). <https://media.qcells.com/v/eNV5WqLP/>

[RED24] Rincón Educativo. (s.f.). *23 de febrero de 1765: Henry Cavendish descubre el hidrógeno*. (Consultado el 26/09/24). <https://rinconeducativo.org/es/efemerides/23-de-febrero-de-1765-henry-cavendish-descubre-el-hidrogeno/>

[REE23-1] Red Eléctrica de España (s.f.). *Potencia instalada: energía solar fotovoltaica*. (Consultado el 26/09/24). <https://www.sistemaelectrico-ree.es/informe-de-energias-renovables/sol/potencia-instalada/solar-fotovoltaica-solpotencia>

[REE23-2] Red Eléctrica de España (2023). *Informe sobre el sistema eléctrico*. (Consultado el 26/09/24). https://www.sistemaelectrico-ree.es/sites/default/files/2024-03/ISE_2023.pdf

[REM24] Remosa (s.f.). *Cisternas PRFV*. (Consultado el 26/09/24). <https://www.remosa.net/cisternas-prfv/>

[REN21] Renewsys (18 de junio de 2021). *Solar Trackers: An Overview*. (Consultado el 26/09/24). <https://www.renewsysworld.com/post/solar-trackers>

[RPS21] Fundación Repsol (27 de Mayo de 2021.). *Nueva cátedra de transición energética junto a la Universidad de Navarra para profundizar en el hidrógeno renovable*. (Consultado el 26/09/24). <https://www.fundacionrepsol.com/es/noticias/nueva-catedra-transicion-energetica-junto-la-universidad-navarra-para-profundizar-en-el/>

[RPS23-1] Fundación Repsol (13 de julio de 2023). *¿Cómo será la logística para el suministro de hidrógeno?* (Consultado el 26/09/24). <https://openroom.fundacionrepsol.com/es/contenidos/como-sera-la-logistica-para-el-suministro-de-hidrogeno/>

- [RPS23-2] Repsol (11 de septiembre de 2023). *Electrolizador: una pieza clave en la producción de hidrógeno verde*. (Consultado el 26/09/24). <https://www.repsol.com/es/energia-futuro/futuro-planeta/electrolizador/index.cshtml>
- [RSC24] Royal Society of Chemistry (s.f.). *Hydrogen*. (Consultado el 26/09/24). <https://www.rsc.org/periodic-table/element/1/hydrogen>
- [RSG06] ResearchGate (s.f.). *Figura 21: Electrolizador alcalino - TECNALIA (2006)*. (Consultado el 26/09/24). https://www.researchgate.net/figure/Figura-21-Electrolizador-alcalino-TECNALIA-2006_fig10_270589487
- [SCI17] Ahluwalia, R. K., & Peng, J-K. (2017). Automotive hydrogen storage system using cryocompressed hydrogen. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 66, 259-273. (Consultado el 26/09/24).
- [SED24] Juan Carlos Giménez en Sedigas (s.f.). *La red gasista europea se prepara para el hidrógeno*. (Consultado el 26/09/24). <https://www.sedigas.es/new/gas-actual/articulo->
- [SFC24] SFC Energy (s.f.). *Metal hydride storage*. (Consultado el 26/09/24). <https://www.sfc.com/glossary/metal-hydride-storage/>
- [SFE24-1] Sunfields – Raúl Germán Cordero (24 de septiembre de 2024), *Tipos de paneles solares* (Consultado el 26/09/24). <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/tipos-de-placas-solares/>
- [SFE24-2] Sunfields - José Alfonso Alonso Lorenzo (24 de septiembre de 2024), *¿Qué es y cómo funciona un inversor fotovoltaico?* (Consultado el 26/09/24). <https://www.sfe-solar.com/noticias/autoconsumo/funcionamiento-inversor-fotovoltaico/>
- [SIG24] Sistema de Información Geográfica de Parcelas Agrícolas (s.f.). *Visor SIGPAC*. (Consultado el 26/09/24). <https://sigpac.mapa.gob.es/fega/visor/>
- [SLB24] Solar Blog (s.f.). *Cómo ahorrar energía con microinversores solares: guía para principiantes*. (Consultado el 26/09/24). <https://solarblog.org/es/como-ahorrar-energia-con-microinversores-solares-guia-para-principiantes/>
- [SLE22] SolarEdge Technologies (s.f.). *Three Phase Inverter with Synergy 400V-480V Datasheet*. (Consultado el 26/09/24). <https://www.solaredge.com/sites/default/files/se-three-phase-inverter-with-synergy-400v-480v-datasheet-sp.pdf>
- [SLR24] Solar Reviews (8 de marzo de 2024), *Los paneles más eficientes en 2024*. (Consultado el 26/09/24). <https://www.solarreviews.com/es/blog/cuales-son-los-paneles-solares-mas-eficientes>
- [SMA20] SMA Solar Technology (s.f.). *SHP-21 Datasheet*. (Consultado el 26/09/24). <https://files.sma.de/downloads/SHP-21-DS-en-20.pdf>
- [SMA24] SMA South America (s.f.). *Sunny Central UP: SMA lanza al mercado el inversor central más potente del mundo*. (Consultado el 26/09/24). <https://www.sma-south-america.com/noticias/sunny-central-up-sma-lanza-al-mercado-el-inversor-central-mas-potente-del-mundo>

[SPW18] Kelsey Misbrener in Solar Power World (13 de diciembre de 2018), *How To Choose Between String And Central Inverters In UtilityScale Installations* (Consultado el 26/09/24) <https://www.solarpowerworldonline.com/2018/12/choose-between-string-and-central-inverters-utility-scale-solar/>

[SYN22] Laura Pérez en SynerHy (10 de febrero de 2022). *Métodos de almacenamiento del hidrógeno*. (Consultado el 26/09/24). <https://synerhy.com/2022/02/metodos-de-almacenamiento-del-hidrogeno/>

[TCH22] Technosun (junio de 2022). *Listado de paneles solares Tier 1*. (Consultado el 26/09/24). <https://www.technosun.com/es/blog/listado-paneles-solares-tier-1/>

[TEC23] David Nuevo en Tecpa (24 de abril de 2023). *Almacenamiento de hidrógeno*. (Consultado el 26/09/24). <https://www.tecpa.es/almacenamiento-hidrogeno/#:~:text=El%20hidr%C3%B3geno%20I%C3%ADquido%20se%20almacena%20en%20tanques%20criog%C3%A9nicos%20especialmente%20dise%C3%B1ados,la%20p%C3%A9rdida%20de%20energ%C3%ADa%20t%C3%A9rmica.>

[TRI24] Trina Solar (s.f.). *DE18M: High-Performance Solar Module*. (Consultado el 26/09/24). <https://pages.trinasolar.com/DE18M.html>

[UTP13] Juan David Velásquez Piedrahíta, John Fredy Quiceno Castañeda en Universidad Tecnológica De Pereira Facultad de Ingeniería Mecánica (mayo de 2013) *Diseño de un Sistema de Generación de Hidrógeno por Electrólisis*. (Consultado el 26/09/24). <https://core.ac.uk/download/pdf/71397422.pdf>

[WEB24] WebElements. (s.f.). *Hydrogen: Atoms*. (Consultado el 26/09/24). https://www.webelements.com/hydrogen/atoms.html#google_vignette

[WEF23] Foro Económico Mundial (18 de julio de 2023). *Aumenta el apoyo de la UE al hidrógeno verde en Europa a medida que se intensifica la competencia mundial*. (Consultado el 26/09/24). <https://es.weforum.org/agenda/2023/07/aumenta-el-apoyo-de-la-ue-al-hidrogeno-verde-en-europa-a-medida-que-se-intensifica-la-competencia-mundial/>

10. ANEXOS

10.1. Anexo 1: Objetivos de desarrollo sostenible

Este proyecto está estrechamente alineado con varios Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de las Naciones Unidas. Este tipo de iniciativa puede contribuir de manera significativa a promover la sostenibilidad, reducir la dependencia de los combustibles fósiles y fomentar la transición energética hacia un futuro más limpio y resiliente. Los ODS con los que se alinea el proyecto son:

ODS 7: Energía Asequible y No Contaminante

La producción de hidrógeno verde, mediante electrólisis alimentada por energía fotovoltaica, contribuye directamente al acceso a energías limpias y sostenibles. Al utilizar la energía solar como fuente primaria, el proyecto promueve la generación de electricidad renovable y asegura que la producción de hidrógeno no genere emisiones de gases de efecto invernadero. Además, el uso de sistemas de almacenamiento permite gestionar la intermitencia de la energía solar, proporcionando una oferta energética estable y confiable.

ODS 9: Industria, Innovación e Infraestructura

El desarrollo de una planta de producción de hidrógeno verde implica la creación de infraestructura avanzada que fomente la innovación tecnológica. Este proyecto contribuye al desarrollo de tecnologías más eficientes en la electrólisis y en la integración de sistemas de almacenamiento de energía, ayudando a la industria a reducir su huella de carbono y optimizar el uso de recursos naturales. La innovación también se refleja en el uso de sistemas de almacenamiento para asegurar el suministro de electricidad, incluso en condiciones de baja generación solar.

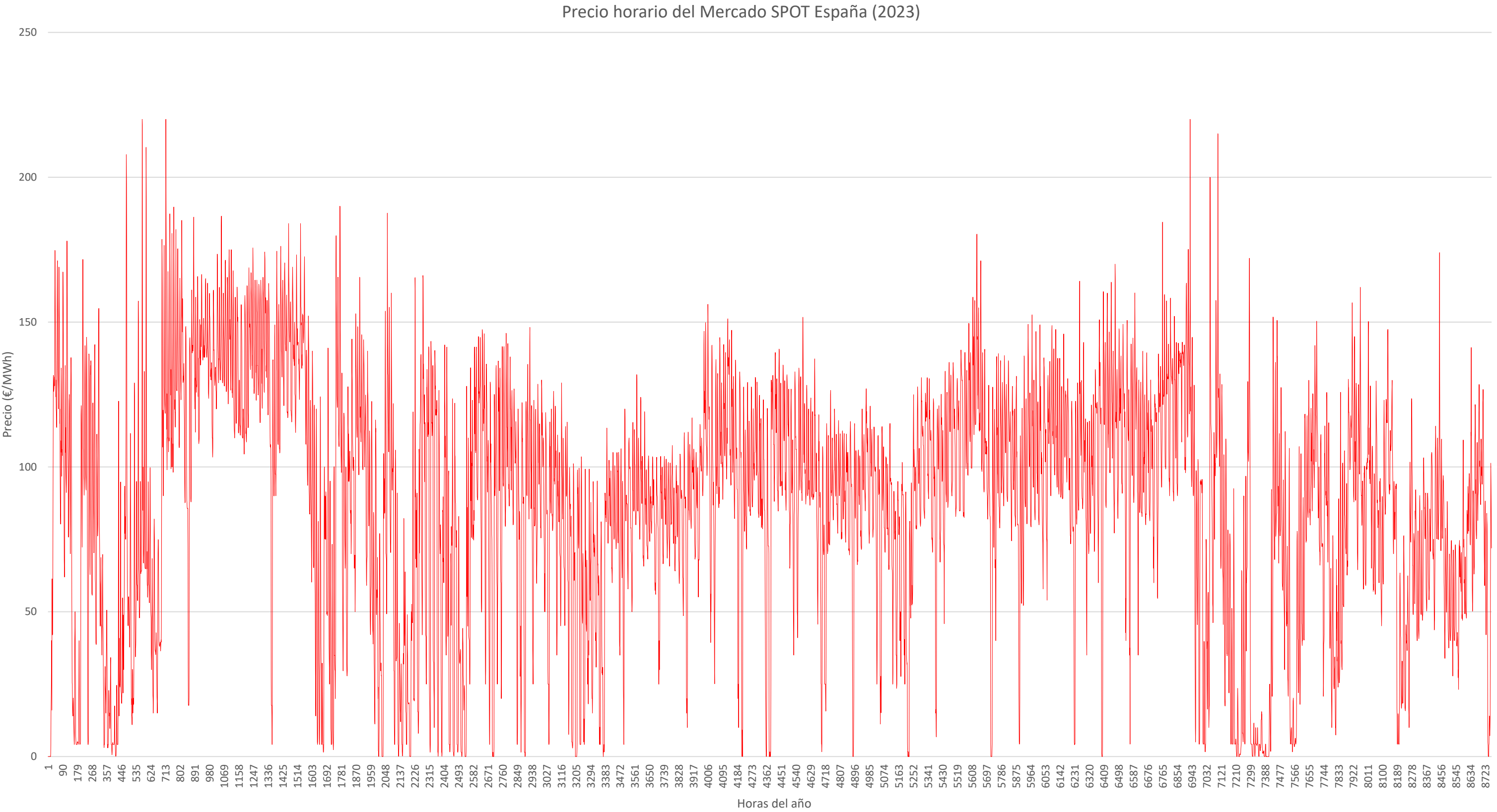
ODS 12: Producción y Consumo Responsables

El proyecto promueve un uso eficiente de los recursos al aprovechar la energía solar para la producción de hidrógeno, un proceso que, en combinación con sistemas de almacenamiento, optimiza el consumo de energía. Esto fomenta una producción responsable, reduciendo la dependencia de recursos no renovables y promoviendo el uso de fuentes de energía limpias. Además, el almacenamiento permite una gestión más eficiente de la energía producida, minimizando pérdidas y maximizando el uso en momentos de alta demanda.

ODS 13: Acción por el Clima

La producción de hidrógeno verde mediante electrólisis alimentada por energía fotovoltaica contribuye significativamente a la reducción de las emisiones de CO₂. Este proyecto es un ejemplo claro de cómo la transición a energías renovables y el uso de tecnologías sostenibles puede mitigar el cambio climático. La integración de almacenamiento energético permite una mayor flexibilidad, asegurando que la planta opere eficientemente incluso cuando la irradiación solar es baja, reduciendo así la dependencia de fuentes fósiles.

10.2. Anexo 2: Precios horarios del Mercado SPOT en España 2023



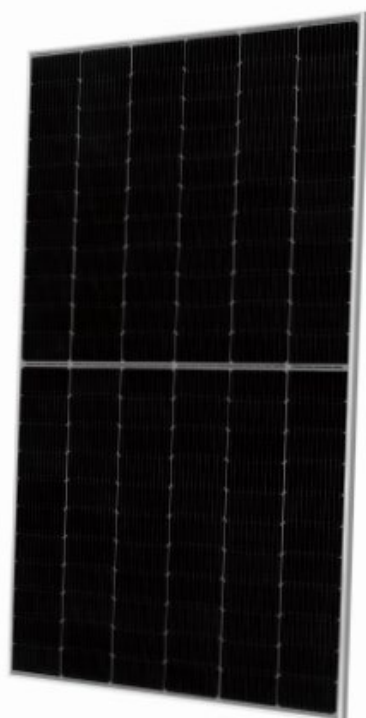
10.3. Anexo 3: Fichas técnicas

Q.PEAK DUO ML-G11 SERIES



480 - 500 Wp | 132 Cells
21.5 % Maximum Module Efficiency

MODEL Q.PEAK DUO ML-G11.2



Breaking the 21% efficiency barrier

QANTUM DUO Z technology with zero gap cell layout boosts module efficiency up to 21.5 %.



Enduring high performance

Long-term yield security with Anti LeTID Technology, Anti PID Technology¹ and Hot-Spot Protect.



Extreme weather rating

High-tech aluminium alloy frame, certified for high snow (5400 Pa) and wind loads (2400 Pa).



Innovative all-weather technology

Optimal yields, whatever the weather with excellent low-light and temperature behaviour.



A reliable investment

Inclusive 12-year product warranty and 25-year linear performance warranty².



The most thorough testing programme in the industry

Qcells is the first solar module manufacturer to pass the most comprehensive quality programme in the industry: The new "Quality Controlled PV" of the independent certification institute TÜV Rheinland.

¹ APT test conditions according to IEC/TS 62804-1:2015, method A (-1500 V, 96 h)

² See data sheet on rear for further information.

The ideal solution for:



Rooftop arrays on commercial/industrial buildings



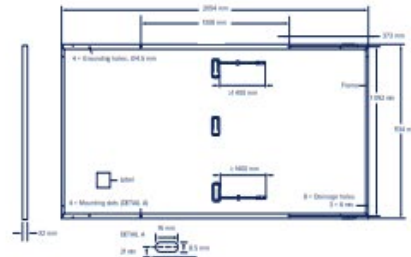
Ground mounted solar panels



Q.PEAK DUO ML-G11 SERIES

Mechanical Specification

Format	2054 mm × 1134 mm × 32 mm (including frame)
Weight	26.0 kg
Front Cover	3.2 mm thermally pre-stressed glass with anti-reflection technology
Back Cover	Composite film
Frame	Silver anodised aluminium
Cell	6 × 22 monocrystalline QANTUM solar half cells
Junction box	53-101 mm × 32-60 mm × 15-18 mm Protection class IP67, with bypass diodes
Cable	4 mm ² Solar cable, (+) ≥ 1400 mm, (-) ≥ 1400 mm
Connector	Stäubli MC4-Evo2, Hanwha Q CELLS HQC4, IP68



Electrical Characteristics

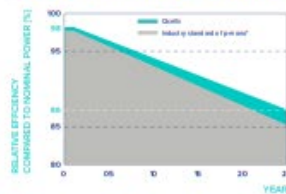
POWER CLASS		480	485	490	495	500
MINIMUM PERFORMANCE AT STANDARD TEST CONDITIONS, STC (POWER TOLERANCE +5 W/-0 W)						
Power at MPP ¹	P _{MPP} [W]	480	485	490	495	500
Short Circuit Current ¹	I _{SC} [A]	13.51	13.54	13.57	13.60	13.63
Open Circuit Voltage ¹	V _{OC} [V]	45.59	45.62	45.65	45.67	45.70
Current at MPP	I _{MPP} [A]	12.78	12.83	12.89	12.95	13.00
Voltage at MPP	V _{MPP} [V]	37.57	37.79	38.02	38.24	38.45
Efficiency ¹	η [%]	≥ 20.6	≥ 20.8	≥ 21.0	≥ 21.3	≥ 21.5

MINIMUM PERFORMANCE AT NORMAL OPERATING CONDITIONS, NMOT²

Power at MPP	P _{MPP} [W]	360.1	363.8	367.6	371.3	375.1
Short Circuit Current	I _{SC} [A]	10.89	10.91	10.94	10.96	10.98
Open Circuit Voltage	V _{OC} [V]	43.00	43.02	43.05	43.08	43.10
Current at MPP	I _{MPP} [A]	10.04	10.09	10.14	10.19	10.24
Voltage at MPP	V _{MPP} [V]	35.87	36.07	36.26	36.45	36.63

¹Measurement tolerances P_{MPP} ±3%; I_{SC} ±5%; V_{OC} ±5% at STC: 1000 W/m², 25 ±2°C, AM 1.5 according to IEC 60904-3 • 800 W/m², NMOT, spectrum AM 1.5

Qcells PERFORMANCE WARRANTY

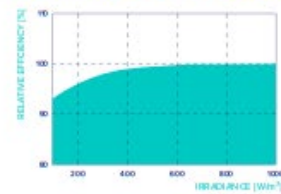


At least 98% of nominal power during first year. Thereafter max. 0.5% degradation per year. At least 93.5% of nominal power up to 10 years. At least 86% of nominal power up to 25 years.

All data within measurement tolerances. Full warranties in accordance with the warranty terms of the Qcells sales organization of your respective country.

²Standard terms of guarantee for the 5 PV components with the highest production capacity in 2021 February 2021

PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE



Typical module performance under low irradiance conditions in comparison to STC conditions (25°C, 1000 W/m²)

TEMPERATURE COEFFICIENTS

Temperature Coefficient of I _{SC}	α [%/K]	+0.04	Temperature Coefficient of V _{OC}	β [%/K]	-0.27
Temperature Coefficient of P _{MPP}	γ [%/K]	-0.34	Nominal Module Operating Temperature	NMOT [°C]	43 ± 3

Properties for System Design

Maximum System Voltage	V _{sys} [V]	1500	PV module classification	Class II
Maximum Reverse Current	I _r [A]	25	Fire Rating based on ANSI/UL 61730	C/TYPE1
Max. Design Load, Push/Pull	P _d [Pa]	3600/1600	Permitted Module Temperature on Continuous Duty	-40°C - +85°C
Max. Test Load, Push/Pull	P _t [Pa]	5400/2400		

Qualifications and Certificates

Quality Controlled PV -
TUV Rheinland
IEC 61215:2016
IEC 61730:2016
This data sheet complies with DIN EN 50380.



Qcells pursues minimizing paper output in consideration of the global environment.

Note: Installation instructions must be followed. Contact our technical service for further information on approved installation of this product.
Hanwha Q CELLS GmbH | Sonnenallee 17-21 | 06796 Bitterfeld-Wolfen, Germany | TEL: +49 (0)349 46 99-2344-4 | FAX: +49 (0)349 46 99-2300-0 | EMAIL: sales@q-cells.com | WEB: www.q-cells.com

qcells

Specifications subject to technical changes © Qcells Q.PEAK DUO ML-G11 series_480-500_2022-06_Rev001_EN

SUN2000-100KTL-M1 Smart String Inverter



10
MPP. Seguidor



98.8% (@ 480V)
Max. Eficiencia



Gestión de
nivel de cadena



Diagnóstico inteligente
de curvas I-V admitido



MBUS
Soportado



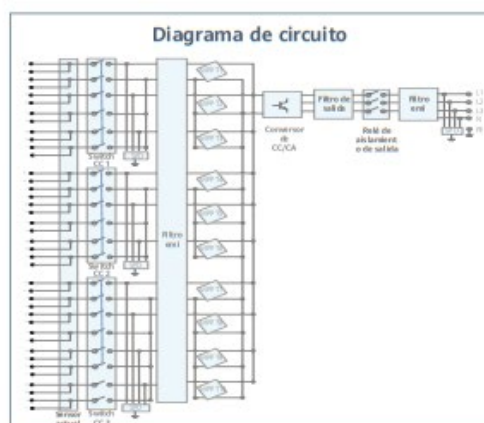
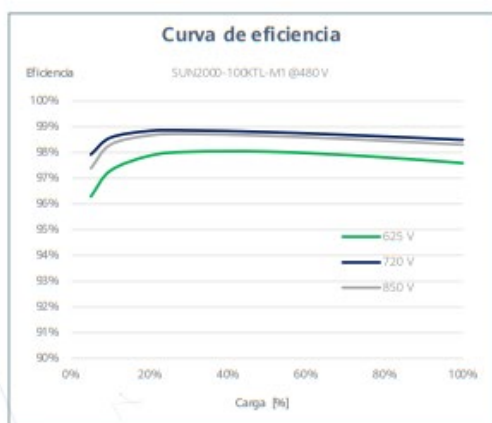
Diseño
Sin fusible



Protección contra rayos
Para DC y AC



IP66
Protección



SOLAR.HUAWEI.COM/ES/

SUN2000-100KTL-M1
Especificaciones técnicas

Especificaciones técnicas	SUN2000-100KTL-M1
Eficiencia	
Máxima eficiencia	98.8% @480 V, 98.6% @380 V / 400 V
Eficiencia europea ponderada	98.6% @480 V, 98.4% @380 V / 400 V
Entrada	
Tensión máxima de entrada ¹	1,100 V
Corriente de entrada máxima por MPPT	26 A
Corriente de cortocircuito máxima	40 A
Tensión de arranque	200 V
Tensión de funcionamiento MPPT ²	200 V ~ 1,000 V
Tensión nominal de entrada	720 V @480 Vac, 600 V @400 Vac, 570 V @380 Vac
Cantidad de MPPTs	10
Cantidad máxima de entradas por MPPT	2
Salida	
Potencia activa	100,000 W
Max. Potencia aparente de CA	110,000 VA
Max. Potencia activa de CA (cosφ = 1)	110,000 W
Tensión nominal de salida	480 V/ 400 V/ 380 V, 3W+(N)+PE
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz
Intensidad nominal de salida	120.3 A @480 V, 144.4 A @400 V, 152.0 A @380 V
Max. intensidad de salida	133.7 A @480 V, 160.4 A @400 V, 168.8 A @380 V
Factor de potencia ajustable	0.8 capacitivo ... 0.8 inductivo
Distorsión armónica total máxima	< 3%
Protecciones	
Dispositivo de desconexión del lado de entrada	Si
Protección anti-isla	Si
Protección contra sobrecorriente de CA	Si
Protección contra polaridad inversa CC	Si
Monitorización a nivel de string	Si
Descargador de sobretensiones de CC	Type II
Descargador de sobretensiones de CA	Type II
Detección de resistencia de aislamiento CC	Si
Monitorización de corriente residual	Si
Comunicación	
Display	Indicadores LED, Bluetooth + APP
RS485	Si
USB	Si
Monitorización de BUS (MBUS)	Si (transformador de aislamiento requerido)
Datos generales	
Dimensiones (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm
Peso (incluida ménsula de montaje)	90 kg
Rango de temperatura de operación	-25°C ~ 60°C
Enfriamiento	Enfriamiento de aire inteligente
Max. Altitud de operación	4,000 m
Humedad de operación relativa	0 ~ 100%
Conector CC	Staubli MC4
Conector CA	Terminal PG impermeable + conector OT/DT
Grado de protección	IP66
Topología	sin transformador
Consumo de energía durante la noche	< 3.5 W
Cumplimiento de estándares (más opciones disponibles previa solicitud)	
Seguridad	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683
Estándares de conexión a red eléctrica	VDE-AR-N4105, EN 50549-1, EN 50549-2, RD 661, RD 1699, C10/11

* 1 El voltaje de entrada máximo es el límite superior del voltaje de CC. Cualquier voltaje DC de entrada más alto provocará el funcionamiento incorrecto del inversor.

* 2 Cualquier voltaje de entrada de CC más allá del rango de voltaje de funcionamiento puede provocar un funcionamiento incorrecto del inversor.

Version No.03-(20200622)

SOLAR.HUAWEI.COM/ES/

ST5015kWh-2500kW-2h ST5015kWh-1250kW-4h

PowerTitan 2.0 Liquid Cooled Energy Storage System

NEW



OPTIMAL COST

- Intelligent liquid-cooled temperature control system to optimize the auxiliary power consumption
- Pre-assembled, no battery module handling on site, transportation of complete system



SAFETY AND RELIABLE

- Electrical safety management, overcurrent fast breaking and arc extinguishing protection
- The electrical cabinet and battery cabinet are separated to prevent thermal runaway



EFFICIENT AND FLEXIBLE

- High-efficiency heat dissipation, increase battery life and system discharge capacity
- Front single-door-open design, supporting back to back layout drawing
- Function test in factory, limited on-site work, accelerate commissioning process



CONVENIENT O&M

- One-click system upgrade
- Automatic coolant refilling design
- Online intelligent monitoring



© 2023 Sungrow Power Supply Co., Ltd. All rights reserved. Subject to change without notice. Version 3



Technical Data	ST5015kWh-2500 kW-2h	ST5015kWh-1250kW-4h
DC side		
Cell type	LFP	
Battery configuration	3.2 V / 314 Ah	
Nominal capacity	416512P	
Nominal voltage range	5015 kWh	
AC side	1123.2 V - 1497.6 V	
Nominal AC power	210 kVA * 12	210 kVA * 6
AC current distortion rate	< 3 % (Nominal Power)	
DC component	< 0.5 %	
Nominal AC voltage	690 V	
AC voltage range	621 V - 759 V	
Termination (LV)	352 A * 3 Phase * 6	352 A * 3 Phase * 3
Power factor	> 0.99 (Nominal Power)	
Adjustable range of reactive power	- 100 % - 100 %	
Nominal frequency	50 Hz	
Isolation method	Transformerless	
System parameter		
Dimension (W * H * D)	6058 mm * 2896 mm * 2438 mm	
Weight	42500 kg	42000 kg
Degree of protection	IP55	
Anti-corrosion Degree	C3	
Operation Ambient Temperature Range	- 30 ℃ - 50 ℃ (> 45 ℃ Derating)	
Operation humidity range	0 % - 100 % (Non-condensing)	
Maximum Operation Altitude	4000 m	
Temperature Control Method	Intelligent Liquid Cooling	
Fire suppression system	FACP, FK5112, Flammable gas detector, Smoke detector, Heat detector, Sounder beacon, Alarm bell, War ning sign, Extinguishant abort button, Ventilation system, Pressure relief port, Manual automatic switching and emergency starting device(Default) Sprinkler, Vent panel, Aerosol (Optional)	
Communication	Ethernet	
Standard	IEC61000, IEC62619, IEC62933, AS3000, UKCA, C99, UN38.3/UN3536, CE, IEC62477	



EXZHELLENT® Class SOLAR

H1Z2Z2-K - Libre de halógenos

class
exZhelent SOLAR



1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.) - 1,5/1,5 kVdc (1,8/1,8 kVdc máx.)

NORMAS

CONSTRUCCIÓN

UNE-EN 50618
IEC 62930

REACCIÓN AL FUEGO*

UNE-EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2
UNE-EN 50525-1; IEC 62821-1 anexo B
UNE-EN 61034-2; IEC 61034-2

CLASIFICACIÓN CPR

DOP 000163
Clase E_{ca}

CONSTRUCCIÓN

1. CONDUCTOR

Cobre estañado, clase 5
según UNE-EN 60228.

2. AISLAMIENTO

Compuesto libre de halógenos reticulado.

3. CUBIERTA EXTERIOR

Compuesto libre de halógenos reticulado.
Colores rojo o negro.

APLICACIONES

Especialmente diseñado para instalaciones solares fotovoltaicas (grandes plantas, edificios, industrias, naves agrícolas, para uso fijo o móvil con seguidores...).

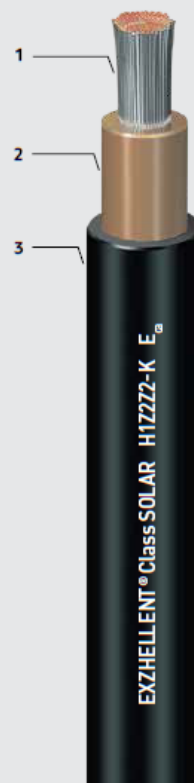
Puede ser instalado en bandejas, conductos y equipos.

A emplear en el lado de corriente continua en instalaciones de autoconsumo o entre paneles solares y string combiner boxes en grandes plantas de generación fotovoltaica.

Temperatura máxima del conductor:
+90 °C (120 °C durante 20000 horas).

Temperatura mínima de trabajo: -40 °C.

CERTIFICACIONES



* En azul ensayos de fuego válidos en la UE.



DESCÁRGATE LA DOP
(declaración de prestaciones)
<https://es.prysmiangroup.com/dop>

Nº DOP 000163

General Cable

19

A brand of
Prysmian
Group

EXZHELLENT® Class SOLAR

H1Z2Z2-K - Libre de halógenos

class
exZhelent SOLAR



1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.) - 1,5/1,5 kVdc (1,8/1,8 kVdc máx.)

ENSAYOS ADICIONALES

Vida estimada	25 años
Certificación	Bureau Veritas LCIE
Servicios móviles	SI
Doble aislamiento (clase II)	SI
Tª máxima de conductor	90 °C (120 °C, 20000 h)
Adecuado para sistemas anti-PID	Tensión máxima eficaz: 1200 V (> 906 V) / Tensión máxima de pico: 1697 V (> 1468 V)
Máxima tensión de tracción	50 N/mm² durante el tendido / 15 N/mm² en operación (instalado)
Resistencia al ozono	IEC 62930 Tab.3 según IEC 60811-4-03; UNE-EN 50 618; Tab.2 según UNE-EN 50396 tipo de prueba B
Resistencia a los rayos uv	IEC 62930 Anexo E; UNE-EN 50618 Anexo E
Protección contra el agua	A D8 (sumersión)
Resistencia a ácidos y bases	IEC 62930 y UNE-EN 50618 Anexo B 7 días, 25 °C N-ácido oxálico, N-hidróxido sódico (según IEC 60811-404; UNE-EN 60811-404)
Prueba de contracción	IEC 62930 Tab 2 según IEC 60811-503; UNE-EN 50618 Tab 2 según UNE-EN 60811-503 (máxima contracción 2%)
Resistencia al calor húmedo	IEC 62930 Tab.2 y UNE-EN 50618 Tab. 21000 h a 90 °C y 85 % de humedad para IEC 60068-2-78, UNE-EN- 60 068-2-78
Resistencia de aislamiento a largo plazo	IEC 62821-2; UNE-EN 50395-9 (240 h/85 °C agua/ 1,8 kVdc)
Respetuoso con el medio ambiente	Directiva RoHS 2011/65/EU de la Unión Europea
Ensayo de penetración dinámica	IEC 62930 Anexo D; EN 50618 Anexo D
Doblado a baja temperatura	Doblado y alargamiento a -40 °C según IEC 60811-504 y -505 y UNE-EN 50 618 Tab.2 según UNE-EN 60811-1-4 y UNE-EN 60811-504 y -505
Resistencia al impacto en frío	Resistencia al impacto a -40 °C según IEC 62930 Anexo C según IEC 60811-506 y UNE-EN 50618 Anexo C según UNE-EN 60811-506
Durabilidad del marcado	IEC 62930; UNE-EN 50396

General Cable

20

A brand of
Prysmian
Group

EXZHELLENT® Class SOLAR

H1Z2Z2-K - Libre de halógenos

class
exZhelent SOLAR



1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.) - 1,5/1,5 kVdc (1,8/1,8 kVdc máx.)

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS

Número de conductores x sección	Diámetro máximo del conductor	Diámetro exterior del cable (valor máximo)	Radio mínimo de curvatura dinámica	Radio mínimo de curvatura estática	Peso kg/km	Resistencia del conductor a 20 °C	Intensidad máxima admisible al aire A(2)	Intensidad máxima admisible al aire, T ambiente 40 °C y T conductor 120 °C	Caida de tensión V(A·km)
(mm²)	(mm) (1)	(mm)	(mm)	(mm)	(g)	(Ω/km)	A(2)	A	(V)
1x1,5	1,8	5,4	22	16	33	13,7	24	30	27,4
1x2,5	2,4	5,9	24	18	45	8,21	34	41	16,42
1x4	3	6,6	26	20	61	5,09	46	55	10,18
1x6	3,9	7,4	30	22	80	3,39	59	70	6,78
1x10	5,1	8,8	35	26	124	1,95	82	98	3,90
1x16	6,3	10,1	40	30	186	1,24	110	132	2,48
1x25	7,8	12,5	63	50	286	0,795	140	176	1,59
1x35	9,2	14	70	56	390	0,565	182	218	1,13
1x50	11	16,3	82	65	542	0,393	220	276	0,786
1x70	13,1	18,7	94	75	742	0,277	282	347	0,554
1x95	15,1	20,8	125	83	953	0,210	343	415	0,42
1x120	17	22,8	137	91	1206	0,164	397	488	0,328
1x150	19	25,5	153	102	1500	0,132	458	566	0,264
1x185	21	28,5	171	114	1848	0,108	523	644	0,216
1x240	24	32,1	193	128	2394	0,0817	617	775	0,1634

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación monofásica o corriente continua en bandeja perforada al aire (40 °C).

→ XLPE2 con instalación tipo F → columna 13. (UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52).

Con exposición directa al sol, multiplicar por 0,85.

(3) Instalación de conductores separados con renovación eficaz del aire en toda su cubierta (cables suspendidos).

Temperatura ambiente 60 °C (a la sombra) y temperatura máxima del conductor 120 °C. Valor que puede soportar el cable 20 000 h a lo largo de su vida estimada (25 años).

General Cable

21

A brand of
Prysmian
Group

HARMOHNY® Class

XZ1 (S) Al - Libre de halógenos

0,6/1 kV



HARMOHNY^{class}

NORMAS

CONSTRUCCIÓN

UNE-HD 603-5X-1

REACCIÓN AL FUEGO*

UNE-EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2

UNE-EN 60754-1; IEC 60754-1

UNE-EN 60754-2; IEC 60754-2

UNE-EN 61034-2; IEC 61034-2

CLASIFICACIÓN CPR

DOP 000013

Clase E_{ca}

CONSTRUCCIÓN

1. CONDUCTOR

Aluminio, clase 2 según UNE-EN 60228.

2. AISLAMIENTO

Polietileno reticulado (XLPE) tipo DIX 3.

3. CUBIERTA EXTERIOR

Poliolefina termoplástica (DM01), según UNE-HD 603-5 libre de halógenos.

APLICACIONES

Cables de distribución de energía de baja tensión especialmente concebido para instalaciones interiores, exteriores, entubadas y/o directamente enterradas. Resistencia a la intemperie, al desgarro y a la abrasión. Resistencia a la entrada de agua por adherencia de la cubierta al aislamiento. Temperatura máxima del conductor: +90 °C. Temperatura mínima de trabajo: -40°C (fijo protegido).

* En azul ensayos de fuego válidos en la UE.



Nº DOP 000013

DESCÁRGATE LA DOP

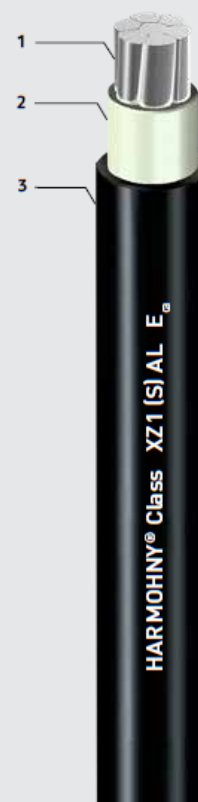
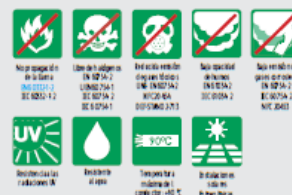
(declaración de prestaciones)

<https://es.prysmiangroup.com/dop>

CARACTERÍSTICAS ESPECIALES

- Máximo esfuerzo de tracción: 30 N/mm².
- Resistencia a la abrasión: Masa aplicada: 18 kg. N° de desplazamientos: 8.
- Carga mínima de rotura (cubierta): 12,5 N/mm².
- Alargamiento mínimo hasta la rotura (cubierta): 300%.
- Resistencia al desgarro (cubierta): 9 N/mm² (UNEHD 605-1).
- Tensión asignada ac: U₀/U = 0,6/1 kV.
- Tensión asignada en dc: 1,5/1,5 kVdc.
- Tensión máxima en ac-dc: 1,2/1,2 kVAc 1,8/1,8 kVdc; UNE-EN 50618, IEC 60502-1.
- Adecuado para sistemas anti-PID: Tensión máxima eficaz de 1200 V (>906) y Tensión máxima de pico 1697 V (>1468V).
- Ensayo de tensión durante 5 min (EN 50618): 6,5 kVAc-15 kVdc.
- Ensayo de tensión durante 5 min. (UNE-HD 603-5X): 3,5 kV.
- Posibilidad intermitente parcial o total de estar cubierto en agua: AD7 (inmersión).
- Ensayo de abrasión: Según UNE-HD 603-1 Tabla 4C DM01.
- Resistencia UV: UNE HD 605 52.
- Resistencia UV: UNE-EN 50618.
- Resistencia al ozono: UNE-EN 50618.
- Resistencia de aislamiento a 90 °C conductor: 1012 Ω·cm.
- Constante de resistencia aislamiento Ki: 3,67 MΩ·cm.
- Resistencia a la penetración de la humedad por la unión entre aislamiento y cubierta (UNE-EN 60811-1-3).
- Menor impacto ambiental por la eliminación de estabilizantes con plomo y plastificantes.

CERTIFICACIONES



General Cable

59

A brand of
Prysmian
Group

HARMOHNY® Class

XZ1 (S) Al - Libre de halógenos

0,6/1 kV



HARMOHNY^{class}

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS

Número de conductores x sección (mm²)	Diámetro conductor* (mm)	Espesor de aislam.* (mm)	Dí. nom. aislam. (mm)	Diámetro exterior* (mm)	Radio mínimo de curvatura (posición fina) (mm)	Peso aprox. (kg/km)	Intensidad máxima de corriente al aire (I)		Intensidad máxima de corriente directamente enterrado (I ₂)			Intensidad máxima de corriente bajo tubo y enterrado (I ₃)		Resistencia del cond. (Ω/km)	Máx. caída de tensión d.c (90°C) (V/(A.km))
							2 Cables (A)	3 Cables (A)	1 Cable (A)	2 Cables (A)	3 Cables (A)	2 Cables (A)	3 Cables (A)		
1x16	4,65	0,7	6,1	8,3	41,5	85	95	76	140	76	64	71	59	1,910	3,82
1x25	5,85	0,9	7,7	9,9	49,5	124	121	103	180	98	82	90	75	1,200	2,40
1x35	6,75	0,9	8,6	10,8	54	153	150	129	215	117	98	108	90	0,868	1,736
1x50	8,0	1	10,1	12,5	62,5	200	184	159	255	139	117	128	106	0,641	1,282
1x70	10,0	1,1	11,9	14,5	72,5	265	237	206	312	170	144	158	130	0,443	0,886
1x95	11,2	1,1	13,8	15,8	79	340	289	253	375	204	172	186	154	0,320	0,640
1x120	12,6	1,2	15,3	17,4	87	420	337	296	428	233	197	211	174	0,253	0,506
1x150	13,85	1,4	17	19,3	96,5	515	389	343	480	261	220	238	197	0,206	0,412
1x185	16,0	1,6	19,4	21,4	107	645	447	395	544	296	250	267	220	0,164	0,328
1x240	18,0	1,7	22,1	24,2	121	825	530	471	630	343	290	307	253	0,125	0,250
1x300	20,0	1,8	24,3	26,7	133,5	1.035	615	547	715	386	326	346	286	0,100	0,200
1x400	22,6	2,0	27,0	30,0	150	1.345	740	663	814	448	370	415	350	0,0778	0,156
1x500	26,0	2,2	30,4	33,6	252	1.660	856	770	931	510	420	470	400	0,0605	0,121
1x630	30,0	2,4	34,8	38,6	290	2.160	996	899	1.076	590	480	545	460	0,0469	0,094

■ Instalación al aire ■ Directamente enterrada ■ Enterrada bajo tubo

*Valores sujetos a tolerancias de fabricación.

(1) Considerando 2 o 3 conductores cargados tendidos en contacto al aire a temperatura ambiente de 30 °C. Instalación tipo F, tabla B.52.13 de UNE-HD 60364-5-52 y IEC 60364-5-52.

(2) Considerando 2 o 3 conductores cargados tendidos en contacto y directamente enterrados a una profundidad de 0,7 m, temperatura del terreno 20 °C y resistividad térmica del suelo de 2,5 K·m/W. Según tabla B.52.3 y tabla B.52.5 de UNE-HD 60364-5-52, (IEC 60364-5-52). Instalación tipo D2.

(3) Considerando 2 o 3 conductores unipolares cargados tendidos en contacto y enterrados bajo tubo a una profundidad de 0,7 m, temperatura del terreno 20 °C y resistividad térmica del suelo de 2,5 K·m/W según tabla B.52.3 y tabla B.52.5 de UNE-HD 60364-5-52, (IEC 60364-5-52). Instalación tipo D1.

Secciones superiores a 300 mm², intensidades de corriente calculadas según IEC 60287.

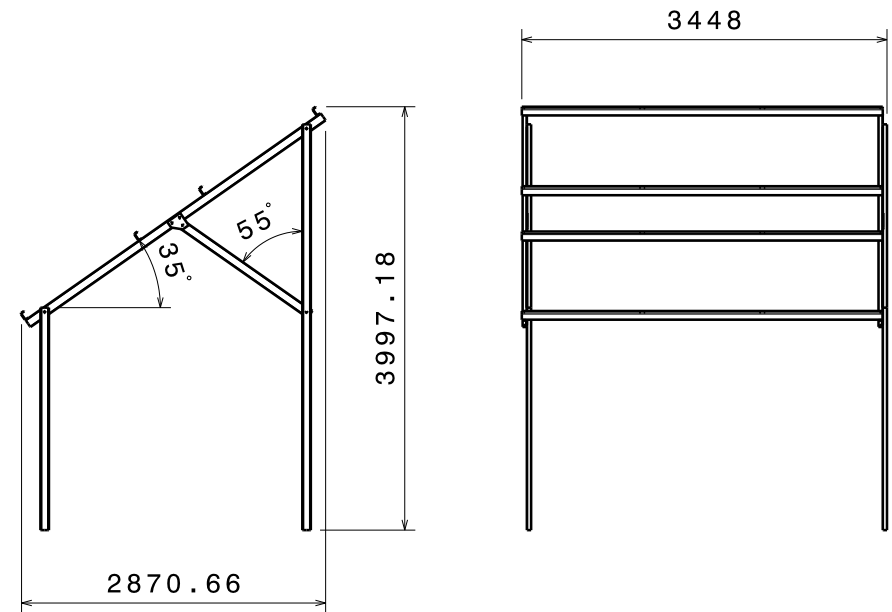
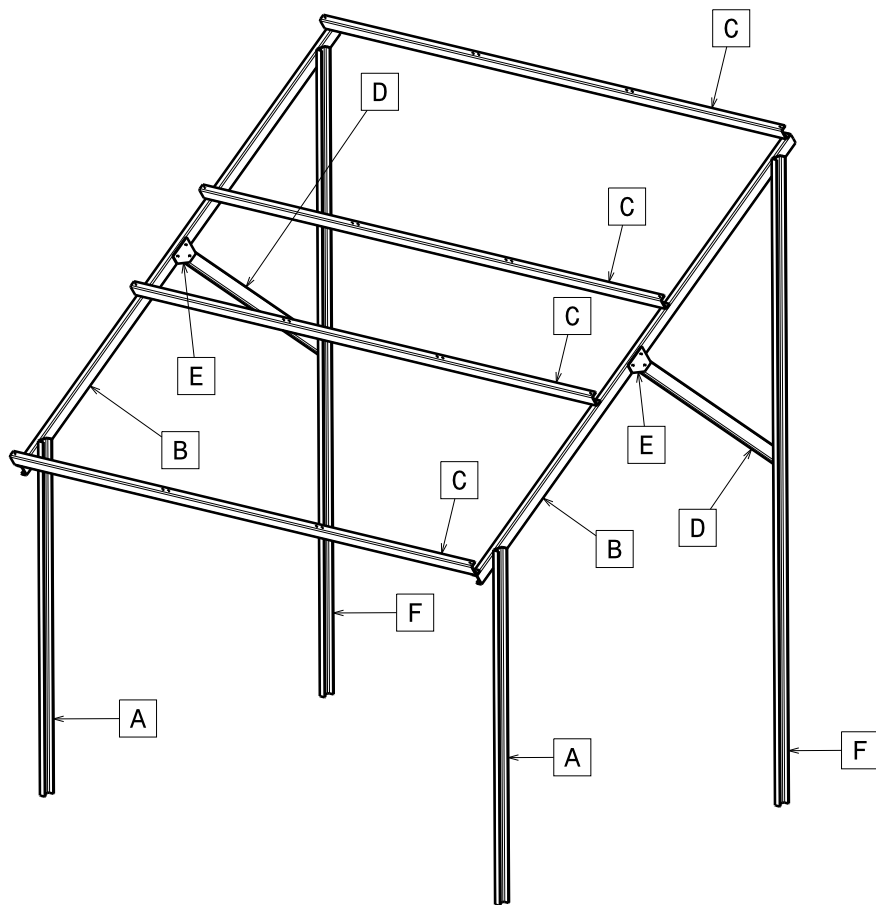
General Cable

60

A brand of
Prysmian
Group

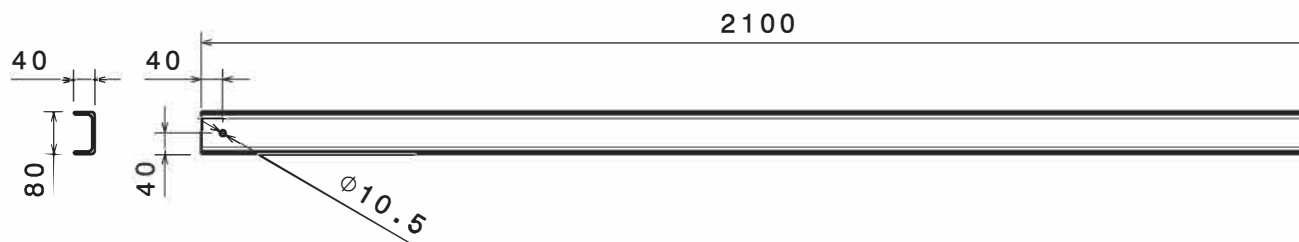
10.4. Anexo 4: Planos

En este anexo se adjuntan los planos de la estructura diseñada para anclaje de los paneles fotovoltaicos.



Tecnun - Universidad de Navarra

A) Perfil U (UF 80.5) L = 2100 mm	D) Perfil U (UF 80.5) L = 1521 mm	Dibujado por: Iván María García	Plano de conjunto (Estructura)		
B) Perfil U (UF 80.5) L = 3402 mm	E) Pletina	Diseñado por: Iván María García	Máster en Ingeniería Industrial		
C) Perfil U (UF 80.5) L = 3408 mm	F) Perfil U (UF 80.5) L = 3831 mm	Fecha: 09/10/2024	Hoja: 1/1	Tamaño: A3	Escala: 1:50



Tecnun - Universidad de Navarra

Dibujado por:
Iván María García

Perfil U (UF 80.5) L = 2100 mm

Diseñado por:
Iván María García

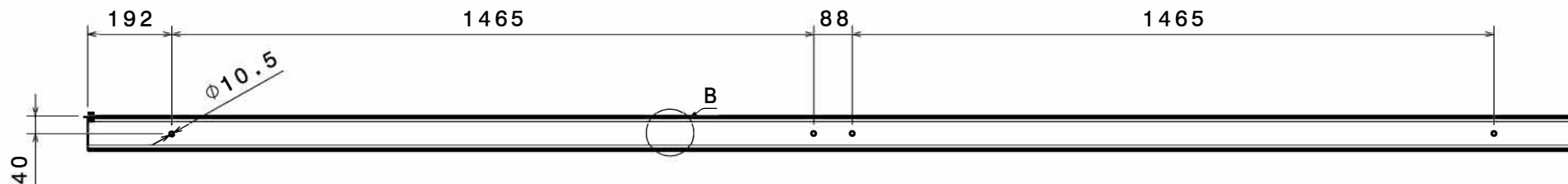
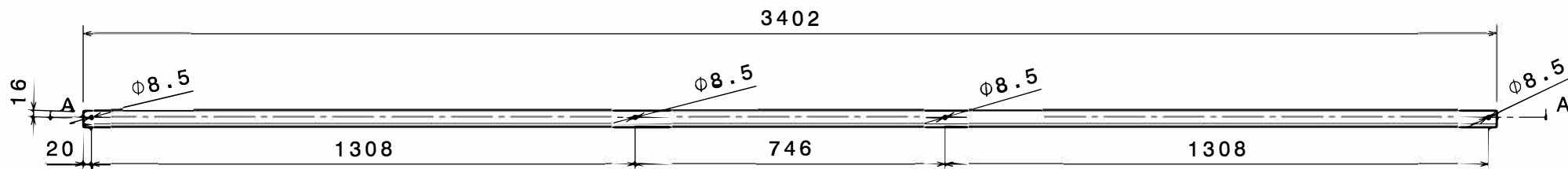
Máster en Ingeniería Industrial

Fecha:
09/10/2024

Hoja: 1/1

Tamaño: A3

Escala: 1:10



Section view A-A

Detail B
Scale: 1:5



Tecnun - Universidad de Navarra

Dibujado por:
Iván María García

Diseñado por:
Iván María García

Fecha:
09/10/2024

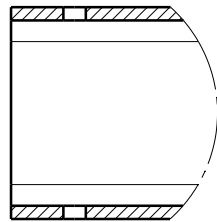
Perfil U (UF 80.5) L = 3402 mm

Máster en Ingeniería Industrial

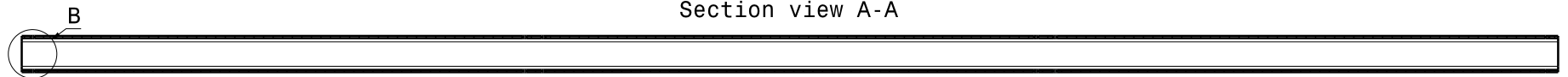
Hoja: 1/1

Tamaño: A3

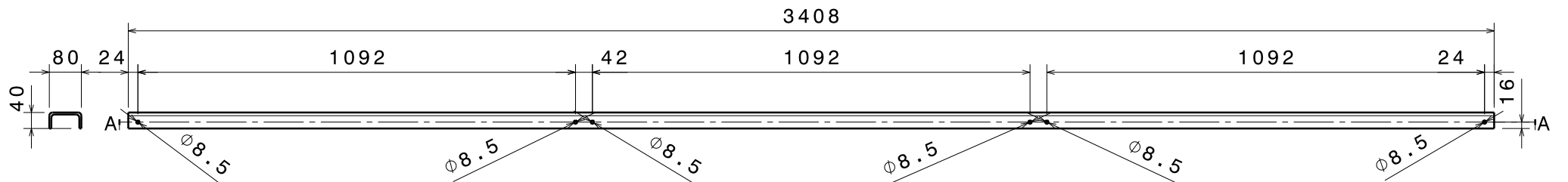
Escala: 1:10



Detail B
Scale: 1:2



Section view A-A



Tecnun - Universidad de Navarra

Dibujado por:
Iván María García

Perfil U (UF 80.5) L = 3408 mm

Diseñado por:
Iván María García

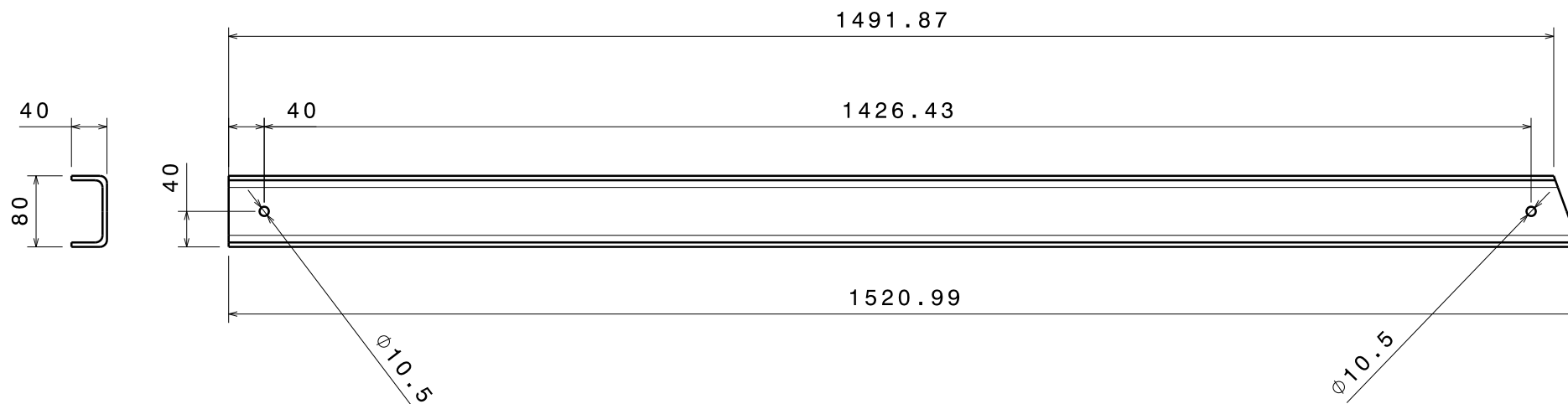
Máster en Ingeniería Industrial

Fecha:
09/10/2024

Hoja: 1/1

Tamaño: A3

Escala: 1:10



Tecnun - Universidad de Navarra

Dibujado por:
Iván María García

Perfil U (UF 80.5) L = 1521 mm

Diseñado por:
Iván María García

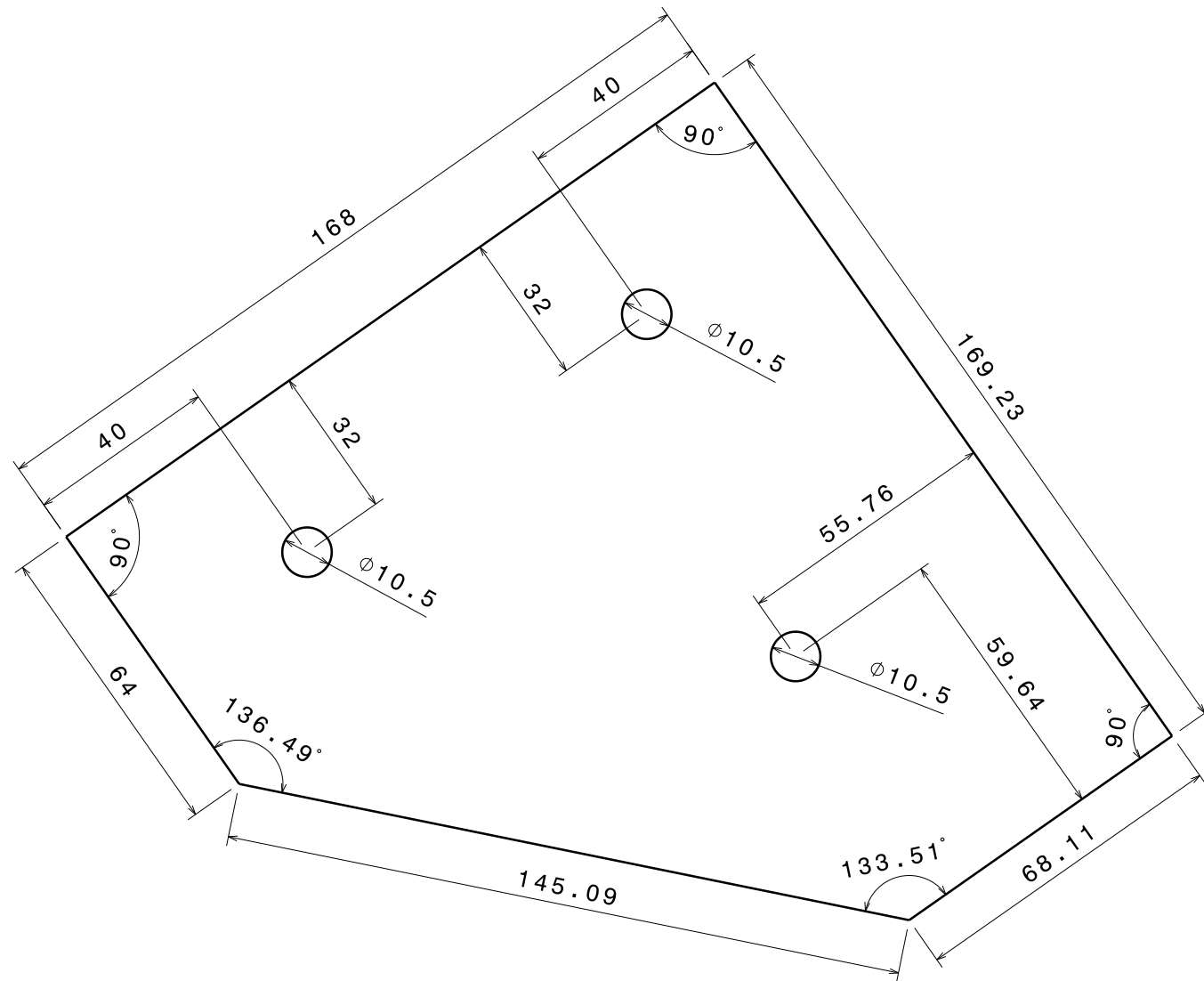
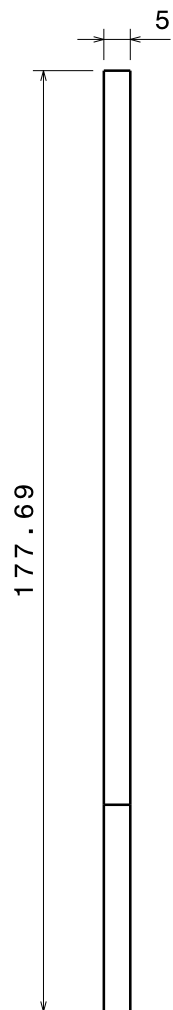
Máster en Ingeniería Industrial

Fecha:
09/10/2024

Hoja: 1/1

Tamaño: A3

Escala: 1:5



Tecnun - Universidad de Navarra

Dibujado por:
Iván María García

Pletina

Diseñado por:
Iván María García

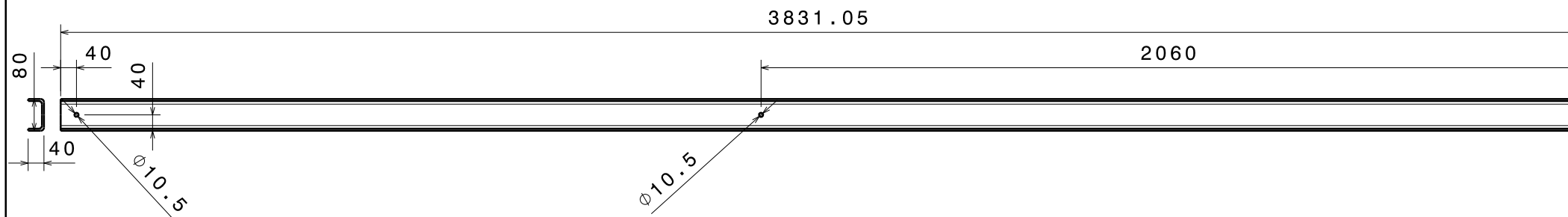
Máster en Ingeniería Industrial

Fecha:
09/10/2024

Hoja: 1/1

Tamaño: A3

Escala: 1:1



Tecnun - Universidad de Navarra

Dibujado por:
Iván María García

Perfil U (UF 80.5) L = 3831 mm

Diseñado por:
Iván María García

Máster en Ingeniería Industrial

Fecha:
09/10/2024

Hoja: 1/1

Tamaño: A3

Escala: 1:10