COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA
ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

Diseño práctico de una planta de hidrógeno verde mediante electrólisis para el suministro de una flota de autobuses urbanos

Autor: Jaime Díaz Esteve

Director: José Luis Martínez del Pozo

Madrid

Julio de 2026

Declaración de originalidad

Declaro bajo mi responsabilidad que el Proyecto presentado con el título **Diseño práctico de una planta de hidrógeno verde mediante electrólisis para el suministro de una flota de autobuses urbanos** de la ETS de Ingeniería – ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico **2025-2026** es de mi autoría y no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

Uso de Inteligencia Artificial[1]

Declaro bajo mi responsabilidad que (indicar la opción correcta):

☐ No he utilizado Inteligencia Artificial en la elaboración del presente documento.

☒ He utilizado Inteligencia Artificial en la elaboración del presente documento y/o del Anexo B siempre en las condiciones permitidas por la Universidad Pontificia Comillas, es decir, aplicando el Nivel 2 de la Escala de Evaluación de Perkins et al. (2024): "*La IA puede utilizarse para actividades previas a la tarea, como la lluvia de ideas, la descripción y la investigación inicial. Este nivel se centra en el uso de la IA para la planificación, las síntesis y la generación de ideas, pero las evaluaciones deben hacer hincapié en la capacidad de desarrollar y refinar estas ideas de forma independiente*". En concreto, las Inteligencia Artificial ha sido empleada para:

Se han empleado herramientas de IA como apoyo en la organización de la estructura del documento, el brainstorming inicial, la búsqueda de referencias bibliográficas, y mejora de visualización de gráficos

[1] Esta declaración se refiere al uso de la Inteligencia Artificial generativa para realizar los documentos del Proyecto (Anexo B y Memoria). No aplica a Proyectos donde, por su naturaleza, deban emplear inteligencia artificial como parte de los mismos (aplicación de técnicas de aprendizaje automático, redes neuronales, análisis de datos…)


Firmado (alumno): Jaime Díaz Esteve
Fecha: 13/07/2026

Autorización para la entrega del Proyecto

El Director del Proyecto	El co-Director del Proyecto (si aplica)
Jose Luis Martinez del Pozo Firmado digitalmente por Jose Luis Martinez del Pozo Fecha: 2026.07.15 10:01:53 +02'00'	
Fdo:	Fdo:
Fecha:	Fecha:

Diseño práctico de una planta de hidrógeno verde mediante electrólisis para el suministro de una flota de autobuses urbanos

Autor: Diaz Esteve, Jaime.

Director: Martínez del Pozo, José Luis.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

Este proyecto desarrolla el diseño completo de una planta de producción de hidrógeno verde mediante electrólisis PEM para abastecer una flota de 5 autobuses urbanos en Madrid (100 kg H_2/día). Se dimensionan los subsistemas y se evalúa la viabilidad económica de la instalación, obteniendo un coste de producción y analizando las condiciones que harían rentable el proyecto.

Palabras clave: Hidrógeno verde, electrólisis PEM, autobuses de pila de combustible, energía fotovoltaica, electrolizador, fotovoltaica, movilidad urbana sostenible.

1. Introducción

El transporte urbano es uno de los sectores con mayor presión para descarbonizarse. Madrid se ha fijado el objetivo de que la flota de la EMT, con más de 2000 autobuses, sea de cero emisiones en 2030, y desde 2024 operan 10 autobuses de hidrógeno. El hidrógeno verde, producido por electrólisis del agua con electricidad renovable, permite alimentar vehículos de pila de combustible sin emisiones directas de CO_2 y con autonomías y tiempos de repostaje comparables a los del diésel. Sin embargo, más del 95 % del hidrógeno mundial procede todavía de combustibles fósiles, por lo que el reto actual es demostrar que la producción renovable es viable también a pequeña escala, en aplicaciones reales como el transporte público.

2. Definición del Proyecto

El proyecto plantea una segunda fase de implantación del hidrógeno en el transporte urbano de Madrid: el diseño de una planta de producción y repostaje para 5 autobuses adicionales de pila de combustible. A partir del consumo de proyectos europeos de referencia se fija una demanda base de 100 kg de H_2 al día, con escenarios de sensibilidad de 80 y 120 kg/día. Los objetivos son dimensionar el sistema de electrólisis y todos los subsistemas asociados (generación fotovoltaica, compresión, almacenamiento, repostaje, sistema eléctrico y seguridad) y evaluar la viabilidad económica de la instalación mediante el cálculo del coste normalizado del hidrógeno (LCOH) y de los indicadores clásicos de rentabilidad (VAN, TIR y periodo de retorno).

3. Descripción del modelo/sistema/herramienta

Se selecciona la tecnología de electrólisis PEM por su flexibilidad para acoplarse a la generación solar variable, su modularidad y su uso consolidado en proyectos urbanos de autobuses de hidrógeno. El equipo elegido es el H2B2 EL60N, un electrolizador PEM contenerizado de fabricación española con una producción nominal de 5,61 kg/h, que cubre la demanda base operando 17,8 h/día y conserva margen hasta su techo físico de 134,6 kg/día. El contenedor integra la mayor parte de los sistemas auxiliares (tratamiento de agua, gestión térmica por aire, secado y purificación del hidrógeno y funciones de seguridad), lo que simplifica el resto de la instalación.

La alimentación eléctrica sigue una arquitectura híbrida: un campo fotovoltaico propio de 1435 kWp, dimensionado con datos de PVGIS para Madrid, cuya producción anual (2326 MWh) iguala el consumo del electrolizador, complementado con conexión a red respaldada por un PPA con Garantías de Origen que preserva la condición de verde del hidrógeno.

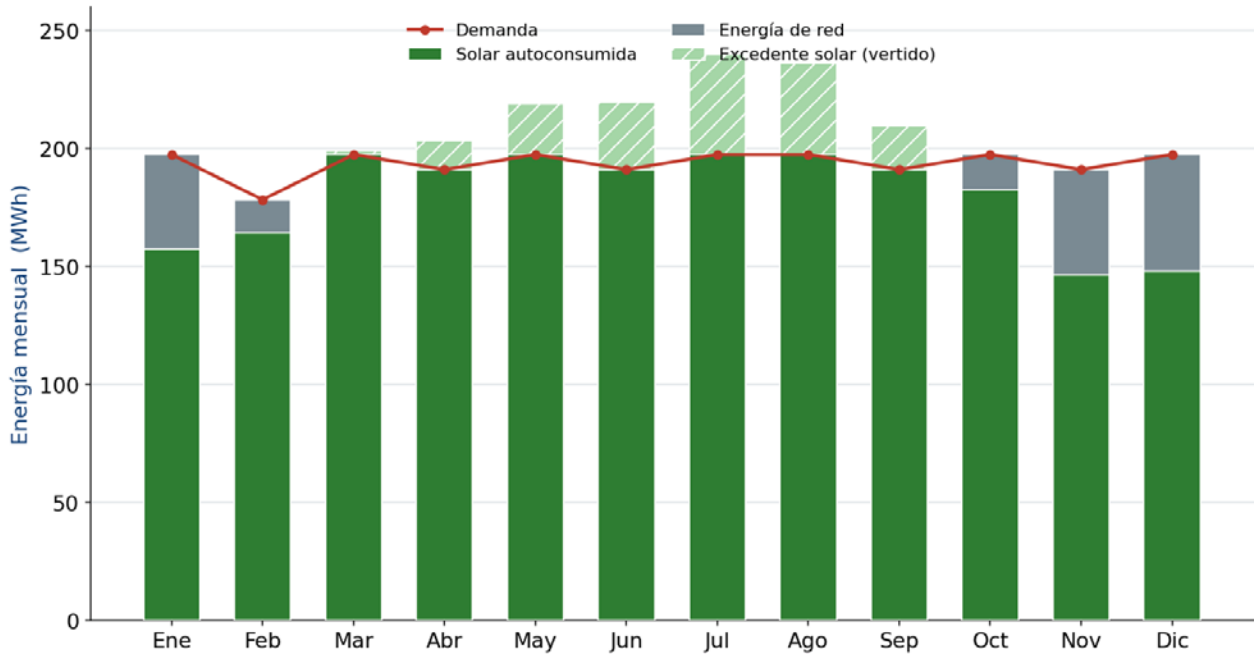


Figura 7.5: Reparto mensual entre energía solar y red para cubrir la demanda

Aguas abajo, el hidrógeno sale del electrolizador a 30 bar, pasa por un depósito amortiguador, se comprime hasta 450 bar y se almacena en bancos a presiones escalonadas que permiten el repostaje en cascada. Los autobuses repostan de noche a 350 bar en un único surtidor, en menos de 9 minutos por vehículo. El diseño se completa con el sistema eléctrico y de control de la planta, cuya conexión queda determinada por la potencia fotovoltaica (del orden de 1 MW), y con el estudio de seguridad: distancias según normativa EIGA, clasificación de zonas ATEX, ventilación y detección de fugas.

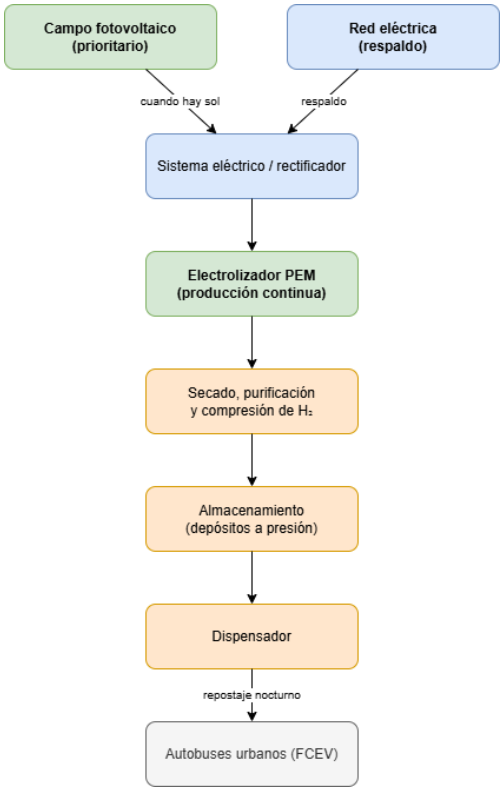


Figura 4.1: Arquitectura general de la planta. Diagrama de bloques con la línea principal de proceso.

4. Resultados

En el plano técnico, la planta cubre la demanda base y los escenarios de sensibilidad sin sobredimensionamiento: el electrolizador opera en su régimen nominal de 18-20 h/día y el escenario alto de 120 kg/día se atiende con un margen de 2,6 h hasta el límite del equipo. El análisis energético muestra que el campo solar equilibra la demanda en cómputo anual, pero con un fuerte desajuste temporal: sobre base mensual cubre en torno al 93 % del consumo, mientras que el aprovechamiento solar directo se sitúa entre el 45 % en invierno y el 59 % en verano, de modo que la red mantiene un papel de respaldo imprescindible.

Concepto	**Valor**
Inversión inicial (CAPEX)	3 151 830 €
Coste de operación anual (OPEX)	237 238 €/año
LCOH normalizado	15,09 €/kg
Precio de venta considerado	12 €/kg
Tarifa de equilibrio (VAN = 0)	12,25 €/kg
TIR sin subvención	5,6 % (< 6 % exigido)
VAN con subvención del 30 %	804 612 €

Concepto	Valor
TIR con subvención del 30 %	9,3 %
Periodo de retorno con subvención	Año 17
LCOH planta de 10 autobuses	12,59 €/kg (rentable sin ayudas)
CO_2 evitado estimado	391 t/año

5. Conclusiones

El proyecto demuestra que una planta de hidrógeno verde a pequeña escala es técnicamente realizable con equipos comerciales disponibles hoy, pero que su economía está penalizada por el tamaño: los equipos y la plantilla mínima cuestan casi lo mismo que en una planta grande y su coste se reparte entre pocos kilos. La planta de 5 autobuses solo resulta rentable con el apoyo público que de hecho han recibido todas las instalaciones de este tipo en España, mientras que su ampliación a 10 autobuses la haría competitiva por sí sola. La instalación tiene pleno sentido, por tanto, como proyecto demostrativo y primer paso de una ampliación futura, con un beneficio ambiental claro de unas 391 t de CO_2 evitadas al año. Como líneas futuras se apuntan la ampliación de la flota, la mejora del autoconsumo solar mediante baterías o gestión horaria, el desarrollo de la ingeniería de detalle y la actualización del modelo económico conforme bajen los costes de los electrolizadores.

6. Referencias

Algunas de las más importantes son:

[2] International Energy Agency, *Global Hydrogen Review 2025*. Paris, France: IEA, 2025. Disponible: https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2025

[9] CaetanoBus, *H2.City Gold: The Hydrogen Fuel Cell Bus for Your City*. Vila Nova de Gaia, Portugal: CaetanoBus, 2023. Disponible: https://caetanobus.pt/wp-content/uploads/2023/05/H2.City-Gold.pdf

[10] Empresa Municipal de Transportes de Madrid, "El Ayuntamiento pone en marcha la primera hidrogenera para autobuses urbanos en Madrid," EMT Madrid, 18 nov. 2024. Disponible: https://www.emtmadrid.es/Noticias/El-Ayuntamiento-pone-en-marcha-la-primera-hidrogen.aspx

[20] NewBusFuel, *Guidance Document for Large Scale Hydrogen Refuelling*. Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking, 2017. Disponible: https://www.fuelcellbuses.eu/sites/default/files/documents/NewBusFuel_D4.3_Guidance-document-for-large-scale-hydrogen-refuelling_final.pdf

[26] H2B2 Electrolysis Technologies, *EL60N Datasheet*. Seville, Spain: H2B2, 2024. Disponible: https://www.h2b2.es/wp-content/uploads/2024/05/240502_H2B2-EL60N-Datasheet.pdf

[30] Comisión Europea, Joint Research Centre, *Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)*. Disponible: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/

Practical design of a green hydrogen production plant by electrolysis for the supply of an urban bus fleet

Author: Diaz Esteve, Jaime.
Director: Martínez del Pozo, José Luis.
Collaborating Entity: ICAI - Universidad Pontificia Comillas

PROJECT SUMMARY

This project develops the complete design of a green hydrogen production plant using PEM electrolysis to supply a fleet of 5 urban buses in Madrid (100 kg H_2/day). The subsystems are sized and the economic feasibility of the installation is evaluated, obtaining a production cost and analyzing the conditions that would make the project profitable.

Keywords: Green hydrogen, PEM electrolysis, fuel cell buses, photovoltaic energy, electrolyzer, solar power, urban sustainable mobility.

1. Introduction

Urban transport is one of the sectors under the greatest pressure to decarbonize. Madrid has set the goal of making the EMT fleet, with more than 2000 buses, zero-emission by 2030, and since 2024 ten hydrogen buses have been in operation. Green hydrogen, produced by water electrolysis using renewable electricity, makes it possible to power fuel cell vehicles with no direct CO_2 emissions and with ranges and refueling times comparable to those of diesel. However, more than 95% of the world's hydrogen still comes from fossil fuels, so the current challenge is to demonstrate that renewable production is also viable on a small scale, in real-world applications such as public transport.

2. Project Definition

The project proposes a second phase in the deployment of hydrogen in Madrid's urban transport: the design of a production and refueling plant for 5 additional fuel cell buses. Based on the consumption of European reference projects, a baseline demand of 100 kg of H_2 per day is established, with sensitivity scenarios of 80 and 120 kg/day. The objectives are to size the electrolysis system and all the associated subsystems (photovoltaic generation, compression, storage, refueling, electrical system and safety) and to evaluate the economic feasibility of the installation through the calculation of the levelized cost of hydrogen (LCOH) and the classic profitability indicators (NPV, IRR and payback period).

3. Description of the model/system/tool

PEM electrolysis technology is selected for its flexibility to couple with variable solar generation, its modularity and its established use in urban hydrogen bus projects. The chosen unit is the H2B2

EL60N, a containerized PEM electrolyzer manufactured in Spain with a nominal output of 5.61 kg/h, which covers the baseline demand operating 17.8 h/day and retains margin up to its physical ceiling of 134.6 kg/day. The container integrates most of the auxiliary systems (water treatment, air-based thermal management, hydrogen drying and purification, and safety functions), which simplifies the rest of the installation.

The electrical supply follows a hybrid architecture: a dedicated photovoltaic field of 1435 kWp, sized using PVGIS data for Madrid, whose annual output (2326 MWh) matches the electrolyzer's consumption, complemented by a grid connection backed by a PPA with Guarantees of Origin that preserves the green status of the hydrogen.

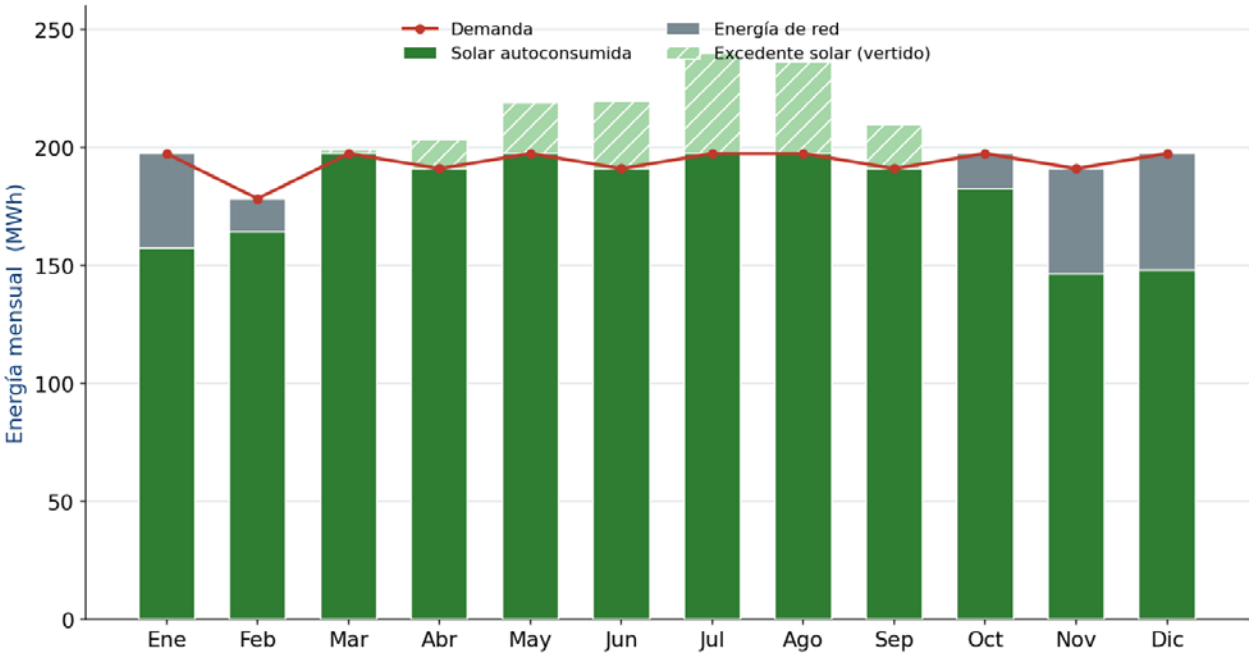


Figure 7.5: Monthly split between solar energy and grid to cover demand.

Downstream, the hydrogen leaves the electrolyzer at 30 bar, passes through a buffer tank, is compressed to 450 bar and stored in banks at staged pressures that enable cascade refueling. The buses refuel at night at 350 bar from a single dispenser, in less than 9 minutes per vehicle. The design is completed with the plant's electrical and control system, whose connection is determined by the photovoltaic power (of the order of 1 MW), and with the safety study: distances according to EIGA standards, ATEX zone classification, ventilation and leak detection.

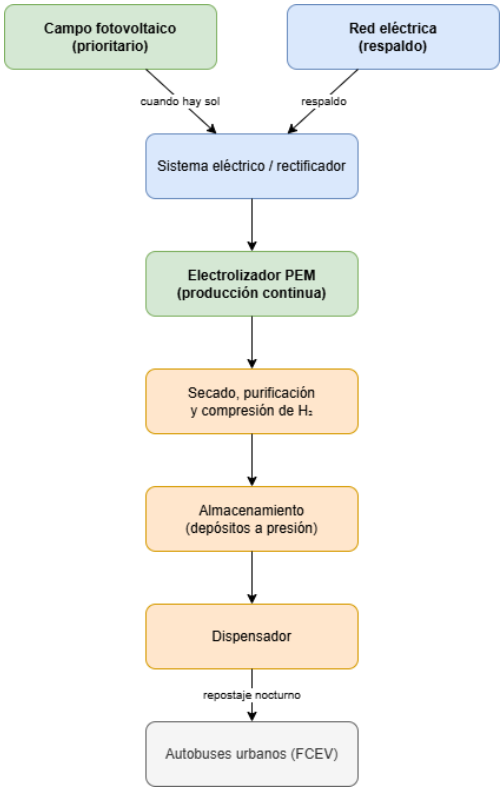


Figure 4.1: General plant architecture. Block diagram showing the main process line.

4. Results

On the technical side, the plant covers the baseline demand and the sensitivity scenarios without oversizing: the electrolyzer operates in its nominal regime of 18–20 h/day, and the high scenario of 120 kg/day is met with a margin of 2.6 h up to the equipment's limit. The energy analysis shows that the solar field balances demand on an annual basis, but with a strong temporal mismatch: on a monthly basis it covers around 93% of consumption, while direct solar utilization ranges between 45% in winter and 59% in summer, so that the grid retains an essential backup role.

Concept	**Value**
Initial investment (CAPEX)	€3,151,830
Annual operating cost (OPEX)	€237,238/year
Levelized cost of hydrogen (LCOH)	€15.09/kg
Sale price considered	€12/kg
Break-even price (NPV = 0)	€12.25/kg
IRR without subsidy	5.6% (< 6% required)
NPV with 30% subsidy	€804,612
IRR with 30% subsidy	9.3%

Concept	Value
Payback period with subsidy	Year 17
LCOH for a 10-bus plant	€12.59/kg (profitable without subsidies)
Estimated CO_2 avoided	391 t/year

5. Conclusions

The project demonstrates that a small-scale green hydrogen plant is technically feasible with commercial equipment available today, but that its economics are penalized by scale: the equipment and the minimum staff cost almost the same as in a large plant, and that cost is spread over few kilograms. The 5-bus plant is only profitable with the public support that, in fact, all facilities of this type in Spain have received, whereas its expansion to 10 buses would make it competitive on its own. The installation therefore makes full sense as a demonstration project and a first step toward a future expansion, with a clear environmental benefit of around 391 t of CO_2 avoided per year. Future lines of work include expanding the fleet, improving solar self-consumption through batteries or time-of-use management, developing the detailed engineering, and updating the economic model as electrolyzer costs decline.

6. References

Some of the most important are:

[2] International Energy Agency, *Global Hydrogen Review 2025*. Paris, France: IEA, 2025. Available: https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2025

[9] CaetanoBus, *H2.City Gold: The Hydrogen Fuel Cell Bus for Your City*. Vila Nova de Gaia, Portugal: CaetanoBus, 2023. Available: https://caetanobus.pt/wp-content/uploads/2023/05/H2.City-Gold.pdf

[10] Empresa Municipal de Transportes de Madrid, "El Ayuntamiento pone en marcha la primera hidrogenera para autobuses urbanos en Madrid," EMT Madrid, Nov. 18, 2024. Available: https://www.emtmadrid.es/Noticias/El-Ayuntamiento-pone-en-marcha-la-primera-hidrogen.aspx

[20] NewBusFuel, *Guidance Document for Large Scale Hydrogen Refuelling*. Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking, 2017. Available: https://www.fuelcellbuses.eu/sites/default/files/documents/NewBusFuel_D4.3_Guidance-document-for-large-scale-hydrogen-refuelling_final.pdf

[26] H2B2 Electrolysis Technologies, *EL60N Datasheet*. Seville, Spain: H2B2, 2024. Available: https://www.h2b2.es/wp-content/uploads/2024/05/240502_H2B2-EL60N-Datasheet.pdf

[30] European Commission, Joint Research Centre, *Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)*. Available: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/

Contenido

1. Introducción 17
   1.1 Contexto energético y papel del hidrógeno verde 17
   1.2 Aplicación al transporte urbano 18
   1.3 Motivación del proyecto 19
   1.4 Objetivo General 20
2. Estado de la cuestión 21
   2.1 Tipos de Hidrógeno 21
   2.2 Tecnologías de electrólisis y elección para el proyecto 22
   2.3 Autobuses de Hidrógeno 25
3. Caso de estudio y demanda 27
   3.1 Contexto y localización 27
   3.2 Necesidad 27
   3.3 Consumo específico de un autobús 28
   3.4 Autonomía 29
   3.5 Capacidad a bordo y demanda diaria por autobús 29
   3.6 Resumen de bases de diseño 30
   3.7 Escenarios de sensibilidad 30
4. Arquitectura General de la planta 33
   4.1 Esquema General del sistema 33
   4.2 Alternativas de arquitectura 34
   4.3 Arquitectura seleccionada 37
   4.4 Esquema provisional de la planta 39
5. Dimensionamiento del electrolizador PEM 41
   5.1 Objetivo del capítulo 41
   5.2 Base de diseño 42
   5.3 Producción horaria y régimen de operación 43
   5.4 Comparación de equipos comerciales 44
      5.4.1 Criterios de preselección 44
      5.4.2 Equipos contenerizados 45
   5.5 Electrolizador seleccionado 46
   5.6 Punto de operación 47
      5.6.1 Horas de operación 47
      5.6.2 Energía diaria 47
   5.7 Margen de diseño y degradación 48
      5.7.1 Cálculo de margen 48
      5.7.2 Degradación 49

5.8 Resultados del dimensionamiento 49
6. Sistemas auxiliares del electrolizador 51
6.1 Objetivo del Capítulo 51
6.2 Tratamiento y suministro de agua 52
6.2.1 Pureza del agua 52
6.2.2 Decisión de diseño: integrado o externo 53
6.3 Refrigeración y gestión térmica 54
6.4 Secado y purificación del hidrógeno 56
6.5 Interfaz eléctrica del electrolizador 56
6.6 Gestión del oxígeno como subproducto 57
6.7 Sistemas de seguridad e inertización 57
6.8 Resumen de consumos y balance 58
7. Fuente de energía: integración fotovoltaica 59
7.1 Objetivo del capítulo 59
7.2 Recurso solar en Madrid 59
7.3 Criterio de dimensionado 61
7.3.1 Demanda energética anual 61
7.3.2 Potencia pico 62
7.3.3 Rendimiento global 62
7.4 Cálculo de potencia pico FV necesaria 63
7.5 Selección del módulo y configuración del campo 64
7.5.1 Criterios del módulo 64
7.5.2 Dos tipos de módulos 65
7.5.3 Comparación de fabricantes 66
7.5.4 Superficie disponible 66
7.5.5 Configuración final 67
7.6 Producción anual estimada 68
7.7 Reparto FV / Red y fracción renovable 69
7.8 Perfil diario generación vs consumo 71
7.9 Análisis de sensibilidad 73
7.10 Conclusiones del capítulo 74
8. Sistema de compresión y almacenamiento de H2 75
8.1 Objeto del capítulo 75
8.2 Base de diseño 76
8.3 Estrategia de presiones 76
8.4 Dimensionamiento del almacenamiento 78
8.4.1 Almacenamiento de alta presión 78
8.4.2 Amortiguador de baja presión 79
8.5 Dimensionamiento del compresor 79

8.5.1 Caudal y relación de compresión ... 79
8.5.2 Tipo de compresor ... 80
8.5.3 Energía y potencia ... 80
8.5.4 Peso sobre el consumo de la planta ... 80
8.6 Selección de equipos comerciales ... 81
8.6.1 Compresor ... 81
8.6.2 Almacenamiento de alta presión ... 82
8.6.3 Amortiguador de baja presión ... 83
8.7 Seguridad y materiales ... 83
8.8 Resultados ... 85
9. Estación de repostaje de autobuses ... 87
9.1 Objetivo del capítulo y base de diseño ... 87
9.2 Protocolo de repostaje ... 88
9.3 Surtidor y componentes ... 88
9.4 Pre-enfriamiento ... 89
9.5 Ventana Nocturna ... 90
9.6 Resultados ... 90
10. Sistema eléctrico y de control ... 91
10.1 Objetivo del capítulo ... 91
10.2 Balance de cargas eléctricas ... 91
10.3 Esquema eléctrico general ... 92
10.4 Conexión a red, transformadores, e inversores FV ... 93
10.5 Protecciones y puesta a tierra ... 94
10.6 Sistema de control y gestión energética ... 95
10.7 Enclavamientos de seguridad ... 96
10.8 Resultados del capítulo ... 97
11. Análisis de seguridad y cumplimiento normativo ... 99
11.1 Objetivo del capítulo ... 99
11.2 Por qué el hidrógeno exige un tratamiento especial ... 99
11.3 Marco normativo aplicable ... 100
11.4 Identificación de riesgos ... 101
11.5 Clasificación de zonas ATEX ... 102
11.5.1 Normativa ATEX ... 102
11.5.2 Dimensionado de las zonas ... 103
11.6 Medidas de prevención y protección ... 105
11.6.1 Capas de protección ... 105
11.6.2 Distancias de seguridad de la instalación ... 105
12. Análisis técnico económico ... 107
12.1 Introducción ... 107

12.2 Metodología de coste normalizado 107
12.3 Bases e hipótesis económicas 108
12.4 Presupuesto de inversión 109
12.5 Coste de operación 110
12.6 Coste normalizado del hidrógeno 111
12.7 Análisis de rentabilidad 112
12.7.1 Escenario sin ayudas 113
12.7.2 Escenario con subvención 114
12.8 Análisis de sensibilidad 115
12.9 Contexto competitivo e impacto ambiental 116
12.10 Escenario ampliado: planta para 10 autobuses 117
12.11 Conclusiones del análisis económico 119
12.12 Cronograma del Proyecto 119
13. Conclusiones y líneas futuras 121
13.1 Conclusiones 121
13.2 Líneas futuras 122
14. Referencias 123

1. Introducción

1.1 Contexto energético y papel del hidrógeno verde

El hidrógeno verde se ha consolidado en los últimos años como uno de los vectores energéticos con mayor potencial dentro del proceso de transición hacia un sistema energético más sostenible. Su capacidad para almacenar energía y su versatilidad de uso lo convierten en una alternativa de especial interés desde el punto de vista tecnológico, más allá de su aplicación final en sectores concretos.

El rápido crecimiento de la capacidad mundial de electrólisis ilustra el enorme potencial del hidrógeno verde. Como muestra la Figura 1.1, esta capacidad ha pasado de 1,4 GW en 2023 a más de 2 GW en 2024, y los proyectos anunciados podrían elevarla cerca de los 520 GW en 2030. [2]

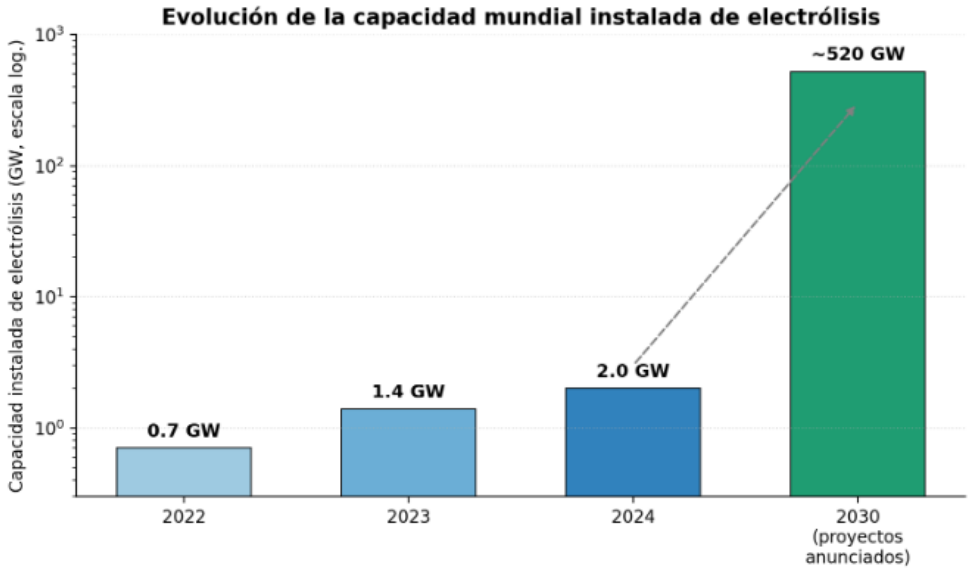


Figura 1.1: Evolución de la capacidad mundial instalada de electrolizadores de H2 (GW). [1]

Una planta de hidrógeno verde es una instalación industrial que produce hidrógeno mediante electrólisis del agua alimentada con electricidad de origen renovable. Se denomina verde porque, a diferencia de los demás tipos de hidrógeno (obtenidos a partir de hidrocarburos u otros combustibles fósiles), su producción no genera emisiones directas de CO_2. Aunque existen otras vías

renovables en desarrollo (reformado de biogás, gasificación de biomasa o fotocatálisis), la electrólisis con electricidad renovable es hoy el método habitual y la que se adopta en este proyecto.

En los países OCDE, el desarrollo de infraestructuras asociadas al hidrógeno verde ha empezado a aplicarse en sectores como la industria pesada, transporte de larga y media distancia, almacenamiento de energía… [2] En España, el hidrógeno se ha empleado tradicionalmente en sectores industriales como el refino y la química. El hidrógeno verde ha superado ya la fase puramente demostrativa: destaca la planta de Fertiberia e Iberdrola en Puertollano, en operación desde 2022 para la fabricación de amoniaco y fertilizantes, y los proyectos en construcción asociados a refinerías, como los de Repsol (Petronor) y Cepsa, orientados a descarbonizar sus procesos. [65], [66]

El despliegue del hidrógeno verde se enmarca en un fuerte impulso institucional. A escala europea, el plan REPowerEU (2022) fijó el objetivo de producir 10 millones de toneladas anuales de hidrógeno renovable e importar otros 10 millones para 2030, situando este vector en el centro de la estrategia de descarbonización de la Unión. En España, la Hoja de Ruta del Hidrógeno aprobada por el MITECO establece una meta de 4 GW de potencia instalada de electrólisis para 2030, posteriormente revisada al alza en el borrador actualizado del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) [6], [7]. Estos objetivos sitúan a **España como uno de los países con mayor ambición en producción de hidrógeno renovable de la Unión Europea**, favorecida por su elevado potencial de generación solar y eólica.

El interés por el hidrógeno verde se justifica especialmente en los sectores de difícil descarbonización, donde la electrificación directa resulta técnica o económicamente inviable: industria pesada (siderurgia, refino, producción de amoníaco), transporte de larga distancia, transporte marítimo y aviación. En estos ámbitos, el hidrógeno actúa tanto como materia prima como vector energético capaz de almacenar el excedente de generación renovable, contribuyendo a la estabilidad del sistema eléctrico.

1.2 Aplicación al transporte urbano

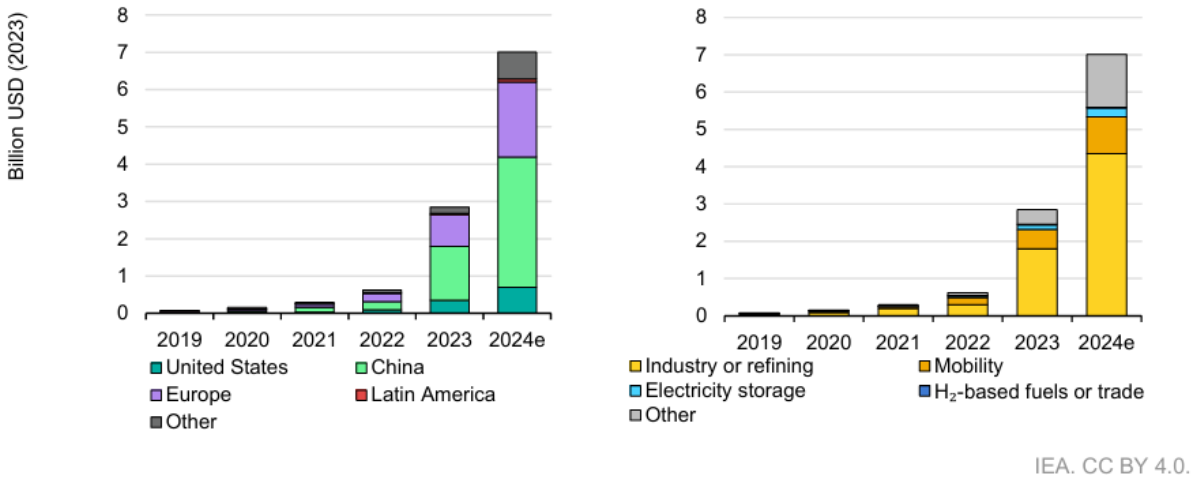


Figura 1.2: Inversión global en H_2 por región. [3]

Pese a que el coste del H2 verde es mayor que otros métodos energéticos, ha habido una fuerte inversión en esta tecnología en los últimos años, como muestra la Figura 1.2. Uno de los motivos de este fuerte auge, es la presión legislativa que se está empezando a adoptar con el objetivo de una transición a una economía descarbonizada. En sectores, la industria y el refino concentran la mayor parte del capital invertido, aunque el **sector de la movilidad registrado un incremento significativo a partir de 2022**, lo que refleja una apuesta real y creciente por el hidrógeno como vector energético en el transporte. Este contexto inversor refuerza la relevancia del presente trabajo, enmarcado en una tecnología que ha dejado de ser un proyecto de laboratorio para convertirse en un campo de despliegue industrial activo.

Dentro del sector de la movilidad, **el autobús urbano de pila de combustible es una de las aplicaciones más maduras del hidrógeno verde**. Frente a la alternativa de autobús eléctrico de batería, el autobús de hidrógeno ofrece autonomías superiores y tiempos de repostaje reducidos [15], [17]. Estas ventajas explican que numerosas ciudades europeas hayan optado por flotas de hidrógeno en proyectos cofinanciados por la Unión Europea, como los proyectos JIVE (Colonia, Wuppertal, Aberdeen) y CHIC (Londres, Milán, Oslo, Hamburgo) [40]

1.3 Motivación del proyecto

La motivación principal del proyecto se basa en el **interés técnico por el desarrollo de fuentes de energía limpias y sostenibles**. El hidrógeno verde se ha presentado como una de las tecnologías con mayor proyección de crecimiento, y es un ámbito muy atractivo para estudiar desde el punto de vista técnico y formativo.

Como objetivos concretos de este TFG, se profundizará en el conocimiento de una tecnología energética emergente, para comprender en detalle su funcionamiento real. En particular, el proyecto busca analizar cómo se genera el hidrógeno verde mediante electrólisis, qué sistemas intervienen en el proceso y cuáles son los principales factores que condicionan su operación.

Asimismo, es relevante identificar no solo los puntos fuertes de esta tecnología, como su potencial de integración con fuentes renovables o su versatilidad de uso, sino también sus limitaciones y desafíos técnicos, incluyendo aspectos relacionados con la eficiencia, el almacenamiento o la complejidad de las instalaciones. Este enfoque permite obtener una visión crítica y equilibrada del hidrógeno verde como vector energético.

Con el fin de trasladar este análisis a un entorno aplicado, el diseño se orienta hacia una aplicación real: el suministro energético de una flota de autobuses urbanos. El ámbito del transporte público es un escenario adecuado para estudiar la puesta en funcionamiento de este tipo de instalaciones, al requerir una demanda definida y una infraestructura asociada de producción y repostaje.

1.4 Objetivo General

El objetivo principal de este Trabajo Fin de Grado es diseñar y dimensionar una planta de producción de hidrógeno verde mediante electrólisis, con el fin de comprender en profundidad su funcionamiento y evaluar su viabilidad técnica en una aplicación real.

Los objetivos más específicos para destacar son los siguientes:

1- **Evaluar las principales ventajas y limitaciones técnicas del hidrógeno verde**, considerando aspectos como la eficiencia del sistema, la complejidad de la instalación y los condicionantes operativos.
2- **Analizar el funcionamiento de una planta de producción de hidrógeno verde mediante electrólisis**, identificando los principios técnicos del proceso y los principales sistemas que intervienen en su operación.
3- **Diseñar y dimensionar el sistema de electrólisis de la planta**, partiendo de un escenario de demanda definido asociado al suministro energético de una flota de autobuses urbanos.
4- Valorar, desde un enfoque ingenieril**, la viabilidad técnica, económica y de seguridad** de la solución propuesta.

2. Estado de la cuestión

2.1 Tipos de Hidrógeno



Figura 2.1 Clasificación del hidrógeno según su origen y método de producción. [5]

El hidrógeno no se encuentra en estado libre en la naturaleza y debe obtenerse a partir de otras materias primas. En función de la fuente de energía utilizada y las emisiones de CO_2 asociadas, se clasifica mediante una nomenclatura de colores.

El tipo más producido actualmente es el **hidrógeno gris**, obtenido por reformado de gas natural principalmente, que genera entre 9 y 12 kg de CO_2 por kilogramo de H_2. El **hidrógeno azul** sigue el mismo proceso, pero incorpora captura de carbono, reduciendo las emisiones hasta un 95%. En el extremo opuesto, el **hidrógeno verde** se produce mediante electrólisis del agua alimentada con electricidad renovable. Existen además otras variantes (**rosa, turquesa, negro**) que difieren en la fuente de energía o el proceso empleado, pero con menor relevancia industrial actual.

Este proyecto se centra en el hidrógeno verde por ser posiblemente la vía de producción más viable técnicamente con los objetivos de descarbonización del transporte urbano.

Hay que matizar que el hidrógeno verde representa todavía una fracción minoritaria de la producción mundial: según la Agencia Internacional de la Energía, más del 95% del hidrógeno producido a nivel global procede de combustibles fósiles, principalmente mediante reformado de gas natural sin captura de carbono. Esta producción es responsable de aproximadamente 900 millones de toneladas de CO_2 al año, cifra equivalente a las emisiones combinadas de países como Reino Unido e Indonesia. El reto de la transición consiste, por tanto, en sustituir progresivamente esta capacidad gris por producción renovable. [4]

2.2 Tecnologías de electrólisis y elección para el proyecto

La electrólisis del agua descompone la molécula de agua en hidrógeno y oxígeno mediante el aporte de energía eléctrica. En la actualidad coexisten tres tecnologías en distintos grados de madurez: la electrólisis **alcalina** (AEL), la de membrana de intercambio protónico (PEM) y la de óxido sólido (SOEC). La alcalina es la más consolidada y económica a nivel industrial, gracias a su robustez y a su larga vida útil; la **PEM**, más reciente, destaca por su elevada densidad de corriente, su tamaño reducido y su excelente respuesta dinámica ante variaciones de carga; la **SOEC**, que opera a alta temperatura, ofrece la mayor eficiencia teórica, pero permanece en fase pre-comercial.

La Tabla 2.1 sintetiza las principales características tecno-económicas de las tres tecnologías. A partir de ella se justifica la elección de la tecnología PEM para el presente proyecto en función de tres criterios decisivos: su idoneidad para acoplarse a generación renovable variable, su flexibilidad operativa y su potencial de reducción de costes por escalado.

Parámetro	**Alcalina (AEL)**	**PEM**	**SOEC**
Madurez	Comercial	Comercial	Demostración
Consumo específico (kWh/kg)	50-55	50-55	<40 (con calor)
Densidad de corriente (A/cm²)	0,2-0,8	1,0-2,0	0,3-1,0
Presión de operación (bar)	1-30	30-80	1
Temperatura (°C)	60-80	50-80	650-1.000
Respuesta dinámica	Lenta	Rápida	Muy lenta
Vida útil del stack (h)	60.000-90.000	30.000-90.000	<20.000

Tabla 2.1: Características tecno-económicas de las tecnologías de electrólisis. [4]

Como la tecnología de electrólisis SOEC, todavía no está en fase comercial, se hará un análisis de las características que ofrecen la alcalina y la PEM para el caso del proyecto:

a) En primer lugar, **la tecnología PEM aparece de forma recurrente en proyectos urbanos de autobuses de hidrógeno**, lo que la convierte en una opción representativa y contrastada para el caso de estudio.

Ciudad	**Proyecto / Operador**	**Tecnología de electrólisis**

Londres	Transport for London (TfL)	PEM
París	Île-de-France Mobilités / Air Liquide	PEM
Hamburgo	Proyecto JIVE	PEM
Colonia	Proyecto JIVE	PEM
Aberdeen	Aberdeen Hydrogen Hub	PEM
Los Ángeles	LA Metro	PEM
Barcelona	TMB + Iberdrola	PEM
Madrid	EMT Madrid	PEM

Tabla 2.2: Tecnología de electrólisis empleada en proyectos urbanos de autobuses de hidrógeno.

b) En segundo lugar, la tecnología PEM es de una **flexibilidad de operación muy superior a la alcalina**, una cualidad decisiva para este proyecto. La planta está concebida para producir hidrógeno a partir de energía solar, lo que implica un acoplamiento a renovables: el electrolizador no recibe una alimentación eléctrica constante, sino que depende de un recurso que varía continuamente a lo largo del día (mucha energía a mediodía y poca al amanecer, al atardecer o en días nublados). Para aprovechar esa energía, el equipo debe ser capaz de adaptar su producción a esos vaivenes sin tener que detenerse.



Figura 2.2: Comparativa de PEM y alcalina en los atributos para el acoplamiento a energías renovables. [8]

Como resume la Figura 2.2, **la PEM responde mucho mejor a esta exigencia**:

- Por un lado, admite un rango de carga más amplio: puede funcionar tanto a muy baja potencia como a plena carga, ajustándose a la energía disponible en cada momento.

- Por otro, su respuesta es más rápida, ya que arranca y modifica su producción en segundos, mientras que la alcalina necesita varios minutos.
- A ello se añaden dos ventajas prácticas recogidas también en la figura: la PEM entrega el hidrógeno a mayor presión lo que reduce el trabajo posterior de compresión para almacenarlo y repostarlo, y produce un hidrógeno más puro, ya que en la tecnología alcalina los gases tienden a mezclarse ligeramente.

c) Antes de analizar la figura, se introduce brevemente el **concepto de *"stack"***. Un *stack* es el conjunto de celdas del electrolizador donde se produce la reacción que separa el agua en hidrógeno y oxígeno. El resto de los equipos auxiliares del electrolizador se explicarán más adelante.

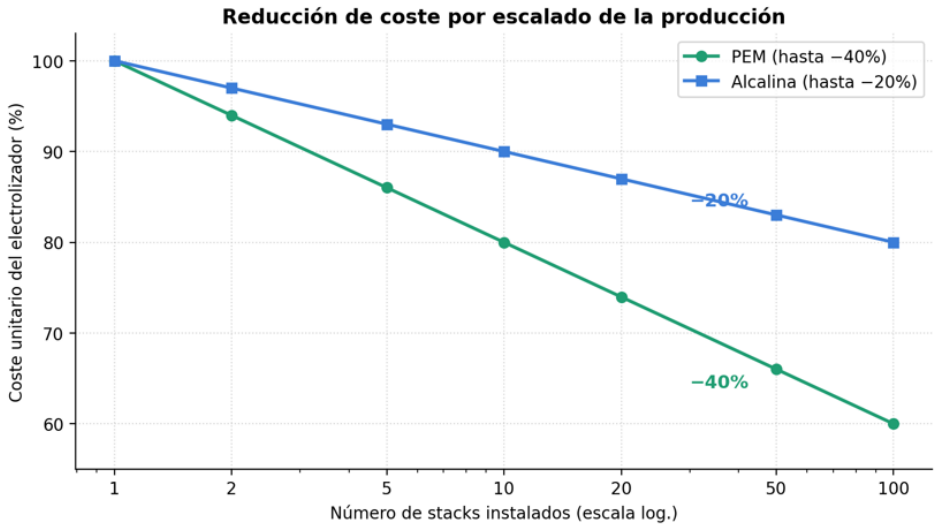


Figura 2.3: Reducción del coste unitario del electrolizador en función del número de stacks. [4]

La Figura 2.3 muestra cómo varía el coste específico del electrolizador al aumentar el número de *stacks*. Aunque la tecnología alcalina parte de un coste inicial menor, la tecnología **PEM presenta una reducción de coste más pronunciada al aumentar el número de módulos instalados.**

Este aspecto es relevante para el proyecto porque la planta se plantea como una ampliación para abastecer 5 autobuses adicionales. Por tanto**, una solución modular basada en PEM permitiría aumentar la capacidad de producción en el futuro si creciera la flota de autobuses de hidrógeno**, sin necesidad de rediseñar completamente la instalación.

➔ En conclusión, se selecciona el electrolizador PEM como base del diseño de la planta: es la opción consolidada en los proyectos urbanos de autobuses de hidrógeno (Tabla 2.2), tiene una flexibilidad operativa muy superior que permite acoplarse a la generación solar variable (Figura 2.2) y presenta un mayor potencial de reducción de costes conforme la planta gana escala (Figura 2.3). A esto se añade que, al operar con agua pura y un electrolito sólido, la PEM evita los sistemas auxiliares que la alcalina necesita para preparar y dosificar la solución alcalina fresca y para gestionar y tratar la que se drena, lo que simplifica la instalación.

2.3 Autobuses de Hidrógeno

El autobús de hidrógeno es un vehículo eléctrico de pila de combustible (Fuel Cell Electric Vehicle, FCEV) en el que la energía eléctrica que alimenta el motor de tracción se genera a bordo mediante la reacción electroquímica entre el hidrógeno almacenado y el oxígeno del aire. Este proceso, que tiene lugar en la pila de combustible, produce electricidad, calor y agua como único subproducto, sin emisiones directas de CO_2 ni de partículas en la zona de operación.

El sistema de propulsión de un autobús FCEV se compone de los siguientes subsistemas principales:

- **Pila de combustible (fuel cell stack):** convierte el hidrógeno en electricidad mediante reacción electroquímica. Los sistemas de automoción emplean mayoritariamente pilas de tipo PEM, que operan a baja temperatura (80 °C) y presentan alta densidad de potencia. La potencia instalada en autobuses urbanos oscila típicamente entre 60 y 150 kW eléctricos.
- **Motor eléctrico de tracción:** recibe la energía generada por la pila y propulsa el vehículo. Su funcionamiento es silencioso y eficiente, sobretodo en ciclos urbanos con frecuentes paradas y arranques.
- **Batería o supercondensador de apoyo:** actúa como buffer energético para absorber los picos de demanda durante la aceleración y recuperar la energía cinética en el frenado regenerativo. Esto reduce el ciclado de la pila y prolonga su vida útil.
- **Depósitos de hidrógeno a alta presión:** almacenan el H_2 gaseoso a presiones de 350 bar (autobuses urbanos) o 700 bar (vehículos ligeros).

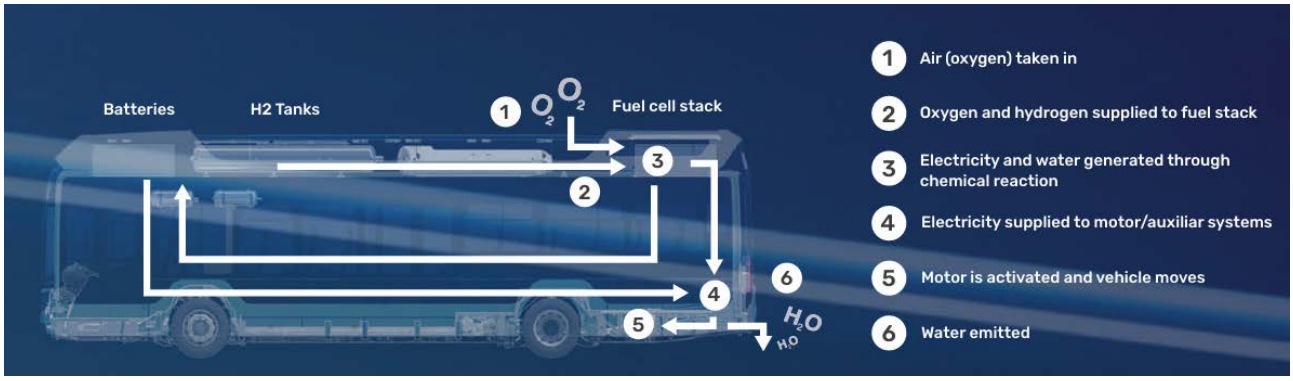


Figura 2.4: Esquema del sistema de propulsión del autobús: flujo de H2, pila de combustible y motor eléctrico. [9]

3. Caso de estudio y demanda

3.1 Contexto y localización

Para darle contexto a este proyecto de diseño de una planta de hidrógeno, se va a necesitar plantear un marco realista y explicar ciertos puntos de partida. En primer lugar , se va a escoger una ciudad para realizar el proyecto teórico y estudiarlo de manera más realista.

Se selecciona la ciudad de Madrid como caso de estudio debido a su representatividad como gran núcleo urbano europeo con una elevada demanda de transporte público. La ciudad cuenta con una extensa red de autobuses y un alto volumen de desplazamientos diarios, lo que la convierte en un entorno adecuado para analizar la implantación de soluciones energéticas alternativas como el hidrógeno.

Además, Madrid ya ha iniciado proyectos piloto con autobuses de hidrógeno, lo que indica un interés real por parte de la administración en avanzar hacia modelos de movilidad más sostenibles. Esto permite enmarcar el proyecto en un contexto realista y alineado con las tendencias actuales del sector.

Por otro lado, España, y en particular Madrid, dispone de un elevado potencial de generación de energía solar, lo que favorece la producción de hidrógeno a partir de fuentes renovables y refuerza la viabilidad del sistema propuesto.

3.2 Necesidad

Madrid cuenta con un objetivo claro de descarbonización de su transporte público: la EMT se ha propuesto que el 100% de su flota, de más de 2000 autobuses, sea de cero emisiones, una meta respaldada por la estrategia Madrid 360 y financiada con apoyo del Banco Europeo de Inversiones. Este compromiso se ha traducido en un crecimiento sostenido de la flota limpia en los últimos años, como refleja la Figura 3.1: de los 270 autobuses de cero emisiones a cierre de 2023 se pasó a unos 440 en 2024 y a cerca de 450 en 2025. [10], [12] ,[13]

No obstante, esta cifra representa todavía una fracción reducida del total, por lo que queda un amplio margen de sustitución por delante. Es precisamente en este contexto donde el hidrógeno verde adquiere un papel relevante: como complemento a la electrificación directa, permite cubrir

servicios de elevado kilometraje y repostaje rápido en los que la batería resulta menos adecuada, contribuyendo así a alcanzar el objetivo de una flota plenamente sostenible.

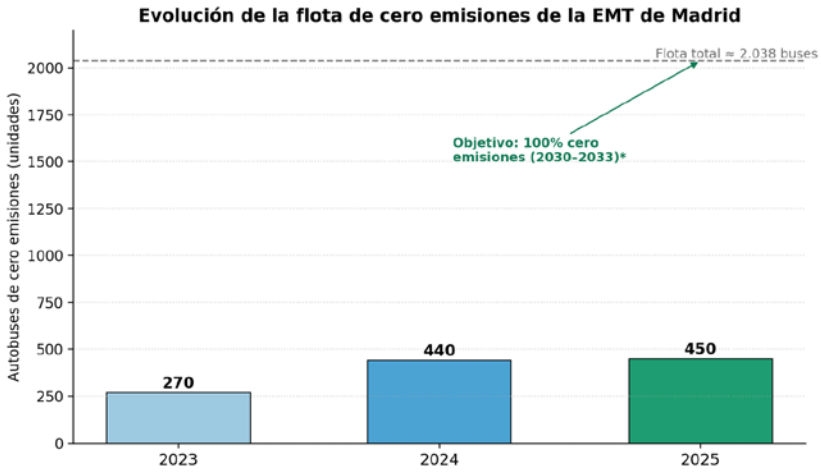


Figura 3.1: Evolución de la flota de cero emisiones de la EMT de Madrid [10]

Actualmente en Madrid operan 10 autobuses de hidrógeno incorporados a finales de 2024 y 2025 (en formato piloto) gracias a la planta de Hidrógeno de Entrevías. La flota total de autobuses de la EMT supera los 2100 autocares. Por ello, se ha decidido que la idea y el objetivo del proyecto sea plantear una segunda fase de implantación del hidrógeno en el transporte urbano de Madrid, mediante la incorporación de 5 autobuses adicionales de hidrógeno. [14]

En este proyecto se dimensionará la capacidad adicional necesaria para abastecer exclusivamente 5 autobuses nuevos, complementando la infraestructura ya existente. Con este marco se podrá evaluar el escalado técnico y energético de la estructura de producción y suministro local de hidrógeno renovable. [11]

3.3 Consumo específico de un autobús

Con el fin de definir una hipótesis de consumo suficientemente representativa para el caso de estudio, se han consultado varias fuentes de distinto carácter, ya sea de fabricantes, documentos técnicos o de investigación. El consumo específico expresa cuánto recurso necesita un sistema por cada unidad de servicio que entrega. Aplicado a un autobús de hidrógeno, mide los kilogramos de H_2 que consume cada 100 km recorridos; es el dato de partida para estimar la demanda diaria de la flota.

También, para contextualizar el caso de Madrid, se ha considerado la ficha técnica del Caetano H2 City Gold, modelo de autobús empleado como referencia por la EMT.

Fuente	Valor
H2 Mobility (*divulgación, Alemania*) *[15]*	8-9 kg H_2/100 km
NREL *(Investigación, EEUU) [16]*	7,17-8,95 kg H_2/100 km
Ballard *(Fabricante) [17]*	8 miles/kg = 7,8 kg/100 km
Hipótesis adoptada	**8-9 kg H_2/100 km**

Tabla 3.1 Comparativa del consumo específico de autobuses de hidrógeno

3.4 Autonomía

Fuente	Valor
H2 Mobility (*divulgación, Alemania*) [15]	300-450 km
Caetano H2 City Gold [9]	hasta 400 km
Hipótesis adoptada	**350-400 km**

Tabla 3.2 Comparativa de la autonomía

3.5 Capacidad a bordo y demanda diaria por autobús

Fuente	Valor
H2 Mobility (*divulgación, Alemania*) *[15]*	30-40 kg
Ballard *(Fabricante) [17]*	hasta 40 kg
Hipótesis adoptada	**35-40 kg**

Tabla 3.3 Comparativa de la capacidad de H_2 a bordo

Para estimar el consumo diario de los autobuses de este tipo de aplicaciones, encontramos mejores datos en proyectos ya realizados y comprobados, se utilizan 3 proyectos de referencia europeos como son los siguientes:

Empresa / proyecto	Ciudad	Dato principal
Iberdrola + TMB [18]	Barcelona	160 kg H_2/día para 8 autobuses → 20 kg H_2/día
ENGIE / HYPORT [19]	Toulouse	>400 kg H_2/día para 20 autobuses/día → 20 kg H_2/día

Empresa / proyecto	Ciudad	Dato principal
NewBusFuel [20]	Proyecto europeo	20-30 kg H_2/día por autobús
Hipótesis Adoptada		**20 kg/día por autobús**

Tabla 3.4 Demanda diaria de hidrógeno por autobús en proyectos europeos de referencia

3.6 Resumen de bases de diseño

A partir de las tablas comparativas elaboradas, se adoptan como bases de diseño para el caso base del proyecto las siguientes: un consumo específico de 8-9 kg H_2/100 km, una autonomía de referencia de 350-400 km y una capacidad de almacenamiento a bordo de 35-40 kg por autobús. Para el dimensionamiento preliminar de la demanda se considera un consumo diario de 20 kg H_2/día por autobús.

- ➔ La hipótesis de 20 kg H_2/día por autobús equivale, para un consumo específico de 8-9 kg H_2/100 km, a un recorrido diario aproximado de 220-250 km. Este valor se encuentra por debajo de la autonomía de referencia considerada, por lo que resulta coherente con una operación urbana diaria con repostaje en cochera y cierto margen operativo.

Dado que la planta se plantea para el abastecimiento de **5 autobuses urbanos**, la demanda total de hidrógeno del sistema se fija en **100 kg H_2/día**. Estas hipótesis son coherentes con el escenario de ampliación planteado para Madrid y servirán como base para el posterior dimensionamiento del electrolizador y del resto de subsistemas de la planta.

3.7 Escenarios de sensibilidad

La demanda diaria de hidrógeno no es un valor constante, sino que puede fluctuar por múltiples factores externos a lo largo de la vida útil de la instalación: variaciones estacionales en el servicio, aumento del kilometraje en determinadas líneas, condiciones climáticas que incrementan el consumo (uso intensivo de climatización), o incluso una futura ampliación de la flota. Por ello se contemplan tres escenarios de demanda recogidos en la Tabla 3.5, que abarcan desde los 80 hasta los 120 kg H_2/día. El escenario base (100 kg H_2/día) se adopta como referencia para el dimensionamiento, mientras que los escenarios bajo y alto permiten acotar la sensibilidad del sistema y diseñar la planta con un margen suficiente para responder con holgura tanto a picos

puntuales de demanda como a periodos de menor actividad, sin incurrir en un sobredimensionamiento innecesario.

Escenario	**Demanda Total**
Bajo	80 kg H_2/día
Base	100 kg H_2/día
Alto	120 kg H_2/día

Tabla 3.5 Escenarios de sensibilidad de la demanda diaria de la planta

4. Arquitectura General de la planta

4.1 Esquema General del sistema

Una vez fijada la demanda de diseño del capítulo anterior (100 kg H_2/día para los cinco autobuses), este capítulo describe cómo es la planta: qué bloques la forman y cómo se conectan entre sí. El dimensionamiento detallado de cada equipo se aborda en los capítulos siguientes; aquí se presenta únicamente el funcionamiento global, representado en el diagrama de bloques de la Figura 4.1.

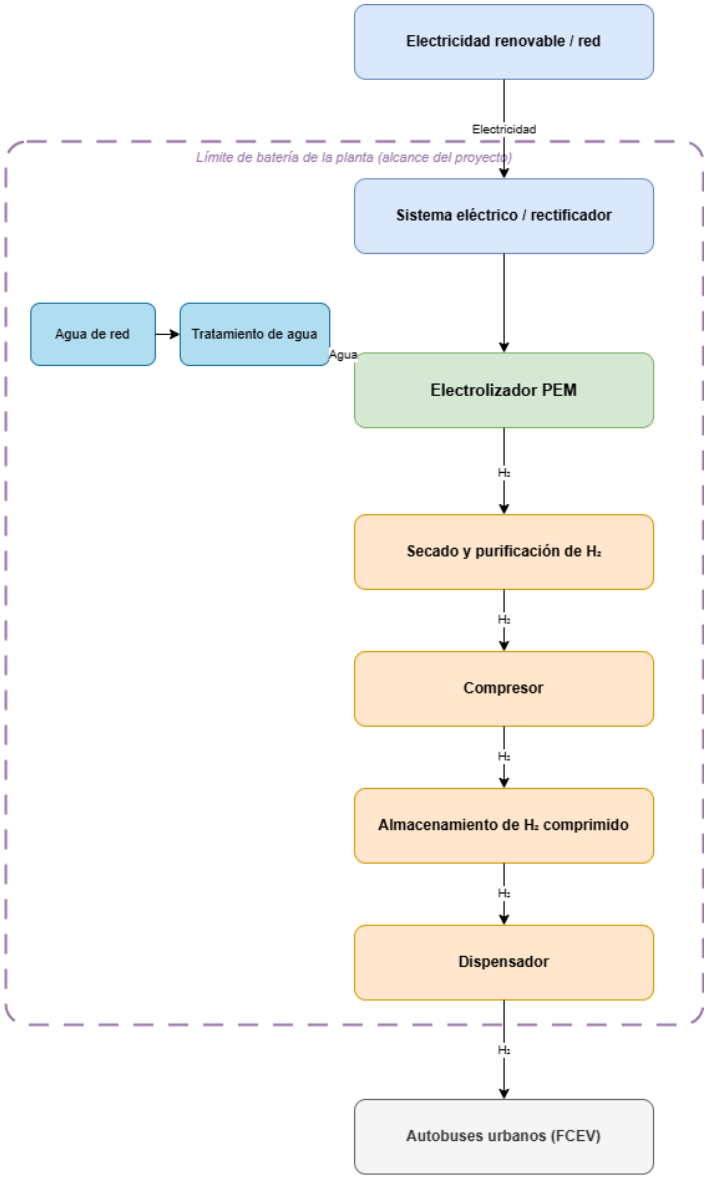


Figura 4.1: Arquitectura general de la planta. Diagrama de bloques con la línea principal de proceso. [21] [22]

La planta funciona como una cadena de procesos. La electricidad de origen renovable, apoyada en la conexión a red, se adapta en el sistema eléctrico y alimenta al **electrolizador PEM**, el corazón de la instalación, donde el agua se separa en hidrógeno y oxígeno. El agua, entra también en el electrolizador.

El hidrógeno producido sale húmedo y con algo de oxígeno, por lo que se **seca y purifica** hasta la calidad que exige un autobús de pila de combustible. A continuación, se **comprime** y se **almacena** en depósitos a presión, lo que permite acumular el hidrógeno durante el día para repostarlo en la ventana nocturna en que los autobuses vuelven a la cochera. Finalmente, el **dispensador** transfiere el hidrógeno a cada autobús.

4.2 Alternativas de arquitectura

Antes de fijar el diseño definitivo, se plantean las distintas formas de organizar la planta y compararlas, en lugar de dar por buena una sola opción. En este proyecto la elección principal afecta a **cómo se alimenta de energía el electrolizador**, que es con diferencia el equipo que más electricidad consume. A partir de ahí se plantean tres alternativas, representadas en la Figura 4.2:

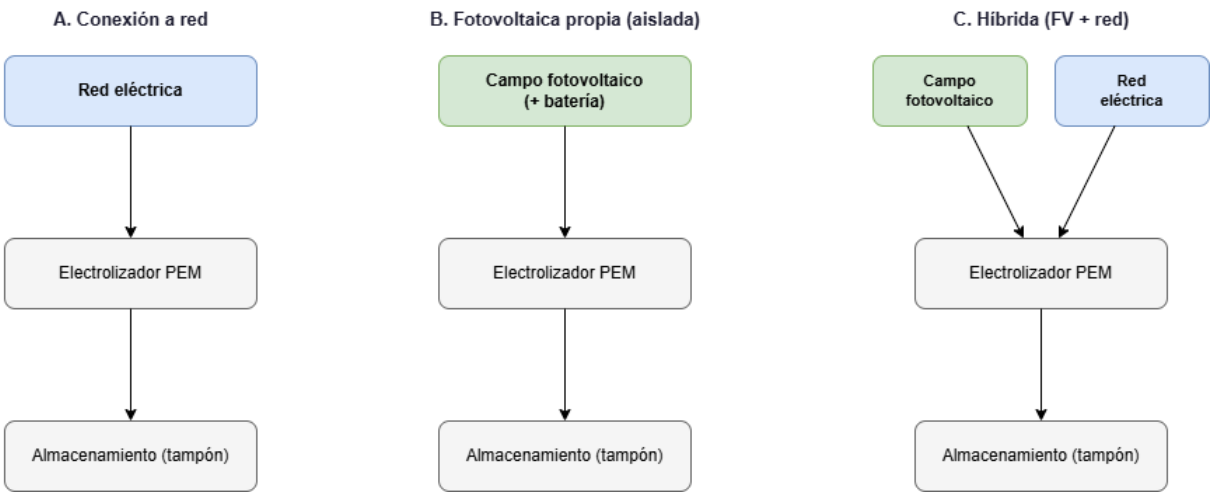


Figura 4.2: Alternativas de arquitectura según la fuente de energía

- **A) Conexión a red.** La planta toma toda la electricidad de la red. Es la opción más sencilla y la que garantiza un suministro estable las 24 horas, lo que permite que el electrolizador

trabaje de forma continua. No obstante, la red es física y común a todos los consumidores, por lo que su energía no es verde en sí misma; para que el hidrógeno cuente como renovable, esa electricidad debe respaldarse por vía contractual (mediante un PPA y Garantías de Origen)

- **B) Fotovoltaica propia (aislada).** Es la opción con mayor autoconsumo renovable directo, pero tiene importantes limitaciones de disponibilidad, superficie y almacenamiento eléctrico.
- **C) Híbrida (fotovoltaica + red).** Combina un campo solar propio con la conexión a red complementaria. Aprovecha la energía solar cuando está disponible y recurre a la red cuando no, buscando un equilibrio entre coste, fiabilidad y aprovechamiento renovable [21], [23]

En las tres opciones el resto de la planta es idéntico (electrolizador, almacenamiento amortiguador y repostaje), porque el almacenamiento es necesario, en cualquier caso: los autobuses repostan de noche, cuando vuelven a la cochera, mientras que la producción de hidrógeno se reparte a lo largo del día.

Criterio	**A. Red**	**B. FV aislada**	**C. Híbrida**
1) Coste	Bajo en inversión; paga la electricidad de red	Alto: hay que sobredimensionar paneles y baterías	Medio: inversión solar, pero ahorra en factura eléctrica
2) Fiabilidad del suministro	Muy alta: la red está siempre disponible	Baja: depende del sol; riesgo en días nublados	Alta: la red cubre cuando falta sol
3) Espacio necesario	Mínimo: no requiere campo solar	Muy alto: gran superficie de paneles, difícil en una cochera urbana	Medio: campo solar más pequeño
4) Aprovechamiento renovable	Renovable solo por vía contractual (PPA + GdO)	Máximo: 100% renovable	Alto: gran parte solar + red
5) Complejidad técnica	Baja	Alta: gestión de la variabilidad y del almacenamiento	Media

Tabla 4.1: Comparativa de las alternativas de arquitectura.

El siguiente paso es identificar las condiciones que la planta está obligada a cumplir por tratarse del abastecimiento de una flota de transporte público urbano. Estas condiciones, más que preferencias de diseño, actúan como filtros.

Requisito del proyecto	**A. Red**	**B. FV aislada**	**C. Híbrida**
Suministro continuo y alta disponibilidad (transporte público)	Sí	No	Sí
Espacio reducido (cochera urbana)	Sí	No	Parcial
Hidrógeno de origen renovable	Sí, mediante PPA + GdO	Sí	Sí
Cobertura del repostaje nocturno (con almacenamiento)	Sí	Difícil	Sí

Tabla 4.2: Requisitos de diseño y cumplimiento de cada alternativa.

La fotovoltaica aislada (B) **incumple dos requisitos críticos**: no garantiza un suministro continuo (imprescindible para que los autobuses presten servicio) y necesita una gran superficie de paneles imposible de ubicar en una cochera urbana. Por ello queda descartada. Las opciones A y C son ambas viables, con la diferencia de que la híbrida añade generación renovable propia.

Para decidir entre ellas, otro criterio sólido es observar qué hacen las plantas reales. La Tabla 4.3 recoge la arquitectura de los proyectos de referencia más relevantes.

Proyecto de referencia	**Arquitectura de energía**	**Almacenamiento**
Entrevías (Madrid, EMT)	Híbrida: FV + red → **opción C**	Depósitos a presión (amortiguador)
TMB Barcelona (Zona Franca)	Híbrida: FV + red → **opción C**	Depósitos a presión (amortiguador)
Power to Green Hydrogen Mallorca	Híbrida: FV + red → **opción C**	Depósitos a presión (amortiguador)

Tabla 4.3: Arquitectura de algunas plantas reales de hidrógeno para autobuses en España [24]

4.3 Arquitectura seleccionada

A partir del análisis anterior se selecciona la **arquitectura híbrida**: se selecciona una arquitectura híbrida basada en generación fotovoltaica propia como aporte renovable prioritario, complementada con conexión a red para garantizar la continuidad de suministro.

Hay que precisar qué se entiende por energía renovable tomada de la red. La red eléctrica es física y común a todos los consumidores: por ella circula una mezcla de energía de distintas fuentes que no puede separarse. Por tanto, el carácter renovable de la electricidad importada no se garantiza físicamente, sino por vía contractual, mediante dos instrumentos complementarios.

- El primero es un **PPA** (*Power Purchase Agreement*), un contrato de compraventa de energía a largo plazo firmado directamente con un productor renovable, que aporta estabilidad de precio y respalda la construcción de nueva capacidad renovable.
- El segundo son las **Garantías de Origen (GdO)**, certificados electrónicos emitidos en España por la CNMC que acreditan que una cantidad de electricidad (1 MWh cada uno) procede de fuentes renovables [67]. De este modo, cuando la planta toma energía de la red en las horas sin sol o en invierno, el PPA con sus Garantías de Origen asegura que esa electricidad se corresponde con generación renovable, y el hidrógeno mantiene su condición de verde.

Este enfoque es, además, el que exige la normativa europea: el Reglamento Delegado (UE) 2023/1184 solo considera el hidrógeno como renovable si la electricidad de red empleada está respaldada por contratos de compra de energía renovable que cumplen criterios de adicionalidad y de correlación temporal y geográfica [68].

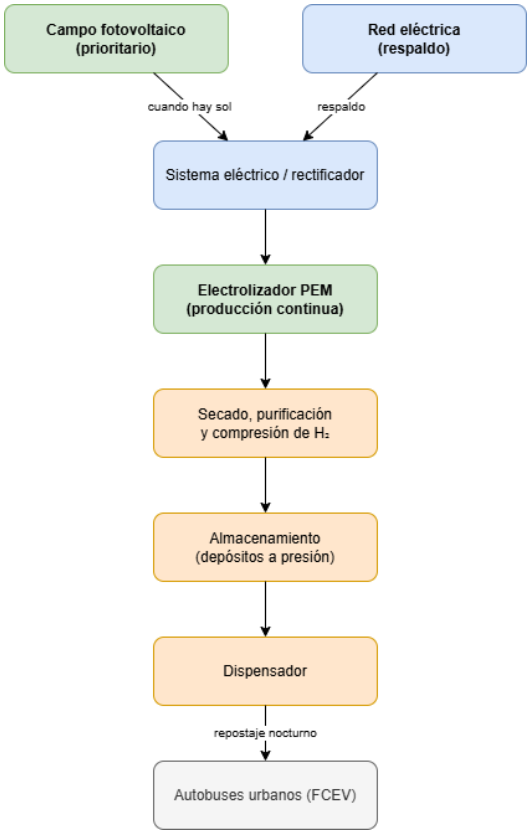


Figura 4.3 Arquitectura seleccionada de la planta (híbrida: fotovoltaica + red de respaldo)

La lógica de funcionamiento es la siguiente: el electrolizador aprovecha la energía solar siempre que está disponible y recurre a la red cuando el sol no basta. De este modo se combinan las dos prioridades del proyecto: **maximizar el uso de energía renovable propia** y al mismo tiempo, **garantizar un suministro continuo**, imprescindible al tratarse de transporte público. Esta es, además, la solución que han adoptado las plantas reales de referencia: la hidrogenera de Entrevías combina precisamente fotovoltaica propia y red, al igual que la planta de TMB en Barcelona.

Esta arquitectura encaja con la tecnología PEM ya que, al depender en buena parte de la energía solar, el electrolizador no recibe una alimentación constante, sino que debe seguir una generación que varía a lo largo del día. Esto es justamente lo que hace idóneo al electrolizador PEM, por su amplio rango de carga y su rápida respuesta: puede subir y bajar su producción acompañando al sol, mientras la red garantiza que la planta nunca se detenga. La flexibilidad del PEM y la fiabilidad de la red se complementan.

El almacenamiento amortiguador o “buffer” cumple un papel clave en este esquema. La producción de hidrógeno se reparte a lo largo del día, pero los autobuses repostan de forma concentrada por la noche, al regresar a la cochera. El depósito a presión actúa como "colchón" que desacopla ambos ritmos: acumula el hidrógeno producido durante el día y lo entrega rápidamente en la ventana nocturna de repostaje. [20]

Las decisiones de diseño que definen la arquitectura se resumen en la Tabla 4.4. Cada uno de estos subsistemas se dimensiona en detalle en los capítulos siguientes: la fuente fotovoltaica, el electrolizador, el sistema de compresión y almacenamiento, y la estación de repostaje.

Aspecto	**Decisión adoptada**
Fuente de energía	Híbrida: fotovoltaica propia (prioritaria) + red de respaldo
Tecnología de electrólisis	PEM (justificada en el Capítulo 2)
Modo de operación	Producción continua, modulada con la disponibilidad solar
Acondicionamiento del H_2	Secado y purificación + compresión
Almacenamiento	Depósitos a presión (amortiguador), para desacoplar producción y repostaje
Repostaje	Dispensación nocturna en la cochera

Tabla 4.4. Resumen de la arquitectura seleccionada [20]

4.4 Esquema provisional de la planta

Para cerrar el capítulo, se ha generado un plano de la planta mediante AutoCAD de la arquitectura seleccionada en el terreno. Como se puede observar, la planta está organizada en cuatro zonas el aparcamiento de la flota, la isla de producción de hidrógeno (electrolizador, compresión y almacenamiento amortiguador), la zona de repostaje nocturno y los edificios auxiliares que albergan el sistema eléctrico y de control. El campo fotovoltaico, fuente prioritaria de energía, se sitúa en una parcela anexa, mientras que la conexión a red y la acometida de agua entran por el lateral de la cochera. Se trata todavía de una distribución conceptual y sin escala: las dimensiones de cada zona y de cada equipo se determinan en los capítulos 5 a 10.

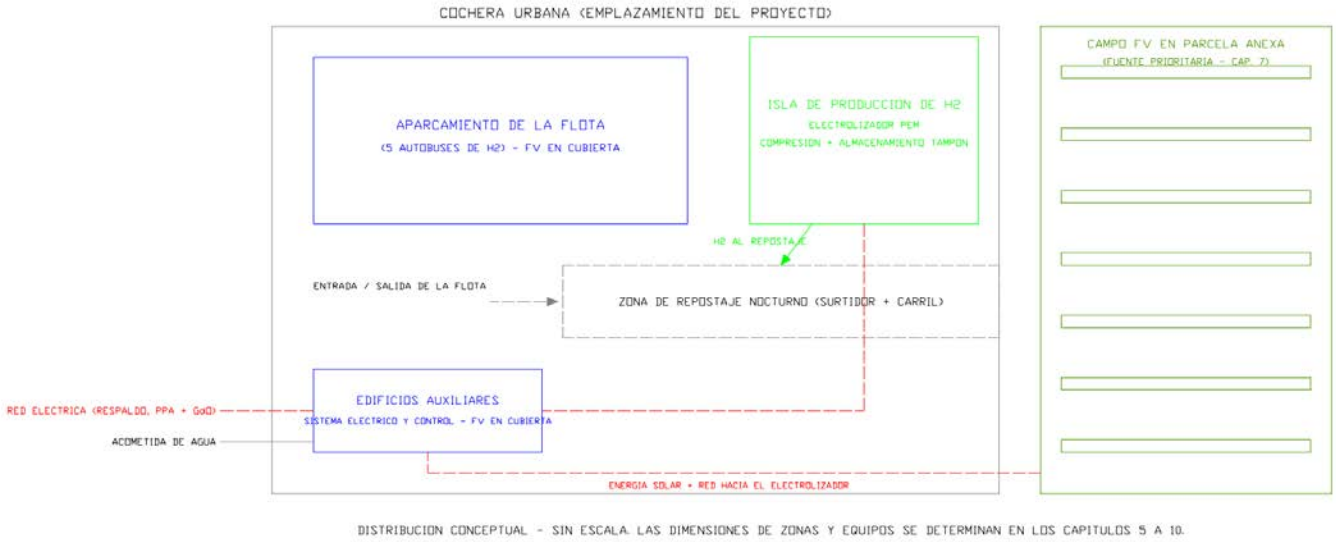


Figura 4.4: Esquema conceptual de la planta en la cochera: distribución de zonas y flujos principales (sin escala).

5. Dimensionamiento del electrolizador PEM

5.1 Objetivo del capítulo

Este capítulo aborda el dimensionamiento del sistema de electrólisis, el núcleo de la planta de producción de hidrógeno. En el capítulo 3 se estableció la demanda diaria de hidrógeno en 100 Kg de H2/día, como escenario base. Además, se escogió la tecnología PEM como método de electrólisis, alimentada con una arquitectura híbrida, compuesta por fotovoltaica y conexión a red. **El objetivo es determinar el equipo concreto que cubre esa demanda con un margen de diseño razonable**.

En primer lugar, se traduce la demanda diaria en una producción horaria necesaria, lo que exige fijar simultáneamente el régimen de operación diario (horas de funcionamiento equivalentes a plena carga). A continuación, se establecen los criterios necesarios y se comparan equipos comerciales reales de capacidad próxima al objetivo. De esa comparación resulta la selección del electrolizador, cuyas especificaciones técnicas se detallan y cuyo punto de operación real se calcula para los tres escenarios de demanda. Por último, se cuantifica el margen de diseño disponible y el efecto de la degradación del equipo a lo largo de su vida útil.

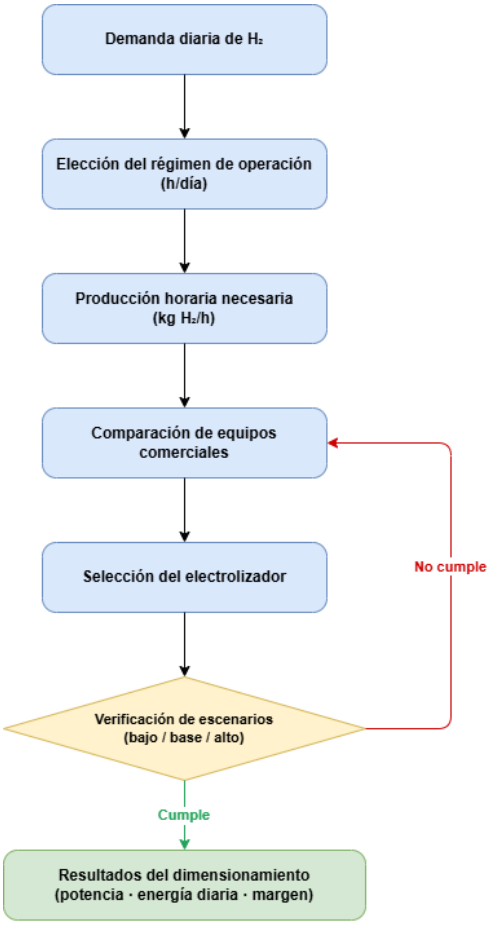


Figura 5.1: Estrategia de dimensionamiento del electrolizador

5.2 Base de diseño

Parámetro	**Valor**
Flota adicional	5 autobuses
Demanda unitaria por autobús	20 kg H_2/día
Demanda diaria, escenario base	100 kg H_2/día
Demanda diaria, escenario bajo	80 kg H_2/día
Demanda diaria, escenario alto	120 kg H_2/día
Tecnología de electrólisis	PEM
Modo de repostaje	Nocturno en cochera

Parámetro	Valor
Arquitectura energética	Fotovoltaica + red

Tabla 5.1: Parámetros de partida del dimensionamiento

5.3 Producción horaria y régimen de operación

El primer paso del dimensionamiento es traducir la demanda diaria en una producción horaria de H2. Cuantas menos horas de funcionamiento se asuman, mayor debe ser la producción horaria necesaria para entregar la misma cantidad diaria. Por ello, el cálculo de la producción horaria y la elección del régimen de operación son dos decisiones acopladas que deben resolverse de forma conjunta.

La producción horaria necesaria se obtiene como cociente entre la demanda diaria y las horas de operación equivalentes a plena carga: **Producción horaria = demanda diaria / horas de operación.**

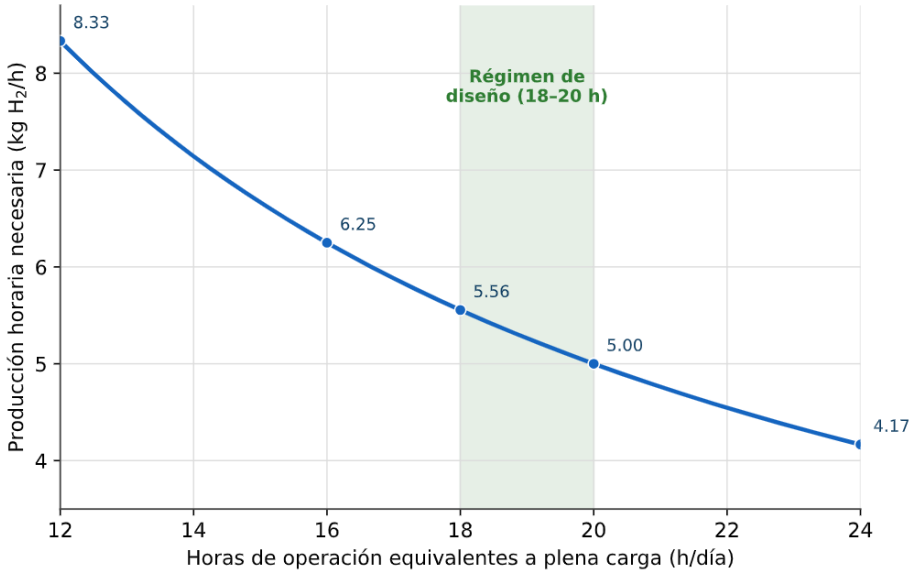


Figura 5.2. Producción horaria necesaria frente a horas de operación diarias (demanda base 100 kg/día)

Se adopta una operación equivalente de 18-20 h/día a plena carga, por tres razones:

- Primera, esta franja **permite priorizar la generación fotovoltaica durante las horas diurnas y completar la producción con energía de red durante la noche**. Si fuese de 24 horas, el sistema sería íntegramente dependiente de la red por la noche

- Segunda, reservar entre 4 y 6 horas diarias respecto al máximo teórico deja **margen para paradas técnicas breves** y operaciones de mantenimiento preventivo, sin comprometer la entrega diaria.
- Tercera, aunque los electrolizadores PEM admiten rangos de operación amplios **la operación crónica al 100 % de forma ininterrumpida acelera la degradación** de la membrana y de los componentes de la celda, por lo que conviene dejar holgura frente al máximo. [23]

Con estas premisas, la producción horaria necesaria para el caso base se sitúa entre 5,00 kg/h (operando 20 h/día) y 5,56 kg/h (operando 18 h/día). El equipo buscado debe, por tanto, ofrecer una producción nominal del orden **de 5-6 kg/h**, suficiente para cubrir la demanda base dentro del régimen de operación elegido y con capacidad de absorber los escenarios de demanda superiores mediante el aumento de las horas de funcionamiento diarias.

5.4 Comparación de equipos comerciales

Establecido el objetivo de diseño (producción nominal del orden de 5-6 kg H_2/h), se realiza una comparación de electrolizadores comerciales reales para seleccionar el equipo más adecuado.

5.4.1 Criterios de preselección

Se consideran equipos que cumplen simultáneamente cuatro condiciones: tecnología PEM; formato contenerizado; datos técnicos disponibles públicamente en ficha de fabricante; y presencia comercial en Europa. Dentro de ese filtro se buscan equipos cuya producción nominal se sitúe en una banda en torno al objetivo, incluyendo modelos por debajo y por encima, de modo que la selección resulte de una comparación efectiva y no de una única opción.

La elección de un formato contenerizado responde a tres motivos:

- En primer lugar, de carácter **económico**: el equipo se suministra montado y verificado de fábrica, lo que elimina la obra civil de un edificio dedicado, reduce los costes de instalación y puesta en marcha y acorta el plazo de entrada en producción.

- En segundo lugar, de **integración**: el contenedor estándar de 12,2m se instala en el espacio disponible de la cochera con conexiones eléctricas, sin interferir en la operación nocturna de repostaje de la flota.
- En tercer lugar, de **flexibilidad**: la solución modular permite ampliar la capacidad añadiendo unidades en caso de crecimiento de la flota, o reubicar el sistema si fuera necesario.

5.4.2 Equipos contenerizados

Modelo	Prod. nominal (kg/h)	Prod. máx. diaria (kg/día)	Consumo específico sistema (kWh/kg) *	Observación
H2B2 EL30N	2,81	67	≤ 64,7	Insuficiente
H2B2 EL60N	**5,61**	**134,6**	**≤ 63,7**	**Seleccionado**
Cummins HyLYZER-200	18	431	≤ 55	Sobredimensionado
Elogen E200	18	431	54,5	Sobredimensionado

Tabla 5.2: Comparación de electrolizadores PEM contenerizados [25], [26], [27], [28]

*kWh de electricidad que cuesta producir un kilo de hidrógeno

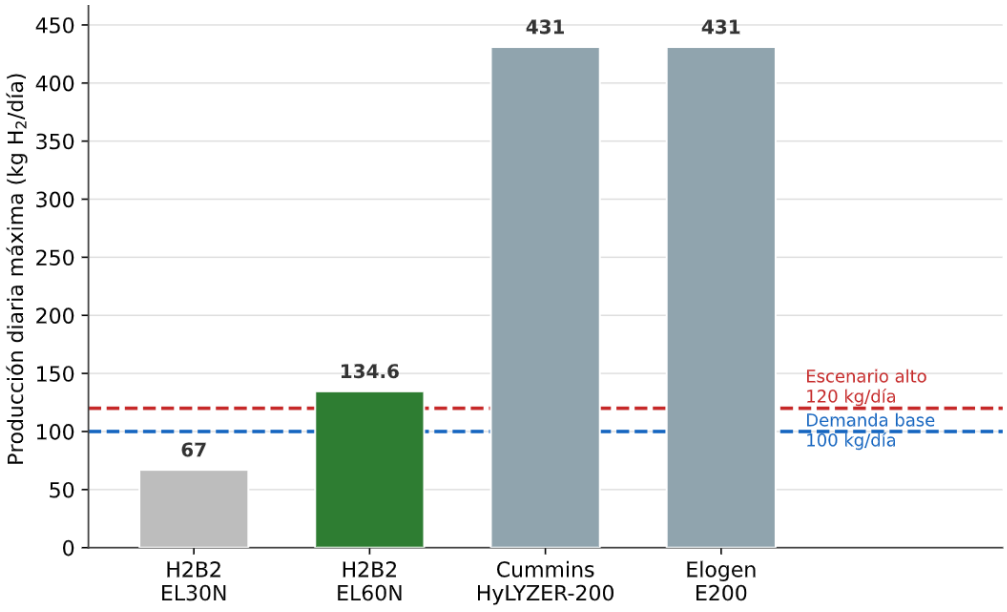


Figura 5.3: Producción diaria máxima de cada equipo, con líneas de referencia

El **H2B2 EL60N** es el equipo seleccionado para el caso base de diseño. Con una producción nominal de 5,61 kg de H_2/h, permite cubrir la demanda de 100 kg H_2/día operando aproximadamente 17,8 h/día, valor coherente con el régimen nominal adoptado de 18-20 h/día.

La producción máxima diaria de 134,6 kg H_2/día corresponde al funcionamiento continuo durante 24 h/día y debe interpretarse como el techo de capacidad del equipo. Este valor resulta útil para comparar equipos comerciales y comprobar la capacidad máxima disponible.

En el escenario alto de demanda, definido en 120 kg H_2/día, el equipo requeriría operar aproximadamente 21,4 h/día. Por tanto, dicho escenario queda cubierto dentro del límite físico del electrolizador, aunque exige extender la operación por encima del régimen nominal. Esta condición se considera admisible al tratarse de un escenario de sensibilidad superior, no del punto de funcionamiento diario de referencia. De este modo, el EL60N cubre adecuadamente el caso base sin sobredimensionar la instalación, manteniendo al mismo tiempo capacidad suficiente para absorber incrementos puntuales de demanda.

5.5 Electrolizador seleccionado

El equipo seleccionado es el **H2B2 EL60N**, un electrolizador PEM contenerizado fabricado en España. La Tabla 5.3 recoge sus especificaciones técnicas, tomadas de la ficha oficial del fabricante.

Parámetro	**Valor**
Tecnología	PEM
Producción nominal	5,61 kg H_2/h
Producción máxima diaria	134,6 kg H_2/día
Potencia total instalada	357 kW
Consumo específico de sistema	≤ 63,7 kWh/kg H_2
Presión de salida	15-40 barg
Rango de modulación	10-100 %

Parámetro	Valor
Pureza final de H_2	Según ISO 14687
Formato	Contenedor 40 ft

Tabla 5.3: Especificaciones técnicas del electrolizador PEM seleccionado [26]

5.6 Punto de operación

Una vez seleccionado el equipo, se determina su punto de operación real para los tres escenarios de demanda. Aunque la banda de 18-20 h/día establecido en el apartado 5.3 define el **régimen nominal de operación** para el caso base, no es un tope físico. La capacidad máxima de 134,6 kg/día (operación a 24 h) no representa la producción habitual, sino el **techo del equipo**, del que se extrae el margen de diseño. La producción diaria real se obtiene ajustando las horas de operación a la demanda de cada escenario.

5.6.1 Horas de operación

Las horas diarias necesarias resultan de dividir la demanda diaria entre la producción nominal del equipo:

$$t_{op} = \frac{\text{demanda diaria}}{\dot{m}_{nominal}} = \frac{100 \text{ kg/día}}{5{,}61 \text{ kg/h}} = 17{,}8 \text{ h/día}$$

En el caso base, el EL60N cubre los 100 kg/día operando 17,8 h, dentro del régimen nominal de 18-20 h y sin necesidad de funcionar a plena carga continua.

5.6.2 Energía diaria

El consumo eléctrico diario se obtiene aplicando el consumo específico de sistema (63,7 kWh/kg) a la demanda:

$$E_{diaria} = \text{demanda diaria} \times \text{consumo específico} = 100 \times 63{,}7 = 6370 \text{ kWh/día}$$

Aplicando las mismas expresiones a cada escenario de demanda se obtiene la Tabla 5.4:

Escenario	Demanda (kg/día)	Horas necesarias (h/día)	Energía diaria (kWh/día)	¿Cumple?
Bajo	80	14,3	5096	Sí
Base	100	17,8	6370	Sí
Alto	120	21,4	7644	Sí

Tabla 5.4: Punto de operación del EL60N en los tres escenarios de demanda

El equipo **cubre los tres escenarios**. En el caso base opera dentro del régimen nominal de diseño (17,8 h, 74,2 % de utilización). El escenario alto (120 kg/día) se cubre extendiendo la operación a 21,4 h/día: por encima del régimen nominal, pero todavía con un margen de 2,6 h hasta el límite físico de 24 h. Esta holgura confirma que el dimensionamiento es adecuado, ya que incluso la condición de demanda más exigente se atiende sin agotar la capacidad del equipo.

5.7 Margen de diseño y degradación

5.7.1 Cálculo de margen

El margen de diseño es la diferencia entre la capacidad máxima del equipo y la demanda que debe cubrir. Respecto al caso base:

$$\text{Margen} = \frac{134{,}6 - 100}{100} \times 100 = 34{,}6\ \%$$

Es decir, el EL60N puede producir un 34,6 % más que la demanda base si opera hasta las 24 h. Respecto al escenario alto (120 kg/día), el margen se reduce al 12,2 %.

Este margen cumple dos funciones. La primera es absorber crecimientos moderados de la flota sin necesidad de sustituir el equipo. La segunda es compensar la degradación progresiva del rendimiento a lo largo de la vida útil, manteniendo la producción entregada.

5.7.2 Degradación

Los electrolizadores PEM experimentan una degradación gradual de las celdas que se traduce en un aumento progresivo del consumo eléctrico específico. Como referencia representativa del sector (no hay datos específicos en el electrolizador seleccionado), los fabricantes cifran este efecto en torno a un 1 % anual de incremento del consumo específico en operación continuada, una magnitud coherente con los ensayos de durabilidad de celdas PEM publicados por DOE. [23]

Aplicando esa tasa al caso base, en un horizonte de 10 años el consumo específico aumentaría aproximadamente un 10 % acumulado. Si el consumo específico aumenta un 10 % tras 10 años, pasa de 63,7 a aproximadamente 70,1 kWh/kg. Con una potencia instalada de 357 kW, la producción horaria efectiva sería: 357 / 70,1 = **5,09 kg H_2/h.**

En ese caso, para producir 100 kg/día serían necesarias: 100 / 5,09 = **19,6 h/día**

Por tanto, incluso con degradación, el caso base seguiría dentro del régimen de 18-20 h/día, aunque el escenario alto pasaría a unas 23,6 h/día y quedaría muy próximo al límite físico de 24 h/día.

5.8 Resultados del dimensionamiento

El dimensionamiento del electrolizador queda resuelto con la selección del H2B2 EL60N. La Tabla 5.5 reúne los resultados principales del capítulo.

Magnitud	**Resultado**
Tecnología	PEM
Equipo de referencia	H2B2 EL60N
Producción nominal	5,61 kg H_2/h
Potencia total instalada	357 kW
Demanda; caso base	100 kg H_2/día
Horas de operación; caso base	17,8 h/día

Magnitud	**Resultado**
Energía diaria; caso base	6,37 MWh/día
Horas necesarias para escenario alto	21,4 h/día
Margen frente al caso base	34,6 %
Consumo específico de sistema	≤ 63,7 kWh/kg H_2
Presión de salida	15-40 barg
Formato	Contenedor 40 ft

Tabla 5.5: Resumen del dimensionamiento del electrolizador

6. Sistemas auxiliares del electrolizador

6.1 Objetivo del Capítulo

El electrolizador no funciona de forma aislada: necesita un **conjunto de sistemas auxiliares que le suministran lo que requiere para operar** (electricidad acondicionada, agua de calidad, refrigeración) y que tratan lo que produce (secado y purificación del hidrógeno, gestión del oxígeno). Ese conjunto de sistemas que rodean al núcleo de electrólisis se denomina balance de planta ("Balance of Plant" o BoP). Su correcto dimensionamiento es tan importante como el del propio electrolizador, ya que condiciona la fiabilidad, la seguridad y el consumo global de la planta.

El H2B2 EL60N es una unidad contenerizada que **integra de fábrica buena parte del BoP**: incorpora la gestión térmica, el sistema de control automático y los sistemas de seguridad, y ofrece como opciones integrables el tratamiento de agua, el secado y purificación del hidrógeno y el procesado de oxígeno. Por tanto, **este capítulo** no diseña desde cero un BoP externo, sino que adopta un doble enfoque: **describe la función de cada subsistema**, **indica si viene integrado** en el contenedor o debe garantizarlo la planta, **y dimensiona los consumos** principales que el emplazamiento debe satisfacer.

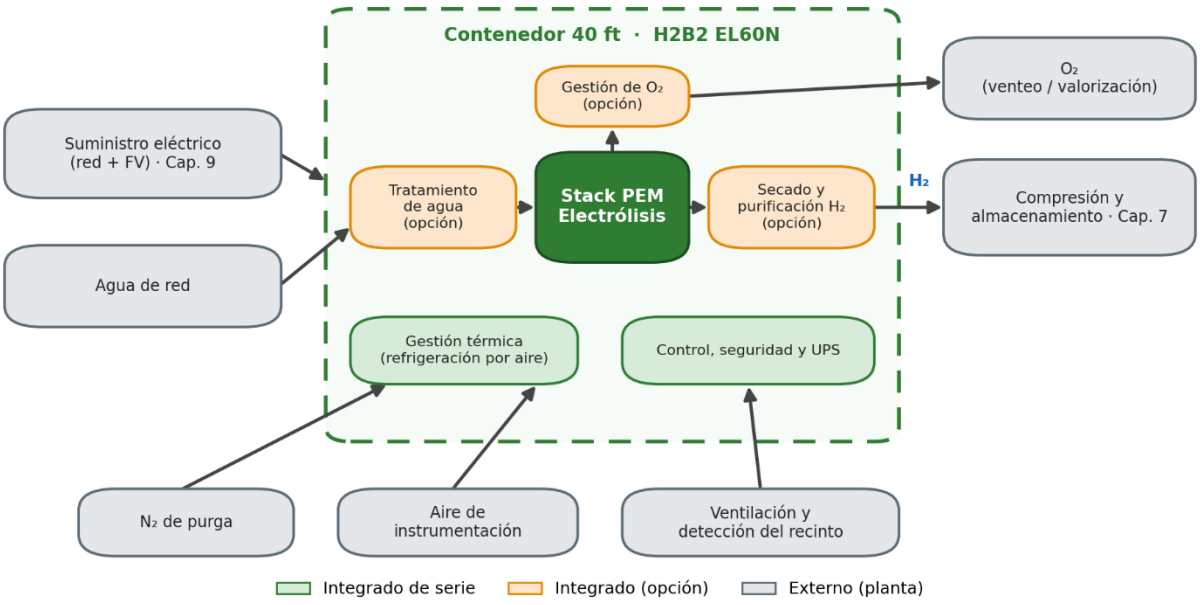


Figura 6.1: Diagrama del Balance of Plant en torno al electrolizador [26]

Subsistema	Función
Gestión térmica / refrigeración	Disipar el calor del proceso
Secado y purificación de H_2	Llevar el H_2 a calidad ISO 14687
Tratamiento de agua	Producir agua desmineralizada
Gestión del oxígeno	Procesar o ventear el O_2
Control y comunicaciones	Operación automática y monitorización
Seguridad interna	Parada de emergencia, alivio de sobrepresión
Interfaz eléctrica	Alimentar el equipo con potencia acondicionada
Suministro de agua de red	Alimentar el tratamiento de agua
Nitrógeno de purga	Inertización en arranques y paradas
Aire de instrumentación	Accionamiento de válvulas
Ventilación y detección del recinto	Seguridad del emplazamiento
Conexión a compresión y almacenamiento	Evacuar el H_2 producido

Tabla 6.1: Subsistemas del BoP y sus funciones

En los apartados siguientes se desarrollan los subsistemas más relevantes: agua, refrigeración, secado y purificación de H_2, interfaz eléctrica, gestión de O_2 y seguridad; y se dimensionan los principales para el caso base de 100 kg H_2/día, sintetizándose finalmente en un balance global de consumos y salidas de la planta.

6.2 Tratamiento y suministro de agua

6.2.1 Pureza del agua

El agua es la materia prima del proceso: la electrólisis la descompone en hidrógeno y oxígeno. Sin embargo, el electrolizador no admite agua de red directamente: sus membranas y catalizadores (típicamente platino en el cátodo e iridio en el ánodo) son muy sensibles a las

impurezas, que aceleran su degradación. Por eso necesita **agua ultrapura**, muchísimo más pura que el agua potable (del orden de mil veces menos sales disueltas). En cifras, la ficha del EL60N exige una conductividad inferior a 0,1 µS/cm y menos de 30 ppb de carbono orgánico, frente a los varios cientos de µS/cm del agua de grifo. Por ello es imprescindible un tratamiento previo (desmineralización por ósmosis) que rebaje el contenido de sales hasta ese nivel. [26]

6.2.2 Decisión de diseño: integrado o externo

El tratamiento de agua figura en la ficha del EL60N como opción integrable en el contenedor. Para esta planta se adopta su integración de modo que el sistema reciba agua de red y produzca internamente el agua desmineralizada que necesita. Esta solución evita depender del suministro externo de agua desmineralizada en cisterna, que sería excesivamente costosa para una operación diaria.

El consumo mínimo de agua viene fijado por la estequiometría de la reacción. A partir de la descomposición del agua:

$$2\,H_2O \rightarrow 2\,H_2 + O_2$$

➔ la relación másica es de 18 g de agua por cada 2 g de hidrógeno, es decir, **9 kg de agua por kg de H_2** producido. Para la demanda base de 100 kg H_2/día, el agua consumida en la reacción es:

$$\frac{100\ \text{kg H}_2}{\text{día}} \times 9 = 900\ \text{kg/día} = 900\ \text{L/día}$$

El consumo real de agua desmineralizada es algo mayor que el estequiométrico, por las purgas y la humedad arrastrada. La ficha del EL60N lo cifra en menos de 1 L por cada Nm^3 de H_2 (normal metro cúbico: el volumen de gas medido en condiciones estándar de presión y temperatura). Para 100 kg/día (unos 1112 Nm^3), esto se aproxima en unos **1100 L/día** de agua desmineralizada. [26]

El agua de red captada es algo mayor, porque el sistema de purificación desecha una parte del agua junto con las impurezas que retira. Tomando como referencia el dato de la familia H2B2 (1,4

L de agua de red por Nm³), la captación de red se estima en unos **1600 L/día**. La Tabla 6.2 resume el balance de agua.

Concepto	**Valor estimado**	**Base de cálculo**
Agua consumida en la reacción	900 L/día	9 kg H_2O por kg H_2
Consumo de agua desmineralizada	1100 L/día	< 1 L/Nm³ (ficha EL60N)
Captación de agua de red (con ósmosis)	1600 L/día	≈ 1,4 L/Nm³ (familia H2B2, estimación)

Tabla 6.2: Balance de agua para el caso base (100 kg H_2/día)

En términos anuales, la captación de red se sitúa en torno a 580 m³/año, un consumo modesto y perfectamente asumible por la acometida de agua de una cochera urbana. Para dar idea de la magnitud, equivale al consumo doméstico anual de unas 12 personas.

6.3 Refrigeración y gestión térmica

La electrólisis no convierte en hidrógeno toda la energía eléctrica que recibe: una parte se disipa en forma de calor. **Ese calor debe evacuarse para mantener la temperatura** de trabajo de las celdas (en torno a 50-80 °C en PEM); si no se retira, el equipo se sobrecalienta y se degrada. El sistema de refrigeración es, por tanto, **imprescindible** para una operación estable.

Este subsistema viene integrado de serie en el contenedor. Además, la ficha del EL60N especifica que la gestión térmica se realiza sin necesidad de agua de refrigeración ("no cooling water needed"), es decir, mediante refrigeración por aire. Esto simplifica notablemente la instalación: la planta no requiere torre de refrigeración ni circuito de agua fría. La única condición que se debe garantizar es una ventilación adecuada del recinto, para que el calor expulsado por el contenedor se evacúe al ambiente sin acumularse.

El calor generado puede estimarse como la diferencia entre la energía eléctrica aportada al sistema y la energía química almacenada en el hidrógeno producido. Tomando como energía química el poder calorífico superior del hidrógeno (la energía química que contiene cada kilo de H_2 producido, PCS = 39,4 kWh/kg) y el consumo específico de sistema del EL60N (63,7 kWh/kg):

$$q = 63{,}7 - 39{,}4 = \mathbf{24{,}3\ kWh\ de\ calor\ por\ kg\ de\ H_2}$$

Para la demanda base de 100 kg H_2/día, el calor total a disipar es del orden de:

$$Q_{día} = 24{,}3 \times 100 = \mathbf{2430\ kWh/día}$$

Repartido en las 17,8 horas de operación del caso base, equivale a una potencia térmica media en torno a **137 kW**, que el sistema de refrigeración por aire del contenedor evacúa al ambiente. Es un valor coherente con un equipo cuya potencia eléctrica instalada es de 357 kW.

Este reparto entre hidrógeno y calor puede verse de forma global en el balance energético del electrolizador (Figura 6.2). Se multiplican los valores de consumo específico por los 100Kg/día de H_2 consumidos al día del caso base:

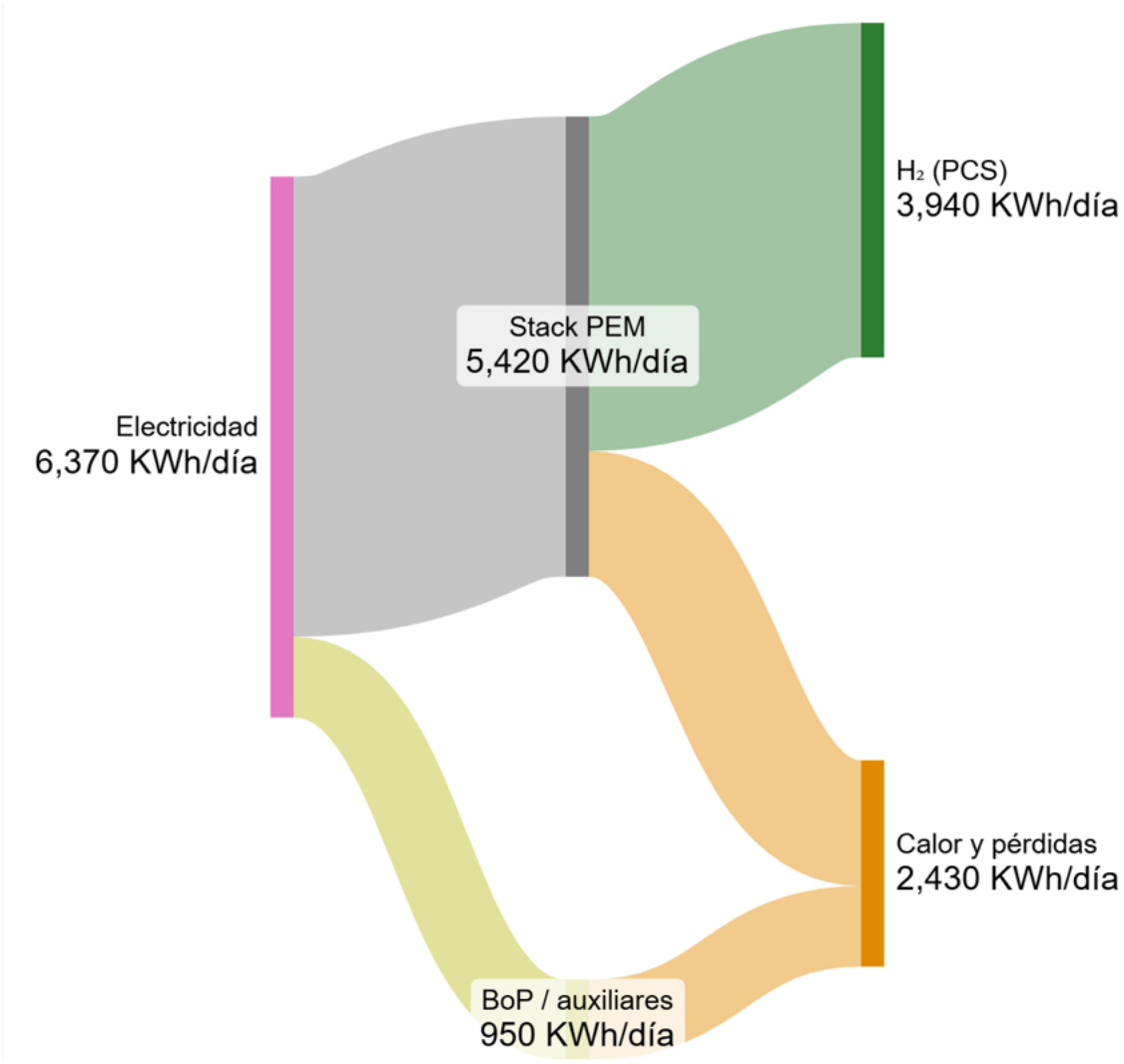


Figura 6.2: Balance energético del electrolizador (caso base, 100 kg H_2/día). (Hecho con Sankeymatic.com)

De la electricidad que entra al sistema (6370 kWh/día), 5420 KWh/día son consumidos por el stack, según el fabricante. Como todo el hidrógeno se produce en el stack, la energía química del gas sale directamente de este. El resto de lo que consume el stack, 1480 kWh/día, son sus pérdidas internas en forma de calor, y los 950 kWh/día del BoP se disipan también como pérdidas.

En conjunto, de la energía eléctrica de entrada un 62 % se convierte en hidrógeno y un 38 % se pierde como calor. [26]

6.4 Secado y purificación del hidrógeno

El hidrógeno sale del stack saturado de agua y con trazas de oxígeno (pureza debe ser > 99,9 %, y O_2 < 25 ppm según la ficha [26]), mientras que la pila de combustible del autobús exige la calidad de la norma ISO 14687: pureza mínima del 99,97 % con límites muy estrictos de agua, oxígeno y otros contaminantes [29]. El acondicionamiento se realiza en dos pasos dentro del propio contenedor: un desoxidador catalítico que junta el O_2 residual con hidrógeno formando agua, y un secador que elimina la humedad. Este sistema figura como opción integrable en el EL60N, pero en esta aplicación será obligatorio: sin él, el hidrógeno no sería apto para la pila. Se adopta por tanto la purificación integrada, de modo que el contenedor entrega directamente hidrógeno con la calidad requerida.

6.5 Interfaz eléctrica del electrolizador

El EL60N se alimenta en corriente alterna y dispone internamente de la electrónica de potencia que la convierte en la corriente continua que necesitan las celdas, por lo que de cara a la planta se comporta como una carga eléctrica que hay que alimentar con las condiciones que fija su ficha.

Las condiciones eléctricas que el suministro debe satisfacer son:

- **Potencia total instalada:** 357 kW.
- **Tensión:** 3 × 400 VAC ± 10 % (trifásica + neutro), 50 Hz.
- **Rango de modulación:** 10-100 % de la carga nominal, lo que permite seguir la generación fotovoltaica variable ajustando la producción a la potencia disponible en cada momento.

La planta, con su arquitectura híbrida fotovoltaica + red, debe garantizar la entrega de esta potencia de forma estable durante las horas de operación.

Aunque la electrónica de potencia forma parte del entorno auxiliar necesario para el funcionamiento del electrolizador, su dimensionamiento detallado se desarrolla en el Capítulo 10 (sistema eléctrico y de control). En el presente capítulo se considera únicamente como interfaz de

suministro del BoP, definiendo las potencias y condiciones eléctricas que debe satisfacer la planta. [26]

6.6 Gestión del oxígeno como subproducto

Por cada molécula de hidrógeno, la electrólisis genera media molécula de oxígeno. En masa, la relación es de **8 kg de O_2 por cada kg de H_2** (la reacción $2\ H_2O \rightarrow 2\ H_2 + O_2$ da 32 g de O_2 por 4 g de H_2). Para la demanda base de 100 kg H_2/día, esto supone:

$$100 \times 8 = 800 \text{ kg } O_2/\text{día}$$

equivalentes a unos 560 Nm^3/día de oxígeno, es decir, la mitad del volumen de hidrógeno producido.

El oxígeno generado es un subproducto limpio y de pureza elevada, pero gestionarlo plantea una decisión de diseño. Existen dos vías:

- La primera es el **venteo seguro** a la atmósfera, que es la opción estándar en plantas de esta escala. El oxígeno no es tóxico ni contaminante, pero una atmósfera enriquecida en O_2 aumenta el riesgo de incendio, por lo que su evacuación debe realizarse de forma controlada: conducido al exterior, con buena dispersión y alejado de fuentes de ignición.
- La segunda es la **valorización**: el oxígeno de electrólisis tiene aplicaciones industriales (tratamiento de aguas, procesos industriales, usos medicinales). Sin embargo, aprovecharlo exige captarlo, purificarlo, comprimirlo y almacenarlo, además de contar con un cliente cercano que lo demande. Estos requisitos añaden coste y complejidad difíciles de justificar para una planta que abastece solo a cinco autobuses.

Para esta planta se opta por el **venteo seguro** del oxígeno, descartando por el momento su valorización por no resultar rentable a esta escala. El sistema de procesado de oxígeno que ofrece el EL60N como opción no se incorpora. No obstante, la valorización del O_2 se señala como posible línea futura si la planta creciera o se identificara un consumidor industrial próximo.

6.7 Sistemas de seguridad e inertización

El hidrógeno es inflamable en un rango muy amplio de concentraciones, por lo que el equipo y el emplazamiento incorporan varias funciones de seguridad. El EL60N integra de fábrica las

críticas: parada de emergencia, alivio de sobrepresión, redundancia en los parámetros críticos de seguridad y alimentación ininterrumpida (UPS) para garantizar una parada segura ante un corte eléctrico [26]. La planta solo debe aportar dos servicios auxiliares: el nitrógeno de inertización, con el que se purga el interior del equipo en cada arranque y parada para evitar la formación de mezclas explosivas (consumo < 0,2 kg por purga a > 1 barg, resuelto con una batería de botellas), y el aire de instrumentación que acciona las válvulas neumáticas (7 Nm^3/h a 10 barg, calidad Clase V según ISO 8573.1, mediante un pequeño compresor dedicado) [26]. Las medidas de seguridad propias del recinto (detección de fugas, ventilación, clasificación ATEX y protección contra incendios) afectan al conjunto de la planta y se desarrollan en el Capítulo 11.

6.8 Resumen de consumos y balance

Reunidos los subsistemas analizados, la Tabla 6.3 sintetiza el balance de recursos de la planta para el caso base de 100 kg H_2/día: lo que el emplazamiento debe suministrar (entradas) y lo que la planta produce o evacúa (salidas).

Entradas	**Valor**	**Origen**
Electricidad	6370 kWh/día (357 kW instalados)	Fotovoltaica + red (Cap. 7)
Agua de red	1600 L/día	Acometida de la cochera
Agua desmineralizada	1100 L/día	Tratamiento de agua integrado
Nitrógeno de purga	< 0,2 kg por purga	Botellas o generador
Aire de instrumentación	7 Nm^3/h a 10 barg	Compresor de aire
Salidas	**Valor**	**Gestión**
Hidrógeno (producto)	100 kg/día, calidad ISO 14687	Compresión y almacenamiento (Cap. 8)
Oxígeno (subproducto)	800 kg/día (≈ 560 Nm^3/día)	Venteo seguro
Calor residual	2.430 kWh/día (≈ 137 kW térmicos)	Refrigeración por aire al ambiente

Tabla 6.3: Balance de recursos del caso base (100 kg H_2/día)

7. Fuente de energía: integración fotovoltaica

7.1 Objetivo del capítulo

En el capítulo 4 se argumentó la elección de una arquitectura híbrida para el diseño de la planta. Es decir, el campo fotovoltaico actúa como fuente prioritaria de energía, y la red eléctrica como complementaria. Con esta configuración, se evita el escenario de depender únicamente de la fotovoltaica, y a la vez se reduce la dependencia de la red.

El objetivo de este capítulo es **dimensionar el campo fotovoltaico propio** y cuantificar qué parte de la demanda eléctrica de la planta es capaz de cubrir a lo largo del año. El consumo eléctrico está dominado por el electrolizador PEM dimensionado en los capítulos anteriores. Como dato de partida se toma la demanda eléctrica de **6370 kWh/día** en el caso base, con una potencia instalada de electrolizador de 357 kW operando en un régimen de 18-20 h/día. Junto al caso base se mantienen los escenarios de demanda de 80, 100 y 120 kg/día, que se emplearán para acotar la sensibilidad del dimensionado.

7.2 Recurso solar en Madrid

Antes de dimensionar el campo fotovoltaico hay que saber cuánta energía del sol llega realmente al emplazamiento. Esa energía se mide como **irradiación solar**: la cantidad de energía que incide sobre una superficie de un metro cuadrado a lo largo de un periodo, y se expresa en kilovatios-hora por metro cuadrado (kWh/m^2).

En la práctica de la ingeniería solar es muy cómodo traducir esa irradiación a **horas solares pico (HSP)**. Una hora solar pico equivale a una hora con el sol "a pleno rendimiento", es decir, con una intensidad de 1000 W/m^2 (la potencia que se usa para etiquetar los paneles). Así, si un día recibe 2 kWh/m^2, decimos que tiene 2 horas solares pico: es como si el sol hubiera brillado a máxima potencia durante 2 horas. La ventaja es directa: las HSP de un día multiplicadas por la potencia pico instalada dan, de forma aproximada, la energía que produciría el campo solar.

Los datos de partida se han obtenido de **PVGIS** (*Photovoltaic Geographical Information System*), la herramienta oficial de la Comisión Europea, que es una de las referencias más utilizadas y contrastadas para estimar el recurso solar en Europa. La propia herramienta calcula la **orientación e inclinación óptimas** de los paneles fijos para maximizar la producción anual: una inclinación de

37° sobre la horizontal y una orientación prácticamente al sur (azimut de -5°). Estos valores son los que se adoptan en el diseño del campo.

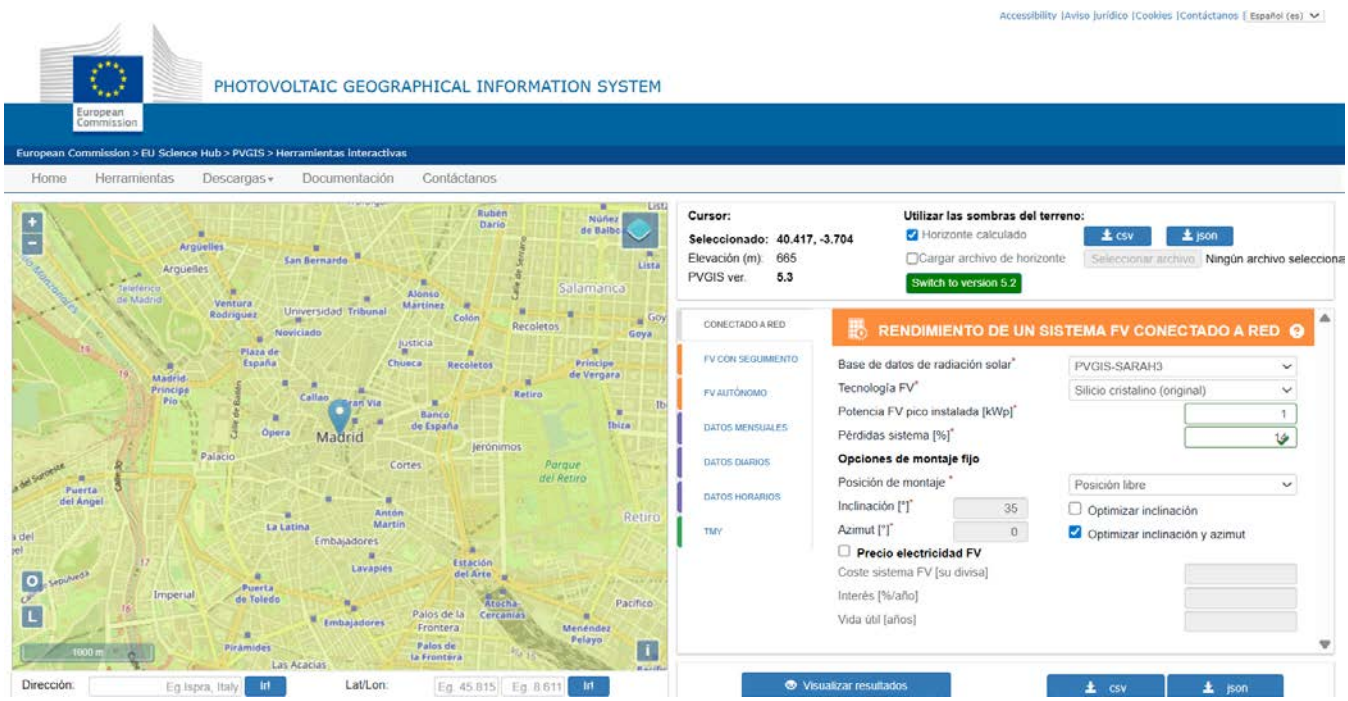


Figura 7.1: Captura de la herramienta PVGIS

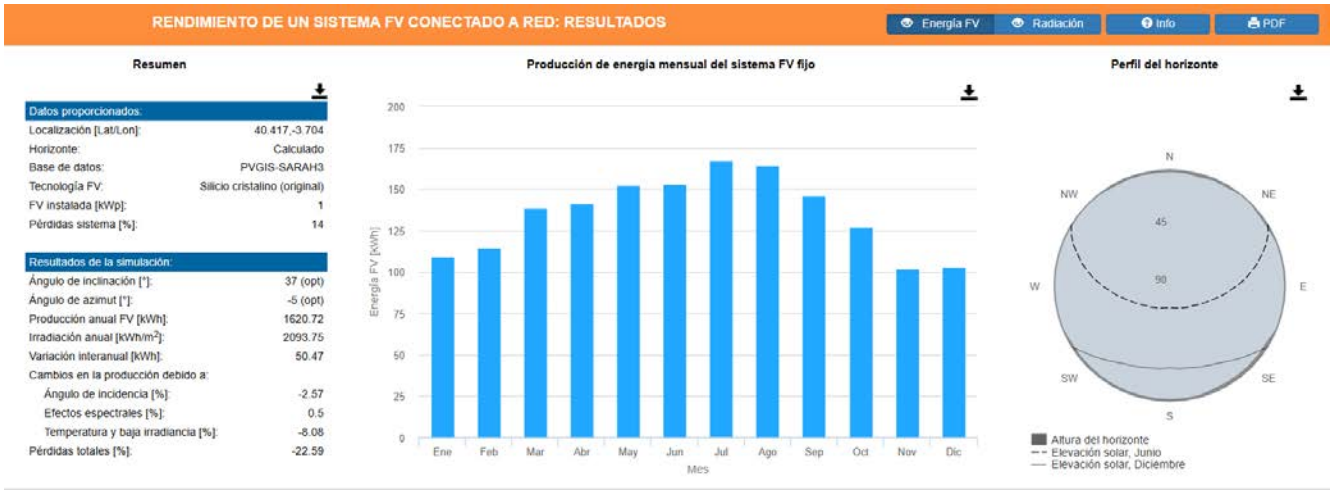


Figura 7.2: Resultados preliminares de la simulación con la herramienta PVGIS

Con esa configuración, Madrid recibe una irradiación anual de **2093,75 kWh/m²** sobre el plano de los paneles, lo que equivale a una media de **5,74 horas solares pico al día**. Es un recurso muy favorable: sitúa a Madrid entre las zonas con mayor potencial solar de Europa.

Ese recurso no se reparte por igual a lo largo del año. En la Figura 7.3 se muestra la irradiación mes a mes. En los meses de verano la radiación alcanza su máximo (julio llega a 7,44 horas solares pico al día), mientras que en invierno cae notablemente, con un mínimo de 3,99 horas en diciembre. Entre el mejor y el peor mes hay, por tanto, una diferencia de prácticamente el doble. Esta fuerte

estacionalidad es la característica más importante del recurso solar de cara al diseño: el campo fotovoltaico generará mucha más energía de la que necesita la planta en los meses centrales del año y bastante menos en invierno, un desajuste que la arquitectura híbrida (con la red como respaldo) está precisamente pensada para cubrir.

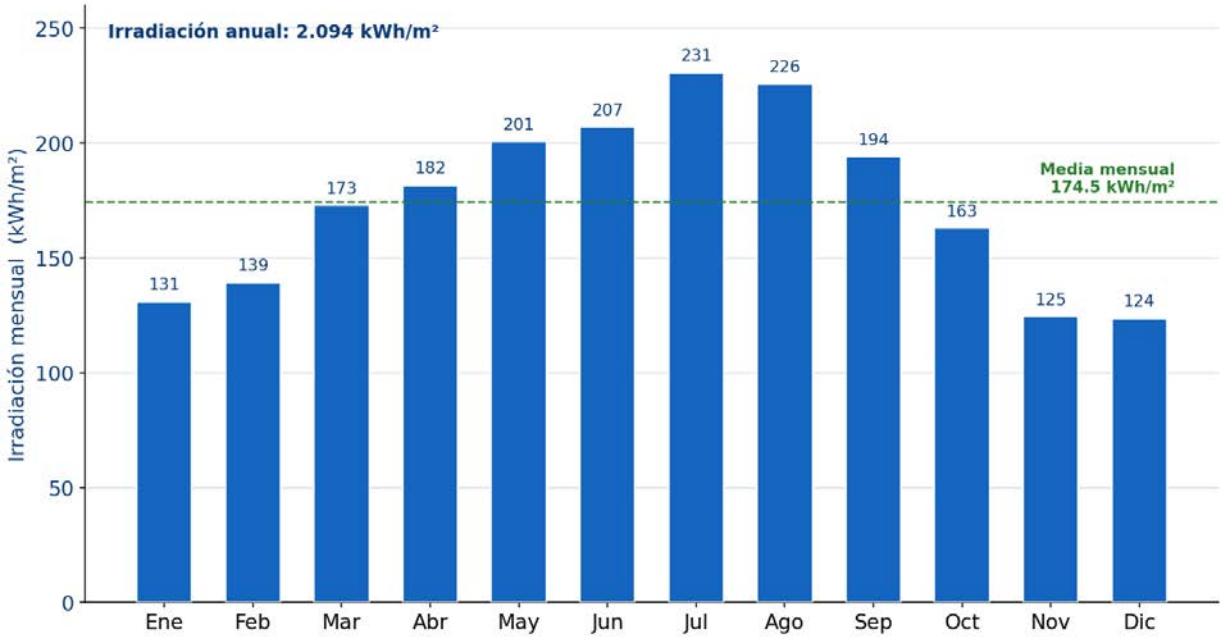


Figura 7.3: Irradiación anual en Madrid [30]

7.3 Criterio de dimensionado

7.3.1 Demanda energética anual

Para calcular cuántos paneles son necesarios, primero debe definirse qué fracción de la demanda eléctrica se pretende cubrir mediante generación fotovoltaica propia. La demanda eléctrica que hay que alimentar es la del electrolizador y sus sistemas auxiliares, **6370 kWh al día** en el caso base. Como la planta produce hidrógeno prácticamente todos los días del año, esto supone una demanda anual de aproximadamente:

6370 kWh/día * 365 días = **2 325 000 kWh/año** (2325 MWh/año)

(en los escenarios de 80 y 120 kg/día definidos en el Capítulo 3, la demanda anual se mueve entre unos 1.860 y 2.790 MWh/año).

7.3.2 Potencia pico

En el Capítulo 4 se eligió una **arquitectura híbrida**, no es necesario dimensionar el campo para lograr autonomía total: basta con que la red cubra los huecos que el sol no llega a tapar. El objetivo es entonces **dimensionar el campo fotovoltaico para cubrir, en términos de energía anual, la mayor parte posible de la demanda del electrolizador**, tomando como referencia el equilibrio entre la energía solar generada al año y la energía consumida al año, y respetando siempre la **superficie realmente disponible** en la cochera. La parte de demanda que el sol no cubre (sobre todo en invierno y en las horas nocturnas) la aportará la red.

Para pasar de la energía que se quiere generar a la **potencia de paneles que hay que instalar** se emplea la relación básica del diseño fotovoltaico:

$$\text{Potencia pico (kWp)} = \frac{\text{Energía diaria (kWh/día)}}{\text{HSP (h/día)} \times \text{PR}}$$

donde las HSP (horas solares pico) son las del apartado 7.2 y **PR** es el *performance ratio* o rendimiento global del sistema.

7.3.3 Rendimiento global

Los paneles nunca entregan toda la energía que reciben del sol: una parte se pierde por el calentamiento de las células, por el cableado, por el rendimiento del inversor… El PR es un número entre 0 y 1 que resume todas esas pérdidas: indica qué fracción de la energía solar disponible acaba convertida en electricidad útil. En instalaciones modernas conectadas a red toma valores típicos de **0,75 a 0,85.** [31], [32]

En este trabajo no se adopta un valor de tabla, sino el que la propia simulación de PVGIS calcula para nuestro emplazamiento y configuración. PVGIS aplica unas pérdidas combinadas del **22,6 %**, con el siguiente desglose siguiente:

Concepto de pérdida	**Valor**
Ángulo de incidencia (reflexión en el vidrio)	−2,57 %
Efectos espectrales	+0,50 %
Temperatura y baja irradiancia	−8,08 %

Concepto de pérdida	Valor
Pérdidas del sistema (cableado, inversor, suciedad…)	−14,00 %
Pérdidas combinadas	**−22,59 %**

Tabla 7.1: desglose de pérdidas según la simulación

Esto equivale a un rendimiento global de **PR = 0,774**.

7.4 Cálculo de potencia pico FV necesaria

Se parte de la relación básica del diseño fotovoltaico:

$$\text{Potencia pico (kWp)} = \frac{\text{Energía diaria (kWh/día)}}{\text{HSP (h/día)} \times \text{PR}}$$

Los dos parámetros del denominador, ambos proceden directamente del análisis ya realizado con PVGIS:

- **HSP = 5,74 h/día.** Son las horas solares pico medias de Madrid sobre el plano óptimo, obtenidas en el apartado 7.2
- **PR = 0,774.** Es el rendimiento global del sistema calculado por PVGIS para nuestro emplazamiento

La productividad específica es el producto de ambos da la energía que produce cada kWp instalado: HSP * PR = 5,74 * 0,77 = 4,44 kWh/kWp.día, es decir, unos **1620 kWh/kWp.año**

- Aplicando la fórmula al caso base (6370 kWh/día): Potencia pico = **1,43 MWp = Potencia necesaria de paneles para el equilibrio anual.**

Distintos niveles de cobertura**:** como el criterio del 7.3 no exige cubrir el 100 % con sol (la red actúa de respaldo) y la superficie disponible puede ser un límite, la Tabla 7.2 recoge la potencia necesaria para varios objetivos de cobertura energética anual. Sirve para elegir, en el apartado siguiente, el tamaño que mejor encaja con el espacio real de la cochera.

Cobertura energética anual	Energía solar anual (MWh)	Potencia pico necesaria (kWp)
50 %	1162	717

Cobertura energética anual	Energía solar anual (MWh)	Potencia pico necesaria (kWp)
70 %	1628	1004
100 % (equilibrio anual)	2325	1435

Tabla 7.2: Potencia pico fotovoltaica según el objetivo de cobertura de la demanda anual

El recurso solar varía mucho con la estación, así que la potencia necesaria depende enormemente del mes que se tome como referencia. La Tabla 7.3 lo ilustra calculando la potencia que haría falta para cubrir la demanda diaria base (6370 kWh) solo con sol en distintos escenarios:

Mes de referencia	HSP (h/día)	Potencia pico necesaria (kWp)
Julio (mejor mes)	7,44	1106
Media anual	**5,74**	**1434**
Diciembre (peor mes)	3,99	2063

Tabla 7.3: Sensibilidad de la potencia pico al mes de referencia

Dimensionar para que el sol cubriera por sí solo la demanda incluso en diciembre exigiría más de **2 MWp**: un sobrecoste enorme que, además, generaría un fuerte excedente inútil en verano. Esto confirma la lógica de la arquitectura híbrida: se dimensiona en torno al **equilibrio energético anual** (1,43 MWp) y se deja que la red cubra el déficit invernal y nocturno, en lugar de sobredimensionar el campo solar.

En los escenarios de demanda de 80 y 120 kg/día, la potencia de referencia para el equilibrio anual escalaría proporcionalmente a unos **1,15 MWp** y **1,72 MWp**, respectivamente.

7.5 Selección del módulo y configuración del campo

7.5.1 Criterios del módulo

Un panel solar se describe con muchas cifras, pero para este proyecto solo cuatro son realmente decisivas:

- La **eficiencia**, que indica cuánta potencia genera el panel por cada metro cuadrado. Importa porque, como se verá, el espacio disponible es el principal límite de la instalación: a más eficiencia, más potencia en el mismo sitio.
- El **coeficiente de temperatura**, que mide cuánta potencia pierde el panel al calentarse. Importa porque en Madrid los veranos son muy calurosos y los paneles trabajan calientes justo en los meses de mayor sol; cuanto menor sea esta pérdida, mejor.
- La **degradación y la garantía**, que indican cuánta potencia conserva el panel al cabo de los años. Importan porque la planta debe alimentar un proceso industrial durante décadas, por lo que interesa que envejezca lo más despacio posible.
- La **fiabilidad** del fabricante, es decir, que sea una empresa solvente, con producto bien documentado y suministro garantizado en España. Importa para reducir el riesgo de aprovisionamiento y de servicio postventa a lo largo de la vida del proyecto.

7.5.2 Dos tipos de módulos

En el mercado conviven dos grandes familias: los **PERC** (silicio tipo p), el estándar de la última década, y los **TOPCon** (silicio tipo n), la generación más reciente. Para ver la diferencia con claridad se comparan dos módulos del mismo fabricante (Trina Solar), uno de cada familia, de modo que lo único que cambia es la tecnología (Tabla 7.4).

Parámetro	**PERC, Vertex DE19**	**TOPCon, Vertex N**
Potencia nominal	560 Wp	620 Wp
Eficiencia	21,4 %	23,0 %
Potencia por m²	214 W/m²	230 W/m²
Pérdida por calor (coef. temperatura)	−0,34 %/°C	−0,29 %/°C
Degradación anual	0,55 %/año	0,40 %/año
Potencia garantizada a 25 años	84,8 %	89,4 %

Tabla 7.4: Comparación entre las dos tecnologías, con dos módulos equivalentes del mismo fabricante.

La comparación muestra que la tecnología TOPCon tiene mejores prestaciones en los parámetros considerados. Genera más potencia por metro cuadrado (un 7–8 % más), pierde menos potencia con el calor, se degrada más despacio y conserva más potencia tras 25 años. Por tanto, se elige la tecnología **TOPCon**.

7.5.3 Comparación de fabricantes

Una vez decidida la tecnología, se comparan los módulos TOPCon equivalentes (~600 Wp) de cuatro de los mayores fabricantes mundiales, todos ellos con amplia documentación y presencia en España (Tabla 7.5).

Fabricante y modelo	**Potencia**	**Eficiencia**	**Coef. temperatura**	**Degradación anual**	**Garantía de potencia**
Trina Solar; Vertex N	620 Wp	23,0 %	−0,29 %/°C	0,40 %	25 años / 89,4 %
Jinko Solar; Tiger Neo	590 Wp	22,8 %	−0,29 %/°C	0,40 %	30 años / 87,4 %
LONGi; Hi-MO 7	600 Wp	23,2 %	−0,29 %/°C	0,40 %	25 años / 88,9 %
JA Solar; DeepBlue 4.0	605 Wp	22,9 %	−0,29 %/°C	0,40 %	30 años / 87,4 %

Tabla 7.5: Comparación de módulos TOPCon de cuatro fabricantes. [33], [34], [35], [36], [37]

Se concluye a partir de esta tabla es que **los cuatro módulos son prácticamente iguales**: misma eficiencia (en torno al 23 %), idéntico comportamiento con la temperatura (−0,29 %/°C) y la misma degradación (0,40 % al año). Esto significa que la elección concreta de fabricante apenas influye en el dimensionado de la planta. Se adopta como referencia el **Trina Solar Vertex N de 620 Wp**, por tener una potencia ligeramente superior y por tratarse de un fabricante consolidado de primer nivel con amplia implantación en el mercado español.

7.5.4 Superficie disponible

Como la planta da servicio a pocos autobuses (5), todavía no hay un proyecto cerrado del que sacar la superficie, así que se estimará a partir de instalaciones reales de la EMT de Madrid. En su nuevo centro de La Elipa, 318 autobuses caben bajo unos 32000 m² de aparcamiento cubierto; es decir, unos 100 m² de cubierta por autobús. Para los 5 autobuses, eso supone alrededor de 500 m²

de marquesina sobre la zona de aparcamiento. Si a eso se le suman los tejados de los edificios de la planta (la nave del electrolizador, la zona de compresión y los servicios auxiliares), que aportarían otros 400-500 m², se llega a una **superficie útil para paneles de unos 1000 m²**, que es la que se tomará como punto de partida. [38], [39]

No se puede llenar de paneles toda esa superficie: hay que dejar pasillos para el mantenimiento, un margen en los bordes y huecos entre las filas de paneles para que no se hagan sombra unos a otros. Contando con que solo se aprovecha el 60 % del espacio, quedan unos 600 m² realmente cubiertos de paneles. El resultado se muestra en la Tabla 7.6.

Concepto	**Valor**
Superficie útil disponible	1000 m²
Factor de ocupación	60 %
Superficie efectiva de módulos	600 m²
Número de paneles (620 Wp; 2,70 m²)	222
Potencia pico instalable	138 kWp
Producción anual	224 MWh/año

Tabla 7.6: Configuración del campo fotovoltaico sobre la cubierta de la cochera.

7.5.5 Configuración final

La potencia que físicamente cabe en la cochera (138 kWp) se queda muy por debajo de la que haría falta para cubrir toda la energía del año, calculada en el apartado 7.4 (1435 kWp). De hecho, una instalación puesta solo en la cubierta cubriría apenas:

$$\text{Cobertura solar (solo cubierta)} = \frac{E_{\text{FV,cubierta}}}{E_{\text{demanda}}} = \frac{224\ \text{MWh/año}}{2325\ \text{MWh/año}} \approx 10\ \%$$

Este 10 % coincide con lo que ocurre en la realidad: la propia EMT indica que la fotovoltaica en la cubierta de su centro de Carabanchel aporta en torno al 10 % de la energía que consume. El motivo es porque el electrolizador gasta muchísima electricidad (357 kW y 6370 kWh al día) y la cubierta de una cochera pequeña no da para tanto. [39]

➔ Para que la fotovoltaica sea la fuente principal de energía, **la cubierta no basta y hay que añadir un campo de paneles sobre el suelo en una parcela cercana**. Por eso se adopta una solución mixta, dimensionada para cubrir toda la energía del año (1,43 MWp): se aprovecha al máximo la cubierta y el resto de la potencia se coloca en el suelo (Tabla 7.7).

Ubicación	**Potencia pico**	**Nº de paneles**	**Superficie ocupada**
Cubierta de la cochera	138 kWp	222	1000 m²
Campo sobre suelo (parcela anexa)	1297 kWp	2090	1,3 ha
Total	**1435 kWp**	**2310**	

Tabla 7.7. Configuración final del campo fotovoltaico.

Con esta configuración, la producción anual del campo iguala en energía la demanda anual del electrolizador en el caso base: Producción anual = 1435 kWp * 1620 kWh/kWp = 2325 MWh
El reparto real entre energía solar consumida y energía importada de la red se cuantifica en el apartado 7.7, tras analizar la producción mensual del campo (apartado 7.6).

7.6 Producción anual estimada

Una vez fijado el tamaño del campo (1435 kWp), el siguiente paso es estimar cuánta energía produce a lo largo del año y sobre todo, **cómo se reparte mes a mes**, para poder compararla con lo que consume la planta. Este es el punto donde se ve si el sol llega cuando se le necesita o no.

La generación mensual se obtiene multiplicando la potencia instalada por la energía que genera cada kWp en Madrid, mes a mes, según la simulación de PVGIS. Sumando los doce meses, el campo produce alrededor de **2326 MWh al año**, una cifra que, como se buscaba en el dimensionado, coincide prácticamente con los **2325 MWh** que consume el electrolizador en un año.

Que las cifras anuales coincidan no significa que el sol cubra la demanda en todo momento. Al desglosar la producción por meses (Figura 7.4) aparece el resultado más importante de este apartado: existe un **fuerte desajuste estacional**. En los meses centrales del año (de marzo a

septiembre) el campo genera más energía de la que la planta necesita, llegando a un excedente cercano al 20 % en julio. En cambio, en los meses de invierno (de octubre a febrero) ocurre lo contrario: el sol no da abasto y falta energía, con un déficit que en diciembre y noviembre supera el 25 %.

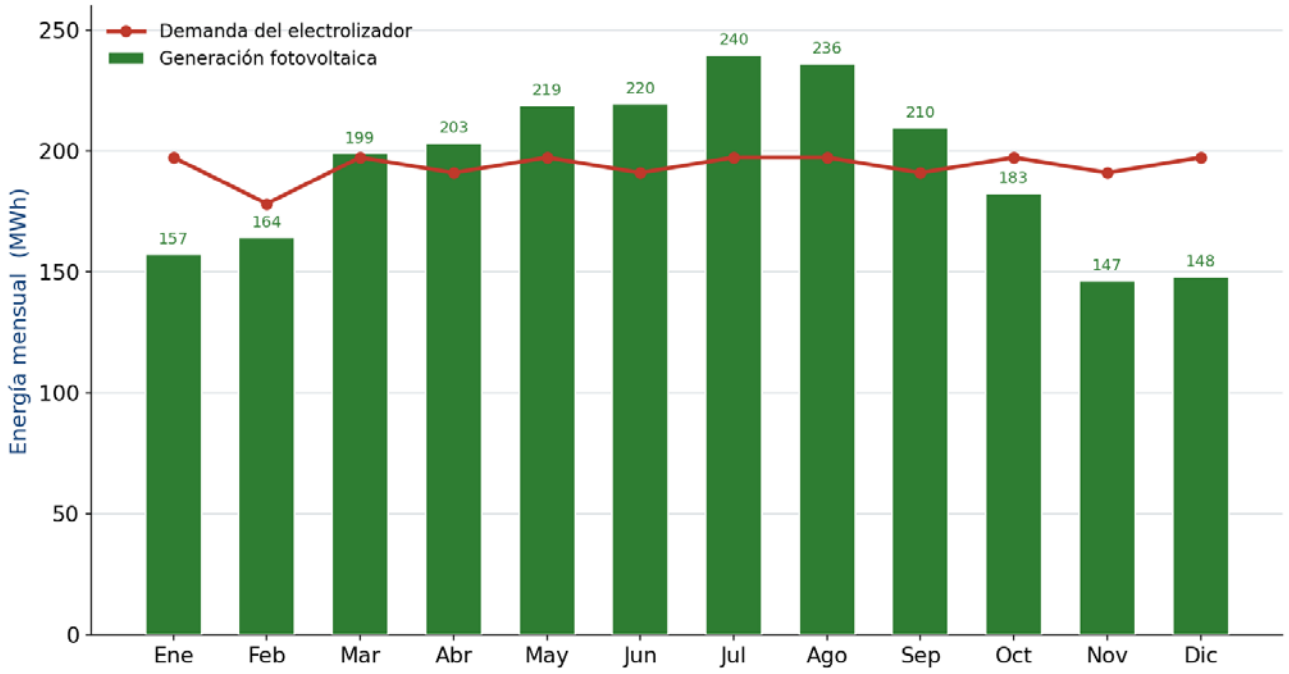


Figura 7.4: Generación fotovoltaica estimada mensual frente a la demanda del electrolizador

El balance anual es cercano a cero: en verano sobra energía solar, mientras que en invierno falta. Como la planta funciona todos los días, ese excedente de los meses soleados no se puede guardar para el invierno de forma sencilla, de modo que el sistema necesita un respaldo: la red eléctrica aportará la energía que falte en los meses de invierno, y el excedente de los meses de verano se verterá a la red o se reducirá la producción solar en esos momentos.

Hay que recalcar, además, que este análisis es **mensual** y por tanto, todavía optimista: dentro de cada día se produce otro desajuste, porque el sol solo brilla unas horas mientras que el electrolizador trabaja también de noche. Ese desajuste diario, más exigente que el estacional, se analiza en el apartado 7.8.

7.7 Reparto FV / Red y fracción renovable

El apartado anterior mostraba que, a lo largo del año, el campo genera tanta energía como consume la planta, pero con sobrantes en verano y carencias en invierno. Toca ahora poner cifras a ese reparto: **cuánta energía aporta el sol, cuánta hay que comprar a la red y cuánta sobra**.

Mes a mes se compara la generación con la demanda y se distinguen tres situaciones (Figura 7.5). Cuando el sol produce menos que la demanda (meses de invierno), toda la energía solar se aprovecha y la red aporta lo que falta; esa energía de red es la parte gris de las barras. Cuando el sol produce más que la demanda (meses de primavera y verano), se cubre toda la demanda con energía solar y lo que sobra se vierte a la red; ese excedente es la parte verde rayada por encima de la línea de demanda.

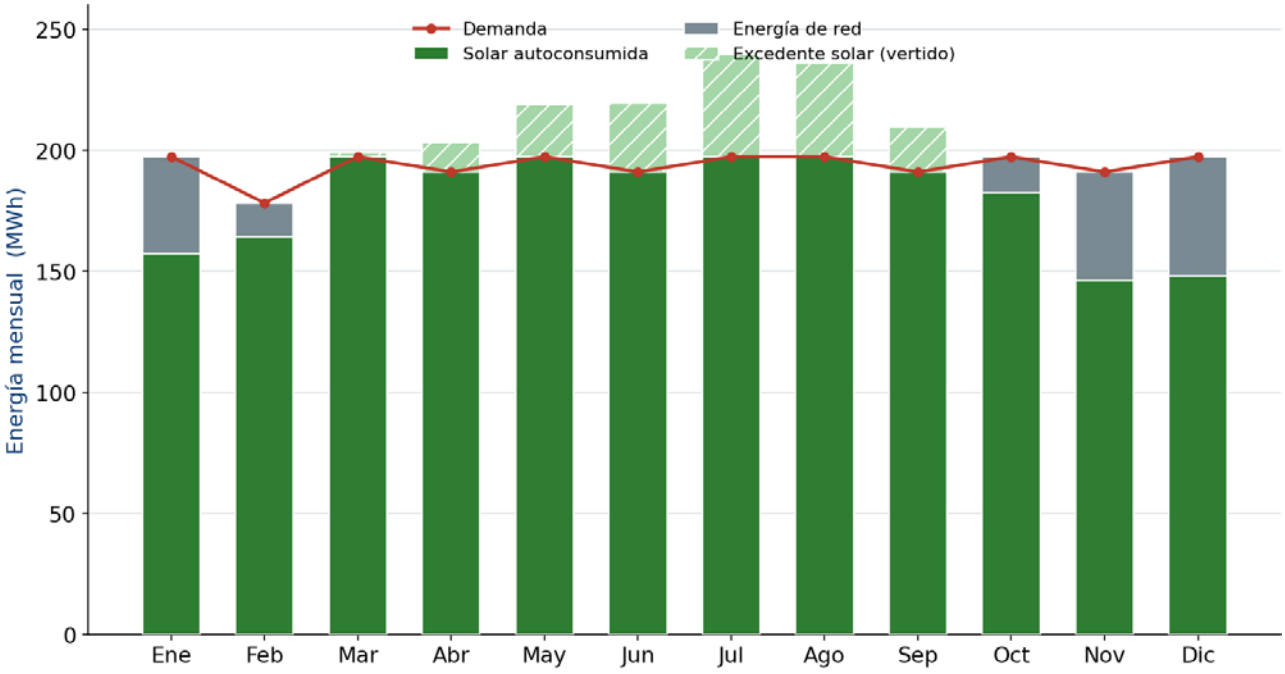


Figura 7.5: Reparto mensual entre energía solar y red para cubrir la demanda

Resultado anual: sumando los doce meses se obtiene el siguiente reparto sobre una demanda anual de 2325 MWh:

- Energía solar aprovechada por la planta: **2162 MWh, el 93 %** de la demanda.
- Energía comprada a la red: **163 MWh, el 7 %**, concentrada casi por completo en los meses de noviembre a febrero.
- Excedente solar vertido a la red: **164 MWh**, generado entre marzo y septiembre.

Es decir, la fotovoltaica cubre, sobre base mensual, en torno al **93 % de la demanda eléctrica** de la planta, y la red solo necesita intervenir de forma significativa durante el invierno. La fracción renovable es, por tanto, muy alta, lo que confirma que el sol cumple su papel de fuente prioritaria que le asignaba la arquitectura híbrida.

Este 93 % es un valor calculado **mes a mes**. Equivale a admitir que el excedente solar vertido a la red en los meses soleados "compensa" la energía que se compra en los meses de invierno (lo que se conoce como balance neto). En la práctica, la energía sobrante no se guarda físicamente para más tarde, sino que se inyecta a la red en el momento en que se produce. Por eso**, el aprovechamiento real del sol** (contando solo la energía que la planta consume justo cuando los paneles la generan) **es menor que ese 93 %,** ya que dentro de cada día el sol solo brilla unas horas mientras que el electrolizador trabaja también de noche. Este desajuste diario, que es el más exigente de todos, se analiza en el apartado siguiente.

En cualquier caso, el resultado de este apartado es sólido: en términos de energía anual, el campo fotovoltaico es capaz de aportar casi la totalidad de la electricidad que necesita la planta, dejando a la red un papel de respaldo, sobre todo invernal.

7.8 Perfil diario generación vs consumo

Los apartados anteriores comparaban energías mensuales y anuales, pero ocultaban el desajuste más exigente de todos: el que ocurre **dentro de cada día**. El sol solo está disponible unas horas, mientras que el electrolizador trabaja unas 18 horas diarias, incluida la noche. Para analizarlo con precisión se han empleado los **datos horarios de PVGIS** (año 2023), con los que se ha construido el día medio de cada mes. La Figura 7.6 representa el día medio de julio y el de diciembre, comparando hora a hora la potencia generada por los paneles con la que consume el electrolizador (línea roja, 357 kW durante su jornada de trabajo).

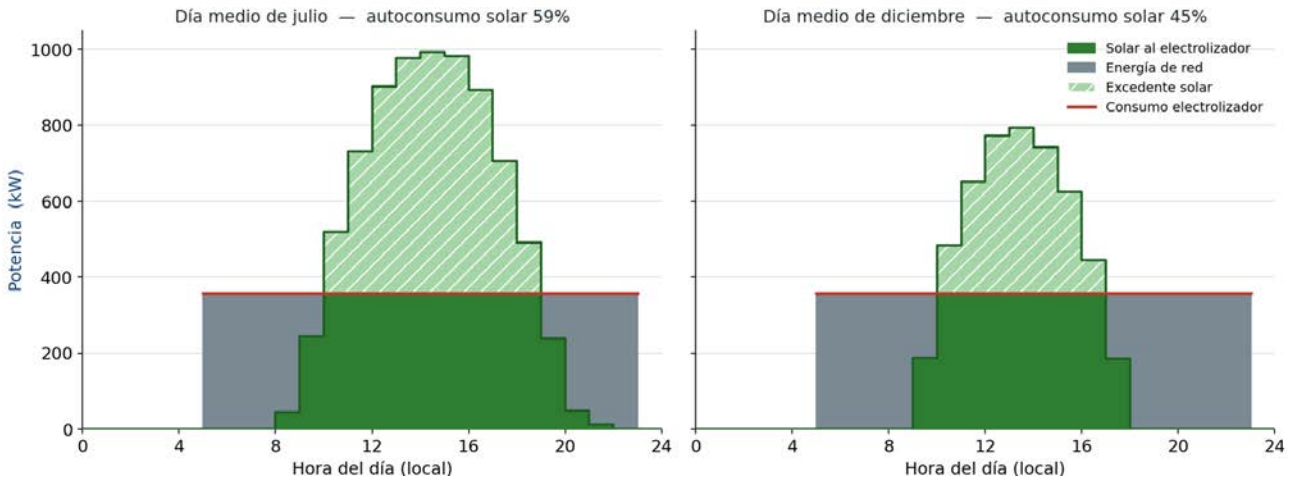


Figura 7.6: Perfil diario medio (datos horarios PVGIS 2023): generación solar frente al consumo del electrolizador

Durante la noche y las primeras y últimas horas del día, los paneles no producen y todo el consumo lo aporta la red (zona gris). En las horas centrales, en cambio, la generación supera con holgura la potencia que pide el electrolizador (el pico llega a unos 994 kW en julio y 794 kW en diciembre, frente a los 357 kW de consumo), de modo que una parte se aprovecha directamente (zona verde) y el resto se vierte a la red como excedente (zona verde rayada). Así, **dentro de un mismo día conviven la compra de energía a la red por la noche y el vertido de excedentes al mediodía**, simplemente porque ocurren en momentos distintos.

- **¿Cuánto cubre realmente el sol?** Contando solo la energía solar que el electrolizador consume justo cuando se genera (sin los excedentes vertidos), el aprovechamiento real es bastante menor que el 93 % mensual del apartado 7.7:
- En el día medio de **verano**, la fotovoltaica cubre de forma directa el **59 %** del consumo diario. El resto lo aporta la red, sobre todo de noche, mientras que al mediodía sobra una gran cantidad de energía: de los 7787 kWh generados, casi la mitad (unos 3986 kWh) se vierte a la red.
- En el día medio de **invierno**, la cobertura directa baja al **45 %**, porque el sol luce menos horas y con menos intensidad, y la red tiene que aportar la mayor parte del consumo.

➔ **¿Qué implica este resultado?** El desajuste diario, y no el estacional, es la verdadera limitación del autoconsumo solar en esta planta. Por mucho que el campo genere al año tanta energía como la que se consume, la noche siempre obliga a recurrir a la red y el mediodía siempre genera excedentes; de hecho, el aprovechamiento directo del sol se

queda en torno a la mitad del consumo. Esto deja dos vías para mejorar: **concentrar el funcionamiento del electrolizador en las horas de luz**, haciéndolo trabajar más cuando hay sol y menos de noche, o **almacenar energía** para usarla más tarde. En esta planta, el hidrógeno producido actúa precisamente como una forma de almacenamiento: permite producir más durante el día y disponer del gas por la noche, una función que se desarrolla en el Capítulo 8. La red, por su parte, mantiene su papel de respaldo, imprescindible en las horas sin sol y en los meses de invierno.

7.9 Análisis de sensibilidad

Los resultados de los apartados anteriores se han calculado para un caso base concreto. Ahora se comprobará cuánto cambian si se modifican los principales factores con incertidumbre, para saber **hasta qué punto son fiables**. Se analizan tres: el año meteorológico, el rendimiento real de la instalación a lo largo del tiempo y el escenario de demanda.

- **Año meteorológico.** No todos los años hay el mismo sol. La propia herramienta PVGIS, al analizar varios años, indica que la producción anual varía en torno a **±3 %** de un año a otro (unos ±70 MWh sobre los 2326 MWh del caso base). Es una variación pequeña: un año muy nublado o muy soleado apenas mueve el resultado global, por lo que el dimensionado es robusto frente a la meteorología.
- **Rendimiento real y envejecimiento.** El cálculo se ha hecho con un *PR* de 0,774. Si en la práctica fuera algo peor o mejor (por ejemplo, por más o menos suciedad o por la calidad del montaje), entre PR = 0,74 y PR = 0,80 la producción cambiaría aproximadamente un **±4 %**. A esto se añade el envejecimiento natural de los paneles: con una degradación del 0,40 % anual, al cabo de 25 años el campo producirá alrededor de un **11 % menos** que el primer año. Este efecto, lento pero acumulativo, conviene tenerlo presente al valorar la energía generada a lo largo de toda la vida de la planta.
- **Escenario de demanda.** El tamaño del campo se ha calculado para el caso base de 100 kg de hidrógeno al día, pero el Capítulo 3 contemplaba también escenarios de 80 y 120 kg/día. Como la demanda eléctrica es proporcional a la producción de hidrógeno, la potencia fotovoltaica necesaria para mantener el equilibrio energético anual escala de forma directa: del orden de **1148 kWp** para 80 kg/día y **1722 kWp** para 120 kg/día, frente a los 1435 kWp del caso base. Si el campo se mantuviera fijo en 1435 kWp, cubriría de sobra la

demanda anual en el escenario bajo y se quedaría en torno al 83 % de cobertura anual en el escenario alto, dejando a la red un papel algo mayor.

Factor	**Variación considerada**	**Efecto sobre el resultado**
Año meteorológico	de un año a otro	producción anual ±3 % (±70 MWh)
Performance Ratio	0,74 - 0,80	producción ±4 %
Envejecimiento de los paneles	0,40 %/año durante 25 años	-11 % en el año 25
Escenario de demanda	80 / 100 / 120 kg H_2/día	potencia para equilibrio anual: 1148 / 1435 / 1722 kWp

Tabla 7.8. Sensibilidad de los resultados a los principales factores.

➔ **Conclusión:** El dimensionado del campo fotovoltaico es **sólido frente a las incertidumbres**: las variaciones de meteorología y de rendimiento mueven el resultado solo unos pocos puntos porcentuales, y los cambios de escenario de demanda se traducen simplemente en escalar la potencia de forma proporcional. El factor con más peso a largo plazo es la degradación de los paneles, un efecto conocido y predecible que se tiene en cuenta en el análisis económico del Capítulo 12.

7.10 Conclusiones del capítulo

En este capítulo se ha dimensionado el campo fotovoltaico que actúa como fuente de energía prioritaria de la planta. Madrid ofrece un recurso solar muy favorable (2094 kWh/m² al año sobre el plano óptimo, 5,74 horas solares pico al día según PVGIS), lo que respalda apostar por la energía solar.

Ese equilibrio anual no implica autonomía total. Sobre base mensual el sol cubre en torno al 93 % de la demanda, pero el aprovechamiento diario real es menor (entre el **45 % en invierno y el 59 % en verano**), porque de noche el electrolizador depende de la red y al mediodía se generan excedentes. La red sigue siendo, por tanto, un respaldo imprescindible.

8. Sistema de compresión y almacenamiento de H2

8.1 Objeto del capítulo

El electrolizador seleccionado en el Capítulo 5 (H2B2 EL60N) entrega el hidrógeno a una presión moderada, en el rango de 15 a 40 bar* [26]. Sin embargo, los autobuses de la flota del Caetano H2 City Gold de referencia) almacenan el hidrógeno a bordo en depósitos a 350 bar y se repostan a esa misma presión en menos de 9 minutos [9]. Existe por tanto un **salto de presión** de aproximadamente un orden de magnitud entre lo que produce la planta y lo que necesita el vehículo, que debe salvarse mediante un sistema de compresión.

Además de elevar la presión, la planta debe resolver un problema de **sincronización temporal**. El hidrógeno se produce de forma continua a lo largo del día, acoplado en buena medida a la generación fotovoltaica, mientras que el repostaje de los autobuses se concentra por la noche, cuando la flota regresa a cochera. Para desacoplar ambos procesos es necesario un sistema de almacenamiento que actúe como pulmón o amortiguador, acumulando la producción diurna para entregarla en el repostaje nocturno. En este proyecto se dimensiona dicho almacenamiento para aproximadamente un día de autonomía (100 kg de H_2).

El objetivo de este capítulo es entonces definir y dimensionar la cadena de compresión y almacenamiento que enlaza la salida del electrolizador con la estación de repostaje. En concreto se aborda:

1) La estrategia de presiones de la planta.
2) El dimensionamiento del almacenamiento, tanto del amortiguador de baja presión como de la cascada de alta presión.
3) El dimensionamiento y la selección del compresor.
4) Las consideraciones de seguridad y materiales propias del manejo de hidrógeno a presión.

El resultado es el conjunto de equipos y parámetros (presiones, capacidad almacenada, potencia y consumo de compresión) que sirven de entrada al diseño del surtidor y al análisis técnico-económico posterior.

**Todas las presiones de este capítulo se expresan en términos manométricos (barg), es decir, sobre la presión atmosférica, salvo que se indique lo contrario.*

8.2 Base de diseño

Antes de dimensionar el sistema, hay que fijar los datos de partida del capítulo. La idea de fondo es la siguiente: la planta produce hidrógeno a presión baja y de forma continua durante el día, y debe entregarlo a presión muy alta y de forma concentrada en el repostaje nocturno; salvar ese doble salto, de presión y de tiempo, es la función de este capítulo.

Parámetro	**Valor**
Presión de entrada (salida del electrolizador) [26]	30 bar (rango 15–40)
Presión de repostaje del autobús [9]	350 bar
Caudal máximo de H_2 a comprimir [26]	5,61 kg/h
Cantidad para almacenar (1 día)	100 kg
Pureza para conservar [29]	99,97 % (ISO 14687)

Tabla 8.1. Bases de diseño del sistema de compresión y almacenamiento

8.3 Estrategia de presiones

La forma más directa de pensar este sistema es como una escalera de presiones que el hidrógeno va subiendo desde que sale del electrolizador hasta que entra en el autobús. El reto, como se vio en la base de diseño, es doble: hay que subir la presión de 30 hasta 350 bar y a la vez, guardar durante el día lo que se produce para entregarlo de golpe por la noche. La estrategia adoptada resuelve ambos problemas separando el almacenamiento en **dos niveles de presión** con un compresor en medio. La cadena completa se representa en la Figura 8.1.

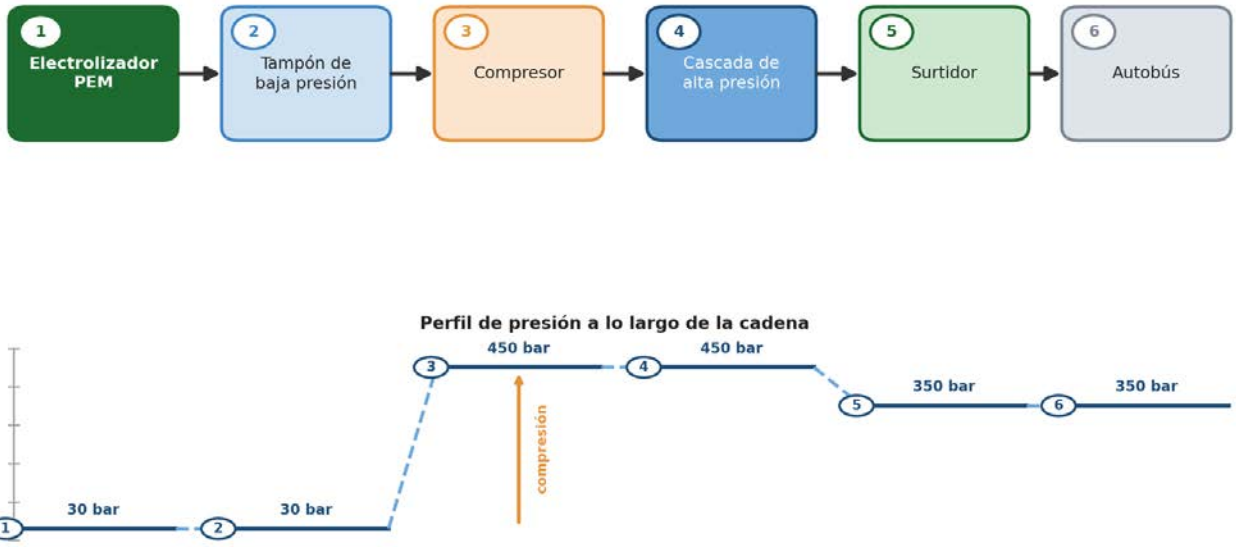


Figura 8.1: Cadena de presiones de la planta y perfil de presión del hidrógeno en cada punto del sistema

- **Primer nivel: almacenamiento amortiguador de baja presión.** El hidrógeno que sale del electrolizador (30 bar) pasa primero por un depósito a esa misma presión que funciona como pulmón. Su función es dar un colchón de gas entre el electrolizador y el compresor, de modo que este trabaje de forma estable y continua sin tener que arrancar y parar al ritmo del electrolizador.
- **El compresor.** Desde ese pulmón, un compresor toma el hidrógeno y lo eleva hasta la presión de almacenamiento de alta. Es el único equipo de la cadena que consume energía de forma apreciable, y su dimensionamiento (caudal y potencia) se aborda en el apartado 8.5.
- **Segundo nivel: almacenamiento de alta presión en cascada.** El hidrógeno comprimido se guarda en un segundo grupo de depósitos a una presión claramente superior a los 350 bar de repostaje, del orden de 450 bar [20][40]. Esto es necesario por un motivo físico: el depósito del autobús se llena por diferencia de presión, así que si el almacenamiento estuviera justo a 350 bar el llenado sería cada vez más lento y nunca terminaría de completarse. Guardar a 450 bar garantiza que el bus alcance sus 350 bar de forma rápida y completa. Este almacenamiento de alta presión es, además, el que guarda la producción acumulada durante el día para entregarla en el repostaje nocturno, desacoplando así ambos procesos; al hacerlo a alta presión, el volumen necesario es reducido.
  Este almacenamiento de alta presión se organiza en varios depósitos a presiones escalonadas, lo que se conoce como repostaje en cascada: el llenado del autobús empieza tomando hidrógeno del banco de menor presión y se va completando con los de mayor

presión [40]. De este modo se aprovecha mejor el hidrógeno almacenado y se reduce el trabajo que tiene que hacer el compresor.



Figura 8.2: Esquema del repostaje en cascada: los tres bancos de alta presión y la secuencia de llenado del autobús.

8.4 Dimensionamiento del almacenamiento

El almacenamiento se reparte en dos niveles: un pequeño amortiguador de baja presión a la salida del electrolizador y un almacenamiento de alta presión que es el que realmente guarda la autonomía de un día. La razón de poner el grueso del hidrógeno a alta presión es puramente de espacio: como se ve en la Tabla 8.2, los mismos 100 kg ocupan unos 40 m³ a 30 bar pero solo unos 3,4 m³ a 450 bar, es decir, doce veces menos. Comprimir no solo sirve para repostar al autobús, sino para que el almacén quepa en la parcela.

8.4.1 Almacenamiento de alta presión

Es el depósito principal. Debe guardar los 100 kg de hidrógeno que consume la flota en un día. A la presión de almacenamiento de 450 bar y 15 °C, la densidad del hidrógeno es de 29,2 kg/m³ [41], de modo que:

$$V_{AP} = \frac{100\ \text{kg}}{29{,}2\ \text{kg/m}^3} = 3{,}4\ \text{m}^3$$

Para dar margen ante un día de demanda alta (escenario de 120 kg/día) o ante hidrógeno no extraíble que siempre queda en los depósitos, se dimensiona el almacenamiento de alta presión

para **120 kg**, lo que eleva el volumen a unos **4,1 m³**. Este volumen se reparte en **tres bancos** a presiones escalonadas para permitir el repostaje en cascada descrito en el apartado 8.3.

8.4.2 Amortiguador de baja presión

Su única función es dar un colchón de gas entre el electrolizador y el compresor, para que este trabaje de forma estable sin ahogar al electrolizador. Basta con que almacene en torno a una hora de producción, unos 6 kg. A 30 bar y 15 °C (densidad 2,48 kg/m³ [41]):

$$V_{BP} = \frac{6\ \text{kg}}{2{,}48\ \text{kg/m}^3} = 2{,}4\ \text{m}^3$$

Nivel	**Presión**	**Masa de H_2**	**Densidad (15 °C)**	**Volumen**
Amortiguador de baja presión	30 bar	6 kg	2,48 kg/m³	2,4 m³
Almacenamiento de alta presión	450 bar	120 kg	29,2 kg/m³	4,1 m³

Tabla 8.2: Dimensionamiento del almacenamiento de hidrógeno

8.5 Dimensionamiento del compresor

El compresor es el único equipo de la cadena que consume una cantidad apreciable de energía, así que se dimensionará por partes. Hacen falta tres datos: cuánto hidrógeno tiene que mover, cuánto tiene que subirle la presión y cuánta potencia necesita para ello.

8.5.1 Caudal y relación de compresión

El compresor trabaja durante el día, comprimiendo el hidrógeno según lo va produciendo el electrolizador. Por lo tanto, se dimensiona para el caudal máximo de este, **5,61 kg/h** [26]. Debe elevar la presión desde los 30 bar de salida del electrolizador hasta los 450 bar del almacenamiento, es decir, una **relación de compresión** de:

$$r = \frac{450}{30} = 15$$

8.5.2 Tipo de compresor

Una relación de 15 es demasiado alta para una sola etapa, por lo que se emplea un compresor multietapa con refrigeración intermedia. Como el hidrógeno se calienta mucho al comprimirlo, cada etapa solo puede subir la presión de forma moderada para no superar la temperatura máxima admisible y proteger el compresor; por eso, alcanzar la presión final exige de 5 o 6 etapas, que es además la configuración habitual en las hidrogeneras [43].

Para hidrógeno de uso en pila de combustible se utiliza un **compresor de diafragma**: comprime el gas mediante una membrana, sin que entre en contacto con aceite ni piezas lubricadas, de modo que no contamina el hidrógeno y conserva la pureza exigida. Es la tecnología estándar en estaciones de repostaje y alcanza sin problema las presiones que necesitamos [43].

8.5.3 Energía y potencia

Para hacerse una idea del consumo, el trabajo mínimo teórico de comprimir un gas (compresión isoterma ideal) es:

$$w_{ideal} = R_{H_2} \cdot T \cdot \ln(r) = 4{,}12\ \frac{\text{kJ}}{\text{kg*K}} \times 288\ \text{K} \times \ln(15) = 0{,}9\ \frac{\text{kWh}}{\text{kg}}$$

Un compresor real consume aproximadamente el doble por sus pérdidas mecánicas y térmicas. La referencia del Departamento de Energía de EE. UU. cifra la compresión hasta 440 bar en **2,2 kWh/kg** [42], valor que se adoptará por ser conservador y estar respaldado por datos reales. Con él, la potencia necesaria es:

$$P = \dot{m} \cdot w = 5{,}61\ \frac{\text{kg}}{\text{h}} \times 2{,}2\ \frac{\text{kWh}}{\text{kg}} = 12{,}3\ \text{kW}$$

Se selecciona, por tanto, un compresor con motor de unos **15 kW**, que deja margen sobre los 12,3 kW calculados.

8.5.4 Peso sobre el consumo de la planta

Comprimir los 100 kg diarios supone unos 220 kWh/día (100 kg × 2,2 kWh/kg). Frente a los 6370 kWh/día que consume el electrolizador para producir ese mismo hidrógeno (63,7 kWh/kg [26]), la compresión capta solo en torno a un **3 % del consumo eléctrico de la planta**. Es decir, llevar el hidrógeno de 30 a 450 bar es energéticamente barato comparado con fabricarlo.

Parámetro	**Valor**
Caudal de diseño	5,61 kg/h
Presión de entrada / salida	30 / 450 bar
Relación de compresión	15
Configuración	Multietapa con refrigeración intermedia
Tipo	Compresor de diafragma (sin aceite)
Energía específica de compresión	2,2 kWh/kg
Potencia estimada	12,3 kW (motor 15 kW)
Energía de compresión diaria	220 kWh/día (3 % de la planta)

Tabla 8.3: Dimensionamiento del compresor

8.6 Selección de equipos comerciales

Con el dimensionamiento ya hecho, en este apartado se eligen equipos reales de catálogo para los tres elementos principales: el compresor, el almacenamiento de alta presión y el amortiguador de baja presión. El criterio general es que el equipo cubra con margen lo calculado, que use tecnología probada en hidrogeneras y que respete la pureza del hidrógeno.

8.6.1 Compresor

La necesidad es modesta: elevar 5,61 kg/h de 30 a 450 bar con una potencia del orden de 15 kW (apartado 8.5). El requisito más exigente no es el tamaño, sino que el compresor sea **de diafragma** (sin aceite) para no contaminar el hidrógeno. Se comparan dos fabricantes de referencia en el sector, ambos con amplia experiencia en estaciones de repostaje (Tabla 8.4).

Fabricante	Presión de descarga máx.	Rango de caudal	Referencias
PDC Machines	hasta 1000 bar	hasta 500 Nm^3/h	+350 unidades en hidrogeneras [44]
Hydro-Pac	hasta 1034 bar	3-1200 kg/día	unidad habitual en estaciones de repostaje [45]

Tabla 8.4: Comparación de fabricantes de compresores de diafragma

Los dos cubren holgadamente nuestro punto de trabajo (30→450 bar, 135 kg/día), que cae en el extremo bajo de sus gamas. Se selecciona un **compresor de diafragma multietapa de la clase de PDC Machines**, por su mayor número de referencias instaladas en hidrogeneras y por adaptarse mediante configuración a caudales pequeños como el nuestro.

8.6.2 Almacenamiento de alta presión

La primera decisión es el tipo de botella. Las botellas de hidrógeno a presión se clasifican en cuatro tipos según sus materiales, desde las totalmente metálicas (tipo 1, de acero) hasta las de material compuesto con una capa interior ("*liner*") de plástico (tipo 4) [47].

- El acero es más barato y sigue siendo habitual en almacenamiento estacionario [47], pero a 450 bar tiene dos puntos débiles: el hidrógeno en contacto con el metal puede fragilizarlo [22] y con el llenado y vaciado diario, el material sufre fatiga que obliga a inspecciones y recualificaciones periódicas.
- El tipo 4 evita ambos problemas de raíz: al ser el liner de plástico, los polímeros no se fragilizan con el hidrógeno [48] y el conjunto de fibra soporta bien el ciclado; además es más ligero.

Al tratarse de una instalación municipal de servicio público (pensada, como el proyecto de Madrid, para funcionar durante años y ampliarse poco a poco con más autobuses), **se prioriza la seguridad y la durabilidad frente al menor coste del acero**. Por eso se eligen botellas de tipo 4. En concreto, las de Hexagon Purus, cuyo modelo de 500 bar está certificado (TPED) para infraestructura de hidrógeno y ofrece 335 L de volumen de agua y unos 177 kg de peso para 10,6 kg de H_2 a su presión nominal [46]. Operada a 450 bar y 15 °C, cada botella almacena unos 9,8 kg de hidrógeno, de modo que para cubrir los 120 kg de diseño se necesitan:

$$N = \frac{120\ \text{kg}}{9{,}8\ \text{kg/botella}} \approx 12\ \text{botellas}$$

que se distribuyen en **3 bancos de 4 botellas**, lo que permite el repostaje en cascada. Su presión nominal de 500 bar deja además un margen cómodo sobre los 450 bar de trabajo.



Figura 8.3: Botellas de almacenamiento de hidrógeno de tipo 4 Fuente: Hexagon Purus [46].

8.6.3 Amortiguador de baja presión

Al trabajar a solo 30 bar y necesitar apenas unos 6 kg (2,4 m³), no requiere botellas especiales de alta presión: basta un **depósito de acero estándar** tipo calderín, de unos 2,5 m³ y certificado (PED) para 40 bar, mucho más barato que una botella de alta presión.

Equipo	**Selección**	**Datos clave**
Compresor	Diafragma multietapa, clase PDC Machines	30→450 bar; 5,61 kg/h; motor 15 kW
Almacenamiento AP	Hexagon Purus Type 4, 500 bar (H2-50-520X2357)	335 L y 9,8 kg/botella a 450 bar; 12 uds. en 3 bancos ≈ 120 kg
Amortiguador BP	Depósito de acero (calderín), PED 40 bar	2,5 m³ ; 6 kg a 30 bar

Tabla 8.5: Equipos seleccionados del sistema de compresión y almacenamiento

8.7 Seguridad y materiales

El hidrógeno contiene particularidades que obligan a cuidar tanto los materiales de los equipos como el diseño frente a fugas e incendios. En este apartado se recogen las consideraciones que afectan directamente al sistema de compresión y almacenamiento.

a) Fragilización por hidrógeno

El hidrógeno es una molécula muy pequeña capaz de penetrar en la estructura de muchos metales y con el tiempo, volverlos frágiles y propensos a fisurarse, un fenómeno conocido como fragilización por hidrógeno. El riesgo es mayor cuanto más alta es la presión, por lo que resulta crítico en el almacenamiento y en las etapas finales del compresor. Para evitarlo se emplean materiales resistentes a este fenómeno: los aceros inoxidables austeníticos, y en particular el **316/316L**, son la elección habitual en tuberías, válvulas y cabezales, ya que su estructura cristalina apenas se ve afectada por el hidrógeno [22]. Esta es también la razón por la que en el apartado 8.6 se optó por botellas de **tipo 4**, cuyo revestimiento interior de plástico impide que el hidrógeno entre en contacto con el metal, y por un **compresor de diafragma**, en el que el gas solo toca la membrana.

b) Riesgo de fuga e inflamación

El hidrógeno arde en una gama de concentraciones muy amplia (entre el 4 y el 75 % en volumen de aire) y necesita muy poca energía para inflamarse, del orden de 0,02 mJ, mucho menos que la gasolina o el gas natural [22]. Su principal riesgo, por tanto, no es explotar dentro de los equipos (que operan sin oxígeno), sino una fuga que se mezcle con el aire. A su favor juega que es 14 veces más ligero que el aire, de modo que al escapar se eleva y se dispersa con rapidez, algo favorable en una instalación al aire libre. El diseño se apoya en esta propiedad: los equipos se disponen en el exterior o en recintos bien ventilados y se dotan de detectores de hidrógeno que cortan el suministro ante cualquier fuga.

c) Protección frente a sobrepresión.

Al trabajar a 450 bar, cada banco de almacenamiento y cada etapa del compresor tiene **válvulas de alivio** y en su caso, discos de ruptura, que evacúan el hidrógeno de forma controlada hacia un punto de venteo elevado y seguro si la presión supera el valor de diseño.

Riesgo	**Medida de diseño**
Fragilización de los metales	Acero inoxidable 316/316L; botellas tipo 4; compresor de diafragma
Fuga e inflamación	Instalación ventilada al aire libre, detección de H_2 y corte automático

Riesgo	Medida de diseño
Sobrepresión	Válvulas de alivio y discos de ruptura con venteo elevado

Tabla 8.6: Riesgos del sistema y medidas de diseño adoptadas

8.8 Resultados

En este capítulo se ha resuelto cómo llevar el hidrógeno desde que sale del electrolizador hasta el depósito del autobús. La solución adoptada combina un pequeño depósito amortiguador a baja presión, un compresor y un almacenamiento a alta presión organizado en varios bancos, que es el que aporta la autonomía de un día completo.

El almacenamiento a alta presión se hace a 450 bar, algo por encima de los 350 bar del autobús para poder llenarlo rápido y del todo. A esa presión los 120 kg de diseño caben en apenas unos 4 m^3, doce veces menos que si se guardaran a baja presión. El compresor necesario es pequeño (unos 15 kW) y sobre todo, barato de operar: comprimir el hidrógeno gasta solo en torno a un 3 % de la energía que cuesta fabricarlo. Todos los equipos elegidos son de catálogo y de tecnología ya probada en estaciones de repostaje reales.

Concepto	Resultado
Presión de almacenamiento	450 bar
Presión de repostaje al autobús	350 bar
Capacidad de almacenamiento (1 día)	120 kg en 4 m^3 (12 botellas, 3 bancos)
Depósito amortiguador de baja presión	6 kg a 30 bar
Compresor	Diafragma, 30→450 bar, 15 kW
Energía de compresión	220 kWh/día (3 % del consumo de la planta)

Tabla 8.7: Resultados principales del sistema de compresión y almacenamiento

9. Estación de repostaje de autobuses

9.1 Objetivo del capítulo y base de diseño

Los capítulos anteriores han seguido al hidrógeno por toda la planta: se produce en el electrolizador, se purifica hasta calidad, y se comprime y almacena. Falta el último paso, el que da sentido a todos los demás: entregarlo al autobús. De eso se ocupa la estación de repostaje, o hidrogenera. Se intentará hacer un diseño general para ilustrar, sin entrar mucho en detalle.

Su función es tomar el hidrógeno guardado a 450 bar y pasarlo al depósito del autobús a 350 bar, de forma rápida, segura y sin perder la pureza que necesita la pila de combustible. El llenado se produce por diferencia de presión.

El dato que manda en el diseño es el tiempo: cuántos autobuses hay que repostar y en cuántas horas.

Tres cifras condicionan todo lo demás:

- **Cuánto hay que repostar:** 20 kg de H_2 por autobús y noche (su consumo diario), 100 kg en total para los cinco.
- **Cuánto se tarda por autobús:** menos de 9 minutos a 350 bar, según el fabricante del Caetano H2 City Gold [9].
- **Cuánto tiempo hay:** se adopta como hipótesis una ventana de unas 6 horas, propia de las flotas urbanas [20]

El resto de las condiciones (presiones, pureza, capacidad a bordo) vienen ya fijadas de los capítulos previos.

Parámetro	**Valor**
H_2 total a repostar por noche	100 kg
Capacidad de H_2 a bordo	35-40 kg
Presión de repostaje (autobús)	350 bar
Presión de almacenamiento (cascada)	450 bar
Tiempo de repostaje por autobús	< 9 min

Parámetro	Valor
Ventana nocturna disponible (hipótesis)	6 h
Pureza del H_2	99,97 %

Tabla 9.1: Bases de diseño de la estación de repostaje.

9.2 Protocolo de repostaje

Repostar hidrógeno exige algunas condiciones. Al llenarlo, el hidrógeno se calienta, y si el llenado es demasiado rápido, la temperatura dentro del depósito sube en exceso. Como los depósitos de los autobuses no deben pasar de unos 85 °C, se sigue un procedimiento controlado que regula la velocidad de llenado. El objetivo es llenar el depósito por completo sin que se caliente demasiado [49].

La **SAE J2601-2**, fija cómo debe hacerse el repostaje de hidrógeno de forma segura[50].

Este llenado se apoya en el almacenamiento en cascada descrito en el apartado 8.3: la estación toma primero el hidrógeno del depósito de menor presión y pasa después a los de mayor presión, a medida que el autobús se va llenando.

Además, en esta planta el repostaje se hace de noche y en cochera, sin las prisas de una gasolinera pública. Al poder llenar con más calma, el depósito se calienta menos, lo que evita tener que enfriar previamente el hidrógeno, como sí ocurre en los coches que repostan a mayor presión.

9.3 Surtidor y componentes

Componente	Función
Manguera y boquilla de repostaje	Conectan el surtidor con la toma del autobús y conducen el hidrógeno hasta su depósito.
Medidor de caudal (tipo Coriolis)	Mide con precisión los kilogramos de hidrógeno entregados en cada repostaje.
Válvulas de corte y regulación	Abren, cierran y ajustan el paso del hidrógeno para controlar el ritmo de llenado.
Sensores de presión y temperatura	Vigilan en todo momento las condiciones del gas durante el llenado.

Componente	Función
Controlador del surtidor	Ejecuta el protocolo de repostaje: decide a qué velocidad llenar y cuándo detenerse.
Desconexión de seguridad (*breakaway*)	Separa la manguera sin fugas si el autobús arranca por error con la manguera conectada.
Parada de emergencia y detección de fugas	Cortan el suministro de inmediato ante cualquier incidencia.

Tabla 9.2: Componentes principales del surtidor de hidrógeno.

9.4 Pre-enfriamiento

Para poder llenar deprisa sin superar la temperatura admisible del depósito, muchas estaciones enfrían el hidrógeno antes de entregarlo, hasta temperaturas de -20, -30 e incluso -40 °C. A este **proceso se le llama pre-enfriamiento** [49].

El pre-enfriamiento, sin embargo, requiere un equipo de frío que **encarece la estación** y consume una cantidad apreciable de energía. Por eso conviene analizar si esta planta realmente lo necesita.

El hidrógeno se calienta al repostar por dos motivos. El principal es que el gas que va entrando se comprime dentro del depósito. A ello se suma el **efecto Joule-Thomson**: mientras casi todos los gases se enfrían al expandirse a través de la válvula, el hidrógeno se comporta al revés y se calienta, porque su temperatura de inversión (unos -71 °C) está muy por debajo del ambiente. Así, a diferencia del gas natural, la expansión del hidrógeno no ayuda a refrescarlo, sino que también contribuye a calentar el depósito. [85]

Este efecto es crítico sobre todo en los turismos, que repostan a 700 bar y en apenas unos minutos: a esa presión y velocidad el gas se calienta tanto que, sin enfriarlo previamente, no sería posible completar el llenado [49]. Los autobuses, en cambio, repostan a 350 bar —la mitad de presión, y con un llenado más lento. En estas condiciones el calentamiento es mucho más moderado y se mantiene por debajo del límite del depósito sin necesidad de enfriar el gas [50].

Por tanto, **esta planta no requiere sistema de pre-enfriamiento**.

A esta ventaja se suma la forma de operar de esta planta: el repostaje se realiza de noche y en cochera, sin la urgencia de una estación de servicio pública, por lo que puede hacerse con calma. Un llenado pausado genera aún menos calor, lo que refuerza la conclusión anterior.

Por tanto, en esta planta se prescinde del sistema de pre-enfriamiento. Esta decisión simplifica la estación de repostaje y elimina un consumo energético que, en las estaciones de turismos a 700 bar, es uno de los más elevados después del de compresión.

9.5 Ventana Nocturna

Queda por comprobar la cuestión que condiciona el diseño de la estación: si los cinco autobuses pueden repostarse dentro de la ventana nocturna disponible y con ello, cuántos surtidores hacen falta.

El punto de partida son dos datos ya conocidos. Por un lado, cada autobús tarda menos de 9 minutos en repostar [9]. Por otro, a ese tiempo hay que añadir el de maniobrar el autobús hasta el surtidor y conectar y desconectar la manguera, que se estima en unos 6 minutos. Así, el ciclo completo por autobús es de unos 15 minutos.

Si se dispone de un único surtidor y los autobuses repostan uno tras otro, el tiempo necesario para atender a los cinco es:

5 autobuses × 15 min = 75 min = 1 h 15 min

Este resultado se compara con la ventana nocturna que se planteó como hipótesis (6 horas), y se concluye que un solo surtidor es más que suficiente. La estación absorbería sin problema una flota bastante mayor, o cualquier retraso o repostaje más lento del esperado, sin necesidad de añadir un segundo surtidor.

9.6 Resultados

Concepto	**Resultado**
Protocolo de repostaje	SAE J2601-2
Pre-enfriamiento	No necesario
Número de surtidores / mangueras	1 surtidor, 1 manguera
Caudal de repostaje por autobús	37 g/s
Tiempo de repostaje por autobús	< 9 min
Tiempo total para los 5 autobuses	75 min

Tabla 9.3: Resultados principales de la estación de repostaje

10. Sistema eléctrico y de control

10.1 Objetivo del capítulo

Hasta ahora se ha diseñado cada equipo por separado. Este capítulo los integra desde el punto de vista eléctrico: define cómo llega la electricidad a toda la planta y cómo se controla su funcionamiento de forma automática y segura.

El punto de partida es, antes de diseñar la instalación eléctrica hay que saber cuánta potencia consume la planta y cuándo. Por eso el capítulo empieza sumando todas las cargas, continúa con el esquema eléctrico y el punto de conexión a red, y termina con el sistema de control que hace funcionar todo el conjunto.

10.2 Balance de cargas eléctricas

El primer paso es hacer una lista de todo lo que consume electricidad en la planta, con su potencia y el momento del día en que funciona.

Consumidor	**Potencia (kW)**	**Origen del dato**
Electrolizador EL60N	357	Ficha [26]
Compresor de H_2	15	Cap. 8
Servicios generales de planta	15	Estimación 4%
Potencia instalada total	**387**	

Tabla 10.1: Balance de cargas eléctricas de la planta. Los consumos auxiliares, muy pequeños frente al electrolizador, se toman como estimaciones típicas de estos equipos.

De esta tabla salen dos conclusiones que simplifican todo el diseño eléctrico.

- ➔ La primera es que **el electrolizador manda con diferencia**: 357 de los 387 kW instalados, más del 90 % del total. Todo lo demás (compresor, tratamiento de agua, ventilación, control) apenas suma unos 30 kW. Dicho de otro modo, dimensionar la instalación eléctrica de la planta es, en la práctica, dimensionarla para el electrolizador.

➔ La segunda es una cuestión de horarios. El compresor y el electrolizador trabajan de día, mientras que el surtidor reposta de noche, cuando la flota vuelve a la cochera. Como no coinciden en el tiempo, **no se suman en el punto de mayor demanda**. El momento crítico es la producción diurna, con el electrolizador, el compresor y los auxiliares en marcha a la vez: unos **387 kW**. Ese valor es el punto de diseño que se usará en los apartados siguientes para el transformador y la conexión a red.

10.3 Esquema eléctrico general

Con las cargas ya conocidas, el siguiente paso es representar cómo se conectan entre sí. Para ello se usa un **esquema unifilar**, la forma habitual de dibujar una instalación eléctrica.

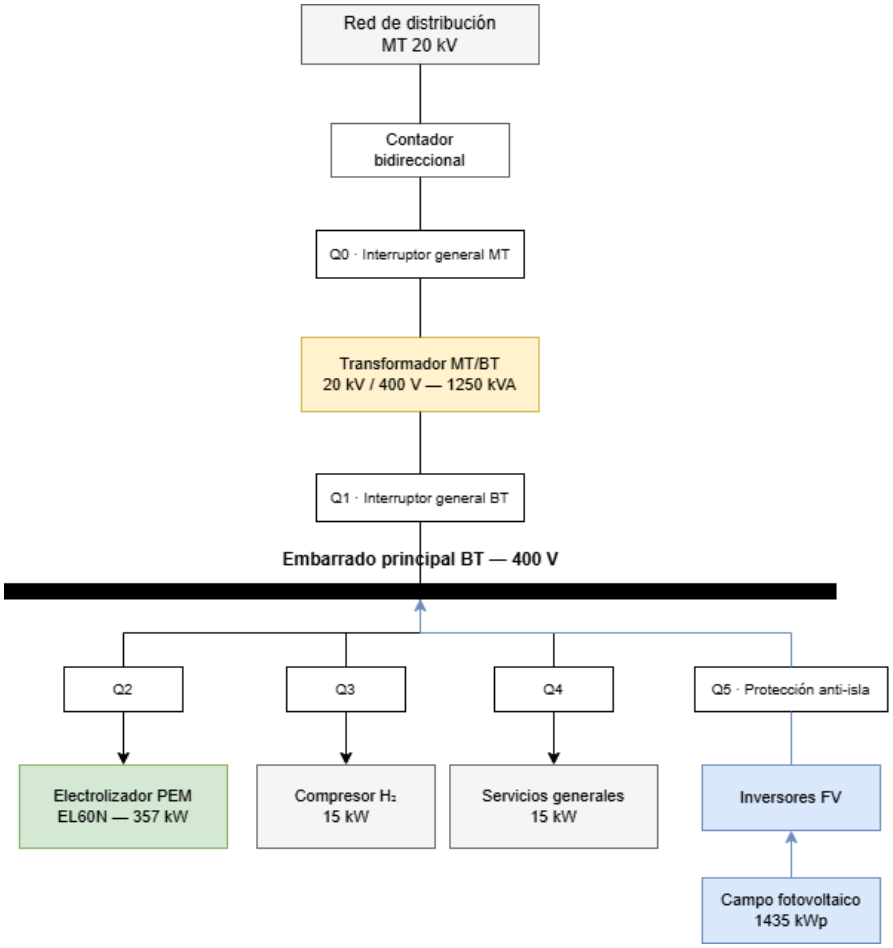


Figura 10.1: Esquema unifilar de la planta, desde la conexión a red hasta las cargas y la integración fotovoltaica.

El esquema se lee de arriba abajo. La electricidad entra por la **red de distribución en media tensión** (20 kV) a través de un **contador bidireccional** (bidireccional porque la planta unas veces toma energía de la red y otras le vierte el excedente solar). Un **transformador MT/BT** baja esa tensión a los **400 V** con los que trabaja la planta, y de él cuelga el **embarrado principal de baja tensión**, que es el punto del que se reparte la energía a todo lo demás.

De ese embarrado salen las líneas hacia cada consumidor, cada una con su interruptor de protección: el **electrolizador** (357 kW), el **compresor de H_2** (15 kW) y los **servicios generales** de la planta. En ese mismo embarrado se conectan también los **inversores del campo fotovoltaico**, que inyectan la energía solar directamente donde se consume. Trabajar todo a 400 V es lo natural en esta planta, porque es la tensión que pide la ficha del propio electrolizador (3x400 VAC). Así, un único embarrado une las tres piezas del sistema: la red que entra, el sol que se aprovecha y las cargas que consumen. [54]

10.4 Conexión a red, transformadores, e inversores FV

El transformador se elige entre las **medidas estándar** de fábrica. Como la planta puede llegar a verter a la red unos 994 kW, se escoge la medida inmediatamente superior, de **1250 kVA**. Así el transformador nunca trabaja al límite y le queda un margen de reserva, algo recomendable porque en la práctica tiene que soportar algo más de lo que marcan esos kilovatios (la llamada energía reactiva).

Los **inversores** se dimensionan para el campo de 1435 kWp, pero se instala algo menos: unos **1200 kW**. Un campo solar casi nunca genera toda su potencia de pico, así que poner tanto inversor como panel sería desaprovecharlo. Esto encaja con el transformador de 1250 kVA, porque la generación real nunca pasa de unos 994 kW, y si en algún momento puntual sobrara, los inversores reducen su salida para no superar ese límite.

Por último, en el punto de conexión se coloca un **contador bidireccional**, que mide por separado la energía que se toma de la red y la que se vierte a ella, como exige el régimen de autoconsumo con excedentes del RD 244/2019 [56]. Los inversores llevan además una **protección anti-isla**, que los desconecta solos si la red se queda sin tensión.

Elemento	Valor	Qué lo determina
Demanda máxima de la planta	385 kW	Producción diurna (10.2)
Pico de generación FV	994 kW	Día de julio (7.8)
Potencia de conexión / evacuación	≈ 1 MW	La fotovoltaica
Transformador MT/BT	1250 kVA ; 20 kV / 400 V	Pico de vertido solar
Inversores fotovoltaicos	≈ 1200 kW	Campo de 1435 kWp

Tabla 10.2: Dimensionado del punto de conexión, el transformador y los inversores.

10.5 Protecciones y puesta a tierra

Las protecciones de la planta se diseñan según el Reglamento electrotécnico para baja tensión REBT [53]. Cada tramo tiene su propio interruptor (los Q0 a Q5 del esquema unifilar), coordinados con selectividad: ante una avería salta solo el más cercano al fallo, de modo que un problema en el compresor no detiene el electrolizador ni los inversores. Sobre esa estructura se añaden los diferenciales (fugas a tierra), las protecciones contra sobretensiones (SPD) y la anti-isla de los inversores ya descrita en el apartado 10.4. La Tabla 10.3 resume la función de cada una.

Toda la planta se conecta a una puesta a tierra común, que cumple una doble función. La habitual: dar a cualquier corriente de falta un camino seguro hacia el terreno, evitando tensiones peligrosas. Y una específica de esta instalación: drenar la electricidad estática, porque en una planta que maneja hidrógeno una chispa por acumulación de carga es un riesgo de ignición. La puesta a tierra es, por tanto, tanto una protección eléctrica como una medida de seguridad frente al gas.

Protección	Función
Q0; Protección de MT	Aísla la planta de la red y protege el transformador ante faltas del lado de media tensión
Q1; Interruptor general BT	Protege el embarrado de 400 V; corta toda la planta ante una falta general
Q2-Q4 · Protecciones de línea	Cada consumidor con su interruptor: una falta afecta solo a su línea
Q5; Inversores + anti-isla	Desconecta la fotovoltaica ante falta o pérdida de red

Protección	Función
Diferenciales	Cortan ante fugas a tierra, protegiendo a las personas
Sobretensiones (SPD)	Protegen la electrónica frente a picos de tensión y rayos
Puesta a tierra	Camino seguro para la corriente de falta y drenaje de la estática

Tabla 10.3: Protecciones eléctricas de la planta y su función.

10.6 Sistema de control y gestión energética

La planta tiene que funcionar **sola**, coordinando equipos que trabajan a ritmos distintos: el electrolizador modula su producción según la generación solar disponible (recurre a la red cuando la solar no basta), el compresor llena los depósitos a lo largo del día y los autobuses repostan por la noche.Poner de acuerdo con todos esos elementos es la tarea del sistema de control, que actúa como el cerebro de la instalación.

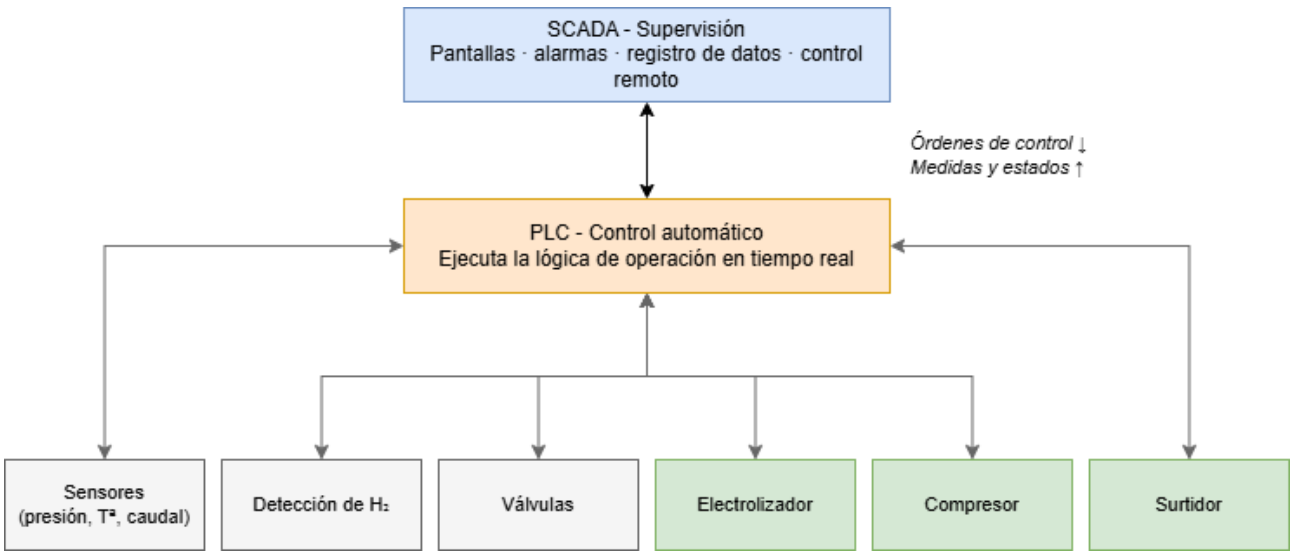


Figura 10.2: Arquitectura del sistema de control en tres niveles (campo, PLC y SCADA).

La parte más interesante es la **lógica de gestión energética**, que es lo que da coherencia a todo el proyecto y conecta los capítulos anteriores. La regla principal es **aprovechar primero el sol y recurrir a la red solo cuando haga falta.** El electrolizador PEM permite hacerlo porque puede modular su producción entre el 10 y el 100 % de su potencia [26]: cuando hay mucho sol, sube su producción para consumir esa energía; cuando el sol flojea, la baja y la red aporta lo que falte, de modo que la producción no se detiene. [55]

Sobre esa regla, el controlador gestiona el ciclo diario mediante tres lazos coordinados:

- **Producción (gestión energética).** El controlador mide en cada instante la potencia fotovoltaica disponible y fija con ella la consigna de carga del electrolizador, limitada entre su mínimo técnico (10 %) y su potencia nominal [26]. Si el sol supera esa consigna, el excedente se vierte a la red; si no basta, la red completa hasta alcanzar el objetivo diario de producción (100 kg/día). La prioridad es maximizar el autoconsumo solar.
- **Compresión y almacenamiento.** El compresor se rige por la presión del depósito amortiguadorde baja (30 bar): arranca cuando el amortiguador acumula gas suficiente para trabajar de forma estable y se detiene al bajar a su nivel mínimo, evitando ahogarlo. Su consigna es mantener el almacenamiento de alta presión (450 bar) llenándose hasta dejar el inventario objetivo de un día de autonomía.
- **Repostaje.** Durante la ventana nocturna, el surtidor ejecuta el protocolo SAE J2601-2 [50], regulando el caudal de llenado con las señales de presión y temperatura y tomando el hidrógeno de la cascada de alta presión, mientras la red cubre los consumos de las horas sin sol.

Por encima de estos lazos, el PLC de seguridad (apartado 10.7) prevalece sobre la lógica de proceso: ante detección de H_2, sobrepresión o parada de emergencia, interrumpe la secuencia y lleva la planta a estado seguro.

10.7 Enclavamientos de seguridad

Un enclavamiento es una regla de seguridad que el sistema de control ejecuta por sí solo, sin esperar al operador, en cuanto detecta una condición peligrosa. Los principales de esta planta son tres. La parada de emergencia (ESD), activable desde pulsadores repartidos por la instalación o automáticamente, corta la alimentación y lleva la planta a estado seguro. El corte por detección de hidrógeno enclava los detectores del recinto con la alimentación: ante una fuga, el sistema aísla eléctricamente el equipo afectado, cierra las válvulas de la zona y refuerza la ventilación. Y la purga de inertización obliga a barrer el equipo con nitrógeno antes de cada arranque y tras cada parada por seguridad. A ellos se suman las seguridades propias del EL60N descritas en el apartado 6.7, con cuyas señales se coordina el PLC de seguridad. Ante cualquiera de estas condiciones, el sistema no se limita a apagar: ejecuta una secuencia de parada ordenada para dejar la planta en situación segura.

10.8 Resultados del capítulo

Este capítulo ha resuelto cómo se alimenta y se gobierna la planta. El punto de partida fue el balance de cargas, del que salió una demanda dominada por el electrolizador. A partir de ahí se definió el esquema eléctrico: red en media tensión, transformador y un embarrado de 400 V del que cuelgan todos los equipos y los inversores fotovoltaicos, y se comprobó el resultado más característico del capítulo: **el punto de conexión no lo marca lo que la planta consume, sino lo que el sol puede llegar a verter** (cerca de 1 MW). Por último, se han definido las protecciones, el sistema de control en tres niveles y los enclavamientos de seguridad.

Magnitud	**Resultado**
Potencia instalada total	387 kW
Potencia de diseño (consumo)	385 kW
Pico de vertido fotovoltaico	994 kW
Punto de conexión / evacuación	1 MW (lo marca la FV)
Transformador MT/BT	1250 kVA ; 20 kV / 400 V
Inversores fotovoltaicos	1200 kW
Tensión de trabajo de la planta	400 V (baja tensión)
Medida en el punto de conexión	Contador bidireccional
Sistema de control	Tres niveles: campo, PLC, SCADA
Seguridad	ESD + enclavamientos por detección de H_2

Tabla 10.5: Resultados principales del sistema eléctrico y de control.

11. Análisis de seguridad y cumplimiento normativo

11.1 Objetivo del capítulo

Este capítulo revisa la planta en cuanto a seguridad y comprueba que cumple la normativa. Trabajar con hidrógeno, un gas que arde con facilidad obliga a prestar especial atención a evitar fugas, chispas y acumulaciones de gas.

La pieza central es la clasificación ATEX (del inglés *ATmospheres EXplosibles*), marco aplicado en Europa y en España. Consiste en señalar las zonas de la planta donde podría formarse una mezcla explosiva de hidrógeno y aire y en esas zonas, exigir equipos especiales que no puedan provocar una chispa. En este capítulo las zonas y las distancias de seguridad no solo se identifican, sino que se dimensionan también: se calcula el caudal de fuga característico de la instalación, se asignan radios concretos a las zonas clasificadas y se acotan las distancias mínimas de seguridad sobre el plano de la planta.

11.2 Por qué el hidrógeno exige un tratamiento especial

Las propiedades que hacen peligroso al hidrógeno ya se presentaron al diseñar el sistema de compresión y almacenamiento (apartado 8.7): arde en un rango de concentraciones muy amplio (del 4 % al 75 % en aire), necesita una energía mínima de ignición muy pequeña y es catorce veces más ligero que el aire, por lo que al fugarse sube y se acumula en los techos de los recintos cerrados [57]. A ello se añade que su llama es casi invisible a la luz del día y no huele, de modo que no se puede confiar en los sentidos: hace falta detección automática [58]. De estas propiedades se derivan las tres reglas que ordenan el capítulo: **evitar la fuga, evitar la chispa y evitar la acumulación.**

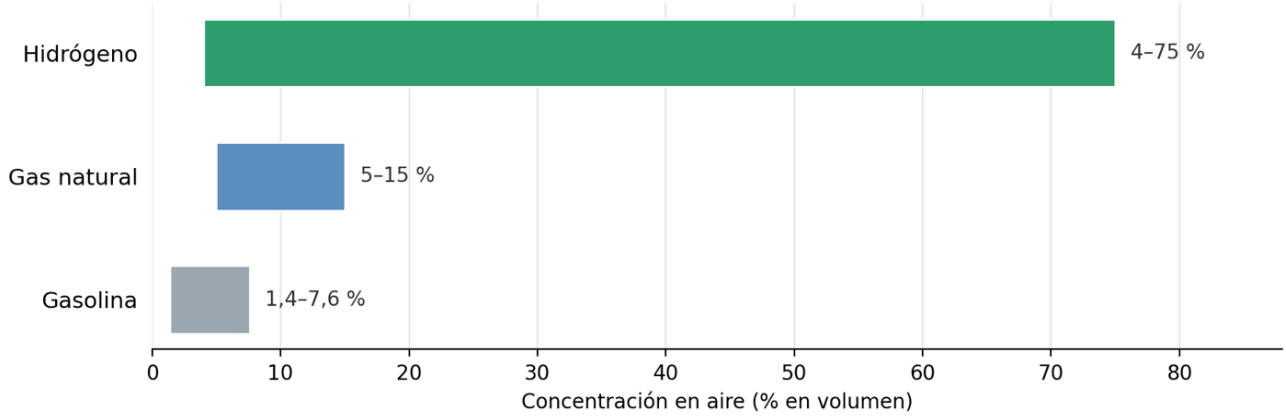


Figura 11.1: Rango de inflamabilidad en aire del hidrógeno frente al gas natural y la gasolina.

11.3 Marco normativo aplicable

Una planta de hidrógeno no la regula una sola ley sino varias a la vez: la eléctrica, la de atmósferas explosivas, la de incendios, la de equipos a presión y las normas propias del hidrógeno. Cada una se ocupa de una parte. La Tabla 11.1 resume las que aplican a este proyecto y qué cubre cada una.

Todo ello se apoya en la Ley de Prevención de Riesgos Laborales (Ley 31/1995) [64], que es el paraguas general de seguridad. De ahí cuelgan las normas legales de obligado cumplimiento (como las de ATEX), normas técnicas (UNE-EN, ISO/IEC) y recomendaciones o guías de buenas prácticas del sector (como las de EIGA); la de atmósferas explosivas (ATEX) es la que más peso tiene en una planta de hidrógeno, y a ella se dedica el apartado 11.5.

Ámbito	**Norma**	**Qué cubre en la planta**
Atmósferas explosivas (ATEX)	RD 681/2003 [59] y RD 144/2016 [60]	Clasificación de zonas y equipos aptos donde puede haber fugas de H_2
Instalación eléctrica	REBT - RD 842/2002 [53]	Protecciones, puesta a tierra y toda la parte eléctrica (Cap. 10)
Seguridad contra incendios	RSCIEI - RD 164/2025 [61]	Prevención y protección contra incendios del recinto industrial
Equipos a presión	RD 709/2015 [62]	Compresor, depósitos de alta presión y tuberías
Estación de repostaje de H_2	ISO 19880-1:2020 [63]	Diseño y operación segura del repostaje
Calidad del hidrógeno	ISO 14687 [29]	Pureza mínima del H_2 para la pila de combustible

Ámbito	Norma	Qué cubre en la planta
Buenas prácticas de producción	EIGA Doc 246 [22]	Guía de seguridad para plantas pequeñas de H_2
Instalaciones de hidrógeno gaseoso	EIGA Doc 15/21 [82]	Distancias mínimas de seguridad de la estación
Venteos de hidrógeno	EIGA Doc 211/24 [83]	Ubicación y criterios de seguridad de los venteos
Clasificación de emplazamientos	UNE-EN IEC 60079-10-1 [84]	Método de cálculo de la extensión de las zonas

Tabla 11.1: Marco normativo aplicable a la planta.

11.4 Identificación de riesgos

Antes de poner medidas hay que saber qué riesgos tiene la planta. Este apartado los identifica de forma cualitativa: para cada uno, su causa y su consecuencia. Casi todos parten de lo mismo, una fuga de hidrógeno, y de ahí se encadenan los demás [64].

#	Riesgo	Causa principal	Consecuencia
R1	Fuga de hidrógeno	Junta, válvula o conexión defectuosa	Origen de los demás riesgos; nube inflamable
R2	Incendio / dardo de fuego	Una fuga que encuentra una chispa o un punto caliente	Quemaduras y daño a los equipos
R3	Explosión (deflagración)	Acumulación de H_2 en un espacio cerrado que se enciende	Daños graves a personas e instalación
R4	Asfixia	Fuga en un recinto cerrado que desplaza el oxígeno	Riesgo para el personal
R5	Riesgo eléctrico	Alta potencia de la planta	Electrocución o chispa que inicia un incendio

#	Riesgo	Causa principal	Consecuencia
R6	Rotura por alta presión	Fallo del compresor o de un depósito (hasta 450 bar)	Proyección de fragmentos y fuga súbita

Tabla 11.2: Principales riesgos de la planta.

Los riesgos se ordenan según su probabilidad y su gravedad en una matriz (Figura 11.2). Sirve para ver de un vistazo cuáles piden más atención: los que se acercan a la esquina roja. En esta planta, los sucesos más graves (explosión, incendio) son poco probables gracias al diseño, mientras que una fuga pequeña es más probable pero de consecuencias limitadas si se detecta a tiempo. El objetivo de los apartados siguientes es empujar todos los riesgos hacia la zona verde [22].

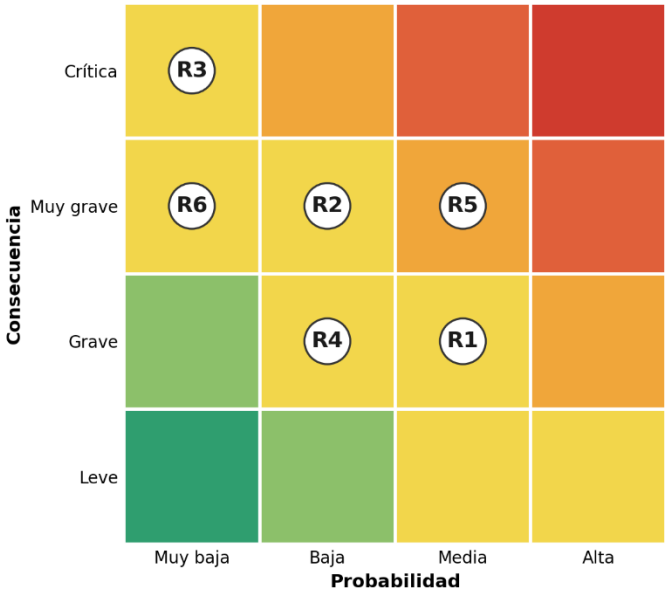


Figura 11.2: Matriz de riesgos de la planta (probabilidad × consecuencia).

11.5 Clasificación de zonas ATEX

11.5.1 Normativa ATEX

La normativa ATEX obliga a marcar las zonas donde puede formarse una atmósfera explosiva y a clasificarlas según con qué frecuencia aparece esa mezcla y cuánto dura. Para gases se usan tres niveles:

- **Zona 0:** la mezcla explosiva está presente casi siempre. Solo ocurre dentro de los equipos y las tuberías, donde no entra el personal.
- **Zona 1:** puede aparecer de vez en cuando en funcionamiento normal. Es el entorno inmediato de los puntos por donde el hidrógeno sale al aire: los venteos y la conexión de repostaje.
- **Zona 2:** solo aparecería por una avería y duraría poco. Es el resto del entorno de los equipos que manejan hidrógeno.

En esta planta la mayoría del equipo está al aire libre y bien ventilado, así que casi todo el emplazamiento queda como Zona 2, con pequeñas Zonas 1 alrededor de los venteos y del surtidor.

Además, el hidrógeno pertenece al grupo de gas más exigente (IIC) y a la clase de temperatura T1. Esto decide qué se puede instalar en las zonas clasificadas: en Zona 1 y Zona 2 solo pueden ir aparatos con marcado ATEX (Ex), diseñados para no provocar una chispa capaz de encender el gas [60], [61]. Es la razón por la que ahí se eligen motores, sensores y luminarias especiales y se prohíben las fuentes de ignición.

Foco	**Zona**	**Motivo**
Interior de depósitos y tuberías de H_2	Zona 0	Hidrógeno presente de forma permanente
Venteos y alivios de presión	Zona 1	Salida ocasional de H_2 en operación normal
Conexión de repostaje (surtidor)	Zona 1	Pequeñas fugas al conectar y desconectar
Entorno de electrolizador, compresor y almacenamiento	Zona 2	Solo habría H_2 ante una fuga anómala
Resto de la planta (fotovoltaica, sala eléctrica, oficinas)	No clasificada	Sin presencia esperable de H_2

Tabla 11.3: Zona ATEX según el foco de emisión.

11.5.2 Dimensionado de las zonas

En este apartado se les asigna un tamaño a las zonas ATEX. El método de la norma UNE-EN IEC 60079 [84] será el apoyo del cálculo

El primer paso es calcular el caudal de la fuga característica. Como escape representativo se toma una fuga en un racor o en el vástago de una válvula, con una sección de 0,25 mm². A las presiones de la planta el escape es sónico, por lo que se usa la fórmula del caudal másico de un gas en escape sónico (bloqueado) a través de un orificio:

$$\dot{m} = C_d \cdot A \cdot P \cdot \sqrt{\frac{\gamma\, M}{Z\, R\, T} \cdot \left(\frac{2}{\gamma + 1}\right)^{\frac{\gamma+1}{\gamma-1}}}$$

con Cd = 1, A = 0,25 mm², T = 288 K y las propiedades del hidrógeno (γ = 1,41; M = 2,016 g/mol).

Punto de fuga	**Presión**	**Caudal de fuga**	**Equivalente**
Grupo de alta presión (compresor, almacenamiento, surtidor)	450 bar	6,3 g/s	250 Nm³/h
Amortiguador y salida del electrolizador	30 bar	0,5 g/s	19 Nm³/h

Tabla 11.4: Caudal de la fuga característica (sección de 0,25 mm²) en los dos niveles de presión de la planta.

El resultado deja una conclusión clara: una misma fuga es unas 13 veces mayor en el grupo de alta presión. El riesgo de la planta se concentra, por tanto, alrededor del compresor, las botellas y el surtidor, y es ahí donde las zonas deben ser más amplias.

El segundo paso es traducir ese caudal a metros: hasta qué distancia la mezcla se mantiene por encima del 4 % de hidrógeno en aire (el límite inferior de inflamabilidad).

Para ello se utilizan los cálculos de dispersión publicados por EIGA para chorros de hidrógeno [83]: para caudales de 100 a 500 Nm³/h, la concentración cae por debajo del 4 % a entre 1 y 4 m del punto de escape, según el diámetro y la orientación del chorro. Adoptando en cada caso el peor resultado y redondeando al alza, las zonas de la planta quedan dimensionadas así:

Foco	**Zona**	**Radio adoptado**
Boca de los venteos	Zona 1	2 m
Conexión de repostaje (surtidor)	Zona 1	2 m
Grupo de alta presión (compresor, almacenamiento, surtidor)	Zona 2	4 m
Amortiguador de baja presión y electrolizador	Zona 2	2 m

Tabla 11.5: Radios adoptados para las zonas ATEX según el foco de escape.

Estos radios se representan acotados sobre el plano de la planta en la Figura 11.3. Son valores conservadores: corresponden al peor caso de orientación del escape.

11.6 Medidas de prevención y protección

11.6.1 Capas de protección

La seguridad de la planta no se confía a una sola medida, sino a varias capas que se respaldan unas a otras para que si una falla, la siguiente actúa. Es lo que se llama defensa en profundidad y se organiza en cuatro capas. Primero, la **prevención**, que busca que no llegue a haber ni fuga ni chispa; equipos con marcado ATEX en las zonas clasificadas, puesta a tierra para drenar la estática, equipo al aire libre y bien ventilado, y distancias de seguridad entre bloques. Si aun así hay una fuga, entra la **detección**; detectores de hidrógeno colocados en alto (porque el gas sube) que avisan al instante. A continuación, la **mitigación** limita el daño; ventilación, corte automático de la zona afectada, venteos dirigidos hacia arriba y protección contra incendios. Y como última capa, la **emergencia**; la parada de emergencia (ESD), la señalización y el plan de actuación.

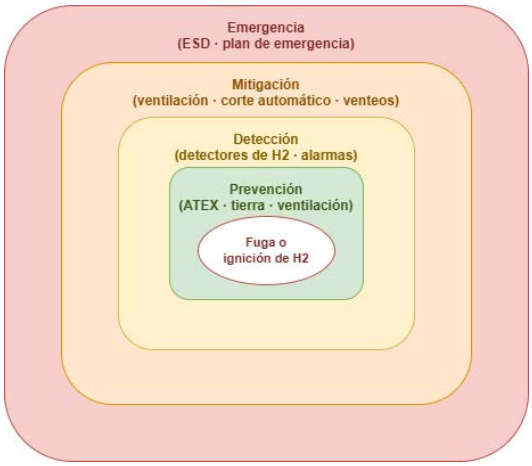


Figura 11.3: Capas de protección de la planta (defensa en profundidad).

11.6.2 Distancias de seguridad de la instalación

Además de las zonas ATEX, la planta debe respetar unas distancias mínimas entre los puntos donde puede escapar hidrógeno y lo que hay alrededor. Se usará la guía de EIGA [82], que recoge las distancias mínimas recomendadas para estaciones de hidrógeno, medidas desde los puntos de posible escape.

Foco de escape	Exposición a proteger	Mínimo EIGA [82]	Distancia min planta (Fig. 11.3)
Almacenamiento AP y compresor	Sala eléctrica y transformador (fuente de ignición)	5 m	7,5m
Almacenamiento AP	Límite de parcela	8 m	12 m
Surtidor	Zona de aparcamiento de la flota	8 m	12 m
Venteos	Aberturas (puertas y ventanas) de los edificios	5 m	7,5 m
Venteos y almacenamiento AP	Tomas de aire (compresor de instrumentación y ventilación)	15 m	22,5m

Tabla 11.6: Distancias de seguridad: mínimos recomendados por EIGA y valores adoptados en el diseño

En lugar de ajustar la implantación a los mínimos, se adopta como criterio de diseño un margen del 50 % sobre ellos. La razón es el carácter conceptual del proyecto: los mínimos de EIGA se miden desde los puntos exactos de posible escape (bridas, válvulas, venteos), cuya posición definitiva no se conoce hasta la ingeniería de detalle. Las distancias reales, acotadas en la Figura 11.4, igualan o superan en todos los casos las adoptadas.

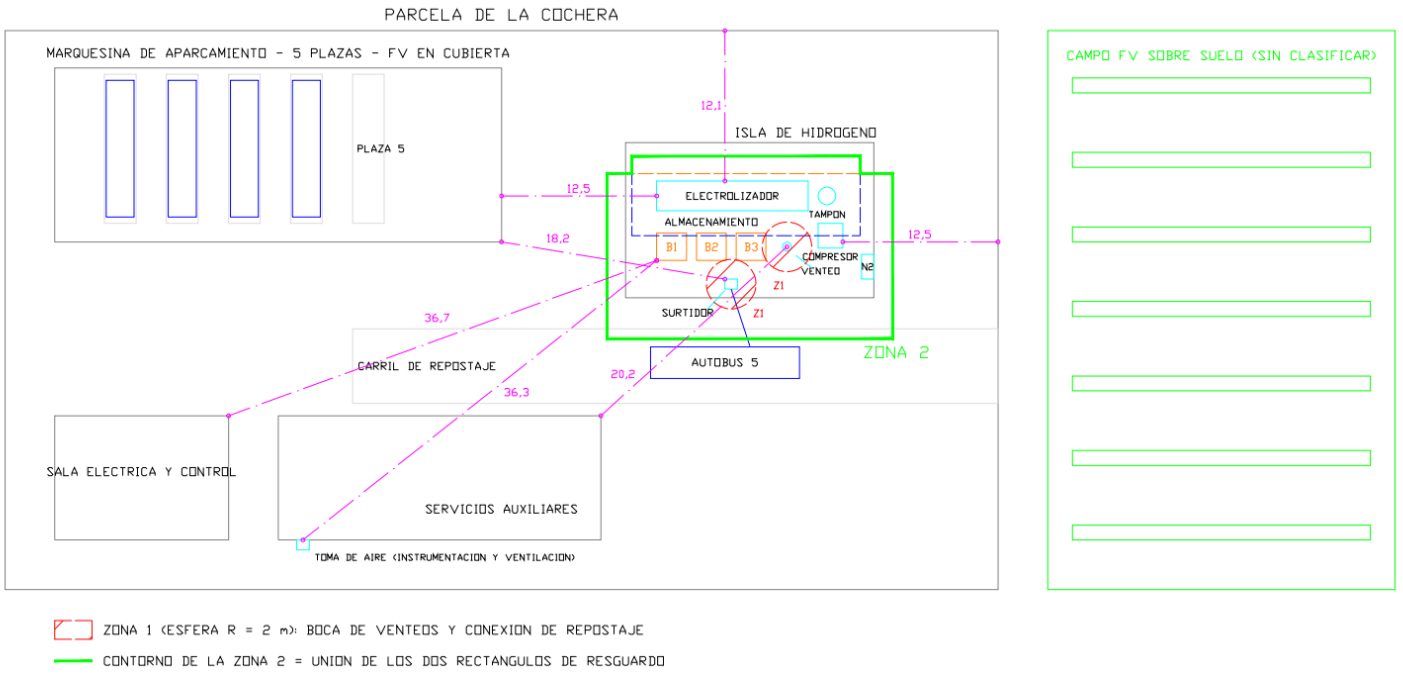


Figura 11.4: Plano de la planta con la clasificación de zonas ATEX y las distancias de seguridad acotadas

12. Análisis técnico económico

12.1 Introducción

Este capítulo responde a una pregunta distinta pero igual de importante: ¿cuánto cuesta el hidrógeno que produce esta planta y en qué condiciones sería viable? Para contestarla se calculará el coste normalizado, y se tomarán siempre datos reales de organismos oficiales o de los propios capítulos previos.

El análisis persigue dos objetivos. El primero es calcular el coste de producir un kilo de hidrógeno, un indicador conocido como LCOH (del inglés *Levelised Cost of Hydrogen*, o coste normalizado del hidrógeno). El segundo es evaluar la rentabilidad: si el hidrógeno se vendiera a un precio, ¿se ganaría o se perdería dinero? Para ello se calculan tres indicadores habituales: el VAN, la TIR y el periodo de retorno.

Un rasgo marca todo el capítulo: la planta es pequeña, pensada para cinco autobuses (con opción para ampliar en un futuro) y una demanda de 100 kilos de hidrógeno al día. Como se verá, ese tamaño reducido hará más caro cada kilo producido, y ese es precisamente uno de los resultados más interesantes del análisis.

12.2 Metodología de coste normalizado

El método distingue dos tipos de coste: la inversión inicial o CAPEX (“CaPital EXpenditure”) se paga una sola vez al principio (comprar los equipos), y se reparte a lo largo de los años de vida mediante un factor de amortización.Los gastos de operación o OPEX se pagan cada año (electricidad, mantenimiento, etc.) y se acumulan a valor de hoy mediante un factor de acumulación. Sumando ambas partes y dividiendo entre los kilos de hidrógeno producidos al año se obtiene el LCOH, es decir, el coste medio de cada kilo contando absolutamente todo.

Para la rentabilidad se emplean tres indicadores. El VAN (Valor Actual Neto) es la ganancia o pérdida total del proyecto a lo largo de su vida, expresada en dinero de hoy: si es positivo, el proyecto gana dinero. La TIR (Tasa Interna de Rentabilidad) es la rentabilidad del proyecto en porcentaje: si supera al WACC (coste medio ponderado del capital), merece la pena. El periodo de retorno es el número de años que se tarda en recuperar la inversión.

12.3 Bases e hipótesis económicas

Los datos se agrupan en tres bloques según su origen. El primero son los datos técnicos, que ya están definidos en los capítulos anteriores del proyecto: la demanda, el electrolizador, el compresor, el campo solar y el consumo de agua. El segundo son los datos económicos externos (precios y costes), que no forman parte del proyecto técnico y se han tomado de organismos de referencia como IRENA, la IEA, Eurostat o el Departamento de Energía de EE. UU. El tercero son las hipótesis propias, decisiones razonadas (como el WACC o la vida útil).

La Tabla 12.1 recoge las hipótesis financieras y de operación. Se adopta una vida útil de 25 años, marcada por el campo fotovoltaico, que es el activo más duradero, y coincide con la **vida económica que IRENA asigna a la FV** [69] y con la **garantía de potencia a 25 años** de los paneles seleccionados en el Capítulo 7. El WACC se fija en el 6 %, un valor moderado justificado por tratarse de una infraestructura de servicio público con acceso a financiación verde. Las tasas de inflación y de proyección de precios se toman del 2 %, en línea con el objetivo del Banco Central Europeo. La electricidad de red se contrata mediante un PPA renovable, coherente con lo indicado en el Capítulo 4 para que el hidrógeno cuente como verde; su precio (energía más peajes) se estima en 90 €/MWh, y el excedente solar vertido a la red se compensa a 50 €/MWh según el régimen de autoconsumo (RD 244/2019) [56]. Por último, se prevé una única reposición del stack del electrolizador hacia el año 14, ya que con unas 6 500 horas de funcionamiento al año la vida útil del stack PEM, del orden de 90 000 horas en el extremo alto del rango de la IEA [2], se alcanza en ese momento.

Parámetro	**Valor**	**Origen / justificación**
Vida útil del proyecto (N)	25 años	Vida del campo FV [69]
Tasa de descuento (WACC)	6 %	Infraestructura pública; rango 5-10 %
Inflación / proyección de precios	2 %	Objetivo BCE
Vida útil del stack	90 000 h → 1 reposición (año 14)	IEA [2]
Coste del stack	40 % del electrolizador	[23]
Demanda de hidrógeno	100 kg/día	Cap. 3 (5 buses × 20 kg)
Días de operación	365	Cap. 7

Parámetro	Valor	Origen / justificación
Producción anual	36 500 kg/año	Calculado (100 × 365)
Potencia del electrolizador	357 kW	Cap. 5
Consumo del electrolizador	63,7 kWh/kg	Cap. 6
Consumo del compresor	2,2 kWh/kg	Cap. 8 [42]
Campo fotovoltaico	1435 kWp	Cap. 7
Productividad solar	1620 kWh/kWp	Cap. 7 (PVGIS)
Autoconsumo solar directo	50 %	Cap. 7.8 (media ponderada PVGIS)
Precio importación (PPA + peajes)	90 €/MWh	Cap. 4
Compensación del excedente	50 €/MWh	RD 244/2019 [56]

Tabla 12.1: Hipótesis financieras y técnicas del análisis.

12.4 Presupuesto de inversión

Se ha desglosado la inversión por sistema. El electrolizador, con sus sistemas auxiliares, se valora aplicando **2400 €/kW** a sus 357 kW. Este coste unitario corresponde al **sistema completo** (stack + BoP). Se sitúa por encima de las referencias de gran escala, y con motivo: el European Hydrogen Observatory cifra el sistema PEM en 2200 €/kW pero para plantas de 100 MW [70], advirtiendo que a mayor tamaño baja el coste por kW; como esta planta es de solo **0,357 MW**, adoptar 2400 €/kW es una hipótesis prudente. El campo solar de 1435 kWp se valora a **700 €/kWp** ,en línea con la media europea de coste instalado de IRENA [69]. El compresor se estima en **350 000 €**, coherente con el diseño de referencia de estación de 100 kg/día del DOE [71]. El almacenamiento a 450 bar, con el depósito amortiguador, asciende a 194 000 € [72]. La estación de repostaje, con su surtidor, 150 000 € [71].

A estas partidas se suman el sistema eléctrico y de control (180 000 €) y la obra civil y el terreno (130 000 €). Al no disponer de un presupuesto cerrado para ellas, se estiman por el método factorial de Peters y Timmerhaus [81] (7 % la parte eléctrica y 5 % la obra civil, sobre el coste de los equipos de proceso). La suma da un subtotal de **2 865 300 €**. Un 10 % de ingeniería y contingencias añade **286 530 €**, y la inversión total asciende a **3 151 830 €.**

Partida	Importe (€)
Electrolizador (357 kW x 2400)	856 800
Campo FV (1435 x 700)	1 004 500
Compresor	350 000
Almacenamiento H_2	194 000
Estación de repostaje	150 000
Sistema eléctrico y control	180 000
Obra civil y terreno	130 000
Subtotal equipos	2 865 300
Ingeniería y contingencias (10 %)	286 530
INVERSIÓN TOTAL	**3 151 830**

Tabla 12.2: Presupuesto de inversión (CAPEX).

12.5 Coste de operación

Los costes de operación son los gastos anuales necesarios para que la planta funcione. El más importante es la electricidad. El consumo eléctrico total es de 65,9 kWh por cada kilo de hidrógeno (63,7 del electrolizador más 2,2 del compresor), lo que supone unos 2405 MWh al año. El campo solar cubre buena parte de ese consumo, pero no todo: como el sol no coincide siempre con el funcionamiento de la planta, el autoconsumo directo real es del 50 % (media ponderada de los doce meses con datos de PVGIS, Capítulo 7.8). Así, la mitad de la energía (unos 1203 MWh) se compra a la red mediante un PPA renovable a 90 €/MWh, mientras que el excedente solar de los meses soleados (unos 1122 MWh) se vierte a la red y se compensa a 50 €/MWh. El resultado es un coste eléctrico neto de 52 140 € al año:

$$1203\ \text{MWh} \cdot 90\ \frac{€}{\text{MWh}} - 1122\ \text{MWh} \cdot 50\ \frac{€}{\text{MWh}} = 52\,140\ €/\text{año}$$

El resto de los gastos completan el OPEX. El agua desmineralizada (1100 L/día a 2 €/m³) supone 803 € al año, y el nitrógeno unos 500 € (150 kg/año de N_2 según el consumo de purga de la ficha del EL60N, a 3-4€ el kg). El mantenimiento se estima en el 2 % de la inversión, es decir 63 037 € anuales, dentro del rango habitual del 2-4 % [2]. El personal se dimensiona para tres operadores (35 000 € cada uno). Los seguros, el 0,5 % de la inversión, 15 759 €. En total, el OPEX anual asciende a 237 238 €."

Concepto	**€/año**
Electricidad neta (PPA − excedente)	52 140
Agua desmineralizada	803
Nitrógeno (estimación)	500
Mantenimiento (2 % inversión)	63 037
Personal (3 operadores x 35 000€)	105 000
Seguros (0,5 % inversión)	**15 759**
OPEX TOTAL	**237 238**

Tabla 12.3. Costes de operación anuales (año base).

12.6 Coste normalizado del hidrógeno

Con la inversión y los gastos anuales ya definidos, se aplica el método del coste normalizado. Primero se calcula el factor de amortización, que con un WACC del 6 % y **25 años** de vida vale **0,0782**; este factor convierte la inversión total en una cuota anual equivalente. Después se calcula el factor de acumulación de los gastos vale **15,752** y sirve para traer a valor de hoy todos los gastos futuros de la operación. Dividiendo el resultado entre los 36 500 kilos de hidrógeno producidos al año se obtiene el coste por kilo.

El LCOH resultante es de **15,09 €/kg**. De esa cifra, **6,76 €** corresponden a la inversión; **8,01 €** a la operación; y **0,32 €** a la reposición del stack. La operación pesa algo más que la inversión (**53 % frente a 45 %**): la inversión sigue siendo elevada por el pequeño tamaño de la planta (los equipos cuestan casi lo mismo que en una instalación mayor pero su coste se reparte entre muy pocos kilos) y en la operación la partida dominante es el **personal**, la mayor de todo el desglose.

Componente	€/kg	Peso
Inversión (CAPEX)	**6,76**	**45 %**
Operación (OPEX)	**8,01**	**53 %**
Reposición del stack	**0,32**	2 %
LCOH TOTAL	**15,09**	100 %

Tabla 12.4: Desglose del coste normalizado del hidrógeno.

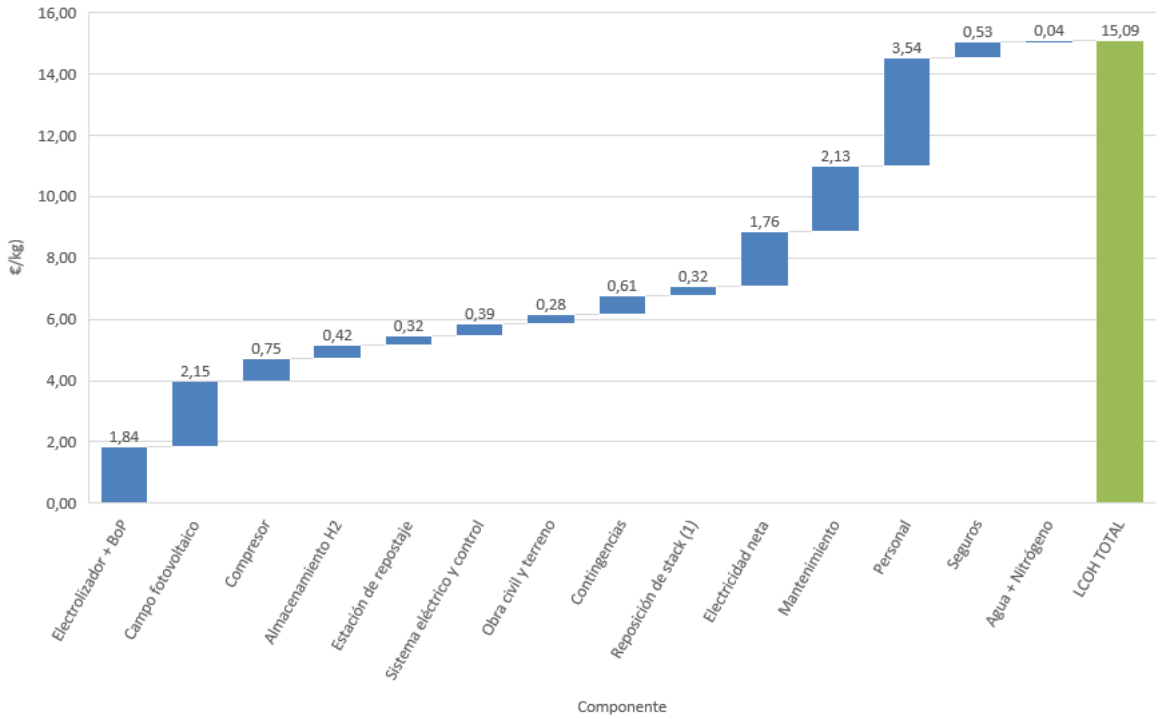


Figura 12.1: Contribución de cada sistema al coste del hidrógeno (€/kg).

12.7 Análisis de rentabilidad

Se supone que la planta vende su producción a **12 €/kg**, valor situado en la parte central del rango de **10-15 €/kg** de las hidrogeneras públicas europeas [86], por encima del precio de referencia de la EMT de Madrid (10 €/kg) [78] pero dentro de lo que soporta el mercado. Con ese ingreso se calculan tres indicadores, siempre teniendo en cuenta que el dinero de dentro de unos años podría valer menos que el de hoy.

- El **VAN (Valor Actual Neto)** es lo que se gana o se pierde en total durante toda la vida del proyecto, expresado en dinero de hoy. Es la resta de tres cosas: los ingresos por la venta, menos los gastos de operación, menos la inversión inicial:

$$VAN = \text{ingresos} - \text{gastos} - \text{inversión}$$

Si el VAN es positivo, se gana dinero; si es negativo, se pierde.

- La **TIR (Tasa Interna de Rentabilidad)** es la rentabilidad del proyecto en porcentaje. Se compara con el 6 % que se le exige (el WACC): si la TIR es mayor, el proyecto es rentable. El **periodo de retorno** son los años que se tarda en recuperar la inversión.

12.7.1 Escenario sin ayudas

Primero, se calcula un factor que se repite en todo el análisis: el factor de acumulación fΣ, que sirve para traer a dinero de hoy una cantidad que se repite cada año durante los 25 años y sube un 2 % anual. Se obtiene así:

$$k = \frac{1+r}{1+i} = \frac{1{,}02}{1{,}06} = 0{,}9623\ ;\ con\ i = WACC$$

$$f_{\Sigma} = \frac{k(1-k^{N})}{1-k} = \frac{0{,}9623(1-0{,}9623^{25})}{1-0{,}9623} = 15{,}752$$

Con ese factor se calculan las tres piezas del VAN, todas expresadas en dinero de hoy:

Ingresos por venta:

$$T_{v,0} \cdot P \cdot f_{\Sigma} = 12 \cdot 36\,500 \cdot 15{,}752 = 6\,899\,550\ €$$

con Tv,0 = 12 €/kg siendo la tarifa de venta del hidrógeno en el año 0 y P la producción anual de hidrógeno, 36 500 kg.

Gastos de operación:

$$OPEX_0 \cdot f_{\Sigma} = 237\,238 \cdot 15{,}752 = 3\,737\,071\ €$$

La reposición del stack, que ocurre en el año 14 y se trae a hoy; el coste de un stack es el 40 % del electrolizador, es decir:

$$0{,}40 \cdot 856\,800 = 342\,720\ €$$

$$\frac{342\,720}{1{,}06^{14}} = 151\,585\ €$$

Con la inversión completa a cargo de la planta (INV = 3 151 830 €), el VAN es:

$$VAN = 6\,899\,550 - 3\,737\,071 - 151\,585 - 3\,151\,830 = -140\,937\ €$$

Sale ligeramente negativo: vendiendo a 12 €/kg la planta aún no se sostiene sola. La TIR es del 5,6 %, justo por debajo del 6 % exigido, y la inversión no llega a recuperarse dentro de los 25 años, aunque por muy poco.

El coste del hidrógeno LCOH normalizado para este escenario sería de 15,09 €/kg. Se compara con la tarifa normalizada de venta (aplicando el 2% de tasa nominal a cada año a esos 12 €/kg), dando 14,79 €/kg, por lo que el proyecto queda justo por debajo del equilibrio.

12.7.2 Escenario con subvención

Como se ha señalado, todas las plantas de este tipo en España se han financiado con ayuda pública. La hidrogenera de autobuses de la EMT de Madrid recibió un 23 % de fondos europeos FEDER, y sus autobuses un 39 % de los fondos NextGenerationEU [10]; la de Barcelona (TMB) se financió de forma parecida [80]. Aplicando una subvención del 30 % a la inversión, la planta solo asume el 70 % restante:

$$INV_{neta} = 3\,151\,830 \cdot (1 - 0{,}30) = 2\,206\,281\ €$$

Las otras tres piezas no cambian, de modo que el VAN es:

$$VAN = 6\,899\,550 - 3\,737\,071 - 151\,585 - 2\,206\,281 = 804\,612\ €$$

Ahora el VAN es claramente positivo (+804 612 €). La TIR sube al 9,3 % (por encima del 6 % exigido) y la inversión se recupera en el año 17. Con ese apoyo, el proyecto resulta rentable con holgura.

Indicador	**Sin ayudas**	**Con subvención del 30 %**
VAN	-140 937 €	+804 612 €
TIR	5,6 %	9,3 %
Periodo de retorno	> 25 años	17 años
Criterio	no rentable	rentable (TIR > 6 %)

Tabla 12.5: Indicadores de rentabilidad (venta a 12 €/kg).

Año	Ingresos	OPEX	Stack	Flujo op.	Total sin	Total con	Desc.sin	Acum.sin	Desc.con	Acum.con
0				0	-3.151.830	-2.206.281	-3.151.830	-3.151.830	-2.206.281	-2.206.281
1	446.760	241.983	0	204.777	204.777	204.777	193.186	-2.958.644	193.186	-2.013.095
2	455.695	246.823	0	208.873	208.873	208.873	185.896	-2.772.748	185.896	-1.827.199
3	464.809	251.759	0	213.050	213.050	213.050	178.881	-2.593.867	178.881	-1.648.318
4	474.105	256.794	0	217.311	217.311	217.311	172.131	-2.421.737	172.131	-1.476.188
5	483.587	261.930	0	221.657	221.657	221.657	165.635	-2.256.102	165.635	-1.310.553
6	493.259	267.169	0	226.090	226.090	226.090	159.385	-2.096.717	159.385	-1.151.168
7	503.124	272.512	0	230.612	230.612	230.612	153.370	-1.943.347	153.370	-997.798
8	513.187	277.962	0	235.224	235.224	235.224	147.583	-1.795.764	147.583	-850.215
9	523.451	283.522	0	239.929	239.929	239.929	142.014	-1.653.750	142.014	-708.201
10	533.920	289.192	0	244.727	244.727	244.727	136.655	-1.517.096	136.655	-571.547
11	544.598	294.976	0	249.622	249.622	249.622	131.498	-1.385.598	131.498	-440.049
12	555.490	300.875	0	254.614	254.614	254.614	126.536	-1.259.063	126.536	-313.514
13	566.600	306.893	0	259.707	259.707	259.707	121.761	-1.137.302	121.761	-191.753
14	577.932	313.031	342.720	-77.819	-77.819	-77.819	-34.419	-1.171.721	-34.419	-226.172
15	589.490	319.291	0	270.199	270.199	270.199	112.745	-1.058.977	112.745	-113.428
16	601.280	325.677	0	275.603	275.603	275.603	108.490	-950.487	108.490	-4.938
17	613.306	332.191	0	281.115	281.115	281.115	104.396	-846.091	104.396	99.458
18	625.572	338.835	0	286.737	286.737	286.737	100.457	-745.634	100.457	199.915
19	638.083	345.611	0	292.472	292.472	292.472	96.666	-648.968	96.666	296.581
20	650.845	352.524	0	298.321	298.321	298.321	93.018	-555.950	93.018	389.599
21	663861,859	359574,031	0	304287,828	304287,828	304287,828	89507,9085	-466442,4277	89507,90848	479106,5723
22	677139,096	366765,512	0	310373,584	310373,584	310373,584	86130,2516	-380312,1761	86130,25155	565236,8239
23	690681,878	374100,822	0	316581,056	316581,056	316581,056	82880,0534	-297432,1227	82880,05338	648116,8773
24	704495,515	381582,838	0	322912,677	322912,677	322912,677	79752,5042	-217679,6185	79752,5042	727869,3815
25	718585,426	389214,495	0	329370,931	329370,931	329370,931	76742,9757	-140936,6428	76742,97574	804612,3572

VAN sin ayuda (€)	-140.937
VAN con subvención (€)	804.612
TIR sin ayuda	5,6%
TIR con subvención	9,3%
Tarifa de equilibrio (€/kg)	12,25
Periodo retorno sin	>25
Periodo retorno con	17

Tabla 12.6: Tabla de Excel para cálculos económicos

12.8 Análisis de sensibilidad

Los resultados anteriores se han obtenido con unos valores concretos, pero algunos podrían cambiar. El análisis de sensibilidad sirve para ver cuánto se movería el coste del hidrógeno (el LCOH) si cambiara cada dato, variando un solo parámetro cada vez y recalculando con la misma fórmula del apartado 12.6. Sobre todo, permite responder a una pregunta práctica: **qué haría falta para que la planta fuera rentable vendiendo a 12 €/kg**. La Tabla 12.7 reúne los resultados.

Parámetro que varía	**Rango analizado**	**LCOH resultante**
Precio de importación	50 → 130 €/MWh	13,47 → 16,71 €/kg
WACC	4 % → 10 %	14,04 → 17,53 €/kg
Coste del electrolizador	1500 → 3000 €/kW	13,91 → 15,87 €/kg
Utilización (misma planta)	60 → 134 kg/día	21,36 → 12,70 €/kg

Tabla 12.7: Sensibilidad del LCOH a los principales parámetros.

Cabe recordar que el umbral de rentabilidad no es el precio de venta de 12 €/kg, sino el coste al que el LCOH iguala a la tarifa normalizada de esa venta, 14,79 €/kg: por debajo de esa cifra la planta se sostiene sola.

El parámetro más potente es el aprovechamiento del equipo: llevando la planta a su máximo (134 kg/día, el tope del electrolizador) el LCOH baja hasta 12,70 €/kg, ya claramente por debajo del umbral. Le siguen el wacc (4 % baja a 14,04 €/kg), el coste del electrolizador (a 1500 €/kW, 13,91

€/kg) y el precio de importación (a 50 €/MWh, 13,47 €/kg), que en su extremo favorable también cruzan el equilibrio.

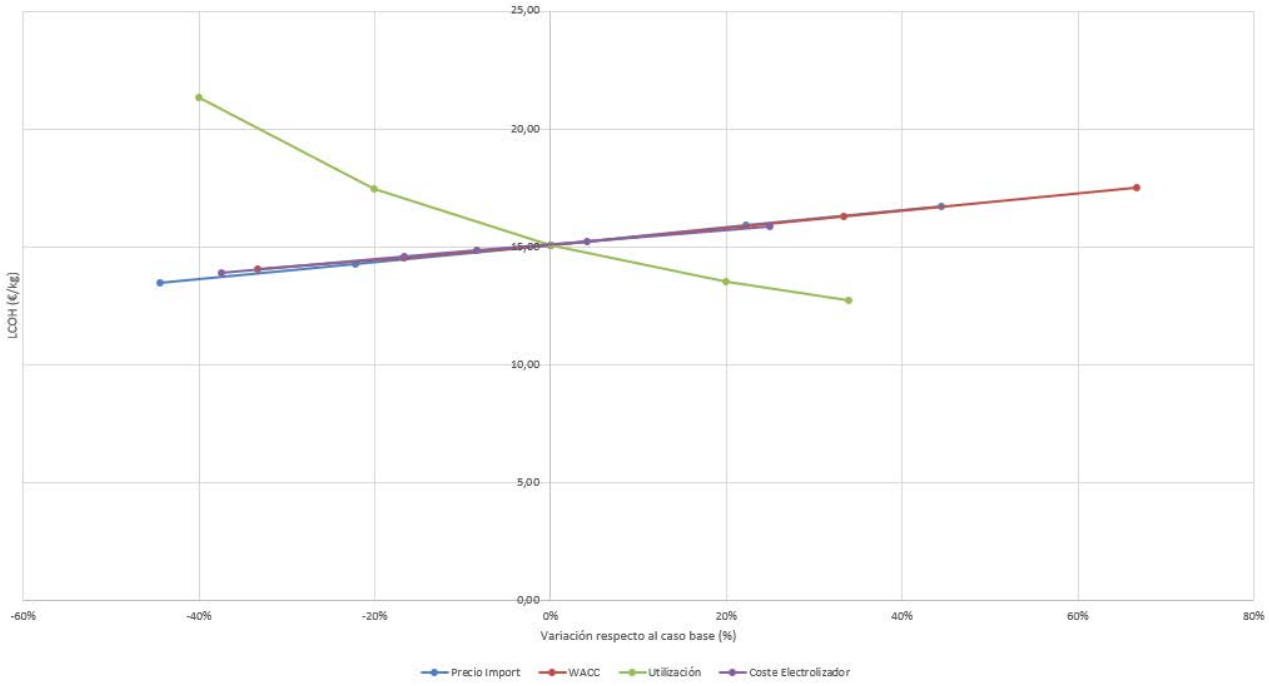


Figura 12.2: Sensibilidad del coste del hidrógeno a los principales parámetros

12.9 Contexto competitivo e impacto ambiental

El coste de esta planta, 15,09 €/kg, es superior al del hidrógeno verde medio en Europa, que ronda los 6,5 €/kg [74], y queda muy por encima del hidrógeno gris fabricado con gas natural, de unos 2,0 €/kg [74]. La diferencia se explica, una vez más, por la escala: cuanto mayor es la planta, más barato sale el kilo. La Figura 12.3 muestra esta comparación.

Aunque en dinero el hidrógeno salga caro, el proyecto aporta un beneficio ambiental claro: al sustituir a autobuses diésel, evita emisiones de CO_2. Los cinco autobuses consumirían unos 400 litros de gasóleo al día, y cada litro emite 2,68 kg de CO_2 [77]:

$$400\ \frac{\text{L}}{\text{día}} \cdot 2{,}68\ \frac{\text{kg CO}_2}{\text{L}} \cdot 365\ \text{días} = 391\ \text{t CO}_2/\text{año}$$

Como la electricidad que la planta compra a la red procede de un PPA renovable con garantías de origen (Capítulo 4), sus emisiones asociadas son prácticamente nulas, de modo que el ahorro neto es de **391 t de CO_2 al año**. En un criterio más conservador, contando esa electricidad al mix medio de la red española (0,108 t/MWh [75]), habría que descontar unas 130 t, con lo que el ahorro neto

sería de 261 t/año. Dividiendo el sobrecoste del hidrógeno verde frente al gris entre ese ahorro, el coste de la tonelada de CO_2 evitada se sitúa entre 1 121 y 1 828 €/t; una cifra alta, coherente con tratarse de una instalación pequeña y demostrativa, que bajaría notablemente en plantas mayores.

Concepto	**Valor**	**Unidad**
CO_2 evitado (diésel sustituido)	391	t/año
Emisiones de la red (mix medio)	130	t/año
CO_2 neto evitado (electricidad renovable)	391	t/año
CO_2 neto evitado (mix medio, conservador)	261	t/año
Coste del CO_2 evitado	1 121 – 1 828	€/t

Tabla 12.8: Balance de emisiones de CO_2.

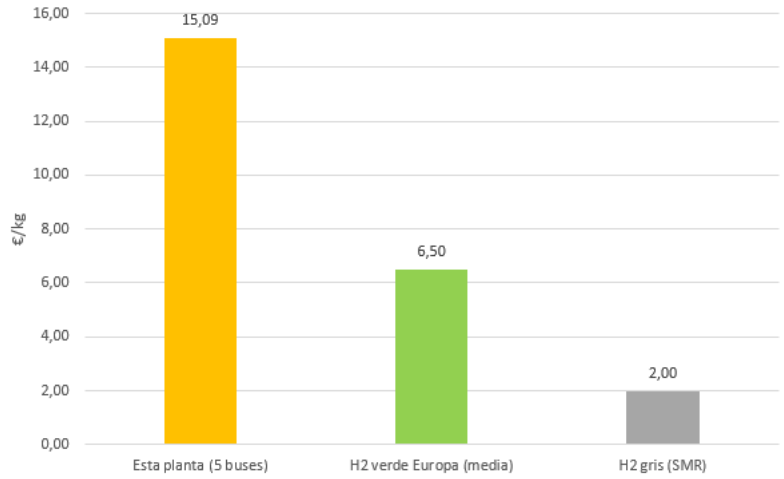


Figura 12.3: Comparación del coste del hidrógeno con otras referencias (€/kg)

12.10 Escenario ampliado: planta para 10 autobuses

El análisis de sensibilidad ha mostrado que **el tamaño es el factor que más baja el precio del hidrógeno**. Para comprobarlo, se estudia cómo cambiarían los resultados si la planta se dimensionara para 10 autobuses (200 kg/día) en lugar de 5. Solo se recalculan los datos que dependen del tamaño; el método y las demás hipótesis son los mismos.

Al duplicar la producción, la inversión no se duplica del todo, porque algunos equipos, al hacerse más grandes, cuestan menos por unidad de capacidad. Para tenerlo en cuenta se aplican factores

de escala por equipo (método de escalado de costes [81]), con exponentes menores que uno para los equipos que crecen: 0,6 para el compresor, el sistema eléctrico y la obra civil, y 0,7 para el almacenamiento. En cambio, el electrolizador y el campo fotovoltaico se amplían añadiendo módulos, por lo que su coste escala de forma lineal y se duplica al duplicar la producción. La estación de repostaje se refuerza con un segundo dispensador.

Con ello, la inversión pasa de 3 151 830 € a 5 816 940 €: crece un factor 1,85 en lugar de 2, y esa diferencia es el ahorro por escala. Con la nueva inversión y la producción de 73 000 kg al año, el **LCOH baja a 12,59 €/kg, frente a los 15,09 €/kg de la planta de 5 autobuses**. La mejora viene sobre todo de que la inversión y el personal apenas cambian por kilo: la misma plantilla opera una planta mayor, de modo que ese coste se reparte entre más kilos y la inversión por kilo baja de 6,75 a 6,23 €/kg.

En cuanto a la rentabilidad, el salto es mayor. El LCOH (12,59 €/kg) es un coste nivelado y no se compara directamente con el precio de venta; la referencia correcta es la tarifa de equilibrio de año 0, que aquí cae a 10,22 €/kg, por debajo de los 12 €/kg de mercado. Por eso, vendiendo al mismo precio de 12 €/kg, la planta de 10 autobuses ya es rentable por sí sola (VAN +2 050 524 €, TIR 9,2 %, recuperación en el año 17), sin necesidad de ayuda pública. Con la subvención del 30 % el VAN se dispara hasta +3 795 606 € (TIR 13,8 %, retorno en el año 10). Es decir, mientras la planta de 5 autobuses necesita la subvención para ser rentable, la de 10 se sostiene sola y multiplica su rentabilidad con el mismo apoyo: el tamaño es lo que inclina la balanza.

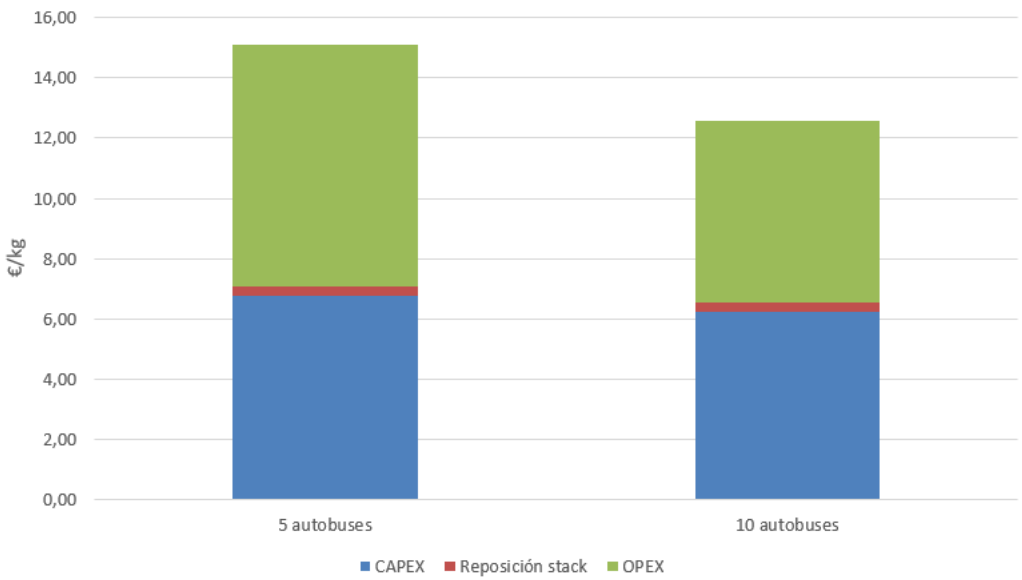


Figura 12.4: Comparación del coste del hidrógeno entre la planta de 5 y de 10 autobuses

12.11 Conclusiones del análisis económico

El análisis económico deja varias ideas claras. El coste de producir hidrógeno en la planta de 5 autobuses es de 15,09 €/kg, una **cifra alta que se explica por el pequeño tamaño de la instalación:** la operación y la inversión pesan casi por igual, porque tanto los equipos como la plantilla mínima cuestan prácticamente lo mismo que en una planta grande pero su coste se reparte entre muy pocos kilos; de hecho, el personal es la mayor partida individual.

Vendiendo el hidrógeno a 12 €/kg la planta de 5 autobuses queda al borde de la rentabilidad: su tarifa de equilibrio es de 12,25 €/kg y la TIR, del 5,6 %, se queda a un paso del 6 % exigido, de modo que por sí sola aún no se sostiene. Con una subvención del 30 % a la inversión, en cambio, sí resulta rentable (VAN 804 612 € y TIR del 9,3 %, con recuperación en el año 17). El análisis de sensibilidad confirma que las palancas más potentes son el aprovechamiento del equipo y el tamaño de la planta, mientras que el precio de la electricidad influye poco gracias al autoconsumo solar.

Precisamente el tamaño de la planta es el factor más importante. El proyecto se planteó para 5 autobuses por prudencia, pero el estudio muestra que una planta para 10 hace más barato el kilo (12,59 €/kg) y llega a ser rentable incluso sin ayuda pública (VAN positivo y TIR del 9,2 %), algo que la planta pequeña solo alcanza con subvención. Esto encaja con los objetivos del trabajo, donde ya se contemplaba la ampliación futura de la flota. Por tanto, la planta de 5 autobuses tiene pleno sentido como instalación demostrativa (viable con el apoyo público que existe para ello y primer paso hacia una ampliación que la vuelve competitiva por sí misma). Más allá del plano económico, el proyecto evita del orden de 391 toneladas de CO_2 al año, lo que refuerza su valor dentro de la transición hacia una movilidad urbana sin emisiones.

12.12 Cronograma del Proyecto

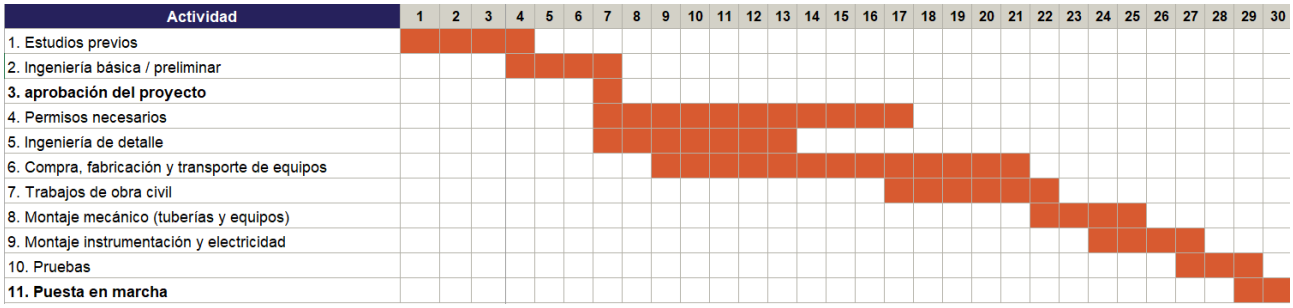


Figura 12.5: Estimación de diagrama de Gantt del proyecto

La Figura 12.5 presenta el cronograma de implantación de la planta, expresado en meses relativos desde el inicio del proyecto hasta la puesta en marcha. El proyecto sigue las fases habituales de un contrato industrial: tras los estudios previos y la ingeniería básica se sitúa el hito de aprobación o decisión final de inversión, a partir del cual se desarrollan en paralelo los permisos, la ingeniería de detalle y la compra de equipos. Una vez obtenidos los permisos y recibidos los equipos, se encadenan la obra civil, el montaje mecánico, el montaje de instrumentación y electricidad, las pruebas y la puesta en marcha.

El precedente más directo es la hidrogenera de la EMT de Madrid en Entrevías, cuyas obras se prolongaron unos 24 meses y que, planificada inicialmente para finales de 2023, no entró en funcionamiento hasta finales de 2024, acumulando cerca de un año de retraso [87]. En la misma línea, la estación de Mission Street (San Francisco) necesitó del orden de 26 meses desde el diseño hasta su operación pese a no incorporar producción propia [88]. El camino crítico lo marca la compra, fabricación y transporte de los equipos, cuyos plazos de entrega alcanzan entre 9 y 24 [89], [90]; a ello se suma la tramitación de permisos, que en proyectos de hidrógeno puede extenderse hasta 2,5 años [91].

13. Conclusiones y líneas futuras

13.1 Conclusiones

Este trabajo nació de un interés personal por las energías renovables y, en concreto, por entender hasta qué punto el hidrógeno verde puede ser una alternativa real y no solo una promesa. Estudiar la viabilidad de una planta de electrólisis era la forma de comprobarlo con números en la mano, y por eso decidí no limitarme a repetir un caso ya existente, como la hidrogenera de la EMT de Madrid, sino plantear una planta más pequeña, dimensionada para cinco autobuses.

La conclusión técnica es que la planta funciona y es coherente en todas sus partes. Un electrolizador PEM de 357 kW, apoyado en un campo fotovoltaico de 1435 kWp, cubre la demanda de 100 kg de hidrógeno al día con un consumo de 65,9 kWh/kg, y el hidrógeno se comprime y almacena a 450 bar para repostar la flota. El diseño cumple la normativa de seguridad y las distancias ATEX, y el conjunto se sostiene como un sistema completo, del panel solar al surtidor.

La conclusión económica es la más reveladora: a pequeña escala, el hidrógeno sale caro. Producir un kilo cuesta 15,09 €, repartidos casi por igual entre la inversión y la operación porque tanto los equipos como la plantilla mínima valen casi lo mismo que en una planta grande pero su coste se reparte entre muy pocos kilos. Vendiendo a un precio realista de mercado (12 €/kg), la planta de cinco autobuses queda al borde de la rentabilidad y solo se sostiene con una subvención del 30 %, como la que han recibido todas las hidrogeneras de este tipo en España. En cambio, cuando se estudia la misma planta para diez autobuses, el coste baja a 12,59 €/kg y el proyecto llega a ser rentable incluso sin ayuda pública. Es decir, la intuición de partida se cumple: la planta pequeña es más cara y depende del apoyo público, pero tiene pleno sentido como primer paso demostrativo, con la ampliación como camino natural hacia un hidrógeno que compite por sí solo.

Más allá del coste, el proyecto deja un beneficio claro: al sustituir a cinco autobuses diésel evita del orden de 391 toneladas de CO_2 al año. Ese es, en el fondo, el argumento que justifica el apoyo público a este tipo de instalaciones mientras la tecnología madura y gana escala.

En lo personal, el trabajo me ha servido para pasar del interés por las renovables a una visión más realista y matizada. He aprendido que la viabilidad del hidrógeno no se decide con una sola cifra, sino en el equilibrio entre la técnica, el, y que el tamaño es el factor que más pesa.

13.2 Líneas futuras

El propio análisis apunta por dónde seguir. La primera línea es la ampliación de la flota, ya esbozada en el escenario de diez autobuses, que mejora de forma notable el coste por kilo y, de hecho, hace el proyecto rentable sin ayudas. Una segunda sería afinar la integración renovable, estudiando el almacenamiento en baterías o una gestión horaria más fina para elevar el autoconsumo solar por encima del 50 % actual y reducir la dependencia de la red. También sería interesante llevar el diseño conceptual a un nivel de ingeniería de detalle, con la ubicación definitiva de equipos y venteos que aquí se han tratado con márgenes conservadores. Por último, convendría revisar el modelo económico a medida que caigan los costes de los electrolizadores y evolucione el precio de venta del hidrógeno, factores que el análisis de sensibilidad señala como capaces de acercar el proyecto a la rentabilidad sin ayudas.

14. Referencias

[1] International Energy Agency, "Electrolyser manufacturing capacity and deployment by region, 2024-2030," IEA, Paris, 2025. https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/electrolyser-manufacturing-capacity-and-deployment-by-region-2024-2030

[2] International Energy Agency, Global Hydrogen Review 2025. Paris, France: IEA, 2025. https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2025

[3] International Energy Agency, Global Hydrogen Review 2024. Paris, France: IEA, 2024. https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024

[4] International Energy Agency, The Future of Hydrogen. Paris, France: IEA, 2019. https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen

[5] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, "Sitio web del Hidrógeno," MITECO. https://www.miteco.gob.es/es/energia/hidrocarburos-nuevos-combustibles/hidrogeno.html

[6] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Hoja de Ruta del Hidrógeno: una apuesta por el hidrógeno renovable. Madrid, Spain: MITECO, 2020. https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/planes-estrategias/hidrogeno.html

[7] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2023-2030. Madrid, Spain: MITECO, 2024. https://www.miteco.gob.es/es/energia/estrategia-normativa/pniec-23-30.html

[8] "Towards renewable hydrogen-based electrolysis: Alkaline vs proton exchange membrane," Energy Reports, vol. 8, pp. 13793-13813, 2022. https://pmc.ncbi.nlm.nih.gov/articles/PMC10395340/

[9] CaetanoBus, H2.City Gold: The Hydrogen Fuel Cell Bus for Your City. Vila Nova de Gaia, Portugal: CaetanoBus, 2023. https://caetanobus.pt/wp-content/uploads/2023/05/H2.City-Gold.pdf

[10] Empresa Municipal de Transportes de Madrid, "El Ayuntamiento pone en marcha la primera hidrogenera para autobuses urbanos en Madrid," EMT Madrid, Nov. 18, 2024. https://www.emtmadrid.es/Noticias/El-Ayuntamiento-pone-en-marcha-la-primera-hidrogen.aspx

[11] FuelCellsWorks, "EMT Madrid's First 10 Electric Hydrogen-Powered Buses," Jan. 13, 2025. https://fuelcellsworks.com/2025/01/13/fuel-cells/emt-madrid-s-first-10-electric-hydrogen-powered-buses

[12] Ayuntamiento de Madrid, Estrategia de Sostenibilidad Ambiental Madrid 360. Madrid, España. https://www.madrid360.es/

[13] European Investment Bank, "Spain: EIB and EMT Madrid sign €50 million loan to expand zero-emissions urban bus fleet," EIB, Jul. 2, 2024. https://www.eib.org/en/press/all/2024-238-eib-and-emt-madrid-sign-eur50-million-loan-to-expand-zero-emissions-urban-bus-fleet

[14] Empresa Municipal de Transportes de Madrid, "La hidrogenera de EMT en Entrevías estará lista para finales de este año," EMT Madrid, Mar. 8, 2023. https://www.emtmadrid.es/Noticias/La-hidrogenera-de-EMT-en-Entrevias-estara-lista-pa.aspx

[15] H2 Mobility Deutschland, Hydrogen Mobility: Fuel Cell Electric Vehicles and Infrastructure. Berlin, Germany: H2 Mobility, 2018. https://h2-mobility.de/wp-content/uploads/2021/02/H2M_Flottenpapier_English_20180822.pdf

[16] L. Eudy and M. Post, *Fuel Cell Buses in U.S. Transit Fleets: Current Status 2020*, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, USA, Rep. NREL/TP-5400-75583, 2021 Fuel Cell Buses in U.S. Transit Fleets: Current Status 2020

[17] Ballard Power Systems, Hydrogen Fueling for Fuel Cell Bus Fleets. Burnaby, BC, Canada: Ballard Power Systems, 2019. https://info.ballard.com/hubfs/Premium%20Content/Hydrogen%20Fueling%20for%20Fuel%20Cell%20Bus%20Fleets/WP-Ballard-Hydrogen-Refueling-for-Fuel-Cell-Bus-Fleets.pdf

[18] Iberdrola, "Iberdrola to supply green hydrogen for buses in Barcelona in 2021," Informative Note, Dec. 10, 2020. https://www.iberdrola.com/documents/20125/634958/ni_2020-12-10__iberdrola_abastera_hidrogeno_verde.pdf

[19] ENGIE, "Inauguration of the first European green hydrogen production and distribution station located in an airport zone, at Toulouse-Blagnac airport," ENGIE Newsroom, Dec. 4, 2023.

https://en.newsroom.engie.com/news/inauguration-of-the-first-european-green-hydrogen-production-and-distribution-station-located-in-an-airport-zone-at-toulouse-blagnac-airport-cc17-314df.html

[20] NewBusFuel, Guidance Document for Large Scale Hydrogen Refuelling. Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking, 2017. https://www.fuelcellbuses.eu/sites/default/files/documents/NewBusFuel_D4.3_Guidance-document-for-large-scale-hydrogen-refuelling_final.pdf

[21] SynerHy, "Balance of Plant (BoP) of an Electrolyser," SynerHy, Feb. 3, 2022. https://synerhy.com/en/2022/02/balance-of-plant-bop-of-an-electrolyser/

[22] European Industrial Gases Association, Guideline for Small Scale Hydrogen Production, EIGA Doc. 246/23, Brussels, Belgium, 2023. https://www.eiga.eu/uploads/documents/DOC246.pdf

[23] U.S. Department of Energy, Clean Hydrogen Production Cost Scenarios with PEM Electrolyzer Technology, DOE Hydrogen Program Record 24005, Washington, DC, USA, 2024. https://www.hydrogen.energy.gov/docs/hydrogenprogramlibraries/pdfs/24005-clean-hydrogen-production-cost-pem-electrolyzer.pdf

[24] ACCIONA, "Power to Green Hydrogen Mallorca," ACCIONA. https://www.acciona.com/projects/power-to-green-hydrogen-mallorca

[25] H2B2 Electrolysis Technologies, EL30N Datasheet. Seville, Spain: H2B2, 2024. https://www.h2b2.es/wp-content/uploads/2024/05/240502_H2B2-EL30N-Datasheet.pdf

[26] H2B2 Electrolysis Technologies, EL60N Datasheet. Seville, Spain: H2B2, 2024. https://www.h2b2.es/wp-content/uploads/2024/05/240502_H2B2-EL60N-Datasheet.pdf

[27] Cummins Inc., HyLYZER 200/250 PEM Electrolyzers Spec Sheet, Bulletin 5676516. Columbus, IN, USA: Cummins Inc., 2021. https://mart.cummins.com/imagelibrary/data/assetfiles/0070332.pdf

[28] Elogen, Product Overview: PEM Electrolysers. Massy, France: Elogen, 2023. https://elogenh2.com/wp-content/uploads/2023/11/Product-Overview-Elogen-November-2023.pdf

[29] International Organization for Standardization, ISO 14687:2025: Hydrogen fuel quality — Product specification. Geneva, Switzerland: ISO, 2025. https://www.iso.org/standard/82660.html

[30] Comisión Europea, Joint Research Centre, Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS). https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/

[31] SunFields Europe, "Performance Ratio: el factor de calidad de una instalación fotovoltaica." https://www.sfe-solar.com/instalaciones-fotovoltaicas/performance-ratio/

[32] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica. Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red (PCT-C). Madrid, Spain: IDAE, 2011. https://www.idae.es/sites/default/files/documentos_5654_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_C20_Julio_2011_3498eaaf.pdf

[33] Trina Solar, Vertex N TSM-NE19R 600-630 W Datasheet. https://www.enfsolar.com/pv/panel-datasheet/crystalline/65714

[34] Trina Solar, Vertex TSM-DE19 540-560 W Datasheet, doc. DT-M-0001 D, 2023. https://static.trinasolar.com/sites/default/files/DT-M-0001%20D_Datasheet_Vertex_DE19_EN_2023_A_web.pdf

[35] Jinko Solar, Tiger Neo N-type 72HL4-(V) 570-590 W Datasheet. https://www.pvo-int.com/wp-content/uploads/2023/04/JKM570-590N-72HL4-V-F5-EN-1.pdf

[36] LONGi, Hi-MO 7 LR5-72HTH 590-600 M Datasheet. https://static.longi.com/L_Gi_LE_PM_T_PMD_059_F133_LR_5_72_HTH_590_600_M_V2_30_30_and_15_Frame_Scientist_V19_EN_pdf_26bcba7569.pdf

[37] JA Solar, DeepBlue 4.0 Pro JAM72D40-590-615/LB Datasheet. https://www.enfsolar.com/pv/panel-datasheet/crystalline/66271

[38] El Debate, "El nuevo centro de operaciones de buses de Madrid: capacidad para 318 vehículos, 40.000 m² y 4.732 placas solares," Jun. 23, 2026. https://www.eldebate.com/espana/madrid/capital/20260623/nuevo-centro-operaciones-buses-madrid-capacidad-318-vehiculos-40000-m-4732-placas-solares_431550.html

[39] Ayuntamiento de Madrid, "El Centro de Operaciones de la EMT en Carabanchel acelera su electrificación para convertirse en un referente de infraestructura sostenible," *diario.madrid.es*, 2024. https://diario.madrid.es/blog/notas-de-prensa/el-centro-de-operaciones-de-la-emt-en-carabanchel-acelera-su-electrificacion-para-convertirse-en-un-referente-de-infraestructura-sostenible/

[40] Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking, "Compressed gaseous hydrogen on 350 bar," Fuel Cell Electric Buses — Knowledge Base. https://www.fuelcellbuses.eu/wiki/fuelling-hydrogen-buses-hydrogen-refueling-station/compressed-gaseous-hydrogen-350-bar

[41] H2 Tools (Pacific Northwest National Laboratory / U.S. DOE), "Hydrogen Density at different temperatures and pressures," Hydrogen Analysis Resource Center (HyARC). https://h2tools.org/hyarc/hydrogen-data/hydrogen-density-different-temperatures-and-pressures

[42] U.S. Department of Energy, Hydrogen and Fuel Cells Program, "Energy requirements for hydrogen gas compression and liquefaction as related to vehicle storage needs," DOE Hydrogen Program Record 9013. https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/9013_energy_requirements_for_hydrogen_gas_compression.pdf

[43] K. Stolzenburg et al. / M. Sdanghi et al., "Hydrogen Compression Choices for Tomorrow's Refueling Stations: Review of Recent Advances and Selection Guide," Hydrogen (MDPI), 2026. https://www.mdpi.com/2673-4141/7/1/25

[44] PDC Machines, "Hydrogen Compressors for Hydrogen Refueling Stations — Specifications." https://www.pdcmachines.com/alternative-energy-hydrogen-stations/specifications/

[45] Hydro-Pac Inc., "Hydrogen Compression." https://www.hydropac.com/hydrogen-compression.html

[46] Hexagon Purus, "Hydrogen high-pressure Type 4 cylinders — Infrastructure & mobility," Rev. 04/2024. https://hexagonpurus.com/our-solutions/hydrogen-type-4-cylinders

[47] H. Barthélémy, "Hydrogen storage – Industrial prospectives," International Conference on Hydrogen Safety. https://h2tools.org/sites/default/files/2019-08/paper_114.pdf

[48] Y. Wang et al., "Review of the Hydrogen Permeation Test of the Polymer Liner Material of Type IV On-Board Hydrogen Storage Cylinders," Materials (MDPI), vol. 16, n.º 15, 5366, 2023. https://www.mdpi.com/1996-1944/16/15/5366

[49] SAE International, J2601: Fueling Protocols for Light Duty Gaseous Hydrogen Surface Vehicles. Warrendale, PA, USA: SAE International, 2020. https://h2tools.org/fuel-cell-codes-and-standards/sae-j2601-fueling-protocols-light-duty-gaseous-hydrogen-surface

[50] SAE International, J2601/2: Fueling Protocol for Gaseous Hydrogen Powered Heavy Duty Vehicles. Warrendale, PA, USA: SAE International, 2023. https://h2tools.org/fuel-cell-codes-and-standards/sae-tir-j26012-fueling-protocols-heavy-duty-gaseous-hydrogen-surface

[51] SAE International, J2799: Hydrogen Surface Vehicle to Station Communications Hardware and Software. Warrendale, PA, USA: SAE International, 2024. https://www.sae.org/standards/j2799_202406-hydrogen-surface-vehicle-station-communications-hardware-software

[52] Hyfindr, Hydrogen Refueling Stations — Hydrogen Knowledge. https://hyfindr.com/en/page/hydrogen-refueling-station

[53] Ministerio de Ciencia y Tecnología, Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión (REBT). Boletín Oficial del Estado, núm. 224, 18 sep. 2002. https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2002-18099

[54] C. Giovannini et al., "Integrated Plant Design for Green Hydrogen Production and Power Generation in Photovoltaic Systems: Balancing Electrolyzer Sizing and Storage," Hydrogen (MDPI), vol. 6, no. 1, art. 7, 2025. https://www.mdpi.com/2673-4141/6/1/7

[55] A. Cherif et al., "Energy Management of a 1 MW Photovoltaic Power-to-Electricity and Power-to-Gas for Green Hydrogen Storage Station," World Electric Vehicle Journal, vol. 16, no. 4, art. 227, 2025. https://www.mdpi.com/2032-6653/16/4/227

[56] Ministerio para la Transición Ecológica, Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. Boletín Oficial del Estado, núm. 83, 6 abr. 2019. https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2019-5089

[57] H2tools (Pacific Northwest National Laboratory / U.S. DOE), "Hydrogen Compared to Other Fuels," Hydrogen Tools — Best Practices. https://h2tools.org/bestpractices/best-practices-overview/hydrogen-basics/hydrogen-compared-to-other-fuels

[58] U.S. Department of Energy, Hydrogen Safety (Fact Sheet), Hydrogen and Fuel Cells Program. https://www1.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/pdfs/h2_safety_fsheet.pdf

[59] Ministerio de la Presidencia, Real Decreto 681/2003, de 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. Boletín Oficial del Estado, núm. 145, 18 jun. 2003. https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2003-12099

[60] Ministerio de Industria, Energía y Turismo, Real Decreto 144/2016, de 8 de abril, por el que se establecen los requisitos esenciales de salud y seguridad exigibles a los aparatos y sistemas de protección para su uso en atmósferas potencialmente explosivas. Boletín Oficial del Estado, núm. 100, 26 abr. 2016. https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2016-3539

[61] Ministerio de Industria y Turismo, Real Decreto 164/2025, de 4 de marzo, por el que se aprueba el Reglamento de seguridad contra incendios en los establecimientos industriales (RSCIEI). Boletín Oficial del Estado, núm. 87, 10 abr. 2025. https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2025-7190

[62] Ministerio de Industria, Energía y Turismo, Real Decreto 709/2015, de 24 de julio, por el que se establecen los requisitos esenciales de seguridad para la comercialización de los equipos a presión. Boletín Oficial del Estado, núm. 210, 2 sep. 2015. https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2015-9527

[63] International Organization for Standardization, ISO 19880-1:2020: Gaseous hydrogen — Fuelling stations — Part 1: General requirements. Geneva, Switzerland: ISO, 2020. https://www.iso.org/standard/71940.html

[64] Jefatura del Estado, Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales. Boletín Oficial del Estado, núm. 269, 10 nov. 1995. https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-1995-24292

[65] Iberdrola, "Iberdrola pone en marcha con Fertiberia la mayor planta de hidrógeno verde para uso industrial en Europa," Iberdrola, mayo 2022. https://www.iberdrola.com/sala-comunicacion/noticias/detalle/iberdrola-pone-marcha-fertiberia-mayor-planta-hidrogeno-verde-para-industrial-europa

[66] Repsol, "Repsol installs its second 100 MW electrolyzer at Petronor," Repsol Press Room, 2026. https://www.repsol.com/en/press-room/press-releases/2026/repsol-installs-second-100-MW-electrolyzer-petronor/index.cshtml

[67] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, Circular 1/2018, de 18 de abril, por la que se regula la gestión del sistema de garantía de origen de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia. BOE núm. 98, 24 abr. 2018. https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2018-5717

[68] Comisión Europea, Reglamento Delegado (UE) 2023/1184 de la Comisión, de 10 de febrero de 2023, por el que se completa la Directiva (UE) 2018/2001 estableciendo normas para la producción de combustibles renovables de origen no biológico. DOUE, 20 jun. 2023. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32023R1184

[69] International Renewable Energy Agency, Renewable Power Generation Costs in 2024. Abu Dhabi, United Arab Emirates: IRENA, 2025. https://www.irena.org/Publications/2025/Jul/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2024

[70] European Hydrogen Observatory, "Electrolyser cost," Clean Hydrogen Partnership, Brussels, Belgium, 2024. https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/hydrogen-landscape/production-trade-and-cost/electrolyser-cost

[71] U.S. Department of Energy, "Hydrogen Fueling Stations Cost," DOE Hydrogen and Fuel Cells Program Record 21002, Washington, DC, USA, 2021. https://www.hydrogen.energy.gov/docs/hydrogenprogramlibraries/pdfs/21002-hydrogen-fueling-station-cost.pdf

[72] U.S. Department of Energy, Hydrogen Storage System Cost Analysis (2017–2021). Washington, DC, USA: DOE / Strategic Analysis Inc., 2021. https://www.osti.gov/servlets/purl/1975554

[73] Eurostat, "Electricity prices for non-household consumers — bi-annual data (nrg_pc_205)," Luxembourg, 2024. https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_pc_205/default/table

[74] Hydrogen Europe, Clean Hydrogen Production Pathways Report 2024. Brussels, Belgium: Hydrogen Europe, 2024. https://hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2024/06/2024_H2E_CleanH2ProductionPathwaysReport.pdf

[75] Electricity Maps, "Carbon intensity of electricity — Spain, 2024." https://www.electricitymaps.com/

[76] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Real Decreto 663/2024, de 9 de julio, por el que se regula la concesión directa de subvenciones a los proyectos españoles por su participación en el Proyecto Importante de Interés Común Europeo de la industria del hidrógeno dentro del Componente 9 del PRTR. BOE núm. 166, 10 jul. 2024. https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2024-14084

[77] Department for Energy Security and Net Zero / Department for Environment, Food and Rural Affairs, Greenhouse Gas Reporting: Conversion Factors 2024. London, United Kingdom: UK Government, 2024. https://www.gov.uk/government/publications/greenhouse-gas-reporting-conversion-factors-2024

[78] "La hidrogenera en Madrid es una realidad," eshidrógeno, 2024. https://eshidrogeno.com/hidrogenera-madrid/

[79] EMT Madrid, "El Ayuntamiento pone en marcha la primera hidrogenera de autobuses de Europa," Madrid, 2024. https://www.emtmadrid.es/Noticias/El-Ayuntamiento-pone-en-marcha-la-primera-hidrogen.aspx

[80] Ajuntament de Barcelona, "El primer bus de hidrógeno ya circula por Barcelona," Barcelona, 2024. https://www.barcelona.cat/infobarcelona/es/el-primer-bus-de-hidrogeno-ya-circula-por-barcelona_1163204.html

[81] M. S. Peters, K. D. Timmerhaus, and R. E. West, Plant Design and Economics for Chemical Engineers, 5th ed. New York, NY, USA: McGraw-Hill, 2003. https://www.accessengineeringlibrary.com/content/book/9780072392661

[82] European Industrial Gases Association, Gaseous Hydrogen Installations, EIGA Doc. 15/21, Brussels, Belgium, 2021. https://www.eiga.eu/uploads/documents/DOC015.pdf

[83] European Industrial Gases Association, Hydrogen Vent Systems for Customer Applications, EIGA Doc. 211/24, Brussels, Belgium, 2024. https://www.eiga.eu/uploads/documents/DOC211.pdf

[84] Asociación Española de Normalización, UNE-EN IEC 60079-10-1:2022: Atmósferas explosivas. Parte 10-1: Clasificación de emplazamientos. Atmósferas explosivas gaseosas. Madrid, España: UNE, 2022. https://www.une.org/encuentra-tu-norma/busca-tu-norma/norma?c=N0068089

[85] J.-Q. Li et al., "A study on the Joule-Thomson effect of during filling hydrogen in high pressure tank," Case Studies in Thermal Engineering, vol. 41, art. 102678, 2023. https://doi.org/10.1016/j.csite.2022.102678

[86] h2-international, "Hydrogen prices in Germany," h2-international / Hydrogeit Verlag, 2024. https://www.h2-international.com/mobility/hydrogen-prices-germany-hylane-and-h2-mobility-want-offer-hydrogen-trucks-8-euros-kg

[87] Ayuntamiento de Madrid / EMT Madrid, "El Ayuntamiento pone en marcha la primera hidrogenera de autobuses de Europa", nov. 2024. https://blog.emtmadrid.es/2024/12/19/la-hidrogenera-de-entrevias-ya-esta-en-funcionamiento-y-es-todo-un-hito-en-la-descarbonizacion-del-transporte-publico/ https://www.emtmadrid.es/Noticias/La-hidrogenera-de-EMT-en-Entrevias-estara-lista-pa.aspx

[88] Equilon Enterprises LLC (Shell) / California Energy Commission, "San Francisco Mission Street Hydrogen Station", Publication CEC-600-2024-034, 2024. https://www.energy.ca.gov/sites/default/files/2024-05/CEC-600-2024-034.pdf

[89] https://www.energy.gov/sites/default/files/2024-03/water-electrolyzer-installations-summary-report.pdf

[90] IndexBox, "Spain PEM Small-Capacity Electrolyzer Market" https://www.indexbox.io/store/spain-pem-small-capacity-electrolyzer-market-analysis-forecast-size-trends-and-insights/

[91] Ramboll, "From idea to reality: Launching your green hydrogen project" https://www.ramboll.com/net-zero-explorers/launching-your-green-hydrogen-projects