



Facultad de Ciencias Económicas y Empresariales
ICADE

Análisis del mercado del hidrógeno verde y un modelo explicativo sobre su derivado en Europa

Autor: Javier Soriano Ruiz del Moral
Director: Isabel Catalina Figuerola Ferretti Garrigues

MADRID | Junio 2024

Resumen

Este trabajo de fin de grado analiza el papel del hidrógeno verde en la descarbonización de la economía y su cadena de valor. Se examinan las características, producción, almacenamiento, transporte y los usos del hidrógeno verde. El hidrógeno verde es una alternativa sostenible que no emite CO₂. Este estudio destaca la importancia del hidrógeno verde en la transición energética hacia Net Zero Emissions (NZE) en 2050, detallando políticas, inversiones y desarrollos tecnológicos necesarios para su adopción. Además, se presenta un modelo explicativo sobre el precio del derivado del hidrógeno verde en Europa, analizando cómo factores como los precios del gas, el Brent y la electricidad influyen en su coste utilizando precios de las plataformas S&P Global y de Factset. Aunque el hidrógeno verde enfrenta desafíos como los altos costes de producción y la necesidad de infraestructura, su potencial para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y su capacidad para almacenar energía de fuentes renovables lo posicionan como un elemento clave en la lucha contra el cambio climático. Este trabajo proporciona una visión de la situación actual y las perspectivas futuras del hidrógeno verde, ofreciendo recomendaciones para su desarrollo y adopción como una fuente de energía libre de emisiones.

Palabras clave: hidrógeno verde, descarbonización, electrólisis, regresión, gas natural

Abstract

This final degree project analyzes the role of green hydrogen in the decarbonization of the economy and its value chain. It examines the characteristics, production, storage, transportation, and uses of green hydrogen. Green hydrogen is a sustainable alternative that does not emit CO₂. This study highlights the importance of green hydrogen in the energy transition towards Net Zero Emissions (NZE) by 2050, detailing the policies, investments, and technological developments necessary for its adoption. Additionally, it presents an explanatory model on the price of green hydrogen derivatives in Europe, analyzing how factors such as gas prices, Brent oil prices, and electricity prices influence its cost using data from S&P Global and Factset platforms. Although green hydrogen faces challenges such as high production costs and the need for infrastructure, its potential to reduce greenhouse gas emissions and its capacity to store energy from renewable sources position it as a key element in the fight against climate change. This work provides an overview of the current situation and future prospects of green hydrogen, offering recommendations for its development and adoption as an emission-free energy source.

Keywords: green hydrogen, decarbonization, electrolysis, regression, natural gas

Índice

1. Introducción	5
1.1 Objetivos del estudio	5
1.2 Contexto y justificación del tema	5
1.3 Metodología.....	6
2. Hidrógeno	7
2.1 Características	7
2.2 Tipos de hidrógeno	8
2.3 Usos tradicionales del hidrógeno.....	10
3. Hidrógeno verde en la descarbonización de la economía y su cadena de valor .	13
3.1 Transición a NZE 2050	13
3.2 Descarbonización de la economía, transición energética e hidrógeno.....	14
3.3 Producción del hidrógeno verde.....	16
3.4 Almacenamiento del hidrógeno verde	18
3.5 Transporte del hidrógeno verde.....	19
3.6 Aplicaciones del hidrogeno verde.....	20
4. Políticas e inversión en la UE en hidrógeno verde	22
4.1 Políticas de la UE	22
4.2 Ayudas de la UE para la implementación del hidrógeno verde	24
5. Economía del hidrógeno verde	26
5.1 Creación del mercado del hidrógeno verde.....	26
5.2 Formación de precios del hidrógeno verde	28
5.3 Sistema de certificación.....	30
6. Análisis cuantitativo del hidrógeno verde	31
6.1 Descripción del análisis	31
6.2 Procesado de los datos.....	35
6.3 Análisis univariante	35
6.4 Análisis multivariante	36
6.5 Descripción del modelo	38
6.6 Modelo de regresión lineal múltiple.....	39
7. Conclusión	41
<i>Declaración de Uso de Herramientas de Inteligencia Artificial Generativa en Trabajos Fin de Grado</i>	43
<i>Bibliografía</i>	44

1. Introducción

1.1 Objetivos del estudio

En un mundo marcado por desafíos ambientales y una creciente conciencia sobre la urgencia de abordar el cambio climático, las decisiones en materia energética adquieren una importancia sin precedentes. Cada día nos enfrentamos al desafío de seleccionar fuentes de energía que tengan un impacto considerable en el medio ambiente y en el futuro de nuestro planeta. Al igual que en la vida cotidiana, algunas de estas elecciones energéticas resultan ser acertadas, mientras que otras pueden conllevar consecuencias negativas a largo plazo. Es necesario tomar decisiones informadas y sostenibles, y en este contexto, el hidrógeno verde emerge como una solución real a los desafíos de la transición energética y la lucha contra el cambio climático.

El objetivo principal de este estudio es analizar y comprender la industria del hidrógeno renovable o verde en la actualidad como una materia disruptiva, y su evolución en las décadas próximas además de los cambios que supondrá, tanto positivos como negativos. Para lograr este objetivo, se pretende explorar y sintetizar la literatura existente sobre el hidrógeno identificando distintas partes de la industria energética como las cadenas de valor, políticas gubernamentales, evolución de precios y otros planes de acción. Además, se busca proyectar y discutir las perspectivas futuras de la tecnología de hidrógeno verde en el contexto de la transición hacia una economía más sostenible y baja en carbono. El objetivo general es contribuir y fomentar el conocimiento del hidrógeno verde como una nueva materia, con un gran potencial de crecimiento y desarrollo por delante, lo que le permitirá ser considerada como un activo llamativo para los inversores.

1.2 Contexto y justificación del tema

En el entorno energético global actual, el hidrógeno verde ha emergido como una solución clave en la transición hacia fuentes de energía más sostenibles y limpias. Su desarrollo y adopción están motivados por la necesidad urgente de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y mitigar los efectos del cambio climático, ya que produce cero emisiones de carbono.

La transición energética hacia fuentes limpias es vital no solo para la preservación del medioambiente, sino también para la estabilidad y crecimiento económico a largo plazo. Los gobiernos y las empresas de todo el mundo están estableciendo metas ambiciosas para la descarbonización, incentivando el uso de tecnologías que promuevan la sostenibilidad. El hidrógeno verde se destaca en este contexto debido a su versatilidad y potencial para reemplazar combustibles fósiles en diversas aplicaciones, incluyendo la industria pesada, el transporte y la generación de energía.

Uno de los aspectos más interesantes del hidrógeno verde es su capacidad para ofrecer soluciones sostenibles e innovadoras. A medida que la tecnología avanza, los costes de producción del hidrógeno verde están disminuyendo, lo que lo hace cada vez más competitivo en comparación con los combustibles tradicionales. Además, su uso puede ayudar a resolver problemas críticos como la intermitencia de las energías renovables, actuando como un medio de almacenamiento de energía eficiente.

Lo que más me llama la atención del estudio del hidrógeno verde es fundamental en el contexto de la transición energética global. Su desarrollo no solo ofrece una vía para reducir las emisiones de carbono y combatir el cambio climático, sino que también representa una oportunidad para impulsar la innovación, mejorar la seguridad energética y promover un crecimiento económico sostenible. Esta combinación de beneficios medioambientales, económicos y sociales justifica la necesidad de investigar y apoyar el avance del hidrógeno verde como una solución energética viable para el futuro.

1.3 Metodología

La metodología utilizada para el desarrollo y objetivo de este Trabajo Fin de Grado es de carácter cualitativo y cuantitativo. El enfoque cualitativo implicará la recopilación de datos a través de métodos como el análisis de literatura, revistas, páginas web y casos de estudio. La elección de esta metodología se basa en la naturaleza exploratoria y contextual de la investigación, ya que permitirá una comprensión más profunda del hidrógeno verde. Respecto al enfoque cuantitativo se realizará un modelo explicativo sobre el precio del hidrógeno verde en Europa para evaluar cómo afectan los precios del futuro del gas, del Brent y de la electricidad.

2. Hidrógeno

2.1 Características

El hidrógeno, con el símbolo químico H y número atómico 1, es el elemento químico más simple y más abundante en el universo, constituyendo aproximadamente el 75% de la materia elemental. A pesar de su abundancia en el universo, el hidrógeno gaseoso no se encuentra libre en la atmósfera terrestre en grandes cantidades debido a su ligereza, lo que le permite escapar fácilmente al espacio exterior (Zohuri, 2019). Sin embargo, en la Tierra, el hidrógeno se encuentra abundantemente en compuestos, como hidrocarburos y otros compuestos orgánicos. Además, el hidrógeno es un componente clave del agua, esencial para la vida tal como la conocemos. Su simplicidad y ser un elemento reactivo lo hacen fundamental en reacciones químicas orgánicas e inorgánicas, incluida la fotosíntesis.

Fue descubierto en 1766 por Henry Cavendish, después de realizar una serie de experimentos que involucraban la reacción química entre metales y ácidos, esta mezcla producía lo que Cavendish describió como "aire inflamable", y observó que, al arder, este gas producía agua, identificando así al hidrógeno como un componente clave del agua (West, 2014). No fue hasta años más tarde que Antoine Lavoisier dio al "aire inflamable" el nombre de hidrógeno, del griego "generador de agua", reconociendo la importancia de los hallazgos de Cavendish en la química (Hendry, 2012).

El hidrógeno es visto como uno de los vectores energéticos clave del próximo siglo, particularmente en el sector del transporte, debido a sus propiedades únicas que ofrecen tanto ventajas como desventajas. Entre sus ventajas destacan las emisiones sustancialmente más limpias comparadas con otros motores de combustión interna, amplios límites de inflamabilidad y alta velocidad de propagación de la llama, que permiten una mejor eficiencia (Verhelst & Sierens, 2001). Además, el hidrógeno, al combustionarse, genera solo agua pura, lo que tiene un impacto positivo hacia la meta global de cero emisiones netas de CO₂ para 2050 (Li & Kawanami, 2023).

Sin embargo, el hidrógeno también presenta desventajas significativas. Por ejemplo, su almacenamiento y transporte en formas líquida o gaseosa plantean desafíos debido a la necesidad de mantener temperaturas extremadamente bajas para la forma líquida y a las altas presiones requeridas para el gas comprimido. Además, el hidrógeno tiene una densidad energética volumétrica baja, lo que implica que se necesita un gran volumen de almacenamiento para contener una cantidad de energía comparable a la de los combustibles convencionales. Esto representa un desafío para su uso en vehículos y en otras aplicaciones donde el espacio es un recurso limitado (Sherif, 1997). La producción de hidrógeno también consume una cantidad significativa de energía, y dependiendo de la fuente de esta energía, puede no ser tan sostenible como se desea (Aziz, 2021).

2.2 Tipos de hidrógeno

No todo el hidrógeno se crea de la misma manera, y su impacto ambiental varía significativamente en función de cómo y de qué fuentes se produce. La forma en que obtenemos el hidrógeno determina no solo su huella de carbono, sino también su viabilidad económica y su potencial como solución energética sostenible. Dependiendo del tipo de producción utilizado, se asignan diferentes nombres de colores al hidrógeno. Sin embargo, no existe una convención de nombres universal, y estas definiciones de colores pueden cambiar con el tiempo, e incluso entre países. Los tres tipos más comunes de hidrógeno son el hidrógeno gris, azul y verde.

El hidrógeno gris es actualmente la forma más común y la más barata de producción de hidrógeno. Se utiliza como combustible y no genera emisiones de gases de efecto invernadero por sí mismo, pero su proceso de producción sí lo hace. El hidrógeno gris se crea a partir del gas natural utilizando la reforma con vapor, que separa el hidrógeno del gas natural. Sin embargo, las tecnologías utilizadas no capturan las emisiones de carbono creadas durante el proceso, que en cambio se liberan a la atmósfera (ACCIONA, 2022). La producción de hidrógeno gris es significativamente dañina para el medio ambiente, principalmente debido a sus altas emisiones de CO₂. Europa consume principalmente hidrógeno gris, con un 95% de su producción sin utilizar secuestro de CO₂. Esta preferencia por el hidrógeno gris principalmente es debida a su coste y a la infraestructura ya establecida (IREC, 2020). También existe el término hidrógeno negro que se usa para describir al hidrógeno que se produce utilizando carbón y se habla de hidrógeno marrón

cuando este se genera a partir de lignito, una forma de carbón mineral (Genia Global Energy, n.d.). Sin embargo, la expresión más general para referirse a todas las variantes de hidrógeno obtenidas de fuentes fósiles es hidrógeno gris.

El hidrógeno azul se obtiene mediante la reforma con vapor de gas natural, en un proceso que separa el hidrógeno del metano. Lo que distingue al hidrógeno azul es la captura y secuestro del CO₂ generado durante este proceso, evitando su liberación a la atmósfera, aunque sigue dependiendo de los combustibles fósiles. Un análisis del ciclo de vida sugiere que las emisiones de gases de efecto invernadero del hidrógeno azul son significativas, especialmente debido a la liberación de metano fugitivo durante la producción de gas natural. Incluso con la captura de CO₂, las emisiones totales de gases de efecto invernadero del hidrógeno azul podrían ser solo un 9%-12% menores que las del hidrógeno gris (producido sin captura de CO₂) y significativamente mayores que simplemente quemar gas natural (Howarth & Jacobson, 2021).

El hidrógeno verde se refiere al hidrógeno producido mediante la electrólisis del agua, utilizando electricidad generada a partir de fuentes de energía renovable. Este proceso no emite dióxido de carbono, lo que hace que el hidrógeno verde sea una fuente de energía limpia y sostenible (Mohammad et al., 2022). Este método se destaca por su potencial para reducir significativamente las emisiones de gases de efecto invernadero, dado que no implica la combustión de combustibles fósiles ni la emisión de CO₂ en su producción, a diferencia de los métodos tradicionales de producción de hidrógeno que dependen de los combustibles fósiles.

Tabla 1. Resumen de los distintos tipos de hidrógeno

	Hidrógeno gris	Hidrógeno azul	Hidrógeno verde
Producción	A partir de hidrocarburos, típicamente gas natural, mediante el proceso de reformado con vapor.	Igual que el hidrógeno gris, pero con captura y almacenamiento de carbono (CAC) para reducir las emisiones.	Producido mediante electrólisis del agua utilizando electricidad de fuentes renovables (eólica, solar, hidráulica).
Emisiones de CO2	Altas emisiones de CO2 ya que el carbono del hidrocarburo no se captura durante el proceso.	Bajas emisiones de CO2, dependiendo de la eficacia de la CAC. Algunas emisiones pueden escapar	Cero emisiones de CO2 en el proceso de producción si se usa electricidad 100% renovable.
Coste	Generalmente el más barato debido a la madurez de la tecnología y la disponibilidad de recursos.	Más caro que el gris debido al coste adicional de la CAC.	Actualmente el más caro debido a los costes de la electricidad renovable y la infraestructura de electrólisis.

Fuente: elaboración propia según la información proporcionada por Fundación Naturgy (IREC, 2020).

2.3 Usos tradicionales del hidrógeno

El uso global de hidrógeno alcanzó 95 Mt en 2022, un aumento de casi el 3% desde el año anterior, continuando la tendencia de crecimiento que solo fue interrumpida en 2020 como consecuencia de la pandemia de Covid-19 y la desaceleración económica. El

consumo de hidrógeno ha crecido fuertemente en todas las regiones excepto en Europa. En Europa, el uso de hidrógeno sufrió un gran golpe debido a la reducción de actividad, como consecuencia del fuerte aumento en los precios del gas natural resultante de la crisis energética provocada por la invasión de Ucrania por parte de Rusia. Varias plantas de fertilizantes redujeron su producción o incluso detuvieron operaciones por períodos prolongados del año, reduciendo el uso de hidrógeno en casi un 6% en la región. En cambio, América del Norte y Oriente Medio observaron un fuerte crecimiento (alrededor del 7% en ambos casos), lo que compensó con creces la caída en Europa (IEA, 2023). Sin embargo, el crecimiento en el uso global de hidrógeno no es resultado de políticas de hidrógeno, sino más bien de tendencias energéticas globales. Prácticamente todo el aumento tuvo lugar en aplicaciones tradicionales, principalmente en refinación y el sector químico, y ha sido satisfecho por el aumento de la producción basada en combustibles fósiles. Esto significa que el crecimiento no ha tenido beneficio alguno para los fines de mitigación del cambio climático. La adopción de hidrógeno en nuevas aplicaciones en la industria pesada, transporte, la producción de combustibles basados en hidrógeno o la generación y almacenamiento de electricidad, clave para la transición a la energía limpia, sigue siendo mínima, representando menos del 0.1% de la demanda global (IEA, 2023).

Los usos tradicionales del hidrógeno incluyen la refinación de petróleo, producción de químicos como el amoníaco y el metanol, y producción y procesamiento de metales como el hierro y el acero.

- Refinería: este proceso utiliza hidrógeno para purificar el petróleo crudo, eliminando o transformando sustancias que podrían ser dañinas para el medio ambiente. A través de reacciones químicas como la hidrogenación y la hidrogenólisis, el hidrógeno puede saturar los compuestos aromáticos haciéndolos más estables, o bien, puede ayudar a remover impurezas como el azufre, el nitrógeno y ciertos metales. Este proceso no solo mejora la calidad de los productos derivados del petróleo, sino que también los hace más seguros y menos contaminantes (IREC, 2020).

En el año 2022 se usaron más de 41Mt de hidrógeno en esta industria. El mayor aumento en la demanda anual provino de América del Norte y Oriente Medio, representando juntos más de 1 Mt, o alrededor del tres cuartos del crecimiento

global en 2022. China fue la única gran región de refinación que redujo su demanda de hidrógeno debido a una disminución en el rendimiento de las refinерías como consecuencia de extensivas restricciones de movilidad relacionadas con la pandemia. Menos del 1% del hidrógeno utilizado en las refinерías en 2022 se produjo utilizando tecnologías de baja emisión. La producción de hidrógeno para uso en refinерías resultó en la emisión de 240-380 Mt de CO₂ a la atmósfera en 2022. El uso de hidrógeno de baja emisión en la refinación puede ofrecer una ruta accesible para crear una gran demanda de este tipo de hidrógeno y facilitar la escala de producción, dado que implica una sustitución directa en lugar de un cambio de combustible. Sin embargo, el uso de hidrógeno de baja emisión en las refinерías ha sido limitado hasta la fecha y está avanzando lentamente debido a sus mayores costes de producción en comparación con el hidrógeno producido a partir de combustibles fósiles (IEA, 2023).

- Industria química y metalúrgica: en 2022, la industria utilizó 53 Mt de hidrógeno, de las cuales aproximadamente el 60% se destinó a la producción de amoníaco, el 30% a la producción de metanol y el 10% a la reducción directa del hierro (DRI) en el subsector del hierro y el acero. Casi todo el hidrógeno utilizado en la industria se produjo a partir de combustibles fósiles sin mitigación en las mismas instalaciones donde se utilizó. Como resultado, la producción de hidrógeno industrial fue responsable de 680 Mt de emisiones de CO₂ en 2022 (IEA, 2023).

El uso global de hidrógeno en la industria en 2022 aumentó un 2% en comparación con 2021, impulsado por la demanda mundial de amoníaco, que aumentó un 0.4%, de metanol en un 5% y de DRI en un 4%, aunque las tasas de crecimiento fueron menores que el promedio de los años anteriores. China sigue siendo el principal consumidor de hidrógeno en aplicaciones industriales, con el 35% del uso industrial global, seguido por Oriente Medio (14%), América del Norte (10%) e India (9%). Europa fue la única región consumidora importante donde el uso de hidrógeno en la industria cayó en 2022, como consecuencia de la crisis energética provocada por la invasión de Ucrania por parte de Rusia. El uso de hidrógeno en la industria en Europa disminuyó un 18% en 2022, en gran parte debido a una

disminución del 20% en la actividad en el sector del amoníaco, que fue particularmente impactado por el conflicto (IEA, 2023).

El uso global de hidrógeno está aumentando, pero la demanda sigue concentrada en usos tradicionales como la refinación y la industria química, y la mayoría de la producción todavía se basa en combustibles fósiles sin reducción de impacto ambiental. La producción de hidrógeno de bajas emisiones aún no se ha establecido como una industria convencional.

3. Hidrógeno verde en la descarbonización de la economía y su cadena de valor

3.1 Transición a NZE 2050

Para entender mejor el papel del hidrogeno verde en el presente y en el futuro es necesario entender el contexto en el que estamos. Para cumplir con los objetivos de 2030 y 2050 el hidrógeno tiene una gran importancia. En este apartado se hará un resumen de estos objetivos para comprender mejor las medidas, políticas, inversiones y todo aquello que afecte al hidrogeno para alcanzar la meta de NZE 2050.

NZE 2050, que se refiere a Net Zero Emissions en 2050 (Emisiones Netas Cero para 2050), es un objetivo global para combatir el cambio climático, con el fin de limitar el aumento de la temperatura mundial a 1.5°C sobre los niveles preindustriales, conforme al Acuerdo de París. Este objetivo implica reducir las emisiones de gases de efecto invernadero a lo más bajo posible y compensar las emisiones restantes mediante la absorción de una cantidad equivalente de CO₂ de la atmósfera, por ejemplo, a través de la reforestación o tecnologías de captura y almacenamiento de carbono (United Nations, 2015).

Para abordar la urgencia climática y alinearse con los objetivos globales de sostenibilidad, se han establecido metas claras y ambiciosas. La hoja de ruta para alcanzar las emisiones netas cero en 2050 establece hitos clave: en 2030, el 60% de las ventas de automóviles serán eléctricas, y todos los nuevos edificios serán de carbono cero, mientras se añadirán

anualmente 1,020 GW de capacidad solar y eólica, y se dejarán de vender vehículos con motores de combustión interna. Para 2040, la electricidad alcanzará emisiones netas cero en economías avanzadas, el 50% de las ventas de camiones pesados serán eléctricas, y la capacidad instalada con captura y almacenamiento de carbono. Finalmente, en 2050, casi el 90% de la generación de electricidad provendrá de fuentes renovables, el 70% de la generación eléctrica global será solar y eólica, la producción industrial de bajas emisiones representará más del 90% de la capacidad industrial pesada, más del 85% de los edificios serán de carbono cero, y se eliminarán todas las plantas de energía sin captura de carbono de carbón y petróleo, con una capacidad de electrólisis para hidrógeno de 2,400 GW (IEA, 2021). Estas medidas no solo son fundamentales para mitigar el cambio climático, sino que también representan una oportunidad sin precedentes para innovar y liderar en tecnologías limpias y sostenibles, impulsando así una economía global baja en carbono.

3.2 Descarbonización de la economía, transición energética e hidrógeno

La descarbonización busca minimizar el uso de combustibles fósiles, principales contribuyentes a las emisiones de gases de efecto invernadero, mientras que la transición energética se centra en el cambio hacia fuentes de energía renovables y sistemas energéticos sostenibles. Para alcanzar un futuro energético sostenible se requiere una transformación radical en la forma en que se produce, distribuye y consume la energía, moviéndose hacia fuentes renovables (IEA, 2021).

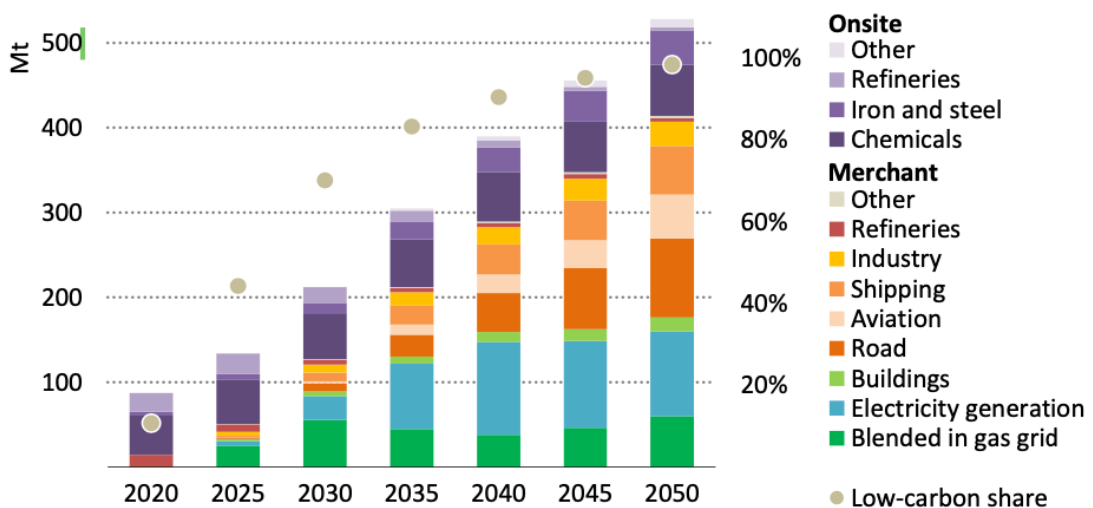
Esta transición debe abordar las necesidades de diversos sectores: la industria, que representa el 22% del consumo energético; el transporte, con un 41-45%; y otros sectores como el residencial y de servicios, que juntos suman el 33%. A excepción del transporte, todos estos sectores requieren tanto energía eléctrica como térmica. Sin embargo, la expectativa actual es que el crecimiento en la generación de energía se incline más hacia la eléctrica que hacia la térmica, impulsado por un aumento en las fuentes renovables. Esto plantea el desafío de la variabilidad, ya que la generación de energía renovable puede ser intermitente debido a la dependencia de factores como la luz solar y el viento (IREC, 2020).

Para garantizar un suministro energético estable, la integración de fuentes renovables necesita de un potencial excedente de generación eléctrica que debe ser gestionado

adecuadamente, lo que lleva a la necesidad de almacenar energía eléctrica. Una de las opciones más efectivas para ello es el uso de moléculas químicas como vectores de energía, ya sea a través de baterías electroquímicas, como el litio, o mediante moléculas simples como el hidrógeno o el metano sintético, que pueden almacenarse como gas. Dada la limitada capacidad actual de las baterías electroquímicas y otros sistemas para satisfacer las necesidades técnicas y económicas, las moléculas químicas simples en forma de gas surgen como una alternativa viable. Esto es especialmente relevante dado que muchos países ya cuentan con infraestructuras para el almacenamiento de gas renovable. Por tanto, el hidrógeno destaca como el único medio capaz de almacenar energía eléctrica a gran escala y por largos períodos. Utilizando la infraestructura gasista existente, es posible almacenar energía durante meses o incluso años (IREC, 2020).

El uso del hidrógeno verde también tendrá un papel protagonista en la industria química y metalúrgica, en refinerías, plantas de energía, y otras muchas aplicaciones ya que se estima que en 2050 se usen unos 500 Mt de hidrógeno, unas 5 veces más de lo. que usamos actualmente (IEA, 2021), por lo que la cantidad de hidrógeno verde también aumentará.

Figura 1. *Proyección del hidrógeno usado globalmente*



IEA. All rights reserved.

Fuente: Figura obtenida del informe publicado en 2021 por IEA sobre Net Zero Emissions by 2050 (IEA, 2021).

3.3 Producción del hidrógeno verde

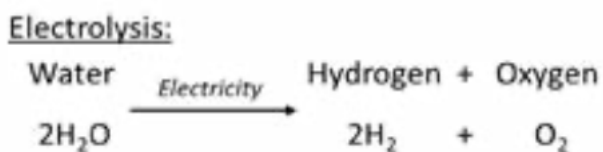
Según el informe de la Agencia Internacional de la Energía en 2022 se produjeron 95 Mt de hidrógeno, de las cuales solo el 0.1% eran de hidrógeno verde producidas a través de electrólisis y usando energías renovables, principalmente la energía fotovoltaica y eólica (2023).

La electrólisis del agua es un proceso en el que se usa energía eléctrica para descomponer las moléculas de agua en hidrógeno y oxígeno gaseosos. Este procedimiento se realiza mediante un dispositivo llamado electrolizador, que convierte la energía eléctrica en energía química. Este proceso es especialmente relevante cuando se utiliza energía renovable excedente, permitiendo almacenar esta energía en forma de hidrógeno, ya que no produce emisiones de CO₂ (IREC, 2020).

Existen tres tipos principales de electrolizadores, que varían según el material del electrolito utilizado: electrolizadores alcalinos (AEC), de membrana de intercambio de protones (PEM), y de estado sólido o de alta temperatura (SOEC).

Los electrolizadores AEC y PEM son los más comercializados actualmente, con la tecnología PEM prometiendo mejoras significativas en términos de densidad de corriente y compactibilidad, aunque con una vida útil generalmente menor que la de los AEC (IREC, 2020).

Figura 2. *Reacción química electrólisis*



Fuente: figura obtenida del informe publicado en 2022 por House of Commons sobre el rol del hidrógeno para alcanzar Net Zero (House of Commons, 2022).

Los electrolizadores alcalinos (AEC) presentan una serie de ventajas y desventajas en su aplicación industrial. Entre sus ventajas, se destaca que son una tecnología bien establecida y ya comercializada para aplicaciones industriales, lo que les otorga una base

sólida de confiabilidad y experiencia en el mercado. Además, utilizan electrocatalizadores libres de metales nobles, lo que reduce significativamente los costes de producción y hace que sean relativamente más económicos en comparación con otras tecnologías de electrólisis. Además, ofrecen una estabilidad a largo plazo, que es clave para aplicaciones continuas en entornos industriales. No obstante, también presentan ciertas desventajas importantes. Una de las principales limitaciones es su densidad de corriente, que es más baja en comparación con otras tecnologías emergentes de electrólisis, lo que puede limitar su eficiencia y capacidad de producción en aplicaciones de alta demanda. Además, se produce un fenómeno de cruce de gases que puede comprometer la pureza del hidrógeno (Shiva, 2022).

Por otro lado, los electrolizadores PEM ofrecen altas eficiencias y densidades de corriente, además de la capacidad de producir hidrógeno a alta presión. Aunque su coste de inversión es mayor debido al uso de materiales más caros, su diseño compacto y operación flexible los hacen atractivos para aplicaciones que requieren tamaños reducidos y adaptabilidad a fuentes de energía renovable (Schmidt et al., 2017).

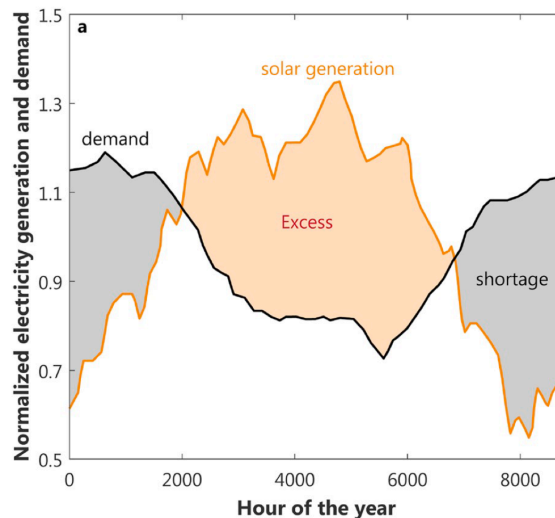
Los electrolizadores SOEC, aunque menos maduros, presentan la mayor eficiencia energética, operando a altas temperaturas que favorecen la dinámica termodinámica del proceso de electrólisis. Su capacidad para operar en modo reversible, actuando tanto como electrolizador como pila de combustible, ofrece un potencial significativo para sistemas integrados de energía. Sin embargo, su desarrollo y adopción están limitados por su alto coste inicial y la necesidad de operar a elevadas temperaturas (Clean Hydrogen Partnership, 2019).

La expansión de proyectos de electrólisis a nivel global refleja la creciente importancia de esta tecnología para la transición energética, con un incremento notable en la potencia instalada y en la escala de las instalaciones. Este crecimiento está acompañado de una reducción en los costes gracias a las economías de escala y avances tecnológicos, con el objetivo de hacer del hidrógeno una solución energética más accesible y sostenible.

3.4 Almacenamiento del hidrógeno verde

El almacenamiento de energía es fundamental para mejorar la flexibilidad en la distribución eléctrica y facilitar la integración de energías renovables en el sistema energético. El almacenamiento de energía en periodos de alta producción de fuentes renovables para su uso en momentos de escasez reduce la dependencia de fuentes fósiles y sus emisiones de carbono (European Commission, 2017). Entre las tecnologías de almacenamiento más prometedoras destacan el hidrógeno y el metano sintético, ambos capaces de almacenar grandes cantidades de electricidad renovable por largos periodos. Los electrolizadores ofrecen almacenamiento estacional para energía solar y eólica, almacenando hidrógeno en verano que luego se convierte en electricidad en invierno. Para almacenamiento diario, se pueden usar baterías y bombeo hidráulico (Staffell, 2019).

Figura 3. *Generación solar en Europa (línea naranja) y demanda de electricidad (línea negra).*



Fuente: figura obtenida del informe publicado en 2020 en *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Gabrielli et al., 2020).

En términos de densidad energética, el metano y el hidrógeno superan a otras tecnologías como el bombeo hidráulico y las baterías. Aunque el bombeo hidráulico es una tecnología madura y competitiva, su baja densidad energética y la limitada disponibilidad de ubicaciones adecuadas para su instalación hacen necesaria la búsqueda de nuevas soluciones, siendo el hidrógeno una de las más destacadas. El almacenamiento de hidrógeno aún enfrenta desafíos, especialmente en ausencia de una red de distribución,

siendo el almacenamiento en tanques de alta presión y la inyección en la infraestructura gasista existente las principales alternativas (Staffell, 2019).

Existen distintos sistemas de almacenamiento en detalle: tanques de hidrógeno comprimido, tanques de hidrógeno líquido criogénico, almacenamiento en materiales químicos, y depósitos a gran escala como las cavernas de sal, cada uno con sus propias ventajas y limitaciones según el uso y la logística requerida. La elección del método de almacenamiento adecuado depende de factores como la capacidad de almacenamiento, la facilidad de transporte, y el consumo energético asociado a cada proceso (IREC, 2020).

3.5 Transporte del hidrógeno verde

Cuando se trata de llevar el hidrógeno desde donde se produce hasta quienes lo necesitan, ya sea en fábricas, hogares, o para impulsar todo tipo de vehículos, hay tres caminos principales que se parecen mucho a los que ya conocemos con el gas natural. Para viajes largos o hacia lugares más apartados, el transporte marítimo es el elegido. Si el destino es más cercano, se opta por camiones cisterna y para conectar puntos de manera eficiente y económica, nada supera a las tuberías, sobre todo si ya tenemos la infraestructura lista para usar (IREC, 2020).

El transporte marítimo de hidrógeno tiene varias ventajas, como la capacidad de cubrir grandes distancias, llegar a zonas remotas y diversificar los países que suministran o exportan hidrógeno. También permite producir hidrógeno a partir de energías renovables en regiones del mundo especialmente adecuadas y exportarlo a grandes distancias hacia países con alta demanda energética. Actualmente, el hidrógeno no se transporta a largas distancias; en su lugar, se consume cerca de donde se produce. Un ejemplo claro son las refinerías, que son tanto productoras como consumidoras, lo que reduce la necesidad de transporte. Debido a esta proximidad entre los puntos de producción y consumo, aún no se ha desarrollado una infraestructura para el transporte marítimo de hidrógeno. Una desventaja de esta forma de transporte es que los barcos vuelven a su origen sin ninguna carga, contaminando en el camino (IREC, 2020).

Respecto al transporte terrestre con camiones cisterna, se usa para distancias menos de 300km. Recorre una distancia mucho menor que las otras dos alternativas. Además, su

principal desventaja es que requiere demasiada energía para el transporte de hidrógeno y el precio del transporte tampoco es económico (IREC, 2020).

Finalmente, disponemos de las tuberías de las que diferenciamos dos tipos. Las primeras son el sistema de tuberías que ya está en funcionamiento para el transporte de gas natural. Sin embargo, esta clase de tuberías presenta varios desafíos. No es posible transportar hidrógeno a través de la red de gas natural sin realizar modificaciones técnicas ya que las propiedades químicas del hidrógeno son distintas a las del gas natural, especialmente en aspectos como la reactividad, densidad, energía de ignición, inflamabilidad y velocidad de combustión (IREC, 2020). El segundo tipo son tuberías específicas para el transporte de hidrógeno, llamadas hidroductos. Se trata de tuberías muy fiables y eficientes con costes bajos de operación, sin embargo, requieren una fuerte inversión inicial (Muhammed et al., 2023).

3.6 Aplicaciones del hidrogeno verde

El hidrógeno verde puede ser utilizado como un combustible limpio, un medio de almacenamiento de energía y una materia prima esencial en procesos industriales. En el sector energético, se emplea en pilas de combustible para generar electricidad, cubriendo necesidades desde el transporte hasta el suministro residencial y comercial. También puede mezclarse con gas natural o usarse en motores de combustión de hidrógeno dedicados para reducir emisiones. Además, el hidrógeno verde juega un papel importante en la descarbonización de industrias pesadas como la producción de acero, la manufactura química y las refinerías. Se usa en la fabricación de fertilizantes, en el procesamiento de alimentos y como materia prima en la producción de diversos productos químicos, incluyendo amoníaco y metanol (Muhammed et al., 2023). Básicamente su uso se puede englobar en tres tipos, combustible para transporte, industria química y metalúrgica, y calefacción y generación de energía.

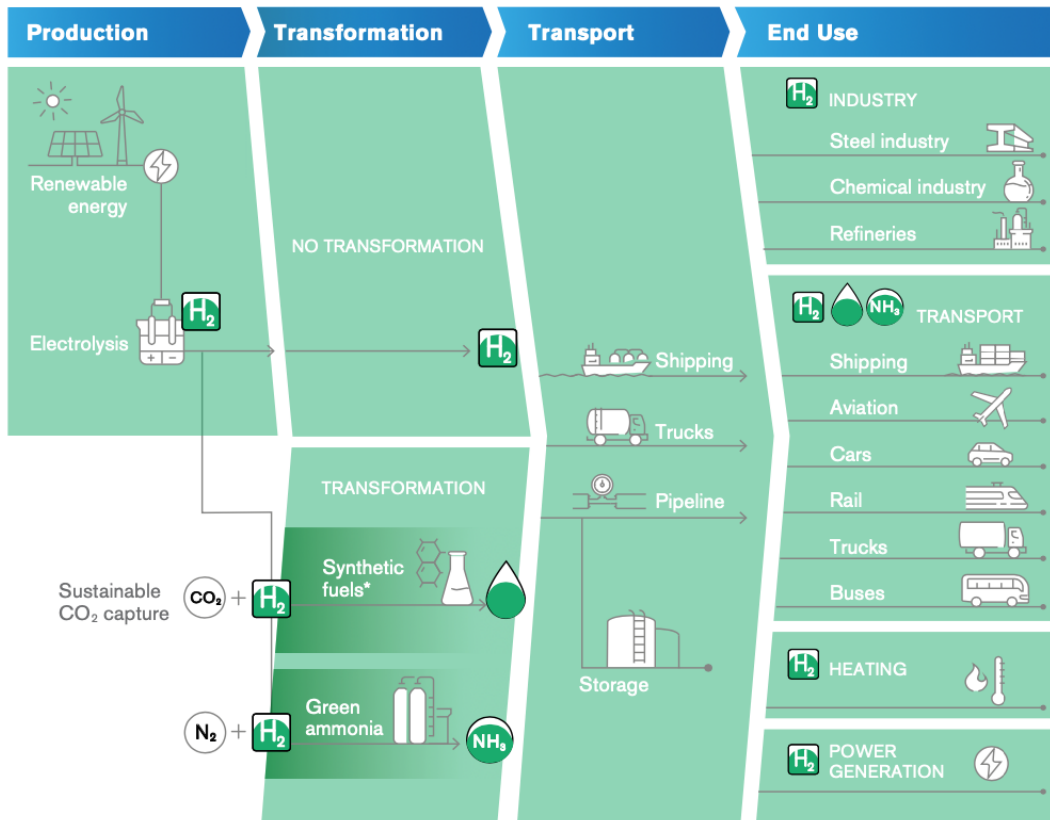
Según la IEA (2021), el sector global de transporte emitió más de 7 Gt de CO₂ en 2020 y casi 8.5 Gt en 2019, antes de la pandemia de Covid-19. En el escenario NZE 2050, las emisiones de CO₂ del sector transporte se deberán reducir a poco más de 5.5 Gt en 2030. Para 2050, estas emisiones son de aproximadamente 0.7 Gt, lo que representa una

disminución del 90% en comparación con los niveles de 2020. Para lograr estos objetivos se estima que la electricidad será la principal fuente de energía de transporte en carretera, sin embargo, el hidrógeno verde y combustibles derivados tendrán un papel significativo en vehículos pesados como los camiones. En el transporte marítimo el hidrógeno verde y sus derivados representarán el 60% del combustible usado en 2050. Además, el hidrógeno verde tiene un papel fundamental como materia prima para la elaboración de combustibles sintéticos para aviones, ya que es necesario el uso de amoníaco y otros derivados (Baiocchi et al., 2024).

El hidrógeno es una gran oportunidad para reducir la contaminación en la generación de energía y calefacción, sin depender del clima. Puede suministrar energía en cualquier momento y ayudar a equilibrar la red eléctrica, gracias a la posibilidad de almacenamiento que tiene el hidrógeno, por ejemplo, en pilas de combustible. Estas pilas generan energía y calor de manera eficiente, silenciosa y limpia, especialmente si el hidrógeno proviene de fuentes renovables. Son la única tecnología que puede generar energía limpia sin emisiones ni ruido (Clean Hydrogen Partnership, 2019).

El hidrógeno verde en la industria hoy es más bien residual. Hay dos razones por las cuales las industrias química y metalúrgica reducen sus emisiones más lentamente que otras partes del sistema energético. Primero, porque muchos productos industriales se venden en todo el mundo, los mercados son muy competitivos y los márgenes de beneficio son bajos. Esto hace difícil absorber los costes adicionales de producir de manera más ecológica. Tomará tiempo desarrollar cooperación global y marcos tecnológicos para igualar las condiciones. Segundo, las industrias pesadas usan equipos costosos y duraderos, lo que hace más lento el uso de tecnologías nuevas y limpias (IEA, 2021).

Figura 4. Cadena de valor del hidrógeno verde



Fuente: figura obtenida del informe publicado en 2023 por IRENA sobre el comercio del hidrógeno verde (IRENA, 2023a).

4. Políticas e inversión en la UE en hidrógeno verde

4.1 Políticas de la UE

En diciembre de 2019, la Comisión Europea presentó el objetivo de hacer de Europa el primer continente climáticamente neutro para 2050, con el Green Deal como guía. En 2021, el Parlamento Europeo aprobó la Ley del Clima, que legalmente compromete a la UE a este objetivo, e introdujo el paquete Fit for 55 para alcanzar metas climáticas para 2030 y más allá. Este paquete introduce propuestas legislativas para traducir la Estrategia de Hidrógeno de la UE en un marco político integral. Incluye el Paquete de Mercado de Hidrógeno y Gas Descarbonizado, que plantea iniciativas para establecer infraestructura dedicada al hidrógeno y fomentar un mercado eficiente de hidrógeno. El hidrógeno es clave en esta misión, según la Estrategia de Hidrógeno de la UE, que busca aumentar su

uso y establece objetivos para 2030, como instalar 40 GW de fuentes renovables para producir hidrógeno mediante electrólisis y generar 10 Mt de hidrógeno renovable (Baiocchi et al., 2024).

La iniciativa RePowerEU, presentada en mayo de 2022, amplía esta estrategia y busca reducir la dependencia de los combustibles fósiles rusos. Planea integrar 10 Mt adicionales de hidrógeno renovable importado y aumentar a 80 GW las fuentes renovables para su producción. Un aspecto notable de RePowerEU es su enfoque en equilibrar la oferta y la demanda de hidrógeno en diferentes regiones de Europa, mediante corredores de hidrógeno que transporten eficientemente este recurso desde regiones con abundantes recursos renovables a áreas con alta demanda y limitado potencial renovable. Para ello, se definieron siete corredores potenciales. Además de aumentar la producción de hidrógeno renovable, RePowerEU se enfoca en la conservación de energía, diversificación de fuentes y aceleración de la transición energética, combinando inversiones y reformas estratégicas para lograr estos objetivos (Baiocchi et al., 2024).

La Estrategia de Hidrógeno de la UE describe una hoja de ruta con tres fases de desarrollo (Clean Hydrogen Partnership, 2019):

1ª fase: 2020-2024 (activación)

- Instalar al menos 6 GW de electrolizadores de hidrógeno renovable para descarbonizar la producción existente de hidrógeno, produciendo 1 Mt de hidrógeno renovable en la UE.
- Escalar la fabricación de electrolizadores.
- Planificación de infraestructuras de transmisión y captura de carbono.
- Establecer el marco regulatorio y habilitador para un mercado de hidrógeno.

2ª fase: 2025-2030 (escalado)

- Instalar al menos 40 GW de electrolizadores de hidrógeno renovable, produciendo 10 Mt de hidrógeno renovable en la UE.
- Aumentar la competitividad en costes del hidrógeno renovable.

- Nuevas aplicaciones para el hidrógeno, incluyendo la fabricación de acero, camiones, aplicaciones de transporte ferroviario y marítimo.
- Hidrógeno basado en electricidad ofreciendo servicios de flexibilidad al sistema de energía.
- Adaptación de la producción existente de combustibles fósiles con captura de carbono.
- Emergencia de una infraestructura logística y de transporte a nivel de la UE para el hidrógeno.
- Desarrollo de Valles del Hidrógeno.
- Apoyo financiero para estimular inversiones.
- Completar la creación de un mercado de hidrógeno abierto y competitivo en la UE.

3ª fase: 2031-2050 (adopción del mercado)

- Las tecnologías de hidrógeno bajo en carbono alcanzan la madurez, siendo capaces de desplegarse a gran escala para llegar a todos los sectores difíciles de descarbonizar.

Según el estudio de Clean Hydrogen Partnership (UE) (2019) para lograr estos objetivos es necesario en el lado de la producción, optimizar y desarrollar activos renovables específicos para la producción de hidrógeno renovable y ampliar los electrolizadores para aumentar la competitividad en comparación con el hidrógeno basado en fósiles, además de desarrollar soluciones que actualmente están en un nivel tecnológico más bajo. En el lado de la distribución, se necesitan más desarrollos en relación con la distribución y almacenamiento de hidrógeno en grandes volúmenes y posiblemente a largas distancias. Finalmente, en el lado de la demanda, es necesario desarrollar aplicaciones de uso final a gran escala, especialmente en la industria y en el transporte pesado.

4.2 Ayudas de la UE para la implementación del hidrógeno verde

Se requerirán inversiones sustanciales para desarrollar los proyectos de producción de hidrógeno y los corredores, siendo el apoyo financiero un facilitador clave. La UE dirige

fondos a través de programas específicos de energía e iniciativas para la investigación y el desarrollo de tecnologías e infraestructura de hidrógeno. Este apoyo financiero se puede dividir en dos tipos, subvenciones e instrumentos financieros (Baiocchi et al., 2024):

Subvenciones y ayudas

- Ayudas estatales para Proyectos Importantes de Interés Común Europeo.
- Fondo de Recuperación y Resiliencia (RRF): dedicó más de 10 mil millones de euros al hidrógeno para ayudar a los Estados miembros de la UE a implementar reformas e inversiones.
- Horizonte Europa: este programa financia investigación e innovación, con un presupuesto de 95.5 mil millones de euros para 2021-2027.
- Fondo de Innovación: apoya proyectos de demostración a gran escala para tecnologías innovadoras bajas en carbono, incluyendo soluciones basadas en hidrógeno.
- Mecanismo Conectar Europa (CEF): Es un instrumento de financiación clave para el Pacto Verde Europeo, con un presupuesto de 5.84 mil millones de euros para 2021-2027, enfocado en la infraestructura de energía.

Instrumentos financieros

- Fondo InvestEU: Movilizará más de 372 mil millones de euros de inversión pública y privada con una garantía del presupuesto de la UE de 26.2 mil millones de euros.
- Facilidad de Préstamo para el Sector Público: Combina 1.5 mil millones de euros en subvenciones del presupuesto de la UE con 10 mil millones de euros en préstamos del European Investment Bank, dirigido exclusivamente a entidades públicas para apoyar proyectos en infraestructuras públicas y eficiencia energética.

5. Economía del hidrógeno verde

5.1 Creación del mercado del hidrógeno verde

El mercado europeo de hidrógeno y una red de tuberías aún no existen. Aunque actualmente el hidrógeno es una mercancía vital en la industria química, se produce principalmente en las plantas químicas. En la UE, alrededor del 95% del hidrógeno se produce mediante la reforma de metano con vapor (SMR) o la reforma autotérmica (ATR) utilizando gas natural. Este hidrógeno gris se transporta típicamente a través de pequeños sistemas de tuberías privados, como en parques empresariales. Un mercado donde se comercialicen y transporten grandes cantidades, similar al del gas natural, no existe. Actualmente, no existe una demanda significativa ni una infraestructura europea para el hidrógeno verde, y no hay participantes bien establecidos en el mercado. Por lo tanto, el objetivo principal de la regulación del hidrógeno sería fomentar el desarrollo de un mercado. Primero, esto implicaría el fomento de la producción y la demanda de hidrógeno verde. Posteriormente, la demanda de hidrógeno verde será impulsada por la necesidad de las industrias de descarbonizar su producción y evitar el aumento de los costes del CO₂. En segundo lugar, la regulación del hidrógeno deberá fomentar la creación de una infraestructura europea que permita el transporte físico y el comercio de hidrógeno (Scheibe & Poudineh, 2023).

Aunque todavía no exista un mercado propio del hidrógeno verde, su situación actual se puede describir como una nueva cadena de suministro. Esta cadena se caracteriza por la creación de contratos a largo plazo, pocos participantes, confianza entre las partes, transparencia escasa y desajuste entre la oferta y la demanda. En cambio, para que se considere que existe un mercado es necesario que se cumpla que haya contratos a corto plazo, que exista un Exchange de confianza, que haya muchos participantes, que la transparencia sea alta y precios ajustados a la oferta y demanda (Cossent et al., 2023).

Actualmente, las señales de precios del hidrógeno verde se fundamentan en evaluaciones de los costes de capital y operativos, considerando los proyectos y su ubicación. Para que existan precios globales que ayuden a ajustar la oferta y demanda será necesario evaluar

la forma del transporte del hidrógeno, el volumen y el coste de estas variables (Cossent et al., 2023).

Además, uno de los puntos negativos para la creación de un mercado de hidrógeno verde es que actualmente los flujos de caja de estos proyectos son difícilmente previsibles y la financiación de estos es mucho más costosa que la del hidrógeno gris. Se estima que su precio en las próximas décadas seguirá siendo superior al del hidrógeno azul y del gas natural. Para que el hidrógeno verde sea competitivo no basta con medidas y financiación que ayuden a financiar los proyectos, también es necesaria la iniciativa privada en este contexto (Cossent et al., 2023). El desarrollo tecnológico y el coste representan, actualmente la principal barrera para que las grandes compañías energéticas desarrollen el hidrógeno como una mercancía comercial global a corto o mediano plazo. Sin embargo, este desafío podría ser menos problemático si la industria primero se desarrolla como un negocio local o doméstico para cumplir con los objetivos nacionales de transición. Luego, a mediano plazo, podría expandirse a nivel regional. Este enfoque escalonado permitiría tiempo para el desarrollo de la tecnología de transporte y los volúmenes de mercado necesarios para apoyar la inversión. Aunque hoy parece difícil de imaginar, resulta inconcebible que el hidrógeno no se convierta en una mercancía energética a nivel global en algún momento si se resuelve el desafío del transporte. Su papel en la transición energética es demasiado importante, considerando los actuales objetivos de lucha contra el cambio climático (Baker, 2021).

En conclusión, mientras que las barreras tecnológicas y de coste actuales son significativas, la estrategia de desarrollo gradual puede allanar el camino para que el hidrógeno desempeñe un papel crucial en el futuro energético mundial. A medida que se desarrollen la tecnología, la infraestructura y el mercado, el hidrógeno tiene el potencial de convertirse en una mercancía clave a nivel global, desempeñando un papel fundamental en la transición hacia una economía más sostenible y libre de carbono. Sin embargo, será esencial resolver los problemas de la previsión de los flujos de caja y atraer el interés del sector privado para invertir, para asegurar la viabilidad y competitividad del hidrógeno verde a largo plazo.

5.2 Formación de precios del hidrógeno verde

En el apartado anterior hemos visto que para que se considere que existe el mercado del hidrógeno verde uno de los puntos necesarios era el precio debe ser transparente y acorde a la demanda y la oferta, lo que se conoce como Price Discovery. Actualmente esto no sucede, lo más cercano que existe hoy es la información de precios que proporciona la plataforma S&P Global. Existen seis valores distintos dependiendo de la localización: California, Costa del Golfo de EE. UU., Noroeste de Europa, Oriente Medio, Este de Asia (Japón) y Australia. El precio que se muestra en S&P Global no es del mercado spot, sino que corresponde al coste de producción, aunque no tiene en cuenta ni los costes de financiación ni los de transporte (Cossent et al., 2023).

Las evaluaciones de precios del hidrógeno se fundamentan en los costes de las materias primas, utilizando evaluaciones existentes de gas natural y electricidad pertinentes para los centros de precios. Estas evaluaciones se calculan aplicando un factor de capacidad y una eficiencia de conversión de energía preestablecidos para cada método de producción. Por ejemplo, el precio de la Costa del Golfo de EE. UU. se determina a partir de un promedio de los precios de la electricidad en Texas y Luisiana, así como de los precios físicos del gas en Houston y Henry Hub (Luisiana) (S&P Global, 2024). La producción de hidrógeno renovable generalmente se realiza a través de la electrólisis del agua, un proceso que requiere una cantidad significativa de electricidad. Si la electricidad utilizada para este proceso proviene en parte de plantas que queman gas natural, entonces el precio del gas afecta indirectamente el coste de producción del hidrógeno (Cossent et al., 2023).

Cabe destacar que, aunque el aumento en el precio de los combustibles fósiles, como el gas, pueda parecer favorable para hacer que el hidrógeno renovable sea más competitivo, este incremento también impulsa la inflación, lo que podría llevar a futuras subidas de tipos de interés. Considerando que invertir en hidrógeno requiere un capital inicial significativo, por lo que un alza excesiva en los precios de los combustibles fósiles no es beneficioso (Cossent et al., 2023).

En 2023 European Energy Exchange presentó el índice Hydrix, el primer índice de hidrógeno en el mercado. Este índice tiene como finalidad proporcionar datos sobre los

precios del hidrógeno renovable negociado, reflejando así las condiciones de oferta y demanda. El objetivo principal del Hydrix es establecer un precio de referencia que se pueda utilizar para tomar decisiones de inversión y financiación. Aunque actualmente el valor del Hydrix no se considera una cotización bursátil ni un valor Over the Counter, se espera que este índice sirva como referencia para contratos bilaterales. A pesar de su reciente introducción, el índice de hidrógeno renovable Hydrix es esencial para generar señales de precio que optimicen las inversiones en hidrógeno renovable gracias sus características de señales de precio directa, lugar de precios derivados de sustitutos, cotización en €/MWh para una mejor comparación de los precios con el gas y la electricidad, y finalmente permite la transparencia y el Price Discovery (Cossent et al., 2023).

Además, la Comisión Europea ha diseñado un mecanismo de subasta para fomentar la producción de hidrógeno renovable en la UE, con el objetivo de alcanzar varios resultados clave. En primer lugar, las subastas competitivas y transparentes permitirán identificar los costes de producción del hidrógeno renovable, estableciendo una señal de precios válida para el desarrollo del mercado. Proporcionará ayudas públicas y fomentará la competencia entre productores, para cerrar la brecha de costes entre el hidrógeno renovable y los combustibles fósiles. Esto permitirá una producción más eficiente y acelerará la adopción de hidrógeno renovable en la región. Otro objetivo es reducir los riesgos asociados al mercado del hidrógeno, equilibrando la oferta y la demanda, disminuyendo el coste de capital y estimulando la inversión privada. El Fondo de Innovación promoverá esta inversión, atrayendo capital privado y fomentando el desarrollo del mercado. Este nuevo mecanismo de subastas proporcionará financiación público-privada para el desarrollo de proyectos, impulsando tecnologías innovadoras necesarias para la transición en sectores difíciles de descarbonizar. Así, se espera incrementar la competitividad y movilización de capital, estimulando el crecimiento del mercado de hidrógeno renovable en la UE (Cossent et al., 2023). El 30 de abril de 2024, la Comisión Europea anunció la concesión de casi 720 millones de euros a siete proyectos de producción de hidrógeno renovable en Europa, seleccionados en la primera licitación del Banco Europeo del Hidrógeno. Los proyectos que han sido elegidos recibirán subvenciones para cubrir la diferencia entre sus costes de producción y el precio de mercado del hidrógeno, facilitando así la descarbonización industrial. Ubicados en cuatro países europeos, estos proyectos tienen como objetivo producir 1,58 millones de

toneladas de hidrógeno renovable durante los próximos diez años, lo que evitará la emisión de más de 10 millones de toneladas de dióxido de carbono equivalente (Team Europe Initiative, 2024).

El mercado del hidrógeno verde se enfrenta principalmente a desafíos en la transparencia y determinación de precios. Actualmente, la información de precios proviene principalmente de S&P Global. La introducción del índice Hydrix y los mecanismos de subasta de la Comisión Europea son pasos clave para mejorar la transparencia, establecer precios de referencia y fomentar la inversión. Estas iniciativas buscan cerrar la brecha de costes con los combustibles fósiles, equilibrar la oferta y demanda, y atraer capital privado, promoviendo el crecimiento y competitividad del mercado del hidrógeno renovable.

5.3 Sistema de certificación

Etiquetar el hidrógeno con una clasificación por colores para indicar el método tecnológico utilizado en su producción se ha vuelto común, sin embargo, esta clasificación no basta para cuantificar y describir la diversidad de impactos ambientales asociados con cada tipo de hidrógeno, ni permite comparar de manera efectiva la intensidad de las emisiones entre los diferentes métodos de producción. Como las características de producción y emisiones no se pueden detectar en el hidrógeno mismo. Por lo tanto, es esencial identificar estas características durante los procesos de producción y transporte (IRENA, 2023b).

El número de iniciativas para crear un mercado de certificación de hidrógeno ha aumentado en los últimos años. La mayoría de estas iniciativas están diseñadas para un país o región específica. Sin embargo, los siguientes mecanismos están trabajando para ser reconocidos internacionalmente: el Estándar de Hidrógeno Verde, CertifHy y el Esquema de Certificación de Carbono Cero. Para la adopción internacional, es esencial que los estándares sean emitidos por una entidad de estándares reconocida, reconocidos en la jurisdicción de un país o utilizados por una amplia gama de proyectos de hidrógeno (IRENA, 2023b).

Que haya muchas regulaciones obstaculizaría la escalabilidad del hidrógeno renovable y tendría impactos negativos en el comercio internacional de hidrógeno y sus derivados. Los exportadores podrían centrarse en unos pocos mercados, reduciendo la escalabilidad de sus proyectos. Si no hay esfuerzos para consolidar y armonizar los criterios técnicos utilizados para clasificar el hidrógeno como bajo en carbono, podrían formarse tantos mercados como reglas de certificación existan. La armonización de estándares y reglas puede aumentar la visibilidad sobre el futuro del hidrógeno renovable. Los posibles exportadores conocerán las características de la producción de hidrógeno en las que deben centrarse y tendrán una señal de inversión clara y detallada para el despliegue eficiente de la infraestructura de hidrógeno renovable (IRENA, 2023b).

La creación de certificaciones de hidrógeno es importante para hacer el hidrógeno renovable más accesible y transparente. Las certificaciones permiten comparar precios de manera efectiva, lo que facilita la inversión y asegura que los productores y consumidores confíen en las credenciales ecológicas del producto. Una certificación sólida mejora la contabilidad del carbono y ofrece señales claras para la inversión a largo plazo y se facilita la transición hacia un mercado global de hidrógeno. Esto también ayuda a equilibrar la oferta y la demanda, creando un entorno regulatorio que favorece el crecimiento y la competitividad del hidrógeno renovable.

6. Análisis cuantitativo del hidrógeno verde

6.1 Descripción del análisis

A lo largo del estudio del hidrógeno verde, se ha identificado que aún no existe un mercado consolidado y bien estructurado para este recurso. Sin embargo, ya se han iniciado iniciativas como la de S&P Global para lograr el Price Discovery del hidrógeno verde. Esto es esencial para el desarrollo de un mercado transparente y eficiente, donde los precios reflejen de manera precisa la oferta y la demanda. Su precio, no obstante, depende en gran medida de otros “commodities”, como el gas natural, el petróleo y la electricidad. Por esta razón, se pretende analizar cómo varían los precios del hidrógeno en función de estos “commodities”, centrándonos en el mercado europeo y tomando como referencia el precio del hidrógeno producido en Holanda.

El objetivo principal del análisis es determinar cómo los cambios en los precios del gas natural, el petróleo y la electricidad influyen en el precio del hidrógeno verde en Europa. Para ello, se utilizará un modelo explicativo usando una regresión lineal múltiple.

Para este modelo se usará como variable objetivo la rentabilidad diaria del derivado del hidrógeno y como variables explicativas la rentabilidad diaria del futuro del gas natural, del petróleo y de la electricidad. Las fuentes de información de precios usadas serán S&P Global y Factset. El análisis realizado se basará en los precios obtenidos entre el 9/12/2021 y 9/5/2024, un total de dos años y medio. Existe una limitación en la cantidad de precios que se pueden obtener ya que no se empezó a registrar el precio del hidrógeno hasta hace poco.

- Hidrógeno: se usará la rentabilidad diaria del hidrógeno renovable producido en Holanda, el nombre corresponde a “Carbon Neutral Hydrogen Ex Works North West Europe” con el ticker HYNWB00. La información de precios se ha obtenido de S&P Global.

Figura 5. Gráfico evolución de precio de HYNWB00

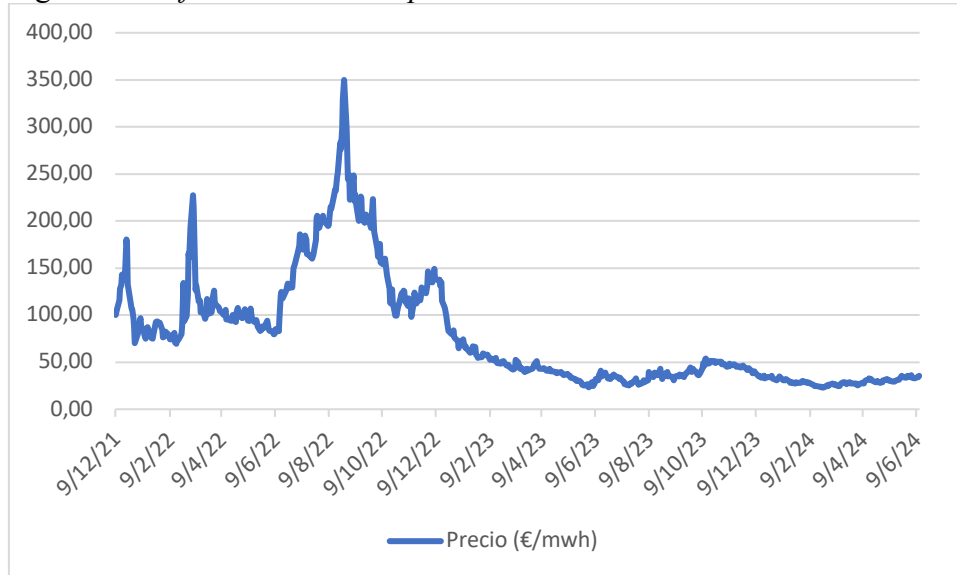


Fuente: elaboración propia con los datos de precios de S&P Global.

- Gas natural: para el análisis se utilizará la rentabilidad diaria del futuro “Dutch TTF Gas Monthly” con el ticker TFM100-NDEX. Los precios se han obtenido de

Factset. Se usa este futuro porque S&P Global evalúa el precio del hidrógeno utilizando el precio del gas del mes siguiente.

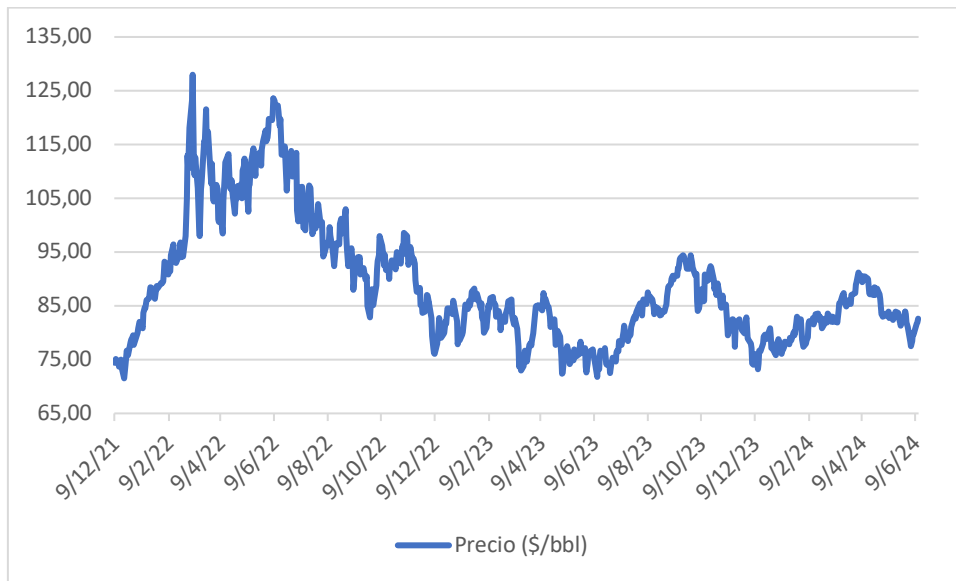
Figura 6. Gráfico evolución de precio de TFMI00-NDEX



Fuente: elaboración propia con los datos de precios de Factset.

- Petróleo: se usará la rentabilidad diaria de “Brent Crude Oil” con el ticker BRN00-IFEU. Corresponde a los futuros de crudo Brent, que se negocian en el mercado europeo. La información de precios se ha sacado de Factset. Se usa esta variable porque el precio del petróleo generalmente afecta a toda la economía y es un combustible sustitutivo del hidrógeno.

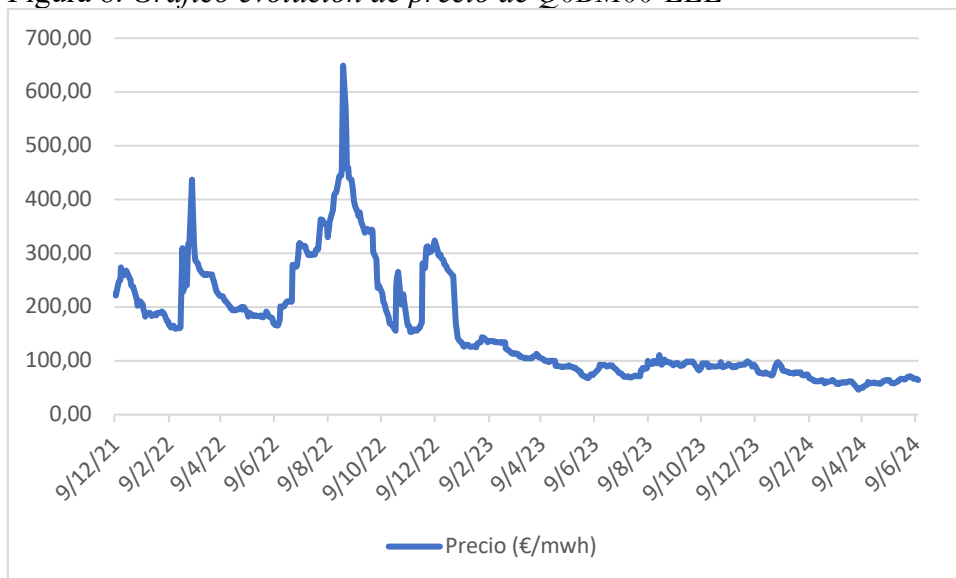
Figura 7. Gráfico evolución de precio de BRN00-IFEU



Fuente: elaboración propia con los datos de precios de Factset.

- Electricidad: se usará el futuro “Dutch Power Base Month Mth” con el ticker Q0BM00-EEE. Los precios se han obtenido de Factset. Se usa este futuro porque S&P Global evalúa el precio del hidrógeno utilizando el precio de la electricidad del mes siguiente.

Figura 8. Gráfico evolución de precio de Q0BM00-EEE



Fuente: elaboración propia con los datos de precios de Factset.

Además de usar S&P Global y Factset, para realizar el análisis voy a utilizar Excel para crear la base de datos de las rentabilidades a partir de los precios obtenidos y realizaré la regresión en Python.

6.2 Procesado de los datos

Se ha realizado una limpieza de datos, para garantizar la precisión y la validez de los resultados del modelo explicativo. Se eliminaron aquellas filas en las que faltaban datos de precios para alguna de las variables ya que no comprometía la cantidad de datos disponibles para el análisis. Al final se usarán 587 precios de cada una de las variables.

Se han normalizados los datos de los precios sacando las rentabilidades diarias. Esto permite comparar variables que originalmente están en diferentes escalas. Cada una de las variables tenía diferentes unidades y escalas:

- Precio del hidrógeno: €/MMtu
- Futuro del gas: €/MWh
- Futuro del Brent: \$/bbl
- Futuro de la electricidad: €/MWh

6.3 Análisis univariante

En este apartado se ha realizado un análisis descriptivo de las variables involucradas. Este análisis proporciona una visión general de las características estadísticas de cada variable, lo cual es fundamental para comprender la naturaleza de los datos antes de proceder con la modelización. El análisis descriptivo de las variables incluye las siguientes estadísticas: cuenta (count), media (mean), desviación estándar (std), mínimo (min), percentiles (25%, 50%, 75%) y máximo (max).

A continuación, se presentan los resultados del análisis descriptivo basado en la tabla de estadísticas resumidas.

Figura 9. Tabla de análisis descriptivo de las variables

	HYNWB00	TFMI00-NDEX	BRN00-IFEU	Q0BM00-EEE
count	587.0	587.0	587.0	587.0
mean	0.0	0.0006	0.0005	-0.0001
std	0.0595	0.0731	0.0236	0.0676
min	-0.3493	-0.3065	-0.1316	-0.4099
25%	-0.029	-0.0397	-0.0133	-0.0178
50%	0.0	-0.0029	0.0021	-0.0029
75%	0.0247	0.0351	0.0149	0.0096
max	0.3609	0.511	0.0879	0.6908

Fuente: elaboración propia

El análisis descriptivo de las rentabilidades diarias muestra que todas las variables tienen una media cercana a 0, lo cual es consistente con la naturaleza de las rentabilidades diarias, que fluctúan alrededor de la media cero. Las desviaciones estándar varían, siendo más altas para el futuro del gas (0.0731) y la electricidad (0.0676), y más bajas para el futuro del Brent (0.0236), lo que indica que las rentabilidades diarias del gas y la electricidad son más volátiles que las del Brent.

La media de la rentabilidad diaria del hidrógeno es 0, con una desviación estándar de 0.0595. Esto indica que las rentabilidades diarias fluctúan en torno a cero, con un rango que va desde -0.3493 hasta 0.3609. La media de la rentabilidad diaria del futuro del gas es 0.0006, con una desviación estándar de 0.0731. Las rentabilidades diarias varían entre -0.3065 y 0.511. La media de la rentabilidad diaria del futuro del Brent es 0.0005, con una desviación estándar de 0.0236. Las rentabilidades diarias oscilan entre -0.1316 y 0.0879. La media de la rentabilidad diaria del futuro de la electricidad es -0.0001, con una desviación estándar de 0.0676. Las rentabilidades diarias varían entre -0.4099 y 0.6908.

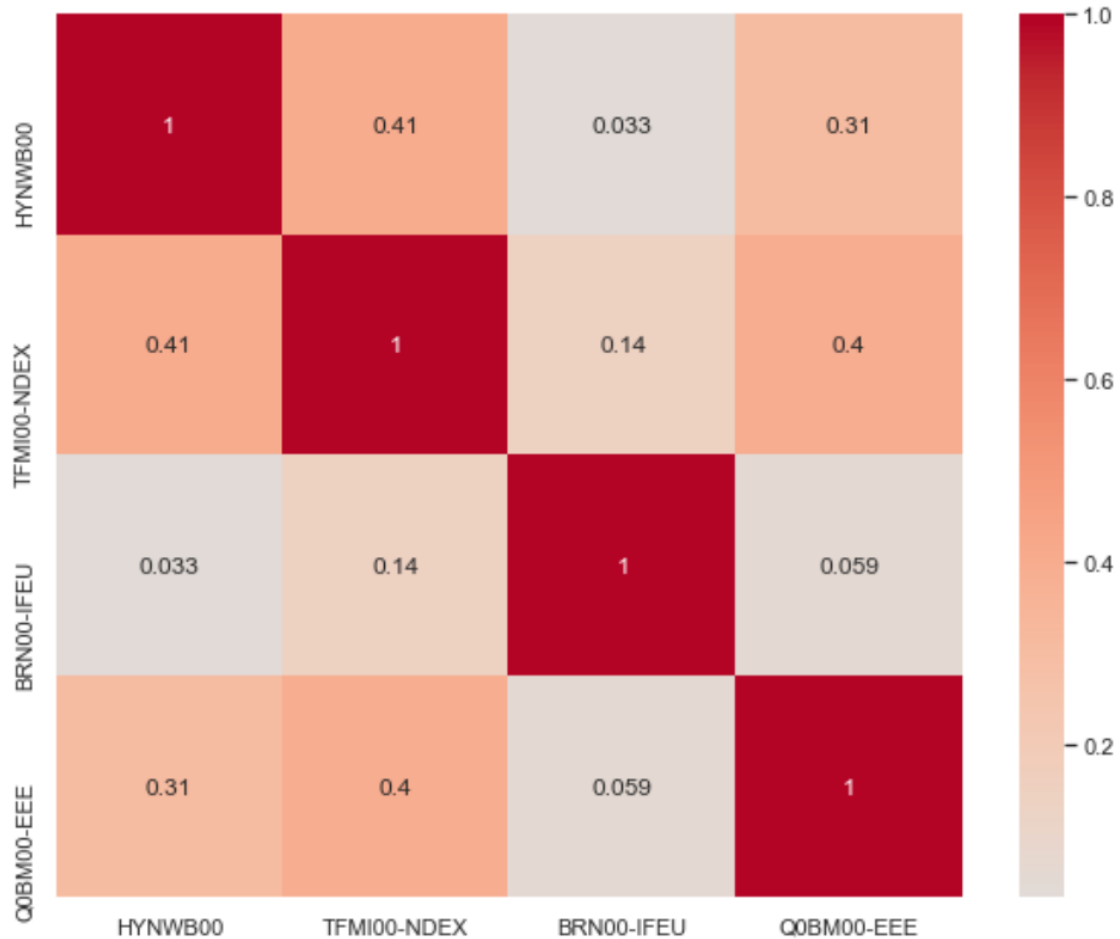
La alta volatilidad observada en las rentabilidades del gas y de la electricidad está influenciada por el caso del gaseoducto Nord Stream. El Nord Stream es una importante infraestructura que transporta gas natural desde Rusia hasta Europa, las restricciones en el suministro de gas debido a cortes en el gaseoducto provocaron un aumento significativo en los precios del gas en Europa y, por lo tanto, en los mercados de energía (Cossent et al., 2023).

6.4 Análisis multivariante

Para comprender mejor las relaciones entre el hidrógeno y las variables independientes se ha realizado un análisis de correlación. Este análisis permite identificar la fuerza y la

dirección de las relaciones lineales entre las variables. A continuación, se presentan los resultados del análisis de correlación y una interpretación de estos.

Figura 10. Mapa de calor de correlaciones



Fuente: elaboración propia

La matriz de correlación obtenida se muestra en la figura adjunta. Los valores de correlación pueden variar entre -1 y 1, donde:

- 1 indica una correlación positiva perfecta.
- 0 indica que no hay correlación.
- -1 indica una correlación negativa perfecta.

1. Correlación entre el Precio del Hidrógeno y el Futuro del Gas (0.41):

Existe una correlación positiva moderada entre la rentabilidad del hidrógeno y la rentabilidad del futuro del gas. Esto indica que, a medida que la rentabilidad del futuro del gas aumenta, la rentabilidad del hidrógeno tiende a aumentar también. Esta correlación es esperada ya que el precio del hidrógeno está influenciado por el precio del gas. S&P Global considera el precio del gas al evaluar el precio del hidrógeno, lo que explica esta alta correlación.

2. Correlación entre el Precio del Hidrógeno y el Futuro del Brent (0.03):

La correlación positiva muy baja (0.03) entre la rentabilidad del hidrógeno y la rentabilidad del futuro del Brent sugiere que los precios del petróleo tienen una influencia mínima en la rentabilidad del hidrógeno. Esto puede deberse a que el Brent afecta los costes de producción del hidrógeno de manera más indirecta en comparación con el gas y la electricidad.

3. Correlación entre el Precio del Hidrógeno y el Futuro de la Electricidad (0.96):

La correlación positiva moderada (0.31) entre la rentabilidad del hidrógeno y la rentabilidad del futuro de la electricidad sugiere que estos mercados están relacionados. Dado que la electricidad es un factor importante en el proceso de producción de hidrógeno, especialmente en tecnologías como la electrólisis, esta correlación es coherente con las expectativas. Además, S&P Global considera el precio de la electricidad al evaluar el precio del hidrógeno, lo que explica esta correlación moderada.

6.5 Descripción del modelo

Se ha elegido la regresión lineal múltiple debido a su capacidad para modelar relaciones lineales entre una variable dependiente y varias variables independientes. En este caso, la variable dependiente será la rentabilidad diaria del hidrógeno verde, mientras que las variables independientes serán las rentabilidades diarias del futuro del gas natural, del Brent y de la electricidad.

El modelo de regresión OLS se puede representar de la siguiente manera:

$$y = \beta_0 + \beta_1 X_1 + \beta_2 X_2 + \beta_3 X_3 + \epsilon$$

Donde:

- Y es la rentabilidad diaria del hidrógeno verde.
- X1 es la rentabilidad diaria del futuro del gas natural.
- X2 es la rentabilidad diaria del futuro del Brent.
- X3 es la rentabilidad diaria de la electricidad.
- β_0 es el término constante.
- β_1 , β_2 , β_3 son los coeficientes de regresión que indican el cambio en y por un cambio unitario en cada X.
- ϵ es el término de error.

Cada β (coeficiente) nos dará información de cuanto varía nuestra variable objetivo por cada unidad que varíe la variable independiente. Esta información nos permitirá saber si una subida en una de las variables independientes hace que suba o baje el valor de nuestra variable objetivo y en qué proporción la hará. Se valorará la significancia de estos coeficientes utilizando el p-valor. El p-valor es la probabilidad de obtener un resultado tan extremo o más extremo que el observado en los datos, bajo la suposición de que la hipótesis nula (H_0) es verdadera. Un p-valor bajo indica que el resultado observado es improbable bajo la hipótesis nula y puede sugerir que la hipótesis nula debe ser rechazada. Mientras que, un p-valor alto indica que el resultado observado es probable bajo la hipótesis nula y no hay suficiente evidencia para rechazarla. Para rechazar o no la hipótesis nula se usará un umbral de significancia de 0.05.

También se comprobará el R^2 del modelo, este dato nos indica la proporción de la variabilidad en la variable dependiente que es explicada por las variables independientes.

6.6 Modelo de regresión lineal múltiple

Para evaluar cómo los cambios en los precios de los futuros del gas, del Brent y de la electricidad afectan al cambio de precio del hidrógeno, se ha realizado una regresión

lineal múltiple con las variables. A continuación, se interpretan los resultados del modelo con un umbral de significancia de 0.05.

Figura 11. Resultados de la regresión

OLS Regression Results						
Dep. Variable:	Return_Hidrogeno	R-squared:	0.980			
Model:	OLS	Adj. R-squared:	0.980			
Method:	Least Squares	F-statistic:	9640.			
Date:	Sun, 16 Jun 2024	Prob (F-statistic):	0.00			
Time:	23:58:41	Log-Likelihood:	319.34			
No. Observations:	588	AIC:	-630.7			
Df Residuals:	584	BIC:	-613.2			
Df Model:	3					
Covariance Type:	nonrobust					
	coef	std err	t	P> t	[0.025	0.975]
const	-1.241e-15	0.006	-2.13e-13	1.000	-0.011	0.011
Return_Futuro_Gas	0.8608	0.021	40.531	0.000	0.819	0.903
Return_Futuro_Brent	-0.0127	0.007	-1.900	0.058	-0.026	0.000
Return_Futuro_Electricidad	0.1402	0.021	6.650	0.000	0.099	0.182
Omnibus:	174.770	Durbin-Watson:	1.528			
Prob(Omnibus):	0.000	Jarque-Bera (JB):	4097.312			
Skew:	0.728	Prob(JB):	0.00			
Kurtosis:	15.850	Cond. No.	7.73			

Fuente: elaboración propia

1. Coeficiente del retorno del futuro del gas (0.8608):

El valor p es 0, que es menor que el umbral de significancia de 0.05, por lo que rechazamos la hipótesis nula (H0) y concluimos que el coeficiente es significativamente diferente de cero. Un aumento de un 1% en el precio del futuro del gas está asociado con un aumento de 0.8608% en el precio del hidrógeno. Esto indica una fuerte y positiva relación entre el precio del futuro del gas y el precio del hidrógeno.

2. Coeficiente del retorno del futuro del Brent (-0.0127):

El valor p es 0.058, que es mayor que el umbral de significancia de 0.05, por lo que no podemos rechazar la hipótesis nula (H0). Esto sugiere que no hay suficiente evidencia para concluir que el coeficiente es significativamente diferente de cero. Aunque el coeficiente es negativo, su falta de significancia estadística indica que no podemos afirmar con confianza que los cambios en el precio del futuro del Brent tienen un impacto significativo en el precio del hidrógeno.

3. Coeficiente del retorno del futuro de la electricidad (0.1402):

El valor p es 0, que es menor que el umbral de significancia de 0.05, por lo que rechazamos la hipótesis nula (H0) y concluimos que el coeficiente es significativamente diferente de cero. Un aumento de un 1% en el precio del futuro de la electricidad está asociado con un aumento de 0.1402% en el precio del hidrógeno. Esto indica una relación positiva y significativa entre el precio del futuro de la electricidad y el precio del hidrógeno.

Respecto al R2, indica que el 98% de la variabilidad en el precio del hidrógeno es explicada por los precios de los futuros del gas, del Brent y de la electricidad. Esto sugiere un buen ajuste del modelo a los datos, mostrando que las variables independientes seleccionadas son muy buenas predictoras del precio del hidrógeno.

7. Conclusión

A diferencia del hidrógeno gris y azul, el hidrógeno verde no emite CO2 durante su producción, lo que lo convierte en una opción clave para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. El hidrógeno verde, producido mediante electrólisis con energía renovable, es especialmente relevante en sectores difíciles de electrificar, como la industria pesada y el transporte de larga distancia. Sin embargo, actualmente, su producción es limitada y representa una pequeña fracción del total de hidrógeno producido globalmente. Enfrenta varios desafíos, principalmente relacionados con los altos costes de producción y la necesidad de una infraestructura adecuada para su almacenamiento y transporte.

A medida que las tecnologías de producción y almacenamiento de hidrógeno verde avanzan y los costes de la electricidad renovable disminuyen, se espera que el hidrógeno verde se vuelva más competitivo. Las políticas gubernamentales y las inversiones estratégicas desempeñarán un papel crucial en acelerar esta transición. La creación de un mercado bien estructurado para el hidrógeno verde, con precios transparentes, certificaciones y regulaciones claras, es esencial para atraer inversiones y fomentar la

adopción a gran escala. Iniciativas como el índice Hydrix y las subastas de la Comisión Europea son pasos importantes en esta dirección.

El modelo de regresión lineal múltiple utilizado en este estudio demuestra que el precio del hidrógeno verde en Europa está correlacionado con el precio del gas natural y la electricidad, con coeficientes de 0.8608 y 0.1402, respectivamente, esto es normal porque como se ha visto, S&P Global se basa en sus precios para valorar el hidrógeno. Esto sugiere que los esfuerzos para estabilizar y reducir los costes de la electricidad renovable y del gas natural serán importantes para hacer que el hidrógeno verde sea económicamente viable al menos durante esta primera etapa de implementación ya que la volatilidad de estos mercados puede afectar la competitividad del hidrógeno verde. La no significancia del coeficiente del Brent (-0.0127) indica que, aunque el petróleo tiene una influencia, no es tan determinante como los otros dos factores. Además, los cambios en los precios del petróleo tienen una correlación nula con los cambios en los precios del hidrógeno, esto puede deberse a que son formas de energía sustitutivas y un aumento en el precio de una de ellas puede significar que la otra se vuelva más atractiva para el mercado.

En conclusión, la transición hacia un mercado de hidrógeno verde competitivo y sostenible requerirá esfuerzos coordinados en políticas públicas, inversiones en infraestructura, avances tecnológicos y una mayor integración de fuentes de energía renovable.

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

Por la presente, yo, Javier Soriano Ruiz del Moral, estudiante de E2 Analytics de la Universidad Pontificia Comillas al presentar mi Trabajo Fin de Grado titulado "Análisis del mercado del hidrógeno verde y un modelo explicativo sobre su derivado en Europa", 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. **Referencias:** Usado conjuntamente con otras herramientas, como Science, para identificar referencias preliminares que luego he contrastado y validado.
2. **Corrector de estilo literario y de lenguaje:** Para mejorar la calidad lingüística y estilística del texto.
3. **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: 16/06/2024

Firma: Javier Soriano Ruiz del Moral

Bibliografía

- ACCIONA. (2022). What are the colours of hydrogen and what do they mean?. ACCIONA ENERGY. https://www.aciona.com.au/updates/stories/what-are-the-colours-of-hydrogen-and-what-do-they-mean/?_adin=02021864894
- Aziz, M. (2021). Liquid Hydrogen: A Review on Liquefaction, Storage, Transportation, and Safety. *Energies*. <https://doi.org/10.3390/en14185917>.
- Baiocchi, F., Barbaresco, G., Calderón, A., D'Andrea, G., Escarpenter, C., Lococo, F., Muguero, J., Rodríguez, J. I., Pérez, J., Santana, D. & Sánchez, C. (2024). The renewable hydrogen potential of the Iberian Corridor: Infrastructure aspects. Publications Office of the European Union.
- Baker, A. (2021). Can hydrogen develop into a global commodity like LNG? Société Générale. <https://wholesale.banking.societegenerale.com/en/news-insights/all-news-insights/news-details/news/can-hydrogen-develop-into-global-commodity-like-lng/>
- Clean Hydrogen Partnership, (2019). Strategic Research & Innovation Agenda 2021-2027. <https://www.clean-hydrogen.europa.eu/system/files/2022-02/Clean%20Hydrogen%20JU%20SRIA%20-%20approved%20by%20GB%20-%20clean%20for%20publication%20%28ID%2013246486%29.pdf>
- Cossent, R., Figuerola-Ferretti, I., Gerres, T., Sanz, F. J., Segarra, I., & Serna, S. (2023). Informe anual del hidrógeno 2022-2023. Cátedra Comillas de Estudios sobre el Hidrógeno, Universidad Pontificia Comillas.
- European Commission. (2017). Energy storage—the role of electricity. https://energy.ec.europa.eu/system/files/2017-02/swd2017_61_document_travail_service_part1_v6_0.pdf
- Gabrielli, P., Poluzzi, A., Kramer, G. J., Spiers, C., Mazzotti, M., & Gazzani, M. (2020). Seasonal energy storage for zero-emissions multi-energy systems via underground hydrogen storage. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 121, 109629. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109629>

Genia Global Energy. (n.d.). Los diferentes tipos de hidrógeno según sus colores.
<https://geniaglobal.com/tipos-de-hidrogeno-segun-colores/>

Hendry, R. F. (2012). Antoine Lavoisier (1743–1794). En A. I. Woody, R. F. Hendry, & P. Needham (Eds.), *Handbook of the Philosophy of Science: Philosophy of Chemistry* (Vol. 6, pp. 63-70). North-Holland. <https://doi.org/10.1016/B978-0-444-51675-6.50005-0>

House of Commons Science and Technology Committee. (2022). The role of hydrogen in achieving Net Zero. Fourth Report of Session 2022–23, HC 99. Published on 19 December 2022 by authority of the House of Commons.

Howarth, R., & Jacobson, M. (2021). How green is blue hydrogen?. *Energy Science & Engineering*, 9, 1676 - 1687.

IEA (2021), Net Zero by 2050, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>, Licence: CC BY 4.0

IEA. (2023). Global Hydrogen Review 2023, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2023>, Licence: CC BY 4.0

International Renewable Energy Agency & World Trade Organization (IRENA). (2023a). *International trade in green hydrogen*. https://mc-cd8320d4-36a1-40ac-83cc-3389-cdn-endpoint.azureedge.net/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2023/Dec/IRENA_WTO_International_trade_green_hydrogen_2023.pdf?rev=5478e0e6ebb141c5a8f9395b1

International Renewable Energy Agency, RMI. (2023b) Creating a global hydrogen market: Certification to enable trade. <https://www.irena.org/Publications/2023/Jan/Creating-a-global-hydrogen-market-Certification-to-enable-trade>.

IREC. (2020). Hidrógeno. Vector energético de una economía descarbonizada. Fundación Naturgy. <https://www.fundacionnaturgy.org/publicacion/hidrogeno-vector-energetico-de-una-economia-descarbonizada/>

- Li, R., & Kawanami, H. (2023). A Recent Review of Primary Hydrogen Carriers, Hydrogen Production Methods, and Applications. *Catalysts*.
<https://doi.org/10.3390/catal13030562>.
- Mohammad, A. K., Sumeray, C., Richmond, M., Hinshelwood, J., & Ghosh, A. (2022). Assessing the sustainability of liquid hydrogen for future hypersonic aerospace flight. *Aerospace*, 9(12), 801.
- Muhammed, N. S., Gbadamosi, A. O., Epelle, E. I., Abdulrasheed, A. A., Haq, B., Patil, S., Al-Shehri, D., & Kamal, M. S. (2023). Hydrogen production, transportation, utilization, and storage: Recent advances towards sustainable energy. *Journal of Energy Storage*, 73, 109207. <https://doi.org/10.1016/j.est.2023.109207>
- Nationalgrid. (2023). The hydrogen colour spectrum. National Grid Group.
<https://www.nationalgrid.com/stories/energy-explained/hydrogen-colour-spectrum>
- S&P Global. (2024). Hydrogen price assessments. S&P Global Commodity Insights. Recuperado el 10 de junio, 2024, de
<https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/our-methodology/price-assessments/energy-transition/hydrogen-price-assessments>
- Scheibe, A., & Poudineh, R. (2023). Regulating the future European hydrogen supply industry: A balancing act between liberalization, sustainability, and security of supply? Oxford Institute for Energy Studies.
- Schmidt, O., Gambhir, A., Staffell, I., Hawkes, A., Nelson, J., & Few, S. (2017). Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(30), 30470-30492.
<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.10.045>
- Sherif, S. (1997). Liquid hydrogen: Potential, problems, and a proposed research program. *International Journal of Hydrogen Energy*, 22, 683-688.
[https://doi.org/10.1016/S0360-3199\(96\)00201-7](https://doi.org/10.1016/S0360-3199(96)00201-7).
- Shiva Kumar, S., & Lim, H. (2022). An overview of water electrolysis technologies for green hydrogen production. *Energy Reports*, 8, 13793-13813

Staffell, I., Scamman, D., Velazquez Abad, A., Balcombe, P., Dodds, P.E., Ekins, P., Shah, N., Ward, K.R. 2019. The role of hydrogen and fuel cells in the global energy system, *Energy Environ. Sci.* 12. 463–491. <https://doi.org/10.1039/c8ee01157e>.

Team Europe Initiative. (2024). Subasta piloto del Banco Europeo del Hidrógeno asigna EUR 720 millones para la producción de hidrógeno renovable en Europa. Team Europe H2. <https://teameuropeh2.com/subasta-piloto-del-banco-europeo-del-hidrogeno-asigna-eur-720-millones-para-la-produccion-de-hidrogeno-renovable-en-europa/>

Tichler, R., Lehner, M., Steinmüller, H., Koppe, M. (2014). Power-to-Gas: Technology and Business Models.

United Nations. (2015). Paris Agreement.
https://unfccc.int/sites/default/files/english_paris_agreement.pdf

Verhelst, S., & Sierens, R. (2001). Hydrogen engine-specific properties. *International Journal of Hydrogen Energy*, 26, 987-990. [https://doi.org/10.1016/S0360-3199\(01\)00026-X](https://doi.org/10.1016/S0360-3199(01)00026-X).

West, J. (2014). Henry Cavendish (1731-1810): hydrogen, carbon dioxide, water, and weighing the world. *American Journal of Physiology. Lung Cellular and Molecular Physiology*, 307*(1), L1-L6. <https://doi.org/10.1152/ajplung.00067.2014>

Zohuri, B. (2019). The Chemical Element Hydrogen. 1-35. https://doi.org/10.1007/978-3-319-93461-7_1.