



Facultad de Ciencias Económicas y Empresariales  
ICADE

**Desarrollo de un índice de hidrógeno renovable español:  
estudio de caso del proyecto *La Rábida* en Huelva  
Trabajo de Fin de Grado**

Autor: Elena Górriz Romeo

Director: Isabel Catalina Figuerola Ferretti

MADRID | marzo 2025

## Resumen

Este trabajo estudia la situación actual y retos a los que se enfrentan España y Europa en la creación de un índice de precios del hidrógeno verde; así como los elementos necesarios para establecer el *Ask* y *Bid Price*. Se observa que la valoración del *Ask Price* cuenta ya con un índice de referencia basado en el *Levelised Cost Of Hydrogen*, el índice MIBGAS IBHYX. No obstante, no existe todavía una referencia estandarizada del *Bid Price* dado que el coste para los *offtakers* sigue siendo muy elevado. Por ello, se toma como referencia el mercado del gas y se concluye que el *Bid Price* podría aproximarse al modelo de precios del *fuel switching cost*, que a su vez se asimila al modelo de precios de los *abatement costs*. Además, tras el estudio de caso del Valle de Hidrógeno de Andalucía y en especial del proyecto *La Rábida*, se determinan factores que podrían facilitar el desarrollo de un índice. Finalmente, se expone el impacto de *La Rábida* en el desarrollo de soluciones *cleantech* y la visión a futuro de la transición energética.

## Palabras clave

Hidrógeno verde, *Ask Price*, *Bid Price*, LCOH (*Levelised Cost Of Hydrogen*), descarbonización.

## **Abstract**

This paper studies the current context and challenges that both Spain and Europe are facing during the creation of a green hydrogen index, as well as the elements needed to establish the Ask and Bid Price. It also outlines that the Ask Price already has a referenced index, the MIBGAS IBHYX, based on the Levelised Cost Of Hydrogen. Nevertheless, an estimation of the Bid Price is still not determined, given that the cost for offtakers is still far from competitive. Therefore, the gas market is used as a reference. It is then concluded that the Bid Price could approximate the fuel switching cost pricing model, which is actually similar to the abatement cost pricing model. Furthermore, after conducting the case study of the Andalusian Hydrogen Valley and particularly the *La Rábida* project, we present factors that could encourage the development of an index. Finally, we expose the impact that *La Rábida* could have on the development of cleantech solutions and the future of the energy transition.

## **Key words**

Green hydrogen, Ask Price, Bid Price, LCOH (Levelised Cost Of Hydrogen), decarbonization.

# Índice de epígrafes

1. Introducción .....	8
2. Marco teórico .....	10
2.1. Hidrógeno renovable o verde: ¿en qué consiste?.....	10
2.2. Hoja de ruta España y Europa.....	12
2.3. El papel crucial de un índice de referencia .....	17
2.4. España: posición privilegiada para el desarrollo del H <sub>2</sub> renovable.....	17
3. Situación actual hidrógeno renovable en España.....	20
3.1. Producción hidrógeno .....	20
3.1.1. Conexión a la red .....	20
3.1.2. Operación en isla.....	21
3.1.3. Híbrido .....	21
3.2. Localización demanda hidrógeno en España.....	22
3.3. Estudio de caso Valle de Hidrógeno Andalucía: proyecto <i>La Rábida</i> , Huelva.....	24
4. Fundamentos de un índice de precios .....	26
4.1. ¿Qué mide un índice?.....	26
4.2. Componentes del Ask Price and Bid Price .....	27
4.3. Situación actual.....	29
5. Cálculo del <i>Bid Price</i> .....	30

5.1. Costes de sustitución.....	30
5.2. Coste derechos de emisión.....	31
5.3. <i>Abatement</i> y <i>Switching cost</i> .....	31
6. Estudio de caso del proyecto <i>La Rábida</i> situado en Huelva.....	33
6.1. Puesta en situación: Valle del Hidrógeno Andaluz.....	33
6.2. Parque energético La Rábida, Huelva.....	35
6.3. Atractivo inversores .....	36
6.4. Impacto en el desarrollo de un índice de precios.....	37
7. Conclusiones .....	39
8. Bibliografía .....	42
9. Anexo.....	48
9.1. Tabla criterios electricidad legalmente verde .....	48

## Índice de figuras

Figura I. Tabla resumen proyectos para el desarrollo del hidrógeno renovable en España.....	13
Figura II. Mapa factores de capacidad de generar energía solar y eólica en España. Fuente: Informe anual de la Cátedra Comillas de Estudios sobre el Hidrógeno, 2023 .....	18
Figura III. Tabla resumen de los distintos métodos de producción de H <sub>2</sub> verde a partir del proceso de electrólisis. Fuente: elaboración propia basado en datos del Informe anual de la Cátedra Comillas de Estudios sobre el H <sub>2</sub> , 2023 .....	22
Figura IV. Diagrama distribución demanda actual H <sub>2</sub> en España. Fuente: elaboración propia basado en datos del Informe anual de la Cátedra Comillas de Estudios sobre el Hidrógeno, 2023 .....	23
Figura V. Mapa localización de las nueve refinerías de petróleo asociadas a la AOP en España. Fuente: elaboración propia con apoyo de ChatGPT y basado en datos de la Asociación Española de Operadores de Productos Petrolíferos (2019) .....	24
Figura VI. Gráfico de barras del total de proyectos por comunidad autónoma. ....	34
Figura VII. Gráfico de sectores de aplicación del H <sub>2</sub> verde en proyectos de Andalucía Fuente: elaboración propia a partir de datos del Mapa interactivo de la Cátedra de Comillas de Estudios sobre el Hidrógeno .....	35

## Índice de abreviaturas

AOP: Asociación Española de Operadores de Productos Petrolíferos

CAPEX: Capital Expenditure

CCUS: Carbon Capture, Utilization and Storage

CO<sub>2</sub>: Dióxido de carbono

EHB: European Hydrogen Backbone

EU ETS: European Emissions Trading System

EUA: European Union Allowances

GEI: Gases de Efecto Invernadero

H<sub>2</sub>: Hidrógeno

IRA: Inflation Reduction Act

LCOH: Levelised Cost Of Hydrogen

M €: Millones de euros

MibGas: Mercado Ibérico del Gas

MITECO: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico

Mt: Millones de toneladas

MW: Megavatio

ODS: Objetivos de Desarrollo Sostenible

OPEX: Operating Expenditure

PERTE: Proyectos Estratégicos para la Recuperación y Transformación Económica

PNIEC: Plan Nacional Integrado de Energía y Clima

PPA: Power Purchase Agreement

PRTR: Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia

SAF: Sustainable Aviation Fuel

TDR: Total Degradation Rate

UE: Unión Europea

# 1. Introducción

El Acuerdo de París, el *Green Deal* o Pacto Europeo, los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), el sistema de Comercio de Emisiones de la Unión Europea (EU ETS) o el RePower EU Plan son algunas de las iniciativas a escala europea que se han ido implementando para intentar lograr una Europa más sostenible, limpia, y frenar el impacto del cambio climático en nuestra economía. Para ello, la transición energética es clave. No obstante, requiere de importantes inversiones financieras y por ende ayudas gubernamentales y/o europeas que, a su vez, suponen una estandarización de normas, así como la necesidad de implantar un marco legal. Actualmente, se desconoce con exactitud el grado de liquidez del mercado de hidrógeno renovable en España ya que no existe un *Bid Price* de referencia. Sí que se tiene en cambio una referencia del *Ask Price* desde el 16 de diciembre de 2024. Este dato se encuentra en el MIBGAS IBHYX publicado por el Mercado Ibérico del Gas.

La Península Ibérica está llevando a cabo numerosos proyectos para el desarrollo y aplicación del H<sub>2</sub> verde en diversos sectores para poder desarrollar un índice de precios de referencia y consolidar el mercado del H<sub>2</sub> renovable en España. Como vemos, hidrógeno renovable o hidrógeno verde es un término que, hoy en día, está ganando considerable popularidad dada su importancia para la descarbonización y transición energética. Pero ¿por qué está tomando tanta relevancia realmente? ¿Por qué España tiene un papel clave en el desarrollo del H<sub>2</sub> verde? ¿Por qué es importante tener un índice de referencia? y ¿qué expectativas e implicaciones a futuro se esperan?

En este trabajo se van a estudiar dichas cuestiones, tomando como referencia el Valle de Hidrógeno de Andalucía y en especial el proyecto *La Rábida* impulsado por Cepsa, ahora Moeve. Como se verá en el estudio, Andalucía reúne múltiples características que la definen como la comunidad autónoma con mayor potencial para desarrollar dicho vector energético y se pretende analizar cómo *La Rábida* ayudará en la creación de un índice de hidrógeno renovable español.

Para ello, se han establecido cuatro objetivos clave que van a ayudar a guiar el estudio:

- i. Identificar los factores principales para la creación de un índice de hidrógeno renovable
- ii. Examinar los retos a los que se enfrenta el lado de la demanda en la creación de un índice
- iii. Determinar los principales costes necesarios para el cálculo del *Bid Price*
- iv. Analizar cómo el proyecto *La Rábida* puede impulsar la transición hacia el hidrógeno renovable

Para realizar este trabajo se ha recurrido al enfoque inductivo que consiste en una previa recogida de datos a partir de informes académicos, artículos y estudios científicos, comunicaciones de instituciones oficiales – tanto científicas, como gubernamentales o económicas -, e información de empresas que apoyan la descarbonización del sector. Una vez recopilada toda la información, se ha escogido una metodología cualitativa para contrastar la literatura existente, identificar posibles limitaciones de los modelos actuales y poder elaborar propuestas de mejora para la creación de un índice de hidrógeno renovable.

## **2. Marco teórico**

### **2.1. Hidrógeno renovable o verde: ¿en qué consiste?**

En primer lugar, es importante recalcar en qué consiste el proceso de descarbonización y cómo está relacionado con el hidrógeno renovable. Como su nombre indica, la descarbonización se caracteriza por la reducción de emisiones de carbono, principalmente dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), en la atmósfera. Estas emisiones denominadas emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) son consecuencia de la actividad humana y de la quema de combustibles para la producción de energía, fundamental para nuestro día a día. No obstante, dependiendo del origen de la actividad y de la industria, los gases existentes pueden variar, siendo los más comunes CO<sub>2</sub> y metano (Repsol, 2024). Consecuentemente, estos contribuyen al calentamiento global, siendo la principal causa de este y creando un reto global para individuos, empresas y organizaciones para crear un futuro más sostenible. Para lograrlo, es necesario encontrar nuevas fuentes o metodologías de producción energética menos contaminantes. Aquí es donde entra en juego el hidrógeno renovable, una alternativa energética que, como su nombre indica, deriva de energías renovables y no produce emisiones de CO<sub>2</sub>. Pero ¿cómo se produce realmente? ¿A qué industrias afecta más y de qué manera?

El hidrógeno es el elemento químico más abundante del planeta ya que se encuentra presente en el 75% de toda la materia de la Tierra (Repsol, 2024). Además, dada su versatilidad de aplicación en diferentes sectores y su capacidad de almacenamiento a largo plazo, esta alternativa energética es clave para la transición hacia una economía verde (Cossent et al., 2023). Sin embargo, el hidrógeno no se encuentra en solitario sino en compañía de otros elementos como el oxígeno, formando agua, o el carbono formando metano u otros compuestos orgánicos (Repsol, 2024). Por ello, existen métodos para la producción de hidrógeno más o menos respetuosos con el medio ambiente, costosos y/o complejos. El proceso de electrólisis es uno de ellos, consistente en separar las moléculas de agua en átomos de hidrógeno y oxígeno a partir de energía eléctrica. Pero para que este hidrógeno pueda ser considerado legalmente verde, todo el proceso de producción debe no ser dañino para el medio ambiente y cumplir con ciertos criterios.

Según la Directiva de Energías Renovables (RED), el Acto Delegado remitido a la Comisión de la UE y publicado el 13 de febrero de 2023 establece los criterios que debe cumplir la energía eléctrica utilizada por el electrolizador para que esta producción de hidrógeno sea considerada como legalmente verde. Con tal de que uno de los criterios se cumpla, la electricidad y por ende el hidrógeno producido serán considerados como legalmente verdes (Forschungsstelle für Energiewirtschaft<sup>1</sup>, 2023, p.13, citado por MibGas, 2024)<sup>1</sup>. En el [Anexo 9.1](#), se detallan los criterios para poder considerar la electricidad producida como totalmente renovable.

Cabe destacar que, al hablar de energías renovables, se hace referencia a aquellas que provienen de fuentes naturales, que son inagotables y no producen emisiones de GEI. De hecho, pueden llegar a reducir el 90% de las emisiones de CO<sub>2</sub> provenientes de la producción de energía. Estas energías renovables, también llamadas limpias, pueden clasificarse en distintos tipos según sus fuentes de energía primaria:

1. Hablamos de energía eólica cuando la fuerza del viento es el elemento principal. En este caso, la energía cinética de este se transforma en electricidad por medio de un aerogenerador eólico. Se distinguen luego energía eólica terrestre, *on-shore*, o marina, *off-shore* en inglés dependiendo de la ubicación de los aerogeneradores (Repsol, 2024).
2. La energía hidráulica o hidroeléctrica hace referencia a la que aprovecha la fuerza del agua, es decir, transforma la energía mecánica del agua en movimiento en energía eléctrica a través de centrales hidroeléctricas (Repsol, 2024).
3. Si la fuente de energía primaria es el sol, hablamos de energía solar fotovoltaica o solar térmica. La primera consiste en capturar la luz del sol a través de paneles solares fotovoltaicos y transformarla en electricidad, mientras que la segunda absorbe y capta el calor del sol por medio de colectores térmicos que transforman este calor en electricidad (Repsol, 2024).
4. Por el contrario, si se aprovecha el calor procedente del interior de la Tierra, hablamos de energía geotérmica. No obstante, esta fuente solo se encuentra en localizaciones con

---

<sup>1</sup> Forschungsstelle für Energiewirtschaft: Centro de Investigación de Economía Energética alemán formado por un centro de investigación reconocido a nivel nacional desde 1949 y una empresa de investigación mBh. (Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2023).

condiciones físicas concretas y se manifiesta mediante fuentes termales, géiseres o volcanes (Repsol, 2024).

5. También existen las denominadas energía de la biomasa y energía del mar, pero no vamos a profundizar en ellas en este trabajo (Repsol, 2024).

El proceso de electrólisis es por lo tanto uno de los principales métodos de producción energética sostenible y limpia. No obstante, a pesar de que puede parecer un proceso no muy complejo, existen variantes más o menos complejas y más o menos sostenibles que se expondrán más adelante en el trabajo.

## 2.2. Hoja de ruta España y Europa

En 2022, España produjo 2.810 toneladas de hidrógeno renovable equivalentes al 0,46% del total de hidrógeno consumido ese año. Además, hasta 2023, sólo el 1% de los sistemas para llevar a cabo los procesos de electrólisis se encontraba en fase operativa o en construcción, alcanzando una capacidad de electrólisis de 30 MW. No obstante, este 1% a escala nacional, representa un 4% de la capacidad operativa de electrólisis a nivel mundial. En otras palabras, la capacidad operativa de España es significativa a escala global (Cossent et al., 2023). Estos datos contrastan con los ambiciosos objetivos del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) que esperan alcanzar una potencia de electrólisis de 11GW de cara a 2030.

En España, el 89% de la demanda de hidrógeno proviene de la industria del refino para la transformación del petróleo crudo en bienes como la gasolina, diésel y combustibles, y de la producción de amoníaco (Cossent et al., 2023) para la producción de fertilizantes o amoníaco verde<sup>2</sup>. Plantas tradicionales pueden utilizar hidrógeno producido *in situ* mediante procesos como el reformado de metano con vapor, SMR por sus siglas en inglés (Morales, 2019) o el proceso de Haber-Bosch (Blázquez, 2024), pero muy contaminantes. El hidrógeno es por lo tanto un reactivo químico esencial en procesos industriales para la producción de bienes, pero dada la contaminación

---

<sup>2</sup> El amoníaco (NH<sub>3</sub>) presenta además mejores características para el transporte y almacenamiento del hidrógeno. La producción de amoníaco verde es por lo tanto un portador de hidrógeno verde clave (Blázquez, 2024).

de su producción *in situ*, el uso del hidrógeno verde a partir del proceso de electrólisis es clave para una transición energética sostenible en dichos sectores. De hecho, se espera que un 34% del hidrógeno gris consumido en el sector del refino podría descarbonizarse y un 64% en la industria de la producción de amoníaco. Como datos, en 2022 se consumieron alrededor de 480.000 toneladas y 66.000 toneladas de hidrógeno gris en los sectores del refino y producción de amoníaco respectivamente. Del mismo modo, se espera una descarbonización del aproximadamente 50% del metanol consumido en España, equivalente a unas 300.000 toneladas de metanol gris (Cossent et al., 2023).

Actualmente, según la Cátedra de Estudios sobre el Hidrógeno de la Universidad Pontificia de Comillas, entre España y Portugal hay 180 proyectos existentes o planificados para el desarrollo del hidrógeno renovable (ver Figura I).

	Total proyectos	Total Inversión	Total Capacidad electrólisis
Andalucía	32	4.766	4.254
Aragón	15	1.272	1.279
Asturias	9	450	3.710
Baleares	3	102	18
Canarias	4	111	24
Cantabria	1	5	0
Castilla la Mancha	19	1.223	707
Castilla y León	27	8.329	4.595
Cataluña	11	239	326
Extremadura	10	1.384	790
Galicia	10	1.194	1.024
La Rioja	6	274	110
Madrid	7	184	88
Murcia	3	1.047	656
Navarra	3	95	35
País Vasco	12	709	411
Valencia	8	1.737	1.931
<b>Total general</b>	<b>180</b>	<b>23.118</b>	<b>19.957</b>

Figura I. Tabla resumen proyectos para el desarrollo del hidrógeno renovable en España.

Fuente: elaboración propia basado en datos del Informe anual de la Cátedra Comillas de Estudios sobre el Hidrógeno, 2023

Se puede ver que Castilla y León es la comunidad autónoma que más invierte en el desarrollo de este nuevo vector energético. Andalucía, por otro lado, invierte 4.766 M €, equivalentes al 57% de la inversión de Castilla y León, y pretende alcanzar una capacidad de electrólisis similar a la de Castilla, mostrando el potencial de la zona y de sus inversiones. Además, de estos 180 proyectos, 68 están enfocados para utilizar el hidrógeno dentro de procesos industriales, ya sea para la producción de energía, la industria química, metalúrgica u otras (Cátedra de Estudios sobre el Hidrógeno, 2023). En efecto, “el sector industrial es el que más crece en número de proyectos” (Cossent et al., 2023) pero sólo un 3% de los proyectos existentes están en construcción (Cátedra de Estudios sobre el Hidrógeno, 2023).

El sector del transporte marítimo ha visto también un gran crecimiento respecto al número de proyectos puestos en marcha, convirtiéndose en un eje clave de la transición energética. De hecho, la producción de hidrógeno en este sector pasó de representar el 1,5% en 2022 a constituir el 12% en 2023. Esto se debe a la entrada de esta industria en el régimen de comercio de derechos de emisión de la unión europea EU-ETS que se explicará con más detalle más adelante. Asimismo, el potencial sistema de impuestos al carbono a nivel mundial impuesto por la Organización Marítima Internacional (IMO) acelera también las iniciativas para un desarrollo más sostenible en las cadenas de valor (Cossent et al., 2023). No obstante, del total de los proyectos existentes, solo un 9,2% están en operación o construcción, reflejando la escasa capacidad de los dispositivos actuales para llevar a cabo el proceso de electrólisis (Cátedra de Estudios sobre el Hidrógeno, 2023). Por ello, varias iniciativas y ayudas se están llevando a cabo tanto desde instituciones nacionales como europeas para fomentar la transición hacia una economía verde.

A nivel europeo, la UE tiene una posición relevante ya que ayuda en la financiación de proyectos nacionales y locales a través de distintas vías: subsidios derivados de planes de recuperación, fondos procedentes de subastas o a través de instituciones creadas para ese fin. Cabe destacar que estas ayudas forman parte del REPower EU Plan que surge como respuesta a la crisis de dependencia energética tras la guerra en Ucrania (Cossent et al., 2023). Desde la UE se financian por lo tanto:

- el Fondo de Innovación, el cual realiza junto con el Banco Europeo de Hidrógeno subastas para desarrollar tecnologías innovadoras industriales y de energías renovables y fomentar así la producción de hidrógeno verde a nivel nacional. Este se subvenciona con los ingresos

obtenidos por el régimen de comercio de derechos de emisión de la Unión Europea EU-ETS (Cossent et al., 2023).

- El nuevo Banco Europeo de Hidrógeno creado en septiembre de 2022 para promover el desarrollo de un mercado del hidrógeno, fomentando así la inversión en tecnologías e infraestructuras (Cossent et al., 2023). Como se ha mencionado anteriormente, el Banco Europeo del Hidrógeno realiza subastas para el apoyo de proyectos nacionales de desarrollo de hidrógeno verde. La última tuvo lugar el pasado 3 de diciembre de 2024 y España recibió entre 280 M€ y 400 M€, parte también de su Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR). El total de la subasta recogió alrededor de 2 mil M€ repartidos entre España, Lituania y Austria (European Commission, 2024).
- Del mismo modo, tras la crisis del COVID-19, se crearon los fondos NextGenerationEU para la recuperación económica de los Estados Miembros de la UE, que, junto con los fondos del REPower EU Plan, financian los distintos Proyectos Estratégicos para la Recuperación y Transformación Económica (PERTE) a nivel nacional. Uno de ellos es el PERTE ERHA, un programa de estímulo para el desarrollo del hidrógeno renovable a través de medidas de apoyo directas de energías renovables, hidrógeno renovable y almacenamiento que obtuvo 150 M€ en la segunda convocatoria a finales de julio de 2023 (Cossent et al., 2023).
- Existen también otros acuerdos bilaterales entre la Comisión Europea y gobiernos nacionales como el acuerdo con Egipto y Namibia durante la COP27 o el de Japón, que ambos tuvieron lugar en 2022 para impulsar el uso de tecnologías y energías más sostenibles (Cossent et al., 2023).
- Finalmente, durante la COP29 se recalcó la importancia de la financiación climática, concluyendo que los países en desarrollo deberán entregar 300 mil millones de dólares anuales a los países en desarrollo hasta 2035 para reducir los GEI (Naciones Unidas, s.f.).

Además, al igual que en Europa estas ayudas surgen como respuesta a la crisis de dependencia energética tras la guerra en Ucrania, en Estados Unidos surge el *Inflation Reduction Act (IRA)* en 2022 para hacer frente al déficit presupuestario, inflación y cambio climático. De hecho, de entre estas medidas, destacan:

- la inversión de 370 mil millones de dólares para reducir en un 40% las emisiones de GEI respecto a los niveles de 2005 (Room, 2022).
- La ampliación de la Ley de Inversión en Infraestructuras y Empleo aprobada en noviembre de 2021 que destinó 9,5 mil millones de dólares al hidrógeno limpio (Villegas, 2023).

Asimismo, existen también otros acuerdos climáticos internacionales como el Acuerdo de París en 2015 que busca limitar el aumento de la temperatura global a 1,5 grados Celsius con respecto a los niveles preindustriales (Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, s.f.). No obstante, con la vuelta de Trump a la Casa Blanca y el anuncio de retirada de Estados Unidos de dicho tratado, así como de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, las negociaciones sobre el cambio climático y el avance de la transición energética se encuentran en un punto incierto (Human Rights Watch, 2025).

Además, como recalca el Informe realizado por la Cátedra de Estudios sobre el Hidrógeno de la Universidad Pontificia Comillas, hay muchas más ayudas para promover la producción de hidrógeno que para fomentar la demanda. Este desajuste podría tener importantes consecuencias en el desarrollo de un mercado de hidrógeno verde sostenible. Al incentivar más el lado de la oferta, podría haber una sobreproducción traducida en inversiones y recursos malgastados. Del mismo modo, si no se impulsa la demanda del hidrógeno verde, los productores dependerán de subsidios gubernamentales o institucionales, disminuyendo la autonomía del sector y confianza del mercado. Asimismo, del lado de la demanda, dados los altos costos iniciales que puede requerir esta transición energética y sin incentivos que apoyen estas iniciativas, la industria podría seguir recurriendo al uso del hidrógeno gris. Por ello, en febrero del 2023, el Plan Industrial del Pacto Verde recalca que es responsabilidad nacional el fomento de la demanda. A su vez, el Mercado Ibérico del Gas (MIbGas) lanzó el 15 de noviembre de 2024 la primera subasta para la compra de hidrógeno renovable en el mercado ibérico. Esta va dirigida a todas las empresas a nivel nacional e internacional que buscan adquirir hidrógeno verde. Esta iniciativa permite establecer una primera referencia de cuánto están las empresas dispuestas a pagar por un volumen de suministro de hidrógeno renovable específico durante una duración concreta (Mercado Ibérico del Gas, 2024). Es por lo tanto un primer paso para poder establecer un índice de referencia para el mercado español de hidrógeno renovable.

### **2.3. El papel crucial de un índice de referencia**

Por todo ello, es muy importante establecer un precio de referencia para el hidrógeno verde y cualquier producto nuevo en general que vaya a entrar en el mercado. La falta de regulación, normativas concretas y por ende, referencias clave, conlleva desconfianza en el mercado, y sin confianza, no se puede establecer ningún tipo de relación comercial y desarrollar por lo tanto un mercado sostenible a largo plazo. Esta falta de confianza se debe principalmente a la transparencia que aporta el índice, es decir, el hecho de que todas las partes interesadas, inversores, compradores, vendedores, gobiernos, competidores, puedan tener a su alcance un precio “justo” y utilizarlo en la toma de decisiones. En la misma línea, este precio base impulsa la competitividad del sector, buscando siempre una mayor eficiencia y menores costes.

### **2.4. España: posición privilegiada para el desarrollo del H<sub>2</sub> renovable**

Como menciona Maarten Wetselaar, el CEO de Cepsa, ahora Moeve: “España tiene una posición ideal para convertirse en líder mundial en la producción y exportación de hidrógeno verde, dada su ubicación estratégica, la abundante generación de energías renovables, y sus sólidas infraestructuras energéticas y puertos clave, como los de Algeciras y Huelva.” (2024). Estas características ayudan por lo tanto también a establecer un índice de referencia para el hidrógeno verde. A continuación, se detallan dichas características:

#### **1. Gran acceso a fuentes de energía renovable:**

Más del 80% del coste de la producción de hidrógeno verde se debe al coste de la electricidad renovable. “Cuanta más energía renovable esté disponible, más horas al día y más días al año se podrá operar el electrolizador.” (Cossent et al., 2023). Por esa razón, es fundamental tener acceso a fuentes de energía renovable tanto solar como eólica. Andalucía es una de las regiones más competitivas y eficientes del mundo para la producción de

hidrógeno verde dada su capacidad de generar energía eólica y solar fotovoltaica, como se puede ver en la Figura II.



*Figura II. Mapa factores de capacidad de generar energía solar y eólica en España.*

*Fuente: Informe anual de la Cátedra Comillas de Estudios sobre el Hidrógeno, 2023*

Asimismo, España cuenta con una infraestructura industrial bien desarrollada y acceso directo al mar, condiciones óptimas para el desarrollo de proyectos de hidrógeno verde competitivos a gran escala y alcanzar una menor dependencia energética (Moeve Global, 2022).

## 2. Posición geográfica estratégica:

Parte del Pacto Verde Europeo, la Unión Europea tiene como objetivo ser neutra en carbono de cara a 2050. Del mismo modo, con el Plan REPower EU, Europa busca ser energéticamente independiente. Para ello, es necesario conectar las zonas de producción de hidrógeno renovable del sur a partir de energía solar principalmente, con las del norte de energía eólica, a las principales áreas de consumo (H2Med, 2025).

El corredor H2med que conecta el puerto de Barcelona con el de Marsella, será el primer corredor de hidrógeno verde de la Unión Europea, impulsado por Enagás y TSOs<sup>3</sup> de Francia. Asimismo, contará también con una conexión entre Portugal y España con una capacidad máxima de 0,75 Mt hidrógeno al año. De esta forma, a partir de 2030, la Península Ibérica y en especial España, contará con una capacidad de exportación de alrededor de 2 Mt de hidrógeno verde (Enagás, 2025).

Asimismo, Moeve está trabajando junto con el puerto de Róterdam para exportar el hidrógeno verde producido en Andalucía, en especial en las provincias de Huelva y Cádiz, desde el puerto de Algeciras al norte de Europa. Esta distribución se hará a través de productos como el amoníaco o el metanol. El desarrollo de este corredor de hidrógeno verde es clave para la transición energética ya que el puerto de Algeciras es el primer puerto de España, el cuarto de Europa y centro estratégico entre Europa y Asia; mientras que el de Róterdam gestiona el 13% de la demanda energética europea (Moeve Global, 2022).

### 3. Empresas pioneras en el desarrollo de este producto:

Repsol fue la primera empresa del sector que apoyó el Protocolo de Kioto, firmado en 1997 pero que entró en vigor en 2005, con el objetivo de que los países industrializados reduzcan sus emisiones de GEI. Además, en 2019 ya anunció que buscaba alcanzar la neutralidad de carbono cero de cara a 2050, utilizando el hidrógeno verde como uno de sus vectores clave. Estas decisiones han sido clave para influenciar a otras empresas del sector tanto de España como de Europa. Del mismo modo, empresas como Moeve y Enagás anteriormente mencionadas, o Endesa e Iberdrola, están realizando importantes inversiones en proyectos para la descarbonización del sector.

Todo ello, hace que España cuente con una sólida infraestructura energética, que facilita la producción, almacenamiento y transporte del hidrógeno verde, y por ende, el desarrollo de un índice de referencia.

---

<sup>3</sup> TSO: Transmission System Operators hace referencia a las entidades que gestionan, operan y garantizan el transporte de electricidad o gas en Francia.

## 3. Situación actual hidrógeno renovable en España

### 3.1. Producción hidrógeno

Alrededor de 100 países se han comprometido a alcanzar el objetivo de *net-zero carbon emissions* y España es uno de ellos. Para ello, la transición tecnológica va a ser un pivote importante a la hora de impulsar la transición energética dado que la combinación del uso de IA y energías renovables hace que todo el proceso de producción y distribución del hidrógeno sea más eficiente y responsable con el medio ambiente. No obstante, primero hay que diferenciar las distintas clasificaciones que puede tener el hidrógeno según de su fuente de producción:

- Hidrógeno gris: el cual hace referencia a la producción de H<sub>2</sub> a partir de hidrocarburos como el gas natural o el carbón sin CCUS (Carbon Capture, Utilization and Storage), es decir sin capturar ni almacenar el CO<sub>2</sub> producido durante la producción de H<sub>2</sub>.
- Hidrógeno azul: producido a partir del H<sub>2</sub> gris, pero incluyendo los CCUS y reduciendo entonces las emisiones de carbono en la atmósfera.
- Hidrógeno verde: generado a partir del proceso de electrólisis anteriormente explicado (Zhang et al., 2024).

En este caso nos vamos a centrar en los distintos métodos de producción del H<sub>2</sub> verde.

#### 3.1.1. Conexión a la red

El primero de ellos es la producción de H<sub>2</sub> verde conectada a la red. En este caso, el electrolizador está directamente vinculado a una red eléctrica a través de varias vías. La primera sería mediante un acuerdo de compra de energía, también llamado *Power Purchase Agreement* (PPA) por sus siglas en inglés. En este caso, la producción está limitada por un máximo de horas de uso del electrolizador firmadas en el contrato. También existe la posibilidad de adquirir energía eléctrica comprándola en el mercado directamente. Esta opción no limita las horas de funcionamiento del electrolizador, pero, por consiguiente, aumenta el uso durante las horas de mayor demanda y por lo tanto de precios más elevados. Finalmente, la última alternativa consiste

en combinar ambas opciones aprovechando la estabilidad y previsibilidad de los contratos PPA y complementándola con la compra de energía en picos de alta demanda (Cossent et al., 2023).

### **3.1.2. Operación en isla**

Este segundo método de producción de H<sub>2</sub> verde a partir del proceso de electrólisis se denomina Operación en Isla y consiste en la obtención de electricidad para la puesta en funcionamiento del electrolizador a partir de fuentes de energía renovables. Este método garantiza la producción de H<sub>2</sub> considerado como legalmente verde, siempre y cuando la planta que lo suministra cumpla con el criterio de adicionalidad. No obstante, este método requiere de una alta inversión inicial por la construcción de una nueva planta. Asimismo, al tener un número de horas de uso limitadas por la fuente de energía renovable, el CAPEX inicial es elevado, al igual que en el primer caso de producción a la red a través de contratos PPA. Además, la operación en isla cuenta con restricciones de espacio por la proximidad a fuentes de energía renovable y necesidad de espacio adicional para el almacenamiento de exceso de H<sub>2</sub> producido (Cossent et al., 2023).

### **3.1.3. Híbrido**

Finalmente, la producción híbrida combinaría la producción con conexión a la red con la de operación en isla. Este método aporta mayor flexibilidad en cuanto a las horas de uso, obteniendo un CAPEX menor. Además, al estar conectado también a la red eléctrica, puede obtener los ingresos adicionales del suministro de servicios auxiliares a la red eléctrica principal en momentos de alta demanda (Cossent et al., 2023).

A continuación, resumimos las distintas vías de producción del H<sub>2</sub> verde a partir del proceso de electrólisis con sus respectivas ventajas e inconvenientes.

	Conexión a la red: contratos PPA	Conexión a la red: compra en mercado	Conexión a la red: mix	Operación en isla	Híbrido
Horas suministro	<b>Limitadas</b> por contrato PPA	Ilimitadas	<b>Flexible</b>	<b>Limitadas</b> por fuente energía renovable	<b>Flexible</b>
Certificado H <sub>2</sub> renovable	Planta debe cumplir <b>criterio adicionalidad</b>	Depende del H <sub>2</sub> comprado	Fácil obtención	Planta debe cumplir <b>criterio adicionalidad</b>	Red eléctrica debe cumplir con <b>criterio adicionalidad</b>
Espacio requerido	<b>Pequeño</b>	<b>Pequeño</b>	<b>Pequeño</b>	<b>Muy grande:</b> necesita planta + electrolizador + almacenamiento	<b>Grande:</b> necesita planta + electrolizador
Trámites administrativos	<b>Altos:</b> costes de peajes	<b>Altos:</b> costes de peajes	<b>Altos:</b> costes de peajes	No hay trámites por peajes, pero sí por <b>evaluación impacto ambiental</b>	<b>Altos:</b> costes de peajes + evaluación impacto ambiental
Coste inicial (CAPEX)	<b>Alto:</b> por el límite de horas de uso	<b>Bajo</b>	<b>Disminuyen</b> a medida que aumentan las horas de uso	<b>Muy alto:</b> alta inversión inicial y horas de uso limitadas	<b>Disminuyen</b> a medida que aumentan las horas de uso
Costes operativos (OPEX)	<b>Bajos</b>	<b>Altos:</b> compra en alta demanda	<b>Aumentan</b> con las horas de usos	<b>Mayores</b> que CAPEX	<b>Aumentan</b> con las horas de usos
Ingresos adicionales	<b>Sí:</b> servicios auxiliares al mercado	<b>Sí:</b> servicios auxiliares al mercado	<b>Sí:</b> servicios auxiliares al mercado	<b>No hay:</b> no está conectado a la red <b>principal</b>	<b>Sí:</b> servicios auxiliares al mercado

Figura III. Tabla resumen de los distintos métodos de producción de H<sub>2</sub> verde a partir del proceso de electrólisis.

Fuente: elaboración propia basado en datos del Informe anual de la Cátedra Comillas de Estudios sobre el H<sub>2</sub>, 2023

Esta tabla puede ayudar a escoger el método de producción de H<sub>2</sub> según la industria demandante y su estructura de ingresos y costes correspondiente. De igual manera, facilita la previsión de generación de flujos de caja futuros y el impacto en la rentabilidad de la empresa.

### 3.2. Localización demanda hidrógeno en España

Otro elemento importante que hay que tener en cuenta a la hora de desarrollar y poner en el mercado un nuevo producto es averiguar dónde está localizada la demanda de dicho producto. Esta información es crucial ya que ayuda en la optimización de recursos y costes durante todo el proceso productivo. Del mismo modo, es una parte esencial en la identificación del mercado

objetivo para adaptar el producto a las condiciones económicas, sociales, regulatorias y políticas. En nuestro caso, es esencial identificar este factor ya que, a parte de todos los costes mencionados anteriormente relacionados con la producción, distribución y comercialización del H<sub>2</sub> verde, uno de los más significativos es el de transporte. Por eso mismo, conocer las localizaciones de mayor demanda potencial es crucial para minimizar costes.

El suministro puede ser a escala nacional o internacional, pero en nuestro caso nos vamos a centrar en la distribución dentro de España. Según el Informe realizado por la Cátedra de Estudios sobre el Hidrógeno de la Universidad Pontificia Comillas, “el 89% de la demanda actual de hidrógeno en España proviene de la industria del refino y de la producción de amoniaco.”. Asimismo, las hidrogeneras, o estaciones de repostaje de hidrógeno son también grandes consumidores de H<sub>2</sub> como su nombre indica. Estas almacenan H<sub>2</sub> comprimido en tanques de alta presión y lo suministran como combustible al sector del transporte. Cabe destacar que el hidrógeno presente en los tanques se produce *in-situ* a partir de electrolizadores, por lo que toda la cadena de producción se vuelve menos contaminante. Existen por otro lado las hidrolíneas, que funcionan también como estaciones de dispensador de hidrógeno, pero la diferencia radica en que el hidrógeno suministrado llega en camión, aumentando el coste total (Cossent et al., 2023).

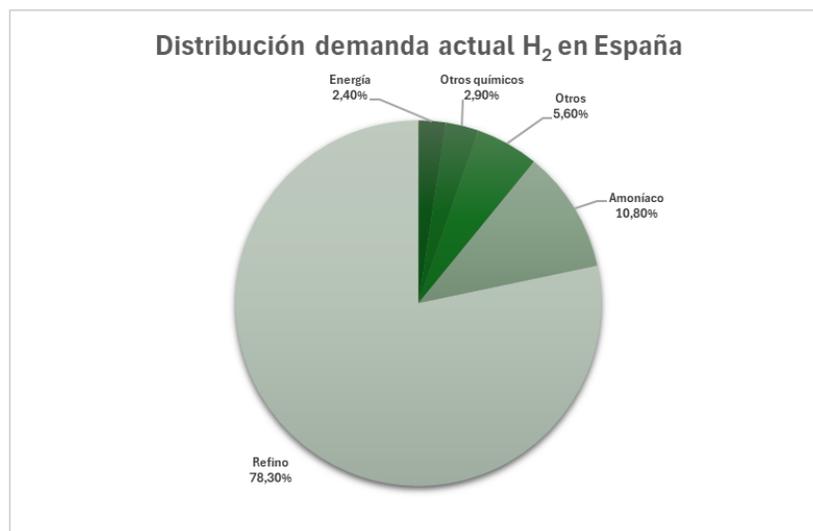


Figura IV. Diagrama distribución demanda actual H<sub>2</sub> en España.

Fuente: elaboración propia basado en datos del Informe anual de la Cátedra Comillas de Estudios sobre el Hidrógeno, 2023

### 3.3. Estudio de caso Valle de Hidrógeno Andalucía: proyecto *La Rábida*, Huelva

Como se ha mencionado, la industria del refino es el principal demandante de hidrógeno en España. La Asociación Española de Operadores de Productos Petrolíferos (AOP) es la encargada de representar, comunicar y distribuir los distintos productos finales derivados del sector del refino a la sociedad. En concreto, España cuenta con nueve refinерías de petróleo asociadas a la AOP ubicadas en San Roque-Cádiz, Muskiz-Bilbao, Cartagena, Castellón, A Coruña, Huelva, Puertollano y Tarragona (Asociación Española de Operadores de Productos Petrolíferos, 2019).



*Figura V. Mapa localización de las nueve refinерías de petróleo asociadas a la AOP en España.*

*Fuente: elaboración propia con apoyo de ChatGPT y basado en datos de la Asociación Española de Operadores de Productos Petrolíferos (2019)*

Como podemos ver, dos de ellas se encuentran en Andalucía. Este es un dato relevante porque indica que dicha comunidad autónoma reúne una importante parte de la demanda de hidrógeno, 40% del hidrógeno consumido en España (Moeve Global, 2024). Asimismo, dado que

Andalucía cuenta con las características y condiciones específicas para el desarrollo de energías renovables, en particular eólica y solar fotovoltaica, la combinación de ambos elementos hace que la transición energética hacia el hidrógeno verde en esa región sea una oportunidad y pueda convertir Andalucía en un referente en la producción de hidrógeno renovable.

De hecho, el desarrollo del Valle Andaluz del Hidrógeno Verde impulsado por Moeve es uno de los proyectos más ambiciosos de hidrógeno renovable de España y Europa. La inversión de 3.000 M € tiene como objetivo alcanzar una capacidad de electrólisis de 2 GW entre las dos plantas de producción situadas en Huelva y Cádiz, 66% más que la capacidad disponible en 2023 en España, y producir hasta 300.000 toneladas de H<sub>2</sub> verde al año (Moeve Global, 2024). En específico, el proyecto La Rábida situado en Palos de la Frontera en la provincia de Huelva recibirá 100 M€ de inversión de Moeve para la creación de un nuevo muelle, así como para el desarrollo de una nueva planta de desarrollo de H<sub>2</sub> verde capaz de producir más de 2,5 Mtn de biocombustibles a partir de 2030. Esta iniciativa, que se espera que esté operativa entre 2026 y 2027, permitirá ampliar las instalaciones de producción y almacenamiento de H<sub>2</sub> verde de la zona y conectar el Sur de España con el puerto de Róterdam, creando el principal corredor de hidrógeno verde de Europa (Círculo de Empresas Andaluzas de la Construcción, Consultoría y Obra Pública, 2023). Del mismo modo, permitirá el suministro de energía renovable con Francia y Alemania a través de hidroductos internos que partirán desde Róterdam, proporcionando un mayor suministro de H<sub>2</sub> al resto de Europa, y en especial a los países europeos que buscan alcanzar la neutralidad climática. Este proyecto es por lo tanto clave para la transición hacia una energía más verde.

## 4. Fundamentos de un índice de precios

Pero esta transición energética no es posible sin establecer previamente un índice de precios de referencia. Este es clave para proporcionar transparencia en el mercado, generar confianza en los inversores y permitir la predictibilidad de precios y por ende viabilidad de proyectos. Sin todos estos elementos, la liquidez del mercado del H<sub>2</sub> verde no estaría asegurada.

### 4.1. ¿Qué mide un índice?

¿Pero qué mide un índice realmente? En primer lugar, es esencial entender que, en la creación de un índice de precios entran en juego tanto el lado de la demanda como el de la oferta, es decir, el precio máximo al que un comprador está dispuesto a pagar por el activo, denominado *Bid Price*, y el precio mínimo al que un vendedor está dispuesto a vender ese mismo activo, *Ask Price*. La diferencia entre ambos precios, llamada *Spread*, permite conocer el grado de madurez del mercado y por lo tanto de liquidez.

Cuando hablamos de liquidez, nos referimos a la capacidad que tiene un mercado de convertir instantáneamente un activo en efectivo minimizando los costes de transacción. En consecuencia, en un mercado líquido nos encontraríamos con un gran número de productos y contratos estandarizados y por ende de transacciones. Por el contrario, en un mercado ilíquido, el número de transacciones es mucho menor y se necesitan mecanismos de ayuda para acceder al activo dada la falta de regulación e información y/o ineficiencia de la tecnología. Todo ello incrementa el *Spread* entre el *Ask Price* y *Bid Price* (Aitken y Comertn-Forde, 2003).

Un índice, recopila por lo tanto datos de precios de compra y venta de un activo ponderados por el volumen de la transacción. Cuánto más maduro sea el mercado, menor será el *Spread* y el valor del índice reflejará mejor el valor real del precio del H<sub>2</sub> verde en este caso. Como se ha mencionado anteriormente, en un mercado emergente el volumen de transacciones es pequeño, pero a medida que el mercado se vuelve más líquido, significa que hay más compradores (MIBGAS, 2024). Este aumento de demanda incrementa la competencia por adquirir el bien, por

lo que, como en una subasta, el *Bid Ask* aumentará. Del mismo modo, al haber más vendedores, se produce un incremento de la oferta, por lo que los compradores buscarán la oferta más competitiva, de allí que el *Ask Price* disminuya y que el *Spread* se reduzca.

## 4.2. Componentes del *Ask Price* and *Bid Price*

En el caso del mercado del H<sub>2</sub> verde, los componentes del *Ask Price* vendrían definidos por el *Levelised Cost Of Hydrogen* (LCOH) que permite estimar el costo promedio de producción de 1 unidad de H<sub>2</sub> durante toda la vida útil de una planta. Esta herramienta tiene en cuenta todos los costes involucrados: inversión inicial, costos operativos, de mantenimiento, de suministro, así como factores extra que pueden variar dependiendo de la planta, región o proyecto, y los unifica en un solo valor expresado en \$/kg. Los LCOH permiten entonces evaluar y comparar diferentes tecnologías y métodos de producción de H<sub>2</sub> tanto a nivel nacional como internacional y estudiar la viabilidad de un proyecto (European Hydrogen Observatory, s.f.). Su fórmula simplificada sería:

$$LCOH = \frac{\sum_{t=1}^T (CAPEX + OPEX + \text{costes suministro} + \text{costes extra})}{\text{unidades estimadas de H2 producido}}$$

Cabe recordar que el coste de CAPEX representa el valor actual de todos los costes directos incurridos antes del inicio del proyecto, incluyendo los costes del estudio preliminar, compra de maquinarias y todos los costes para la puesta en funcionamiento de la instalación. Los OPEX en cambio incluyen todos los costes anuales relacionados con la operación y mantenimiento de la planta y los REPEX indican los costes de sustitución, dependiendo de las vidas útiles de los bienes (Akimov, Gray y Rezaei, 2024). Por ende, todos los costes incurridos en el futuro deben ser llevados a valor presente gracias a la tasa de descuento, WACC, que depende del coste de la deuda y de capital, *cost of debt* y *cost of equity*. Se llegaría entonces a la siguiente fórmula simplificada de los LCOH, con T la duración del proyecto en años.

$$LCOH = \frac{\left( CAPEX + \sum_{t=1}^T \left( \frac{OPEX + REPEX}{(1 + WACC)^t} \right) \right)}{\sum_{t=1}^T \frac{(\text{unidades estimadas de H}_2 \text{ producido durante } T)}{(1 + WACC)^t}}$$

La estructura de capital es entonces esencial a la hora de evaluar las distintas alternativas y combinaciones para financiar un proyecto. La financiación propia, es decir a partir del *equity*, es más costosa que la ajena, y por ello, un mayor uso de la deuda puede ayudar a reducir el WACC, y por consiguiente a reducir los LCOH. Asimismo, cuanto mayor sea la vida útil de los electrolizadores, menores serán los costes de reemplazo o REPEX, y por lo tanto los LCOH. Según este estudio, se recomienda que los electrolizadores tengan una vida útil de al menos la mitad de la duración del proyecto, es decir, alrededor de unos 20 años. Además, se puntualiza que las unidades de H<sub>2</sub> producidas disminuirán a una tasa TDR (*Total Degradation Rate*) a lo largo de la vida útil de la planta por el uso de esta (Akimov et al., 2024).

En cuanto a la estimación del *Bid Price*, este vendría determinado por el coste de sustitución para los compradores u *offtakers*; es decir, cuánto les costaría adquirir la cantidad de energía equivalente a la producida con H<sub>2</sub> verde pero a partir de una fuente alternativa como podrían ser el metano, el hidrógeno gris, el amoníaco o el metanol. Sin embargo, este trabajo está solamente enfocado en los costes de sustitución del H<sub>2</sub> gris el cual incluye insumos actuales como la mano de obra, materias primas, maquinaria, energía, capital, costes OPEX o el coste de sustitución de equipos (MIBGAS, 2024).

La primera valoración del precio, tanto para el *Ask* como para el *Bid Price*, está basada en una metodología *Cost-Based Pricing*. Esta permite estimar las posibles transacciones que podrían ocurrir en el mercado, y a su vez, estimar el precio de transacciones *Over The Counter* (OTC) que incluyen instrumentos financieros como futuros y derivados. Los precios de estos contratos se basan en las expectativas de evolución del precio del activo subyacente, por lo que permitirían llegar a una estimación del precio del H<sub>2</sub> verde centrado en el valor percibido por el cliente. Sería una metodología de *Value-Based Pricing* (MIBGAS, 2024).

### 4.3. Situación actual

El 16 de diciembre de 2024, el Mercado Ibérico del Gas también denominado MIBGAS, publicó el primer índice ibérico del precio del H<sub>2</sub> verde basado en una metodología de *Cost-Based Pricing*, el MIBGAS IBHYX. Ese día, la cotización cerró en 5,85€/kg, equivalente a 148,36€/MWh. No obstante, este precio refleja solamente el lado de la oferta, es decir el *Ask Price* definido por el coste de producción del H<sub>2</sub> renovable. Este indica el precio mínimo al que un productor está dispuesto a vender H<sub>2</sub> verde producido en una planta de electrólisis que cumple con la normativa europea para obtener hidrógeno RFNBO, *Renewable Fuel of Non Biological Origin* (MIBGAS, 2024). A pesar de que ha sido el primer índice a nivel nacional, ya existían otros índices como el CEGH GreenHydrogen Index desarrollado por el Central European Gas Hub (ECGH) en Austria que proporciona información del mercado del gas en Europa, o, los Índices de Platts y Argus que proporcionan información de precios sobre los mercados de energía y *commodities* a nivel global.

Para determinar el grado de liquidez del mercado actual, es necesario conocer también el precio máximo al que un *offtaker* está dispuesto a obtener H<sub>2</sub> renovable, es decir el *Bid Price*.

## 5. Cálculo del *Bid Price*

### 5.1. Costes de sustitución

Como se ha explicado anteriormente, el *Bid Price* representa el precio máximo que los consumidores estarían dispuestos a pagar por el H<sub>2</sub> renovable, siendo económicamente competitivo en comparación a su alternativa, el H<sub>2</sub> gris. Para ello, los principales factores que se tienen en cuenta son:

- Inversiones necesarias para adaptar las instalaciones al uso del H<sub>2</sub> verde: CAPEX inicial
- Coste energético para la producción de H<sub>2</sub> verde a través de las distintas vías de electrólisis anteriormente mencionadas
- Coste de las materias primas, es decir de los insumos necesarios para la producción de H<sub>2</sub> renovable
- Coste de los derechos de emisión
- Penalizaciones regulatorias por exceso de CO<sub>2</sub> emitido (MIBGAS, 2024).

Una vez tenemos estimado este coste de producción del H<sub>2</sub> verde se compararía con el coste del H<sub>2</sub> gris. El objetivo es que el precio del H<sub>2</sub> verde se acerque lo máximo posible al del H<sub>2</sub> gris para que pueda ser competitivo y utilizarlo como fuente de energía.

Cuando se habla de penalizaciones regulatorias se hace referencia al sistema de comercio de emisiones establecido por la UE para reducir las emisiones de GEI y cumplir con los objetivos del protocolo de Kyoto de la UE el cual establece un límite máximo de emisiones de GEI por participante (Carmona, Fehr y Hinz, s.f.). Este control se obtiene gracias a los derechos de emisión, o permisos de carbono, llamados *European Union Allowances* (EUA) en inglés, que permiten emitir una tonelada de CO<sub>2</sub>, o su equivalente en otros GEI. Los derechos de emisión pueden obtenerse gratuitamente o a través de subastas si se ha alcanzado el límite máximo y se desea adquirir más, suponiendo un coste adicional para el comprador e incentivándole a minimizar los GEI. Del mismo modo, si un participante ha emitido más CO<sub>2</sub> del establecido y no ha adquirido derechos adicionales, deberá pagar una penalización (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, s.f.).

## 5.2. Coste derechos de emisión

En cuanto al coste de los derechos de emisión, su precio dependerá de los costes de reducción, es decir de los gastos asociados con la implementación de medidas para disminuir las emisiones de GEI, que dependerán a su vez del objetivo de las estrategias, es decir si son:

- a corto plazo, como puede ser un cambio de combustible sin inversión inicial o una suspensión temporal de la producción
- o si al contrario se trata de estrategias más a largo plazo enfocadas en la optimización de instalaciones contaminantes o altas inversiones en proyectos sostenibles.

Las estrategias a largo plazo tienen más incertidumbre en cuanto a la realización del proyecto y reducción final de emisiones, y por ello, la estimación de sus costes de reducción se modela de forma estocástica, aleatoria. No obstante, también hay que tener en cuenta la parte a corto plazo que consiste en calcular la cantidad de emisiones que hay que reducir para cumplir con los objetivos establecidos (Carmona et al., s.f.). Estos costes a corto plazo denominados *abatement costs*, son más fáciles de estimar según el estudio *Optimal stochastic control and carbon price formation* de la Universidad Nacional de Singapur.

## 5.3. *Abatement y Switching cost*

Recordamos que los *abatement costs* hacen referencia a los costes asociados con el cambio de combustible. Para simplificar el modelo, se supone que los precios de los combustibles son fijos y por ende cada nueva medida para reducir las emisiones de GEI supone un coste mayor o igual. De allí que las curvas de costos marginales, *marginal abatement cost curves*, sean no lineales, constantes o crecientes. Sin embargo, dada la variabilidad e incertidumbre en los precios de combustibles y tecnologías disponibles, las curvas deberían modelarse también de forma estocásticas, manteniendo la estructura fija anterior. En el estudio de la Universidad Nacional de Singapur se ilustra el cambio de combustible del carbón al gas natural para la generación de energía eléctrica. Cabe destacar que el mercado del gas puede servir como referencia para estudiar el modelo de precios del hidrógeno renovable ya que tienen estructuras similares: ambos funcionan

como vectores energéticos, requieren de inversiones de capital intensas y pueden transportarse y almacenarse a través de gasoductos. Además, al igual que el gas natural licuado (GNL) facilita el transporte del gas natural, el amoníaco sería el equivalente y facilitaría la distribución del hidrógeno verde (Cossent et al., 2023). Hay que tener en cuenta también que el precio de los derechos de emisión viene influenciado por un equilibrio de mercado, es decir por la oferta y demanda de estos derechos que depende a su vez de las políticas ambientales implementadas, así como de la disponibilidad de energías renovables. A su vez, factores climáticos afectan también el consumo de energía, lo que a su vez influye en la cantidad de GEI emitidos y de derechos de emisión necesarios. Todo ello explica la fluctuación de precios del mercado de emisiones (Carmona et al., s.f.).

Por otro lado, el estudio *Optimal stochastic control and carbon price formation* de la Universidad Nacional de Singapur indica que el mayor recurso para reducir las emisiones de carbono es el *fuel switching cost*, cambio de combustible, del carbón al gas en este caso, que involucra el modelo de precios de las materias primas, es decir de los combustibles (Carmona et al., s.f.). Por ello, el precio del gas y por ende del hidrógeno verde, podría aproximarse al modelo de precios del *fuel switching cost* que este se asimila al modelo de precios de los *abatement costs*. El *fuel switching cost* viene representado al final de forma implícita en los factores inicialmente mencionados ya que:

- implica costes para adaptar las infraestructuras al uso del H<sub>2</sub> verde
- se observan variaciones en el coste energético dadas las diferentes vías de producción de energía; en este caso por los procesos de electrólisis
- involucra un coste de materias primas diferente: por la vía de electrólisis sería el agua
- puede requerir menores costes de derechos de emisión y penalizaciones regulatorias por menores emisiones de GEI.

Con todo ello, se llegaría a un precio que debería acercarse lo máximo posible al coste de las alternativas energéticas para que el H<sub>2</sub> renovable pueda ser considerado como un sustituto. No obstante, dados ciertos factores de mercado y barreras económicas anteriormente mencionados, todavía no hay un *Bid Price* bien definido.

## **6. Estudio de caso del proyecto *La Rábida* situado en Huelva**

Por ello, en este trabajo se analiza el impacto que pueden tener los valles de hidrógeno en la creación de un índice de precios a través de la transparencia y estandarización de información. Los clústeres de hidrógeno renovable cuentan con diversas ayudas del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, MITECO, para descarbonizar sectores industriales como el transporte pesado o las industrias siderúrgicas y químicas a gran escala. De hecho, dichas iniciativas buscan integrar todas las etapas de la cadena de valor del hidrógeno - producción, almacenamiento y distribución - en una misma área para proporcionar un suministro más sostenible, eficiente, seguro y competitivo. Asimismo, contribuyen al cumplimiento de los objetivos del RePower EU plan y de la Hoja de Ruta del Hidrógeno Renovable que buscan alcanzar una capacidad de electrólisis de 4 GW para una menor dependencia de los combustibles fósiles. Todo ello hace que estos valles se conviertan en un atractivo para los inversores fortaleciendo el desarrollo de un índice de precios (Gobierno de España, 2024).

### **6.1. Puesta en situación: Valle del Hidrógeno Andaluz**

En particular, el Valle de Hidrógeno de Andalucía es uno de los proyectos de H<sub>2</sub> renovable más ambiciosos de España y Europa. Su objetivo es conectar productores y consumidores de hidrógeno en una misma área para obtener un suministro de energía más eficiente y limpio. Asimismo, permitiría conectar el sur y el norte de Europa a través del primer corredor de hidrógeno verde entre el puerto de Algeciras y el de Róterdam. Todo ello sería posible a partir de una inversión de 3 mil millones de euros en el desarrollo de dos plantas de H<sub>2</sub> verde situadas en Palos de la frontera, Huelva, y San Roque, Cádiz. Ambas plantas tendrían una capacidad de electrólisis de 2 GW y de producción de 300.000 toneladas de H<sub>2</sub> verde al año y servirían como puertos referentes a nivel mundial para el suministro de H<sub>2</sub> verde (Moeve Global, 2024).

Más específicamente, el Valle del Hidrógeno de Andalucía está compuesto por 26 proyectos que alcanzarían una capacidad de electrólisis de 4,3 GW equivalente al 20% de la capacidad total que se espera alcanzar entre los 170 proyectos presentes en España. Cabe recalcar

que, de los 26 proyectos en Andalucía, 16 están en estudio de factibilidad y 10 están en desarrollo recibiendo apoyo financiero. De hecho, 7 de los 10 proyectos en desarrollo reciben ayudas del programa *Pioneros*, una iniciativa de MITECO que destina 300M€ a proyectos con viabilidad comercial de producción y consumo local de H<sub>2</sub> verde en sectores de difícil descarbonización como la industria, el transporte pesado o la logística. Los otros 3 proyectos restantes están financiados por el programa *Cadena de Valor* (Cátedra de Estudios sobre el Hidrógeno, 2023) dotado de 250M€ para la investigación y desarrollo técnico del H<sub>2</sub> renovable, así como para mejorar las instalaciones y sistemas de fabricación (Gobierno de España, 2024). Todo ello, junto con las condiciones climáticas y geográficas de la zona, hacen que Andalucía sea la segunda comunidad autónoma después de Castilla la Mancha, en tener más proyectos de H<sub>2</sub> renovable en marcha - ver Figura VI -. No obstante, cabe recalcar que el número de proyectos que se encuentran en estudio de factibilidad es de 25 en el caso de Castilla y León, versus los 16 de Andalucía, fortaleciendo el potencial de la zona para continuar desarrollando el Valle de Hidrógeno y convertirlo en un *hub* del H<sub>2</sub> verde.

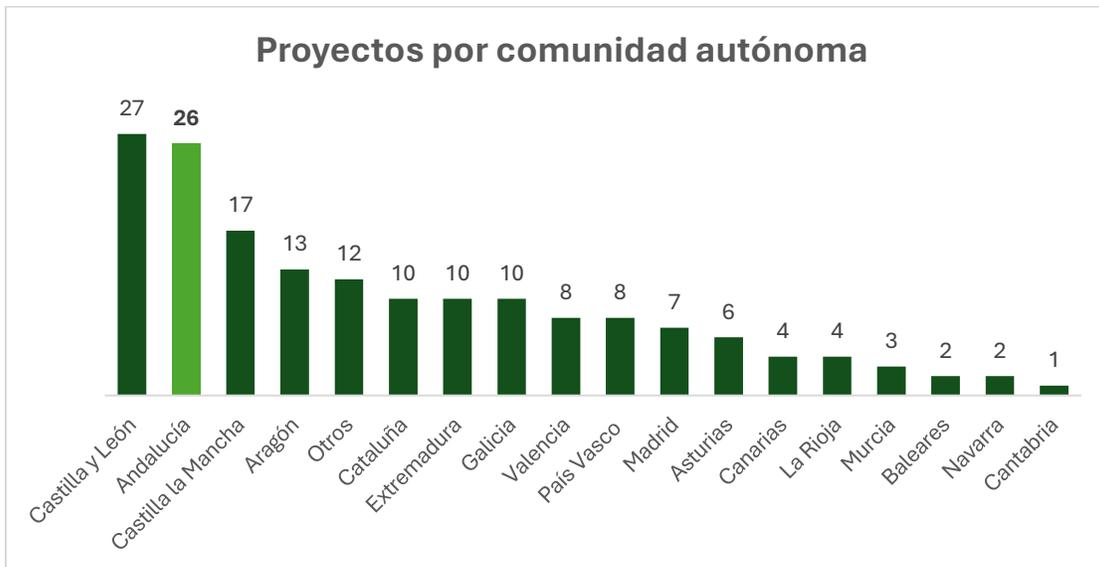


Figura VI. Gráfico de barras del total de proyectos por comunidad autónoma.

Fuente: elaboración propia a partir de datos del Mapa interactivo de la Cátedra de Comillas de Estudios sobre el Hidrógeno

## 6.2. Parque energético La Rábida, Huelva

En Andalucía, el principal promotor de recursos para el desarrollo de estos proyectos es Cepsa, ahora Moeve, a través de las siguientes inversiones:

- 2.000 M€ en el proyecto H<sub>2</sub> San Roque, Cádiz
- 1.000 M€ para el proyecto La Rábida en el parque energético de Huelva

En ambos casos el H<sub>2</sub> verde se utilizaría para el refino de petróleo y la producción de amoníaco, además de para la fabricación de metanol en la planta de Huelva. En la Figura VII se puede ver como en efecto, la industria del metanol y amoníaco son los sectores objetivo para el uso de H<sub>2</sub> verde en la descarbonización – 21% y 18% respectivamente - (Cátedra de Estudios sobre el Hidrógeno, 2023).

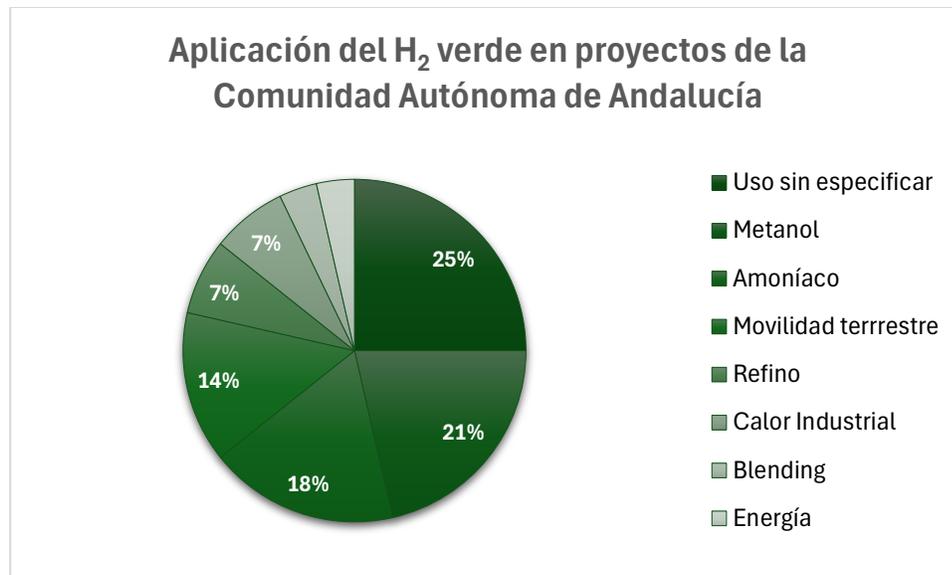


Figura VII. Gráfico de sectores de aplicación del H<sub>2</sub> verde en proyectos de Andalucía

Fuente: elaboración propia a partir de datos del Mapa interactivo de la Cátedra de Comillas de Estudios sobre el Hidrógeno

Por otro lado, el parque energético La Rábida no tiene como único objetivo la producción y consumo de H<sub>2</sub> verde en sectores de difícil descarbonización, sino que busca también ser un puente de conexión entre distintas geografías y de integración de diferentes sectores para lograr la máxima descarbonización a escala local e internacional.

### 6.3. Atractivo inversores

En efecto, el parque energético La Rábida cuenta con características que lo hacen un gran atractivo para todo tipo de inversores; desde empresas nacionales que buscan descarbonizar varias líneas de negocio, hasta actores internacionales que buscan acelerar la transición energética a gran escala.

De hecho, desde *La Rábida*, Moeve está llevando a cabo diversas ampliaciones y adaptaciones de sus líneas de negocio junto con otras empresas. En primer lugar, Moeve aspira ser líder en la fabricación de biocombustibles en España y Portugal, y para ello, en 2022 llevó a cabo una *Joint Venture* junto con Bio-Oils para construir la mayor planta de biocombustibles 2G<sup>4</sup> del sur de Europa en el Parque Energético La Rábida (Moeve Global, 2025). Esta planta permitirá producir hasta 1 millón de toneladas de diésel renovable y combustible de aviación sostenible, o SAF por sus siglas en inglés, permitiendo reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> hasta un 90% en todo su ciclo de vida (Air Nostrum y Moeve, 2024). El sector de la aviación representa un 2,5% del total de emisiones de CO<sub>2</sub> y es de los sectores más lentos en el proceso de descarbonización (BBVA, 2025). Por ello, *La Rábida* puede ser clave en el desarrollo de soluciones *cleantech* e impulsar una transición energética a nivel global.

Asimismo, Moeve es también líder nacional en el suministro de energía al transporte marítimo, y en 2023 desde el puerto de Algeciras, zarparon 84 ferris de Naviera Armas Transmediterránea suministrados con combustibles sostenibles producidos en el Parque Energético de San Roque. Del mismo modo, la descarbonización del transporte terrestre es otro de

---

<sup>4</sup> Biocombustibles 2G: Los Biocombustibles de segunda generación son producidos a partir de desechos agrícolas o aceites usados de cocina. Se basan entonces en el concepto de economía circular (Moeve, 2025).

los objetivos de la energética española. Por esa razón, está desarrollando junto con Renfe y Maersk una línea ferroviaria de diésel renovable producido en el Parque Energético La Rábida para conectar de forma sostenible tramos sin electrificar, como pueden ser el recorrido Algeciras – Madrid (Moeve Global, 2025). Estas son algunas de las iniciativas que está llevando a cabo Moeve en el Valle del Hidrógeno de Andalucía para acelerar la descarbonización a escala nacional y contribuir en la creación de un mercado del H<sub>2</sub> verde de referencia.

Además, se prevé implementar un corredor de hidrógeno marítimo a nivel europeo impulsado por la European Hydrogen Backbone (EHB) que reúne 31 actores energéticos provenientes de 28 países europeos y que conectaría el puerto de Algeciras en el Valle del Hidrógeno andaluz con el puerto de Róterdam, clave en la descarbonización europea. Este proyecto busca la neutralidad climática a través de una infraestructura de 53.000 km de aquí a 2040 que conectaría clústeres industriales, puertos y valles de hidrógeno para crear una sólida cadena de valor verde (European Hydrogen Backbone, 2025).

Por lo tanto, el Valle del Hidrógeno andaluz puede ser considerado un *hub* energético dada su disponibilidad de energías renovables, proximidad a puertos estratégicos e infraestructuras disponibles. Además, dadas las ayudas recibidas e iniciativas y alianzas estratégicas que se están llevando a cabo en los dos parques energéticos de Huelva y San Roque, las barreras de entrada para la producción de H<sub>2</sub> verde se minimizan.

#### **6.4. Impacto en el desarrollo de un índice de precios**

El Valle del Hidrógeno verde Andaluz puede por lo tanto impactar en la creación de un índice de precios de varias formas:

- Dada su capacidad de electrólisis, puede llegar a producir hasta 300.000 toneladas de H<sub>2</sub> verde, equivalentes al objetivo de descarbonizar aproximadamente el 50% del metanol consumido en España en 2022 (Cossent et al., 2023). Esto establece una fuente importante de oferta de H<sub>2</sub> renovable.
- Dada la proximidad a puertos estratégicos, consumidores locales, nacionales e internacionales pueden acceder más fácilmente a estas fuentes de energía apoyados por

incentivos nacionales y europeos. La posibilidad por lo tanto de que se realicen más transacciones se eleva.

- Del mismo modo, si consumidores de hidrógeno tienen plantas en dicho valle, los costes dentro de la cadena de producción-distribución se reducen dada la proximidad entre demandante-ofertante. Esta cercanía puede suponer otra ventaja a largo plazo ya que podrían negociarse contratos a largo plazo entre productores y consumidores para fortalecer la relación entre proveedor y cliente. Todo ello convertiría el H<sub>2</sub> renovable en una alternativa energética sostenible y competitiva a largo plazo desde el punto de vista del comprador.
- Este posible incremento de transacciones reduciría el *Spread* entre el *Bid* y el *Ask Price* y proporcionaría una mayor transparencia de precios, generando confianza en el mercado.
- Asimismo, gracias a las alianzas estratégicas de los parques energéticos de La Rábida y San Roque y otros actores del mercado, se establecen unos contratos a largo plazo que permiten generar un constante volumen de transacciones en el mercado *Spot* y *Exchange* del hidrógeno, aumentando la liquidez del mercado y contribuyendo a la creación de un índice de precios.

## 7. Conclusiones

Desde el 16 de diciembre de 2024, España cuenta con un índice de referencia del *Ask Price* del hidrógeno verde, es decir, el precio mínimo al que un productor está dispuesto a vender una cantidad de H<sub>2</sub> renovable. En esa fecha, cotizaba a 5,85€/kg. Este precio se calculó a partir de un *Cost-Based Pricing Model* que agrupa todos los costes necesarios para producir 1 unidad de H<sub>2</sub> durante la vida útil de una planta de producción, también denominados *Levelised Cost Of Hydrogen*. Una vez estimados dichos costes, hay que descontarlos a valor presente, por lo que la estructura de capital para financiar el proyecto es clave para la determinación del precio de producción. A mayor endeudamiento, el coste para financiar el proyecto de H<sub>2</sub> verde será menor, reduciendo como hemos visto el LCOH, y por lo tanto el *Ask Price*. Asimismo, la inversión inicial y los costes de reemplazo de la maquinaria son componentes importantes para la determinación del *Ask Price*. El objetivo es que este precio de producción sea el menor posible para favorecer la accesibilidad a este nuevo vector energético, poder reducir el *Spread* entre el *Bid* y *Ask Price* y establecer un índice de referencia del mercado del H<sub>2</sub> verde.

Sin embargo, como se ha estudiado, no existe todavía una referencia estandarizada para el *Bid Price* del H<sub>2</sub> renovable. La incertidumbre macroeconómica y por ende variabilidad en los precios de los insumos, no contribuye tampoco a la estandarización de un precio de referencia. Por todo ello, los apoyos financieros, la implementación de un marco normativo y legal, y la cercanía entre productores y consumidores son clave para estimular las transacciones por parte de los compradores, es decir, refinerías principalmente. No obstante, muchas iniciativas y ayudas financieras han ido dirigidas al impulso de la producción y aplicación de este nuevo vector energético, dejando de lado el apoyo a los actuales y potenciales consumidores de hidrógeno.

Los Valles de Hidrógeno son entonces un activo crucial para recordar la importancia de todos los agentes presentes en la transición energética. El de Andalucía es de los más potentes de España por sus 26 proyectos en viabilidad o estudio de factibilidad con una capacidad de electrólisis de 4,3 GW equivalente al 20% de la capacidad total que se espera alcanzar entre el total de iniciativas. De entre ellos destacan los proyectos *La Rábida* y *San Roque* que, entre ambos, podrán alcanzar 2GW de capacidad de electrólisis para la producción de 300.000 toneladas anuales de H<sub>2</sub> verde.

Sin embargo, a pesar del incremento de capacidad de electrólisis, la adaptación y mejora de la red eléctrica es igual de importante; desde tener una capacidad de almacenamiento suficiente para evitar desperdicios y cuellos de botella, hasta garantizar un suministro de energía equitativo por todo el territorio español.

*La Rábida* en concreto reúne múltiples características para convertir la zona en un *hub* energético. Por un lado, están las alianzas estratégicas que el parque energético realiza para desarrollar nuevas tecnologías y reducir el volumen de emisiones de CO<sub>2</sub> en sectores de difícil de descarbonización. La producción de combustibles sostenibles, como los SAF en la aviación, toman un papel clave en la descarbonización del sector; y por ello, la cercanía entre la planta de hidrógeno renovable y la de biocombustibles 2G es clave para lograr los objetivos de descarbonización. Además, a través de estas negociaciones a largo plazo *La Rábida* podría asegurar un flujo constante de transacciones, aumentando la liquidez del mercado. Asimismo, dicho parque energético tiene una posición estratégica ya que conecta este potencial *hub* del hidrógeno verde con el puerto de Róterdam, clave también para lograr una transición energética europea y alcanzar los objetivos de descarbonización.

A pesar de las características del parque que favorecen la demanda de H<sub>2</sub> verde, la transición energética no puede ocurrir sin un compromiso nacional, europeo y global tanto económico como técnico. Por ello, durante la COP29 de noviembre de 2024, la financiación climática fue uno de los temas relevantes, resaltando la distribución de mayores subvenciones para disminuir los costes de financiación y déficits gubernamentales, en especial en países en desarrollo.

No obstante, con la vuelta de Trump a la Casa Blanca, el panorama macroeconómico está en un escenario de máxima incertidumbre, afectando al futuro de la transición energética. De hecho, la renuncia de Estados Unidos al Acuerdo de París amenaza ya los esfuerzos globales contra el cambio climático por las potenciales paradas de proyectos y políticas sostenibles – congelación de fondos IRA para el hidrógeno verde o vehículos eléctricos – y debilitamiento de regulaciones ambientales. Todo ello, pondría a Estados Unidos por detrás de Europa en la transición energética. Europa tiene por lo tanto potencial para consolidarse como líder del mercado de hidrógeno verde, pero para lograr una transición energética a nivel global, tanto países exportadores como importadores deben estar alineados en cuanto a objetivos y estrategias para que el cambio realmente ocurra, un tema delicado por la incertidumbre del avance de acuerdos internacionales.

Además, a nivel europeo, España tiene potencial para asentarse como uno de los principales exportadores de H<sub>2</sub> renovable, pero para ello, la necesidad de un índice de referencia es clave. A pesar de todos los obstáculos que se puedan encontrar, la viabilidad de alcanzar dichas expectativas existe, teniendo en cuenta las posibilidades y limitaciones que proyectos como *La Rábida* ofrecen.

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

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

Por la presente, yo, Elena Górriz Romeo, estudiante de Administración y Dirección de Empresas de la Universidad Pontificia Comillas al presentar mi Trabajo Fin de Grado titulado " Desarrollo de un índice de hidrógeno renovable español: estudio de caso del proyecto *La Rábida* en Huelva" declaro que he utilizado la herramienta de Inteligencia Artificial Generativa ChatGPT u otras similares de IAG de código sólo en el contexto de las actividades descritas a continuación:

- 1. Brainstorming de ideas:** Utilizado para esbozar posibles áreas de estudio.
- 2. Corrector de estilo literario y de lenguaje:** Para mejorar la calidad lingüística y estilística del texto en algunas expresiones o títulos.
- 3. Generador de contenido:** Para generar un mapa de España con pines en puntos específicos
- 4. Sintetizador y divulgador de libros complicados:** Para resumir y comprender literatura compleja de estudios científicos.
- 5. Traductor:** Para traducir textos de un lenguaje a otro.

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

Fecha: 26 de marzo de 2025

Firma: Elena Górriz Romeo

A handwritten signature in black ink, appearing to be 'Elena Górriz Romeo', written in a cursive style. The signature is located in the upper left quadrant of the page.

## 8. Bibliografía

Air Nostrum y Moeve. (13 de diciembre de 2024). *Moeve y Air Nostrum, pioneros en el uso de combustible sostenible (SAF) en el aeropuerto de Melilla*. [Moeve y Air Nostrum, pioneros en combustible sostenible en Melilla](#)

Aitken, M. y Comerton-Forde, C. (enero 2003). How should liquidity be measured? *Pacific-Basin Finance Journal*, 11 (1). pp. 45-59. [https://doi.org/10.1016/S0927-538X\(02\)00093-8](https://doi.org/10.1016/S0927-538X(02)00093-8).

Akimov, A., Gray, E. y Rezaei, M. (2024). Cost-competitiveness of green hydrogen and its sensitivity to major financial and technical variables. *International Journal of Hydrogen Energy*, 90. pp. 1365-1377. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.10.068>

Asociación Española de Operadores de Productos Petrolíferos. (2019). *Datos del sector*. [Datos del sector · AOP](#)

BBVA. (10 de marzo de 2025). *SAF: El combustible sostenible para la aviación*. [SAF: el combustible sostenible para la aviación | BBVA](#)

Blázquez, A. (2024). *Análisis tecno-económico del uso de amoníaco como vector en el transporte y almacenamiento de hidrógeno*. (Trabajo Fin de Grado). Universidad Rey Juan Carlos, Madrid. <https://hdl.handle.net/10115/39006>

Carmona, R., Fehr, M. y Hinz, J. (2009). Optimal stochastic control and carbon price formation. *SIAM Journal on Control and Optimization*, 48 (4), 2168-2190. <https://doi.org/10.1137/080736910>

Círculo de Empresas Andaluzas de la Construcción, Consultoría y Obra Pública (CEACOP). (4 de mayo de 2023). *Huelva: Cepsa invertirá casi 100 millones de euros en un nuevo muelle en Huelva para exportar biocombustibles e hidrógeno verde*. [Huelva: Cepsa invertirá casi 100 millones de euros en un nuevo muelle en Huelva para exportar biocombustibles e hidrógeno verde - Ceacop](#)

Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC). (s.f.). *El Acuerdo de París*. [El Acuerdo de París | CMNUCC](#)

Cossent, R., Figuerola-Ferretti, I., Gerres, T., Sanz, F., Segarra, I. y Serna, S. (2023). *Informe Anual 2022-2023 De la planificación a la ejecución: examinando los factores de éxito para el desarrollo del hidrógeno en España*. (Informe anual). Cátedra Comillas de Estudios sobre el Hidrógeno, Madrid.

Enagás. (2025). *H2Med, primer gran corredor de hidrógeno europeo*. [H2med - Red de hidrógeno - Enagás](#)

European Commission. (noviembre, 2024). *European Hydrogen Bank's "Auctions-as-a-Service" scheme*. (Comunicado de prensa). [European Hydrogen Bank's 'Auctions-as-a-Service' scheme](#)

European Hydrogen Backbone (EHB). (2025). *Our work*. [Our work | EHB European Hydrogen Backbone](#)

European Hydrogen Observatory. (s.f.). *Levelised Cost of Hydrogen Calculator*. <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/tools-reports/levelised-cost-hydrogen-calculator>

Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE). (febrero, 2023). *How is green hydrogen defined according to the EU's delegated act?* [How is green hydrogen defined according to the EU's delegated act? - FfE](#)

Gobierno de España. (octubre, 2024). *Conoce las ayudas a proyectos de grandes valles de hidrógeno verde renovable del Plan de Recuperación*. [Conoce las ayudas a proyectos de grandes valles de hidrógeno renovable del Plan de Recuperación | Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia Gobierno de España](#).

H2med. (febrero, 2025). *Resultados de la Call for Interest (manifestación de interés) de H2med: Los socios comparten sus ideas y describen los siguientes pasos del proyecto*. [H2med - Resultados de la Call for Interest \(manifestación de interés\) de H2med: los socios comparten sus ideas y describen los siguientes pasos del proyecto](#)

(2025). *Corredor de hidrógeno. Construyendo la red troncal europea de hidrógeno.* [H2med - Corredor de hidrógeno](#)

Human Rights Watch. (23 de enero de 2025). *La salida de Estados Unidos del Acuerdo de París amenaza los esfuerzos globales.* [La salida de Estados Unidos del Acuerdo de París amenaza los esfuerzos globales contra el cambio climático | Human Rights Watch](#)

Villegas, S. (2023). *Regulación federal del Hidrógeno (H<sub>2</sub>) en Estados Unidos.* (Nota técnica informativa). Oficina Económica y Comercial de España en Washington, D.C.

Mercado Ibérico del Gas (MIBGAS). (6 de marzo de 2024). *1ª Reunión del Grupo de Trabajo para la Valoración del Precio en España del Hidrógeno Renovable.* [Primera reunión del grupo de trabajo para valorar el precio del hidrógeno | MIBGAS - Mercado Ibérico del Gas](#)

(14 de noviembre de 2024). *MIBGAS y DH2 Energy lanzan la primera subasta de hidrógeno renovable del mercado ibérico.* [MIBGAS y DH2 Energy lanzan la primera subasta de hidrógeno renovable del mercado ibérico | MIBGAS - Mercado Ibérico del Gas](#)

(16 de diciembre de 2024). *MIBGAS IBHYX: El primer índice ibérico del precio del hidrógeno renovable.* [MIBGAS IBHYX, el primer índice ibérico del precio del hidrógeno renovable se publica a partir de hoy | MIBGAS - Mercado Ibérico del Gas](#)

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (s.f.). *El comercio de derechos de emisión.* [El comercio de derechos de emisión](#)

Moeve Global. (11 de octubre de 2022). *Cepsa y el Puerto de Róterdam crearán el primer corredor de hidrógeno verde entre el norte y el sur de Europa.* [Cepsa y Puerto de Róterdam crearán un corredor de hidrógeno verde](#)

(2024). *Andalusian Green Hydrogen Valley.* [Andalusian green hydrogen valley](#)

(2025). *Los biocombustibles en Moeve.* [Biocombustibles: una energía renovable](#)

Moeve. (2025). *Combustible SAF para la aviación.* [Combustible SAF: Sostenibilidad en la Aviación | Moeve](#)

Morales, C. (2019). *Optimización y síntesis de un sistema de distribución de hidrógeno en una refinería*. (Tesis de posgrado). Universidad Autónoma Metropolitana, México. <https://hdl.handle.net/11191/6117>.

Naciones Unidas. (s. f.). *La COP29 concluye con un acuerdo para financiar a los países en desarrollo*. [COP29: Invertir en un planeta habitable para todos | Naciones Unidas](#)

Repsol. (febrero, 2024). *Descarbonización: qué es y cómo conseguirla*. [Qué es la descarbonización y principales claves para conseguirla | Repsol](#)

(diciembre, 2024). *Hidrógeno renovable. Una alternativa para reducir emisiones*. [Hidrógeno renovable \(verde\) - ¿Qué es y qué usos tiene? | Repsol](#)

(diciembre, 2024). *Tipos de energía renovable y por qué son importantes*. [Tipos de energías renovables y por qué son importantes | Repsol](#)

Room, T. (7 de agosto de 2022). Senate approves Inflation reduction Act, clinching long-delayed health and climate bill. *The Washington Post*. [Inflation Reduction Act: Senate approves legislation, clinching long-delayed health and climate bill - The Washington Post](#)

Zhang, K., He, L., Jiang, L., Jiang, S., Yu, R., Lau, H., Xie, C. y Chen, Z. (diciembre, 2024). The role of hydrogen in the energy transition of the oil and gas industry. *Energy Reviews*, 3 (4). <https://doi.org/10.1016/j.enrev.2024.100090>

## 9. Anexo

### 9.1. Tabla criterios electricidad legalmente verde

Criterio	Descripción
1. Conexión directa a una planta de energía renovable	La electricidad que proviene directamente de una planta de energía renovable al electrolizador, sin pasar por la red pública, se considera totalmente renovable. A partir de 2028, la planta debe haber sido construida para ese propósito en específico, es la condición de adicionalidad.
2. Compra de electricidad de la red en una zona de oferta con más del 90% de cuota de energías renovables	Zona geográfica específica en la que, en los últimos cinco años naturales, al menos el 90% de la energía generada y consumida ha sido producida por fuentes de energía renovable. En este caso, el electrolizador tendrá un límite máximo de horas de funcionamiento en proporción a las energías renovables de la red.
3. Compra de electricidad renovable a través de un acuerdo de compra de energía (PPA)	Contrato entre el operador de la planta de energía renovable y el productor de hidrógeno en el que se establece que la electricidad debe ser consumida en el mismo momento en que se produce, misma hora o mes hasta 2029, y que la planta de energía renovable debe situarse en la misma zona de oferta o cercana. Además, a partir de 2028 se incluye también la condición de adicionalidad.
4. Consumo eléctrico que evita la parada de una central de energías renovables para una medida de redespacho	Cuando se identifica un cuello de botella en la red eléctrica y se ordena un redespacho, disminuir la producción en un punto y aumentarla en otro, un electrolizador puede usar la energía que la central renovable hubiera tenido que reducir. Esta electricidad, que de otra forma se habría desaprovechado, se considera totalmente renovable si se utiliza para producir hidrógeno.

*Fuente: elaboración propia basado en datos de Forschungsstelle für Energiewirtschaft, 2023, p.13, citado por MibGas, 2024*