



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

Creación de un índice de precio del hidrógeno
renovable

Autor: Sergio Robledo Blanco

Director: Isabel Catalina Figuerola-Ferretti

Madrid

Junio de 2025

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
“Creación de un índice de precio del hidrógeno renovable”
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2024/25 es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido
tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

A handwritten signature in black ink on a light yellow rectangular background. The signature consists of a large, stylized 'S' followed by the word 'Robledo' in a cursive script.

Fdo.: Sergio Robledo Blanco

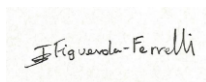
Fecha: 23/06/2025

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Isabel Figuerola-Ferretti

Fecha: 24/06/2025

A handwritten signature in black ink on a light yellow rectangular background. The signature is written in a cursive script and reads 'Isabel Figuerola-Ferretti'.



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

Creación de un índice de precio del hidrógeno
renovable

Autor: Sergio Robledo Blanco

Director: Isabel Catalina Figuerola-Ferretti

Madrid

Junio de 2025

CREACIÓN DE UN ÍNDICE DE PRECIO DEL HIDRÓGENO RENOVABLE

Autor: Robledo Blanco, Sergio.

Director: Figuerola-Ferretti, Isabel Catalina.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas.

RESUMEN DEL PROYECTO

El presente Trabajo de Fin de Grado desarrolla una metodología propia para estimar el coste nivelado de producción de hidrógeno verde (LCOH) en la Península Ibérica, partiendo del análisis técnico-financiero de una planta tipo con tecnología PEM. Se calcula un coste medio ponderado de capital (WACC) ajustado al riesgo del hidrógeno renovable, y simula en Python, obteniéndose un LCOH de 5,1 €/kg H₂, inferior al precio de referencia actual en la Península Ibérica de MIBGAS (5,9 €/kg), a junio de 2025. Los resultados refuerzan la viabilidad económica del hidrógeno verde en contextos bien estructurados.

Palabras clave: Hidrógeno verde, Coste nivelado de hidrógeno (LCOH), Coste medio ponderado de capital (WACC), Power Purchase Agreement (PPA), CAPEX, OPEX.

1. Introducción

En el actual contexto de transición energética y descarbonización acelerada, el hidrógeno renovable, particularmente el conocido como *hidrógeno verde*, producido a partir de fuentes renovables mediante electrólisis del agua, se perfila como uno de los vectores energéticos clave para alcanzar los objetivos climáticos europeos. Su capacidad para descarbonizar sectores difíciles de electrificar, como la industria pesada o el transporte de larga distancia, lo convierte en un pilar estratégico dentro de las políticas energéticas de la Unión Europea.

Sin embargo, su desarrollo a gran escala requiere superar importantes desafíos económicos y financieros, entre los que destaca la necesidad de contar con señales de precio transparentes y metodologías robustas que permitan evaluar su viabilidad con precisión. En este sentido, el presente Trabajo de Fin de Grado tiene como objetivo principal analizar comparativamente los índices actuales de precios del hidrógeno renovable en Europa, centrándose en el IBHYX (MIBGAS), el HYDRIX (EEX) y el CEGH (Austria), y, a partir de ello, formular una propuesta metodológica propia para la estimación del *coste nivelado de producción del hidrógeno* (LCOH) en la Península Ibérica.

El trabajo se centra especialmente en el análisis financiero, abordando la estimación del coste medio ponderado de capital (WACC) aplicable a proyectos de hidrógeno verde mediante el estudio de empresas de energías limpias. A partir de sus betas sectoriales y la aplicación de primas de riesgo específicas, se construye una metodología ajustada al perfil del hidrógeno renovable. Este WACC ajustado se aplica posteriormente en una simulación técnico-financiera simplificada que estima el *coste nivelado de producción del hidrógeno* (LCOH) para una planta tipo de

10 MW, permitiendo evaluar su competitividad bajo condiciones operativas realistas y precios representativos de contratos PPA en la Península Ibérica.

2. Definición del proyecto

En este Proyecto se buscan cumplir los siguientes objetivos:

- Estudio de los principales factores que condicionan el precio del hidrógeno renovable.
- Analizar comparativamente los principales índices de precios del hidrógeno renovable en Europa, evaluando sus metodologías, fundamentos regulatorios y utilidad como señales de precio.
- Estimar un WACC específico y ajustado al sector del hidrógeno verde, mediante el estudio de empresas *zero emitters*, y la incorporación de primas de riesgo diferenciadas.
- Desarrollar un modelo técnico-financiero simplificado para una planta de hidrógeno tipo (10 MW, tecnología PEM), integrando parámetros operativos y económicos realistas, y con suministro eléctrico renovable a través de PPA.
- Calcular el coste nivelado de producción del hidrógeno (LCOH) mediante la fórmula de valor actual neto (NPV), aplicando el WACC estimado como tasa de descuento. Se obtendrá de la siguiente forma:

$$LCOH_{WACC} = \frac{NPV_{CapEx} + NPV_{OpEx}}{\sum_{n=0}^N m_{H2,n} * \left(\frac{1}{(1 + WACC)^n} \right)}$$

Fuente: (Hassan & El-Amary, 2025).

Donde:

- i. NPV_{CapEx} : Valor actual neto de las inversiones en activos fijos.
- ii. NPV_{OpEx} : Valor actual neto de los costes operativos.
- iii. $m_{H2,n}$: Cantidad de hidrógeno producida en el año n .
- iv. WACC: Tasa de descuento que refleja el coste medio ponderado del capital.

Además de los objetivos establecidos, este Trabajo de Fin de Grado se enmarca en un contexto precomercial del hidrógeno renovable, limitado geográficamente a la Península Ibérica y centrado en plantas tipo con tecnología PEM de 10 MW alimentadas mediante contratos PPA de origen renovable. El alcance del estudio no busca replicar un modelo exhaustivo de evaluación financiera, sino proporcionar una aproximación técnica y económica realista que permita estimar el coste de producción del hidrógeno verde (LCOH) bajo condiciones de referencia. Para ello, se adoptan supuestos simplificados en materia de operación, precios de electricidad, estructura de capital y horizonte temporal. Si bien se integra un WACC ajustado a las particularidades de este sector emergente, el modelo no incorpora análisis de sensibilidad, escenarios alternativos ni externalidades ambientales. Por tanto, los resultados obtenidos deben interpretarse como una estimación indicativa, válida para

comparar marcos de referencia y apoyar decisiones preliminares de planificación y evaluación de proyectos en fase temprana.

3. Descripción del modelo/sistema/herramienta

El modelo desarrollado tiene como finalidad estimar el coste nivelado de producción del hidrógeno (LCOH) para un proyecto tipo ubicado en la Península Ibérica, integrando de forma coherente las dimensiones técnicas, financieras y regulatorias del sector. Para ello, se define una planta base de electrólisis con tecnología PEM, con una potencia instalada de 10 MW, operando 4.500 horas al año y alimentada mediante una combinación de electricidad renovable proveniente de contratos PPA, en un reparto del 60 % eólica y 40 % solar fotovoltaica, seleccionado de esta manera debido a su complementariedad temporal, que permite un suministro eléctrico más constante a lo largo del año. La mayor disponibilidad nocturna y estacional de la eólica compensa la producción diurna de la solar, lo que optimiza el funcionamiento de la planta de electrólisis.

Desde el punto de vista financiero, el modelo aplica un coste medio ponderado de capital (WACC) ajustado específicamente para proyectos de hidrógeno verde, el cual ha sido construido a partir del análisis mediante la plataforma FactSet de 23 empresas clasificadas como *zero emitters*, según los códigos *Bloomberg Industry Classification* (BIC). Estas compañías se caracterizan por desarrollar actividades alineadas con la generación de energía baja en carbono o neutra en emisiones, como la producción de energía renovable, el almacenamiento energético o tecnologías de hidrógeno verde, y por reportar emisiones directas de CO₂ nulas o cercanas a cero en el desempeño de su actividad operativa.

	Company	Currency	Exchange	After Tax Cost of Debt	% of Debt	Cost of Equity	% of Equity	WACC	Market Cap (MM)	% Market Cap	WACCI
1	Acciona SA	EUR	Spain	2,36%	59,10%	6,44%	40,90%	4,03%	6.967,50	3,18%	0,13%
2	EDP Renovaveis SA	EUR	Euronext Lisbon	5,19%	33,60%	7,90%	66,40%	6,99%	16.284,10	7,43%	0,52%
3	Enerside Energy SA	EUR	Spain	44,75%	25,30%	5,27%	74,70%	15,26%	125	0,06%	0,01%
4	Alerion Clean Power S.p.A	EUR	Milan	1,99%	49,40%	6,68%	50,60%	4,36%	883,5	0,40%	0,02%
5	Atlantica Sustainable Infrastructure plc	USD	NASDAQ	1,95%	67,80%	7,37%	32,20%	3,70%	2.540,40	1,16%	0,04%
6	Bonheur ASA	NOK	Oslo	4,24%	45,80%	6,59%	54,20%	5,51%	11.249,70	5,13%	0,28%
7	Encavis AG	EUR	Xetra	2,99%	39,60%	5,79%	60,40%	4,68%	2.754,10	1,26%	0,06%
8	Enefit Green AS	EUR	OMX Baltic Tallinn	1,22%	44,10%	6,89%	55,90%	4,39%	779,60	0,36%	0,02%
9	EnergieKontor AG	EUR	Xetra	3,80%	28,80%	5,58%	71,20%	5,07%	769,10	0,35%	0,02%
10	Envitec Biogas AG	EUR	Xetra	2,92%	14,10%	5,05%	85,90%	4,75%	464,80	0,21%	0,01%
11	ERG S.p.A	EUR	Milan	2,15%	37,20%	6,52%	62,80%	4,89%	3.666,70	1,67%	0,08%
12	Iberdrola SA	EUR	Spain	2,36%	38,50%	9,14%	61,50%	6,53%	76.715,70	34,98%	2,28%
13	Friedrich Vorwerk Group SE	EUR	Xetra	2,40%	4,30%	6,11%	95,70%	5,95%	435,00	0,20%	0,01%
14	Gek Terna SA	EUR	Athens	3,86%	63,90%	7,31%	36,10%	5,10%	1.704,90	0,78%	0,04%
15	Holmen AB Class B	SEK	OMX Nordic Stockholm	2,77%	5,00%	6,29%	95,00%	6,12%	66.509,10	30,33%	1,86%
16	PNE AG	EUR	Xetra	5,05%	49,20%	4,76%	50,80%	4,90%	868,70	0,40%	0,02%
17	Romande Energie Holding SA	CHF	SIX Swiss	1,35%	13,10%	2,20%	86,90%	2,08%	1.442,00	0,66%	0,01%
18	7C Solarparken AG	EUR	Xetra	1,56%	53,30%	4,52%	46,70%	2,94%	184,30	0,08%	0,00%
19	Terna Energy SA	EUR	Athens	3,73%	34,00%	6,50%	66,00%	5,56%	2.269,30	1,03%	0,06%
20	UPM-Kymmene Oyj	EUR	OMX Nordic Helsinki	2,77%	18,20%	6,04%	81,80%	5,45%	15.691,20	7,16%	0,39%
21	Voltaia SA	EUR	Euronext Paris	1,59%	65,80%	5,22%	34,20%	2,83%	992,80	0,45%	0,01%
22	Holaluz Clidom SA	EUR	Spain	9,74%	73,00%	5,26%	27,00%	8,53%	26,80	0,01%	0,00%
23	Neeon SA	EUR	Euronext Paris	5,43%	36,50%	5,42%	63,50%	5,42%	5.958,10	2,72%	0,15%
									219.282,40		

Ilustración 1: Estudio empresas representativas.

Se obtiene una beta base del sector renovable, que se corrige mediante primas de riesgo adicionales para reflejar las incertidumbres propias del hidrógeno.

Estas primas incorporan cuatro factores diferenciados: riesgo de mercado, tecnológico, regulatorio y financiero. Cada uno se estima comparando con sectores de referencia con niveles de exposición similares. El resultado es una beta ajustada al

perfil real de los proyectos de hidrógeno, que permite calcular un coste de capital propio coherente con sus condiciones específicas.

Este coste de capital propio (WACC) se integra como tasa de descuento en el modelo de cálculo del LCOH, permitiendo reflejar de forma coherente el riesgo real percibido por los inversores en proyectos de hidrógeno renovable en la Península Ibérica. Así, se garantiza que los flujos de inversión y operación se valoran en función de las condiciones financieras propias del sector.

Se construye un modelo técnico-financiero basado en la fórmula del valor actual neto (NPV), donde se consideran la inversión inicial (CAPEX), los costes operativos anuales (OPEX), el coste de los seguros, la reposición del stack del electrolizador y los costes energéticos derivados de contratos PPA. Todos estos flujos se actualizan utilizando el WACC calculado, y se dividen por el volumen total de hidrógeno producido a lo largo de la vida útil del sistema, también descontado, dando como resultado el coste nivelado de producción del hidrógeno (LCOH).

4. Resultados

A partir del análisis realizado, se obtienen los siguientes resultados clave:

- Se ha estimado un WACC del 9,72 % ajustado al riesgo específico del hidrógeno verde.
- Mediante un modelo técnico-financiero aplicado a una planta tipo de 10 MW, se ha calculado un LCOH de 5,10 €/kg H₂.

	Concepto	Valor
0	CAPEX inicial	1.400000e+07
1	OPEX anual	3.500000e+05
2	Seguros anuales	2.100000e+05
3	Coste eléctrico anual	2.475000e+06
4	Reemplazo stack (VAN)	4.036708e+05
5	VAN CapEx	1.440367e+07
6	VAN Opex	2.815280e+07
7	VAN producción H ₂	8.348442e+06
8	LCOH	5.097535e+00

Ilustración 2: Resultados simulación de planta.

5. Conclusiones

Las conclusiones extraídas sobre el hidrógeno verde y su proceso de creación de precio son las siguientes:

- La estimación diferenciada del coste de capital evidencia que aplicar métricas genéricas (como el WACC medio del sector renovable) puede subestimar el riesgo real, comprometiendo la viabilidad de las inversiones.

- Incorporar primas de riesgo en las finanzas de nuevos vectores energéticos no debe verse como un sobre coste, sino como una vía para reflejar con mayor fidelidad la madurez y bancabilidad del sector.
- El hidrógeno renovable, pese a su complejidad tecnológica y financiera, puede avanzar hacia la competitividad si se acompaña de modelos financieros específicos y estructuras contractuales adecuadas como los PPA.
- La transparencia metodológica en la estimación del LCOH es fundamental para generar confianza entre inversores y reguladores, y será determinante en la creación de más señales de precio estables en los próximos años.

6. Referencias

- [1] IEA. (2023). *Global Hydrogen Review 2023*. Paris: IEA.
- [2] Cossent, R., Figuerola-Ferretti, I. C., Sanz, F. J., & Serna, S. (2025). *Informe Anual: Cátedra de Estudios sobre el Hidrógeno*. Madrid: Universidad Pontificia Comillas ICAI-ICADE.
- [3] Steffen, B. (2020). *Estimating the cost of capital for renewable energy projects*. Zurich: ETH Zurich, Department of Humanities, Social and Political Sciences, Energy Politics Group.
- [4] Hassan, M.A., El-Amary, N.H. Economic and technical analysis of hydrogen production and transport: a case study of Egypt. *Sci Rep* **15**, 9002 (2025). <https://doi.org/10.1038/s41598-025-91589-6>.

CREATION OF A RENEWABLE HYDROGEN PRICE INDEX

Author: Robledo Blanco, Sergio.

Supervisor: Figuerola-Ferretti, Isabel Catalina.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas.

ABSTRACT

This Final Degree Project develops a proprietary methodology to estimate the levelized cost of green hydrogen production (LCOH) in the Iberian Peninsula, based on the technical and financial analysis of a reference PEM-based plant. A risk-adjusted weighted average cost of capital (WACC) for renewable hydrogen is calculated and implemented in a Python simulation, yielding an LCOH of €5,1/kg H₂, which is below MIBGAS's current benchmark price in the region (€5,9/kg), as of June 2025. The results reinforce the economic feasibility of green hydrogen under well-structured project conditions.

Keywords: Green hydrogen, Levelized Cost of Hydrogen (LCOH), Weighted Average Cost of Capital (WACC), Power Purchase Agreement (PPA), CAPEX, OPEX.

1. Introduction.

In the current context of energy transition and accelerated decarbonization, renewable hydrogen, particularly green hydrogen, produced from renewable sources via water electrolysis, has emerged as a key energy vector to achieve European climate goals. Its ability to decarbonize hard-to-electrify sectors, such as heavy industry and long-distance transport, makes it a strategic pillar within the European Union's energy policy.

However, its large-scale deployment faces major economic and financial challenges, including the urgent need for transparent price signals and robust methodologies to assess project viability. In this regard, the primary objective of this Final Degree Project is to carry out a comparative analysis of current renewable hydrogen price indices in Europe, focusing on IBHYX (MIBGAS), HYDRIX (EEX), and CEGH (Austria), and, based on this, propose a proprietary methodological framework for estimating the levelized cost of hydrogen production (LCOH) in the Iberian Peninsula.

The project places special emphasis on the financial dimension, addressing the estimation of the Weighted Average Cost of Capital (WACC) for green hydrogen projects through the analysis of clean energy companies. Based on their sectoral betas and the inclusion of hydrogen-specific risk premiums, a WACC methodology tailored to the renewable hydrogen profile is developed. This adjusted WACC is then applied in a simplified techno-financial simulation to estimate the LCOH of a 10 MW reference plant, allowing an evaluation of competitiveness under realistic operating conditions and representative PPA-based electricity prices in the Iberian context.

2. Project definition.

This project aims to achieve the following objectives:

- Study the main factors influencing renewable hydrogen pricing.
- Compare the main renewable hydrogen price indices in Europe, assessing their methodologies, regulatory underpinnings, and usefulness as price signals.
- Estimate a sector-specific WACC for green hydrogen through the analysis of zero-emission companies and the integration of differentiated risk premiums.
- Develop a simplified techno-financial model for a reference hydrogen plant (10 MW, PEM technology), integrating realistic operational and economic parameters, with renewable electricity supply via PPAs.
- Calculate the Levelized Cost of Hydrogen (LCOH) using the Net Present Value (NPV) method, applying the estimated WACC as the discount rate. The result is obtained as follows:

$$LCOH_{WACC} = \frac{NPV_{CapEx} + NPV_{OpEx}}{\sum_{n=0}^N m_{H2,n} * \left(\frac{1}{(1 + WACC)^n} \right)}$$

Source: (Hassan & El-Amary, 2025).

Where:

- i. NPV_{CapEx} : The present value of initial investments in fixed assets.
- ii. NPV_{OpEx} : The present value of all operational expenditures incurred throughout the lifetime of the project.
- iii. $m_{H2,n}$: The amount of hydrogen produced in year n (kg).
- iv. WACC: The discount rate that reflects the average cost of capital.

In addition to the defined objectives, this Final Degree Project is framed within a pre-commercial context for renewable hydrogen, geographically limited to the Iberian Peninsula and focused on reference plants using 10 MW PEM technology powered by renewable-source PPAs. The scope of the study does not aim to replicate a comprehensive financial evaluation model but rather to provide a realistic technical and economic approximation to estimate the levelized cost of green hydrogen production (LCOH) under reference conditions.

To this end, simplified assumptions are adopted regarding operation, electricity prices, capital structure, and time horizon. Although a WACC adjusted to the specific risks of this emerging sector is integrated, the model does not include sensitivity analyses, alternative scenarios, or environmental externalities. Therefore, the results should be interpreted as indicative estimates, useful for comparing reference frameworks and supporting preliminary planning and early-stage project assessment.

3. Description of the Model.

The developed model aims to estimate the levelized cost of hydrogen production (LCOH) for a reference project located in the Iberian Peninsula, coherently integrating the technical, financial, and regulatory dimensions of the sector. To this end, a baseline electrolysis plant is defined using PEM technology, with an installed capacity of 10 MW, operating 4,500 hours per year and powered by a combination of renewable electricity under PPA contracts, with a 60% wind and 40% solar photovoltaic split. This distribution was selected due to its temporal complementarity, which enables a more consistent electricity supply throughout the year. The higher nighttime and seasonal availability of wind power compensates for the daytime generation of solar energy, thereby optimizing the operation of the electrolysis plant.

From a financial perspective, the model applies a Weighted Average Cost of Capital (WACC) specifically adjusted for green hydrogen projects. This rate was constructed based on an analysis conducted through the FactSet platform, using a sample of 23 companies classified as zero emitters according to Bloomberg Industry Classification (BIC) codes. These companies are characterized by engaging in activities aligned with low-carbon or carbon-neutral energy generation, such as renewable power production, energy storage, or green hydrogen technologies, and by reporting zero or near-zero direct CO₂ emissions in the course of their operational activities.

	Company	Currency	Exchange	After Tax Cost of Debt	% of Debt	Cost of Equity	% of Equity	WACC	Market Cap (MM)	% Market Cap	WACCI
1	Acciona SA	EUR	Spain	2,36%	59,10%	6,44%	40,90%	4,03%	6.967,50	3,18%	0,13%
2	EDP Renovaveis SA	EUR	Euronext Lisbon	5,19%	33,60%	7,90%	66,40%	6,99%	16.284,10	7,43%	0,52%
3	Enerside Energy SA	EUR	Spain	44,75%	25,30%	5,27%	74,70%	15,26%	125	0,06%	0,01%
4	Alerion Clean Power S.p.A	EUR	Milan	1,99%	49,40%	6,68%	50,60%	4,36%	883,5	0,40%	0,02%
5	Atlantica Sustainable Infrastructure plc	USD	NASDAQ	1,95%	67,80%	7,37%	32,20%	3,70%	2.540,40	1,16%	0,04%
6	Bonheur ASA	NOK	Oslo	4,24%	45,80%	6,59%	54,20%	5,51%	11.249,70	5,13%	0,28%
7	Encavis AG	EUR	Xetra	2,99%	39,60%	5,79%	60,40%	4,68%	2.754,10	1,26%	0,06%
8	Enefit Green AS	EUR	OMX Baltic Tallinn	1,22%	44,10%	6,89%	55,90%	4,39%	779,60	0,36%	0,02%
9	EnergieKontor AG	EUR	Xetra	3,80%	28,80%	5,58%	71,20%	5,07%	769,10	0,35%	0,02%
10	Envitec Biogas AG	EUR	Xetra	2,92%	14,10%	5,05%	85,90%	4,75%	464,80	0,21%	0,01%
11	ERG S.p.A	EUR	Milan	2,15%	37,20%	6,52%	62,80%	4,89%	3.666,70	1,67%	0,08%
12	Iberdrola SA	EUR	Spain	2,36%	38,50%	9,14%	61,50%	6,53%	76.715,70	34,98%	2,28%
13	Friedrich Vonwek Group SE	EUR	Xetra	2,40%	4,30%	6,11%	95,70%	5,95%	435,00	0,20%	0,01%
14	Gek Terna SA	EUR	Athens	3,86%	63,90%	7,31%	36,10%	5,10%	1.704,90	0,78%	0,04%
15	Holmen AB Class B	SEK	OMX Nordic Stockholm	2,77%	5,00%	6,29%	95,00%	6,12%	66.509,10	30,33%	1,86%
16	PNE AG	EUR	Xetra	5,05%	49,20%	4,76%	50,80%	4,90%	868,70	0,40%	0,02%
17	Romande Energie Holding SA	CHF	SIX Swiss	1,35%	13,10%	2,20%	86,90%	2,08%	1.442,00	0,66%	0,01%
18	7C Solarparken AG	EUR	Xetra	1,56%	53,30%	4,52%	46,70%	2,94%	184,30	0,08%	0,00%
19	Terna Energy SA	EUR	Athens	3,73%	34,00%	6,50%	66,00%	5,56%	2.269,30	1,03%	0,06%
20	UPM-Kymmene Oyj	EUR	OMX Nordic Helsinki	2,77%	18,20%	6,04%	81,80%	5,45%	15.691,20	7,16%	0,39%
21	Volitalia SA	EUR	Euronext Paris	1,59%	65,80%	5,22%	34,20%	2,83%	992,80	0,45%	0,01%
22	Holaluz Clidom SA	EUR	Spain	9,74%	73,00%	5,26%	27,00%	8,53%	26,80	0,01%	0,00%
23	Neoen SA	EUR	Euronext Paris	5,43%	36,50%	5,42%	63,50%	5,42%	5.958,10	2,72%	0,15%
									219.282,40		

Ilustración 3: Comparative company analysis.

A baseline beta for the renewable energy sector is obtained and subsequently adjusted by incorporating additional risk premiums to reflect the specific uncertainties associated with hydrogen. These premiums account for four distinct factors: market, technological, regulatory, and financial risks. Each is estimated by benchmarking against reference sectors with similar exposure levels. The result is an adjusted beta that more accurately reflects the real risk profile of hydrogen projects, enabling the calculation of an equity cost of capital consistent with their specific conditions.

This equity cost of capital (WACC) is then integrated as the discount rate in the LCOH calculation model, allowing for a coherent reflection of the real perceived risk by investors in renewable hydrogen projects located in the Iberian Peninsula. This ensures that investment and operational cash flows are properly valued in accordance with the financial conditions unique to the sector.

A techno-financial model is constructed based on the Net Present Value (NPV) formula, incorporating the initial investment (CAPEX), annual operating costs (OPEX), insurance costs, electrolyzer stack replacement, and electricity costs derived from PPA contracts. All these cash flows are discounted using the calculated WACC and divided by the total volume of hydrogen produced over the system's lifetime—also discounted—resulting in the Levelized Cost of Hydrogen (LCOH).

4. Results

From the analysis conducted, the following key results are obtained:

- A WACC of **9,72 %** has been estimated, adjusted to the specific risk profile of green hydrogen.
- Using a techno-financial model applied to a 10 MW reference plant, an **LCOH of 5,10 €/kg H₂** has been calculated.

	Concepto	Valor
0	CAPEX inicial	1.400000e+07
1	OPEX anual	3.500000e+05
2	Seguros anuales	2.100000e+05
3	Coste eléctrico anual	2.475000e+06
4	Reemplazo stack (VAN)	4.036708e+05
5	VAN CapEx	1.440367e+07
6	VAN Opex	2.815280e+07
7	VAN producción H ₂	8.348442e+06
8	LCOH	5.097535e+00

Ilustración 4: Plant simulation results.

5. Conclusions.

The conclusions drawn regarding green hydrogen and its price formation process are as follows:

- The differentiated estimation of the cost of capital shows that applying generic metrics (such as the average WACC of the renewable sector) can underestimate the actual risk, potentially compromising investment viability.
- Incorporating risk premiums in the financing of new energy vectors should not be seen as an added cost, but rather as a way to more accurately reflect the sector's maturity and bankability.
- Despite its technological and financial complexity, renewable hydrogen can move toward competitiveness if supported by tailored financial models and suitable contractual structures such as PPAs.

- Methodological transparency in estimating LCOH is essential to building trust among investors and regulators and will be key in shaping more stable price signals in the coming years.

6. References.

- [1] IEA. (2023). *Global Hydrogen Review 2023*. Paris: IEA.
- [2] Cossent, R., Figuerola-Ferretti, I. C., Sanz, F. J., & Serna, S. (2025). *Informe Anual: Cátedra de Estudios sobre el Hidrógeno*. Madrid: Universidad Pontificia Comillas ICAI-ICADE.
- [3] Steffen, B. (2020). *Estimating the cost of capital for renewable energy projects*. Zurich: ETH Zurich, Department of Humanities, Social and Political Sciences, Energy Politics Group.
- [4] Hassan, M.A., El-Amary, N.H. Economic and technical analysis of hydrogen production and transport: a case study of Egypt. *Sci Rep* **15**, 9002 (2025). <https://doi.org/10.1038/s41598-025-91589-6>.

Índice

Contenido

1. Introducción.....	21
1.1 La economía del hidrógeno.....	22
1.2 Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS).....	25
1.3 ¿Qué es el hidrógeno verde?	26
1.4 Otras tipologías de hidrógeno.....	27
1.5 Tecnologías de producción del hidrógeno verde.....	28
1.5.1 Electrólisis PEM (Proton Exchange Membrane)	29
1.5.2 Electrólisis alcalina (AWE).....	30
1.5.3 Electrólisis de óxidos sólidos (SOEC).	32
2. Factores económicos que condicionan la producción de hidrógeno verde.....	35
2.1 La importancia de establecer un mercado estable para el hidrógeno verde.	35
2.2 Coste de la electricidad renovable.....	40
2.3 Costes de producción del hidrógeno verde.....	41
2.3.1 Coste nivelado del hidrógeno (LCOH – Levelized Cost of Hydrogen).	44
2.3.2 Coste medio ponderado de capital (WACC) en proyectos de energías renovables.....	48
2.3.3 Costes de inversión inicial (CAPEX) y Costes Operativos (OPEX).	53
2.4 Economías de escala y madurez tecnológica.	55
2.4.3 Economías de escala internas.	57
2.4.4 Economías de escala externas.....	60
3. Estudio de índices de referencia actuales.	62
3.1 IBHYX	62

3.1.1	Evolución del precio del gas natural en el mercado MIBGAS como contexto del <i>IBHYX (2022–2024)</i>	63
3.1.2	Estudio metodología de cálculo del <i>IBHYX</i>	66
3.1.3	Ventajas y limitaciones del <i>IBHYX</i>	71
3.1.4	Conclusiones sobre el índice <i>IBHYX</i>	72
3.2	<i>CEGH</i>	74
3.2.1	<i>CEGH GreenHydrogen Spot Index and CEGH GreenHydrogen Forward Index</i>	76
3.2.2	<i>CEGH GreenHydrogen Index</i>	78
3.2.3	<i>CEGH GreenHydrogen PPA 40 Index</i>	80
3.2.4	Ventajas y limitaciones del <i>CEGH GreenHydrogen Index</i>	81
3.2.5	Conclusiones sobre el <i>CEGH Index</i>	83
3.3	<i>HYDRIX</i>	85
3.3.1	Ventajas y limitaciones del <i>HYDRIX</i>	88
3.3.2	Conclusiones sobre el <i>HYDRIX</i>	89
4.	Desarrollo marco metodológico creación índice.	91
	Bibliografía.....	111

Índice de Ilustraciones

Ilustración 1: Estudio empresas representativas.	9
Ilustración 2: Resultados simulación de planta.	10
Ilustración 3: Comparative company analysis.	14
Ilustración 4: Plant simulation results.	15
Ilustración 5:Proceso típico de electrólisis. Fuente: (Verma, y otros, 2024).....	28
Ilustración 6: Método de electrólisis alcalina. Fuente: (Verma, y otros, 2024).	31
Ilustración 7: Electrólisis de óxidos sólidos. Fuente: (Verma, y otros, 2024).....	33
Ilustración 8: Estado del hidrógeno en distintos países. Fuente: (Johnson, y otros, 2025).	37
Ilustración 9: Posible reducción de los costes para la producción de hidrógeno. Fuente: (IRENA, 2020).	42
Ilustración 10: Composición costes de la fórmula del LCOH. Fuente: (Zun & McLellan, 2023).....	47
Ilustración 11:Desglose de costes para un electrolizador PEM de 1 MW, desde el sistema completo, pasando por el stack, hasta la membrana catalíticamente activa (CCM).Fuente: (IRENA, 2020).	55
Ilustración 12: Cadena de valor del hidrógeno. Fuente: (EWI , 2023).....	57
Ilustración 13: Costes de fabricación de un sistema de electrólisis PEM de 1 MW en función de la tasa de producción anual. (EWI , 2023).	58
Ilustración 14: Factores que generan economías de escala externas en la cadena de valor del hidrógeno. (EWI , 2023).....	60
Ilustración 15:Evolución diaria y media móvil semanal del precio del gas natural en MIBGAS durante el año 2022 (€/MWh). (Elaboración propia).....	64
Ilustración 16: Evolución diaria y media móvil semanal del precio del gas natural en MIBGAS durante el año 2024 (€/MWh). (Elaboración propia).....	64
Ilustración 17: Fórmula CEGH GreenHydrogen Spot Index y CEGH GreenHydrogen Forward Index. Fuente: (CEGH, 2023).	76
Ilustración 18: Fórmula CEGH GreenHydrogen Index. (CEGH, 2023).	79
Ilustración 19:Fórmula CEGH GreenHydrogen PPA 40 Index. (CEGH, 2023).....	80
Ilustración 20: Índice EEX HYDRIX (€/MWh) (28/04/2025). (EEX, 2025).	87
Ilustración 21: Cálculo WACC Acciona SA. (Elaboración propia).	93

Ilustración 22: Cálculo WACC sector renovable. (Elaboración propia).	94
Ilustración 23: Cálculo beta promedio selección de empresas. (Elaboración propia)....	95

1. Introducción.

En el presente Trabajo de Fin de Grado se presenta un estudio de las diferentes técnicas para formar índices de precios del hidrógeno renovable.

En la actualidad, la humanidad ha tomado conciencia del impacto que la emisión de gases de efecto invernadero tiene en el cambio climático, lo que ha generado una necesidad urgente de encontrar alternativas viables que reemplacen a los combustibles fósiles. La producción de electricidad y calor sigue siendo la mayor fuente global de emisiones de gases de efecto invernadero, lo que resalta la importancia de buscar soluciones sostenibles para la generación de energía.

Ante este desafío, el **hidrógeno verde** ha surgido como una de las principales alternativas debido a su potencial para ser producido a partir de fuentes renovables, lo que lo convierte en una opción limpia y sostenible. A diferencia del hidrógeno tradicional, cuya producción suele depender de combustibles fósiles, el hidrógeno verde se obtiene mediante electrólisis utilizando electricidad proveniente de energías renovables, como la solar y la eólica, eliminando así las emisiones de CO₂ en su proceso de producción.

El compromiso global para reducir las emisiones de carbono y avanzar hacia un modelo energético más sostenible quedó reflejado en el Acuerdo de París, un tratado internacional adoptado en 2015 con el objetivo de limitar el calentamiento global por debajo de los 2°C, preferiblemente a 1.5°C, en comparación con los niveles preindustriales. En este contexto, el desarrollo y la adopción del hidrógeno verde juegan un papel clave en la transición energética y en la descarbonización de sectores estratégicos como la industria y el transporte.

La inversión en energías renovables no solo representa un avance en la sostenibilidad ambiental, sino que también se ha consolidado como un motor clave para el crecimiento económico. Diversos estudios han demostrado que la transición hacia fuentes de energía limpia genera un impacto positivo en el Producto Interno Bruto (PIB) de los países, impulsando la creación de empleo y fortaleciendo la resiliencia económica. Según la **Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA)**, la transformación del sistema energético hacia modelos renovables podría incrementar el PIB global en aproximadamente un 0,8% para 2050, lo que equivale a unos 98 billones de dólares.

Asimismo, se estima que el empleo en el sector de las energías renovables podría crecer en un 64%, generando alrededor de 42 millones de puestos de trabajo, triplicando la cifra actual (IRENA, 2019). Estos datos evidencian que la inversión en energías limpias no solo es esencial para mitigar el cambio climático, sino que también constituye un incentivo estratégico para las economías al fomentar la innovación, la estabilidad energética y el desarrollo sostenible.

1.1 La economía del hidrógeno.

Con el avance en el desarrollo del hidrógeno, surge el concepto de la **economía del hidrógeno**, que se refiere a la creación de un sistema económico basado en su uso como vector energético principal. Esta visión pasa a ser una realidad si el hidrógeno puede ser producido a escala interna (como energía doméstica) y de una forma sostenible. (Giménez Zuriaga, 2021). Hay que tener en cuenta que el hidrógeno, como tal, no es una fuente de energía, sino un vector, o portador, energético, esto quiere decir que no es como el sol, el viento o los combustibles fósiles, que generan energía por sí mismos, sino que almacena energía que ha sido previamente producida a partir de otras fuentes, de ahí la importancia de que la fuente de generación de energía sea limpia de emisiones, y se distingan diferentes tipos de hidrógeno, que se verá más adelante en este punto. En este contexto, la economía del hidrógeno surge como la solución clave para avanzar en la descarbonización de sectores difíciles de electrificar, como la industria pesada o el transporte, sustituyendo a los combustibles fósiles y contribuyendo hacia una transición más sostenible y libre de emisiones de carbono.

Sin embargo, la transición hacia una economía del hidrógeno presenta incertidumbres, como el desarrollo de infraestructura de producción y almacenamiento de hidrógeno o la respuesta de los mercados tradicionales de combustibles fósiles. Los principales desafíos incluyen desarrollar la infraestructura necesaria, tanto de producción de energía renovable, como de producción de hidrógeno usando estas energías renovables, que tendrían que situarse en lugares adyacentes y fácilmente accesibles para que la energía recorra el menor trayecto posible antes de comenzar la producción de hidrógeno, y una vez producido, también sería necesaria la infraestructura que permita conectar las zonas de producción de hidrógeno con las zonas de demanda. (Antoranz, 2021). También sería interesante que se permitiese aprovechar, la infraestructura ya existente en muchos casos de gasoductos para reducir los costes asociados a la construcción de un sistema adaptado

al hidrógeno. Esta reutilización no solo disminuiría la inversión necesaria para desplegar una infraestructura exclusiva para el hidrógeno, sino que además aceleraría su integración en los sistemas energéticos actuales, favoreciendo una transición más ágil hacia un modelo energético descarbonizado.

La transición hacia una economía del hidrógeno no solo implica transformaciones tecnológicas y económicas, sino que, además, puede configurar un nuevo mapa geopolítico en el ámbito energético. Tradicionalmente y hasta la actualidad, las relaciones internacionales en materia de energía han estado marcadas por la dependencia de los combustibles fósiles, especialmente del petróleo y del gas natural, cuya distribución geográfica ha generado dinámicas de poder entre países productores y países importadores. La irrupción de un vector energético como el hidrógeno tiene el potencial de alterar estas estructuras de poder, abriendo paso a nuevos actores en el escenario global de la energía.

El hidrógeno puede producirse en cualquier lugar del mundo, siempre que tenga acceso a fuentes de energía primaria, preferiblemente renovables, y tecnologías de producción como la electrólisis. Esta característica descentralizadora, permite a países sin reservas de combustibles fósiles o gas natural, pero con abundancia de otras fuentes de producción como el sol y el viento (como España), puedan posicionarse como futuros exportadores de hidrógeno verde. Grandes potencias económicas, como la Unión Europea, con un alto consumo energético, necesidad de independencia energética y objetivos ambiciosos de descarbonización, se postulan como los principales interesados en esta alternativa. Sin embargo, la geopolítica del hidrógeno también puede generar tensiones si no se gestiona adecuadamente, la competencia por el liderazgo tecnológico, como los electrolizadores, pilas de combustible, o tecnologías de almacenamiento, podría desembocar en disputas comerciales o desigualdades en el acceso a las tecnologías clave. En este nuevo contexto, se hace evidente la necesidad de organismo multilaterales como la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), que promuevan marcos de cooperación internacional para asegurar una transición justa, inclusiva y equilibrada.

Una vez analizado el papel del hidrógeno en el nuevo escenario geopolítico global y los retos e incertidumbres a los que se enfrenta su producción, es necesario abordar otro aspecto clave para su consolidación como vector energético estratégico: la falta de un índice de precio concreto y estandarizado. Esta carencia representa un problema

significativo para la economía del hidrógeno por varias razones, la primera siendo la incertidumbre para inversores y productores, sin un índice de referencia común, las empresas y gobiernos tienen dificultades para evaluar la viabilidad económica de proyectos de producción, almacenamiento y distribución de hidrógeno. Además, la ausencia de un precio de referencia dificulta la creación de un mercado abierto y competitivo, haciendo que compradores y vendedores puedan enfrentar desigualdad en la negociación, ya que los precios pueden variar significativamente según la región y el método de producción.

Por otra parte, en los mercados de energía tradicionales, otros combustibles sí tienen índices de precios bien definidos, por lo que, sin uno claro para el hidrógeno, es difícil evaluar su competitividad. Sin un marco similar, resulta complejo integrarlo de forma equitativa y eficaz en el sistema energético global.

En conclusión, la falta de un índice de precio claro representa una barrera significativa para el desarrollo de la economía del hidrógeno al generar incertidumbre y dificultar la competitividad contra otros vectores energéticos. Para solucionarlo, se requieren mecanismos de transparencia y estandarización, como bolsas de comercialización o índices regionales basados en criterios de costos y demanda. En este contexto, el presente Trabajo de Fin de Grado surge con el propósito de analizar en profundidad esta problemática y proponer soluciones que contribuyan a la estructuración de un mercado del hidrógeno más transparente, accesible y eficiente. Como principales contribuciones, se presenta la elaboración de un coste medio ponderado de capital (WACC) específico para proyectos de hidrógeno verde, construido a partir del análisis de un conjunto de empresas clasificadas como *zero emitters* según los códigos Bloomberg BIC. Este indicador financiero permite adaptar los criterios de rentabilidad y riesgo a las particularidades de este tipo de proyectos emergentes. Asimismo, se desarrolla un modelo para la estimación del coste nivelado de producción de hidrógeno (LCOH) en un caso base situado en la Península Ibérica, integrando variables técnicas, económicas y regulatorias representativas del contexto actual.

1.2 Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS).

El desarrollo del hidrógeno verde constituye una de las apuestas más prometedoras para transformar el panorama energético mundial en consonancia con los principios del **Objetivo de Desarrollo Sostenible 7, *Energía asequible y no contaminante***, cuyo propósito es garantizar el acceso universal a una energía moderna, asequible, segura y sostenible. En este contexto, el hidrógeno verde destaca como una tecnología capaz de integrar estas dimensiones al obtenerse a partir de fuentes renovables como la solar o la eólica mediante electrólisis, generando un portador energético libre de emisiones contaminantes. Esta cualidad lo posiciona como un componente esencial en la estrategia de descarbonización del sistema energético, favoreciendo una mayor penetración de energías limpias y una reducción de la dependencia de los combustibles fósiles. Además, su capacidad de almacenamiento permite gestionar la intermitencia de las fuentes renovables, equilibrando la oferta y la demanda energética en sistemas eléctricos complejos. El desarrollo de esta tecnología puede tener también un impacto socioeconómico positivo, al estimular la creación de empleo cualificado, dinamizar las economías locales mediante nuevas cadenas de valor, y fomentar la innovación tecnológica. Así, el hidrógeno verde no solo ofrece soluciones técnicas a los retos del sistema energético actual, sino que también representa una oportunidad para avanzar hacia un modelo energético más inclusivo, resiliente y sostenible.

Asimismo, el hidrógeno renovable representa una herramienta clave para avanzar en el cumplimiento del **Objetivo de Desarrollo Sostenible 13, *Acción por el clima***, al facilitar una reducción significativa de las emisiones de gases de efecto invernadero en sectores donde la electrificación directa resulta técnica o económicamente inviable. A diferencia de otras soluciones energéticas, el hidrógeno verde ofrece una alternativa viable en industrias intensivas en energía, transporte de mercancías a larga distancia y producción de calor a alta temperatura, permitiendo sustituir los combustibles fósiles sin comprometer la eficiencia ni la continuidad de los procesos. Esta capacidad lo convierte en un componente esencial de la transición energética global, al aportar flexibilidad y complementariedad frente a otras fuentes renovables. Su integración progresiva en la matriz energética puede acelerar la transformación hacia una economía baja en carbono y mitigar los impactos del cambio climático a largo plazo. Desde una perspectiva más

amplia, la promoción del hidrógeno verde implica también un compromiso ético y estructural con las generaciones futuras, al priorizar soluciones respetuosas con los límites ecológicos del planeta y promover una transición justa y ambientalmente responsable.

1.3 ¿Qué es el hidrógeno verde?

Una vez abordado el enfoque del trabajo con respecto a los ODS, y el concepto de la economía del hidrógeno y analizados tanto sus desafíos estructurales como su dimensión geopolítica, resulta imprescindible profundizar en los distintos métodos de producción de este vector energético. En este epígrafe se explicará el hidrógeno verde, considerado actualmente la forma más sostenible y alineada con los objetivos de descarbonización global. Posteriormente, en el siguiente epígrafe, se presentarán otras tipologías de hidrógeno en función de sus procesos de obtención y su impacto ambiental, con el fin de ofrecer una visión integral de las opciones tecnológicas existentes.

Antes de profundizar en el tema principal de este Trabajo de Fin de Grado, es necesario dar una definición acertada de hidrógeno verde para tratar el tema con exactitud.

Según la definición recogida en la Hoja de Ruta del Hidrógeno del Gobierno de España, se entiende por hidrógeno verde aquel que es generado a partir de electricidad renovable, utilizando como materia prima el agua mediante un proceso de electrólisis. Asimismo, se considera renovable el hidrógeno producido mediante el reformado de biogás o la conversión bioquímica de biomasa, siempre que se cumplan los requisitos de sostenibilidad establecidos. (Gobierno de España, 2024).

Una vez dada la definición, es importante puntualizar, que, si bien es posible obtener biogás e hidrógeno a partir de biomasa residual, existen otras fuentes de energía renovable, como la hidráulica, solar, eólica, geotérmica, o la proveniente del oleaje y las mareas, que pueden transformarse de forma más directa en electricidad o calor. En este contexto, la energía fotovoltaica y la eólica destacan como las tecnologías más adecuadas y rentables para su aplicación a gran escala, tanto por su potencial de generación como por su viabilidad económica, lo que ha impulsado su crecimiento sostenido dentro del *mix* energético actual.

Sin embargo, las energías fotovoltaica y eólica son altamente dependientes de la localización geográfica y de las condiciones meteorológicas, produciendo un desbalance

entre la oferta y la demanda energética en los diferentes territorios, y dándole un rol muy importante, como se ha mencionado en el epígrafe anterior, a las estructuras de almacenamiento de energía y a las redes de transporte, que resultan esenciales para garantizar la eficiencia del sistema energético.

1.4 Otras tipologías de hidrógeno.

Como se menciona en el epígrafe anterior, aunque el hidrógeno verde representa la opción más sostenible, no es la única forma en que este vector energético puede ser producido. Existen otras tipologías que se diferencian fundamentalmente en el tipo de fuente energética utilizada y en el impacto ambiental asociado al proceso. A continuación, se describirán estas variantes, con el fin de proporcionar una visión completa de las rutas tecnológicas actuales y su posible papel en la transición energética hacia un modelo bajo en carbono, también siguiendo las definiciones establecidas en la Hoja de Ruta del Hidrógeno del Gobierno de España.

El primer tipo es el hidrógeno gris, producido a partir de gas natural u otros hidrocarburos ligeros como metano o gases licuados de petróleo mediante procesos de reformado. (Gobierno de España, 2024).

A partir de un proceso similar se obtiene el hidrógeno azul, que también se produce a partir de combustibles fósiles, pero al que se le aplican técnicas de captura, uso y almacenamiento de carbono (*CCUS: Carbon Capture, Utilization and Storage*) lo que permite reducir hasta en un 95 % las emisiones de CO₂ generadas durante el proceso. (Gobierno de España, 2024).

Otra variante es el hidrógeno amarillo, generado a partir de electricidad procedente de la red general, sin distinguir si esta proviene de fuentes renovables o no, lo que genera una importante variabilidad en su huella de carbono. (Gobierno de España, 2024).

El hidrógeno rosa, por su parte, se produce a partir de electricidad procedente de energía nuclear, utilizando como materia prima el agua, mediante un proceso de electrólisis. (Gobierno de España, 2024).

Finalmente se encuentra el hidrógeno turquesa, que se obtiene a partir pirólisis de metano. En este proceso no se genera dióxido de carbono, sino que se genera carbono sólido, por

lo que, a diferencia del hidrógeno azul, no es necesaria la captura del carbono resultante. (Gobierno de España, 2024).

1.5 Tecnologías de producción del hidrógeno verde.

Como se ha señalado anteriormente, el hidrógeno verde se produce mediante el uso de electricidad procedente de fuentes renovables, aplicando esta energía a procesos que separan las moléculas de agua en hidrógeno y oxígeno. Esta forma de producción se caracteriza por su bajo impacto ambiental, ya que no emite gases de efecto invernadero si tanto la energía utilizada como el proceso en sí son sostenibles.

En este apartado se presentan las principales tecnologías empleadas actualmente para la producción de hidrógeno verde.

Las tecnologías de producción de hidrógeno verde aún no se encuentran plenamente consolidadas en el mercado en términos de eficiencia y competitividad económica. No obstante, el método más representativo y con mayor proyección es la electrólisis del agua. Mediante la aplicación de electricidad al agua, el proceso de electrólisis permite separar de forma eficiente sus moléculas en los elementos que la componen: hidrógeno (H_2) y oxígeno (O_2).

El hidrógeno producido mediante este método es totalmente neutro en emisiones de carbono, y solo emite vapor de agua cuando se usa como combustible en aplicaciones industriales.

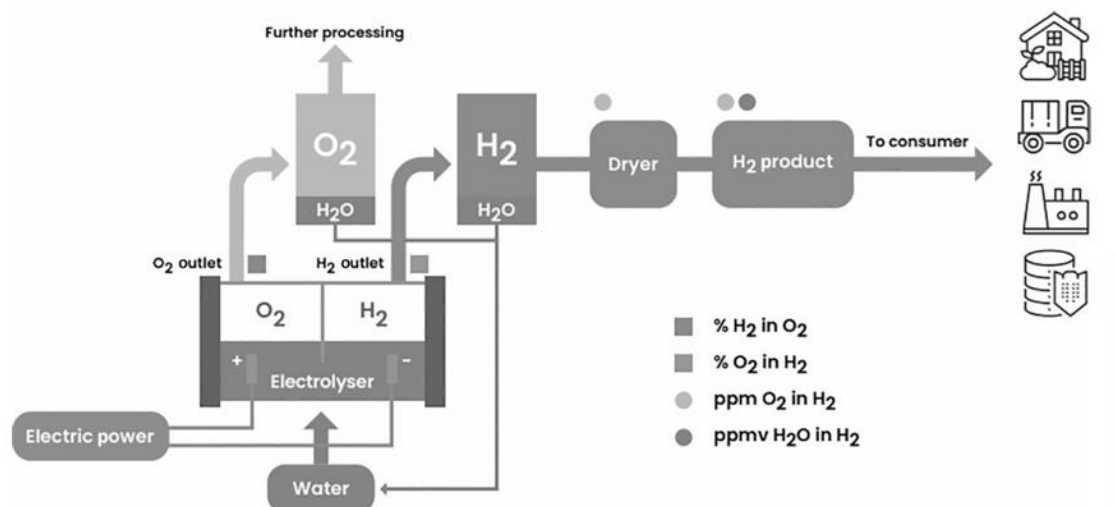


Ilustración 5: Proceso típico de electrólisis. Fuente: (Verma, y otros, 2024).

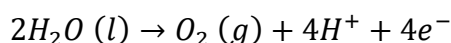
Se trata de un proceso fundamental en el cual las moléculas de agua se descomponen en sus elementos constituyentes mediante una reacción que tiene lugar en el ánodo y el cátodo del electrolizador, impulsada por la aplicación de un potencial eléctrico externo. (Verma, y otros, 2024).

1.5.1 Electrólisis PEM (Proton Exchange Membrane)

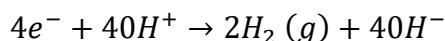
Este método, también conocido como Electrólito Polimérico Sólido (SPE, por sus siglas en inglés), es ampliamente usado para la producción a pequeña y mediana escala de hidrógeno. Estos electrolizadores operan a temperaturas relativamente bajas, generalmente por debajo de los 100 °C, y se caracterizan por su rápida capacidad de adaptación a las variaciones de carga, lo que los hace especialmente adecuados para aplicaciones como estaciones de recarga de hidrógeno y sistemas de almacenamiento energético. (Verma, y otros, 2024)

La membrana SPE es de vital importancia en este método, puesto que su permeabilidad permite únicamente a los protones (H⁺) pasar, impidiéndole el paso a los electrones y otros iones. (Wang, Cao, & Jiao, 2022)

En el ánodo (electrodo positivo) se produce la siguiente oxidación de moléculas de agua (H₂O), recubriéndolo con un catalizador, comúnmente compuesto por materiales como el platino o el óxido de iridio:

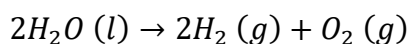


En el cátodo (electrodo negativo), los protones (H⁺) generados en el ánodo atraviesan la membrana de intercambio de protones (PEM) hasta alcanzar su destino. Este electrodo también está recubierto con un catalizador, generalmente a base de platino:



La membrana de electrolito polimérico sólido (SPE) actúa como una barrera que impide la mezcla de gases y el paso de electrones entre los compartimentos del ánodo y el cátodo. Esta separación garantiza que el hidrógeno y el oxígeno producidos se mantengan separados y se puedan recolectar de forma independiente. (Wang, Cao, & Jiao, 2022).

La reacción global es la siguiente:



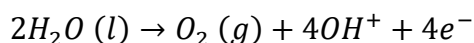
La tecnología de electrólisis PEM (*Proton Exchange Membrane*) ofrece una serie de ventajas significativas en el ámbito de la producción de hidrógeno verde. Entre sus principales fortalezas destaca su alta eficiencia operativa, incluso en condiciones de carga parcial, lo que permite su adaptación a distintos perfiles de demanda. Asimismo, su capacidad de respuesta rápida ante variaciones en la potencia la convierte en una opción especialmente adecuada para sistemas energéticos con alta penetración de renovables intermitentes. A ello se suma su diseño compacto y su reducido espacio de instalación, características que facilitan su implementación en sistemas descentralizados y en aplicaciones de producción de hidrógeno in situ, como estaciones de recarga o soluciones de almacenamiento energético. (Wang, Cao, & Jiao, 2022)

No obstante, esta tecnología también presenta ciertos desafíos que deben ser abordados para garantizar su viabilidad a gran escala. Optimizar el rendimiento del sistema implica lograr un equilibrio preciso entre el transporte eficiente de protones a través de la membrana, la actividad del catalizador y la conductividad eléctrica. Además, los materiales empleados deben resistir condiciones operativas exigentes, incluyendo ambientes químicamente agresivos y temperaturas elevadas, sin comprometer su durabilidad. Otro obstáculo relevante es el elevado coste de los catalizadores utilizados, generalmente basados en metales nobles como el platino, lo que plantea una barrera económica importante. Finalmente, asegurar una distribución uniforme del agua en toda la superficie de la membrana resulta esencial para evitar zonas secas locales que puedan afectar al rendimiento y a la vida útil del sistema. (Wang, Cao, & Jiao, 2022).

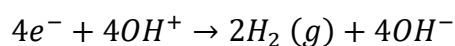
1.5.2 Electrólisis alcalina (AWE).

El principio de funcionamiento de la electrólisis alcalina se basa en el uso de una solución electrolítica de carácter alcalino que permite la descomposición del agua en hidrógeno y oxígeno. Este tipo de electrólisis opera a temperaturas moderadamente elevadas, en un rango aproximado de 60 °C a 90 °C, y se caracteriza por emplear como electrolito una disolución de hidróxido de potasio (KOH). El electrolito facilita el movimiento de iones y permite que ocurran las reacciones electroquímicas del ánodo y el cátodo. (Verma, y otros, 2024).

En el ánodo (electrodo positivo), tiene lugar la siguiente reacción, donde las moléculas de agua (H_2O) se someten a un proceso de oxidación electroquímica. Este electrodo suele estar fabricado con un material conductor, generalmente recubierto con un catalizador a base de níquel o de óxido de níquel:



En el cátodo (electrodo negativo), tiene lugar la siguiente reacción, donde los iones hidroxilo (OH^-) generados en el ánodo se desplazan a través de la solución electrolítica hasta alcanzar el cátodo. Este electrodo, al igual que el ánodo, está compuesto por un material conductor recubierto con un catalizador, generalmente basado en níquel o en óxido de níquel:



La solución electrolítica alcalina no solo facilita el transporte de iones, sino que también mantiene la neutralidad eléctrica dentro de la celda. Permite la migración de iones hidroxilo (OH^-) desde el ánodo hasta el cátodo, equilibrando las cargas generadas en ambas reacciones. Al igual que en otros métodos de electrólisis, se emplea una barrera física que impide la mezcla de los gases de hidrógeno y oxígeno producidos en los electrodos. (Verma, y otros, 2024).

La reacción global es la siguiente:

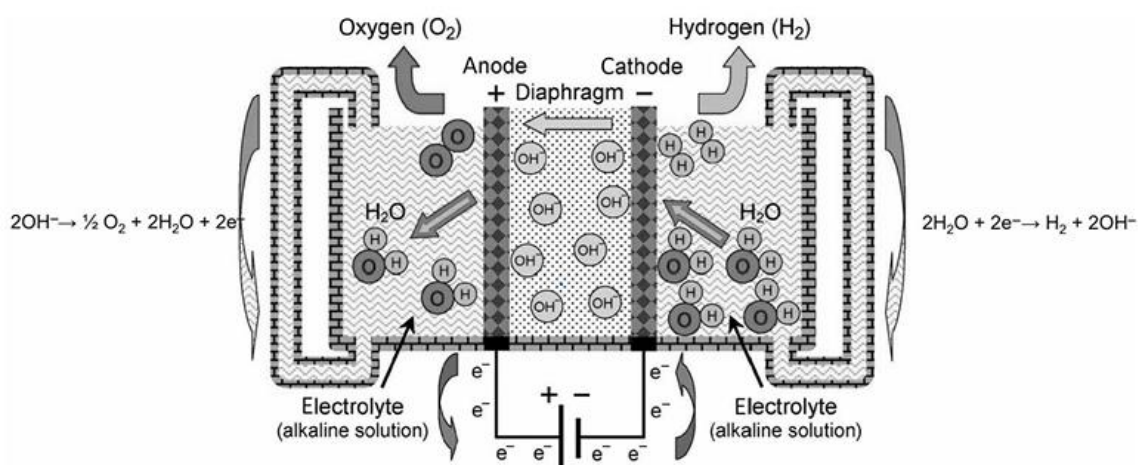
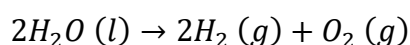


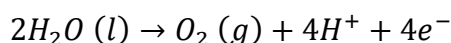
Ilustración 6: Método de electrólisis alcalina. Fuente: (Verma, y otros, 2024).

A pesar de su potencial como tecnología para la producción de hidrógeno, la electrólisis alcalina presenta diversos desafíos. Entre los principales se encuentran su elevado consumo energético, necesario para mantener altas temperaturas y concentraciones del electrolito, así como la corrosión de los componentes debido a la naturaleza cáustica del medio, lo que exige materiales resistentes y mantenimiento periódico. Además, estos sistemas suelen tener tiempos de respuesta más lentos frente a otros métodos, lo que dificulta su adaptación a fuentes renovables intermitentes. Su diseño voluminoso y los requerimientos de infraestructura también complican su integración en redes energéticas existentes. Para superar estas limitaciones, la investigación actual se centra en mejorar la eficiencia energética, aumentar la durabilidad, optimizar la respuesta operativa y simplificar el diseño de los sistemas. (Verma, y otros, 2024).

1.5.3 Electrólisis de óxidos sólidos (SOEC).

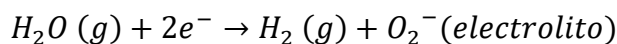
La electrólisis de óxidos sólidos es una tecnología avanzada que opera a altas temperaturas, habitualmente superiores a los 800 °C. Emplea un electrolito cerámico de óxido sólido que permite la disociación del agua en hidrógeno y oxígeno de forma altamente eficiente, aprovechando el calor para reducir el consumo eléctrico del proceso. Las altas temperaturas de operación permiten que los materiales de óxido sólido conduzcan iones con gran eficiencia y favorezcan las reacciones electroquímicas necesarias para la electrólisis. El componente fundamental de un electrolizador de óxidos sólidos (SOEC) es su electrolito, un material cerámico que puede conducir iones de oxígeno (O^{2-}) de forma eficaz a temperaturas elevadas. Este electrolito sólido actúa como separador entre los compartimentos del ánodo y el cátodo, permitiendo únicamente el paso de los iones de oxígeno a través de él. (Verma, y otros, 2024).

En el ánodo, que actúa como electrodo positivo, tiene lugar la siguiente reacción, donde se generan iones de oxígeno (O^{2-}) gracias a la capacidad conductora iónica del electrolito. Este electrodo suele estar fabricado con un material cerámico poroso recubierto con un catalizador, comúnmente a base de níquel o de una aleación tipo cermet de níquel:



En el cátodo, que actúa como electrodo negativo, tiene lugar la siguiente reacción, donde las moléculas de vapor de agua (H_2O) se disocian en iones de hidrógeno (H^+) y electrones (e^-) gracias al aporte de energía térmica a alta temperatura. Este electrodo, al igual que el

ánodo, está fabricado con un material cerámico poroso recubierto con un catalizador, normalmente a base de níquel o cermet de níquel, lo que facilita la reacción electroquímica en condiciones de elevada temperatura:



La reacción global es la siguiente:

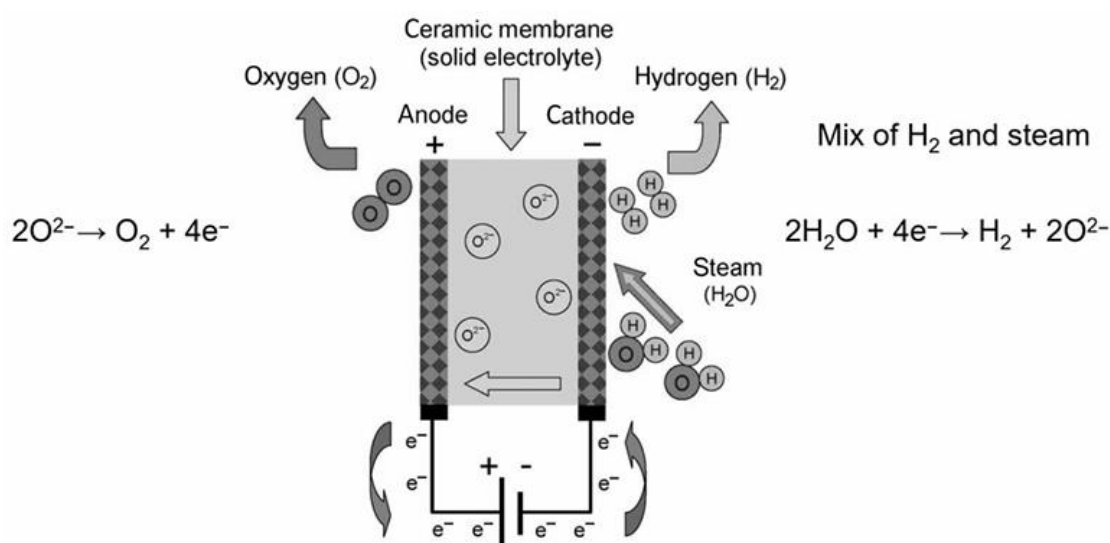
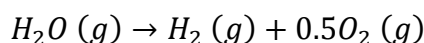


Ilustración 7: Electrólisis de óxidos sólidos. Fuente: (Verma, y otros, 2024).

La electrólisis de óxidos sólidos (SOEC) se presenta como una tecnología avanzada y altamente eficiente para la producción de hidrógeno verde. Al operar a temperaturas elevadas, entre 500 °C y 900 °C, permite acelerar las reacciones electroquímicas y reducir las pérdidas energéticas, lo que se traduce en un menor consumo eléctrico y una reducción de emisiones. Esta eficiencia, unida a su capacidad para transformar excedentes de energía renovable en hidrógeno almacenable, convierte a las SOEC en una herramienta estratégica para la integración de energías limpias en la red. Además, ofrecen una larga vida útil y menores necesidades de mantenimiento, lo que refuerza su viabilidad económica en el largo plazo. También destacan por su potencial para apoyar la descarbonización en sectores industriales y para aplicaciones como la generación de calor o el transporte. (Verma, y otros, 2024).

Sin embargo, su desarrollo presenta desafíos significativos. Entre ellos, destacan los largos tiempos de arranque y apagado, que dificultan su adaptación a la variabilidad de la

red; los elevados costes de fabricación, asociados a procesos complejos y materiales especializados; y la falta de una infraestructura de hidrógeno suficientemente desarrollada en muchas regiones. A ello se suma que la sostenibilidad del hidrógeno producido dependerá, en última instancia, de que la electricidad empleada provenga de fuentes renovables, ya que de lo contrario se corre el riesgo de mantener una alta huella de carbono. (Verma, y otros, 2024).

2. Factores económicos que condicionan la producción de hidrógeno verde.

Tras haber analizado en el capítulo anterior algunas de las tecnologías actualmente disponibles para la producción de hidrógeno verde, así como sus fundamentos operativos, ventajas y limitaciones técnicas, resulta necesario introducir los factores de carácter económico que condicionan su viabilidad real en el mercado energético. A pesar de su gran potencial como vector clave para la descarbonización, el hidrógeno verde aún se enfrenta a importantes desafíos financieros, derivados principalmente de sus elevados costes de producción, la dependencia del precio de la electricidad renovable, y la falta de estructuras de mercado consolidadas.

En este apartado se examinarán los principales elementos que determinan la competitividad del hidrógeno verde desde una perspectiva económica, incluyendo los costes asociados al proceso de producción, la influencia del precio de la electricidad, el papel de las economías de escala, el grado de madurez tecnológica, los incentivos públicos, y los riesgos percibidos por inversores y agentes del mercado. Este análisis resulta clave para comprender las barreras actuales al despliegue de esta tecnología y orientar propuestas que contribuyan a su integración efectiva dentro de un sistema energético sostenible y económicamente viable.

2.1 La importancia de establecer un mercado estable para el hidrógeno verde.

Como ocurre con cualquier nueva tecnología energética, el desarrollo del hidrógeno verde no solo depende de los avances e innovaciones técnicas, sino que también requiere de un marco de mercado sólido, transparente y predecible, que fomente tanto la inversión continua como el establecimiento de relaciones comerciales estables. La creación de un entorno económico bien estructurado resulta esencial para reducir la incertidumbre, facilitar la financiación de proyectos y garantizar la viabilidad a largo plazo de esta tecnología como pilar de la transición energética. Sin una estructura de mercado clara, es difícil atraer agentes económicos, establecer precios de referencia o garantizar la competitividad del hidrógeno verde frente a otras soluciones energéticas convencionales o emergentes.

Como actualmente es un mercado emergente, la estructura que tomará no está perfectamente definida en la actualidad, pero se encuentra en un momento en el que se estructura principalmente en acuerdos bilaterales entre los futuros productores e importadores. Debido a los elevados costes de producción y transporte, se estima que los mercados de hidrógeno serán principalmente de carácter regional. Esto se comienza a ver en la actualidad, puesto que el 85% del hidrógeno producido en la actualidad fue consumido en el mismo lugar de generación y no se comercializó en distancias largas. (IRENA, 2022). Con el tiempo, el hidrógeno podría consolidarse como una materia prima comercializada a nivel internacional. El principal componente del coste total de producción de hidrógeno verde es el precio de la electricidad. Dado que el coste nivelado de la energía renovable varía considerablemente entre regiones, el precio final del hidrógeno también presentará diferencias significativas según el contexto geográfico. (IRENA, 2022).

Una vez analizada la necesidad de consolidar un mercado estable para el hidrógeno verde, resulta fundamental destacar el papel determinante que tiene el coste de la energía renovable en la fijación del precio final de este vector energético. Este aspecto, que se abordará en detalle en el siguiente epígrafe, condiciona directamente la competitividad del hidrógeno verde y, por tanto, su capacidad para atraer inversiones. Solo mediante una producción de energía renovable a bajo coste será posible desarrollar un mercado del hidrógeno económicamente viable y atractivo para los agentes del sector.

La producción de hidrógeno verde será más competitiva en aquellos territorios que reúnan una combinación óptima de recursos renovables abundantes, disponibilidad de suelo, acceso a fuentes de agua y capacidad para transportar y exportar energía hacia los grandes centros de demanda. (IRENA, 2022).

En este contexto, la competitividad del hidrógeno verde no solo depende de factores técnicos o del acceso a recursos naturales, sino también del compromiso estratégico de los países por establecer marcos regulatorios, comerciales y de inversión que impulsen un mercado sólido y estructurado. Por ello, resulta especialmente relevante analizar qué países han asumido un papel de liderazgo en el desarrollo de estrategias nacionales del hidrógeno, entendiendo que dichas estrategias no solo promueven la producción sostenible, sino que también sientan las bases para el comercio internacional y la consolidación de un mercado global del hidrógeno.

En la actualidad son numerosos los países que se encuentran en una competición por liderar la carrera por el hidrógeno renovable, en la actualidad más de 30 países han desarrollado o están desarrollando una hoja de ruta para las estrategias del hidrógeno (ver Ilustración 8).

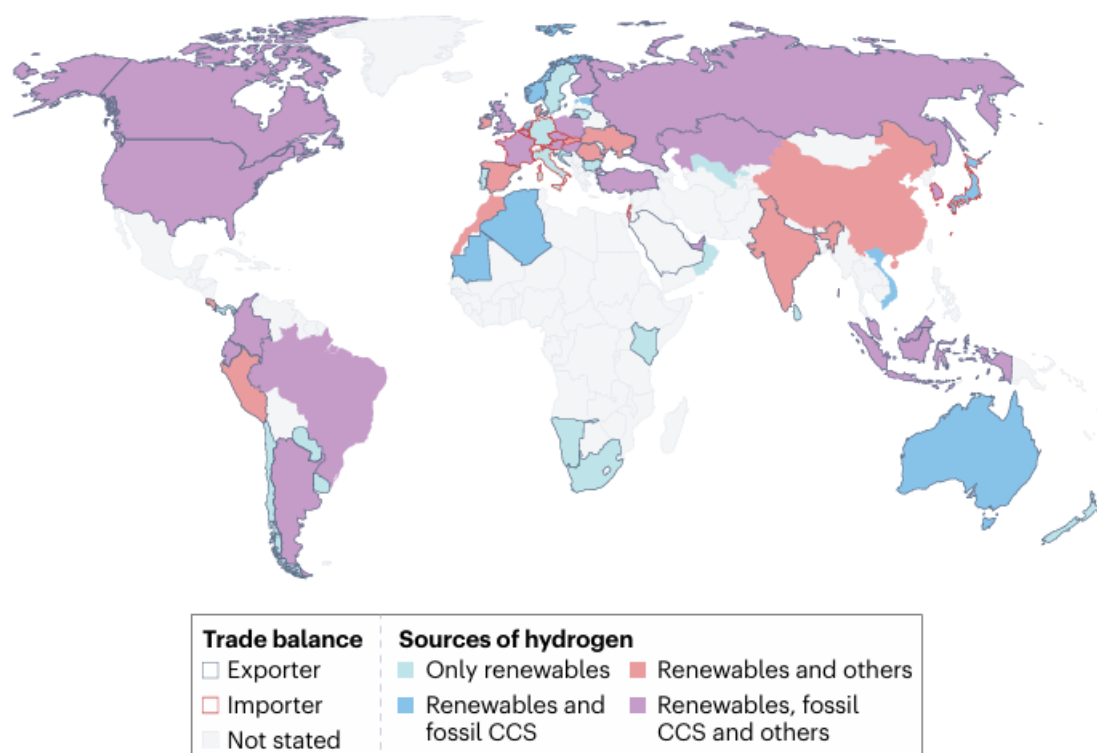


Ilustración 8: Estado de la cuestión del hidrógeno en distintos países. Fuente: (Johnson, y otros, 2025).

La Unión Europea presentó su estrategia del hidrógeno en julio de 2020, reconociéndolo como una prioridad esencial para alcanzar los objetivos del Pacto Verde Europeo. Esta estrategia pone el énfasis en el hidrógeno renovable e incluye, entre sus metas principales, la instalación de 40 GW de electrolizadores de hidrógeno verde en territorio europeo para el año 2030. (European Commission, 2020). La Unión Europea aspira a posicionarse como líder industrial en el ámbito del hidrógeno limpio. Con el objetivo de alcanzar esta meta, puso en marcha la Alianza por el Hidrógeno Limpio.

China ha asumido un papel destacado en la carrera internacional por el hidrógeno, combinando iniciativas nacionales con estrategias regionales que, en muchos casos, superan con creces los objetivos establecidos por el gobierno central. En 2022, el país publicó su primer plan nacional de desarrollo del hidrógeno para el periodo 2021–2035, en el que se reconoce el hidrógeno como una herramienta clave para alcanzar la neutralidad climática. No obstante, los objetivos marcados a nivel estatal son

relativamente conservadores: se plantea, por ejemplo, alcanzar una producción de entre 100.000 y 200.000 toneladas anuales de hidrógeno renovable para 2025. Frente a este enfoque moderado, múltiples gobiernos regionales han adoptado estrategias mucho más ambiciosas. De las 34 regiones administrativas que conforman China, 18 han elaborado planes específicos para el desarrollo del hidrógeno en sus respectivos planes quinquenales, mientras que el resto ha integrado esta tecnología en sus agendas industriales. Estas iniciativas locales están impulsadas por la disponibilidad de recursos, capacidades industriales específicas y una fuerte competencia regional por el liderazgo tecnológico. Este dinamismo territorial ha permitido que China avance rápidamente en áreas clave como los electrolizadores y los vehículos de pila de combustible. Sin embargo, la falta de una estrategia nacional unificada podría dificultar la coordinación de esfuerzos y la estandarización del sector a nivel nacional, lo que representa uno de los principales desafíos para consolidar su liderazgo global en la economía del hidrógeno. (Loy & Corbeau, 2023).

Estados Unidos es actualmente el segundo mayor productor y consumidor de hidrógeno a nivel mundial, concentrando aproximadamente el 13 % de la demanda global. Hasta el año 2020, lideraba el mercado de vehículos eléctricos con pila de combustible (FCEV), especialmente gracias al impulso del estado de California, que ha promovido este sector durante casi una década mediante programas como el *Clean Vehicle Rebate Program*. En noviembre de 2021, el país aprobó la *Infrastructure Investment and Jobs Act*, que destina 9.500 millones de dólares al desarrollo y aceleración de tecnologías de hidrógeno limpio. Además, el gobierno estadounidense puso en marcha la iniciativa *Hydrogen EarthShot*, con el objetivo de impulsar proyectos de hidrógeno limpio. Esta estrategia plantea una meta ambiciosa conocida como "111": reducir el coste del hidrógeno limpio a 1 dólar por kilogramo en el plazo de una década. (IRENA, 2022).

En enero de 2023, el gobierno de India aprobó formalmente la Misión Nacional del Hidrógeno Verde, con el objetivo de convertir al país en un centro global para la producción, utilización y exportación de hidrógeno verde. La misión contempla una inversión significativa para fomentar la fabricación nacional de electrolizadores y el desarrollo de proyectos piloto en sectores estratégicos como la producción de fertilizantes, las refinerías y la movilidad. La estrategia se implementará en dos fases: una primera centrada en crear demanda y fortalecer las capacidades locales, y una segunda

orientada a escalar la producción y abrir mercados de exportación. (Indian Chemical Regulation, 2023).

Japón fue el primer país en adoptar una estrategia nacional del hidrógeno, haciéndolo ya en el año 2017. Su objetivo es convertirse en la primera “sociedad del hidrógeno” del mundo, promoviendo el uso generalizado de este vector energético en todos los sectores de la economía. Esta ambiciosa visión cuenta con un respaldo financiero significativo por parte del gobierno, que ha destinado importantes inversiones al desarrollo de tecnologías e infraestructuras asociadas al hidrógeno. Solo en 2020, se invirtieron aproximadamente 670 millones de dólares en iniciativas vinculadas al hidrógeno y a las pilas de combustible. Además, se establecieron metas de movilidad para alcanzar las 800.000 unidades de vehículos eléctricos con pila de combustible (FCEV) y 900 estaciones de recarga de hidrógeno para el año 2030. Paralelamente, Japón está impulsando acuerdos de suministro a largo plazo, similares a los que en su momento facilitaron la expansión del comercio internacional de gas natural licuado (GNL). (Japan Ministry of Environment, 2020).

En este punto, resulta útil comparar el estado actual del mercado del hidrógeno con otros mercados energéticos que ya se encuentran consolidados, como el del gas natural, el petróleo o la electricidad. Estos sectores disponen de infraestructuras regulatorias y comerciales maduras, que incluyen mecanismos estables de fijación de precios, índices de referencia internacionales, contratos estandarizados y plataformas de intercambio. Además, cuentan con redes logísticas globales y esquemas de gobernanza internacional que ofrecen previsibilidad y reducen el riesgo percibido por los inversores. En contraste, el mercado del hidrógeno verde aún se basa en acuerdos bilaterales puntuales, carece de índices de precios consolidados y no dispone de un sistema comercial global unificado. Esta falta de madurez institucional limita su integración en los mercados energéticos internacionales y representa una barrera significativa para atraer inversión a largo plazo. Por tanto, si se aspira a construir un mercado del hidrógeno competitivo, será fundamental avanzar hacia estructuras similares a las que han permitido el desarrollo de otros vectores energéticos.

2.2 Coste de la electricidad renovable.

Una vez expuesta la importancia de consolidar un mercado estable para el hidrógeno verde, y habiendo identificado las carencias estructurales que aún lo diferencian de otros mercados energéticos consolidados, resulta clave profundizar en uno de los factores económicos más determinantes para su viabilidad: el coste de la electricidad renovable. La producción de hidrógeno verde, basada principalmente en la electrólisis del agua alimentada por fuentes renovables, está fuertemente condicionada por el precio de la energía eléctrica empleada en el proceso. De hecho, según un estudio de Energies (2024), la electricidad representa el componente más relevante dentro del coste total de producción del hidrógeno verde, lo que convierte su evolución en un factor clave tanto para la competitividad de esta tecnología como para la atracción de inversiones. (Kotowicz, Baszcieńska, & Niesporek, 2024).

El componente de coste más significativo en la producción de hidrógeno verde in situ es el precio de la electricidad renovable necesaria para alimentar el electrolizador. Esta dependencia hace que, actualmente, el hidrógeno verde resulte más costoso que el hidrógeno azul, independientemente del precio del propio electrolizador. Por ello, disponer de electricidad renovable a bajo coste es una condición indispensable para alcanzar una producción competitiva de hidrógeno verde. Esta necesidad abre la posibilidad de desarrollar la producción en aquellas regiones del mundo con abundantes y óptimos recursos renovables, como estrategia para mejorar su viabilidad económica. Sin embargo, un precio bajo de la electricidad por sí solo no garantiza la competitividad del hidrógeno verde. También es fundamental reducir el coste de las instalaciones de electrólisis, ya que constituyen el segundo componente más relevante en la estructura de costes, de estos costes se hablarán más adelante en este apartado. (IRENA, 2020).

Bajo condiciones óptimas de acceso a electricidad renovable a bajo coste, el hidrógeno verde puede alcanzar niveles de competitividad similares a los del hidrógeno producido a partir de combustibles fósiles. Por ello, la viabilidad económica de esta tecnología depende en gran medida de disponer de energía renovable abundante, estable y económica. (Curcio, 2025). Regiones con condiciones climáticas favorables para la generación solar o eólica, como ciertas zonas de África del Norte, Australia, América Latina o el sur de Europa, se posicionan como polos estratégicos para la futura producción de hidrógeno verde a gran escala. En este sentido, no solo es importante que el precio por

MWh sea bajo, sino también que exista una elevada disponibilidad horaria anual, ya que ambos factores inciden directamente en la eficiencia económica del proceso de electrólisis. Cuanto más barata y constante sea la electricidad renovable, mayor será la posibilidad de ofrecer hidrógeno verde competitivo en los mercados nacionales e internacionales.

No obstante, aunque el precio de la electricidad renovable constituye el factor más determinante, no es el único elemento que condiciona el coste final del hidrógeno verde. Otros componentes como la inversión inicial en electrolizadores (CAPEX), los costes de operación y mantenimiento, la eficiencia del sistema, el precio del agua desmineralizada y la infraestructura necesaria para el almacenamiento y transporte también inciden de forma significativa en la viabilidad económica del proceso. La interacción entre estos elementos es clave para comprender por qué el hidrógeno verde aún no ha alcanzado una plena competitividad frente a otras formas de hidrógeno. En el siguiente epígrafe se analizarán en detalle los diferentes costes asociados a su producción, con el fin de ofrecer una visión integral de los factores económicos que influyen en su escalabilidad y comercialización.

2.3 Costes de producción del hidrógeno verde.

Como se ha señalado en el epígrafe anterior, el precio de la electricidad renovable es uno de los factores más determinantes en la viabilidad económica del hidrógeno verde. No obstante, disponer de un suministro eléctrico de bajo coste no es, por sí solo, suficiente para garantizar una producción competitiva. Tal y como se indica en (IRENA, 2020), *“un precio bajo de la electricidad no basta por sí solo para que el hidrógeno verde sea competitivo; también es necesario reducir los costes de las instalaciones de electrólisis”*.

En este sentido, el coste total del hidrógeno verde está condicionado por múltiples factores adicionales, como la inversión inicial necesaria para adquirir e instalar los equipos, los costes asociados a la operación y mantenimiento del sistema, la eficiencia energética de los electrolizadores, el número de horas de funcionamiento anual, o el diseño técnico de la planta. También juegan un papel esencial las economías de escala, la estandarización industrial, la automatización de procesos y la disponibilidad de materiales, todos ellos aspectos clave que permiten reducir el coste por kilogramo de hidrógeno producido.

De acuerdo con este mismo informe, la combinación de una reducción significativa en el coste de la electricidad renovable y de los electrolizadores, junto con mejoras en la eficiencia del sistema y el aumento de la vida útil operativa de los equipos, podría permitir una disminución de hasta el 80 % en el coste total del hidrógeno verde. (IRENA, 2020).

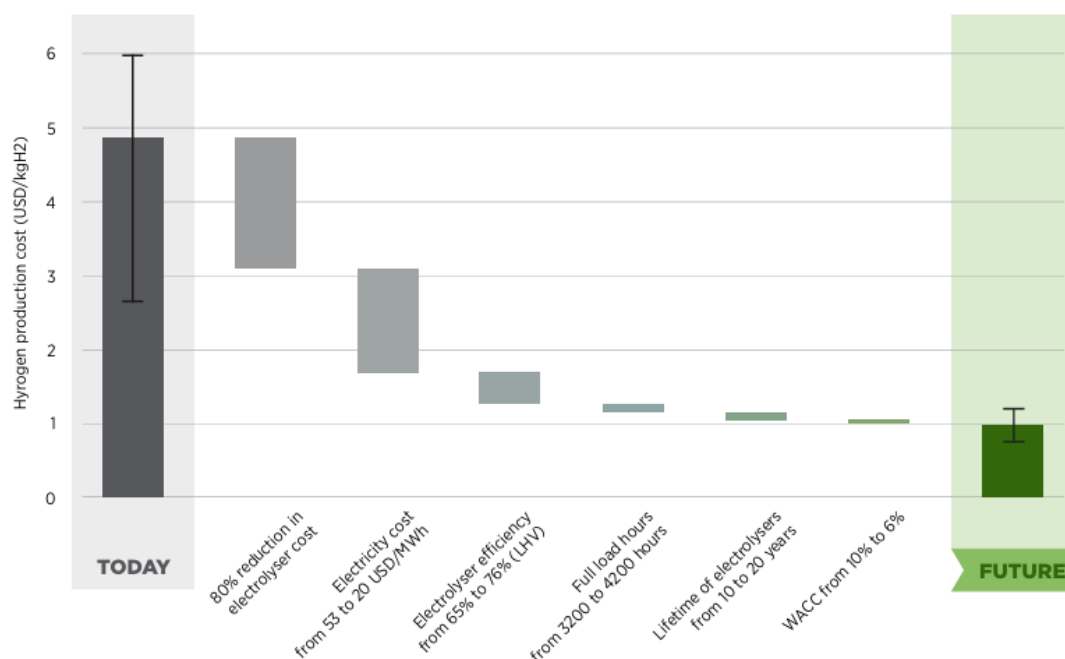


Ilustración 9: Posible reducción de los costes para la producción de hidrógeno. Fuente: (IRENA, 2020).

La Ilustración 9 muestra el potencial de reducción del coste de producción del hidrógeno verde entre 2020 y 2050, considerando distintos niveles de coste y despliegue de electrolizadores. En el escenario más optimista, el hidrógeno verde ya puede producirse a un coste competitivo frente al hidrógeno azul, siempre que se disponga de electricidad renovable a muy bajo precio, en torno a los 20 \$/MWh. (IRENA, 2020).

Estos resultados reflejan el importante margen de mejora que aún presenta el hidrógeno verde en términos de competitividad económica, especialmente si se logra una reducción simultánea del coste de la electricidad y de los electrolizadores. Uno de los indicadores más utilizados para analizar el precio de la electricidad renovable es el LCOE (*Levelized Cost of Electricity*, o coste nivelado de la electricidad). Este parámetro refleja el coste total por megavatio-hora (MWh) generado a lo largo de toda la vida útil de una planta de generación, teniendo en cuenta tanto la inversión inicial como los costes operativos y el rendimiento esperado. En el contexto de la producción de hidrógeno verde, el LCOE adquiere una importancia fundamental, ya que define el precio base de la electricidad que

alimentará los electrolizadores. Según (IRENA, 2023), tecnologías como la solar fotovoltaica y la eólica terrestre han reducido sus LCOE en más de un 80 % desde 2010, lo que ha permitido que en determinadas regiones se alcance un coste eléctrico inferior a 20 \$/MWh, umbral considerado crítico para que el hidrógeno verde comience a ser competitivo frente a otras alternativas.

La fórmula para el cálculo del LCOE es la siguiente:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^N \left(\frac{I_t + O_t + F_t}{(1+r)^t} \right)}{\sum_{t=1}^N \left(\frac{E_t}{(1+r)^t} \right)}$$

Siendo:

- I_t : inversión inicial o costes de capital (CAPEX) en el año t .
- O_t : costes operativos y de mantenimiento en el año t .
- F_t : costes de combustible (en el caso de tecnologías que lo requieran; en renovables suele ser cero).
- E_t : energía generada en el año t .
- r : tasa de descuento.
- n : vida útil del proyecto (en años).

Sin embargo, alcanzar estos escenarios requiere un enfoque integral que tenga en cuenta no solo el precio de la electricidad y los costes tecnológicos directos, sino también el rendimiento operativo, la vida útil de los equipos y el aprovechamiento de economías de escala. La interacción entre estos factores determinará en gran medida el coste final del hidrógeno producido y su capacidad para competir en distintos mercados y aplicaciones industriales.

En este punto se analizarán los tres grandes componentes que conforman el coste de producción del hidrógeno verde: el coste nivelado del hidrógeno, los costes de inversión y los costes operativos. Este análisis permitirá entender cómo se estructura el precio final del hidrógeno verde y cuáles son las palancas económicas más relevantes para mejorar su competitividad en los próximos años.

2.3.1 Coste nivelado del hidrógeno (LCOH – Levelized Cost of Hydrogen).

Para evaluar con precisión la viabilidad económica del hidrógeno verde es necesario contar con una métrica que integre, de forma estandarizada, todos los costes asociados a su producción. En este contexto, el **coste nivelado del hidrógeno**, conocido por sus siglas en inglés como **LCOH (Levelized Cost of Hydrogen)**, se ha consolidado como el principal indicador para estimar el precio medio al que debe venderse el hidrógeno a lo largo de la vida útil de una planta, con el fin de recuperar tanto la inversión inicial como los costes operativos y energéticos.

El LCOH es el coste medio por kilogramo de hidrógeno producido a lo largo de los 21 años de vida útil de una planta (contando con un año de construcción y 20 años de operación). (Zun & McLellan, 2023). Este parámetro puede variar significativamente en función de los factores técnicos y operativos que afectan al LCOH, es fundamental tener en cuenta los elementos financieros que condicionan su cálculo y pueden alterar significativamente los resultados obtenidos.

Una de las principales limitaciones de las evaluaciones actuales del coste nivelado del hidrógeno radica en el uso de tasas de interés estáticas, que no reflejan adecuadamente los riesgos de inversión específicos de cada país. Esta simplificación puede derivar en estimaciones poco precisas del LCOH y ofrecer una visión distorsionada de su verdadera competitividad económica. Para corregir este sesgo, es necesario aplicar un análisis financiero más detallado, que contemple las condiciones económicas regionales y los factores de riesgo asociados a cada contexto geográfico. (Hassan & El-Amary, 2025)

Variables financieras como la tasa de interés imputada (IIR) y el coste medio ponderado del capital (WACC), ajustado a las condiciones de cada país, influyen de manera significativa en el coste nivelado del hidrógeno, por lo que su análisis debe realizarse con precisión. Una estimación adecuada de estos parámetros resulta crucial para evaluar con realismo la competitividad económica del hidrógeno verde frente a otras opciones energéticas y para determinar su viabilidad como solución sostenible a largo plazo. A ello se suma la necesidad de considerar otros factores determinantes, como los costes asociados a la producción, el almacenamiento o el transporte del hidrógeno.

En este epígrafe se abordará el cálculo del coste nivelado del hidrógeno (LCOH) a partir del uso del coste medio ponderado de capital (WACC) como parámetro financiero central. Para ello, se presentará en primer lugar la fórmula general del LCOH, con el objetivo de establecer un marco de referencia teórico. A continuación, se analizarán en detalle los términos clave que la componen, prestando especial atención a aquellos factores económicos y técnicos que condicionan su resultado, así como a las particularidades del contexto inversor que influyen directamente sobre la rentabilidad y viabilidad de los proyectos de hidrógeno verde.

$$LCOH_{WACC} = \frac{NPV_{CapEx} + NPV_{OpEx}}{\sum_{n=0}^N m_{H2,n} * \left(\frac{1}{(1 + WACC)^n} \right)}$$

Fuente: (Hassan & El-Amary, 2025).

Para evaluar de forma rigurosa la viabilidad financiera y la competitividad económica de la producción de hidrógeno, resulta imprescindible desglosar adecuadamente los términos que componen su estructura de costes. Este análisis comienza con el cálculo de los valores actuales netos (NPV) de los elementos que representan desembolsos económicos a lo largo del proyecto, principalmente la inversión inicial en activos fijos (CAPEX) y los costes de operación y mantenimiento (OPEX). La actualización de estos flujos mediante un factor de descuento es fundamental, ya que no basta con considerar el valor nominal de las inversiones o gastos, sino que es necesario situarlos en el contexto financiero real en el que se desarrollan los proyectos. Factores como las tasas de interés, la inflación, y el riesgo país tienen un impacto directo en el coste del capital y, por tanto, en el resultado del análisis. Incorporar correctamente estas variables permite obtener una estimación más precisa del coste nivelado del hidrógeno y valorar su competitividad frente a otras fuentes energéticas. (Hassan & El-Amary, 2025).

El primer paso consiste en calcular el valor actual neto de las inversiones de capital (NPV CAPEX), que representa la totalidad de la inversión inicial necesaria para desarrollar la infraestructura de producción de hidrógeno. A esto se suma el valor actual neto de los costes operativos (NPV OPEX), que incluye todos los gastos recurrentes asociados al funcionamiento continuo del proceso de producción.

Para ello es necesario enseñar el método de cálculo del Valor Actual Neto:

Se define este como “*el Valor Actual Neto de un proyecto es el valor actual/presente de los flujos de efectivo netos de una propuesta, entendiéndose por flujos de efectivo netos la diferencia entre los ingresos y los egresos periódicos. Para actualizar esos flujos netos se utiliza una tasa de descuento denominada tasa de expectativa o alternativa/oportunidad, que es una medida de la rentabilidad mínima exigida por el proyecto que permite recuperar la inversión, cubrir costes y obtener beneficios*”. (Mete, 2014).

$$NPV = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t}$$

Fuente: (Mete, 2014).

Siendo:

- I_0 : la inversión inicial del proyecto.
- F_t : flujos de caja netos generados en cada año t .
- k : tasa de descuento o tasa de oportunidad, la cual refleja la rentabilidad esperada de otras alternativas de inversión con un nivel de riesgo comparable, en este caso se emplearía el WACC.

Cuando el valor actual neto (NPV) de un proyecto resulta positivo, significa que los ingresos futuros descontados superan el valor de la inversión inicial, lo que indica que el proyecto es financieramente viable y genera valor para el inversor. En otras palabras, el capital invertido se recupera con una rentabilidad superior a la tasa de descuento utilizada. Por el contrario, un NPV negativo refleja que el proyecto no logra cubrir sus costes actualizados, lo que implica una pérdida de valor económico. Este criterio constituye uno de los indicadores más utilizados en la evaluación de inversiones, ya que permite comparar diferentes alternativas bajo una misma lógica de valor temporal del dinero.

Una vez comprendido el cálculo del valor actual neto, resulta esencial aplicar este concepto a los principales componentes económicos de un proyecto de hidrógeno: el CAPEX y el OPEX. El CAPEX engloba la inversión inicial necesaria para poner en marcha la planta de producción, incluyendo la adquisición e instalación de los electrolizadores, infraestructura eléctrica, sistemas de compresión, almacenamiento y

conexión a red. Estos costes suelen concentrarse en las fases iniciales del proyecto y representan una parte significativa del esfuerzo inversor. Por otro lado, el OPEX abarca todos los costes operativos recurrentes asociados al funcionamiento de la planta, como el consumo eléctrico, el mantenimiento técnico, el suministro de agua desionizada, la mano de obra y la reposición de componentes críticos. Tanto el CAPEX como el OPEX deben ser actualizados a valor presente mediante la tasa de descuento adecuada (como el WACC), para incorporarlos correctamente en el cálculo del coste nivelado del hidrógeno. Esta integración permite obtener una estimación más realista y comparativa del desempeño económico de cada instalación.

Se puede observar un desglose general de estos costes en la siguiente figura:

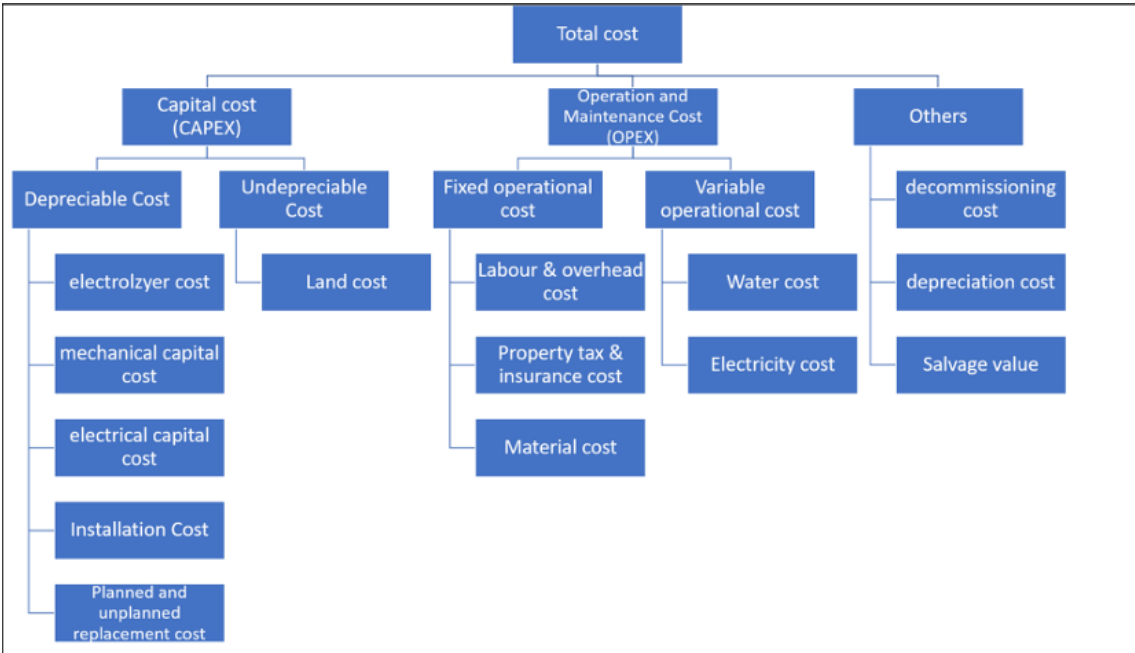


Ilustración 10: Composición costes de la fórmula del LCOH. Fuente: (Zun & McLellan, 2023).

Estos costes se estudiarán en mayor profundidad en el siguiente epígrafe.

Volviendo a la fórmula del coste nivelado del hidrógeno (LCOH), se procede ahora a analizar en detalle el denominador, que representa la producción total de hidrógeno a lo largo del horizonte temporal del proyecto, actualizada mediante un factor de descuento. En particular, el término $mH_{2,n}$ hace referencia a la cantidad de hidrógeno generada en el año n , expresada habitualmente en kilogramos o toneladas, en función del diseño y capacidad de la planta. Esta producción puede mantenerse constante si se asume un funcionamiento continuo a carga plena, o variar en función de la eficiencia operativa, las horas anuales de funcionamiento o los eventuales periodos de parada técnica.

El sumatorio parte del año 0, fase inicial correspondiente al periodo de construcción, en el que no se produce hidrógeno, y se extiende hasta el año 21, considerado como el último ejercicio operativo dentro de la vida útil de la instalación. Cada unidad de hidrógeno producida se ajusta mediante un factor de corrección mediante el coste medio ponderado de capital (WACC) que la traduce al valor presente. Este enfoque permite comparar de forma coherente la producción descontada con los costes actualizados del numerador, lo que es esencial para calcular un LCOH representativo y realista.

A partir de esta formulación, se hace evidente que el WACC no solo actúa como un factor de corrección temporal, sino que cumple un papel central en la evaluación económica del proyecto. Su influencia sobre el valor presente tanto de los costes como de la producción convierte a este parámetro en un elemento clave para la determinación del LCOH. (Hassan & El-Amary, 2025). Por ello, resulta imprescindible comprender en profundidad su significado, cómo se calcula y qué implicaciones tiene para la viabilidad de los proyectos de hidrógeno verde.

Básicamente, un WACC más elevado es indicativo de un mayor riesgo financiero, lo que incrementa el coste del capital y dificulta que los proyectos de producción de hidrógeno renovable logren alcanzar niveles de competitividad económica. (IRENA, 2020).

2.3.2 Coste medio ponderado de capital (WACC) en proyectos de energías renovables.

Tal como se ha explicado previamente en la formulación del coste nivelado del hidrógeno (LCOH), el coste medio ponderado de capital (WACC) desempeña un papel determinante en la evaluación económica de proyectos de hidrógeno verde. Este parámetro actúa como tasa de descuento, afectando tanto al valor presente de los costes de inversión y operación como al de la producción proyectada. En este subapartado se abordará el concepto de WACC, su cálculo y su aplicación en el ámbito de las energías limpias, con especial atención a los factores que lo condicionan en el caso de los proyectos de hidrógeno.

Analizar el WACC con rigor y en función del contexto específico de cada proyecto resulta fundamental para obtener estimaciones realistas del LCOH y, en consecuencia, para valorar con precisión la rentabilidad y la viabilidad de las inversiones en tecnologías renovables.

En los modelos que comparan tecnologías de generación renovables con alta intensidad de capital con otras basadas en combustibles fósiles y menor necesidad de inversión inicial, resulta fundamental representar con precisión el coste del capital aplicado a los proyectos renovables. Esta representación, que se refleja directamente en la elección de la tasa de descuento, es un requisito indispensable para obtener resultados cuantitativos coherentes y comparables. (Steffen, 2020).

Uno de los principales problemas a la hora de estimar el coste de capital de los proyectos de energías renovables, es que, a diferencia del ámbito de las finanzas corporativas, donde el coste de capital suele ser observable a través de valores cotizados en mercados públicos, las estructuras financieras típicas de los proyectos de energías renovables combinan inversiones en capital no cotizado con financiación mediante deuda bancaria. Además, los modelos de financiación utilizados por las empresas son generalmente confidenciales, lo que impide conocer o verificar con precisión los valores reales que emplean los desarrolladores de proyectos. (Steffen, 2020).

Por tanto, y especialmente en tecnologías emergentes como el hidrógeno renovable, la ausencia de mecanismos estandarizados para estimar el coste de capital representa una limitación significativa. Esta falta de transparencia dificulta la evaluación precisa de la viabilidad financiera de los proyectos. Para superar esta barrera, los investigadores recurren a distintos métodos de aproximación, que van desde el análisis de datos financieros de empresas cotizadas hasta la realización de entrevistas directas con desarrolladores y productores del sector.

Existen diferentes definiciones de coste privado de capital, pero aquí se definirá como *“la tasa de rendimiento esperada que los participantes del mercado requieren para atraer fondos hacia una inversión determinada”*. (Pratt & Grabowski, 2014).

Una vez definido el coste de capital, En las inversiones que se financian mediante una combinación de distintas fuentes de capital (como fondos propios y deuda), el coste total del capital se calcula como una media ponderada de los rendimientos exigidos por cada uno de esos componentes. (Steffen, 2020). La fórmula es la siguiente:

$$WACC = \delta * C_d + (1 - \delta) * C_e$$

- δ representa la proporción de deuda (en %).

- C_d es el coste de la deuda (en %).
- C_e corresponde al rendimiento esperado del capital propio (en %).

En la práctica financiera, es habitual distinguir entre el WACC, que no tiene en cuenta consideraciones fiscales, y el WACC después de impuestos, que incorpora los efectos fiscales derivados del tratamiento de la deuda. En la mayoría de los países, los pagos de intereses sobre la deuda son deducibles fiscalmente, lo que genera un beneficio tributario para las empresas. Este efecto se refleja en el WACC después de impuestos, cuya fórmula ajusta el coste de la deuda por el tipo impositivo corporativo. (Steffen, 2020). Matemáticamente, se expresa como:

$$WACC_{después-impuestos} = \delta * C_d * (1 - \tau) + (1 - \delta) * C_e$$

Donde τ es la tasa impositiva corporativa.

Para comprender en profundidad el cálculo del WACC, es necesario descomponer sus dos componentes fundamentales: el coste de la deuda y el coste del capital propio (*equity*). Ambos elementos reflejan las exigencias de rentabilidad de los inversores y prestamistas, y su correcta estimación es esencial para evaluar con precisión el coste del capital total del proyecto. A continuación, se analizarán por separado sus definiciones, métodos de cálculo y los factores que influyen en cada uno de ellos.

El coste de la deuda (C_d) se refiere al gasto total por intereses que una empresa debe afrontar por el uso de financiación ajena, ya sea a través de préstamos, bonos u otras obligaciones financieras. En términos simples, representa el tipo de interés efectivo que se paga sobre la deuda contraída. Este coste puede expresarse en términos brutos (antes de impuestos) o netos (después de impuestos), dependiendo del enfoque del análisis. Su magnitud está directamente relacionada con la solvencia del prestatario: cuanto mayor es el riesgo percibido por los acreedores, más elevado será el tipo de interés exigido. Por tanto, el coste de la deuda también actúa como un indicador del nivel de riesgo financiero asociado a la entidad emisora. (Hayes, 2024).

El coste de la deuda antes de impuestos se define como:

$$C_{d\text{ antes-impuestos}} = \frac{I}{D}$$

- I= intereses totales pagados por la empresa durante un periodo determinado.
- D= volumen total de deuda pendiente (bonos, préstamos, líneas de crédito, etc.).

El coste de la deuda antes de impuestos se define como:

$$C_{d_{después-impuestos}} = C_{d_{antes-impuestos}} * (1 - T)$$

- T= tipo impositivo aplicado a los beneficios empresariales (*corporate tax rate*).

El coste del capital propio (Ce), desde la perspectiva del modelo de valoración de activos financieros (CAPM, por sus siglas en inglés), se define como la rentabilidad que los inversores exigen en función del riesgo sistemático de la empresa con respecto al mercado. Este enfoque parte del principio de que los accionistas solo deben ser compensados por el riesgo no diversificable, medido mediante el coeficiente beta. Cuanto mayor sea el riesgo relativo de la empresa respecto al mercado, mayor será la rentabilidad exigida por los inversores. El CAPM establece una relación directa entre el riesgo de mercado y el rendimiento esperado del capital, lo que lo convierte en uno de los métodos más utilizados en la estimación del coste de *equity* en proyectos de inversión. (Kenton, 2025).

La fórmula para el modelo del coste de capital propio según el modelo de valoración de activos financieros es la siguiente:

$$C_e = RFRR + \beta * (MRR - RFRR) + RiskPremium_{country}$$

- RFRR (*Risk-Free Rate of Return*): Tasa libre de riesgo, normalmente representada por la rentabilidad de bonos soberanos de largo plazo.
- β (Beta): Medida del riesgo sistemático del proyecto en relación con el mercado. Cuanto mayor sea la volatilidad de un activo respecto al mercado, más elevada será su beta, lo que indica un mayor nivel de riesgo sistemático. Una beta superior a uno implica que el activo es más volátil que el mercado de referencia y, por tanto, conlleva un mayor riesgo. Por el contrario, una beta inferior a uno indica que el activo presenta una menor sensibilidad a las variaciones del mercado, y, por ende, un menor riesgo relativo.
- MRR (*Market Rate of Return*): Rentabilidad esperada del mercado.

- Risk Premium Country: Extra que exigen los inversores por el riesgo de invertir en un país frente a uno seguro.

Como se observa en la fórmula, en el modelo CAPM la rentabilidad exigida al capital propio se descompone en dos partes: una tasa libre de riesgo, que refleja el valor temporal del dinero, y una prima de riesgo, que depende del riesgo sistemático del activo en relación con el mercado, medido a través del coeficiente beta. (Pratt & Grabowski, 2014). Si bien la tasa libre de riesgo debería mantenerse constante entre distintas alternativas de inversión, es principalmente la prima de riesgo la que explica las variaciones observadas en el coste de capital. No obstante, también pueden influir otros factores, como las diferencias fiscales o los costes de transacción asociados a cada proyecto. (Steffen, 2020).

Resulta pertinente centrarse específicamente en los proyectos de hidrógeno renovable; no obstante, este análisis se desarrollará en profundidad en secciones posteriores del trabajo.

Este enfoque resulta especialmente relevante en el caso de los proyectos de hidrógeno verde, donde el coste de capital está condicionado por múltiples dimensiones que van más allá del riesgo sistemático capturado por la beta. De acuerdo con la información extraída del estudio *Estimating the cost of capital for renewable energy projects* de Bjarne Steffen, el país en el que se desarrolla el proyecto tiene un peso considerable, ya que factores como la estabilidad macroeconómica, la previsibilidad política y el diseño del marco regulatorio específico para las energías renovables influyen directamente en la percepción de riesgo por parte de los inversores. Esta influencia es aún más crítica cuando los flujos de ingresos dependen de acuerdos con entidades públicas, como tarifas reguladas o contratos de compraventa de energía (PPA). (Steffen, 2020).

Además, el tipo de tecnología empleada también condiciona el riesgo financiero, dado que cada fuente renovable presenta un nivel distinto de madurez, fiabilidad técnica y exposición a riesgos operativos. Por otro lado, tanto el riesgo país como el riesgo tecnológico no son estáticos: tienden a disminuir con el tiempo a medida que las tecnologías se consolidan, mejora la disponibilidad de datos y se acumula experiencia entre inversores e instituciones financieras. A esto se suma la evolución del entorno financiero global, especialmente en lo que respecta a las tasas de interés, que puede modificar sustancialmente el coste de capital exigido por los inversores. En conjunto, todos estos elementos evidencian que el análisis del WACC en proyectos de hidrógeno

verde requiere una visión multidimensional, contextualizada y dinámica que integre tanto factores de mercado como elementos institucionales y tecnológicos.

2.3.3 Costes de inversión inicial (CAPEX) y Costes Operativos (OPEX)

Una vez analizados el coste de capital y el coste nivelado del hidrógeno como indicadores clave para evaluar la viabilidad financiera de los proyectos de hidrógeno verde, resulta necesario profundizar en los **componentes económicos directos** que conforman dicha estructura de costes. Entre ellos destacan, por un lado, la **inversión inicial en activos fijos** (CAPEX), y por otro, los **costes operativos y de mantenimiento** (OPEX). Ambos elementos son especialmente relevantes en tecnologías intensivas en capital como la electrólisis, donde el diseño, la escala y el rendimiento del sistema influyen notablemente en la rentabilidad del proyecto. Una correcta estimación de estos costes no solo es esencial para el cálculo del LCOH, sino también para valorar el riesgo financiero percibido por los inversores, y, por tanto, su impacto sobre el WACC. En esta sección se analizarán los principales factores que inciden en el CAPEX y el OPEX de los proyectos de hidrógeno renovable, prestando especial atención al papel de los electrolizadores y a las estrategias orientadas a la reducción de costes.

Dentro de los componentes que conforman los costes en los proyectos de hidrógeno renovable, los electrolizadores representan una de las partidas más relevantes, tanto por su peso económico como por su papel central en el proceso de producción. Por este motivo, resulta fundamental analizar con mayor detalle los elementos que determinan su coste, así como las dificultades que conlleva su estimación.

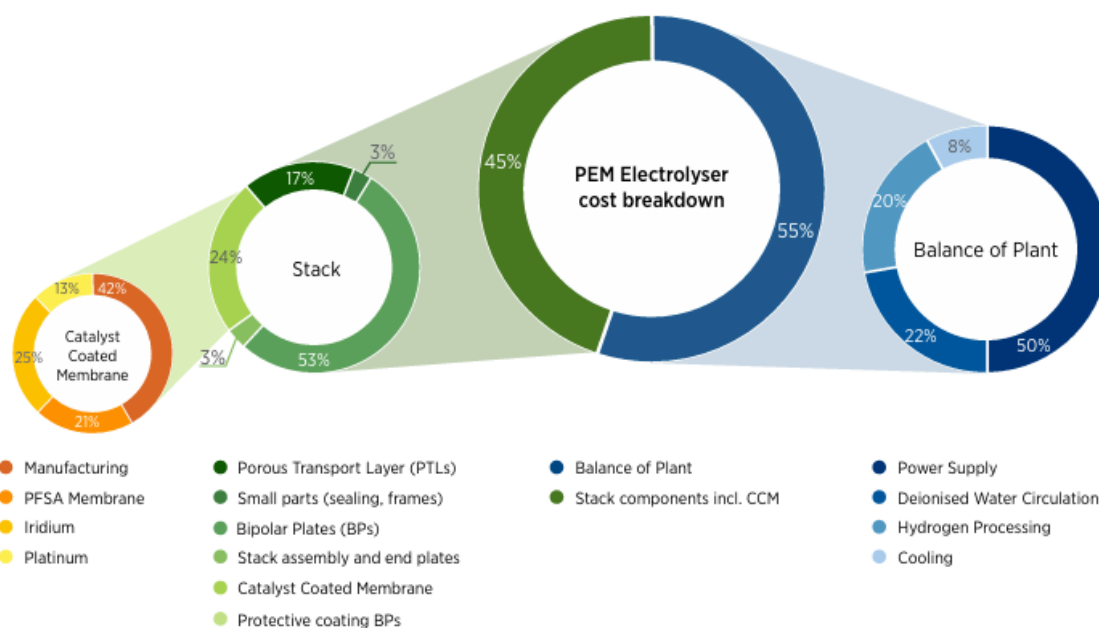
Las estimaciones de costes para los electrolizadores presentan dos principales dificultades. En primer lugar, la disponibilidad limitada de datos, debido a su carácter confidencial y a que muchas empresas los consideran una ventaja competitiva. En segundo lugar, existe una falta de consistencia en los límites considerados en las estimaciones de coste, por ejemplo, si se incluyen únicamente los *stacks* (conjunto de celdas electroquímicas donde ocurre la separación del agua en hidrógeno y oxígeno mediante la aplicación de electricidad), el balance de planta o el sistema completo, y, en muchos casos, ni siquiera se especifica con claridad qué se ha tenido en cuenta, lo que dificulta la comparación entre diferentes estudios. (IRENA, 2020).

En lo que respecta al CAPEX, el coste total de un sistema de electrólisis incluye dos grandes bloques: el *stack*, donde se produce la reacción electroquímica, y el balance de planta (BoP), que abarca componentes esenciales como el sistema de gestión eléctrica, el suministro de agua, los compresores, los sistemas de enfriamiento y purificación, y los equipos auxiliares de control. Según estimaciones de (IRENA, 2020), el BoP puede llegar a representar más del 50 % del coste total del sistema. En cuanto a valores concretos, los electrolizadores alcalinos presentaban en 2020 costes comprendidos entre 840 y 1.080 USD/kW, mientras que los sistemas PEM se situaban entre 1.100 y 1.800 USD/kW, considerando tanto el *stack* como el BoP.

La proyección de costes a futuro es optimista: según este mismo informe, se estima que, si se alcanza un despliegue a gran escala alineado con los objetivos climáticos globales, los costes de los electrolizadores podrían reducirse hasta en un 40 % para 2030, gracias a las economías de escala, la estandarización industrial y el aprendizaje tecnológico. No obstante, el análisis del CAPEX sigue enfrentando dificultades metodológicas, derivadas tanto de la falta de acceso a datos públicos, por razones de confidencialidad comercial, como de la falta de homogeneidad en los límites considerados en los estudios (por ejemplo, si se incluyen únicamente los *stacks*, el sistema completo o parte del BoP), lo cual complica la comparación directa entre fuentes. (IRENA, 2020).

Por otro lado, el OPEX, que comprende los gastos recurrentes de operación y mantenimiento, suele representar entre el 2 % y el 4 % del CAPEX total por año. Incluye conceptos como el mantenimiento preventivo y correctivo, la reposición de membranas y electrodos, el consumo de agua desionizada, personal técnico y gestión operativa. Sin embargo, dentro del OPEX, el componente más determinante es el coste de la electricidad consumida durante el proceso de electrólisis, que puede suponer entre el 70 % y el 80 % del coste total de producción de hidrógeno, dependiendo del precio del MWh en cada contexto regional. (IRENA, 2020)

En conjunto, el comportamiento del CAPEX y del OPEX no solo influye directamente sobre el LCOH, sino que también condiciona el perfil de riesgo de los proyectos, afectando al WACC y, en consecuencia, a la viabilidad económica global del hidrógeno verde.



Note: The specific breakdown varies by manufacturer, application and location, but values in the figure represent an average.

Ilustración 11: Desglose de costes para un electrolizador PEM de 1 MW, desde el sistema completo, pasando por el stack, hasta la membrana catalíticamente activa (CCM). Fuente: (IRENA, 2020).

2.4 Economías de escala y madurez tecnológica.

El desarrollo del hidrógeno verde como vector energético competitivo no depende únicamente de factores financieros o del coste de la electricidad renovable, sino también de dos elementos clave que influyen directamente en la reducción de costes: las **economías de escala** y el **grado de madurez tecnológica**. A medida que aumentan los volúmenes de producción y la capacidad instalada de tecnologías como los electrolizadores, se generan efectos positivos que permiten disminuir el coste por unidad de hidrógeno producido. Al mismo tiempo, el avance en la experiencia operativa y el perfeccionamiento de los componentes tecnológicos incrementan la fiabilidad, eficiencia y vida útil de los equipos, consolidando su madurez. Este epígrafe analiza el papel que desempeñan estos dos factores en la reducción del coste del hidrógeno renovable y en su posicionamiento dentro de los mercados energéticos globales.

Cuando se hace referencia a las economías de escala, con frecuencia el concepto no se define con precisión, ni se explican de forma detallada los mecanismos a través de los cuales se producen las reducciones de costes. Por ello, en este apartado se abordará en primer lugar el concepto de economía de escala desde una perspectiva económica general,

para posteriormente analizar cómo se manifiesta y aplica específicamente en el contexto del mercado del hidrógeno renovable.

Desde el punto de vista económico, se distinguen dos tipos fundamentales de economías de escala: **internas** y **externas**. Las **economías de escala internas (IoS)** hacen referencia a las ventajas que una empresa puede obtener al aumentar su volumen de producción. A medida que una compañía crece, puede reducir sus costes unitarios mediante estrategias como la compra de insumos en grandes cantidades, un mejor acceso a financiación, la especialización de procesos o la implementación de tecnologías más eficientes. (Institute of Energy Economics at the University of Cologne (EWI), 2023).

Por otro lado, las **economías de escala externas (EoS)** se producen cuando es la industria en su conjunto la que se expande, generando un entorno más favorable para todos los agentes involucrados. Estas pueden originarse gracias al desarrollo de infraestructuras compartidas, marcos regulatorios estables, concentración geográfica de proveedores, mejora en la formación del capital humano, o avances tecnológicos generados por la experiencia acumulada del sector. Ambos tipos de economías son especialmente relevantes para sectores emergentes como el del hidrógeno verde, donde el crecimiento industrial y la cooperación institucional son claves para reducir costes y acelerar la competitividad. (Institute of Energy Economics at the University of Cologne (EWI), 2023).

La cadena de valor del hidrógeno renovable comprende todas las etapas necesarias para su producción y utilización, comenzando por la generación de electricidad a partir de fuentes renovables, principalmente solar y eólica, seguida del proceso de electrólisis, el almacenamiento, la distribución y, finalmente, su uso en distintos sectores. Entre sus aplicaciones destacan la industria, el transporte, el sector residencial y el sistema energético, donde el hidrógeno puede desempeñar un papel tanto como vector energético limpio como materia prima. Para evaluar adecuadamente su impacto económico, resulta esencial analizar cómo se manifiestan las economías de escala en cada uno de los eslabones de esta cadena, así como considerar el efecto de las curvas de aprendizaje tecnológicas, que permiten cuantificar la mejora del rendimiento y la reducción progresiva de los costes a medida que aumenta la experiencia acumulada en el despliegue de estas soluciones. (IRENA, 2020).

A continuación, se adjunta una ilustración de la cadena de valor del hidrógeno:

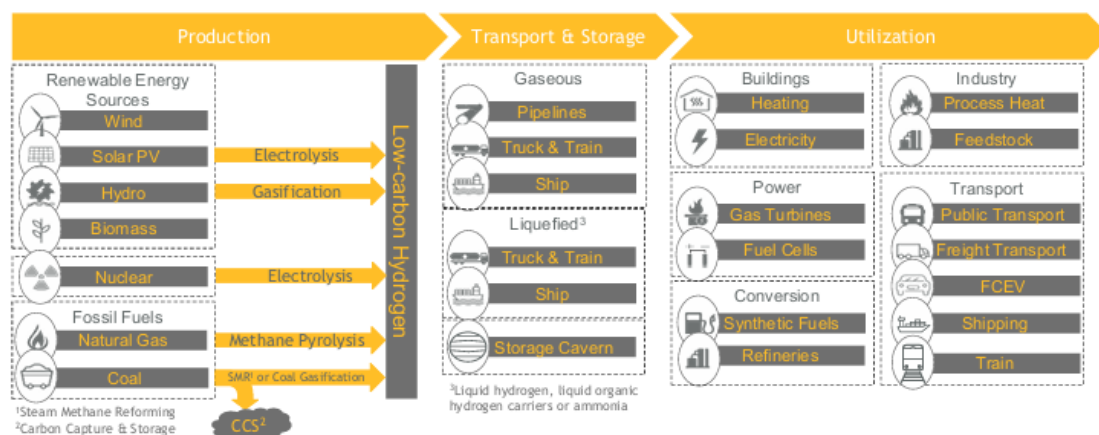


Ilustración 12: Cadena de valor del hidrógeno. Fuente: (Institute of Energy Economics at the University of Cologne (EWI), 2023).

2.4.3 Economías de escala internas.

Con respecto a las economías de escala internas (IoS) del hidrógeno, este trabajo se centra en el producido mediante electrólisis del agua, el sistema de electrólisis está compuesto principalmente por dos bloques: el *stack*, donde se lleva a cabo la reacción electroquímica que divide el agua en hidrógeno y oxígeno, y el balance de planta (BoP), que incluye componentes auxiliares como el sistema de tratamiento de agua, refrigeración, procesado de gases y electrónica de potencia. (IRENA, 2020).

El *stack* representa aproximadamente el 50 % del coste total del sistema de electrólisis. Sin embargo, su diseño modular limita la aparición de economías de escala internas, ya que al aumentar la capacidad se incrementa el número de stacks, no su tamaño. (IRENA, 2020). Sin embargo, su coste puede reducirse a través de mejoras en los procesos de fabricación, como la automatización y el aumento de volúmenes de producción. (IRENA, 2021). En contraste, el balance de planta sí muestra economías de escala claras: por ejemplo, duplicar la capacidad de procesado de gases incrementa el coste de inversión en solo un 62 %, según la conocida regla del “siete décimos”. (Turton, Bailie, Whiting, & Shaeiwitz, 2009) Además, la electrónica de potencia, formada por transformadores y rectificadores, supone aproximadamente la mitad del coste del balance de planta, y también se beneficia de reducciones de coste a escala. (IRENA, 2020).

En cuanto a las tecnologías disponibles, la electrólisis alcalina (AEL) es la más madura y económica en términos de inversión, mientras que la electrólisis mediante membrana de intercambio protónico (PEMEL), aunque más costosa actualmente, ofrece mayor flexibilidad operativa. (IRENA, 2020). Se prevé que los costes de inversión de ambas tecnologías disminuyan entre un 60 % y un 85 % hacia 2050, convergiendo progresivamente. (IRENA, 2020). La tecnología de óxidos sólidos (SOEL), aún en fase piloto, presenta una eficiencia elevada debido a su operación a alta temperatura, pero menor flexibilidad. (Buttler & Spliethoff, 2018).

Por último, en términos industriales, la transición desde una fabricación artesanal hacia un modelo de producción en masa, como las plantas tipo "giga factoría", puede reducir significativamente los costes de producción de electrolizadores gracias a economías de escala internas asociadas al proceso manufacturero. La automatización, el diseño estandarizado y el aumento del volumen de producción son factores clave para abaratar la tecnología y acelerar su despliegue global. (IRENA, 2021).

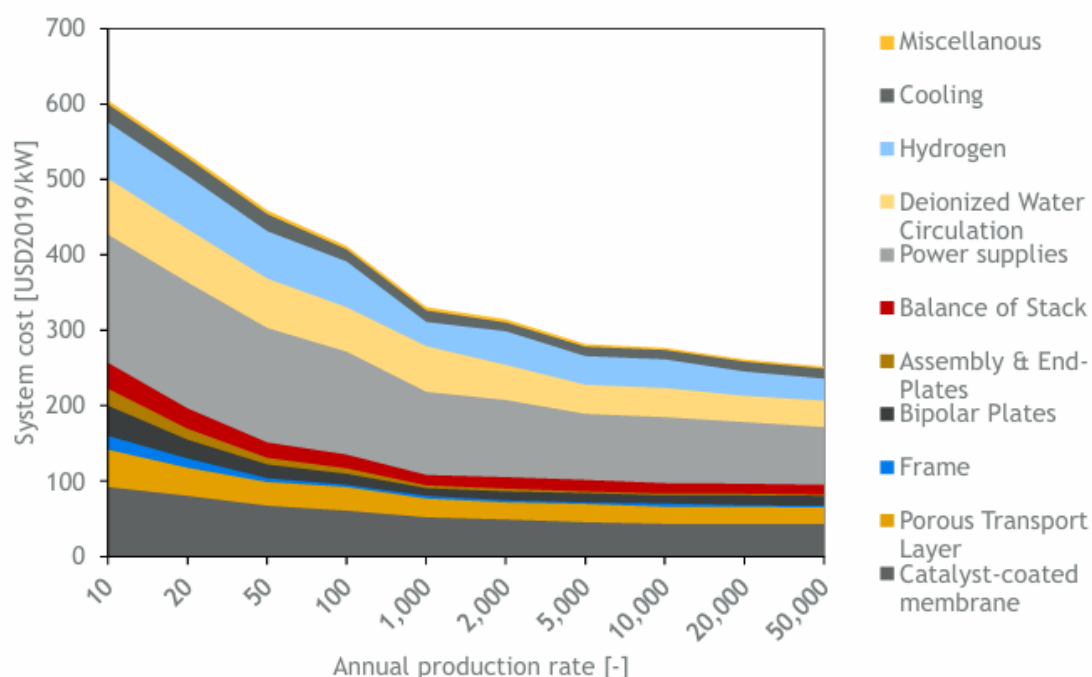


Ilustración 13: Costes de fabricación de un sistema de electrólisis PEM de 1 MW en función de la tasa de producción anual. (Institute of Energy Economics at the University of Cologne (EWI), 2023).

Este potencial de reducción de costes mediante economías de escala internas queda reflejado de forma clara en la Ilustración 9, donde se muestra la evolución del coste del sistema de un electrolizador PEM de 1 MW en función del volumen anual de producción. A medida que la producción pasa de decenas a decenas de miles de unidades, se observa

una disminución sustancial del coste por kW instalado, que se estabiliza progresivamente a partir de los 10.000 sistemas anuales. Este descenso está directamente relacionado con la fabricación en serie, la automatización de procesos y la consolidación de la cadena de suministro, factores que permiten reducir el coste de componentes clave como la membrana catalizada, las placas bipolares, los sistemas de refrigeración y el balance de stack.

Además de las economías de escala identificadas en la fabricación de electrolizadores, el transporte de hidrógeno ofrece también oportunidades significativas para la reducción de costes mediante economías de escala internas. Estas se manifiestan principalmente en los sistemas de transporte por tuberías y en la distribución marítima, teniendo un impacto directo en el coste total de suministro del hidrógeno renovable.

El hidrógeno puede transportarse en estado gaseoso comprimido o en forma líquida, aunque su baja densidad energética volumétrica ($3,54 \text{ kWh/Nm}^3$) limita su eficiencia respecto al gas natural. Para volúmenes pequeños, el transporte mediante camiones cisterna es más viable, mientras que, para mayores cantidades y distancias medias o largas, el transporte por gasoducto resulta más económico. (Cheng & Cheng, 2023). El transporte de hidrógeno por tubería presenta economías de escala físicas claras: al aumentar el radio de la tubería, el área de sección transversal crece más rápido que la circunferencia, lo que implica que el coste de inversión por unidad transportada disminuye significativamente. Duplicar el radio puede reducir el coste unitario hasta en un 50 %. (Institute of Energy Economics at the University of Cologne (EWI), 2023). Además, los costes de compresores necesarios para mantener el flujo de gas también muestran economías de escala: los compresores más grandes presentan menores costes por kW instalado. Asimismo, las pérdidas de presión son menores en tuberías más grandes, lo que reduce el consumo energético por unidad de hidrógeno transportada. (Molnar, 2022).

En el ámbito del transporte de hidrógeno, una de las opciones más rentables consiste en aprovechar la infraestructura existente de gas natural en Europa. Diversos estudios estiman que una proporción significativa de estas redes podría reconvertirse para el transporte de hidrógeno, con un coste aproximado de tan solo el 20 % respecto a la construcción de una nueva red específica para este gas. (European Hydrogen Backbone (EHB), 2022). Para el transporte marítimo a larga distancia, la licuefacción del hidrógeno

permite incrementar su densidad energética hasta 850 veces, lo que mejora su eficiencia volumétrica; no obstante, esta opción requiere una infraestructura compleja de licuefacción y regasificación con **altos costes iniciales** y **escasas economías de escala**, debido al carácter modular de dichas plantas. (Cheng & Cheng, 2023). Pese a estas limitaciones, la expansión del mercado internacional del hidrógeno podría favorecer nuevas inversiones en infraestructura portuaria especializada, impulsando con el tiempo mayores niveles de estandarización, integración logística y economías de escala a lo largo de toda la cadena de transporte.

2.4.4 Economías de escala externas.

Además de las posibles economías de escala internas, a lo largo de la cadena de valor del hidrógeno también pueden generarse economías de escala externas. Estas pueden derivarse de diversos factores, como el entorno institucional, el desarrollo de capacidades y competencias técnicas, el avance tecnológico y la acumulación de conocimiento, así como de factores geográficos. Cabe señalar que muchos de estos elementos no son excluyentes entre sí, ya que algunas variables pueden pertenecer simultáneamente a más de una categoría debido a su naturaleza multidimensional.

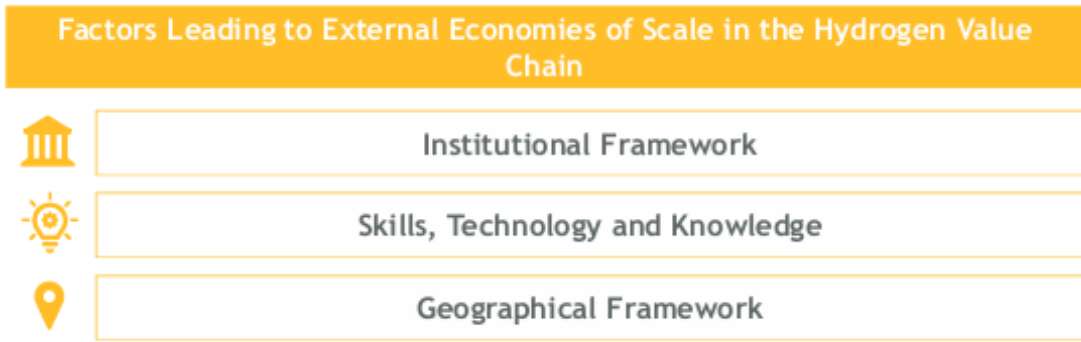


Ilustración 14: Factores que generan economías de escala externas en la cadena de valor del hidrógeno. (Institute of Energy Economics at the University of Cologne (EWI), 2023)

Uno de los pilares fundamentales de estas economías externas es el marco institucional y regulador. La existencia de estándares técnicos comunes, certificaciones de origen y normativas claras proporciona seguridad jurídica e incentivos a la inversión, lo cual reduce riesgos y costes a lo largo de la cadena de valor del hidrógeno. (IRENA, 2020). La estandarización de productos y procedimientos permite reducir la variedad tecnológica, lo que favorece la producción en masa y facilita la adopción generalizada de estas tecnologías. (European Clean Hydrogen Alliance, 2023). Mecanismos como las

Garantías de Origen (GoO) y las nuevas normativas europeas para definir qué se considera hidrógeno renovable (RFNBO) contribuyen a reforzar la transparencia y trazabilidad del hidrógeno verde. (Comisión Europea, 2023).

Asimismo, las instituciones de apoyo, asociaciones industriales y plataformas colaborativas, como la *European Clean Hydrogen Alliance* (ECH2A) o el *Fuel Cells and Hydrogen Observatory* (FCHO), crean espacios para la transferencia de conocimiento, fomentan el intercambio de mejores prácticas y mejoran el acceso a recursos comunes. Este tipo de cooperación institucional promueve la innovación colectiva y permite a las empresas reducir costes compartiendo información, infraestructuras o servicios jurídicos y técnicos.

Otro factor esencial es la disponibilidad de tecnología, capital humano y conocimiento especializado. El crecimiento del mercado incrementa los incentivos para invertir en I+D, tanto público como privado, lo que acelera la innovación tecnológica y mejora la eficiencia de los procesos industriales. (IRENA, 2020). Al mismo tiempo, la formación de trabajadores cualificados mediante programas específicos y universidades técnicas permite atender la demanda creciente de personal con conocimientos en tecnologías del hidrógeno.

Por último, el marco geográfico también juega un papel clave en la aparición de economías de escala externas. La concentración territorial de empresas, infraestructuras, instituciones y mano de obra cualificada permite el desarrollo de clústeres de hidrógeno, que generan efectos de red positivos, facilitan la logística, reducen costes de infraestructura por usuario y fomentan la innovación mediante la cercanía física entre agentes económicos. (Lambert & Schulte, 2021). En Europa, iniciativas como el *European Hydrogen Backbone* o las *Hydrogen Valleys* impulsan estos clústeres como estrategia para acelerar la integración del hidrógeno en los sistemas energéticos regionales. (European Hydrogen Backbone (EHB), 2022).

3. Estudio de índices de referencia actuales.

A medida que el hidrógeno renovable se consolida como vector energético clave para la transición energética, surge una cuestión esencial para su despliegue a escala global: ¿cómo se establece su valor en el mercado internacional? A diferencia de otras materias primas energéticas como el gas natural, el petróleo o la electricidad, el hidrógeno, y especialmente su variante renovable, aún carece de un índice de referencia global consolidado, lo que supone una barrera importante para la inversión, la comercialización y la estructuración de mercados transparentes y competitivos.

3.1 IBHYX

El primer índice de referencia a estudiar es el IBHYX (*Iberian Hydrogen Index*), el primer índice de referencia para el precio del hidrógeno en la Península Ibérica, lanzado por MIBGAS (Mercado Ibérico del Gas) en diciembre de 2024.

Este es un índice que se calcula a partir de los **costes de producción del hidrógeno renovable** generado en determinadas plantas situadas en la Península Ibérica, y representa el precio mínimo al que un productor de hidrógeno renovable estaría dispuesto a vender su producto para alcanzar la rentabilidad esperada. Este índice, que se actualiza semanalmente, ofrece una señal de precio de oferta (“ask”) del hidrógeno renovable, sirviendo como una referencia fiable y no manipulable para el mercado. (Guerrero, 2024).

El índice se establece como una herramienta esencial para proporcionar una señal de precio transparente y fiable del hidrógeno renovable en la Península Ibérica. Este índice refleja el coste nivelado de producción (LCOH) del hidrógeno verde, calculado a partir de una planta tipo de electrólisis de 50 MW alimentada por fuentes renovables, como la energía fotovoltaica y eólica. La metodología empleada considera variables como los costes de inversión, operación y mantenimiento, así como el coste de la electricidad renovable, obtenida tanto de instalaciones propias como de la red eléctrica. El valor inicial del IBHYX en su creación se estableció en 5,85 €/kg, lo que representa una señal de precio de oferta (*ask*) para los productores de hidrógeno renovable en la región. Esta señal se alinea con los criterios establecidos en los actos delegados de la Unión Europea para la obtención de hidrógeno RFNBO (*Renewable Fuel of Non Biological Origin*). (MIBGAS, 2024).

El siguiente paso en el desarrollo del mercado será determinar el precio de la demanda (*bid*), es decir, el precio que los compradores están dispuestos a pagar por el hidrógeno renovable. La diferencia entre el precio de oferta y el de demanda, conocida como '*gap*', será un indicador clave del grado de liquidez y madurez del mercado emergente del hidrógeno verde en la región. (MIBGAS, 2024).

El desarrollo del índice IBHYX por parte de MIBGAS ha sido fruto de una colaboración multidisciplinar que involucró a diversos actores clave en la cadena de valor del hidrógeno en la Península Ibérica. Este grupo de trabajo, compuesto por agentes españoles y portugueses, incluyó productores, comercializadores, consumidores, transportistas, instituciones académicas y representantes de organismos como la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, y el Instituto para la Diversificación y Ahorro Energético (IDAE). (MIBGAS, 2024).

3.1.1 Evolución del precio del gas natural en el mercado MIBGAS como contexto del *IBHYX* (2022–2024).

Una vez introducido el índice IBHYX, y con el objetivo de contextualizar su evolución y comprender mejor el entorno energético en el que se construye, resulta relevante analizar la evolución del precio del gas natural en el mercado MIBGAS durante los últimos años. Dado que el coste de la electricidad renovable, base del modelo de producción de hidrógeno verde, está vinculado en parte a las dinámicas generales del mercado energético, comparar los precios del gas en diferentes momentos permite entender mejor el escenario de partida para el desarrollo del índice. A continuación, se presenta una comparativa entre los años 2022 y 2024, dos periodos marcadamente distintos en cuanto a estabilidad, volatilidad e impacto en los precios energéticos. En ambos gráficos, la línea azul representa la evolución diaria del precio en el mercado MIBGAS (€/MWh), mientras que la línea naranja muestra la media móvil de los últimos siete días, con el objetivo de suavizar las oscilaciones diarias y facilitar la interpretación de las tendencias generales. Las representaciones han sido elaboradas a partir de los datos históricos publicados por MIBGAS, extraídos en formato Excel desde su portal oficial, y visualizados mediante programación en Python para garantizar una presentación clara y precisa de la información.

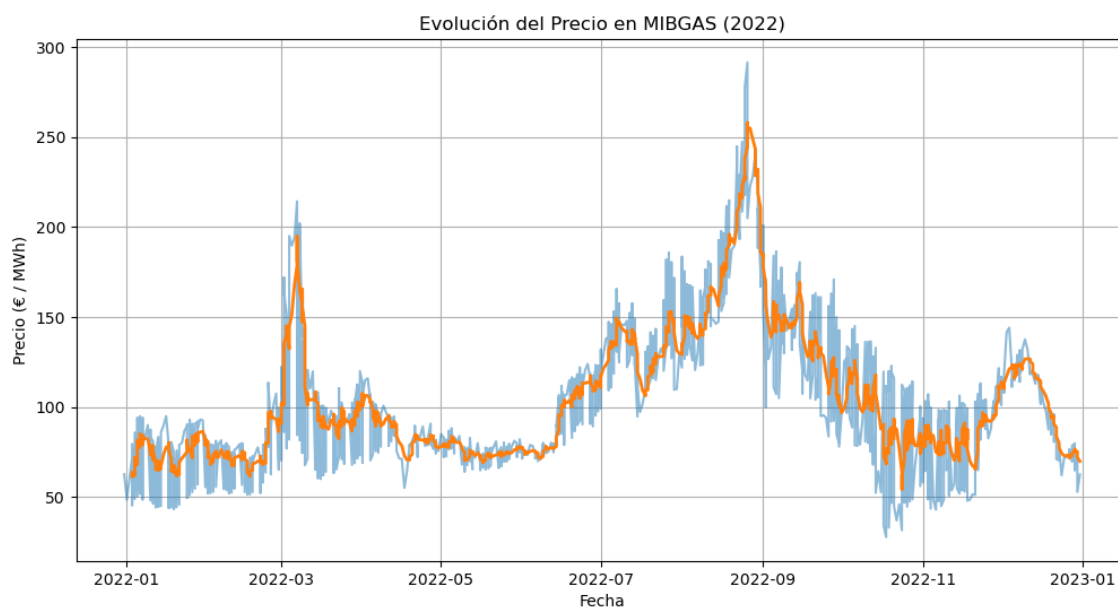


Ilustración 15: Evolución diaria y media móvil semanal del precio del gas natural en MIBGAS durante el año 2022 (€/MWh). (Elaboración propia)

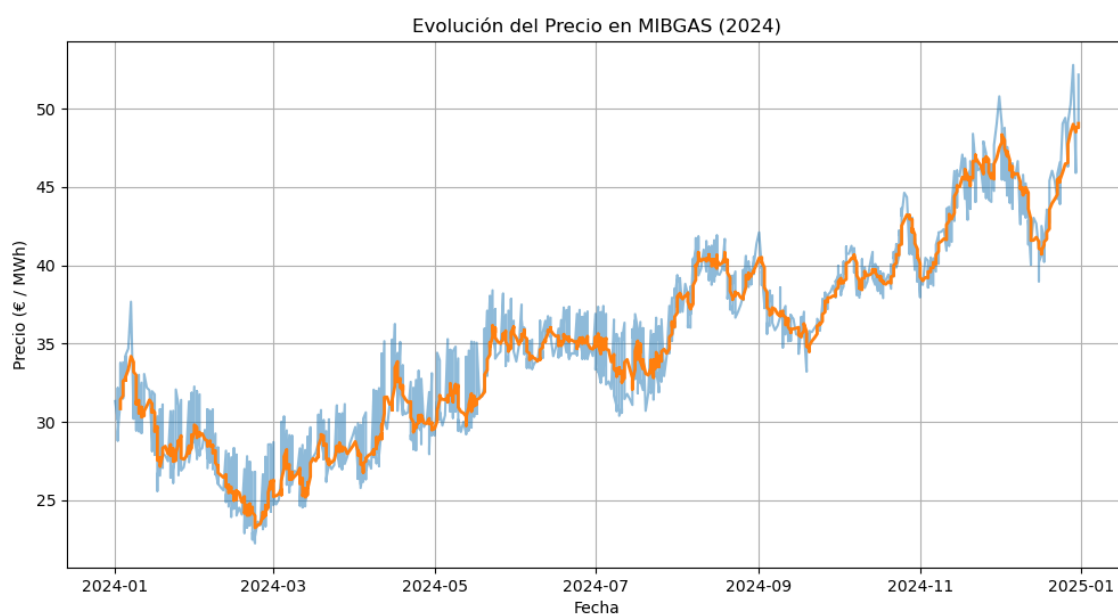


Ilustración 16: Evolución diaria y media móvil semanal del precio del gas natural en MIBGAS durante el año 2024 (€/MWh). (Elaboración propia)

El comportamiento del precio del gas natural en el mercado MIBGAS presenta diferencias significativas entre los años 2022 y 2024, influenciado principalmente por el contexto energético internacional y por una progresiva estabilización del mercado europeo. Esta evolución resulta especialmente relevante al analizar el entorno en el que se construyen indicadores como el IBHYX.

Durante el año 2022, se puede observar una altísima volatilidad y niveles excepcionalmente elevados en los precios, consecuencia directa de la crisis energética derivada del conflicto en Ucrania y de las restricciones en el suministro de gas procedente de Rusia. El gráfico evidencia múltiples picos agudos, con valores que superan los 250 €/MWh en los meses de marzo y agosto. La media móvil de 7 días confirma esta tendencia inestable, manteniéndose de forma sostenida por encima de los 100 €/MWh durante gran parte del año, con varios episodios que incluso rebasan los 200 €/MWh. Este comportamiento refleja un escenario de incertidumbre energética generalizada, que tuvo un fuerte impacto en los mercados europeos.

En contraste, la evolución observada en 2024 revela un mercado mucho más moderado y estable. Aunque persisten pequeñas fluctuaciones propias de la dinámica energética, los precios diarios se mantienen, en su mayoría, en un rango comprendido entre los 30 y 50 €/MWh, sin que se registren los picos extremos que caracterizaron al año 2022. La media móvil de siete días muestra una progresión más suave, con una tendencia ascendente gradual a lo largo del año, cerrando en valores próximos a los 50 €/MWh. Este comportamiento indica una recuperación del equilibrio en el sistema energético europeo y una mayor previsibilidad en los precios.

Este cambio estructural tiene implicaciones directas en el cálculo del IBHYX. La estabilización y el descenso del coste de la electricidad renovable durante 2024 permiten estimar un coste nivelado de producción de hidrógeno verde más competitivo y, sobre todo, menos expuesto a riesgos de volatilidad extrema. Este entorno resulta favorable tanto para los productores, que pueden planificar con mayor certidumbre, como para los inversores, que encuentran un contexto más propicio para la financiación de nuevos proyectos de hidrógeno renovable en la Península Ibérica.

En definitiva, la comparación entre ambos años refleja una clara tendencia hacia la normalización del mercado energético europeo, lo que se traduce en un entorno significativamente más favorable para la consolidación del hidrógeno verde como vector estratégico en la transición energética.

3.1.2 Estudio metodología de cálculo del *IBHYX*.

En este apartado se analiza en detalle el método de cálculo del índice *IBHYX*, desarrollado por MIBGAS con el objetivo de proporcionar una señal de precio fiable para el hidrógeno renovable producido en la Península Ibérica. Para ello, se ha construido una metodología específica basada en una planta modelo de referencia, así como en una estructura económica-financiera que permite estimar el precio mínimo necesario para garantizar la viabilidad de la producción de hidrógeno conforme a los criterios europeos.

La metodología empleada para la estimación del índice *IBHYX* se basa en el cálculo del **coste nivelado del hidrógeno (LCOH)** a partir de un modelo de planta de electrólisis representativa. Dicha planta cuenta con una capacidad de 50 MW, e integra el *stack*, componente donde ocurre la reacción electroquímica de separación del agua en hidrógeno y oxígeno, junto con todos los sistemas auxiliares necesarios para su operación, dentro de una solución técnica optimizada en términos de escala y eficiencia. El tamaño seleccionado se considera tecnológicamente viable y adecuado para reflejar los estándares actuales del sector, permitiendo además la obtención de costes más competitivos por unidad de producción. (MIBGAS, 2025).

En cuanto a la tecnología del electrolizador, no se adopta una opción concreta. El modelo contempla una composición neutra entre tecnologías PEM (membrana de intercambio protónico) y alcalina, con el fin de representar con mayor fidelidad la diversidad tecnológica presente en los proyectos actuales y futuros. Esta elección evita sesgos en la estimación del coste, permitiendo que los resultados sean más ampliamente aplicables. El coste total de inversión estimado para la “isla” del electrolizador asciende a 1.600 €/kW, incluyendo en dicho valor los equipos de tratamiento de agua, el propio *stack*, los componentes auxiliares del sistema (instrumentación, control, balance de planta), el suministro eléctrico (subestación y conexión), y los servicios de ingeniería, suministro y construcción (EPC). No se contemplan en este coste ni los terrenos ni las licencias o tasas administrativas. (MIBGAS, 2025).

La vida útil del proyecto se fija en 25 años, valor comúnmente asumido en instalaciones energéticas de carácter renovable. La planta se dimensiona para operar unas 4.500 horas equivalentes anuales a plena carga, cifra ajustada en función de la disponibilidad esperada de recurso renovable en la ubicación prevista, situada en el centro de la Península Ibérica.

Este régimen operativo está alineado con los requisitos técnicos para que la producción de hidrógeno sea clasificada como RFNBO conforme a la normativa europea. (MIBGAS, 2025).

El suministro de electricidad se basa en una combinación de plantas renovables dedicadas (fotovoltaica y eólica) construidas en las inmediaciones de la planta de electrólisis, y de contratos PPA de energía renovable que aportan cobertura adicional en momentos de baja generación. La energía producida por las plantas propias se destina íntegramente al proceso de electrólisis, sin vertido de excedentes a la red. Los contratos PPA están diseñados para tener perfiles de producción complementarios a los de las plantas dedicadas, de modo que la cobertura energética del electrolizador sea lo más continua posible. (MIBGAS, 2025)

Desde el punto de vista económico, el coste de generación de electricidad renovable dedicada se calcula previamente en forma de **coste nivelado de la electricidad (LCOE)**. A este se le añade el precio de los contratos PPA para obtener el coste total del suministro eléctrico, que se integra como una parte fundamental del coste de operación del sistema. Adicionalmente, se estiman **gastos anuales** equivalentes al **2,5 % del CAPEX para operaciones y mantenimiento**, y un **1,5 % del CAPEX para seguros**. (MIBGAS, 2025).

En términos de **eficiencia energética**, se adopta un valor inicial del **60 %** (basado en el poder calorífico superior del hidrógeno), lo que implica un consumo de 55,5 kWh por kilogramo de hidrógeno producido. Esta eficiencia se degrada progresivamente, a razón de 0,12 % por cada 1.000 horas de operación. El modelo asume una producción constante de hidrógeno a lo largo de la vida útil del proyecto, lo que implica un incremento progresivo en el consumo energético debido a la pérdida de eficiencia. Asimismo, se contempla la sustitución del *stack* del electrolizador al alcanzar las 80.000 horas de funcionamiento, con un coste estimado del 15 % del CAPEX inicial, considerado como una inversión de renovación. (MIBGAS, 2025).

El modelo utilizado para determinar el valor del IBHYX se apoya en una formulación ampliada del **coste nivelado del hidrógeno (LCOH)**. Si bien tradicionalmente este se calcula como el cociente entre los costes totales del proyecto y la cantidad de hidrógeno producida durante toda su vida útil, en este caso se opta por un enfoque más complejo y

realista basado en la lógica del *Project Finance*. Este tipo de modelo es comúnmente empleado en proyectos de energías renovables a gran escala, como parques eólicos o instalaciones solares, donde el retorno de la inversión depende directamente de los flujos de caja que genera el propio activo. (MIBGAS, 2025).

En este modelo que se emplea, el LCOH se obtiene de forma iterativa. En primer lugar, se estima el conjunto de ingresos que la planta puede generar durante su vida útil, partiendo de un precio constante de venta del hidrógeno y del volumen anual previsto de producción. Paralelamente, se calculan todos los costes en los que incurre el proyecto, incluyendo los operativos, los derivados de amortizaciones, el servicio de la deuda y los impuestos. (MIBGAS, 2025).

Viendo el modelo en detalle, este incorpora una estructura financiera detallada que va más allá de las formulaciones simplificadas del LCOH tradicional. En primer lugar, se tienen en cuenta los principales componentes financieros de un proyecto real, como la estructura del capital, el grado de apalancamiento, las amortizaciones y los beneficios después de impuestos. Este enfoque proporciona una representación más precisa de la viabilidad económica del proyecto, excluyendo cualquier tipo de subvención o ayuda pública, tanto sobre la inversión inicial (CAPEX) como sobre los costes operativos (OPEX). (MIBGAS, 2025).

A partir de un precio de venta constante estimado para el hidrógeno, que corresponde al LCOH buscado, se calculan los ingresos anuales previstos en función del volumen de producción. A estos ingresos se les restan todos los costes operativos y financieros para obtener el **resultado operativo** del proyecto, también conocido como **EBITDA** (*Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization*). Esta magnitud constituye la base sobre la que se aplican posteriormente el resto de los ajustes financieros. (MIBGAS, 2025).

Uno de los elementos clave del modelo es el **coste nivelado de la electricidad (LCOE)** utilizada para alimentar el electrolizador. Este coste se calcula previamente combinando el precio medio ponderado de los contratos de compraventa de electricidad a largo plazo (PPA) y el coste de generación de las plantas renovables dedicadas al proyecto. Ambas fuentes energéticas, fotovoltaica y eólica, se integran en el suministro, y su coste nivelado

se determina también mediante un enfoque basado en técnicas de *Project Finance*, coherente con el resto del modelo. (MIBGAS, 2025).

A continuación, se calcula el **servicio de la deuda**, que incluye tanto la devolución del principal del préstamo como los intereses correspondientes. Se asume una amortización uniforme de la deuda en forma de **cuota fija anual**, ajustada a la tasa de interés acordada y al periodo de vida útil del proyecto. Paralelamente, el modelo contempla una **amortización contable lineal** para los activos de inversión, permitiendo así una distribución regular de la depreciación a lo largo del tiempo. (MIBGAS, 2025).

Con estos elementos, se determina la **base imponible** del proyecto en cada ejercicio fiscal, sobre la cual se calculan los **impuestos anuales**. En caso de que en alguna anualidad se registre un resultado negativo, el modelo permite aplicar **créditos fiscales compensatorios**, que pueden ser utilizados en ejercicios posteriores para reducir la carga tributaria, ajustándose a la normativa fiscal habitual en proyectos de esta naturaleza. (MIBGAS, 2025).

Finalmente, una vez deducidos todos los costes, impuestos e inversiones puntuales —así como cualquier entrada o salida extraordinaria de caja—, se calcula el **flujo de caja libre para el inversor (FCFE, Free Cash Flow for the Equity)**. Esta variable representa, para cada anualidad, la cantidad disponible para retribuir al capital propio. El **valor actual** de estos flujos de caja se calcula descontando cada FCFE anual a la **tasa de rentabilidad exigida por el inversor (TIR del equity)** y restando la inversión inicial. El objetivo del modelo es encontrar el precio de venta del hidrógeno (LCOH) que hace que el valor actual neto de estos flujos de caja sea igual a cero, lo que indicaría que la inversión cumple con la rentabilidad objetivo prevista. (MIBGAS, 2025).

Las fórmulas empleadas son las siguientes:

$$FCFE_{VA} = -I_o + \sum_{t=1}^n \frac{FCFE_n}{(1 + TIR_{inversor})^t}$$

$$FCFE_n = (EBITDA_n - Intereses_n - Deuda amortizada_n - Impuestos_n - Incremento Inversiones_n)$$

Fuente: (MIBGAS, 2025).

Este procedimiento iterativo garantiza que el precio nivelado del hidrógeno (LCOH) no solo permite cubrir los costes operativos y de inversión, sino que también asegura que se cumple con la rentabilidad exigida por el inversor. Una vez determinado este valor, el modelo incorpora un análisis adicional de viabilidad financiera a través del cálculo del indicador **DSCR** (*Debt Service Coverage Ratio*). (MIBGAS, 2025).

El **DSCR** mide la capacidad del proyecto para hacer frente al servicio de la deuda, es decir, al pago conjunto de intereses y amortización del préstamo, utilizando los flujos de caja generados por la instalación. Este ratio se calcula anualmente y debe mantenerse por encima del umbral de **1,35**, valor que se considera aceptable para asegurar la solvencia del proyecto frente a sus compromisos financieros. Si en alguna anualidad este requisito no se cumple, el modelo ajusta automáticamente el grado de apalancamiento, reduciendo la proporción de deuda en la estructura de financiación y, en consecuencia, disminuyendo las obligaciones asociadas a su servicio. Este ajuste contribuye a reforzar la estabilidad financiera del proyecto a largo plazo y forma parte del control de riesgos incorporado en la metodología del IBHYX. (MIBGAS, 2025).

La fórmula desarrollada del DSCR es la siguiente:

$$DSCR = FCFDS \frac{(Flujo\ de\ caja\ disponible\ para\ el\ servicio\ de\ la\ deuda)}{Servicio\ total\ de\ la\ deuda}$$

$$FCFDS = EBITDA_n - Impuestos_n - Incremento\ Inversiones_n)$$

Fuente: (MIBGAS, 2025).

En resumen, el modelo aplicado para el cálculo del IBHYX ofrece una estimación precisa del coste nivelado del hidrógeno (LCOH), entendido como el precio mínimo de venta necesario para cumplir con la rentabilidad esperada del proyecto. Su estructura refleja el enfoque financiero real que utilizaría un inversor en el sector, incorporando todas las variables clave del ciclo de vida del proyecto. Además, al tratar por separado los modelos económicos de la planta de electrólisis y de la generación eléctrica renovable, se facilita la identificación y gestión diferenciada de los riesgos asociados a cada componente del sistema.

3.1.3 Ventajas y limitaciones del IBHYX.

Una vez analizada la metodología de cálculo del IBHYX, resulta pertinente examinar de forma crítica sus principales fortalezas y debilidades. Este apartado presenta una valoración técnica del índice como herramienta de referencia para el mercado del hidrógeno renovable en la Península Ibérica, atendiendo tanto a sus aportaciones en términos de transparencia y rigor metodológico, como a los desafíos y limitaciones que aún presenta en su configuración actual.

Ventajas:

El IBHYX presenta varias ventajas distintivas que lo posicionan como una herramienta relevante en el contexto del desarrollo del mercado del hidrógeno renovable en la Península Ibérica. En primer lugar, destaca por su enfoque adaptado al entorno energético ibérico, integrando condiciones reales de producción renovable en España y Portugal, como el coste específico de los PPA, el perfil de generación solar-eólica mixto y el rendimiento técnico de una planta de electrólisis representativa. Esto le otorga un grado de realismo y aplicabilidad directa que resulta difícil de replicar en modelos genéricos.

Otro aspecto diferencial es su nivel de transparencia metodológica. MIBGAS ha publicado con detalle la lógica del cálculo, los supuestos técnicos, económicos y financieros, y las condiciones operativas de la planta tipo, lo que permite comprender y auditar el índice de manera abierta, algo poco habitual en muchos modelos de referencia. Además, se ha optado por un enfoque financiero avanzado, empleando una metodología de tipo *Project Finance* que simula con precisión las decisiones que tomaría un inversor real, incorporando parámetros como el apalancamiento, la rentabilidad exigida, la degradación tecnológica, el reemplazo de equipos y el indicador DSCR.

Por otro lado, su alineación con los criterios de hidrógeno RFNBO establecidos por los actos delegados de la Unión Europea refuerza su utilidad como referencia regulatoria, tanto para promotores como para administraciones públicas. Finalmente, su actualización semanal le permite reflejar rápidamente la evolución del contexto energético, adaptándose a cambios en los precios de PPA o en las condiciones del mercado.

Limitaciones:

A pesar de sus aportaciones, el IBHYX presenta también algunas limitaciones particulares derivadas de su diseño y estado actual de desarrollo. Una de las principales es que, aunque modeliza el coste de producción del hidrógeno, no refleja precios reales de mercado ni recoge señales de transacción efectivas entre agentes. Esto lo diferencia de índices como HYDRIX, que sí se basan en precios *bid* y *ask* comunicados por operadores activos.

Además, el IBHYX solo ofrece, por el momento, una señal de precio de oferta (*ask*). La metodología para estimar el precio de la demanda (*bid*), basada en la disposición a pagar por parte de los consumidores, aún está en fase de elaboración. Esta ausencia impide calcular el diferencial de mercado (*gap bid-ask*), que sería clave para evaluar la viabilidad económica real del hidrógeno renovable en diferentes sectores de consumo. Sin embargo, a diferencia de otros índices de referencia, el IBHYX destaca por la transparencia de su metodología, al detallar de forma explícita tanto las limitaciones actuales como los criterios utilizados en la construcción del índice, lo que refuerza su valor como instrumento de análisis técnico y económico.

Otro elemento que tener en cuenta es su focalización exclusiva en la Península Ibérica, lo que, si bien lo hace muy útil a escala nacional, limita su comparabilidad directa con índices internacionales más amplios. Asimismo, su grado de complejidad financiera, aunque ventajoso en términos de precisión, puede dificultar su uso como herramienta de referencia rápida para agentes no especializados o pequeños promotores.

Por último, cabe mencionar que la separación conceptual entre la planta de electrólisis y las fuentes de energía renovable asociadas, si bien adecuada desde el punto de vista del análisis de riesgos, puede introducir cierta rigidez si no se permite adaptar los modelos de integración energética a distintas configuraciones de autoconsumo, hibridación o vertido a red.

3.1.4 Conclusiones sobre el índice IBHYX.

El análisis detallado del índice **IBHYX** permite concluir que se trata de una herramienta pionera en el mercado ibérico para la estructuración de precios del hidrógeno renovable. Su diseño responde a la necesidad de disponer de una señal de precio transparente, fiable y técnicamente fundamentada, adaptada a las condiciones específicas de producción de hidrógeno verde en España y Portugal.

A diferencia de otros índices de referencia, el IBHYX se basa en el cálculo del coste nivelado de producción de hidrógeno (LCOH), utilizando un modelo de planta de electrólisis realista, con parámetros técnicos, operativos y financieros acordes con los estándares actuales del sector. Este enfoque metodológico, basado en técnicas de *Project Finance*, garantiza que el índice no solo considera los costes de inversión y operación, sino también la estructura de financiación, los flujos de caja, los impuestos y la rentabilidad exigida por los inversores.

Entre sus principales fortalezas destaca su transparencia metodológica, su alineación con los criterios europeos RFNBO y su actualización semanal, que le permite adaptarse con agilidad a las variaciones del mercado de electricidad renovable. Además, su neutralidad tecnológica (50 % PEM / 50 % alcalino) y su enfoque específico para el contexto ibérico refuerzan su utilidad como referencia para proyectos de producción de hidrógeno renovable en la región.

No obstante, el IBHYX presenta también ciertas limitaciones que conviene considerar. Su enfoque centrado únicamente en el precio de oferta (*ask*), sin incluir aún una señal de demanda (*bid*), restringe su capacidad para reflejar plenamente la dinámica de mercado. Asimismo, su aplicación se limita al ámbito ibérico, lo que dificulta su comparación directa con índices internacionales. Además, la elevada sofisticación de su modelo financiero puede suponer una barrera para agentes de menor tamaño o con menor capacidad técnica.

En conjunto, el IBHYX representa un avance significativo hacia la consolidación de un mercado del hidrógeno renovable en la Península Ibérica. Su evolución futura, en particular la incorporación de señales de demanda y la apertura hacia nuevas configuraciones energéticas, será clave para reforzar su papel como referencia estratégica en la transición energética.

3.2 CEGH

En el presente apartado se procederá al análisis del **CEGH GreenHydrogen Index**, un indicador diseñado por el *Central European Gas Hub* (CEGH), entidad con sede en Viena, que tiene como finalidad ofrecer una referencia objetiva y estandarizada del coste del hidrógeno verde producido en Austria y su entorno geográfico. Este índice surge como una respuesta ante la necesidad de contar con señales de precio transparentes y fiables que faciliten la toma de decisiones tanto a productores como a potenciales compradores de hidrógeno renovable. Dada la incipiente comercialización del hidrógeno en mercados centralizados, la mayoría de las operaciones actuales se estructuran mediante contratos a largo plazo dentro de clústeres industriales, lo que impide utilizar precios reales de mercado como base del índice. Por esta razón, el enfoque adoptado se basa en una lógica de “coste más margen” (*cost-plus*), reflejando los costes estimados de producción de un proyecto tipo de electrólisis en condiciones estandarizadas. (CEGH & PwC Strategy &, 2024).

Este estudio se centrará en desglosar la metodología de cálculo del índice, prestando especial atención a las distintas estrategias de suministro eléctrico consideradas, desde acuerdos de compraventa de energía (PPA) 100 % renovables conforme a la Directiva RED II (se explicará esta más adelante en este apartado), hasta combinaciones mixtas con electricidad de red y garantías de origen. Asimismo, se examinarán las implicaciones regulatorias y económicas del índice en la configuración de un mercado de hidrógeno competitivo, así como su alineación con los objetivos de descarbonización de la Unión Europea. A través de este análisis se pretende valorar la utilidad del *CEGH GreenHydrogen Index* como instrumento de referencia en la transición energética europea.

El índice se compone de varias referencias de precios, cada una basada en diferentes estrategias de adquisición de electricidad para la producción de hidrógeno:

- **CEGH GreenHydrogen Index (RED II compliant):** Basado en un suministro del 100% de electricidad procedente de acuerdos de compra de energía (PPA) de fuentes renovables.

- **CEGH GreenHydrogen PPA 40 Index:** Considera un suministro mixto, con un 40% de electricidad proveniente de PPA renovables y un 60% adquirido en el mercado eléctrico.
- **CEGH GreenHydrogen Spot Index:** Basado en la adquisición del 100% de electricidad en el mercado spot, sin cumplir con los criterios de RED II.
- **CEGH GreenHydrogen Forward Index:** Refleja precios futuros del hidrógeno verde, basados en la adquisición de electricidad en mercados a plazo.

Antes de proceder al análisis detallado de cada una de las variantes del **CEGH GreenHydrogen Index**, resulta imprescindible definir dos conceptos clave en torno a los cuales se estructura la metodología de este sistema de referencia: los **acuerdos de compraventa de energía** (*Power Purchase Agreements* o **PPA**) y el marco regulador establecido por la **Directiva de Energías Renovables de la Unión Europea**, conocida como **RED II**.

Los contratos PPA constituyen acuerdos bilaterales a largo plazo mediante los cuales un productor de energía renovable vende la electricidad generada a un comprador (generalmente un consumidor final, una empresa o una comercializadora), a un precio pactado y durante un periodo definido. Estos contratos permiten reducir la volatilidad del precio de la electricidad, asegurar la financiación de nuevos proyectos renovables y proporcionar trazabilidad de origen renovable a la electricidad consumida. En el contexto de los índices de hidrógeno verde como el CEGH, los PPA son fundamentales para garantizar que la electricidad empleada en el proceso de electrólisis proviene efectivamente de fuentes renovables específicas, en lugar de depender del suministro genérico de la red eléctrica. (IRENA, 2020).

Por su parte, la **Directiva 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo**, comúnmente denominada RED II, establece el marco legal para el fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables en la Unión Europea. Su Acto Delegado (Reglamento Delegado (UE) 2023/1184) define los criterios estrictos que deben cumplir los combustibles renovables de origen no biológico (**RFNBO**, por sus siglas en inglés), como el hidrógeno verde, para ser considerados como tales. Entre estos requisitos se encuentran la adicionalidad, la correlación temporal y geográfica entre la producción de electricidad renovable y su consumo por el electrolizador. Estos criterios buscan asegurar que el hidrógeno producido contribuya efectivamente a la descarbonización del sistema

energético, sin desplazar otras formas de consumo eléctrico ni inducir emisiones indirectas. (Comisión Europea, 2023).

Una vez introducidos los conceptos de PPA y RED II, se analizarán los distintos índices que conforman el sistema CEGH. El estudio comenzará con los índices *Spot* y *Forward*, que se tratarán de forma conjunta por compartir una base metodológica similar; continuará con el *GreenHydrogen Index*, y finalizará con el análisis del *PPA 40 Index*.

3.2.1 CEGH *GreenHydrogen Spot Index* and CEGH *GreenHydrogen Forward Index*.

El *CEGH GreenHydrogen Spot Index* y el *CEGH GreenHydrogen Forward Index* reflejan el coste de producción del hidrógeno verde generado mediante el uso de electricidad procedente de la red, respaldada con certificados de garantía de origen. Debido a esta modalidad de suministro eléctrico, el hidrógeno resultante no cumple, por el momento, con los requisitos establecidos en la Directiva RED II, ya que la electricidad de red utilizada no satisface plenamente los criterios definidos en su Acto Delegado. (CEGH & PwC Strategy &, 2024).

El índice se calcula como la suma de los siguientes componentes:

$$\begin{array}{rcl} + & \textit{Electricity (Grid) purchase costs per MWh H}_2 & \\ + & \textit{Costs GoOs per MWh H}_2 & \\ + & \textit{CAPEX per MWh H}_2 & \\ \hline = & \textit{H}_2 \text{ Costs per MWh H}_2 \text{ (Total)} & \end{array}$$

Ilustración 17: Fórmula CEGH GreenHydrogen Spot Index y CEGH GreenHydrogen Forward Index. Fuente: (CEGH & PwC Strategy &, 2024).

El *CEGH GreenHydrogen Spot Index* y el *CEGH GreenHydrogen Forward Index* estiman los costes de producción de hidrógeno verde mediante un electrolizador que funciona de manera estable, sin depender de variaciones estacionales, mensuales o semanales. Para ello, se asume que el electrolizador opera aproximadamente 6.000 horas anuales, distribuidas de forma homogénea a lo largo de todos los meses, lo que equivale a unas 500 horas de funcionamiento por mes. Además, el modelo de cálculo optimiza el reparto de estas horas seleccionando, en cada mes, aquellas franjas horarias en las que el precio de la electricidad es más bajo, basándose en las proyecciones del mercado eléctrico

conocidas como *Hourly Price Forward Curve* (hPFC). Esta estrategia busca minimizar el coste acumulado de adquisición de electricidad en cada periodo de entrega. (CEGH & PwC Strategy &, 2024).

Para el cálculo del *CEGH GreenHydrogen Spot Index*, los volúmenes de electricidad consumida por el electrolizador se valoran utilizando los precios diarios (*day-ahead*) correspondientes a cada hora de entrega, establecidos en la subasta del día anterior al suministro.

- En el caso del *CEGH GreenHydrogen Forward Index*, la valoración se realiza aplicando los precios de futuros de electricidad para cada hora de entrega, de acuerdo con la *Hourly Price Forward Curve* (hPFC) vigente en la fecha de medición.

Actualmente, el mercado de certificados de garantía de origen (GoO) presenta un nivel de liquidez limitado, lo que implica que las hipótesis de precios empleadas en el cálculo de los índices deben ser revisadas periódicamente y podrían requerir ajustes futuros en función de la evolución del mercado. Las garantías de origen (GoO) son certificados electrónicos que acreditan que una cantidad determinada de electricidad ha sido generada a partir de fuentes de energía renovable, permitiendo a los consumidores demostrar el carácter renovable de su suministro energético. (McKinsey & Company, 2024).

En cuanto a la conversión de costes, el gasto en suministro eléctrico, expresado en euros por megavatio hora eléctrico (EUR/MWhelectric), se transforma en un coste por unidad de hidrógeno producido aplicando una eficiencia del 70 % en el proceso de electrólisis basada en el poder calorífico superior (HHV). Así, los resultados finales de los índices se expresan en EUR por MWhHHV. Cabe señalar también que, en la metodología actual, los costes de acceso a la red eléctrica no se incluyen en el cálculo, dado que, por el momento, la producción de hidrógeno verde se encuentra exenta legalmente del pago de estos cargos. Sin embargo, en caso de que dicha exención normativa desapareciera, los costes asociados al suministro eléctrico experimentarían un aumento significativo. (CEGH, 2023; CEGH & PwC Strategy &, 2024).

En el cálculo del *CAPEX* considerado en los índices *CEGH GreenHydrogen*, se incluyen únicamente los costes de inversión asociados a un electrolizador PEM nuevo de referencia, instalado dentro de los denominados "límites de batería", es decir, aquellos

componentes estrictamente necesarios para la electrólisis y su conexión eléctrica básica. Elementos adicionales como el almacenamiento, el transporte o el tratamiento posterior del hidrógeno no se contemplan en esta estimación de costes. Desde el 23 de octubre de 2023, el Capex empleado en el cálculo del índice se incrementó un 14 % para reflejar la actualización de precios de mercado. En las proyecciones de precios futuros del hidrógeno, se incorpora además el efecto de las curvas de aprendizaje y de escala, estimando una reducción del 14 % en los costes de inversión por cada duplicación del número de electrolizadores instalados. Estas previsiones, basadas en el crecimiento esperado del sector a partir del año base 2022, son revisadas periódicamente por el comité de precios. Con respecto a la vida útil de los equipos, se asume una duración estimada de 60.000 horas operativas para los electrolizadores PEM. Finalmente, en el análisis económico se aplica un coste medio ponderado de capital (*Weighted Average Cost of Capital*, WACC) del 9 %, actualizado respecto al valor previo del 8 %, siguiendo criterios de financiación habituales en proyectos de energías renovables. (CEGH, 2023; CEGH & PwC Strategy &, 2024).

En cuanto a los costes operativos (OPEX), relacionados con el mantenimiento y la adquisición de agua, no se incluyen en el cálculo, ya que se considera que su impacto en el precio final es poco significativo. No obstante, de forma orientativa, podría estimarse un OPEX equivalente al 3 % del CAPEX total.

3.2.2 CEGH GreenHydrogen Index.

El *CEGH GreenHydrogen Index* calcula el coste de producción del hidrógeno verde obtenido mediante el uso exclusivo de electricidad suministrada a través de contratos PPA que cumplen con los requisitos establecidos en la normativa RED II. De este modo, el hidrógeno producido bajo este esquema satisface las condiciones del Acto Delegado de la RED II, resultando especialmente relevante para aquellos compradores que requieren adquirir hidrógeno renovable certificado conforme a dicha regulación europea. (CEGH, 2023; CEGH & PwC Strategy &, 2024).

Este índice se calcula como la suma de los siguientes componentes:

$$\begin{array}{rcl} + & \textit{Electricity (PPA) purchase costs per MWh H}_2 & \\ + & \textit{CAPEX per MWh H}_2 & \\ \hline = & \textbf{\textit{H}_2 Costs per MWh H}_2 \textbf{ (Total)} & \end{array}$$

Ilustración 18: Fórmula CEGH GreenHydrogen Index. (CEGH, 2023).

El *CEGH GreenHydrogen Index* estima el coste de producción de hidrógeno verde a partir de electricidad adquirida mediante contratos PPA que cumplen con los requisitos de la normativa RED II. La generación renovable combina energía solar y eólica a partes iguales, operando el electrolizador unas 4.000 horas anuales bajo una proporción de 2 MW contratados por cada 1 MW instalado. Los precios de la electricidad se valoran según datos de PPA de 10 años proporcionados por Aurora Energy Research, basados en futuros de electricidad. Los valores y metodologías utilizadas corresponden a los reflejados en el informe de especificaciones publicado en octubre de 2023, fecha en la que se presentaron las bases que sustentan esta parte del trabajo. Los costes eléctricos, inicialmente en euros por megavatio hora eléctrico, se transforman a euros por megavatio hora HHV, considerando una eficiencia del 70 % en el proceso de electrólisis. Actualmente, los costes de acceso a la red no se incluyen en el cálculo debido a una exención legal vigente, aunque su eliminación futura podría incrementar notablemente el coste energético de la producción de hidrógeno. (CEGH, 2023; CEGH & PwC Strategy &, 2024).

El cálculo del *CAPEX* por megavatio hora (MWh) en el *CEGH GreenHydrogen Index* se realiza siguiendo la misma metodología que en el índice anterior, ajustando el número de horas equivalentes de funcionamiento a plena carga a unas 4.000 horas anuales. Esta configuración operativa permite estimar una vida económica útil del electrolizador de aproximadamente 15 años, acorde con los parámetros asumidos en el documento de referencia.

En cuanto a los costes operativos (*OPEX*), se considera que los gastos asociados al mantenimiento y a la compra de agua no afectan de manera significativa al precio final del hidrógeno, por lo que no se incluyen de forma explícita en el cálculo. Sin embargo, de manera orientativa, se establece que el *OPEX* podría estimarse como un 3 % del valor total del *CAPEX*.

3.2.3 CEGH GreenHydrogen PPA 40 Index.

El *CEGH GreenHydrogen PPA 40 Index* estima el coste de producción de hidrógeno verde bajo el supuesto de que el suministro eléctrico procede de una combinación de contratos PPA renovables que cumplen con la RED II, procedentes de proyectos solares y eólicos en Austria, para el 40 % de la producción, y de electricidad de red complementada con garantías de origen para el 60 % restante. Este índice ha sido diseñado para representar los costes de proyectos reales de electrolizadores que buscan optimizar el CAPEX unitario aumentando el número de horas anuales de funcionamiento mediante el uso combinado de electricidad renovable contratada y electricidad de red. Cabe destacar que, debido a esta estructura mixta de suministro, el índice no cumple plenamente con los requisitos del Acto Delegado de la RED II. (CEGH & PwC Strategy &, 2024).

Este índice se calcula como la suma de los siguientes componentes:

$$\begin{array}{rcl} + & \textit{PPA Electricity purchase costs per MWh H}_2 & \\ + & \textit{Electricity (Grid) purchase costs per MWh H}_2 & \\ + & \textit{CAPEX per MWh H}_2 & \\ \hline = & \textit{H}_2 \text{ Costs per MWh H}_2 \text{ (Total)} & \end{array}$$

Ilustración 19: Fórmula CEGH GreenHydrogen PPA 40 Index. (CEGH & PwC Strategy &, 2024).

El cálculo del *CEGH GreenHydrogen PPA 40 Index* se basa en el supuesto de que el electrolizador funciona un total de 6.000 horas anuales, utilizando una combinación de electricidad procedente de contratos PPA compatibles con RED II y de energía adquirida en el mercado eléctrico. Esta estrategia permite optimizar el coste de inversión por unidad de hidrógeno producido. Para minimizar los costes eléctricos, se prioriza el uso de electricidad renovable contratada y, cuando es necesario, se complementa con energía de la red durante las horas de menor precio, seleccionadas en función de las proyecciones del mercado (hPFC). De este modo, primero se emplea la energía de los PPA y, posteriormente, se recurre a la red hasta completar las horas anuales de operación objetivo. (CEGH & PwC Strategy &, 2024).

En cuanto a la valoración de los costes, el precio de la electricidad proveniente de los PPA se determina mediante los datos proporcionados por Aurora Energy Research, mientras que el coste de la energía de red se calcula utilizando la curva de precios horarios hPFC, ajustando ligeramente la valoración de las garantías de origen (GoO). Los costes

eléctricos, expresados en euros por megavatio hora eléctrico, se convierten en euros por megavatio hora HHV aplicando una eficiencia del 70 % para la electrólisis. Actualmente, los costes de acceso a la red no se consideran en el cálculo, dado que existe una exención legal para la producción de hidrógeno verde; sin embargo, su eliminación futura podría incrementar significativamente los costes, en el entorno de 46,667 EUR/MWh para ciertas redes. (CEGH, 2023; CEGH & PwC Strategy &, 2024).

El cálculo de los costes de inversión (CAPEX) y de operación (OPEX) en el *CEGH GreenHydrogen PPA 40 Index* se realiza siguiendo la misma metodología establecida en el apartado anterior. Esta metodología proporciona un marco homogéneo para evaluar los costes asociados a los diferentes índices de hidrógeno verde, asegurando la coherencia en la estimación de los parámetros económicos que afectan al coste final del hidrógeno producido.

3.2.4 Ventajas y limitaciones del *CEGH GreenHydrogen Index*.

Dentro de las distintas variantes que ofrece el sistema CEGH, el *GreenHydrogen Index* basado en contratos PPA 100 % renovables ha sido seleccionado como el índice más representativo para el análisis detallado de este apartado. Esta elección responde a su estricto cumplimiento de los requisitos de la Directiva de Energías Renovables II (RED II), garantizando así que el hidrógeno producido pueda ser reconocido como "hidrógeno renovable" en el marco regulador europeo.

Además, este índice modeliza el coste de producción a partir de electricidad renovable suministrada mediante acuerdos de compra de energía (PPA) específicos, sin recurrir al suministro de red convencional, lo que refuerza su carácter de referencia técnica y regulatoria. Su metodología incorpora parámetros económicos y operativos de alta precisión, ajustados a las condiciones reales del mercado austriaco y extrapolables, en gran medida, a otros mercados europeos que buscan impulsar el hidrógeno verde como vector de descarbonización. Por estas razones, el **CEGH GreenHydrogen Index** es considerado la referencia más adecuada para evaluar de forma crítica los costes de producción de hidrógeno renovable conforme a los estándares de sostenibilidad vigentes en la Unión Europea.

Antes de proceder al análisis detallado, es importante señalar que las reflexiones que se presentan a continuación constituyen una valoración personal razonada, basada en la

documentación oficial del índice, así como en el estudio comparativo de otros índices de referencia en el mercado del hidrógeno verde. Esta sección busca destacar las fortalezas y debilidades específicas del CEGH GreenHydrogen Index en el contexto de su aplicación real.

Ventajas:

Una de las principales ventajas del **CEGH GreenHydrogen Index** es su **pleno cumplimiento con los requisitos de la Directiva RED II** de la Unión Europea, a través del uso exclusivo de electricidad renovable certificada mediante contratos PPA directos. Esto lo convierte en una herramienta especialmente relevante para productores e inversores que buscan garantizar la trazabilidad y elegibilidad de su hidrógeno como "hidrógeno renovable" conforme a la regulación europea.

Otra ventaja destacada es su **metodología de cálculo altamente técnica y detallada**, que incluye parámetros como el coste de los PPA, el dimensionamiento óptimo de los electrolizadores, la eficiencia energética del proceso de electrólisis (70 % sobre HHV) y el coste de capital (Capex) ajustado a curva de aprendizaje. Estos elementos permiten modelizar de forma realista el coste nivelado de producción (LCOH) del hidrógeno renovable en condiciones actuales y futuras.

Además, el índice ofrece **varias variantes adaptadas a distintos escenarios de suministro eléctrico** (PPA 100, PPA 40, Spot, Forward), lo que proporciona una visión flexible y comparativa de los diferentes modelos de negocio posibles dentro del mercado del hidrógeno verde.

Finalmente, su publicación respaldada por el **Central European Gas Hub (CEGH)**, uno de los principales operadores de mercado de gas natural en Europa Central, le otorga una **alta credibilidad institucional** y facilita su aceptación como referencia para proyectos e informes regulatorios.

Limitaciones:

Pese a sus numerosas fortalezas, el **CEGH GreenHydrogen Index** presenta también ciertas limitaciones que conviene señalar. La más evidente es que, al ser un índice basado en modelización técnica y no en precios de mercado reales, puede alejarse de las

dinámicas comerciales efectivas, especialmente en mercados con volatilidad elevada de los precios eléctricos o con cambios regulatorios inesperados.

Otra limitación reside en la simplificación de algunos supuestos técnicos, como la operación continua de los electrolizadores con determinados perfiles de generación renovable, lo cual puede no reflejar plenamente las complejidades operativas reales (intermitencia, mantenimiento, variabilidad estacional).

Asimismo, aunque incluye una proyección de reducción de costes basada en curvas de aprendizaje, no contempla explícitamente riesgos financieros o regulatorios que puedan impactar significativamente en la rentabilidad futura de los proyectos de hidrógeno verde.

Por último, el índice está actualmente focalizado en las condiciones específicas de Austria y su entorno, lo que podría limitar su aplicabilidad directa en otros mercados europeos con costes energéticos, infraestructuras o marcos normativos diferentes.

3.2.5 Conclusiones sobre el *CEGH Index*.

El análisis detallado del *CEGH GreenHydrogen Index* permite afirmar que este índice representa una herramienta sólida para la transparencia de costes de producción del hidrógeno renovable en Austria y Europa Central. Su enfoque se centra en ofrecer precios de referencia basados en el coste nivelado de producción (LCOH), lo cual resulta esencial en un mercado aún emergente donde no existe una negociación líquida de volúmenes de hidrógeno.

La metodología empleada en su cálculo destaca por su rigurosidad técnica. Cada una de las variantes del índice, el *Spot Index*, el *Forward Index*, el *GreenHydrogen Index* y el *PPA 40 Index*, se construye a partir de supuestos coherentes sobre el coste de la electricidad, el capital (CAPEX) y los costes operativos (OPEX). Particularmente relevante es la distinción entre diferentes formas de aprovisionamiento eléctrico (PPA directos frente a suministro de red con garantías de origen), lo que permite reflejar las diferencias de coste asociadas a distintos grados de cumplimiento normativo con la RED II.

Además, el índice incorpora supuestos realistas sobre la eficiencia del proceso de electrólisis (70 % en base al poder calorífico superior) y sobre la evolución de los costes de inversión, teniendo en cuenta efectos de economías de escala y aprendizaje

tecnológico. Esta capacidad de proyectar la evolución futura de los precios lo convierte en una herramienta útil no solo para evaluar costes actuales, sino también para anticipar tendencias en el mercado del hidrógeno renovable.

Desde un punto de vista crítico, si bien el *CEGH Index* aporta una referencia muy valiosa, es importante subrayar que su naturaleza es **teórica**: refleja costes esperados de producción bajo ciertos supuestos ideales, pero no precios de mercado basados en transacciones reales. Esta diferencia debe ser considerada especialmente en contextos donde se pretende utilizar el índice como base para decisiones comerciales o regulatorias.

En definitiva, el *CEGH GreenHydrogen Index* representa un esfuerzo destacado para aportar transparencia y facilitar la planificación de inversiones en hidrógeno verde. Sin embargo, su utilidad futura dependerá de la capacidad del mercado de hidrógeno para evolucionar hacia un modelo más dinámico y basado en transacciones reales, lo cual permitirá eventualmente complementar índices de coste como el CEGH con verdaderos índices de precios de mercado.

3.3 HYDRIX

En este apartado se analizará el índice **HYDRIX**, desarrollado por la *European Energy Exchange* (EEX) con el objetivo de proporcionar transparencia de precios en el incipiente mercado del hidrógeno verde. A diferencia de otros índices basados en el coste de producción, como IBHYX o CEGH, HYDRIX se construye a partir de precios de mercado indicativos ofrecidos semanalmente por agentes del sector, incluyendo productores y consumidores. Su metodología se fundamenta en la recopilación de precios de compra y venta de hidrógeno verde certificado, generados mediante electrólisis alimentada exclusivamente por fuentes renovables, y expresados en euros por megavatio hora sobre el poder calorífico inferior (PCI) del hidrógeno. (European Energy Exchange (EEX), 2021). La media aritmética no ponderada de estas contribuciones define el valor semanal del índice, convirtiéndolo en un reflejo de las expectativas reales del mercado alemán. A través de este análisis, se estudiarán las características metodológicas del HYDRIX, sus mecanismos de publicación y validación de datos, así como su potencial para actuar como primer referente de precios de hidrógeno verde en Europa.

El índice HYDRIX nace en un contexto donde la falta de precios transparentes supone una de las principales barreras para el desarrollo del mercado del hidrógeno renovable. Hasta su creación, los precios de producción del hidrógeno verde se basaban principalmente en modelos teóricos o en acuerdos bilaterales privados, dificultando la comparación entre ofertas y la formación de un mercado abierto y competitivo. La *European Energy Exchange* (EEX) propone HYDRIX como un primer mecanismo de referencia que introduce visibilidad y regularidad en la publicación de precios semanales. (EEX Transparency Platform, 2023).

A diferencia de índices centrados en costes teóricos de producción, HYDRIX busca capturar una instantánea real del mercado, basándose en precios de compra y venta voluntariamente reportados por agentes activos. Para ello, se establece un marco de participación controlada, donde solo empresas reconocidas en el sector pueden contribuir, garantizando así la calidad y fiabilidad de los datos. Los precios recogidos deben corresponder al hidrógeno renovable producido a través de electrólisis alimentada por electricidad 100% renovable, conforme a definiciones aceptadas internacionalmente. (European Energy Exchange (EEX), s.f.).

Aunque en su fase inicial HYDRIX se circunscribe al mercado alemán, su diseño contempla la posibilidad de expansión tanto a nivel geográfico como a nuevos tipos de hidrógeno bajo diferentes criterios de sostenibilidad. Su publicación semanal y su metodología basada en precios de mercado ofrecen a los agentes económicos un instrumento de referencia para la fijación de contratos, la evaluación de proyectos y la comparación de precios a lo largo de la cadena de suministro.

El valor semanal del HYDRIX se calcula a partir de los precios de compra y venta de hidrógeno verde proporcionados por un conjunto de empresas previamente validadas por la *European Energy Exchange* (EEX). Estos precios deben corresponder exclusivamente a hidrógeno producido mediante electrólisis alimentada con electricidad de origen 100% renovable, en línea con los requisitos de las garantías de origen establecidas por la Unión Europea. (EEX Transparency Platform, 2023).

La fórmula simplificada es la siguiente:

$$HYDRIX = \frac{\emptyset Bid + \emptyset Ask}{2}$$

La metodología seguida es sencilla pero rigurosa: los precios recopilados entre el martes (00:00 CET) y el miércoles (15:00 CET) de cada semana se agrupan y, siempre que se cumplan los criterios mínimos de volumen de datos, al menos cuatro precios de compra, cuatro de venta y cinco contribuyentes distintos, se calcula una media aritmética no ponderada de todos ellos. Esta media define el valor semanal del índice, expresado en euros por megavatio hora (€/MWh), considerando el poder calorífico inferior (PCI) del hidrógeno. (European Energy Exchange (EEX), 2021).

En caso de que no se alcancen los mínimos de participación requeridos en una semana determinada, el índice puede publicarse aplicando un mecanismo de sustitución basado en el promedio de los tres últimos valores semanales disponibles. Este enfoque garantiza la continuidad de la referencia de precios, incluso en las etapas iniciales de desarrollo del mercado, donde la liquidez puede ser limitada.

Cabe destacar que el HYDRIX no realiza ningún tipo de ponderación por volumen transaccionado ni por tamaño de empresa contribuyente; cada dato reportado tiene el mismo peso en la media, lo que refuerza su carácter transparente y equitativo en la

representación de las condiciones del mercado. (European Energy Exchange (EEX), 2021).

A continuación, se presenta una ilustración que recoge el valor actual del índice HYDRIX correspondiente al momento de la redacción de este apartado. El precio está expresado en euros por megavatio hora (€/MWh), utilizando como base el poder calorífico inferior (PCI) del hidrógeno, de acuerdo con la metodología establecida por la *European Energy Exchange* (EEX). El dato corresponde al valor publicado el día 28 de abril de 2025, proporcionando así una referencia actualizada al momento de redacción de este trabajo y concreta del precio indicativo del hidrógeno verde en el mercado alemán en esa fecha. Esta información resulta de especial interés para contextualizar el análisis realizado y para valorar la evolución reciente de las señales de precio en un mercado que todavía se encuentra en fase de desarrollo.



Ilustración 20: Índice EEX HYDRIX (€/MWh) (28/04/2025). (European Energy Exchange (EEX), s.f.).

A lo largo de los primeros meses de 2025, el índice HYDRIX ha mostrado una **alta volatilidad**, reflejando las dificultades inherentes a un mercado todavía en fase de maduración. Se observa un pico de precios cercano a los **285 €/MWh** a finales de enero y principios de febrero, seguido de un descenso pronunciado hacia valores próximos a **235 €/MWh** en el mes de marzo. Posteriormente, el precio experimenta una recuperación parcial durante abril, aunque vuelve a mostrar una tendencia descendente hacia finales

del mes. Esta evolución sugiere que el mercado del hidrógeno verde en Alemania aún carece de estabilidad estructural, influido probablemente por factores como la disponibilidad intermitente de electricidad renovable, la baja liquidez de operaciones y las dinámicas de oferta y demanda incipientes. La volatilidad observada confirma la importancia de disponer de referencias de precios como el HYDRIX, aunque también evidencia la necesidad de un mayor volumen de transacciones reales para consolidar su representatividad en el futuro.

3.3.1 Ventajas y limitaciones del HYDRIX.

Antes de exponer las ventajas y limitaciones del índice HYDRIX, es importante señalar que el análisis que se presenta a continuación constituye una valoración personal basada en la documentación oficial publicada por la *European Energy Exchange* (EEX), así como en el estudio comparativo de los distintos índices de precios de hidrógeno renovable analizados previamente en este trabajo. Esta reflexión busca aportar una visión crítica sobre el funcionamiento, la utilidad y los desafíos que enfrenta actualmente el HYDRIX en el contexto del desarrollo de un mercado transparente y competitivo para el hidrógeno verde.

Ventajas:

Una de las principales ventajas del HYDRIX es que su valor se basa en precios reales reportados por agentes de mercado activos, y no en modelos teóricos de costes de producción como ocurre en otros índices de hidrógeno renovable. Este enfoque permite reflejar de forma más directa las expectativas y dinámicas reales del mercado alemán de hidrógeno verde. Además, la participación en el índice está restringida a empresas validadas por la *European Energy Exchange* (EEX), lo que garantiza un nivel mínimo de calidad y fiabilidad en los datos recopilados.

Otra ventaja distintiva del HYDRIX es que únicamente acepta precios de hidrógeno producido mediante electrólisis alimentada con electricidad 100 % renovable, asegurando así que el índice representa exclusivamente hidrógeno verde conforme a los estándares internacionales de sostenibilidad. Asimismo, el índice se actualiza semanalmente siguiendo criterios estrictos: solo se publica si se alcanza un volumen mínimo de contribuciones (al menos cuatro precios de compra, cuatro de venta y cinco contribuyentes diferentes), lo que refuerza su integridad estadística. Por último, el hecho

de expresar los precios en euros por megavatio hora sobre el poder calorífico inferior (€/MWh PCI) facilita su comparación directa con otros vectores energéticos tradicionales, como el gas natural.

Limitaciones:

A pesar de sus fortalezas, el HYDRIX presenta algunas limitaciones importantes. La principal reside en que los precios que utiliza son indicativos y no corresponden necesariamente a transacciones reales cerradas, lo que puede introducir una cierta distancia respecto a los precios efectivos del mercado. Además, debido al reducido número de participantes en esta fase inicial del mercado del hidrógeno verde, el índice puede ser altamente sensible a la variación de precios semanales, afectando su estabilidad y representatividad.

Otro aspecto limitante es su ámbito geográfico restringido: actualmente, HYDRIX solo refleja condiciones del mercado alemán, un entorno caracterizado por políticas de apoyo renovable que no necesariamente son extrapolables a otros países europeos. Asimismo, el índice no pondera los precios en función del volumen ofertado o demandado, de manera que precios minoritarios o extremos pueden influir en el valor final del índice tanto como precios asociados a mayores cantidades de hidrógeno. Finalmente, la fiabilidad del índice está directamente ligada al volumen de datos recopilados semanalmente; en períodos de baja participación, la calidad estadística del valor publicado puede verse comprometida.

3.3.2 Conclusiones sobre el HYDRIX.

El análisis realizado sobre el índice HYDRIX permite concluir que su creación representa un avance significativo hacia la transparencia de precios en el emergente mercado del hidrógeno renovable. A diferencia de otros índices basados en modelizaciones teóricas de costes de producción, HYDRIX aporta un enfoque basado en precios indicativos de mercado reportados semanalmente por agentes cualificados, lo que lo convierte en una referencia más dinámica y conectada a las condiciones reales de oferta y demanda.

No obstante, el índice todavía presenta ciertas limitaciones derivadas del estado incipiente del mercado del hidrógeno verde, como la baja liquidez, la volatilidad de los precios y la concentración geográfica en Alemania. Estos factores, si bien esperables en una fase

temprana, condicionan actualmente su robustez como indicador de referencia a escala europea.

En definitiva, HYDRIX constituye una herramienta necesaria y estratégica para la consolidación de un mercado de hidrógeno renovable competitivo. Su evolución futura dependerá de la ampliación del número de participantes, del aumento del volumen de transacciones reales y de su capacidad para adaptarse a nuevas condiciones geográficas y tecnológicas. A medida que el mercado madure, su relevancia y utilidad como referencia de precios se verán previsiblemente reforzadas, contribuyendo así al desarrollo de un ecosistema energético más sostenible y eficiente.

4. Desarrollo marco metodológico creación índice.

Como aportación personal a la problemática derivada de la falta de índices de referencia específicos para el hidrógeno renovable, este trabajo propone una estimación del coste medio ponderado de capital (WACC) aplicable a una empresa hipotética del sector. Para ello, se ha calculado el WACC medio a partir del análisis de 23 empresas consideradas por Bloomberg *zero emitters* del sector de energías limpias, de acuerdo con los criterios BIC (*Bloomberg Industry Classification*), seleccionadas por su representatividad y trayectoria en sostenibilidad. La información financiera ha sido extraída de la plataforma **FactSet** en septiembre de 2024.

Para desarrollar este cálculo en más detalle, se habla de la selección de compañías sobre la cual se ha estimado el coste medio ponderado de capital, esta incluye compañías europeas y globales con alta capitalización bursátil, trayectoria consolidada en el ámbito de la sostenibilidad y disponibilidad de información financiera estandarizada. A través de los datos extraídos de FactSet, se han calculado para cada empresa los principales componentes del WACC: el coste del *equity*, obtenido mediante el modelo CAPM, el coste de la deuda ajustado por impuestos, y la estructura de capital (proporción entre deuda y fondos propios).

Con esta información se ha podido derivar tanto un WACC individual por empresa, como dos promedios del sector: uno simple (media aritmética) y otro ponderado por capitalización bursátil, que servirán como referencia base en la metodología propuesta. Entre los dos métodos de agregación utilizados para estimar el WACC medio del sector, el segundo resulta más representativo y apropiado para su aplicación en un modelo económico de producción de hidrógeno renovable. La principal razón es que el WACC ponderado por capitalización de mercado refleja de forma más precisa la realidad del sector en términos financieros, ya que otorga mayor peso a las empresas con mayor tamaño y, por tanto, con mayor capacidad de financiación, solidez operativa y representatividad dentro del mercado.

En contraste, la media aritmética simple trata por igual a todas las empresas, independientemente de su dimensión, liquidez o nivel de riesgo, lo que puede distorsionar la estimación si la muestra incluye compañías pequeñas con estructuras financieras atípicas. En cambio, el enfoque ponderado permite aproximarse al coste de capital medio

de los grandes actores del sector, que son más similares, en términos de escala y madurez, a los potenciales desarrolladores de proyectos industriales de hidrógeno verde.

Por tanto, en el contexto de esta propuesta metodológica, se adopta como referencia el WACC medio ponderado por capitalización bursátil, al considerarse más robusto y alineado con las condiciones reales de financiación que previsiblemente enfrentarán los proyectos de hidrógeno renovable a gran escala.

Ejemplo de cálculo del WACC: Acciona S.A.

Como ejemplo ilustrativo del procedimiento aplicado, se presenta a continuación el cálculo del coste medio ponderado de capital (WACC) para la empresa Acciona S.A., una de las compañías incluidas en la muestra analizada. El cálculo se ha realizado utilizando datos financieros obtenidos de la plataforma FactSet, correspondientes al mes de septiembre de 2024.

En primer lugar, el coste del *equity* se ha estimado mediante el modelo CAPM (*Capital Asset Pricing Model*), conforme a la siguiente fórmula:

$$\text{Coste del equity} = rf + \beta * (rm - rf)$$

Donde, se considera para los cálculos en este caso, España y un intervalo de 5 años:

- Tasa libre de riesgo, $rf = 3,00\%$
- Beta ajustada de Acciona SA, $\beta = 0,838$
- Prima de riesgo de mercado, $rm - rf = 4,11\%$

Por otro lado, el coste de la deuda bruta es del 3,27 %, y aplicando una tasa impositiva del 27,83 %, el coste de la deuda después de impuestos queda en 2,36 %.

En cuanto a la estructura de capital de la empresa, poseen un 59,1% de deuda y un 40,9% de capital propio.

El WACC se calcula como:

$$WACC = (0,591 * 2,36\%) + (0,409 * 6,44\%) = 4,02\%$$

Este resultado individual se integra posteriormente en la muestra general de 23 empresas *zero emitters* para calcular los valores medios del WACC representativo del sector renovable.

Weighted Average Cost of Capital (WACC) - Acciona SA			
Cost of debt:	1,39%		
Cost of debt	3,27%	After-tax cost of debt	2,36%
Marginal Tax Rate	27,83%		
% Debt	59,10%	WACC:	4,03%
Cost of equity:	2,64%		
Risk Free Rate	3%	Cost of equity	6,44%
Beta	0,838		
Equity Risk Premium	4,11%		
% Equity	40,90%		

Ilustración 21: Cálculo WACC Acciona SA. (Elaboración propia).

Cálculo del WACC de las *zero emitters*:

A partir del mismo procedimiento aplicado a Acciona S.A., se ha realizado el cálculo del WACC para una muestra total de **23 empresas del sector de las energías limpias**, seleccionadas por su perfil de bajas o nulas emisiones (*zero emitters*), su representatividad dentro del ámbito europeo y la disponibilidad de información financiera homogénea, según los códigos Bloomberg Industry Classification (BIC). Estas compañías, activas en sectores como la generación renovable, la infraestructura o la eficiencia energéticas, comparten características relevantes con los futuros actores del mercado del hidrógeno verde, especialmente en términos de riesgo tecnológico, exposición regulatoria y estructura de financiación.

Para cada empresa, se ha calculado WACC individual, como en el ejemplo expuesto anteriormente con los valores de cada empresa extraídos de Factset. Estos datos se recogen en la tabla siguiente, donde se presentan también el valor de mercado de cada compañía y su peso relativo dentro del total de la muestra, lo que permite calcular el WACC medio simple y el WACC ponderado por capitalización bursátil, que servirán como base financiera para la propuesta metodológica desarrollada en este apartado.

Se muestra a continuación:

Hydrogen Company WACC Calculation Using Company's Beta											
	Company	Currency	Exchange	After Tax Cost of Debt	% of Debt	Cost of Equity	% of Equity	WACC	Market Cap (MM)	% Market Cap	WACCI
1	Acciona SA	EUR	Spain	2,36%	59,10%	6,44%	40,90%	4,03%	6.967,50	3,18%	0,13%
2	EDP Renovaveis SA	EUR	Euronext Lisbon	5,19%	33,60%	7,90%	66,40%	6,99%	16.284,10	7,43%	0,52%
3	Enerdis Energy SA	EUR	Spain	44,75%	25,30%	5,27%	74,70%	15,26%	125	0,06%	0,01%
4	Alerion Clean Power S.p.A	EUR	Milan	1,99%	49,40%	6,68%	50,60%	4,36%	883,5	0,40%	0,02%
5	Atlantica Sustainable Infrastructure plc	USD	NASDAQ	1,95%	67,80%	7,37%	32,20%	3,70%	2.540,40	1,16%	0,04%
6	Bonheur ASA	NOK	Oslo	4,24%	45,80%	6,59%	54,20%	5,51%	11.249,70	5,13%	0,28%
7	Encavis AG	EUR	Xetra	2,99%	39,60%	5,79%	60,40%	4,68%	2.754,10	1,26%	0,06%
8	Enefit Green AS	EUR	OMX Baltic Tallinn	1,22%	44,10%	6,89%	55,90%	4,39%	779,60	0,36%	0,02%
9	EnergieKontor AG	EUR	Xetra	3,80%	28,80%	5,58%	71,20%	5,07%	769,10	0,35%	0,02%
10	EnviTec Biogas AG	EUR	Xetra	2,92%	14,10%	5,05%	85,90%	4,75%	464,80	0,21%	0,01%
11	ERG S.p.A	EUR	Milan	2,15%	37,20%	6,52%	62,80%	4,89%	3.666,70	1,67%	0,08%
12	Iberdrola SA	EUR	Spain	2,36%	38,50%	9,14%	61,50%	6,53%	76.715,70	34,98%	2,28%
13	Friedrich Vorwerk Group SE	EUR	Xetra	2,40%	4,30%	6,11%	95,70%	5,95%	435,00	0,20%	0,01%
14	Gek Terna SA	EUR	Athens	3,86%	63,90%	7,31%	36,10%	5,10%	1.704,90	0,78%	0,04%
15	Holmen AB Class B	SEK	OMX Nordic Stockholm	2,77%	5,00%	6,29%	95,00%	6,12%	66.509,10	30,33%	1,86%
16	PNE AG	EUR	Xetra	5,05%	49,20%	4,76%	50,80%	4,90%	868,70	0,40%	0,02%
17	Romande Energie Holding SA	CHF	SIX Swiss	1,35%	13,10%	2,20%	86,90%	2,08%	1.442,00	0,66%	0,01%
18	7C Solarparken AG	EUR	Xetra	1,56%	53,30%	4,52%	46,70%	2,94%	184,30	0,08%	0,00%
19	Terna Energy SA	EUR	Athens	3,73%	34,00%	6,50%	66,00%	5,56%	2.269,30	1,03%	0,06%
20	UPM-Kymmene Oyj	EUR	OMX Nordic Helsinki	2,77%	18,20%	6,04%	81,80%	5,45%	15.691,20	7,16%	0,39%
21	Voitalia SA	EUR	Euronext Paris	1,59%	65,80%	5,22%	34,20%	2,83%	992,80	0,45%	0,01%
22	Holaluz Clidom SA	EUR	Spain	9,74%	73,00%	5,26%	27,00%	8,53%	26,80	0,01%	0,00%
23	Neoen SA	EUR	Euronext Paris	5,43%	36,50%	5,42%	63,50%	5,42%	5.958,10	2,72%	0,15%
									219.282,40		

Ilustración 22: Cálculo WACC sector renovable. (Elaboración propia).

Siendo el WACC medio simple 6,02% y el ponderado por capitalización bursátil 5,44%.

Del análisis agregado de las 23 empresas, se han obtenido dos estimaciones diferenciadas del coste medio ponderado de capital (WACC): por un lado, la media simple (aritmética), que ofrece una visión neutral sin ponderación por tamaño; y por otro, el WACC ponderado por capitalización bursátil, que refleja la influencia relativa de cada empresa según su peso en el mercado. Dado que esta última aproximación representa mejor las condiciones reales de financiación de los principales actores del sector, como se menciona anteriormente, he optado por utilizar el WACC ponderado como referencia para la construcción del modelo económico de proyectos de hidrógeno renovable.

Aplicación de primas de riesgo específicas del hidrógeno verde:

Aunque el WACC calculado a partir de empresas del sector de energías limpias constituye una base sólida, es necesario ajustarlo para adaptarlo a las particularidades del sector del hidrógeno renovable. A diferencia de las tecnologías renovables consolidadas, los proyectos de hidrógeno verde se enfrentan a una serie de incertidumbres adicionales que afectan directamente al riesgo percibido por los inversores y, en consecuencia, al coste del capital. Por ello, se ha optado por emplear esta versión ajustada y más detallada del WACC como tasa de descuento en el cálculo del LCOH, al considerarse más representativa del perfil real de riesgo de estos proyectos.

Esta metodología se basa en los estudios de Aswath Damodaran, profesor de NYU Stern School of Business, sobre los *Equity Risk Premiums (ERP)*, y en la investigación de la Cátedra de Estudios sobre el Hidrógeno de la Universidad Pontificia Comillas ICAI-ICADE. (Cossent, Figuerola-Ferretti, Sanz, & Serna, 2025). Gracias a los estudios de estos sobre las primas de riesgo, y en especial, la asociada a los proyectos de hidrógeno renovable, la aplicación de estas primas permite ajustar las betas sectoriales y, en consecuencia, estimar un WACC más representativo del perfil de riesgo específico de los proyectos de hidrógeno verde, superando la aproximación general basada exclusivamente en empresas del sector de las energías limpias.

Tomando como referencia en el estudio realizado por la Cátedra de Estudios sobre el Hidrógeno de la Universidad Pontificia Comillas ICAI-ICADE para estimar la prima de riesgo y el coste medio ponderado de capital (WACC), (Cossent, Figuerola-Ferretti, Sanz, & Serna, 2025), aplicable a proyectos de hidrógeno renovable en la Península Ibérica, se procede a calcular dicha prima a partir del análisis de las 23 empresas *zero emitters* mencionadas previamente.

El primer paso consiste en calcular la beta promedio del sector, a partir de los valores individuales obtenidos para cada una de las empresas analizadas. En este caso, se ha empleado la media aritmética simple, ya que el objetivo es representar el riesgo típico del negocio base, y no modelar el comportamiento de una cartera ponderada por capitalización bursátil. Los datos han sido extraídos de la plataforma FactSet, y se presentan a continuación:

	Company	Beta
1	Acciona SA	0,838
2	EDP Renovaveis SA	1,243
3	Enerside Energy SA	0,553
4	Alerion Clean Power S.p.A	0,758
5	Atlantica Sustainable Infrastructure plc	0,889
6	Bonheur ASA	0,822
7	Encavis AG	0,878
8	Enefit Green AS	1,145
9	EnergieKontor AG	0,828
10	Envitec Biogas AG	0,698
11	ERG S.p.A	0,72
12	Iberdrola SA	0,834
13	Friedrich Vorwerk Group SE	0,957
14	Gek Terna SA	0,993
15	Holmen AB Class B	0,801
16	PNE AG	0,627
17	Romande Energie Holding SA	0,42
18	7C Solarparken AG	0,569
19	Terna Energy SA	0,795
20	UPM-Kymmene Oyj	0,94
21	Voltaia SA	0,739
22	Holaluz Clidom SA	0,549
23	Neoen SA	0,604
		0,791

Ilustración 23: Cálculo beta promedio selección de empresas. (Elaboración propia)

Se puede observar que la beta promedio del sector es de aproximadamente 0,791, es decir, el sector renovable es menos volátil (tiene una menor sensibilidad) que el mercado en general.

A partir de esta beta promedio del sector renovable, y con el objetivo de reflejar de forma más precisa el perfil de riesgo específico de los proyectos de hidrógeno verde, se procede a incorporar una serie de correcciones sistemáticas derivadas de factores de riesgo adicionales no plenamente capturados en el sector de las energías renovables consolidadas. Estos factores (mercado, tecnológico, regulatorio y financiero) introducen una volatilidad y una incertidumbre significativamente superiores en comparación con tecnologías maduras, y requieren, por tanto, una estimación diferenciada. Para ello, se han empleado sectores proxy y referencias empíricas que permiten cuantificar el impacto incremental de cada uno de estos riesgos sobre la beta sectorial base, obteniendo así una beta ajustada al contexto emergente del hidrógeno renovable.

La estimación de la beta de **riesgo de mercado** se fundamenta en la comparación entre la beta del sector de energías renovables y la de sectores que presentan características de mercado más inciertas o incipientes, como el caso de tecnologías emergentes. En este trabajo, se ha adoptado un enfoque de tipo "*proxy*", seleccionando sectores que comparten con el hidrógeno verde una limitada profundidad de mercado, alta volatilidad en las señales de precio y escasa liquidez transaccional. La diferencia entre la beta media de estos sectores emergentes y la del sector renovable constituye el diferencial de riesgo de mercado ($\Delta\beta_{\text{mercado}}$). Este valor refleja la prima de riesgo adicional que exigirían los inversores por operar en un entorno aún no consolidado desde el punto de vista comercial. Para el cálculo del incremento de beta de riesgo de mercado, se ha empleado información del estudio "Betas by Sector (US)" del profesor Aswath Damodaran de la NYU Stern School of Business, (Damodaran, Betas by Sector (US), 2025). Se selecciona como sector emergente comparable "*Green & Renewable Energy*", y se toma la diferencia entre la beta de este sector (1,13), y la calculada anteriormente del sector renovable (0,798):

$$\Delta\beta_{\text{mercado}} = \beta_{\text{Green \& Renewable Energy}} - \beta_{\text{renovable}} = 1,13 - 0,791 = 0,339$$

Este enfoque permite ajustar la beta sectorial del hidrógeno renovable incorporando el componente de riesgo sistémico derivado de operar en un mercado con baja madurez, escasa profundidad transaccional y alta incertidumbre regulatoria y de demanda. Al utilizar sectores proxy con características de mercado comparables, se obtiene un valor empírico razonable para reflejar este diferencial.

La beta de **riesgo tecnológico** busca capturar la incertidumbre adicional asociada al grado de madurez y fiabilidad de la tecnología empleada en los proyectos de hidrógeno verde. A diferencia de las tecnologías renovables consolidadas, la producción mediante electrólisis sigue enfrentando desafíos técnicos significativos, como eficiencia variable, costes de mantenimiento elevados y escalabilidad limitada. Para estimar este riesgo adicional, se compara la beta del sector renovable con la de sectores que incorporan tecnologías emergentes o en rápida evolución, como el de fabricación de baterías, semiconductores o equipamiento industrial avanzado. La diferencia entre ambas betas representa el diferencial tecnológico que se suma a la beta base del sector renovable.

Para la estimación del incremento de la beta asociado al riesgo tecnológico, se ha utilizado como fuente el mismo estudio del profesor Aswath Damodaran, (Damodaran, *Betas by Sector (US)*, 2025). Con el fin de identificar un sector proxy representativo del nivel de incertidumbre tecnológica inherente a los proyectos de hidrógeno verde, se ha seleccionado el sector “*Electrical Equipment*”, caracterizado por su alta intensidad en innovación, dependencia de componentes industriales avanzados y exposición a ciclos tecnológicos. La beta apalancada de este sector (1,27) se ha comparado con la beta media del sector de energías renovables calculada previamente (0,798), obteniéndose así el diferencial correspondiente al riesgo tecnológico específico del hidrógeno verde.

$$\Delta\beta_{tecnológico} = \beta_{Electrical\ Equipment} - \beta_{renovable} = 1,27 - 0,791 = 0,479$$

La beta de **riesgo regulatorio** se incorpora con el objetivo de reflejar la exposición diferencial de los proyectos de hidrógeno verde a cambios normativos, en comparación con tecnologías renovables más consolidadas. La producción de hidrógeno está sujeta a una regulación aún incipiente, altamente dependiente del desarrollo de marcos jurídicos como el Acto Delegado europeo, los criterios de certificación RFNBO y los esquemas de trazabilidad energética. Esta incertidumbre normativa introduce una volatilidad adicional desde el punto de vista del inversor. Para estimar su impacto, se compara la beta del sector

renovable con la de sectores históricamente expuestos a entornos regulatorios complejos, como las *utilities* o el sector farmacéutico, cuya estabilidad normativa es elevada.

En este análisis se ha optado por utilizar el sector “*Utility (Water)*” como referencia proxy, recurriendo a los datos del estudio “*Betas by Sector (US)*” del profesor Aswath Damodaran, (Damodaran, *Betas by Sector (US)*, 2025). Aunque estos sectores están regulados por definición, su beta resulta similar o incluso inferior a la del sector renovable, lo que refleja su estabilidad dentro de marcos regulatorios europeos consolidados y predecibles, lo que tiende a limitar su volatilidad. En concreto, la beta apalancada del sector “*Utility (Water)*” se sitúa en **0,68**, frente a los **0,798** estimados para el sector de energías renovables. La diferencia de **0,118 puntos** se interpreta como el incremento de riesgo regulatorio aplicable al hidrógeno verde, al estar este sometido a un marco normativo aún en evolución y con elevada dependencia de definiciones legales que afectan directamente a su bancabilidad y elegibilidad como energía renovable.

$$\Delta\beta_{\text{regulatorio}} = \beta_{\text{renovable}} - \beta_{\text{Water Utility}} = 0,798 - 0,68 = 0,111$$

Por último, la beta de **riesgo financiero** se incorpora con el objetivo de capturar la mayor dificultad que enfrentan los proyectos de hidrógeno verde para acceder a financiación competitiva, en comparación con tecnologías renovables maduras. Esta diferencia obedece a factores como la escasa trayectoria histórica de los proyectos, la incertidumbre sobre los ingresos futuros, la falta de estructuras contractuales estables (como los PPAs firmes) y la limitada experiencia bancaria en este tipo de activos emergentes. Para estimar este diferencial, se compara la beta del sector renovable con la de sectores que presentan un perfil de riesgo financiero elevado, pero sin incurrir en estimaciones excesivamente agresivas.

En este análisis se ha optado por seleccionar el sector “*Business & Consumer Services*”, cuya beta apalancada asciende a 1,16, según el estudio “*Betas by Sector (US)*” del profesor Aswath Damodaran, (Damodaran, *Betas by Sector (US)*, 2025). Este sector se caracteriza por una notable exposición a la incertidumbre financiera, debido a su elevada dependencia de ingresos variables, menor capacidad de generar garantías de largo plazo y alta sensibilidad a las condiciones del mercado de crédito. Estas características son comparables con las dificultades que enfrentan los proyectos de hidrógeno verde, especialmente en sus fases iniciales, donde la falta de contratos de suministro firmes y el

limitado historial operativo reducen su bancabilidad. En comparación con la beta estimada para el sector de energías renovables (0,798), el diferencial obtenido es de 0,362 **puntos**, que se incorpora como incremento específico por riesgo financiero. Esta estimación, más conservadora que otras posibles alternativas, busca reflejar de forma equilibrada la exposición financiera real del hidrógeno en contextos precomerciales, sin incurrir en una sobrevaloración de su perfil de riesgo.

$$\Delta\beta_{\text{financiero}} = \beta_{\text{Business \& Consumer Services}} - \beta_{\text{renovable}} = 1,16 - 0,798 = 0,369$$

En conjunto, los cuatro diferenciales analizados (mercado, tecnológico, regulatorio y financiero) permiten ajustar la beta promedio del sector renovable, incorporando de forma sistemática los riesgos adicionales inherentes al desarrollo de proyectos de hidrógeno verde. Estos incrementos reflejan la mayor exposición de esta tecnología emergente a la volatilidad del mercado, la incertidumbre tecnológica, la inestabilidad regulatoria y las restricciones financieras en contextos precomerciales. La suma de dichos factores a la beta base calculada para el sector de energías renovables permite obtener una beta ajustada al perfil real de riesgo del hidrógeno verde, la cual servirá como insumo clave para estimar el coste del *equity* y, por tanto, un WACC representativo y adaptado a las condiciones específicas de este vector energético en transición.

$$\begin{aligned} \beta_{\text{Hidrógeno}} = & \beta_{\text{promedio renovable}} + \Delta\beta_{\text{mercado}} + \Delta\beta_{\text{tecnológico}} + \Delta\beta_{\text{regulatorio}} \\ & + \Delta\beta_{\text{financiero}} \end{aligned}$$

$$\beta_{\text{Hidrógeno}} = 0,791 + 0,339 + 0,479 + 0,111 + 0,369 = 2,089$$

El valor final de la beta ajustada, 2,089, confirma la elevada exposición al riesgo de los proyectos de hidrógeno verde frente a tecnologías renovables maduras, reforzando la necesidad de utilizar un WACC específico que refleje su perfil financiero diferenciado.

A continuación, se procede a desapalancar la beta calculada para el hidrógeno verde, ya que esta incluye el efecto del apalancamiento financiero observado en las empresas del sector de referencia, lo que incrementa el riesgo percibido desde la perspectiva del accionista. El objetivo de este paso es aislar el riesgo operativo inherente al negocio, eliminando la influencia de la estructura de capital. Para ello, se emplea la siguiente fórmula:

$$\beta_{desapalancada} = \frac{\beta_{apalancada}}{1 + \left(\frac{D}{E}\right) * (1 - T)}$$

Donde:

- $\beta_{apalancada}$ es la beta calculada del hidrógeno.
- D/E es la relación entre deuda y capital media del sector renovables.
- T es la tasa media de impuestos.

Aplicado a el caso de estudio, la beta apalancada del hidrógeno es 2,082, y según los cálculos realizados sobre las 23 empresas seleccionadas *zero emitters*, la ratio D/E promedio del sector renovables es del 64,24%. Por último, según los estudios de Damodaran, se toma la tasa impositiva marginal tanto en España, como en Portugal, para poder ajustar esta beta al contexto de la Península Ibérica, esta es del 25% en España y del 21% en Portugal, tomando un valor medio del 23%. (Damodaran, Corporate marginal tax rates - By country, 2025).

Con esta información, se calcula la $\beta_{desapalancada}$ del hidrógeno como:

$$\beta_{desapalancada} = \frac{2,082}{1 + 0,6424 * (1 - 0,23)} = 1,393$$

Una vez obtenida la beta desapalancada, que refleja exclusivamente el riesgo inherente al negocio sin considerar los efectos del apalancamiento financiero, se procede a reajustarla según la estructura de capital prevista para los proyectos de hidrógeno renovable:

$$\beta_{apalancada \text{ del proyecto}} = \beta_{desapalancada} * \left(1 + \left(\frac{D}{E}\right) * (1 - T)\right)$$

Este paso resulta fundamental en caso de que la relación entre deuda y equity proyectada para dichos proyectos difiera de la observada en las empresas del sector de energías renovables utilizado como referencia. Al reaplicar el apalancamiento con una proporción de financiación más ajustada al contexto del hidrógeno verde, se obtiene una beta apalancada ajustada, más representativa del perfil real de riesgo que asumirían los inversores en este tipo de iniciativas. Este valor será clave para estimar de forma precisa el coste del *equity*, y con ello, un WACC adaptado a las condiciones particulares del sector.

Para calcular la beta apalancada específica del proyecto de hidrógeno verde, primero se parte de la beta desapalancada (1,393) obtenida anteriormente. A continuación, se adopta como referencia el ratio D/E medio del sector “*Green & Renewable Energy*”, extraído del estudio “*Debt Fundamentals by Sector*” del profesor Damodaran, (Damodaran, Debt Fundamentals by sector (US), 2025), que toma un valor de 63,63%. Este valor integra deuda financiera y arrendamientos (*market D/E*). Se mantiene la tasa impositiva del 23 %, empleada también en el paso anterior, con el objetivo de reflejar adecuadamente el contexto fiscal medio del mercado ibérico, considerando tanto España como Portugal. Y se emplea la fórmula del reapalancamiento:

$$\beta_{\text{apalancada del proyecto}} = 1,393 * (1 + (0,6363) * (1 - 0,23)) = 2,075$$

El resultado obtenido, con una beta apalancada del proyecto de 2,075, refleja adecuadamente el riesgo financiero asumido por los inversores en un proyecto de hidrógeno verde con una estructura de capital representativa del sector. Este valor incorpora no solo el riesgo operativo específico del hidrógeno, captado en la beta desapalancada, sino también el efecto amplificador del apalancamiento financiero, según un ratio D/E realista extraído del sector “*Green & Renewable Energy*”. La beta resultante evidencia un nivel de riesgo superior al de las tecnologías renovables maduras, lo cual es coherente con el carácter emergente y precomercial de muchos proyectos de hidrógeno en la actualidad. Esta estimación aporta así una base sólida para la aplicación del modelo CAPM, y constituye un insumo clave para calcular el coste del *equity* ajustado al contexto ibérico, contribuyendo a una valoración más realista de la viabilidad económica de los proyectos de hidrógeno verde.

Cálculo del WACC aplicable a proyectos de hidrógeno:

Una vez determinada la beta apalancada específica para proyectos de hidrógeno verde, el siguiente paso consiste en estimar el coste medio ponderado de capital (WACC), que actuará como tasa de descuento en el cálculo del coste nivelado de producción del hidrógeno (LCOH). Este parámetro financiero es clave para valorar la viabilidad económica de los proyectos y se obtiene mediante la siguiente formulación, mencionada anteriormente en el trabajo:

$$WACC = \delta * C_d * (1 - \tau) + (1 - \delta) * C_e$$

- δ : proporción de financiación de deuda (en %).
- τ : tasa impositiva corporativa.
- C_d : coste de deuda (en %).
- C_e : coste de capital propio (*equity*) (en %).

Para el cálculo del **coste del capital propio**, se aplica el modelo de valoración de activos financieros (CAPM), ampliado con una prima de riesgo país. Esta aproximación permite incorporar tanto el riesgo sistemático de mercado como las condiciones específicas del entorno geográfico de inversión. La fórmula empleada es:

$$C_e = RFRR + \beta * (MRR - RFRR) + RiskPremium_{country}$$

Donde RFRR representa la tasa libre de riesgo, MRR la rentabilidad esperada del mercado, y se emplean la beta apalancada de proyectos de hidrógeno y la prima de riesgo asociada a la región de estudio.

Dado que el proyecto se ubica en la Península Ibérica, se ha optado por tomar como referencia una media simple de los valores correspondientes a España y Portugal, con el fin de reflejar un enfoque regional integrado. Aunque esta simplificación implica ciertas limitaciones, como la ausencia de ponderación según el volumen de inversión en cada país o las diferencias en rating soberano, se considera adecuada en el contexto de un modelo unificado orientado a la estimación general de viabilidad financiera. Así, se emplea una tasa libre de riesgo promedio del 3,075%, calculada a partir de la rentabilidad de los bonos soberanos a 10 años: 3,10 % para España y 3,05 % para Portugal, a junio de 2025. (Datosmacro.com, 2025).

En cuanto a la rentabilidad esperada del mercado, se adopta un valor del 7 %, ampliamente utilizado como referencia en la evaluación de proyectos de inversión en mercados desarrollados. En ausencia de un índice bursátil consolidado propio del mercado del hidrógeno, esta estimación se considera una aproximación razonable y conservadora para su aplicación en modelos de valoración financiera, como el CAPM.

Por otro lado, en cuanto a la prima de riesgo país, se recurre a los datos actualizados del estudio *Country Default Spreads and Risk Premiums* de Damodaran, (Damodaran,

Country Default Spreads and Risk Premiums, 2025). En este caso, se han considerado los valores individuales de España (2,13 %) y Portugal (1,60 %). Para representar de forma integrada el contexto de la Península Ibérica, se emplea la media simple de ambas primas, obteniendo así un valor de 1,87 %.

Con estos parámetros se calcula el coste de capital propio (*equity*):

$$C_e = 3,075\% + 2,075 * (7\% - 3,075\%) + 1,87\% = 13,09\%$$

El valor obtenido del 13,09 % como coste de capital propio evidencia las exigencias de rentabilidad que los inversores imponen a proyectos de hidrógeno verde en el contexto ibérico. Este resultado cuantifica de forma clara la percepción de riesgo asociada al sector y sirve como una referencia clave para evaluar la viabilidad financiera de nuevas iniciativas en un entorno aún en construcción.

Para la estimación del coste de la deuda (*Cd*) aplicable a proyectos de hidrógeno verde en la Península Ibérica, se ha optado por un enfoque basado en comparables de mercado (*benchmarking*). Dado que el hidrógeno renovable aún se encuentra en una fase temprana de desarrollo comercial, con riesgos tecnológicos y regulatorios superiores a los de otras tecnologías limpias consolidadas, es razonable asumir que los proyectos enfrentarán condiciones de financiación menos favorables. Según el informe *Global Hydrogen Review 2023* de la Agencia Internacional de la Energía (IEA), los proyectos de hidrógeno suelen acceder a deuda en condiciones más exigentes que las renovables convencionales, con tipos de interés que oscilan entre el 5 % y el 7 % dependiendo del grado de madurez, la estructura del proyecto y el entorno regulatorio, (IEA, 2023). En línea con esta referencia, y teniendo en cuenta la estabilidad macroeconómica de España y Portugal, se adopta un coste de la deuda del 5,75 % como valor representativo. Esta estimación busca reflejar de forma realista el coste financiero que enfrentan actualmente los proyectos de hidrógeno en el mercado ibérico.

Igual que se empleó anteriormente, la tasa impositiva corporativa utilizada es del 23 %, representativa del contexto fiscal medio de la Península Ibérica, considerando tanto el 25 % vigente en España como el 21 % aplicable en Portugal, según las estimaciones de Damodaran. En cuanto a la proporción de deuda, se emplea la misma estructura de capital utilizada en el cálculo de la beta apalancada del proyecto,

derivada del ratio deuda/capital del sector *Green & Renewable Energy* recogido por el profesor Damodaran en su estudio *Debt Fundamentals by Sector (US)*, 2024. Este ratio D/E de 63,63 % se traduce en una participación relativa de 38,89 % de deuda y 61,11 % de *equity* sobre el capital total, proporciones que permiten calcular de forma coherente el coste medio ponderado de capital (WACC).

Teniendo en cuenta todos los parámetros previamente definidos, se procede a estimar el coste medio ponderado de capital (WACC):

$$WACC = 38,89\% * 5,75\% * (1 - 23\%) + 61,11\% * 13,09\% = 9,72\%$$

El resultado final del WACC, estimado en 9,72 %, ofrece una perspectiva financiera diferenciada y especialmente adaptada a la singularidad de los proyectos de hidrógeno verde en el contexto ibérico. Este valor se sitúa sensiblemente por encima de los WACCs sectoriales estimados a partir de las 23 empresas *zero emitters* analizadas, cuyos promedios fueron del 6,02 % (media simple) y del 5,44 % (ponderada por capitalización bursátil). La divergencia entre ambos enfoques no solo refleja diferencias en el perfil de riesgo, sino también en las estructuras de capital, la madurez financiera de los actores considerados y la naturaleza específica de los proyectos.

El uso de un WACC específicamente ajustado al hidrógeno verde permite reflejar con mayor precisión las condiciones financieras reales de estos proyectos, teniendo en cuenta sus riesgos, estructura de capital y entorno regulatorio. Así, su aplicación como tasa de descuento en el cálculo del LCOH ofrece una estimación más coherente con las expectativas del mercado y la viabilidad económica en el contexto ibérico.

Estimación del Coste Nivelado de Producción de Hidrógeno (LCOH):

Una vez estimado el coste medio ponderado de capital (WACC) específico para proyectos de hidrógeno verde en la Península Ibérica, con un valor resultante del 9,72 %, se procede a integrarlo en el cálculo del coste nivelado de producción de hidrógeno (LCOH). Esta tasa de descuento permite actualizar los flujos de inversión y operación a valor presente, reflejando las exigencias reales del mercado financiero para este tipo de activos. La inclusión del WACC ajustado asegura una estimación más realista del coste de producción por unidad de hidrógeno, incorporando los riesgos tecnológicos, regulatorios y financieros que caracterizan actualmente al

sector. De este modo, el LCOH calculado adquiere mayor validez como herramienta comparativa para evaluar la competitividad del hidrógeno frente a otras fuentes energéticas.

Con el objetivo de estimar el coste nivelado de producción del hidrógeno (LCOH), se define un caso base que represente un proyecto tipo de hidrógeno renovable en la Península Ibérica, con características realistas desde el punto de vista técnico, económico y regulatorio. Se ha optado por un sistema de electrólisis mediante tecnología PEM (*Proton Exchange Membrane*), dada su flexibilidad operativa y su creciente implantación en proyectos industriales.

El proyecto considera una planta de 10 MW de capacidad instalada, operada con tecnología PEM por su capacidad de respuesta flexible, adecuada para integrarse con renovables variables. Se adopta una vida útil del sistema de **25 años**, en línea con las referencias técnicas habituales en el sector, y conforme a los supuestos recogidos en el índice de precios del hidrógeno de MIBGAS (MIBGAS, 2025).

En cuanto al régimen operativo, se contemplan 4.500 horas equivalentes anuales, lo que supone una utilización cercana al 51 % de la capacidad nominal. Este valor refleja el potencial combinado de producción renovable garantizada en un emplazamiento central de la Península Ibérica, y responde a los requisitos exigidos para el hidrógeno tipo RFNBO. Así se recoge expresamente en los documentos metodológicos del índice IBHYX, donde se asume el suministro de energía renovable procedente de instalaciones dedicadas (fotovoltaica y eólica) en combinación con contratos PPA sobre red renovable.

Bajo estas condiciones, se estima una producción anual de hidrógeno de aproximadamente 89.775 kg, considerando una eficiencia eléctrica del 80 %, lo que equivale a un consumo específico de 50 kWh/kg H₂. Estos valores se encuentran dentro de los rangos operativos comunes para electrolizadores PEM industriales. Según la Agencia Internacional de la Energía (IEA, 2023), los sistemas de electrólisis más modernos operan con consumos entre 50 y 55 kWh/kg H₂, lo que respalda esta estimación.

estimación.

El suministro eléctrico considerado en este modelo se simplifica al coste asociado a contratos PPA de largo plazo, en lugar de modelar explícitamente una planta renovable de nueva construcción dedicada al proceso de electrólisis. Esta aproximación metodológica es coherente con las directrices del índice IBHYX desarrollado por MIBGAS, que asume el uso exclusivo de energía renovable con trazabilidad certificada, generalmente proveniente de tecnologías eólica y solar con perfiles de producción complementarios.

En el escenario base del estudio se ha optado por una mezcla de generación de 60 % eólica y 40 % solar fotovoltaica para alimentar el sistema de electrólisis. Esta proporción no es arbitraria, sino que responde a una lógica energética con respaldo técnico y estadístico. Por un lado, la eólica aporta generación nocturna y de invierno más constante, mientras que la solar maximiza la producción durante las horas centrales del día; al combinarlas, se optimiza el perfil operativo, reduciendo la intermitencia y las necesidades de almacenamiento o sobredimensionamiento de capacidad.

Además, esta proporción energética refleja la realidad del *mix* renovable en la Península Ibérica: según Red Eléctrica de España, en 2024 la generación renovable no gestionable supuso un 56,8 % de la electricidad total, con un 23 % correspondiente a eólica y un 17 % a solar fotovoltaica. (Red Eléctrica de España (REE), 2025). De este modo, la combinación 60/40 guarda coherencia con datos reales del sistema eléctrico ibérico y con recomendaciones de hibridación energética para proyectos de hidrógeno verde que buscan maximizar horas equivalentes de operación y eficiencia de planta.

Según el informe *Q1 2025 European PPA Price Index* de LevelTen Energy, el precio medio P25 de los contratos PPA eólicos en España se sitúa en 58 €/MWh, mientras que el correspondiente a los contratos solares alcanza los 49 €/MWh. (LevelTen Energy, 2025).

Aplicando esta ponderación, sin tener en cuenta los costes asociados a la conexión a la red, los cuales pueden variar significativamente en función de la localización específica del proyecto y las condiciones regulatorias aplicables, se obtiene un coste medio ponderado de electricidad de:

$$\text{Coste energía} = (0,60 * 58) + (0,40 * 49) = 54,4 \text{ €/MWh}$$

Este valor, representativo del coste energético renovable en condiciones de contratación competitiva, se emplea como *input* clave para el cálculo del coste nivelado de producción de hidrógeno (LCOH) en la Península Ibérica, asegurando consistencia con las condiciones reales del mercado de PPAs y con los principios de sostenibilidad y trazabilidad exigidos para el hidrógeno tipo RFNBO.

Desde el punto de vista financiero, se incorporan al modelo de estimación del LCOH distintos elementos de coste operativo y mantenimiento basados en las directrices de (MIBGAS, 2025). Se contempla un gasto de operación anual equivalente al 2,5 % del CAPEX inicial, que cubre los costes ordinarios de funcionamiento del sistema de electrólisis. A ello se suman los costes anuales por seguros, estimados en un 1,5 % adicional del CAPEX. Asimismo, con el objetivo de reflejar el desgaste tecnológico inherente al proceso, se incluye en el horizonte económico la sustitución del *stack* del electrolizador a las 80.000 horas de operación, incorporando un coste adicional del 15 % del CAPEX inicial como inversión en renovación de equipos.

Para cuantificar los costes operativos y financieros del proyecto, se parte de una inversión inicial optimista estimada de 1.400.000 euros, correspondiente a un coste específico de 1.400 €/kW para una capacidad instalada de 1 MW, en línea con las referencias más recientes de Bloomberg para sistemas PEM industriales. (Lichner, 2024). Sobre esta base, se aplica un 2,5 % anual del CAPEX como concepto de costes operativos (30.000 euros anuales), a lo que se suman 18.000 euros adicionales en concepto de seguros (1,5 % anual). Además, se contempla una inversión puntual de 180.000 euros para la renovación del *stack* del electrolizador, equivalente al 15 % del CAPEX inicial.

Por último, en coherencia con el análisis financiero desarrollado en los apartados anteriores, se emplea un WACC del 9,72 %, calculado específicamente para proyectos de hidrógeno renovable en el contexto ibérico. Del mismo modo, se mantiene una tasa impositiva corporativa del 23 %, obtenida como promedio entre España y Portugal. Ambos valores se incorporan como hipótesis financieras clave para el cálculo del LCOH, asegurando consistencia metodológica y validez analítica.

Tomando en cuenta todas las consideraciones técnicas, operativas y financieras del proyecto tipo definido, **se estima un coste nivelado de producción de hidrógeno (LCOH) de 5,10 €/kg H₂**. Este valor se obtiene mediante un modelo de cálculo desarrollado en Python, el cual implementa de forma rigurosa la fórmula del valor actual neto (NPV) aplicada al cálculo del LCOH. Dicha formulación, descrita a continuación, permite incorporar el valor temporal del dinero y estimar con mayor precisión la viabilidad económica del proyecto a lo largo de su vida útil.

$$LCOH_{WACC} = \frac{NPV_{CapEx} + NPV_{OpEx}}{\sum_{n=0}^N m_{H_2,n} * \left(\frac{1}{(1 + WACC)^n} \right)}$$

El valor calculado se sitúa por debajo del índice de referencia actual publicado por MIBGAS para el hidrógeno verde, que asciende a aproximadamente 5,9 €/kg H₂ a mediados de junio de 2025 (MIBGAS, 2025). Esta diferencia puede explicarse por la utilización de un modelo simplificado que, si bien incorpora elementos clave como CAPEX, OPEX y renovación de equipos, no contempla ciertas incertidumbres del mercado real (por ejemplo, variabilidad del precio de la energía o riesgos regulatorios). Además, las hipótesis técnicas del caso base, como una operación optimizada a 4.500 horas equivalentes anuales y una eficiencia eléctrica del 80 %, permiten maximizar la producción con costes moderados.

5. Conclusiones.

El presente Trabajo de Fin de Grado ha permitido construir una visión integral, rigurosa y crítica del incipiente mercado del hidrógeno renovable en Europa, con especial foco en su vertiente económica y financiera. A través de un análisis comparado de los principales índices de precios, IBHYX, CEGH e HYDRIX, y la formulación de una metodología propia para calcular el coste nivelado de producción del hidrógeno verde (LCOH) en la Península Ibérica, se ha logrado demostrar que, bajo determinadas condiciones técnicas y contractuales, este vector energético puede alcanzar una competitividad real y medible.

Desde el punto de vista metodológico, el trabajo ha puesto especial énfasis en la necesidad de ajustar los modelos financieros tradicionales a las particularidades del hidrógeno verde. Para ello, se ha desarrollado una estimación detallada del coste medio ponderado de capital (WACC), incorporando primas de riesgo específicas asociadas a su carácter emergente, y empleando como base empírica una muestra de 23 empresas europeas del sector de energías limpias. Este enfoque ha permitido calcular un WACC ajustado del 9,72 %, reflejo del riesgo real percibido por los inversores en este tipo de proyectos.

Asimismo, se ha construido un modelo técnico-financiero simplificado pero representativo para una planta tipo de 10 MW con tecnología PEM, operando 4.500 horas al año y con una eficiencia del 80 %. Aunque se reconoce que la estimación podría haberse enriquecido con mayor nivel de detalle, incorporando curvas de aprendizaje, variabilidad horaria del suministro eléctrico o estructuras contractuales complejas, el modelo actual resulta válido como referencia analítica. Considerando costes energéticos derivados de contratos PPA (55 €/MWh), costes operativos, seguros y renovación de equipos, el cálculo del LCOH mediante simulación en Python ha arrojado un valor de **5,10 €/kg H₂**. Este resultado, inferior al índice de referencia de MIBGAS (5,9 €/kg H₂), refuerza la viabilidad económica del hidrógeno verde en contextos bien estructurados, incluso en ausencia de esquemas de ayuda o subsidios explícitos.

Además de este hallazgo clave, el análisis comparado de índices ha evidenciado que el IBHYX de MIBGAS constituye actualmente la referencia más sólida para contextos precomerciales, al ser compatible con la regulación europea (RFNBO), transparente en su metodología y útil para la bancabilidad de proyectos. Frente a ello, el CEGH destaca por su versatilidad y modularidad, mientras que el HYDRIX, aunque introduce señales

de mercado reales, requiere mayor madurez estructural para convertirse en un índice fiable.

En conjunto, este TFG ha demostrado que la viabilidad del hidrógeno renovable no depende únicamente de avances tecnológicos, sino también, y sobre todo, de la correcta modelización económica de sus proyectos, del desarrollo de marcos regulatorios coherentes y de la disponibilidad de índices de precios robustos que otorguen transparencia al mercado. Los resultados obtenidos constituyen una base sólida para la toma de decisiones de inversión, la planificación energética y el diseño de políticas públicas alineadas con los objetivos de neutralidad climática.

En definitiva, los resultados obtenidos permiten concluir que una estimación precisa y diferenciada del coste de capital es fundamental para evaluar la viabilidad económica del hidrógeno verde. Aplicar referencias genéricas, como el WACC promedio del sector renovable, puede llevar a infraestimar los riesgos específicos asociados a esta tecnología emergente, lo que comprometería la correcta evaluación de proyectos. Lejos de suponer una carga adicional, la inclusión de primas de riesgo ajustadas al contexto del hidrógeno verde permite reflejar de forma más fiel su grado de madurez tecnológica y su perfil financiero real. Asimismo, el estudio muestra que, si bien el hidrógeno renovable enfrenta desafíos técnicos y económicos relevantes, su competitividad puede fortalecerse mediante marcos financieros específicamente diseñados para este tipo de proyectos, junto con herramientas contractuales como los acuerdos de compraventa de energía (PPA), que proporcionan estabilidad y confianza a largo plazo para los inversores.

Bibliografía

- Antoranz, J. L. (2021). El hidrógeno verde en la Unión Europea: una vía necesaria para la transición energética. *Revista Española de Desarrollo y Cooperación*. Núm. 48, 13-33.
- BloombergNEF. (2021). *2H 2021 Hydrogen Market Outlook: China Drives a Gigawatt*. London: Bloomberg New Energy .
- Buttler, A., & Spliethoff, H. (2018). Current Status of Water Electrolysis for Energy Storage, Grid Balancing and Sector Coupling via Power-to-Gas and Power-to-Liquids. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 82, Part 3*, 2440-2454. doi:<https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.09.003>.
- CEGH & PwC Strategy &. (18 de Diciembre de 2024). *CEGH GreenHydrogen Index Specification*. Obtenido de CEGH GreenHydrogen Indices: https://www.cegh.at/wp-content/uploads/2024/12/20241218_CEGH-GreenHydrogen_Index_Specification.pdf
- Cheng, W., & Cheng, Y. F. (2023). A techno-economic study of the strategy for hydrogen transport by pipelines in Canada. *Journal of Pipeline Science and Engineering, Volume 3, Issue 3, 100112*, <https://doi.org/10.1016/j.jpse.2023.100112>.
- Comisión Europea. (10 de Febrero de 2023). REGLAMENTO DELEGADO (UE) 2023/1184 DE LA COMISIÓN de 10 de febrero de 2023. *Diario Oficial de la Unión Europea*, 157/11-157/19. Obtenido de REGLAMENTO DELEGADO (UE) 2023/1184 DE LA COMISIÓN: https://eur-lex.europa.eu/eli/reg_del/2023/1184/oj/eng
- Cossent, R., Figuerola-Ferretti, I. C., Sanz, F. J., & Serna, S. (2025). *Informe Anual: Cátedra de Estudios sobre el Hidrógeno*. Madrid: Universidad Pontificia Comillas ICAI-ICADE. Obtenido de <https://files.griddo.comillas.edu/20250312-informe-anual-catedra-hidrogeno.pdf>
- Curcio, E. (17 de Febrero de 2025). *Techno-economic analysis of hydrogen production: Costs, policies, and scalability in the transition to net-zero*. Obtenido de <https://arxiv.org/pdf/2502.12211>

Damodaran, A. (Enero de 2025). *Betas by Sector (US)*. Recuperado el 12 de Junio de 2025, de NYU Stern School of Business: https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html

Damodaran, A. (Enero de 2025). *Corporate marginal tax rates - By country*. Recuperado el 12 de Junio de 2025, de NYU Stern School of Business: https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/countrytaxrates.html

Damodaran, A. (9 de Enero de 2025). *Country Default Spreads and Risk Premiums*. Recuperado el 12 de Junio de 2025, de NYU Stern School of Business: https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/ctryprem.html

Damodaran, A. (Enero de 2025). *Debt Fundamentals by sector (US)*. Recuperado el 12 de Junio de 2025, de NYU Stern School of Business: https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/dbtfund.html

Datosmacro.com. (2025). *Bonos a 10 años*. Recuperado el 13 de Junio de 2025, de Expansión/Datosmacro.com: <https://datosmacro.expansion.com/bono>

EEX Transparency Platform. (2023). *Price Transparency for green Hydrogen [PDF]*. Obtenido de https://fortesmedia.com/files/files/Doc_Pack/Hydrogen_%26_P2X_2023/EEX_HYDRIX_-_Price_transparency_for_Hydrogen.pdf

European Clean Hydrogen Alliance. (3 de Marzo de 2023). *ECH2A publishes H2 Standardisation Roadmap*. Obtenido de Hydrogen Europe: <https://hydrogeneurope.eu/ech2a-publishes-h2-standardisation-roadmap/>

European Commission. (8 de Julio de 2020). *A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe*. Obtenido de https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen_strategy.pdf

European Energy Exchange (EEX). (5 de Octubre de 2021). *Index description v01.0*. Obtenido de EEX: https://www.eex.com/fileadmin/EEX/Downloads/Trading/Specifications/Indexe_s/DE/20211005_Index_Description_v010.pdf

European Energy Exchange (EEX). (s.f.). *HYDRIX FAQ*. Obtenido de EEX Transparency Platform: <https://www.eex-transparency.com/service/hydrix-faq>

European Hydrogen Backbone (EHB). (Abril de 2022). *A European Hydrogen Infrastructure Vision Covering 28 Countries*. Obtenido de EHB publications: <https://ehb.eu/page/publications>

Giménez Zuriaga, I. (2021). Retos del hidrógeno verde. *Economía Aragonesa*, ISSN 1576-7736, N.º. 73, 103-129.

Gobierno de España. (6 de Septiembre de 2024). *¿Qué es el hidrógeno verde?* Obtenido de Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia: <https://planderecuperacion.gob.es/noticias/que-es-hidrogeno-verde-beneficios-impacto-espana-prtr#:~:text=Hidr%C3%B3geno%20verde%20o%20renovable,agua%20en%20ox%C3%ADgeno%20e%20hidr%C3%B3geno.>

Guerrero, P. (23 de Diciembre de 2024). *Mibgas: Todo lo que debes saber sobre la plataforma de índice de precios del hidrógeno*. Obtenido de H2 Fusion: <https://h2fusion.es/noticias/mibgas/>

Hassan, M. A., & El-Amary, N. H. (2025). *Economic and technical analysis of hydrogen production and transport: a case study for Egypt*. Scientific Reports 15, 9002. <https://doi.org/10.1038/s41598-025-91589-6>.

Hayes, A. (20 de Junio de 2024). *Cost of Debt: What It Means and Formulas*. Obtenido de Investopedia: <https://www.investopedia.com/terms/c/costofdebt.asp>

IEA. (2023). *Global Hydrogen Review 2023*. Paris: IEA.

Indian Chemical Regulation. (24 de Febrero de 2023). *El gobierno indio aprueba la Misión Nacional de Hidrógeno Verde*. Obtenido de Indianchemicalregulation.com: [https://indianchemicalregulation.com/es/indian-government-approves-national-green-hydrogen-mission/#:~:text=El%20gobierno%20indio%20aprueba%20la%20Misi%C3%B3n%20Nacional%20de%20Hidr%C3%B3geno%20Verde,-2023%2D02%2D24&text=En%20enero%20de%202023%2C%20el,la%](https://indianchemicalregulation.com/es/indian-government-approves-national-green-hydrogen-mission/#:~:text=El%20gobierno%20indio%20aprueba%20la%20Misi%C3%B3n%20Nacional%20de%20Hidr%C3%B3geno%20Verde,-2023%2D02%2D24&text=En%20enero%20de%202023%2C%20el,la%20)

- Institute of Energy Economics at the University of Cologne (EWI). (2023). *The power of scale - Economies of Scale and the Hydrogen Value Chain*. Cologne.
- IRENA. (2019). *Renewable Energy Statistics*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
- IRENA. (2020). *Business Models: Innovation Landscape Briefs*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
- IRENA. (2020). *Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
- IRENA. (2020). *Green Hydrogen: A guide to policy making*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
- IRENA. (2021). *Green Hydrogen Supply: A guide to policy making*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
- IRENA. (2022). *Geopolitics of the Energy Transformation. The Hydrogen Factor*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
- IRENA. (2023). *Renewable power generation costs in 2022*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
- Japan Ministry of Environment. (2020). *Summary of Japan's hydrogen strategy*. Obtenido de www.env.go.jp/seisaku/list/ondanka_saisei/lowcarbon-h2-sc/PDF/Summary_of_Japan's_Hydrogen_Strategy.pdf.
- Johnson, N., Michael, L., Kammen, D. M., Elkins, P., McKenna, R., & Staffell, I. (2025). *Realistic roles for hydrogen in the future energy transition*. *Nature Reviews Clean Technology*. 1, 351–371. doi:<https://doi.org/10.1038/s44359-025-00050-4>
- Kenton, W. (02 de Abril de 2025). *Cost of Equity: Definition, Formula, and Example*. Obtenido de Investopedia: <https://www.investopedia.com/terms/c/costofequity.asp>
- Kotowicz, J., Baszcieńska, O., & Niesporek, K. (2024). *Cost of Green Hydrogen*. *Energies*, 17(18), 4651. doi:<https://doi.org/10.3390/en17184651>

- Lambert, M., & Schulte, S. (2021). *Contrasting European hydrogen pathways: An analysis of differing approaches in key markets [n.º NG166]*. Oxford Institute for Energy Studies. Obtenido de <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2021/03/Contrasting-European-hydrogen-pathways-An-analysis-of-differing-approaches-in-key-markets-NG166.pdf>
- LevelTen Energy. (2025). *Q1 2025 European PPA Price Index*. Seattle: LevelTen Energy.
- Lichner, C. (21 de Marzo de 2024). *Electrolyzer prices – what to expect*. Obtenido de PV Magazine: <https://www.pv-magazine.com/2024/03/21/electrolyzer-prices-what-to-expect/>
- Loy, Y., & Corbeau, A.-S. (31 de octubre de 2023). *Center on Global Energy Policy at Columbia*. Obtenido de La estrategia de hidrógeno de China: planes nacionales y regionales: <https://www.energypolicy.columbia.edu/publications/chinas-hydrogen-strategy-national-vs-regional-plans/>
- McKinsey & Company. (16 de Enero de 2024). *McKinsey & Company Electric Power & Natural Gas*. Obtenido de Guarantees of origin: Playing a vital role in decarbonization: <https://www.mckinsey.com/industries/electric-power-and-natural-gas/our-insights/guarantees-of-origin-playing-a-vital-role-in-decarbonization>
- Mete, M. R. (2014). Valor Actual Neto y Tasa de Retorno: su utilidad como herramienta para el análisis y evaluación de proyectos de inversión. *Fides Et Ratio [online]*. 2014, vol.7, n.7, 67-85. doi:ISSN 2071-081X
- MIBGAS. (12 de Diciembre de 2024). *MIBGAS IBHYX, el primer índice ibérico del precio del hidrógeno renovable se publica a partir de hoy*. Obtenido de MIBGAS: <https://www.mibgas.es/es/news/mibgas-ibhyx-el-primer-indice-iberico-del-precio-del-hidrogeno-renovable-se-publica-partir-de>
- MIBGAS. (2025). *Modelo de cálculo del Índice MIBGAS IBHYX*. Recuperado el 28 de Abril de 2025, de MIBGAS Green Energy Marketplace: <https://greenenergy.mibgas.es/indice>

- Molnar, G. (2022). Economics of Gas Transportation by Pipeline and LNG. En M. Hafner, & G. Luciani, *The Palgrave Handbook of International Energy Economics* (págs. 23-57). Cham: Palgrave Macmillan. doi:https://doi.org/10.1007/978-3-030-86884-0_2
- Pratt, S. P., & Grabowski, R. J. (2014). *Cost of Capital: Application and Examples, Fifth Edition*. doi:10.1002/9781118846780.
- Red Eléctrica de España (REE). (2025). *Spanish electricity system reports 2024*. Madrid: Red Eléctrica de España.
- Steffen, B. (2020). *Estimating the cost of capital for renewable energy projects*. Energy Economics, vol. 88(C), 104783. doi:<https://doi.org/10.1016/j.eneco.2020.104783>.
- Tseng, P., Lee, J., & Friley, P. (2004). A hydrogen economy: opportunities and challenges. *Elsevier Ltd*.
- Turton, R., Bailie, R. C., Whiting, W. B., & Shaeiwitz, J. A. (2009). *Analysis, Synthesis, and Design of Chemical Processes (Third Edition)*. Upper Saddle River: Pearson.
- Verma, V., Thangavel, S., Dutt, N., Kumar, A., Weerasinghe, R., Chitt, M., . . . Kumar, A. (2024). *Green hydrogen productions. Methods, Designs and Smart Applications*. doi:10.1201/9781003472629-16.
- Wang, T., Cao, X., & Jiao, L. (2022). *PEM water electrolysis for hydrogen production: fundamentals, advances, prospects*. Carbon Neutrality. 1. 10.1007/s43979-022-00022-8. doi:10.1007/s43979-022-00022-8.
- Zun, M. T., & McLellan, B. C. (2023). *Cost Projection of Global Green Hydrogen Production Scenarios*. Hydrogen 2023, 4(4), . doi:<https://doi.org/10.3390/hydrogen4040055>