



Facultad de Ciencias Económicas y Empresariales ICADE

TRABAJO DE FIN DE GRADO:

MÉTODO DE FIJACIÓN DE PRECIOS DE HIDRÓGENO VERDE

Autor: Laura Gil Martínez

Director: Dr. Antonio García y Garmendia

MADRID | 01/12/2025

Declaro bajo mi responsabilidad que el Proyecto presentado de título

Método de fijación de precios de hidrógeno verde

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia de Comillas en el curso académico 2025/26 ha sido realizado por mí, se trata de una copia inédita y aún no se ha utilizado para otros fines.

El proyecto no está plagado y la información tomada de otros documentos se encuentra referenciada adecuadamente.

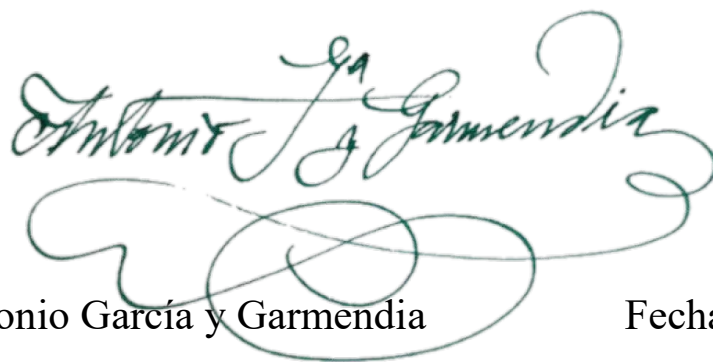


Fdo.: Laura Gil Martinez

Fecha: 30/11/2025

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: Dr. Antonio García y Garmendia

Fecha: 30/11/2025

MÉTODO DE FIJACIÓN DE PRECIOS DE HIDRÓGENO VERDE

Autor: Gil Martínez, Laura

Director: Dr. García y Garmendia, Antonio

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO:

Este trabajo se centra en el estudio de diferentes modelos de fijación de precios de hidrógeno verde creados por actores clave en el sector. Durante el proyecto se analiza desde un punto de vista teórico el diseño de dichos modelos, para posteriormente realizar una comparación práctica de diferentes escenarios en los que se pueden emplear. A partir de esto, se determina la precisión, flexibilidad y robustez tanto del modelo índice IBHYX desarrollado por MIBGAS como el LCOH Calculator de Clean Hydrogen Partnership.

Palabras clave: hidrógeno verde, fijación de precios, coste nivelado del hidrógeno, MIBGAS, Clean Hydrogen Partnership

Este trabajo se centra en el análisis y comparación de diferentes metodologías para la fijación de precios del hidrógeno verde, una tecnología clave en la transición energética hacia la descarbonización. El objetivo principal es la evaluación de la precisión, flexibilidad y aplicabilidad de dos modelos de referencia: el índice IBHYX desarrollado por MIBGAS y la herramienta LCOH Calculator propuesta por Clean Hydrogen Partnership.

En primer lugar, se incluye una breve introducción sobre el contexto energético actual, destacando la relevancia del hidrógeno renovable para alcanzar los objetivos climáticos de la sociedad y los retos asociados a la ausencia de un mercado líquido regulado. A continuación, se realiza un estudio del estado del arte, analizando diferentes modelos diseñados para estimar el coste nivelado del hidrógeno y seleccionando los modelos más cercanos a la realidad.

Una vez seleccionados los modelos con mayor interés, se analiza el fundamento teórico detrás de ellos, describiendo en detalle sus componentes técnicos, financieros y regulatorios. El índice IBHYX, diseñado por MIBGAS, se basa en una metodología de Project Finance, que permite simular la estructura completa de financiación y operación del proyecto, incorporando parámetros definidos por la entidad como la degradación de equipos. Por otro lado, la herramienta LCOH Calculator ofrece un enfoque flexible, capaz de adaptarse a distintos

escenarios internacionales y tecnologías, integrando factores como costes eléctricos, CAPEX, o posibles ingresos adicionales.

Tras esta revisión conceptual, se realiza una comparación práctica mediante simulaciones en diversos supuestos: condiciones estándar en España, escenarios con diferentes fuentes de financiación o proyectos similares localizados en diferentes países de Europa. Los resultados obtenidos a partir de estos escenarios muestran como ambos modelos proporcionan estimaciones coherentes y realistas, pero destacando el LCOH Calculator por su versatilidad y capacidad para reflejar diferentes condiciones. Por último, se presentan las conclusiones y se proponen líneas de mejora orientadas a incrementar la precisión, como la incorporación de costes de transporte, compresión y almacenamiento en futuros desarrollos.

GREEN HYDROGEN PRICING METHOD

Author: Gil Martínez, Laura

Supervisor: Dr. García y Garmendia, Antonio

Collaborating Entity: ICAI – Pontifical Comillas University

PROJECT SUMMARY:

This work focuses on the study of different green hydrogen pricing models developed by key players in the sector. The project analyses the design of these models from a theoretical perspective and subsequently performs a practical comparison across various scenarios where they can be applied. Based on this analysis, the accuracy, flexibility, and robustness of both the IBHYX index model developed by MIBGAS and the LCOH Calculator by Clean Hydrogen Partnership are determined.

Keywords: green hydrogen, price setting, levelized cost of hydrogen, MIBGAS, Clean Hydrogen Partnership

This work focuses on the analysis and comparison of different methodologies for setting green hydrogen prices, a key technology in the energy transition toward decarbonization. The main objective is to evaluate the accuracy, flexibility, and applicability of two reference models: the IBHYX index developed by MIBGAS and the LCOH Calculator proposed by Clean Hydrogen Partnership.

First, a brief introduction to the current energy context is provided, highlighting the importance of renewable hydrogen in achieving climate goals and the challenges associated with the absence of a regulated liquid market. Next, a review of the state of the art is conducted, analysing different models designed to estimate the levelized cost of hydrogen and selecting those closest to reality.

Once the most relevant models are selected, their theoretical foundations are examined in detail, describing their technical, financial, and regulatory components. The IBHYX index, designed by MIBGAS, is based on a Project Finance methodology, which simulates the complete financing and operational structure of the project, incorporating parameters defined by the entity such as equipment degradation. On the other hand, the LCOH Calculator offers a flexible approach, capable of adapting to different international scenarios and technologies, integrating factors such as electricity costs, CAPEX, and potential additional revenues.

After this conceptual review, a practical comparison is carried out through simulations in various scenarios: standard conditions in Spain, cases with different financing sources, and similar projects located in different European countries. The results obtained from these scenarios show that both models provide consistent and realistic estimates, with the LCOH Calculator standing out for its versatility and ability to reflect diverse conditions. Finally, conclusions are presented, and improvement lines are proposed to increase accuracy, such as incorporating transportation, compression, and storage costs in future developments.

Contenido

1.	Introducción	10
2.	Estado del arte	13
3.	Modelo de fijación de precio IBHYX.....	17
3.1	Modelo de LCOH tradicional	17
3.2	Modelo empleado por MIBGAS.....	19
3.3	Inputs del modelo.....	21
4.	LCOH Calculator	23
5.	Comparación práctica de modelos	28
5.1	Caso base	29
5.2	Caso por defecto en España	32
5.3	Caso por defecto con ingresos	36
5.4	Caso por defecto en distintos países	40
6.	Conclusiones	45

1. Introducción

Uno de los objetivos que plantea la Unión Europea para 2050 es una estrategia económica centrada en la neutralidad de emisiones de gases de efecto invernadero. Para ello diferentes sectores como el energético, industrial, transporte y construcción, tendrán un papel relevante¹. Durante los últimos años, especialmente tras la crisis energética sufrida tras la guerra en Ucrania y las consecuencias climáticas provocadas, el hidrógeno verde se ha posicionado como una tecnología clave para la descarbonización del planeta y la independencia energética².

El hidrógeno es el elemento químico más simple y abundante del planeta, presente en el 75% de la materia³. Este gas ha sido utilizado por la sociedad desde principios del siglo XIX, usándose durante la refinación del petróleo, la producción de amoníaco o como materia prima en la industria química dada su facilidad para almacenarse y su versatilidad⁴. Sin embargo, dada su naturaleza el hidrógeno es un vector energético en vez de una fuente de energía primaria. Es decir, es necesario un proceso químico para su obtención⁵.

Actualmente existen diversos tipos de hidrógeno en función de su origen y clasificados por colores⁶:

- Hidrógeno gris: producido a partir de hidrocarburos ligeros y constituye el 99% del hidrógeno producido en España en la actualidad.
- Hidrógeno azul: similar al gris, pero utilizando técnicas de captura, uso y almacenamiento de carbono.
- Hidrógeno amarillo: producido por electrólisis a partir de electricidad de la red.
- Hidrógeno rosa: producido por electrólisis a partir de electricidad procedente de energía nuclear.
- Hidrógeno turquesa: a partir de pirólisis del metano⁷.
- Hidrógeno verde: obtenido por electrólisis a partir de electricidad renovable. Esta corriente eléctrica se utiliza para separar las moléculas de oxígeno e hidrógeno presentes en el agua. Al obtenerse la electricidad a partir de fuentes renovables no se emite dióxido de carbono durante la obtención del hidrógeno, permitiendo el ahorro de

¹ Comisión Europea. (s. f.).

² Iberdrola, S.A. (s. f.).

³ ACCIONA. (s. f.).

⁴ Iberdrola, S.A. (s. f.).

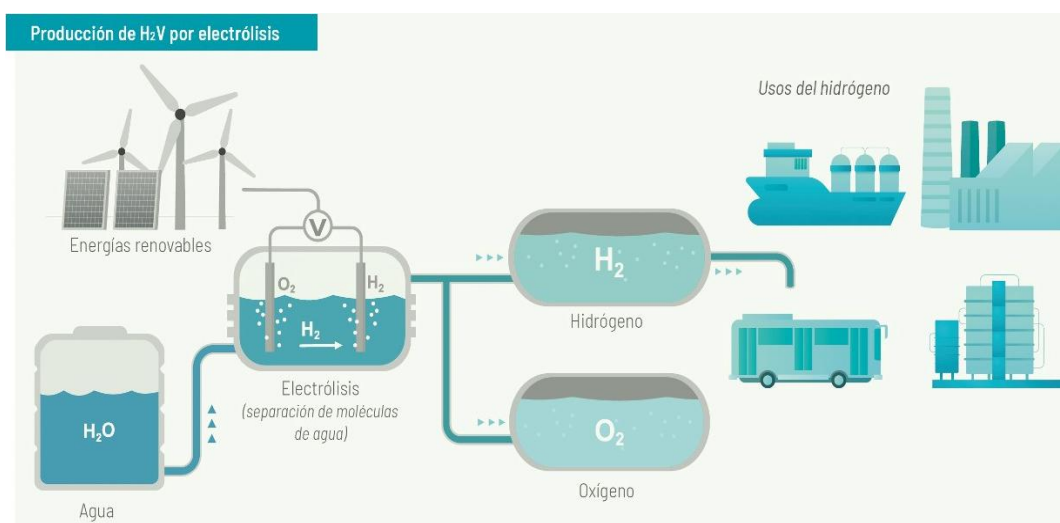
⁵ ACCIONA. (s. f.).

⁶ España – Secretaría de Estado de Energía. (2024).

⁷ Ibid.

los 830 millones de toneladas de CO₂ emitidas anualmente durante la obtención de este gas mediante combustibles fósiles⁸.

Figura 1: Proceso de producción de hidrógeno verde



Fuente: Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile. (2023, marzo 27)

Esta forma de obtener hidrógeno añade una nueva ventaja a las previamente mencionadas, es 100% sostenible. Al tratarse de un proceso en el que no se emiten gases contaminantes ni durante su producción ni combustión, permite la generación de electricidad y agua potable, el almacenamiento de energía durante largos periodos de tiempo y la descarbonización de industrias difíciles de electrificar de manera sostenible⁹. Este potencial ahorro de emisiones combinada con la riqueza de recursos renovables en España y su infraestructura energética desarrollada, posiciona al país como un potencial líder de producción de hidrógeno verde a nivel mundial, ofreciendo costes competitivos y capacidad para exportar a otros mercados europeos¹⁰.

Ante semejante lista de ventajas las expectativas globales incrementaron de manera exponencial, especialmente tras eventos como el COVID-19 y la guerra en Ucrania en los que se mostró la vulnerabilidad energética de diversos países. Sin embargo, los últimos informes publicados por profesionales del sector como la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad¹¹ muestran una clara reducción de las primeras impresiones¹².

⁸ Iberdrola, S.A. (s. f.).

⁹ Ibid.

¹⁰ Iberdrola. (2021, 15 de octubre).

¹¹ ENTSO-E

¹² Acosta, S. (2025, 18 de junio).

Pese a que Europa ocupa el segundo lugar en financiación de proyectos, por detrás de Estados Unidos, los esfuerzos no se han traducido en resultados concretos y tangibles. Actualmente de los 20 millones de toneladas de hidrógeno que la Unión Europea pretendía alcanzar en 2030 a través de diversos proyectos e iniciativas, unos 125 GW de electrólisis, tan sólo una pequeña fracción se encuentra en estado de construcción o financiación en 2025.

Uno de los principales motivos para esta situación tan preocupante para el sector es la falta de acuerdos vinculantes entre compradores y generadores, paralizando proyectos hasta la llegada a un punto en común. Aunque muchos sectores muestran un interés aparentemente genuino en el desarrollo de esta tecnología y la descarbonización, su alto coste, la inconsistencia regulatoria entre estados y la falta de infraestructuras claves para el transporte y distribución junto con la necesidad de nuevos equipos para adaptarse a la tecnología y el temprano estado en el que se encuentra este mercado genera una incomodidad entre los potenciales consumidores, los cuales dudan sobre comprometerse sin señales del mercado sólidas. Esta falta de garantías supone un problema para los desarrolladores a la hora de obtener financiación, ralentizan los planes de los actores involucrados y las decisiones de inversión, retrasando la evolución de esos 125GW planeados¹³.

Para solucionar este problema la creación de un mercado de referencia regulado es clave, reduciendo la incertidumbre previamente mencionada. Un mercado organizado aporta liquidez y visibilidad, permitiendo que los agentes conozcan el valor real del producto y comparen con otros hubs europeos. Esta transparencia genera confianza tanto en consumidores como en financiadores, facilitando la toma de decisiones y acelerando la inversión en nuevas infraestructuras.

Además, un mercado regulado no solo fija precios de referencia, sino que habilita instrumentos a plazo que permiten gestionar riesgos y planificar con horizonte. Un ejemplo de un mercado de este estilo es el caso del gas, la experiencia de MIBGAS demuestra que la existencia de productos futuros y la participación de creadores de mercado incrementa la liquidez y la competencia, consolidando señales claras para el sector. Para el hidrógeno verde, replicar este modelo sería esencial: ofrecer precios fiables y contratos estandarizados reduciría la percepción de riesgo que hoy paraliza proyectos y acercaría los objetivos de capacidad instalada a la realidad¹⁴.

¹³ Hernández, G. (2024, 18 de agosto).

¹⁴ Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (2025).

Aunque todavía no existe un mercado regulado para el hidrógeno verde, se están desarrollando modelos de fijación de precios que buscan sentar las bases para su futura creación. Estas iniciativas, impulsadas por organismos reguladores y actores referentes del sector, incluyen metodologías para calcular precios de referencia en función de costes de producción, emisiones evitadas y señales internacionales. Pese a no tratarse de un mercado desarrollado como el mencionado previamente mercado del gas regulado por MIBGAS, esta medida se puede considerar como un buen primer paso para reducir la incertidumbre que rodea a este sector. Algunos de estos modelos se van a analizar a lo largo de este trabajo en un intento de determinar cuál de ellos muestra resultados más realistas y flexibles.

El trabajo comenzará con el análisis de diferentes modelos existentes en la actualidad en un intento de seleccionar aquellos modelos con mayor precisión y adaptabilidad a la hora de estimar el coste del hidrógeno. Una vez determinados aquellos modelos con mayor potencial se analizarán individualmente la teoría detrás de todas estas herramientas, dedicando un capítulo por modelo. Una vez aclarada la teoría empleada, se empleará un capítulo del trabajo al análisis y comparación de los resultados obtenidos durante la simulación de dichos modelos, utilizándose diferentes casos para comprobar su adaptabilidad en caso de que sea posible, finalizando con una breve explicación de las conclusiones extraídas durante el desarrollo del trabajo.

Por último, cabe destacar que este trabajo se encuentra estrechamente relacionado con diferentes objetivos ODS, siendo los principales el objetivo número 7, Energía asequible y no contaminante, y el objetivo número 9, Industria, innovación e infraestructura. Esta relación se debe a que el trabajo se centra en una tecnología emergente que favorece un uso más sostenible y accesible de la energía, a la vez que impulsa la innovación y el desarrollo de infraestructuras e industrias, enfocándose en la descarbonización.

2. Estado del arte

Como se ha mencionado en capítulos anteriores, uno de los principales retos a los que se enfrenta el hidrógeno verde es su falta de liquidez en la actualidad, dificultando esta falta de un mercado de referencia las negociaciones entre productores y posibles compradores. Ante esta situación, se han llevado a cabo diversos estudios con la intención de fijar un precio realista de producción. Precisamente este capítulo se centra en algunos de los modelos creados durante este estudio de precios.

Actualmente diversas empresas están apostando por dicho vector energético a través de inversiones e iniciativas como charlas de divulgación y grupos de trabajo¹⁵. Precisamente, a partir de uno de los grupos de trabajo creados por MIBGAS se ha recopilado la información necesaria para construir el primer modelo a analizar. Dicho grupo de trabajo, formado por diferentes agentes involucrados en las distintas etapas de la cadena del hidrógeno como productores, comercializadores o el IDEA, ha colaborado para la fijación de un precio de referencia de hidrógeno renovable basado en costes¹⁶.

La inexistencia de un mercado físico de hidrógeno verde y su alto coste de producción supone una fuente de incertidumbre para los potenciales consumidores del producto, frenando significativamente el desarrollo de esta tecnología. Ante esta situación MIBGAS, como operador ibérico del mercado de gas natural, ha creado este modelo con el objetivo de publicar un índice representativo del precio del hidrógeno a nivel peninsular. Dicho índice refleja el precio de oferta mínimo de los productores para obtener una cierta rentabilidad¹⁷.

Este modelo se basa en el modelo tradicional del coste nivelado de hidrógeno, haciendo que el valor actual neto del flujo de caja libre del inversor equivalga a la inversión inicial junto con las posteriores. Para ello, se consideran los principales componentes económicos y técnicos del proceso, como el coste de la electricidad procedente de fuentes renovables, la eficiencia del electrolizador, los costes de inversión¹⁸ y de operación y mantenimiento¹⁹, así como la vida útil del proyecto. A partir de estos parámetros, el modelo estima el precio al que el productor podría vender el hidrógeno cubriendo sus costes y obteniendo una rentabilidad razonable²⁰.

El haber sido diseñado por una entidad oficial a nivel nacional e internacional y ser fácilmente replicable gracias a los datos proporcionados por MIBGAS, hacen de esta herramienta un buen punto de partida a la hora de analizar distintos enfoques para el cálculo del precio del hidrógeno. Además, como se ha mencionado previamente, dicho modelo integra diferentes aspectos técnicos, económicos y operativos del proceso de producción, resultando en una estimación con una sólida base metodológica²¹.

¹⁵ Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia Gobierno de España. (2024)

¹⁶ MIBGAS (2025)

¹⁷ Ibid.

¹⁸ CAPEX

¹⁹ OPEX

²⁰ MIBGAS (2025)

²¹ Ibid.

El modelo de MIBGAS, no sólo cuenta con una buena estructura teórica, sino que también destaca por su diseño orientado para reflejar las condiciones reales del mercado ibérico, incorporando costes de contratos PPA solares y eólicos, así como otros factores determinantes entre los que se encuentran los costes de conexión a red, transporte y seguros asociados a proyectos peninsulares. Esta combinación entre una buena base metodológica y una representación realista del mercado peninsular hacen de este modelo una gran herramienta a la hora de estimar el precio del hidrógeno verde.

Un segundo modelo a destacar es el desarrollado por la asociación Clean Hydrogen Partnership, compuesta por la Unión Europea, Hydrogen Europe y Hydrogen Europe Research. Esta coalición, creada en 2021, se centra en la aceleración del desarrollo del hidrógeno verde, participando en diferentes ámbitos clave como la creación y adaptación de políticas, la innovación tecnológica o la investigación de diferentes áreas del sector. Entre las distintas medidas tomadas por la asociación se encuentra la creación del Levelised Cost of Hydrogen Calculator, herramienta de referencia en Europa para estimar el coste del hidrógeno renovable²².

La calculadora se basa en la metodología del coste nivelado, el cual consiste en distribuir el CAPEX y OPEX a lo largo de la vida útil del proyecto, obteniendo un coste medio por kilogramo de hidrógeno producido. Su propósito principal es facilitar la comparación de costes de producción entre países y bajo diferentes condiciones, permitiendo analizar el impacto de variables como la fuente de electricidad empleada, la tecnología de electrólisis o los marcos regulatorios nacionales. Además, el modelo ofrece la posibilidad de utilizar valores por defecto procedentes de bases de datos actualizadas de Hydrogen Europe y otros organismos oficiales, o bien introducir valores personalizados definidos por el usuario²³. Esta adaptabilidad permite a la herramienta la representación tanto de proyectos generales basados en datos oficiales como estudios específicos adaptados a casos reales, proporcionando una estimación realista, comparable y adecuada al mercado energético europeo²⁴.

Este diseño práctico y adaptable junto con la sólida base teórica proporcionada por el método del coste nivelado resulta en un modelo a tener en cuenta a la hora de evaluar distintas técnicas de estimación de precios de producción de hidrógeno.

²² European Hydrogen Observatory (2024)

²³ Ibid.

²⁴ Ibid.

El proyecto de Clean Hydrogen Partnership no es el único estudio de LCOH a nivel europeo publicado en la actualidad existiendo algunos como el modelo: Producción de hidrógeno fuera de red: análisis de los costes de producción y suministro de hidrógeno. Éste incluye el cálculo del coste del hidrógeno producido en diferentes partes del mundo, así como el coste total incluyendo el transporte hasta Europa, pudiéndose así valorar entre la producción local o la importación. A partir de dicho modelo se calcula un precio de entre 0,6 y 3,5€/kg inferior en países como Chile, llegándose a igualar la rentabilidad de proyectos locales al tenerse en cuenta factores como el previamente mencionado coste de transporte o los riesgos de localización que presentan algunos países. Sin embargo, la aclaración incluida en el artículo acerca de la falta de fiabilidad que presentan los estudios empleados lleva a no poder establecer márgenes de error confiables²⁵. Por esto, pese a tratarse de un modelo muy interesante, se ha considerado necesario esperar a la existencia de una infraestructura de transporte más desarrollada antes de tener en cuenta modelos enfocados en este factor.

Por otro lado, existen estudios parecidos a los anteriores enfocados a nivel global como en el caso del Análisis económico basado en modelos de sistemas eólicos/de hidrógeno fuera de red publicado en la revista científica *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Este modelo se centra en la evaluación económica de proyectos en 112 ubicaciones diferentes de países como China, Chile, Australia o España, calculándose para cada una de estas localizaciones un LCOH en función de diversos parámetros tanto técnicos como financieros. A partir de estos resultados, se ha demostrado cómo la localización de los proyectos puede ser decisivo a la hora de determinar su rentabilidad, influyendo en parámetros como recurso eólico o la tasa de descuento²⁶. Sin embargo, al limitarse a una única fuente de energía, omitiendo una tecnología tan importante en España como la fotovoltaica, se ha decidido no indagar en este modelo.

Otro enfoque interesante existente a la hora de analizar este tipo de proyectos puede ser la relevancia determinante de factores distintos a la localización de la planta, como la tasa de descuento a la que se somete. Este es el caso del modelo: Método de descuento binario para la evaluación económica de proyectos de hidrógeno: estudio de aplicabilidad basado en el coste nivelado del hidrógeno (LCOH), en el que los autores centran su estudio en la importancia del uso de distintos factores de descuento para los costes y los ingresos. Esta teoría se prueba con las cinco tecnologías de electrólisis más comunes y parámetros fijos de productividad y costes,

²⁵ Radner, F. et al. (2024).

²⁶ Zheng, Y. et al. (2023).

demostrando como con todas estas tecnologías el LCOH aumenta con la tasa de descuento que se emplee. Sin embargo, pese a que la distinción de tasas de descuento aporte al modelo precisión y realismo, este estudio todavía necesita una validación con datos reales y la combinación con otros factores determinantes a la hora de analizar el coste del hidrógeno²⁷.

En conclusión, actualmente existen numerosos estudios centrados en el cálculo y análisis del precio de producción del hidrógeno tanto a nivel nacional como internacional. Sin embargo, dado el estado de madurez de esta nueva fuente de energía, muchos de estos estudios se basan en datos teóricos y carecen de fiabilidad. Por esto, al contar con respaldo de instituciones consolidadas en el sector energético, se ha considerado que dos modelos muy interesantes a la hora de analizar el LCOH de diferentes proyectos son el modelo de MIBGAS y el Clean Hydrogen Partnership. Contando ambos con la participación de varios profesionales de la industria durante su desarrollo y demostrando una gran flexibilidad a la hora de analizar el efecto de distintos parámetros.

3. Modelo de fijación de precio IBHYX

MIBGAS S.A, el Operador Organizado de Gas en la Península Ibérica, es desde 2015 el encargado de gestionar la negociación de productos energéticos gasistas de la península, de una forma competitiva, transparente y objetiva. Dada su relevancia en el sector, la entidad ha optado por aportar parte de su filosofía a un mercado emergente como el hidrógeno en un intento de impulsar el desarrollo de esta tecnología. Para ello, MIBGAS ha desarrollado un modelo de fijación de precio de hidrógeno verde, publicando el resultado de éste semanalmente a modo del índice IBHYX²⁸. Este capítulo se centra en el análisis de dicho modelo, estudiando el fundamento teórico detrás de éste y los distintos parámetros utilizados durante su desarrollo.

3.1 Modelo de LCOH tradicional

El modelo de estimación de precios de hidrógeno tradicional estima el precio medio de 1kg de hidrógeno durante la vida útil del proyecto dividiendo los costes totales de dicho de proyecto entre la cantidad de hidrógeno producida en total²⁹.

El cálculo del LCOH tradicional se basa en la igualdad:

$$A = B \quad \{1\}$$

²⁷ Galevskiy, S. et al. (2025).

²⁸ MIBGAS. (s.f.).

²⁹ MIBGAS (2025)

Donde:

- A: valor actual neto³⁰ de todos los flujos de caja, relacionados con los costes, descontados al presente utilizando la tasa interna de rentabilidad³¹ del proyecto.
- B: VAN de todos los flujos de caja, relacionados con los ingresos, descontados al presente utilizando la TIR del proyecto³².

En esta valoración se considera la inversión inicial del proyecto, así como otros costes incurridos y los ingresos obtenidos durante la duración de éste, ambos descontados con la misma tasa de descuento. Resultando la igualdad mostrada en la anterior ecuación en la siguiente expresión³³:

$$C + \sum_{t=1}^n \frac{D_t}{(1+TIR)^t} = \sum_{t=1}^n \frac{E_t F_t}{(1+TIR)^t} \quad \{2\}$$

Donde:

- C: Inversión inicial del proyecto
- D: Costes incurridos
- E: Cantidad de hidrógeno producida
- F: Precio de venta del hidrógeno producido

Considerando un precio de venta constante y equivalente al necesario para cubrir los costes del proyecto se obtiene³⁴:

$$\alpha = F_t = \frac{C+H}{I} \quad \{3\}$$

Siendo:

- α : LCOH
- C: Inversión inicial del proyecto
- H: Costes incurridos descontados al presente utilizando la TIR del proyecto

³⁰ VAN

³¹ TIR

³² Morales, V. V. (2025)

³³ MIBGAS (2025)

³⁴ Ibid.

- E: Cantidad de hidrógeno producida descontada al presente utilizando la TIR

Una vez entendido el modelo utilizado como base por MIBGAS es necesario analizar las mejoras realizadas en éste para una mejor estimación del precio.

3.2 Modelo empleado por MIBGAS

El modelo diseñado por MIBGAS tiene como base el método de cálculo del coste nivelado del hidrógeno³⁵ tradicional explicado previamente, pero el método empleado por la organización asume una financiación basada en el enfoque Project Finance, modo de financiación empleado por un gran número de empresas involucradas en el desarrollo de proyectos de energías renovables³⁶. Esta estrategia permite estructurar la financiación en torno al propio proyecto, de forma que la deuda se asocia directamente a su capacidad de generar ingresos, sin necesidad de comprometer el capital propio de la empresa promotora³⁷.

A diferencia del modelo tradicional de LCOH, basado en igualar el valor actual neto³⁸ de ingresos y costes utilizando una única tasa de descuento, el nuevo enfoque permite simular la estructura financiera completa del proyecto. Considerándose variables clave como la degradación de los equipos, la estructura de capital, los impuestos, las amortizaciones, etc.³⁹.

Al intervenir las numerosas variables mencionadas anteriormente, el modelo resultante es de mayor complejidad. Siendo necesario emplear un proceso iterativo que ajusta el valor de venta del hidrógeno⁴⁰ hasta que el valor actual del flujo de caja libre para el inversor⁴¹, descontado a la tasa interna de rentabilidad, iguala la inversión inicial. Es decir, hasta obtener un valor igual a 0 a partir de la siguiente expresión⁴²:

$$J_{VA} = -C + \sum_{t=1}^n \frac{J_n}{(1+TIR)^t} \quad \{4\}$$

Donde:

³⁵ LCOH

³⁶ MIBGAS (2025)

³⁷ ENGIE España. (s.f.).

³⁸ VAN

³⁹ MIBGAS (2025)

⁴⁰ Este precio del hidrógeno se encuentra incluido en el EBITDA empleado en los cálculos como un ingreso.

⁴¹ FCFE: efectivo generado por el proyecto una vez descontados los gastos necesarios para mantener las operaciones comerciales e inversiones necesarias.

⁴² MIBGAS (2025)

- C: Inversión inicial del proyecto
- J: el flujo de caja libre para el inversor descontado al presente utilizando la TIR del proyecto.

Calculándose el FCFE:

$$J_n = (EBITDA_n - K_n - L_n - M - N_n) \quad \{5\}$$

Siendo:

- EBITDA⁴³: el beneficio antes de restar intereses por la deuda contraída, impuestos propios del negocio, depreciaciones y amortización de inversiones realizadas⁴⁴
- K: Intereses
- L: Deuda amortizada
- M: Impuestos
- N: Incremento de inversiones

Por otro lado, el proceso iterativo tiene como restricción que el Debt Service Coverage Ratio⁴⁵ calculado anualmente se mantenga siempre superior a 1,35 para el precio del hidrógeno calculado. Siendo necesario bajar el peso de la deuda en caso de apalancamiento financiero⁴⁶.

$$O = \frac{L}{P} \quad \{6\}$$

Donde:

- O: Debt Service Coverage Ratio
- P: Servicio total de la deuda
- L: Flujo de caja disponible para el servicio de la deuda⁴⁷.

$$L = (EBITDA_n - M_n - N_n) \quad \{7\}$$

Siendo:

- M: Impuestos

⁴³ Earnings Before Interest Taxes Depreciation and Amortization

⁴⁴ Banco Santander. (s.f.).

⁴⁵ DSCR: mide capacidad del proyecto para cubrir la deuda con los flujos de caja disponibles.

⁴⁶ MIBGAS (2025)

⁴⁷ FCFDS

- N: Incremento de inversiones

3.3 Inputs del modelo

Una vez comprendida la base teórica del modelo, es necesario analizar los distintos inputs empleados para así entender su posible impacto sobre el coste del hidrógeno. Para la selección de los distintos valores seleccionados para el desarrollo del modelo se utilizan como referencia resultados de los proyectos elaborados hasta ahora, así como aportaciones de los distintos profesionales implicados⁴⁸.

La planta diseñada para el modelo se ubica en el centro de la península y consta de un electrolizador de 50MW y un sistema completamente equipado para operar, incluyendo⁴⁹:

- Equipos de tratamiento de agua
- Stack: componente principal, donde se produce la reacción en la que se separan las moléculas de hidrógeno y oxígeno⁵⁰. Elemento el cual se pretende sustituir a las 80000 horas de funcionamiento, incluyéndose en un 15% CAPEX destinado a la renovación de equipos⁵¹.
- Balance de planta: subsistemas necesarios para el funcionamiento del electrolizador como analizadores o dispositivos de detección de fugas⁵².
- EPC
- Suministro eléctrico

Siendo el coste total de esta isla de electrolizador de 1600 €/kW⁵³.

En cuanto a la tecnología de electrólisis elegida para el modelo, MIBGAS no se decanta por ninguna de las principales del mercado, abarcando tanto proyectos que empleen electrolizadores de membrana de intercambio de protones⁵⁴ como Alcalinos, las dos principales tecnologías presentes en el mercado. Incrementando de esta manera la validez representativa del proyecto⁵⁵.

⁴⁸ MIBGAS (2025)

⁴⁹ Ibid.

⁵⁰ EDP Energía. (s.f.)

⁵¹ MIBGAS (2025)

⁵² SynerHy (2022)

⁵³ MIBGAS (2025)

⁵⁴ PEM

⁵⁵ MIBGAS (2025)

En cuanto al resto de las características de la planta, se considera una vida de 25 años con un funcionamiento de 4500 horas al año a plena carga, siendo este un horizonte temporal coherente con los plazos establecidos para otros proyectos similares. Dicha planta tiene una eficiencia de 60%, la cual irá disminuyendo a medida que pasen las horas a causa de la degradación previamente mencionada en un 0,12% por cada 1000 horas en las que el electrolizador funcione a plena carga. Esta degradación tiene otras implicaciones que afectan al modelo como un incremento en la energía consumida⁵⁶.

Por otro lado, se pretende obtener la energía eléctrica a partir de plantas dedicadas, constituidas por un parque fotovoltaico y uno eléctrico, y de contratos PPA. Teniendo en cuenta el impacto de las horas de recurso disponible sobre la producción de hidrógeno, MIBGAS calcula el coste nivelado de la electricidad⁵⁷ a partir de un modelo. Para ello, se ha considerado una planta fotovoltaica de 58MWp eléctricos y una eólica de 23MW de capacidad, ambas localizadas en el centro de la península ibérica⁵⁸.

Para obtener las 4500 horas al año de plena carga el modelo de MIBGAS para el cálculo del LCOE considera una cobertura de 2500 horas anuales por parte de la planta fotovoltaica dedicada y de 1000 horas por parte de la planta eólica, cubriéndose así 3500 de las horas necesarias. Las 1500 horas necesarias para alcanzar el total consumido por el electrolizador se obtienen a partir de un PPA⁵⁹ fotovoltaico encargado de aportar 300 horas y uno eólico encargado de los 700 restantes. Ambos contratos de compraventa tienen una duración de 10 años, son del tipo pay-as-produced y se tiene la capacidad de revender la energía no empleada en la operación del electrolizador⁶⁰.

A partir de todas estas características se calcula el LCOE del proyecto, pudiéndose emplear la media ponderada como input en el modelo encargado del cálculo del LCOH junto con el resto de los parámetros técnicos y económicos. Gracias a esta información, obtenida a partir de los datos facilitados por entidades especializadas en el sector, MIBGAS obtiene un precio de hidrógeno realista.

Como conclusión, este modelo permite calcular un precio representativo del hidrógeno renovable utilizando una metodología financiera precisa y realista, basada en el sistema

⁵⁶ Ibid.

⁵⁷ LCOE

⁵⁸ MIBGAS (2025)

⁵⁹ Un Power Purchase Agreement es un contrato de compraventa de energía a largo plazo.

⁶⁰ MIBGAS (2025)

financiero Project Finance, combinada con valores técnicos y operativos alcanzables⁶¹. El resultado de este modelo es publicado por la institución como el índice MIBGAS IBHYX, el cual se actualiza una vez a la semana en función de los valores adoptados por los diferentes parámetros involucrados en el cálculo, incluidos en el Anexo I. Este índice proporciona transparencia y sirve como una referencia firme para el desarrollo del mercado de hidrógeno verde en la Península Ibérica.

4. LCOH Calculator

El modelo a analizar en este capítulo es el desarrollado por la asociación Clean Hydrogen Partnership, el cual se pretende actualizar anualmente con información proporcionada por la entidad Hydrogen Europe. Ante la creciente relevancia del hidrógeno en la transición energética, este modelo busca garantizar transparencia y exactitud en la fijación de precios, combinando factores económicos y técnicos que faciliten la comparación de proyectos y la toma de decisiones. Al tratarse de un modelo desarrollado por una asociación internacional, es capaz de adaptarse a diferentes conjuntos de inputs, lo que permite obtener resultados más flexibles y adaptables a distintos escenarios. En este capítulo se examina su estructura y principales variables⁶².

La metodología utilizada por Clean Hydrogen Partnership se basa en una estimación del coste total de producción a lo largo de la vida útil del proyecto, expresado en euros por kilogramo de hidrógeno producido. Esto permite la comparación de diferentes tecnologías y escenarios con una base común, pudiéndose así evaluar distintos proyectos de manera objetiva y justa.

Este enfoque combina tanto costes iniciales como operativos, factores regulatorios y posibles ingresos adicionales, permitiendo una visión completa de los distintos elementos que afectan al desarrollo y operación de una planta. El cálculo considera la capacidad instalada, las horas de operación y el consumo energético promedio, ajustado por la degradación del stack y los reemplazos necesarios, aplicando además un análisis de Valor Actual Neto con una tasa de descuento del 6%. Los parámetros clave a la hora de calcular los resultados de este modelo son:

⁶² European Hydrogen Observatory (2024)

- **CAPEX:** inversiones iniciales en la planta como la adquisición de equipos, sistemas auxiliares o terrenos. Suele ser el coste más elevado y se amortiza durante la vida útil del proyecto.
- **Costes de electricidad:** dependen del consumo energético y del precio de la electricidad, que varía según la fuente y el país.
- **Otros OPEX:** costes de operación excluyendo costes de electricidad, impuestos y peajes de red. Abarcan algunos como mantenimiento o sustitución de stacks, y se encuentran distribuidos a lo largo del tiempo.
- **Peajes de red:** cargos por el uso de infraestructuras de transporte y distribución eléctrica, aplicables cuando existe conexión a la red.
- **Impuestos:** tasas sobre el consumo eléctrico, que dependen del marco regulatorio local.
- **Subvenciones:** ayudas financieras que pueden reducir significativamente el coste final.
- **Ingresos por oxígeno:** la venta del oxígeno generado durante la electrólisis puede compensar parte de los costes operativos.

Estos factores influyen sobre el LCOH de la siguiente forma:

$$LCOH \left(\frac{EUR}{kg} \right) = A + B + C + D + E - F - G \quad \{8\}$$

Donde

- A: CAPEX
- B: Costes de electricidad
- C: otros costes de operación
- D: Peajes de red
- E: Impuestos
- F: Subvenciones
- G: Ventas de oxígeno

Estos componentes se desglosan en diferentes ecuaciones:

1. CAPEX

$$A = \frac{H \times A_{por\ kW}}{I} \quad \{9\}$$

Donde:

- A: CAPEX del proyecto
- H: Capacidad de electrólisis instalada
- I: Valor Actual Neto del proyecto, descontado al presente utilizando una tasa del 6%.

2. Costes de electricidad

$$B = \frac{J \times K}{L} \quad \{10\}$$

Donde:

- B: Costes de electricidad durante la producción
- J: Energía consumida durante la producción del hidrógeno
- K: Coste medio de la electricidad consumida
- L: Kg de hidrógeno producido

Dependiendo la energía consumida de otros factores como la eficiencia del electrolizador, la degradación del stack y su durabilidad, la tecnología o las horas de operación anuales⁶³.

3. Otros costes de operación

En cuanto a los otros OPEX, se dividen en dos componentes:

$$C = \frac{M + N}{L} \quad \{11\}$$

Donde:

⁶³ *Ibid.*

- C: Costes operativos, excluyendo costes de electricidad, impuestos y peajes de red.
- M: Coste del reemplazo del stack, calculado como un porcentaje del CAPEX. multiplicado por el número de sustituciones necesarias.
- N: Otros gastos operativos, proporcionales al CAPEX.
- L: Kg de hidrógeno producido

4. Peajes de red

El siguiente componente que afecta al modelo es el relacionado con los peajes de red, el cual depende del consumo energético de la unidad electrolítica y se considera estable durante la vida útil del proyecto⁶⁴.

$$O = \frac{P + \left[\frac{Q \times \left(1 + R \times \frac{S}{1000}\right) + Q}{2} \times \frac{T \times S}{U \times V} + \frac{Q \times \left(1 + R \times \frac{(U \times V - T \times S)}{1000}\right) + Q}{2} \times \frac{U \times V - T \times S}{U \times V} \right]}{1000} \quad \{12\}$$

Donde:

- O: Energía consumida en MWh
- P: Producción de hidrógeno en Kg/h
- Q: Energía consumida en KWh/Kg
- R: Degradación del stack
- S: Duración del stack
- T: Reemplazos del stack
- U: Horas operativas
- V: Vida económica

5. Subsidios

Los subsidios que reciben los proyectos pueden ofrecerse de distinta forma, teniendo en cuenta en el modelo los tres métodos principales:

- Subvenciones al CAPEX en función de la capacidad instalada de la planta

⁶⁴ Ibid.

- Ayudas en función de la cantidad de hidrógeno obtenida
- Reducción de peajes e impuestos sobre la electricidad empleada.

Teniéndose en cuenta la ayuda en el modelo de la siguiente forma:

$$F = -1 \times \left(\frac{W}{I} + \frac{X + Y}{L} \right) \quad \{13\}$$

Donde:

- F: Subsidios
- W: Subvenciones al CAPEX
- I: Valor Actual Neto del proyecto
- X: Ayudas en función del hidrógeno producido
- Y: Reducciones de peajes e impuestos
- L: Kg de hidrógeno producido

6. Ingresos por la venta de oxígeno

Por último, el modelo valora la venta del oxígeno producido durante la electrólisis. Asumiéndose una producción de 8kg de O₂ por cada kg de H₂ y la venta de todo el oxígeno obtenido se tiene en cuenta el último concepto empleado en la fijación de precio⁶⁵.

Todos estos parámetros pueden ser definidos por el usuario, permitiendo un análisis profundo de las diferentes situaciones que se pueden dar en un proyecto de producción de hidrógeno verde. Sin embargo, el modelo también incluye la posibilidad de trabajar con valores predeterminados para estos parámetros, obtenidos a partir de la experiencia de la asociación en diferentes proyectos del estilo. Permitiendo así la comparación de distintos casos con la misma base paramétrica y diferenciados por los siguientes elementos: país en el que se desarrolla el proyecto⁶⁶, fuente de electricidad⁶⁷ y tecnología de electrólisis alcalina o PEM. De esta forma, el modelo permite el estudio de diferentes parámetros, así como su interacción con factores como la localización del proyecto.

⁶⁵ Ibid.

⁶⁶ Pudiendo ser diferentes países de Europa.

⁶⁷ Pudiendo ser fotovoltaica, eólica o del mercado mayorista.

Para acabar la explicación de la fórmula del LCOH, cabe destacar que estos seis componentes no funcionan de manera aislada, sino que interactúan entre sí, condicionando el resultado final. Como se ha mencionado previamente, la eficiencia del electrolizador determina el consumo energético, lo que afecta a los costes de electricidad, los peajes de red e impuestos, todos ellos calculados en función de la energía utilizada. Otro componente que afecta a los demás es la degradación del stack, a medida que esto sucede el consumo aumenta, elevando los costes eléctricos, lo que también incrementa los OPEX. Sin embargo, los costes no son lo únicos que están relacionados entre sí, las subvenciones pueden compensar parte del CAPEX inicial o reducir cargas fiscales y peajes afectando al resultado final. Es decir, el LCOH no es una simple suma de seis parámetros, sino que es el resultado de una combinación dinámica de factores técnicos, económicos y regulatorios que evolucionan durante la vida útil del proyecto, por lo que es imprescindible que a la hora de analizar el modelo se considere el conjunto y no cada parámetro de forma aislada⁶⁸.

En conclusión, el modelo desarrollado propuesto por Clean Hydrogen Partnership constituye una herramienta sólida para estimar el coste de producción del hidrógeno, combinando parámetros económicos, técnicos y regulatorios que reflejan la complejidad de este tipo de proyectos. Su capacidad de adaptarse a diferentes escenarios y la posibilidad de actualizarlo con datos reales provenientes de una entidad líder en el sector hacen de éste un modelo fiable y robusto para comparar escenarios y servir como referencia a la hora de determinar un precio estimado de producción.

5. Comparación práctica de modelos

Como se ha mencionado en capítulos anteriores tanto el modelo de MIBGAS como el de Clean Hydrogen Partnership muestran una metodología precisa y robusta, combinando diferentes factores financieros y técnicos que afectan al precio del hidrógeno. En un intento de decidir cuál de estos dos modelos es mejor en términos de fiabilidad, flexibilidad y realismo se va a llevar a cabo una comparación práctica entre ambos modelos.

Por un lado, se tiene el modelo de MIBGAS, enfocado en calcular un precio para proyectos situados en la Península Ibérica utilizando unos parámetros fijos determinados por la entidad, actualizado semanalmente. Por otro lado, se tiene el modelo de Clean Hydrogen Partnership con un enfoque más global, pudiéndose personalizar los parámetros utilizados y seleccionar el

⁶⁸ European Hydrogen Observatory (2024)

país de localización entre distintas opciones europeas. El análisis comenzará con un caso base en el que ambos modelos utilicen parámetros similares para después cambiar algunos de los inputs del LCOH Calculator y ver su variación frente al caso base.

5.1 Caso base

En esta parte del análisis se pretende replicar los parámetros empleados en el modelo de fijación de precio IBHYX en el LCOH Calculator, pudiéndose comprobar si ambos modelos presentan resultados similares bajo las mismas condiciones. Para ello se introducen los siguientes valores, teniendo en cuenta como fuente de energía renovable una planta fotovoltaica dedicada, un electrolizador PEM y España como localización:

Parámetro	Valor
Costes de capital:	6%
Vida económica:	25 años
Potencia instalada:	50.000 kW
CAPEX:	2.100 EUR/kW
Consumo energético:	55,50 kWh/kg
Durabilidad del stack:	87.600 h
Degradación del stack:	0,21% por 1000h
Costes de reemplazo del stack:	15% CAPEX
Otros costes operativos:	4% CAPEX
Horas de operación	4.500 h/año
Coste promedio de electricidad:	49,27 EUR/MWh
Tarifas de red:	0 EUR/MWh
Impuestos sobre electricidad:	0 EUR/MWh
Subsidio CAPEX del electrolizador:	0 EUR/kW
Prima:	0 EUR/kg
Reducción de tarifas de red o impuestos:	0 EUR/MWh
Precio de venta de oxígeno:	0 EUR/t

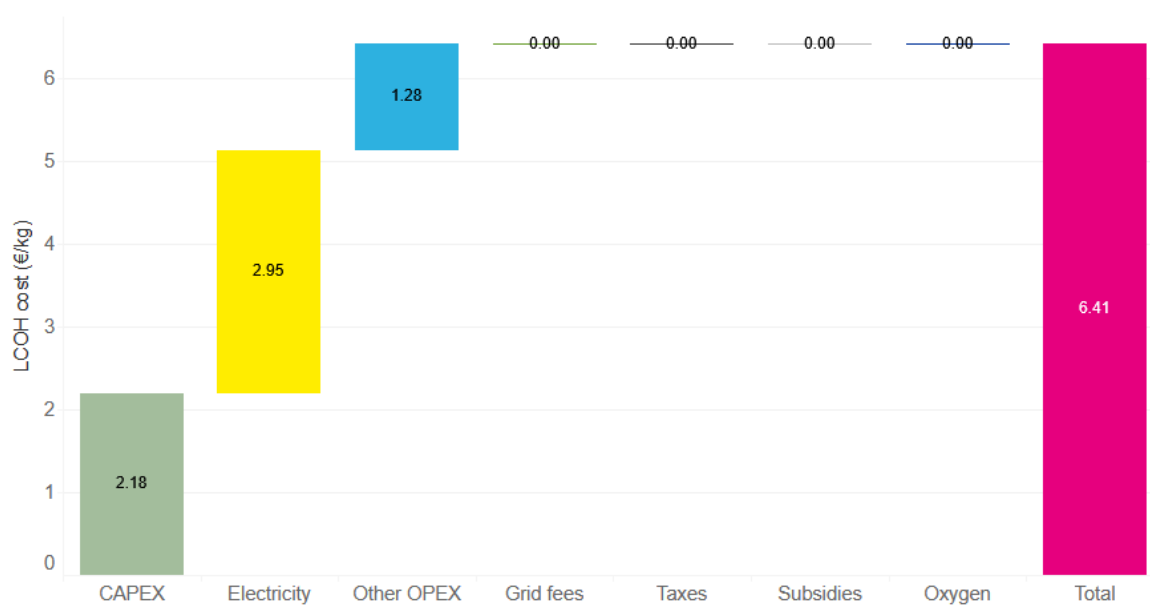
Tabla 1: Parámetros empleados en caso base

El modelo de MIBGAS utiliza una combinación de planta fotovoltaica y eólica dedicadas, pero como en el LCOH Calculator no existe esta opción se van a plantear ambos casos variando el CAPEX de 2.100 EUR/kW a 2.700 EUR/kW. Por otro lado, como el modelo de fijación de precio IBHYX no se decanta por ninguna tecnología se ha escogido como base la tecnología

PEM ya que se considera ligeramente superior al ser más compacta y por su rapidez de respuesta y flexibilidad operativa⁶⁹.

Para estos parámetros se han obtenido los dos siguientes resultados, dependiendo de la fuente de energía empleada:

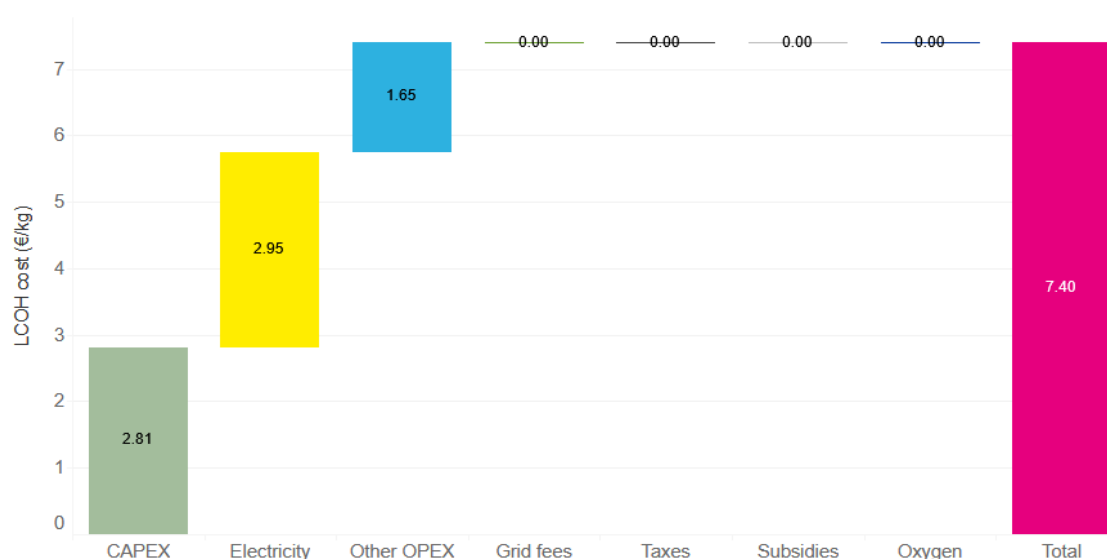
Figura 2: Resultado obtenido con caso base (planta fotovoltaica dedicada)



Fuente: Levelized Cost of Hydrogen Calculator | European Hydrogen Observatory. (2024).

⁶⁹ Brey, J. (2021).

Figura 3: Resultado obtenido con caso base (planta eólica dedicada)



Fuente: Levelized Cost of Hydrogen Calculator | European Hydrogen Observatory. (2024).

Los resultados muestran que el índice MIBGAS, con un coste de 6,09 €/kg, es muy cercano al escenario calculado para una planta fotovoltaica dedicada con 6,41€/kg de coste, lo que nos lleva a asumir una coherencia entre ambos modelos pese a sus diferencias metodológicas, convergiendo en resultados similares. Aunque se aprecia una ligera diferencia entre ambos modelos, que puede deberse a las particularidades propias de cada metodología y a la forma en que cada una integra sus supuestos de cálculo, esta desviación es natural y no muestra grandes desviaciones entre ambos casos.

En cuanto al escenario con energía eólica dedicada, presenta un coste significativamente mayor con 7,40 €/kg frente a los 6,09 €/kg del modelo de MIBGAS y los 6,41 €/kg del caso fotovoltaico. Este salto en los precios puede justificarse con las particularidades del caso analizado, como por ejemplo el incremento de CAPEX en 600 €/kW instalado al usar una planta eólica o la menor utilización efectiva del electrolizador como consecuencia de la variabilidad del recurso empleado. Por tanto, el modelo de Clean Hydrogen Partnership muestra unos resultados más cercanos al precio de referencia fijado por MIBGAS al utilizar como fuente energética una planta fotovoltaica dedicada que una eólica.

Por otro lado, cabe destacar que empresas dedicadas a la investigación de mercados sitúan el precio del hidrógeno verde en octubre de 2025 en torno a 7,32 €/kg⁷⁰, siendo cifras muy similares a los resultados obtenidos en el caso base con fuente de energía eólica. Esto puede llevar a un debate entre que el caso base con energía fotovoltaica y el modelo de MIBGAS pecan de optimismo o que simplemente modelos enfocados a España cuenten con condiciones favorables y realistas gracias sus recursos e infraestructuras.

Una vez analizado el caso base, se van a comparar otros casos obtenidos a partir del modelo LCOH Calculator con el objetivo de estudiar sus resultados en función de diferentes supuestos técnicos, así como la robustez y flexibilidad del modelo.

5.2 Caso por defecto en España

A continuación, se van a analizar los resultados obtenidos con el modelo de Clean Hydrogen Partnership a partir de los valores predeterminados por la asociación. Una vez más se va a utilizar España como localización, un electrolizador PEM y las dos fuentes de energía previamente empleadas en el caso base, fotovoltaica dedicada en un primer escenario y eólica dedicada en el segundo.

Los parámetros empleados en el caso de la planta fotovoltaica son:

Parámetro	Valor
Costes de capital:	6%
Vida económica:	25 años
Potencia instalada:	100.000 kW
CAPEX:	2.503 EUR/kW
Consumo energético:	53,30 kWh/kg
Durabilidad del stack:	60.000 h
Degradación del stack:	0,19% por 1000h
Costes de reemplazo del stack:	15% CAPEX
Otros costes operativos:	2% CAPEX
Horas de operación	2.803 h/año
Coste promedio de electricidad:	28,66 EUR/MWh
Tarifas de red:	0 EUR/MWh
Impuestos sobre electricidad:	0 EUR/MWh

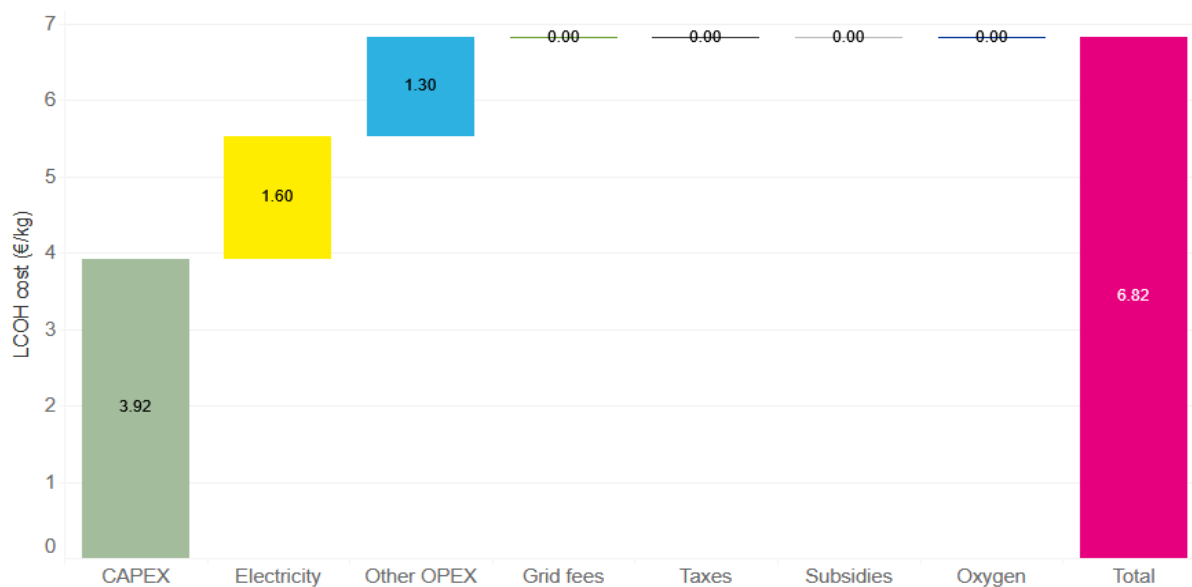
⁷⁰ IMARC Group. (2025).

Subsidio CAPEX del electrolizador:	0 EUR/kW
Prima:	0 EUR/kg
Reducción de tarifas de red o impuestos:	0 EUR/MWh
Precio de venta de oxígeno:	0 EUR/t

Tabla 2: Parámetros empleados en caso por defecto (planta fotovoltaica dedicada)

Obteniéndose los siguientes resultados:

Figura 4: Resultado obtenido con caso por defecto (planta fotovoltaica dedicada)



Fuente: Levelized Cost of Hydrogen Calculator | European Hydrogen Observatory. (2024).

Mientras que con la planta eólica dedicada se utilizan los siguientes valores:

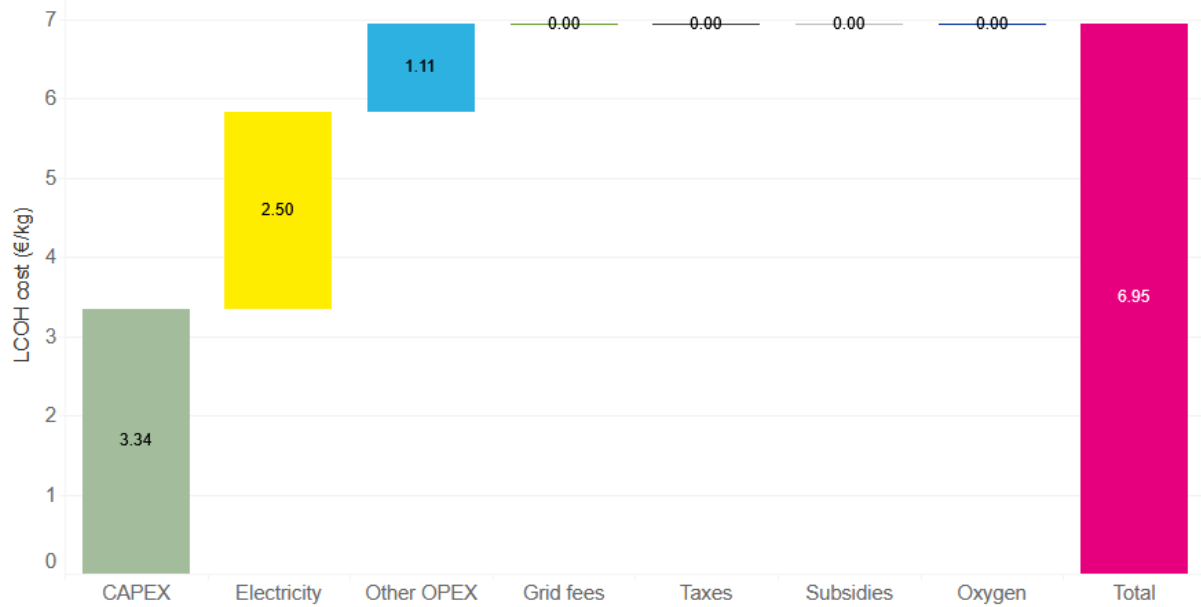
Parámetro	Valor
Costes de capital:	6%
Vida económica:	25 años
Potencia instalada:	100.000 kW

CAPEX:	2.503 EUR/kW
Consumo energético:	53,30 kWh/kg
Durabilidad del stack:	60.000 h
Degradación del stack:	0,19% por 1000h
Costes de reemplazo del stack:	15% CAPEX
Otros costes operativos:	2% CAPEX
Horas de operación	3.277 h/año
Coste promedio de electricidad:	44,77 EUR/MWh
Tarifas de red:	0 EUR/MWh
Impuestos sobre electricidad:	0 EUR/MWh
Subsidio CAPEX del electrolizador:	0 EUR/kW
Prima:	0 EUR/kg
Reducción de tarifas de red o impuestos:	0 EUR/MWh
Precio de venta de oxígeno:	0 EUR/t

Tabla 3: Parámetros empleados en caso por defecto (planta eólica dedicada)

Obteniéndose los siguientes resultados:

Figura 5: Resultado obtenido con caso por defecto (planta eólica dedicada)



Fuente: Levelized Cost of Hydrogen Calculator | European Hydrogen Observatory. (2024).

Los resultados obtenidos a partir de los valores por defecto muestran costes muy próximos entre ambas tecnologías, habiendo una diferencia de 0,13 €/kg entre los 6,82 €/kg en el caso de la fotovoltaica y los 6,95 €/kg de la eólica. La proximidad entre ambos demuestra el impacto que tiene sobre el coste la variación de un solo parámetro como sucede en el caso base, donde la única variable modificada es el CAPEX, frente a escenarios más completos en los que la interacción no lineal entre múltiples factores tiende a equilibrar las diferencias, distribuyendo la fórmula empleada en el modelo su impacto en el resultado. De este modo, al variar dos factores clave como el coste de la electricidad, 28,66 €/MWh en el caso de la fotovoltaica frente a 44,77 €/MWh en el caso de la eólica, y las horas de operación, 2.803 h/año para el primer caso frente a 3.277 h/año para el segundo, se neutraliza la diferencia en el coste final. Es decir, aunque la eólica ofrece más horas de funcionamiento, el incremento del coste eléctrico compensa la ventaja que aporta el primer factor.

Por otro lado, ambos resultados obtenidos con los valores definidos por Clean Hydrogen Partnership se sitúan por debajo de los 7,32 €/kg de referencia del mercado. Esta diferencia sugiere un ligero optimismo por parte del modelo, lo que puede deberse a variaciones en las condiciones de mercado entre el 2024, año de referencia para los datos del modelo, y la situación actual, como cambios en costes de electricidad o factores de financiación. Por lo

tanto, aunque el LCOH Calculator muestre unos datos relativamente realistas, parece que la realidad del mercado muestra unos costes ligeramente superiores.

En conclusión, los resultados obtenidos con los valores por defecto son consistentes y muestran costes muy próximos entre tecnologías, lo que refleja la solidez del modelo. Además, al proporcionar valores cercanos al precio de referencia del mercado, se puede asumir que el modelo ofrece estimaciones realistas y cercanas a la situación actual.

Viendo la robustez que presenta el modelo al emplearse los valores establecidos por la entidad, se van a emplear una vez más estos datos. Sin embargo, esta vez la variación va a venir por parte de los ingresos que puede recibir un proyecto.

5.3 Caso por defecto con ingresos

A la hora de evaluar un proyecto es necesario ir más allá y no sólo pensar en un solo tipo de ingreso, siendo imprescindible valorar diferentes fuentes de financiación e ingresos. Por ello, se ha considerado necesario tener en cuenta la posibilidad de recibir subvenciones para el proyecto e ingresos adicionales a través de la venta del oxígeno producido durante la electrólisis. Para ello se valorarán cada uno de los escenarios por separado, siendo ambas plantas localizadas en España, con electrolizadores PEM y con una planta eólica dedicada como fuente de energía renovable dada su cercanía al valor del mercado actualmente.

En el caso de la subvención, se va a utilizar como referencia las subastas del Banco Europeo del Hidrógeno, una ayuda concedida por parte de la Comisión Europea para la financiación pública de proyectos en todo el Espacio Económico Europeo. Éste se trata de un programa consolidado que cuenta con casi 1000 millones de euros de presupuesto y con resultados publicados de los ganadores de dos rondas diferentes, entre los que se encuentran más de 8 proyectos localizados en España, convirtiéndolo en el ejemplo perfecto para este estudio⁷¹.

Parámetro	Valor
Costes de capital:	6%
Vida económica:	25 años
Potencia instalada:	100.000 kW
CAPEX:	2.503 EUR/kW

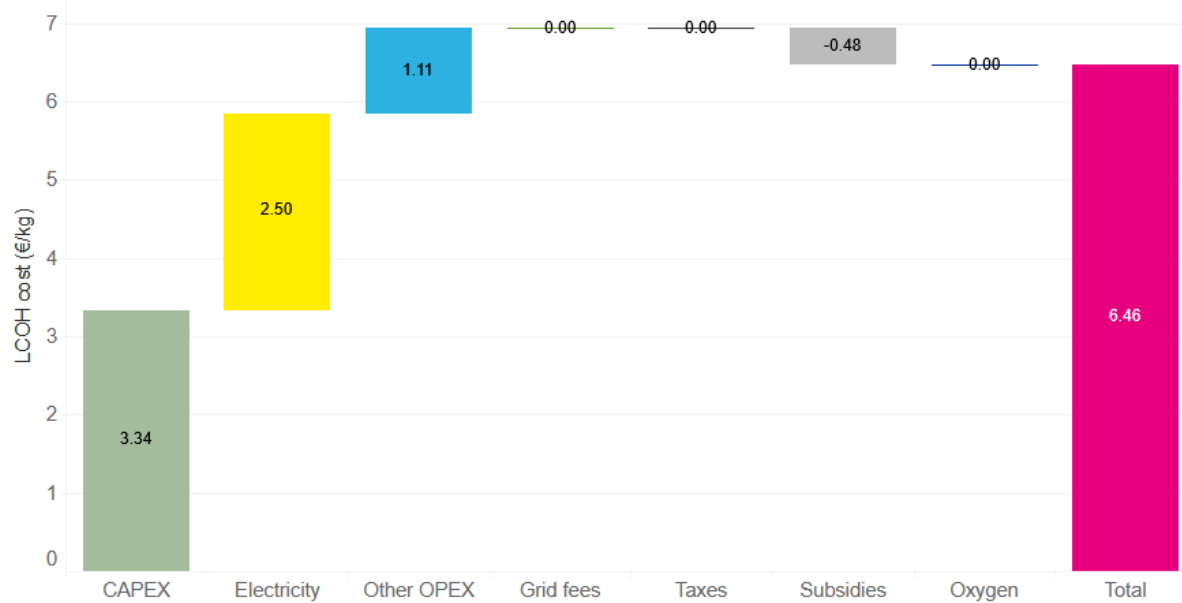
⁷¹ Comisión Europea. (2025, 20 de mayo).

Consumo energético:	53,30 kWh/kg
Durabilidad del stack:	60.000 h
Degradación del stack:	0,19% por 1000h
Costes de reemplazo del stack:	15% CAPEX
Otros costes operativos:	2% CAPEX
Horas de operación	3.277 h/año
Coste promedio de electricidad:	44,77 EUR/MWh
Tarifas de red:	0 EUR/MWh
Impuestos sobre electricidad:	0 EUR/MWh
Subsidio CAPEX del electrolizador:	0 EUR/kW
Prima:	0,48 EUR/kg
Reducción de tarifas de red o impuestos:	0 EUR/MWh
Precio de venta de oxígeno:	0 EUR/t

Tabla 4: Parámetros empleados en caso por defecto (prima de 0,48 €/kg)

Obteniéndose los siguientes resultados:

Figura 6: Resultado obtenido con caso por defecto (prima de 0,48 €/kg)



Fuente: Levelized Cost of Hydrogen Calculator | European Hydrogen Observatory. (2024).

A partir de estos resultados se observa como al aplicar una prima, en este caso se ha asumido 0,48 €/kg al ser la mayor prima recibida por parte de un proyecto español en la última ronda publicada del Banco Europeo de Hidrógeno, el modelo lo aplica de forma directa demostrando su capacidad de tener en cuenta ayudas económicas en sus estimaciones. Esto muestra como el modelo no se limita a calcular el LCOH con un enfoque técnico, sino que incluye variables económicas como esta prima sin alterar los factores operativos. Esta capacidad resulta fundamental a la hora de evaluar proyectos dado que en la fase inicial en la que se encuentra el sector este tipo de subvenciones son fundamentales para el desarrollo de los proyectos y la llegada a un punto en común entre productores y consumidores.

El siguiente caso a evaluar es la venta del oxígeno obtenido como subproducto durante la electrólisis como fuente de ingreso adicional. Dada la utilidad del oxígeno en sectores como la metalurgia, el tratamiento de aguas o la industria papelera se ha considerado necesario tener en cuenta este factor a la hora evaluar proyectos, asumiendo un precio de 86,8 €/kg en vez de ventear el subproducto obtenido e ingresar 0€/kg.⁷² Este precio no se ha escogido al azar, sino que se han tenido en cuenta los precios aproximados del mercado de oxígeno a nivel industrial en la actualidad, seleccionándose el caso más favorable para este ejemplo⁷³.

Parámetro	Valor
Costes de capital:	6%
Vida económica:	25 años
Potencia instalada:	100.000 kW
CAPEX:	2.503 EUR/kW
Consumo energético:	53,30 kWh/kg
Durabilidad del stack:	60.000 h
Degradación del stack:	0,19% por 1000h
Costes de reemplazo del stack:	15% CAPEX
Otros costes operativos:	2% CAPEX
Horas de operación	3.277 h/año
Coste promedio de electricidad:	44,77 EUR/MWh
Tarifas de red:	0 EUR/MWh
Impuestos sobre electricidad:	0 EUR/MWh

⁷² Prieto Elorduy, A., et.al. (2025, julio 15).

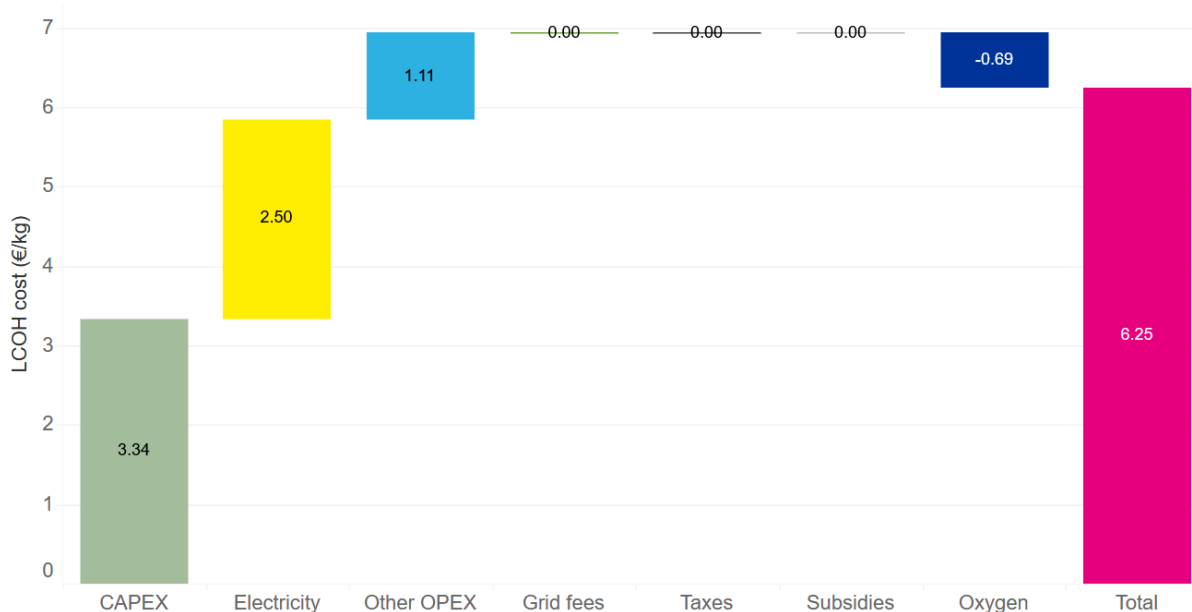
⁷³ Nexanteca. (s. f.).

Subsidio CAPEX del electrolizador:	0 EUR/kW
Prima:	0 EUR/kg
Reducción de tarifas de red o impuestos:	0 EUR/MWh
Precio de venta de oxígeno:	86,8 EUR/t

Tabla 5: Parámetros empleados en caso por defecto (venta de oxígeno)

Obteniéndose los siguientes resultados:

Figura 7: Resultado obtenido con caso por defecto (venta de oxígeno)



Fuente: Levelized Cost of Hydrogen Calculator | European Hydrogen Observatory. (2024).

Al incorporar la venta del oxígeno obtenido como subproducto a 86,8 €/t, el modelo reduce el LCOH del caso por defecto de 6,94 €/kg a 6,25 €/kg, lo que demuestra su capacidad para integrar ingresos adicionales en el cálculo económico. Esto resulta fundamental ya que permite evaluar no solo los costes directos de producción, sino también el efecto de monetizar subproductos, ofreciendo una visión más completa de la rentabilidad del proyecto. Al reflejar este ingreso de forma coherente y sin modificar otros parámetros técnicos, se confirma una vez más la flexibilidad de esta herramienta para analizar escenarios, donde el estudio de diversos parámetros puede mejorar la competitividad del hidrógeno renovable.

Viendo la robustez que presenta el modelo al emplearse los valores establecidos por la entidad en distintos escenarios, para el siguiente caso van a volver a utilizarse. Sin embargo, esta vez la variación va a venir por parte de la localización seleccionada para la planta.

5.4 Caso por defecto en distintos países

Diferentes actores del sector están trabajando en el desarrollo de lo que se conoce como el Southwest Hydrogen Corridor, una infraestructura destinada a conectar la Península Ibérica con el centro de Europa para facilitar el transporte de hidrógeno verde. Este mismo septiembre Francia y Alemania sellaron su apoyo a este proyecto, mostrando un fuerte compromiso con el desarrollo de esta tecnología⁷⁴. Ante esta futura cooperación entre España y estos dos países se ha considerado importante el análisis del coste de producción de hidrógeno tanto en Francia como en Alemania, siendo los siguientes casos a evaluar.

Para este estudio, como se ha mencionado previamente, se van a utilizar los valores establecidos por defecto en el modelo, ya que han demostrado estimaciones realistas y consistentes. Dada la cercanía que ha presentado el escenario de la planta eólica dedicada con la realidad del mercado y la escasez de recurso fotovoltaico en países como Alemania se ha optado por la eólica como fuente de energía renovable. Por último, una vez más se empleará un electrolizador de tecnología PEM.

Los parámetros empleados en el caso de Alemania:

Parámetro	Valor
Costes de capital:	6%
Vida económica:	25 años
Potencia instalada:	100.000 kW
CAPEX:	2.503 EUR/kW
Consumo energético:	53,30 kWh/kg
Durabilidad del stack:	60.000 h
Degradación del stack:	0,19% por 1000h
Costes de reemplazo del stack:	15% CAPEX
Otros costes operativos:	2% CAPEX
Horas de operación	3.361 h/año
Coste promedio de electricidad:	54,78 EUR/MWh
Tarifas de red:	0 EUR/MWh
Impuestos sobre electricidad:	0 EUR/MWh
Subsidio CAPEX del electrolizador:	0 EUR/kW

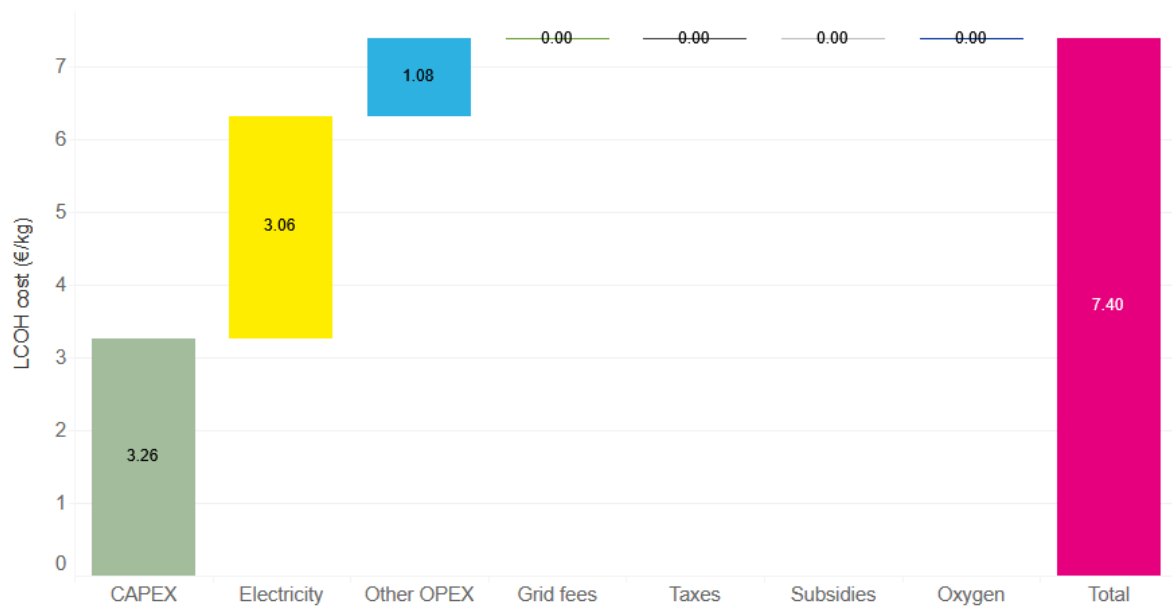
⁷⁴ Acosta, S. (2025, 2 de septiembre).

Prima:	0 EUR/kg
Reducción de tarifas de red o impuestos:	0 EUR/MWh
Precio de venta de oxígeno:	0 EUR/t

Tabla 6: Parámetros empleados en caso por defecto (Alemania)

Obteniéndose los siguientes resultados:

Figura 8: Resultado obtenido con caso por defecto (Alemania)



Fuente: Levelized Cost of Hydrogen Calculator | European Hydrogen Observatory. (2024).

Mientras que los parámetros empleados en el caso de Francia son:

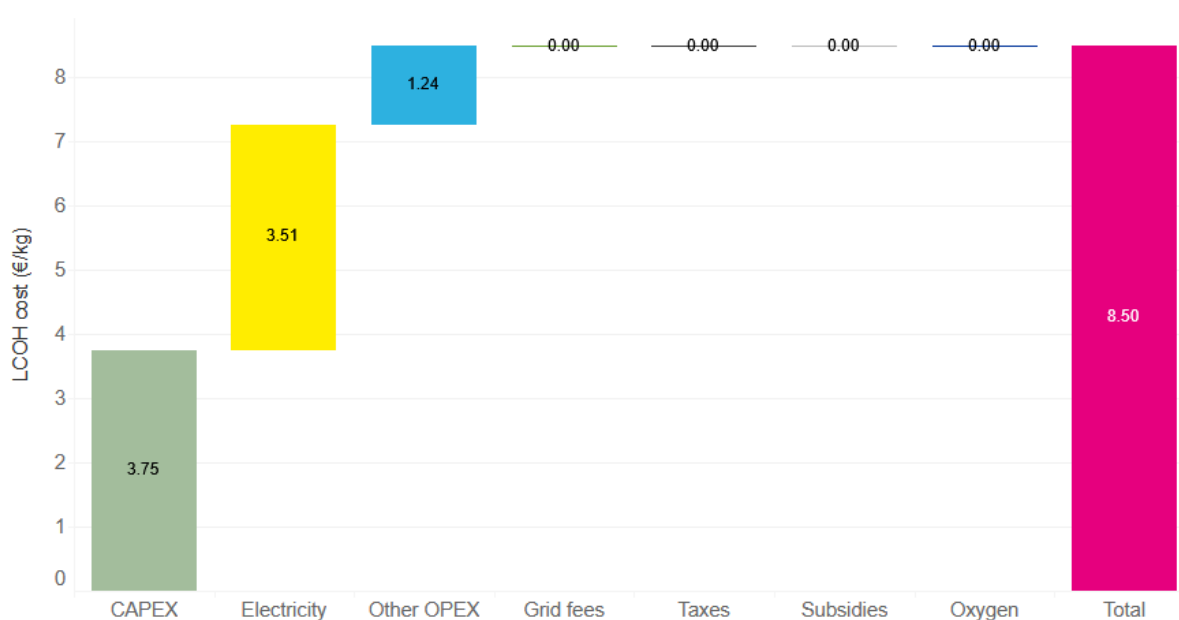
Parámetro	Valor
Costes de capital:	6%
Vida económica:	25 años
Potencia instalada:	100.000 kW
CAPEX:	2.503 EUR/kW
Consumo energético:	53,30 kWh/kg
Durabilidad del stack:	60.000 h

Degradación del stack:	0,19% por 1000h
Costes de reemplazo del stack:	15% CAPEX
Otros costes operativos:	2% CAPEX
Horas de operación	2.928 h/año
Coste promedio de electricidad:	62.76 EUR/MWh
Tarifas de red:	0 EUR/MWh
Impuestos sobre electricidad:	0 EUR/MWh
Subsidio CAPEX del electrolizador:	0 EUR/kW
Prima:	0 EUR/kg
Reducción de tarifas de red o impuestos:	0 EUR/MWh
Precio de venta de oxígeno:	0 EUR/t

Tabla 7: Parámetros empleados en caso por defecto (Francia)

Obteniéndose los siguientes resultados:

Figura 9: Resultado obtenido con caso por defecto (Francia)



Fuente: Levelized Cost of Hydrogen Calculator | European Hydrogen Observatory. (2024).

Los resultados calculados por el modelo muestran una diferencia significativa entre los 7,40 €/kg de Alemania y los 8,50 €/kg de Francia. Una vez más, variar elementos claves en la producción del hidrógeno como las horas de operación y el coste promedio de la electricidad

genera una diferencia significativa en el precio de producción en plantas con características similares.

Por otro lado, al comparar estos valores con el caso por defecto con planta eólica dedicada en España de 6,95 €/kg y el precio de referencia del mercado de 7,32 €/kg, se puede observar como Alemania muestra resultados más cercanos, mientras que Francia los supera ampliamente, pero en ningún caso muestra datos que se salgan de lo realista. Esta diferencia muestra que el modelo incorpora las condiciones específicas de cada país y, aunque los resultados varían entre escenarios, mantiene una lógica que refleja de forma coherente el impacto del contexto local en el resultado final. En conjunto, se puede concluir que el modelo LCOH Calculator es una herramienta adaptable y robusta a la hora de analizar escenarios internacionales.

Este último análisis, junto con los otros casos estudiados a lo largo del capítulo, demuestra la robustez que presenta el modelo de LCOH Calculator, especialmente con una planta eólica dedicada, en diferentes escenarios. Siendo capaz de integrar de forma coherente la variación de elementos clave como los que se muestran a continuación.

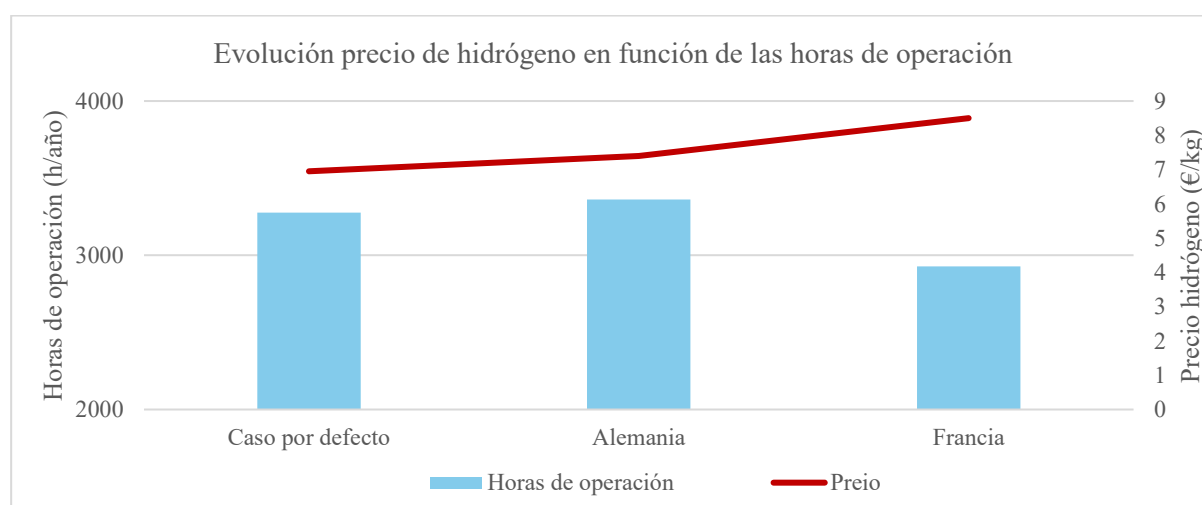


Figura 10: Evolución del precio del hidrógeno en función de las horas de operación

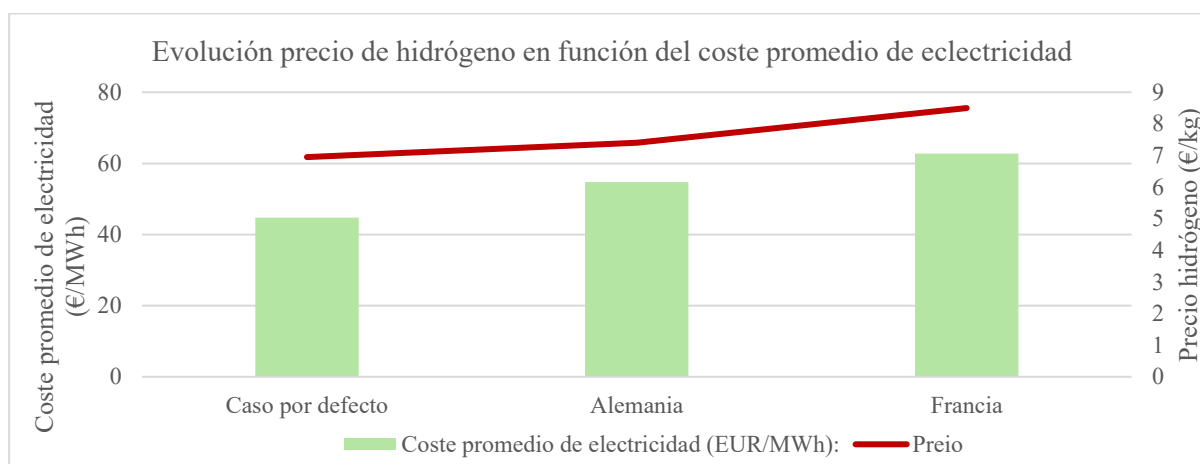


Figura 11: Evolución precio de hidrógeno en función del coste promedio de electricidad

A partir de estas gráficas se comprueba como el precio del hidrógeno depende en gran medida de las horas de operación y del coste de la electricidad, aumentando cuando las horas disminuyen o la electricidad se encarece. Esta relación se muestra al comparar países con el caso por defecto en España, donde Alemania y Francia presentan un LCOH más distintas estimaciones debido a su menor disponibilidad horaria y mayores costes energéticos. Diferencias que no se deben a la metodología del modelo, sino a las condiciones energéticas específicas de cada región, demostrando la capacidad del modelo de integrar coherentemente las variaciones necesarias según el contexto.

En conclusión, la comparación entre el modelo de MIBGAS y el LCOH Calculator demuestra que ambos ofrecen resultados coherentes y metodológicamente robustos, siendo capaces de estimar con precisión precios realistas para el hidrógeno verde. Por un lado, el modelo de MIBGAS, centrado en la Península Ibérica, presenta resultados ligeramente más optimistas, mientras que el LCOH Calculator, gracias a su flexibilidad y alcance internacional, obtiene valores muy próximos al precio de referencia del mercado, especialmente en plantas con energía eólica. Siendo, en mi opinión, el modelo de MIBGAS una herramienta de referencia realista para el ámbito nacional, mientras que el modelo de Clean Hydrogen Partnership constituye una herramienta más versátil y robusta para el análisis comparativo a nivel europeo y de proyectos más concretos.

6. Conclusiones

A partir del análisis realizado a lo largo de este trabajo se han podido obtener diferentes conclusiones que permiten identificar los puntos fuertes y usos de diferentes modelos de estimación del precio del hidrógeno verde. El objetivo de este capítulo es la síntesis de dichos hallazgos en un intento de concluir cuál de los modelos analizados se adapta mejor a la situación actual del mercado.

Como se ha comprobado en el capítulo Estado del arte, existen numerosos estudios enfocados en el cálculo del precio de hidrógeno verde, contando todos ellos con enfoques muy interesantes tanto a nivel nacional como internacional. Sin embargo, dado el estado de madurez del hidrógeno, no todos ellos terminan de adaptarse de una forma realista al mercado. Dada esta situación se han considerado como mejor opción para el análisis el modelo de fijación de precio IBHYX y e LCOH Calculator, ambos diseñados por instituciones con reconocida trayectoria en el mercado.

El análisis teórico y práctico de estos modelos muestra enfoques complementarios que aportan rigor técnico, financiero y metodológico para estimar el coste del hidrógeno renovable. MIBGAS tiene en cuenta parámetros como la financiación, el desgaste de los equipos o las condiciones de operación, ofreciendo una visión detallada y fiable del precio necesario para que los proyectos sean viables a nivel peninsular. Por otro lado, el modelo de Clean Hydrogen Partnership aporta un enfoque más amplio, sumando a estas variables aspectos técnicos, económicos y regulatorios y considerando cómo se relacionan entre sí. Su capacidad para adaptarse a diferentes países, tecnologías y fuentes de energía, junto con la actualización periódica de sus parámetros, refuerza su utilidad estratégica. En conclusión, a partir de este trabajo se ha considerado que el LCOH Calculator de Clean Hydrogen Partnership, más flexible y actualizado que MIBGAS, se consolida como la herramienta más fiable y representativa para estimar el coste del hidrógeno renovable.

No obstante, cabe destacar que esta industria se encuentra en pleno auge y en constante cambio, por lo que los profesionales del sector continúan perfeccionando este tipo de modelos. Aunque los resultados obtenidos a partir de los modelos estudiados en este trabajo son prometedores, el desarrollo de nuevas herramientas y la mejora de las existentes podría ampliar su precisión y flexibilidad. Siendo interesante para futuros trabajos perfeccionar el modelo LCOH Calculator, incorporando parámetros adicionales como los costes de transporte y compresión,

para ofrecer una estimación aún más realista del coste del hidrógeno renovable en distintos escenarios.

Anexo: Tabla de parámetros

Última actualización: 16/12/204

	Parámetro	Valor	Unidades	Frecuencia	Confidencial	Publicación
Precio	LCOH	-	€/kg	Semanal	No	Excel
	LCOH	-	€/MWh	Semanal	No	Excel
DATOS ELECTROLIZADOR	Potencia nominal	50	MW	Fijo	No	PDF
	Vida útil	25	años	Fijo	No	PDF
	Eficiencia	60	%	Fijo	No	PDF
	Poder calorífico superior (HHV H2)	39,41	kWh/kg	Fijo	No	PDF
	Horas equivalentes* (h.eq.)	4500	h/año	Fijo	No	PDF
	Derechos de emisión ETS concedidos	6,84	derechos/t H2	Puntual	No	PDF
	Presión de salida del stack	30	bar	Fijo	No	PDF
	Degradación del stack	0,12	%/1000h	Fijo	No	PDF
	Vida útil del stack	80.000	h	Fijo	No	PDF
	OPEX	2,5	% del CAPEX al año	Fijo	No	PDF
	Costes de seguro	1,5	% del CAPEX al año	Puntual	No	PDF
DATOS DE SUMINISTRO ELÉCTRICO	Potencia eléctrica nominal	50	MW	Fijo	No	PDF
	Potencia de la planta solar	58	MW	Fijo	No	PDF
	Potencia de la planta eólica	23	MW	Fijo	No	PDF
	H.eq. con solar dedicada	2500	h/año	Fijo	No	PDF
	H.eq. con eólica dedicada	1000	h/año	Fijo	No	PDF
	H.eq. con PPA eólica	700	h/año	Fijo	No	PDF
	H.eq. con PPA solar	300	h/año	Fijo	No	PDF
	Coste de la energía PPA eólica	-	€/MWh	Semanal	Sí	Pexapark
	Coste de la energía PPA solar	-	€/MWh	Semanal	Sí	Pexapark
	Coste total de la energía PPA	-	€/MWh	Semanal	Sí	No
	Tensión en el punto de conexión	220	kV	Fijo	No	PDF
	Longitud línea directa	5	km	Fijo	No	PDF
	Distancia al punto de conexión	2	km	Fijo	No	PDF
	LCOE planta dedicada solar	-	€/MWh	Puntual	Sí	No
	LCOE planta dedicada eólica	-	€/MWh	Puntual	Sí	No
DATOS ECONÓMICOS	LCOE planta dedicada total	-	€/MWh	Puntual	Sí	No
	Vida útil planta dedicada solar	25	años	Fijo	No	PDF
	Vida útil planta dedicada eólica	25	años	Fijo	No	PDF
	CAPEX planta dedicada solar	500	€/kW	Puntual	No	PDF
	CAPEX planta dedicada eólica	1100	€/kW	Puntual	No	PDF
	Coste O&M planta dedicada solar	5	€/kW-año	Puntual	No	PDF
	Coste O&M planta dedicada eólica	50	€/kW-año	Puntual	No	PDF
	Precio de los derechos de emisión ETS Y+2	-	€/t CO2 eq	Semanal	Sí	ICE
	Coste de la deuda (Euribor IRS + 300 p.p.)	-	%	Semanal	Sí	LSEG
	Subvención CAPEX (sólo electrolizador)	0	% del CAPEX	Extraordinaria	No	PDF
	Subvención OPEX (producción H2)	0	€/kg H2	Extraordinaria	No	PDF
	CAPEX de electrólisis	1600	€/kW	Extraordinaria	No	PDF
	Coste de sustitución del stack	15	% del CAPEX	Extraordinaria	No	PDF

Bibliografía:

ACCIONA. (s. f.). *Hidrógeno verde*. <https://www.acciona.com/es/soluciones/energia/areas-actividad/hidrogeno-verde> (acciona.com)

Acosta, S. (2025, 2 de septiembre). *Francia y Alemania sellan su apoyo al corredor de hidrógeno que unirá la Península Ibérica con el corazón de Europa*. El Periódico de la Energía. <https://elperiodicodelaenergia.com/francia-y-alemania-sellan-su-apoyo-al-corredor-de-hidrogeno-que-unira-la-peninsula-iberica-con-el-corazon-de-europa>

Acosta, S. (2025, 18 de junio). *Europa pincha la burbuja del hidrógeno: sólo un 3,6 % de los proyectos están en marcha*. El Periódico de la Energía. <https://elperiodicodelaenergia.com/europa-pincha-la-burbuja-del-hidrogeno-solo-un-3-6-de-los-proyectos-estan-en-marcha/> (elperiodicodelaenergia.com)

Banco Santander. (s.f.). *EBITDA*. Banco Santander.

<https://www.bancosantander.es/glosario/ebitda>

Brey, J. (2021). *La electrólisis como una herramienta clave de la descarbonización del siglo XXI*. H2B2 Electrolysis Technologies.

Comisión Europea. (2025, 20 de mayo). *Se conceden casi 1 000 millones de euros para impulsar el desarrollo del hidrógeno renovable*.

https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/es/ip_25_1264

Comisión Europea. (s. f.). *Estrategia a largo plazo para 2050*.

https://climate.ec.europa.eu/eu-action/climate-strategies-targets/2050-long-term-strategy_es

Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC). (2025). *Informe sobre el funcionamiento del mercado mayorista de gas en 2023 y recomendaciones para el incremento de la liquidez, la transparencia y el nivel de competencia del mercado organizado (INF/DE/166/24)*. CNMC [cnmc.es]

EDP Energía. (s.f.). *Electrolizadores: qué son y su papel en la producción de hidrógeno verde*. EDP Energía. <https://www.edpenergia.es/es/blog/sostenibilidad/electrolizadores-hidrogeno-verde/>

ENGIE España. (s.f.). *Project finance y transición energética*. ENGIE.

<https://www.engie.es/project-finance-y-transicion-energetica/>

España – Secretaría de Estado de Energía. (2024, 6 de septiembre). *¿Qué es el hidrógeno verde? Beneficios e impacto en España (PRTR)*.

<https://planderecuperacion.gob.es/noticias/que-es-hidrogeno-verde-beneficios-impacto-espana-prtr>

Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile. (2023, marzo 27).

Hidrógeno verde: una apuesta para la transición energética. Universidad de Chile.

<https://ingenieria.uchile.cl/noticias/210781/hidrogeno-verde-una-apuesta-para-la-transicion-energetica>

Galevskiy, S., & Qian, H. (2025). A Binary Discounting Method for Economic Evaluation of Hydrogen Projects: Applicability Study Based on Levelized Cost of Hydrogen (LCOH).

Energies, 18(14), 3839. <https://www.mdpi.com/1996-1073/18/14/3839>

Hernández, G. (2024, 18 de agosto). *Por qué casi nadie está comprando el hidrógeno verde*.

Bloomberg Línea. <https://www.bloomberglinea.com/2024/08/18/por-que-casi-nadie-esta-comprando-el-hidrogeno-verde/>

Iberdrola. (2021, 15 de octubre). *Por qué España puede ser un líder mundial en hidrógeno verde*.

Iberdrola. <https://www.iberdrola.es/blog/sostenibilidad/espana-lider-mundial-hidrogeno-verde> (iberdrola.es)

Iberdrola, S.A. (s. f.). *Qué es el hidrógeno verde y su*

importancia. <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/hidrogeno-verde>

IMARC Group. (2025). *Green Hydrogen Prices, Trend, Chart, Demand, Market Analysis, News, Historical and Forecast Data Report 2025 Edition*. IMARC Group.

<https://www.imarcgroup.com/green-hydrogen-pricing-report>

Levelised Cost of Hydrogen Calculator | European Hydrogen Observatory. (2024). European

Hydrogen Observatory. <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/tools-reports/levelised-cost-hydrogen-calculator>

MIBGAS - Green Energy. (s. f.). <https://greenenergy.mibgas.es/indice>

MIBGAS. (s.f.). *Presentación y funciones*. MIBGAS.

<https://www.mibgas.es/es/cccontent/presentacion-y-funciones>

Morales, V. V. (2025, 5 junio). *Valor actual neto (VAN) - Qué es y cómo utilizarlo*.

Economipedia. <https://economipedia.com/definiciones/valor-actual-neto.html>

Nexanteca. (s. f.). *Making money out of thin air: Valorizing oxygen by-product green hydrogen production*. Nexanteca. https://www-nexanteca-com.translate.goog/blog/making-money-out-thin-air-valorizing-oxygen-byproduct-green-hydrogen-production?_x_tr_sl=en&_x_tr_tl=es&_x_tr_hl=es&_x_tr_pto=rq&_x_tr_hist=true

Prieto Elorduy, A., & Padín, G. (2025, julio 15). *Valorización del oxígeno en la electrólisis*.

El Periódico de la Energía. <https://elperiodicodelaenergia.com/valorizacion-del-oxigeno-en-la-electrolisis/>

¿Qué es el hidrógeno verde? | Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
Gobierno de España. (06.09.2024). <https://planderecuperacion.gob.es/noticias/que-es-hidrogeno-verde-beneficios-impacto-espana-prtr>

Radner, F., Strobl, N., Köberl, M., Winkler, F., Esser, K., & Trattner, A. (2024). Off-grid hydrogen production: Analysing hydrogen production and supply costs considering country-specifics and transport to Europe. *International Journal of Hydrogen Energy*, 80, 1197-1209. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319924028167>

SynerHy. (2022, febrero 16). *Balance de planta (BoP) de un electrolizador*. SynerHy.

<https://synerhy.com/2022/02/balance-de-planta-bop-de-un-electrolizador/>

Zheng, Y., You, S., Huang, C., & Jin, X. (2023). Model-based economic analysis of off-grid wind/hydrogen systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 187, 113763.

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032123006202>

Declaración de Uso de Herramientas de Inteligencia Artificial Generativa en Trabajos Fin de Grado

ADVERTENCIA: Desde la Universidad consideramos que ChatGPT u otras herramientas similares son herramientas muy útiles en la vida académica, aunque su uso queda siempre bajo la responsabilidad del alumno, puesto que las respuestas que proporciona pueden no ser veraces. En este sentido, NO está permitido su uso en la elaboración del Trabajo fin de Grado para generar código porque estas herramientas no son fiables en esa tarea. Aunque el código funcione, no hay garantías de que metodológicamente sea correcto, y es altamente probable que no lo sea.

Por la presente, yo, [Nombre completo del estudiante], estudiante de [nombre del título] de la Universidad Pontificia Comillas al presentar mi Trabajo Fin de Grado titulado "[Título del trabajo]", declaro que he utilizado la herramienta de Inteligencia Artificial Generativa ChatGPT u otras similares de IAG de código sólo en el contexto de las actividades descritas a continuación [el alumno debe mantener solo aquellas en las que se ha usado ChatGPT o similares y borrar el resto. Si no se ha usado ninguna, borrar todas y escribir “no he usado ninguna”]:

1. **Brainstorming de ideas de investigación:** Utilizado para idear y esbozar posibles áreas de investigación.
2. **Crítico:** Para encontrar contra-argumentos a una tesis específica que pretendo defender.
3. **Referencias:** Usado conjuntamente con otras herramientas, como Science, para identificar referencias preliminares que luego he contrastado y validado.
4. **Metodólogo:** Para descubrir métodos aplicables a problemas específicos de investigación.
5. **Interpretador de código:** Para realizar análisis de datos preliminares.
6. **Estudios multidisciplinares:** Para comprender perspectivas de otras comunidades sobre temas de naturaleza multidisciplinar.

7. **Constructor de plantillas:** Para diseñar formatos específicos para secciones del trabajo.
8. **Corrector de estilo literario y de lenguaje:** Para mejorar la calidad lingüística y estilística del texto.
9. **Generador previo de diagramas de flujo y contenido:** Para esbozar diagramas iniciales.
10. **Sintetizador y divulgador de libros complicados:** Para resumir y comprender literatura compleja.
11. **Generador de datos sintéticos de prueba:** Para la creación de conjuntos de datos ficticios.
12. **Generador de problemas de ejemplo:** Para ilustrar conceptos y técnicas.
13. **Revisor:** Para recibir sugerencias sobre cómo mejorar y perfeccionar el trabajo con diferentes niveles de exigencia.
14. **Generador de encuestas:** Para diseñar cuestionarios preliminares.
15. **Traductor:** Para traducir textos de un lenguaje a otro.

Afirmo que toda la información y contenido presentados en este trabajo son producto de mi investigación y esfuerzo individual, excepto donde se ha indicado lo contrario y se han dado los créditos correspondientes (he incluido las referencias adecuadas en el TFG y he explicitado para que se ha usado ChatGPT u otras herramientas similares). Soy consciente de las implicaciones académicas y éticas de presentar un trabajo no original y acepto las consecuencias de cualquier violación a esta declaración.

Fecha: 01/12/2025

Firma: _____ Laura Gil Martínez _____

