

05-057

Technical and economic analysis of green hydrogen production plants using renewable sources.

Luis Serrano-Gomez¹, Ana Fernandez-Guillamon¹, Lourdes María Tébar Castillejo², Isabel Cristina Gil Garcia³

¹Universidad de Castilla-La Mancha ²(sin filiación indicada) ³UDIMA

The energy transition is a major global challenge that will demand the best of society in terms of technological development. To address this challenge, green hydrogen has established itself as a key energy vector for achieving the European Commission's objectives of significantly reducing fossil gas consumption and decarbonising the energy system. This study aims to develop a methodology for the technical and economic analysis of a green hydrogen production plant powered by a hybrid system comprising photovoltaic energy, wind energy and battery storage. The main objective of the work is to generate a tool that allows the optimisation of the design of a renewable hydrogen production plant intended for injection into the natural gas grid, considering the production limits in % of the volume established by the European Commission as admissible for mixing with natural gas, and/or its commercialisation by transport in tanks, either by road or rail, based on the analysis of CAPEX and OPEX costs, as well as the levelised cost of the hydrogen produced, with the aim of optimising the design of the facility according to technical and economic criteria.

Keywords: Hydrogen; Hybridisation; Photovoltaic energy; Wind energy.

Análisis técnico-económico de plantas de producción de hidrógeno verde a partir de fuentes renovables

La transición energética supone un gran reto a nivel global que exigirá lo mejor de la sociedad en cuanto a desarrollo tecnológico. Para abordar este reto, el hidrógeno verde se ha consolidado como un vector energético fundamental para conseguir los objetivos de reducción significativa del consumo de gas fósil y a la descarbonización del sistema energético planteados por la Comisión Europea. El presente Trabajo pretende desarrollar una metodología para el análisis técnico-económico de una planta de producción de hidrógeno verde, alimentada mediante un sistema híbrido compuesto por energía fotovoltaica, energía eólica y almacenamiento en baterías. El objetivo principal del trabajo es generar una herramienta que permita optimizar el diseño de una planta de producción de hidrógeno renovable destinada a la inyección en la red de gas natural considerando los límites de producción en % del volumen establecido por la Comisión Europea como admisible para mezcla con gas natural, y/o su comercialización mediante transporte en cisternas, bien por carretera o por ferrocarril, a partir del análisis de los costes CAPEX y OPEX, así como del coste nivelado del hidrógeno producido, con el objetivo de optimizar el diseño de la instalación bajo criterios técnico-económicos.

Palabras clave: Hidrógeno; Hibridación; Energía Fotovoltaica; Energía Eólica.

This research was partially funded by the State Research Agency ('Agencia Estatal de Investigación', AEI); by the European Regional Development Fund ('Fondo Europeo de Desarrollo Regional', FEDER) and by the Council of Communities of Castilla- La Mancha ('Junta de Comunidades de Castilla-La Mancha', JCCM) through project SBPLY/23/180225/000226.



©2026 by the authors. Licensee AEIPRO, Spain. This article is licensed under a Creative Commons Attribution-NonCommercial-NoDerivatives 4.0 International License (<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>).

1. Introducción

La crisis climática y la necesidad de reducir la dependencia de los combustibles fósiles han impulsado una transición energética global hacia fuentes más limpias y sostenibles. Aunque las energías renovables en general, y en particular la energía solar todo fotovoltaica y la energía eólica han experimentado un crecimiento exponencial, su carácter no gestionable plantea desafíos significativos para la estabilidad de la red y el suministro continuo de energía (IPCC, 2023). En este contexto, el hidrógeno verde emerge como un vector energético versátil con un enorme potencial. Producido mediante electrólisis del agua utilizando electricidad de origen renovable, el hidrógeno verde no genera emisiones de CO₂ y permite almacenar y transportar grandes cantidades de energía durante largos periodos, ofreciendo una solución para la integración de renovables y la descarbonización de sectores estratégicos, como la industria pesada (acero, cemento, química) y el transporte de larga distancia (IRENA, 2020; IEA, 2019).

La Unión Europea ha reconocido este potencial, estableciendo una ambiciosa estrategia que contempla la instalación de, al menos, 40 GW de electrolizadores para 2030 (Comisión Europea, 2020). España, con sus abundantes recursos solares y eólicos, goza de una posición privilegiada para liderar esta tecnología. La Hoja de Ruta del Hidrógeno del gobierno español fija objetivos de 4 GW de capacidad de electrólisis para 2030, promoviendo la creación de "valles del hidrógeno" y clústeres industriales (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico [MITECO], 2020). A pesar de este marco favorable, la viabilidad económica de los proyectos de hidrógeno verde sigue siendo un reto fundamental, dependiendo en gran medida del coste de la electricidad renovable, la eficiencia de los electrolizadores y la optimización del sistema en su conjunto (Schmidt et al., 2017).

Este trabajo aborda la problemática del diseño y la viabilidad de una planta de producción de hidrógeno verde. Se presenta un caso de estudio real en la localidad de Tarancón (Cuenca), donde se ha diseñado una planta de electrólisis de 30 MW alimentada exclusivamente por un sistema híbrido de generación renovable (fotovoltaica y eólica) y un sistema de almacenamiento en baterías o *Battery Energy Storage System* (BESS).

2. Objetivos

El objetivo principal del presente artículo es doble: (i) realizar un análisis técnico del sistema, detallando el dimensionamiento y la integración de sus componentes; y (ii) llevar a cabo una evaluación económica exhaustiva para determinar el coste nivelado del hidrógeno (LCOH) y compararlo con los precios de mercado de referencia. A diferencia de otros estudios, este trabajo aporta un análisis pormenorizado basado en datos horarios de recurso renovable y un modelo de optimización que busca minimizar el Coste Nivelado del Hidrógeno o *Levelized Cost of Hydrogen* (LCOH), demostrando la competitividad del modelo de autoconsumo con hibridación de fuentes.

3. Metodología

La metodología empleada para el análisis y dimensionamiento de la planta de hidrógeno verde se estructura en varias fases interconectadas, combinando herramientas de simulación específicas y un modelo de optimización económico.

3.1 Definición de la Demanda y Marco Regulatorio

El punto de partida es la determinación de la capacidad de producción de hidrógeno en función del marco regulatorio. Dicha capacidad viene establecida en el documento "Rangos Admisibles 2024-2039" (Enagás GTS, 2023).

A la hora de fijar la capacidad máxima horaria de inyección en puntos de interconexión internacional, se opta por establecer un criterio conservador y considerar un límite del 2% de hidrógeno en volumen establecido por el Reglamento (UE) 2024/1789 para puntos de interconexión internacional (Parlamento Europeo y Consejo de la Unión Europea, 2024). A partir de esta capacidad, y considerando un sobredimensionamiento del 20% para atender la futura demanda de venta local (industria y movilidad), se establece una potencia objetivo de la planta de electrólisis.

3.2 Caracterización del Recurso Renovable y Simulación Energética Horaria

Para dimensionar correctamente las fuentes de generación, se realiza un análisis detallado del recurso renovable en la ubicación del caso de estudio:

- **Recurso Solar:** se utiliza el software PVSYST[®] (v6.8.8) para simular la producción horaria de una planta fotovoltaica de referencia de 1 MWp. La simulación se basa en datos meteorológicos tipo TMY (Meteonorm[®] 7.2), considerando una instalación solar fotovoltaica con sistema de seguimiento a un eje azimutal. La producción específica procedente de la instalación solar (kWh/kWp) se utiliza posteriormente para escalar la potencia fotovoltaica en el modelo de optimización.
- **Recurso Eólico:** se realiza una consulta sobre datos horarios de viento (velocidad, dirección, densidad del aire) para un año completo a través de la plataforma Vortex FDC[®]. Estos datos, referenciados a 100 m de altura, deben corregirse a la altura del buje del aerogenerador finalmente seleccionado mediante la ley de Hellmann (ecuación 1).

$$v(h) = v(h_0) \times (h/h_0)^\alpha \quad (1)$$

Donde:

- $v(h)$: velocidad del viento ajustada a la altura del buje
- $v(h_0)$: velocidad del viento a la altura de referencia
- h : altura del buje
- h_0 : altura de referencia de $v(h_0)$
- α : Exponente de Hellmann (o coeficiente de rugosidad del terreno)

La potencia generada se determina aplicando la curva de potencia del aerogenerador seleccionado y ajustándola por la densidad real del aire proporcionada por Vortex FDC[®] de acuerdo con la ecuación 2, con el objetivo de obtener igualmente un perfil horario de producción por MW eólico instalado.

$$P_{generada} = P_{estimada} \times (\rho_{real}/1,225) \quad (2)$$

Donde:

- $P_{estimada}$: potencia estimada a partir de la curva de potencia para la velocidad ajustada
- ρ_{real} : densidad del aire horaria (kg/m^3)
- $\rho_{aire} = 1,225 \text{ kg/m}^3$.

3.3 Modelo de Optimización y Dimensionamiento del Sistema

El modelo de Optimización y Diseño del sistema se implementa mediante una herramienta de desarrollo propio en Microsoft Excel (versión 2024, Microsoft 365) con macros que integran los perfiles horarios de generación renovable (por MW instalado), la demanda del electrolizador (con un rango de operación entre el 30% y el 100% de su capacidad) y un

modelo de gestión del almacenamiento BESS. La herramienta permite iterar sobre diferentes capacidades de potencia fotovoltaica, eólica y de baterías. En cada iteración, se simula el balance energético horario durante un año, siguiendo una lógica de operación:

1. La energía renovable generada se destina prioritariamente a alimentar el electrolizador.
2. Si la generación es inferior a la demanda, se descarga la batería para compensar el déficit.
3. Si la generación supera la demanda, el excedente se utiliza para cargar la batería.
4. Si la batería está llena y aún hay excedente, este se pierde.
5. El sistema de control busca minimizar los arranques y paradas del electrolizador, el cual opera con un rango de carga parcial (30%-100%), utilizando la batería como amortiguador.

3.4 Cálculo del Coste Nivelado del Hidrógeno (LCOH)

El objetivo de la optimización es minimizar el LCOH, definido como:

$$LCOH (\text{€/kg}) = \frac{CAPEX_{\text{anualizado}} + OPEX_{\text{anual}}}{\text{Producción anual de } H_2 \text{ (kg)}} \quad (3)$$

- CAPEX (*Capital Expenditure* o Gastos de Capital): se realiza una estimación análoga de los importes de inversión para cada componente (planta fotovoltaica, parque eólico, BESS, planta de electrólisis, compresores, almacenamiento de H₂, ingeniería) utilizando ratios de referencia de proyectos reales. El CAPEX anualizado se calcula considerando la vida útil de cada activo (25 años para fotovoltaica/eólica, 20 años para BESS/electrolizador) y una tasa de descuento.
- OPEX (*Operating Expenses* o Gastos Operativos): se estiman como un porcentaje del CAPEX para cada instalación, por estimación análoga en base a proyectos reales ya desarrollados. En concreto, se estiman 10.000 €/MW para la instalación eólica, 5.000 €/MW para la instalación fotovoltaica y 4.000 €/MWh para la instalación de almacenamiento en baterías. Para la planta de hidrógeno, se incluye explícitamente el coste de reemplazo de los *stacks* o núcleos internos del electrolizador (dos renovaciones durante la vida útil del proyecto), según las especificaciones del fabricante (Plug Power, 2023).
- Producción Anual de H₂: se calcula a partir de la energía eléctrica total consumida por el electrolizador en la simulación horaria, considerando una eficiencia del sistema de electrólisis con un consumo específico de 57,0 kWh/kg H₂ al inicio de vida o *Beginning of Life* (BoL) y que puede degradarse hasta 62,7 kWh/kg al final de la vida útil o *End of Life* (EoL), según el modelo EX2125D de Plug Power (Plug Power, 2023). Para el estudio objeto de este artículo se considerará la eficiencia BoL, junto con el consumo del compresor y un margen de contingencia del 3%, resultando una eficiencia neta del conjunto del sistema a introducir en el modelo de 61,93 kWh/kg H₂.

El proceso iterativo permite obtener la combinación de potencias fotovoltaica, eólica y de almacenamiento de baterías que minimiza el LCOH objetivo.

4. Caso de Estudio

4.1 Ubicación y Emplazamiento

Se propone como caso de estudio emplazar las instalaciones en las inmediaciones del municipio de Tarancón, en la provincia de Cuenca (Castilla-La Mancha, España), por sus excelentes recursos solar y eólico, su proximidad a la red de gas natural existente (facilitando la inyección en mezcla o *blending*) y su cercanía al trazado previsto para la futura red troncal

de hidrógeno H2Med (Enagás GTS., 2023), lo que asegura una vía de comercialización a largo plazo.

Tabla 1: Simulación para obtener el dimensionamiento óptimo de la instalación.

	Datos Simulación Óptima
Potencia Nominal Promedio Electrolizador (MW)	32,28
Nº electrolizadores (Alcalino 0,46 MW / PEM 5 MW)	6,00
Potencia Conexión a Red Exportación (Punto de Conexión MW)	0,00
Potencia Conexión a Red Importación (MW)	0,00
Potencia Eólica (MW)	43,40
Potencia FV (MW)	57,09
Num. Módulos Baterías (Uds)	1,00
Baterías (MW)	5,50
Baterías (MWh)	10,09
Coste real comercializado	
Energía teórica Generada (MWh)	245.158
Energía en Excedentes (MWh)	66.886
% Excedentes	27,28%
Energía recuperada baterías (MWh/año)	3.561
Energía Útil Aprovechada EERR+Bat (MWh/año)	181.833
Energía comprada de la Red	0
Total Energía al Electrolizador	181.833
Coste Energía Aprovechada EERR+Bat (€/MWh)	0,01820
Total Coste promedio energía al electrolizador €/MWh	0,01350
Energía Exportada a la Red	0
Producción de Hidrógeno (kg/año)	2.935.983
Coste Hidrógeno (€/kg) Asumiendo aprovechamiento EERR 100%	1,91
Coste Hidrógeno (€/kg) Asumiendo 0 venta de excedentes	2,21
Producción de Oxígeno (kg/año)	23.487.861

Como se ha definido en el apartado 2.1, el punto de partida es la determinación de la capacidad de producción de hidrógeno en función del marco regulatorio. Se considera la capacidad de inyección en la red de gas natural gestionada por Enagás en el punto de conexión "Belmonte de Tajo (K54)" que, según el documento "Rangos Admisibles 2024-2039", posee una capacidad máxima de inyección de 12.195 Nm³/h para una mezcla del 5% (Enagás GTS, 2023). A la hora de fijar la capacidad máxima horaria de inyección en puntos de interconexión internacional, considerando el criterio conservador de establecer un límite del 2% de hidrógeno en volumen establecido por el Reglamento (UE) 2024/1789 para puntos de interconexión internacional, la capacidad máxima horaria de inyección de H₂ en el punto de conexión es de 4.878 Nm³ H₂/h (Parlamento Europeo y Consejo de la Unión Europea, 2024).

A partir de esta capacidad, y considerando un sobredimensionamiento del 20% para atender la futura demanda de venta local (industria y movilidad), se establece una potencia objetivo de la planta de electrólisis en 30 MW.

4.2 Modelización y Dimensionamiento del Sistema

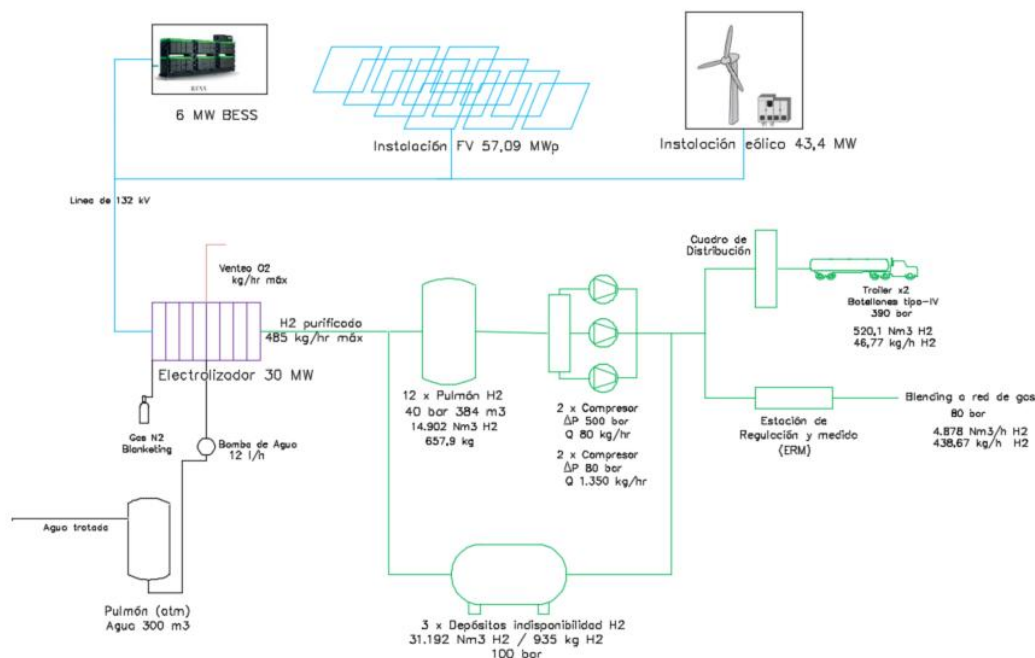
El proceso iterativo del modelo de optimización y dimensionado del sistema desarrollado en Microsoft Excel (versión 2024, Microsoft 365) permite obtener la combinación de potencias fotovoltaica, eólica y de almacenamiento de baterías que minimiza el LCOH objetivo, dando como resultado las capacidades finales del proyecto: 57,09 MWp FV, 43,40 MW eólicos y 5,5 MW / 10 MWh BESS, tal y como puede observarse en la Tabla 1.

4.3 Descripción de las Instalaciones

Teniendo en cuenta las capacidades del proyecto resultantes del proceso de simulación, se determina emplazar las instalaciones en una superficie total de aproximadamente 190 hectáreas.

La configuración general de la planta se muestra en la Figura 1. Donde se muestra la interconexión de los sistemas de generación (fotovoltaica y eólica), almacenamiento (BESS) y producción de H₂. El sistema está diseñado para operar en régimen de autoconsumo, donde toda la energía consumida por el electrolizador proviene de las fuentes renovables propias y el almacenamiento en baterías. Para la selección de los principales equipos que componen el sistema se ha recurrido a equipos y componentes de amplia utilización en instalaciones de energías renovables similares y su disponibilidad en el mercado.

Figura 1: Esquema general de la instalación híbrida para producción de hidrógeno verde.
Fuente: elaboración propia.



La planta se divide en dos bloques bien diferenciados: por un lado, el bloque de generación y almacenamiento de energía y, por otro lado, el bloque de producción de hidrógeno.

i) Sistema de Generación Renovable y Almacenamiento (BESS)

- Planta Fotovoltaica: diseñada con una potencia pico de 57,09 MWp y una potencia nominal en inversores de 52,8 MW. La Tabla 2 resume sus características principales. La producción estimada se obtiene a partir de los datos de simulación con PVSYST[®] para la ubicación de Tarancón.
- Parque Eólico: formado por 7 aerogeneradores Vestas V162-6.2 MW de 6,2 MW de potencia nominal cada uno (total 43,4 MW), con una altura de buje de 149 m. La Tabla 3 detalla sus especificaciones técnicas. La producción anual es el resultado de la simulación con datos de Vortex FDC[®].
- Sistema de Almacenamiento (BESS): se instala un sistema con baterías de ion-litio-ferrofosfato o *Lithium Ferrum Phosphate* (LFP) de 5,5 MW de potencia y 10 MWh de capacidad, utilizando refrigeración líquida. La Tabla 4 muestra sus principales parámetros. La eficiencia RTE (Round-Trip Efficiency) es un valor estimado a 35°C.

ii) Planta de Producción de Hidrógeno

- Electrolizadores: se seleccionan 6 unidades de electrolizadores de membrana de intercambio protónico o *Proton Exchange Membrane* (PEM) Plug Power EX2125D, sumando una potencia total de 30 MW. La tecnología PEM se elige por su capacidad de respuesta rápida a las variaciones de carga, su diseño compacto y la alta pureza del hidrógeno obtenido (99,999%) (Carmo et al., 2013). La Tabla 5 resume las características clave del electrolizador.

Tabla 2. Características principales de la instalación fotovoltaica. Fuente: elaboración propia.

Parámetro	Valor
Potencia Pico Total	57,09 MWp
Módulo FV	Trina Solar Vertex N (590 Wp, bifacial)
Número de Módulos	96.768
Estructura	Seguidor solar a un eje
Número de Seguidores	864
Inversores	48 x Sungrow SG1100UD (110 0 kW)
Potencia Nominal AC	52,8 MW
Producción Anual Neta Estimada	120.594 MWh

- Planta de Tratamiento de Agua (PTA): el agua de proceso se obtendrá de la Estación Depuradora de Aguas Residuales (EDAR) de Tarancón, con un caudal de diseño de 187.000 l/h. Esta cifra es superior a los 12.000 l/h que se estima tendrán de consumo máximo los electrolizadores en funcionamiento continuo, teniendo en purgas, pérdidas, rendimiento y necesidades del sistema de tratamiento del agua, lo que garantiza un suministro estable sin afectar al régimen habitual de la instalación (Dirección General de Fondos Comunitarios, 2017).

Tabla 3. Especificaciones del aerogenerador VESTAS V162-6.2 MW. Fuente: elaboración propia.

Parámetro	Valor
Potencia Nominal	6.200 kW
Número de Aerogeneradores	7
Potencia Total del Parque	43,4 MW
Altura de Buje	149 m
Diámetro de Rotor	162 m
Velocidad de Arranque / Parada	3 m/s / 25 m/s
Producción Anual Neta Estimada	116.914 MWh

Tabla 4. Parámetros del Sistema de Almacenamiento (BESS). Fuente: elaboración propia.

Parámetro	Valor
Potencia Nominal	5,5 MW
Capacidad Energética	10 MWh
Tecnología de Celda	LFP (Litio-Ferrofosfato)
Modelo de Batería	Sungrow ST2752UX
Modelo Estación de Potencia	Sungrow SC5500UD-MV
Número de ciclos de descarga	6.000
Eficiencia del ciclo completo (RTE)	~85% (inicio de vida)

- El agua regenerada pasa por un sistema de ósmosis inversa y electrodesionización para alcanzar la calidad ultrapura (conductividad < 0.1 $\mu\text{S}/\text{cm}$) requerida por los electrolizadores (Parlamento Europeo y Consejo de la Unión Europea, 2020).

Tabla 5. Características del Electrolizador PEM Plug Power EX2125D. Fuente: Elaboración propia a partir de la ficha técnica del fabricante (Plug Power, 2023).

Parámetro	Valor
Tecnología	PEM
Potencia Unidad (rango)	5.073 - 5.580 kW
Número de Unidades	6

Parámetro	Valor
Potencia Total Instalada	30 MW
Producción Nominal de H ₂	89,9 kg/h por unidad
Pureza del H ₂	99,999%
Presión de Salida	40 barg
Consumo Específico del Sistema	57,0 kWh/kg H ₂ (BoL)
Vida Útil del Stack	80.000 horas

Nota. BoL = Inicio de Vida (*Beginning of Life*).

- Sistema de Compresión y Almacenamiento: el hidrógeno producido a 40 bar se almacena en un "almacenamiento pulmón" (12 depósitos, 1.417 kg a 40 bar) que actúa como *buffer*. Posteriormente, se comprime en dos etapas:
 - Módulo 1 (para almacenamiento móvil): dos compresores Hiperbaric KS-50 PRO (uno en reserva) elevan la presión a 500 bar para llenar tráileres tipo MEGC (2 unidades de 1.164 kg H₂ a 380 bar) destinados a venta local.
 - Módulo 2 (para inyección a red): dos compresores de pistón de gran capacidad (2x1.350 kg/h) elevan la presión de 40 a 80 bar para su inyección en la red de gas natural a través de un hidroduto y una Estación de Regulación y Medida (ERM). El almacenamiento móvil se realiza en dos tráileres tipo MEGC con capacidad de 1.164 kg de H₂ cada uno a 380 bar. La Tabla 6 resume las características principales del sistema de compresión y almacenamiento.

5. Resultados

5.1 Análisis del Recurso y Producción Energética

Los análisis del recurso solar y eólico confirmaron la idoneidad del emplazamiento.

- Recurso Solar: la simulación con PVSYST[®] arrojó una irradiación global incidente anual sobre el plano del generador de 2.470 kWh/m². La producción anual neta estimada para la planta FV de 57,09 MWp es de 120.594 MWh/año, con un índice de rendimiento (PR) medio del 85,5%.

Tabla 6. Sistemas de Compresión de Hidrógeno. Fuente: elaboración propia.

Etapas de Compresión	Presión Salida (bar)	Caudal por Unidad (kg H ₂ /h)	Nº de Compresores	Uso Final
Módulo 1	500	80 (por compresor)	2 (1+1 reserva)	Almacenamiento móvil (tráileres a 380 bar)
Módulo 2	80	1.350 (por compresor)	2	Inyección a red de gas natural

- **Recurso Eólico:** los datos de Vortex FDC[®] para la ubicación seleccionada mostraron una velocidad media anual del viento a la altura de buje de 6,55 m/s, con una dirección predominante del Sureste. La producción anual neta estimada para el parque eólico de 43,4 MW es de 116.914 MWh/año, equivalente a 2.802 horas equivalentes de funcionamiento a plena carga.

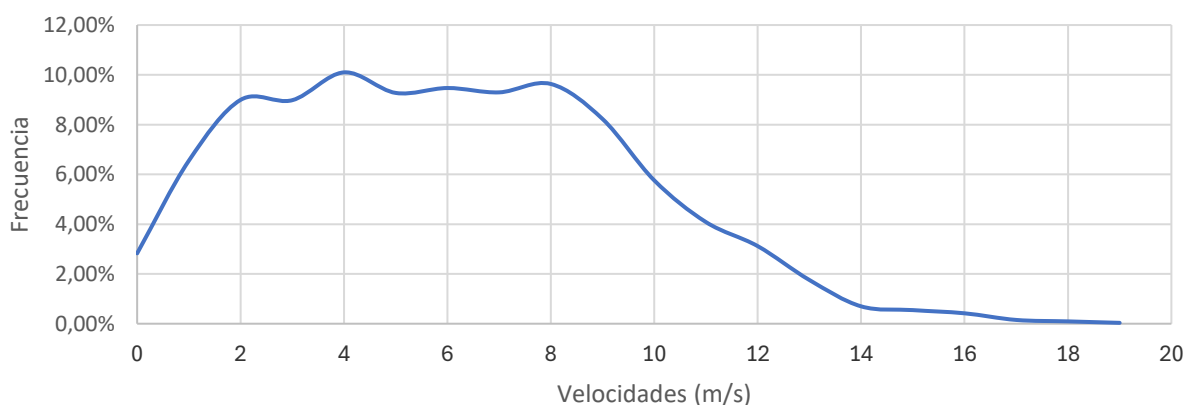
Figura 2: Resultado de simulación de producción fotovoltaica. Fuente: software PVSYST[®].

Nueva variante de simulación Balances y resultados principales								
	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Enero	69.8	28.02	5.62	97.6	90.1	5401	5183	0.931
Febrero	84.8	31.10	7.23	116.4	108.1	6381	6102	0.918
Marzo	140.2	48.35	10.75	190.7	177.2	10208	9360	0.860
Abril	171.8	54.41	12.73	230.5	214.7	12179	11554	0.878
Mayo	210.0	71.92	17.62	279.8	260.3	14468	13222	0.828
Junio	235.9	62.74	23.68	319.0	296.9	16139	15312	0.841
Julio	258.6	45.66	26.34	354.7	331.1	17608	16669	0.823
Agosto	220.6	45.98	25.67	304.7	284.2	15256	13963	0.803
Septiembre	163.2	47.28	20.74	225.3	209.6	11565	11000	0.855
Octubre	116.1	39.97	15.37	159.8	148.3	8516	8144	0.892
Noviembre	79.2	27.26	8.96	111.8	103.6	6103	5844	0.916
Diciembre	58.0	23.18	5.96	79.7	73.7	4426	4241	0.932
Año	1808.2	525.89	15.11	2470.0	2297.7	128250	120594	0.855

Legendas: GlobHor Irradiación global horizontal
 DiffHor Irradiación difusa horizontal
 T_Amb T amb.
 GlobInc Global incidente plano receptor
 GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
 EArray Energía efectiva en la salida del conjunto
 E_Grid Energía inyectada en la red
 PR Índice de rendimiento

La Figura 2 muestra los resultados de simulación con PVSYST[®] de la instalación solar fotovoltaica. A su vez, la figura 3 muestra la distribución de Weibull del recurso eólico igualmente para el emplazamiento seleccionado a partir de datos de Vortex FDC[®].

Figura 3: Distribución de Weibull del recurso eólico en el emplazamiento de estudio. Fuente: elaboración propia.



5.2 Balance Energético y Producción de Hidrógeno

Los resultados de la simulación horaria con el modelo de optimización para la configuración final se resumen en la Tabla 7. La energía renovable total producida es de 245.158 MWh/año, de la cual, el electrolizador consume directamente 178.271 MWh, complementados con 3.561 MWh recuperados de las baterías, totalizando un consumo de 181.832 MWh/año. Se produce

un volumen significativo de excedentes (66.886 MWh) que no puede ser aprovechado debido a las limitaciones de capacidad del electrolizador y la batería. Este balance permite una producción anual de 2.935.983 kg de hidrógeno.

Tabla 7. Resultados del balance energético y producción anual de H₂. Fuente: elaboración propia.

Parámetro	Valor	Unidad
Energía Producida (FV + Eólica)	245.158	MWh/año
Energía Total Consumida por Electrolizador	178.271	MWh/año
Energía Recuperada de Baterías	3.561	MWh/año
Energía No Consumida (Excedentes)	66.886	MWh/año
Producción Anual de Hidrógeno	2.935.983	kg/año

5.3 Análisis Económico y Coste del Hidrógeno (LCOH)

La estimación de los costes de inversión (CAPEX) para cada una de las instalaciones se detalla en la Tabla 8. El presupuesto total de ejecución material asciende a 149,2 M€. La planta de producción de hidrógeno (incluyendo electrolizadores, compresores y almacenamiento) representa la mayor parte de la inversión (50,5 M€), seguida del parque eólico (43,5 M€) y la planta fotovoltaica (28,5 M€).

Aplicando la fórmula del LCOH con los costes anualizados y la producción obtenida, se obtienen los componentes de coste mostrados en la Tabla 9. El coste de energía representa la amortización de los activos renovables (FV, eólica, BESS). El OPEX incluye operación, mantenimiento y reposición de stacks. El coste nivelado del hidrógeno resultante es de 2,21 €/kg. Este valor se sitúa muy por debajo del primer índice oficial de referencia para el hidrógeno renovable en la Península Ibérica (IBHYX), publicado por MIBGAS en diciembre de 2024, que marcó un precio de 5,85 €/kg (MIBGAS, 2024).

Tabla 8. Resumen de la Estimación de Costes de Inversión (CAPEX). Fuente: elaboración propia.

Instalación	CAPEX (sin IVA) [M€]	Porcentaje del Total (%)
Planta Fotovoltaica (57,09 MWp)	28,54	19,1
Parque Eólico (43,4 MW)	43,55	29,2
Sistema BESS (5,5 MW / 10 MWh)	0,65	0,4
Planta de Producción de H ₂ (30 MW)	50,47	33,8
Infraestructura de Evacuación (Hidroducto + LAT)	8,85	5,9

Instalación	CAPEX (sin IVA) [M€]	Porcentaje del Total (%)
Gastos Generales (13%)	17,17	11,5
TOTAL PRESUPUESTO (sin IVA)	149,23	100
IVA (21%)	31,34	-
TOTAL GENERAL	180,57	-

Tabla 9. Desglose del Coste Nivelado del Hidrógeno (LCOH). Fuente: elaboración propia.

Componente del Coste	Valor (€/kg)	Porcentaje (%)
Coste de Energía (CAPEX renovables)	1,13	51,1
Costes de Operación (OPEX)	1,09	48,9
LCOH Total	2,21	100

6. Discusión

Los resultados obtenidos demuestran la robustez técnica y la atractiva viabilidad económica de la planta de hidrógeno verde propuesta.

6.1 Rendimiento Técnico e Integración de Sistemas

El análisis horario confirma que la hibridación de fuentes renovables (solar y eólica) junto con un sistema de almacenamiento BESS es una estrategia eficaz para garantizar un suministro eléctrico relativamente estable y maximizar las horas de operación del electrolizador. La producción anual de 2.936 toneladas implica un factor de utilización del electrolizador del 69% de su capacidad bruta anual.

Si bien existe un volumen significativo de excedentes renovables (66.886 MWh), estos son inherentes a un sistema de autoconsumo optimizado económicamente para un recurso variable; un sobredimensionamiento aún mayor de la batería o del electrolizador podría reducirlos, pero probablemente con un impacto negativo en el LCOH. La selección de tecnología PEM se revela acertada por su flexibilidad y rápida respuesta, necesaria para seguir la curva de generación renovable intermitente.

6.2 Competitividad Económica

El LCOH obtenido de 2,21 €/kg es un resultado excepcionalmente competitivo, como se discute a continuación:

- Comparativa con el mercado: es menos de la mitad del precio de referencia IBHYX (5,85 €/kg), lo que sugiere un amplio margen de beneficio potencial y una alta resiliencia frente a fluctuaciones del mercado o incrementos inesperados en los costes.
- Factores clave del bajo coste: este resultado se atribuye principalmente a tres factores interrelacionados:
 - (i) Autoconsumo: al no comprar energía de la red, se elimina el componente de coste

variable más volátil. El "coste de energía" de 1,13 €/kg representa únicamente la amortización de la inversión en los activos renovables propios.

(ii) Alta disponibilidad y complementariedad del recurso: la excelente combinación de sol y viento en la ubicación seleccionada permite un perfil de generación más plano que con una sola tecnología, reduciendo la necesidad de un almacenamiento a gran escala y, por tanto, la inversión asociada.

(iii) Optimización del dimensionamiento: el modelo de optimización desarrollado ha sido clave para equilibrar la inversión incremental en más capacidad renovable con el aumento de la producción de hidrógeno, encontrando el punto óptimo que minimiza el LCOH. Las economías de escala también juegan un papel importante.

6.3 Limitaciones del Estudio

Este trabajo presenta algunas limitaciones. En primer lugar, el análisis de la integración en red (línea de alta tensión e hidroduto) es conceptual y su coste se ha determinado a partir de estimaciones análogas, sin un diseño de detalle.

En segundo lugar, no se ha considerado la posible venta de servicios de ajuste al sistema eléctrico que el BESS podría proporcionar, lo que podría generar ingresos adicionales y mejorar aún más la rentabilidad global del proyecto.

Finalmente, el modelo de operación asume una lógica de control simplificada; una estrategia de gestión más avanzada y predictiva, basada en previsiones meteorológicas, podría optimizar aún más el uso de la batería y reducir los excedentes.

7. Conclusiones

Este artículo ha presentado un análisis técnico-económico integral de una planta de producción de hidrógeno verde de 30 MW alimentada por un sistema híbrido solar, eólico y con baterías en Tarancón (España). De este estudio se extraen las siguientes conclusiones principales:

1. Viabilidad Técnica: la integración de generación híbrida (FV y eólica) y almacenamiento BESS permite operar de manera efectiva una planta de electrólisis de 30 MW en régimen de autoconsumo, alcanzando una producción anual de casi 3.000 toneladas de hidrógeno de alta pureza.
2. Optimización Energética: la combinación de recursos solar y eólico, complementados con un BESS de capacidad media, es altamente sinérgica, logrando un factor de utilización del electrolizador cercano al 70% y reduciendo la dependencia de la red eléctrica exterior.
3. Excelente Rendimiento Económico: el coste nivelado del hidrógeno (LCOH) se ha estimado en 2,21 €/kg, un valor muy competitivo que representa menos de la mitad del índice de referencia del mercado ibérico (5,85 €/kg). Esto valida el modelo de negocio de autoconsumo con hibridación como una ruta económicamente viable para la producción de hidrógeno verde a gran escala.
4. Implicaciones Estratégicas: los resultados posicionan a España, y en particular a regiones como Castilla-La Mancha con alto potencial renovable, como lugares privilegiados para el desarrollo de proyectos de hidrógeno verde competitivos, capaces de impulsar la descarbonización industrial y contribuir significativamente a los objetivos climáticos europeos.

Trabajos futuros se centrarán en un análisis de sensibilidad, incluyendo un análisis más detallado de la operación en mercados eléctricos y de servicios de balance, así como en la evaluación del impacto ambiental del ciclo de vida completo de la instalación, el efecto de la sustitución de equipos o un análisis más profundo de la logística de distribución del hidrógeno.

8. Referencias

- Carmo, M., Fritz, D. L., Mergel, J., & Stolten, D. (2013). A comprehensive review on PEM water electrolysis. *International Journal of Hydrogen Energy*, 38(12), 4901-4934.
- Comisión Europea. (2020). A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe (COM(2020) 301 final). <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52020DC0301>
- Dirección General de Fondos Comunitarios, «EDARI Tarancón: Buena práctica en depuración industrial,» 2017.
- Enagás GTS. (2023). *Rangos Admisibles 2024-2039*. Enagás.
- International Energy Agency [IEA]. (2019). The Future of Hydrogen: Seizing today's opportunities. <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>
- IPCC. (2023). AR6 Synthesis Report: Climate Change 2023. <https://www.ipcc.ch/report/sixth-assessment-report-cycle/>
- IRENA. (2020). Green Hydrogen: A guide to policy making. International Renewable Energy Agency. <https://www.irena.org/publications/2020/Nov/Green-hydrogen>
- MIBGAS. (2024, diciembre). MIBGAS IBHYX: el primer índice ibérico del precio del hidrógeno renovable [Nota de prensa]. <https://www.mibgas.es/>
- Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico [MITECO]. (2020). Hoja de Ruta del Hidrógeno Renovable. <https://www.miteco.gob.es/es/energia/estrategias-y-normativas/hoja-de-ruta-del-hidrogeno-renovable.html>
- Parlamento Europeo y Consejo de la Unión Europea. (2020). Reglamento (UE) 2020/741 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de mayo de 2020, relativo a los requisitos mínimos para la reutilización del agua. *Diario Oficial de la Unión Europea*, L 177, 32-55.
- Parlamento Europeo y Consejo de la Unión Europea. (2024). Reglamento (UE) 2024/1789 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de junio de 2024, sobre los mercados internos del gas renovable, el gas natural y el hidrógeno. *Diario Oficial de la Unión Europea*.
- Plug Power. (2023). *EX-2125D Electrolyzer System Specifications* [Ficha técnica].
- Schmidt, O., Gambhir, A., Staffell, I., Hawkes, A., Nelson, J., & Few, S. (2017). Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(52), 30470-30492. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.10.045>

Utilización de inteligencia artificial generativa

Para la elaboración de este trabajo no ha sido utilizada la inteligencia artificial generativa.

**Comunicación alineada con los
Objetivos de Desarrollo Sostenible**

