



COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS
INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO
HIDRÓGENO COMO VECTOR ENERGÉTICO

Autor: Rodrigo Ávila Rivero

Director: Alberto Mascareñas

Co-Director: Mercedes Fernández

Madrid

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título

HIDRÓGENO COMO VECTOR ENERGÉTICO

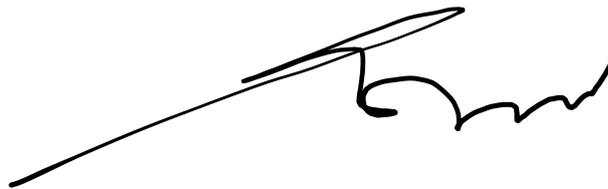
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el

curso académico 2022/23 es de mi autoría, original e inédito y

no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido

tomada de otros documentos está debidamente referenciada.



Fdo.: Rodrigo Ávila

Fecha: 07 / 07 / 2023

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: Alberto Mascareñas

Fecha: 11/ 07/ 2023



COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS
INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO
HIDRÓGENO COMO VECTOR ENERGÉTICO

Autor: Rodrigo Ávila Rivero

Director: Alberto Mascareñas

Co-Director: Mercedes Fernández

Madrid

HIDRÓGENO COMO VECTOR ENERGÉTICO

Autor: Ávila Rivero, Rodrigo.

Director: Mascareñas, Alberto.

Entidad Colaboradora: ICAI

RESUMEN DEL PROYECTO

En este informe, se va hacer un profundo análisis a lo largo de la cadena de valor del hidrógeno, para ver los diferentes factores que pueden influir en su desarrollo futuro. Por lo tanto, se plantearán los diferentes escenarios desde un punto de vista económico, tratando de sacar conclusiones sobre la viabilidad económica del vector energético.

Palabras clave: Hidrógeno, transición energética, Energías renovables y viabilidad.

1. Introducción

El hidrógeno se ha convertido en un vector energético clave para combatir el cambio climático. Al ser una fuente de energía limpia y renovable, el hidrógeno ofrece una alternativa prometedora a los combustibles fósiles. Su capacidad para almacenar y transportar energía de manera eficiente lo convierte en una opción versátil en sectores como el transporte, la industria y la generación de energía. Al utilizar el hidrógeno como vector energético, podemos reducir significativamente las emisiones de carbono y avanzar hacia un sistema energético más sostenible y libre de contaminación.

Sin embargo, para lograr una transición exitosa hacia el hidrógeno como vector energético, es necesario desarrollar infraestructuras adecuadas, promover la investigación y la innovación, así como establecer políticas y regulaciones que fomenten su adopción a gran escala. Si se implementa de manera efectiva, el hidrógeno tiene el potencial de desempeñar un papel fundamental en la reducción de las emisiones de carbono y en la mitigación del cambio climático, allanando el camino hacia un futuro energético más limpio y sostenible.

2. Definición del Proyecto

Para poder desarrollar un correcto análisis del hidrógeno como vector energético, tendremos que analizar cada una de las etapas de la cadena de valor. Es por ello que en la primera parte del proyecto, se verán las diferentes alternativas y tecnologías de las cuales se disponen actualmente en cada etapa de la cadena de valor, además de ver sus expectativas de desarrollo en un futuro cercano, marcando como fecha clave el 2030.

Una vez seamos conscientes de la actual situación del hidrógeno como vector energético, es decir, sus diferentes tipos, los distintos métodos de producción, con sus correspondientes ventajas y desventajas, las herramientas de transporte y almacenamiento necesarias para el asentamiento del hidrógeno en la economía, además de sus usos a los que se podría destinar,

ya que hay sectores donde el hidrógeno puede ser de gran utilidad y podría sustituir a combustibles altamente contaminantes.

Trataremos de valorar diferentes escenarios desde un punto de vista económico, haciéndolo para las diferentes etapas de la cadena de valor. Esto nos llevara a una serie de conclusiones a raíz de los precios e inversiones necesarias para que el hidrógeno pase a ser un activo rentable, aunque es mas que evidente que en algún momento pase a ser un activo rentable, nos preguntamos, el cuando va a llegar a serlo, y que el tiempo de desarrollo esta en nuestras manos.

3. Resultados

Este proyecto puede que se salga fuera del prototipo común de trabajos de fin de grado, ya que no se obtienen resultados certeros al 100%. Es más no hay un único resultado, ya que dependiendo de los posibles escenarios que se presenten en un futuro el hidrógeno podrá tomar diferentes caminos.

Sin embargo, creo que la figura proporcionada debajo es muy representativa, ya que podemos desglosar el precio final del hidrógeno en tres etapas. Esta imagen define los diferentes precios de la cadena de valor en 2030.

H ₂ value chain	Example end user (Europe, 2030)	Example value chain steps			Cost, USD/kg
		Production	Conversion/ transmission	Distribution	
Onsite	Industrial, large scale offtaker	<ul style="list-style-type: none"> Renewable/low-carbon production 1.6–2.3 USD/kg	<ul style="list-style-type: none"> On-site storage for average of 1 day 0.5 USD/kg		~2–3
Regional	H ₂ refueling stations (HRS)	<ul style="list-style-type: none"> Renewable/low-carbon production 1.6–2.3 USD/kg	<ul style="list-style-type: none"> Conversion to LH₂ and storage for average of 1 day or Storage as GH₂ for average of 1 day and compression to 700 bar 0.7–1.0 USD/kg	<ul style="list-style-type: none"> Trucking as LH₂ for 300km + operating of 1,000kg LH₂ HRS or Piping as GH₂ for 300km and operating of 1,000kg GH₂ HRS¹ 1.0–2.0 USD/kg	~3–5
International	Industrial, large scale offtaker	<ul style="list-style-type: none"> Renewable/ low-carbon production 1.0–1.4 USD/kg	<ul style="list-style-type: none"> International pipeline for ~9,000km and storage at port for average of 2 weeks or Carrier conversion/ reconversion, shipping for ~9,000km and storage at port for average of 2 weeks 0.6–3.5 USD/kg	<ul style="list-style-type: none"> Trucking as LH₂/GH₂ for 300km and onsite storage for average of 1 day or Piping as GH₂ for 300km and onsite storage for average of 1 day 0.1–2.0 USD/kg	~2–7

1 Refers to usage of existing pipeline to industrial hub

Como se ve en la figura podemos desglosar tres grupos de consumidores que dependerán de la proveniencia del hidrogeno que consuman. En primer lugar, tenemos aquellos puntos donde se consume en el mismo punto de producción, al cual solo hay que añadirle a parte del gasto de producción, un ligero gasto de almacenamiento. En segundo lugar, tenemos aquellos puntos de consumo donde requieren un transporte de corta o media distancia, por lo tanto, se le debe añadir ese gasto de transporte. Y por último, tenemos aquellos puntos donde el consumo se encuentra a largas distancia de donde ha sido generado.

Cada país va adquirir una posición que ira en función de la accesibilidad que tienen a energías renovables, ya que en muchas ocasiones les será más rentable importarlo desde otros países. Para determinar el precio exacto para cada caso dentro de esos rangos de precios, son muchos los factores que intervienen, como pueden ser; portadores que se utilicen, medios de transporte, eficiencia de los electrolizadores, precio de la electricidad...

Dentro del amplio abanico de resultados que se han obtenido, también destacamos los umbrales de rentabilidad, previstos para 2030, dependiendo de la variación de los precios por las emisiones del CO2. Se estiman alrededor de los 2 USD/kg para 2030, aunque cada país llegara en años diferentes, viene desarrollado apropiadamente en el trabajo.

Precio final H2

$$= \text{Precio de producción} + \text{Precio de Almacenamiento} \\ + \text{Precio de transporte}$$

Precio de producción por kg

$$= \left(\frac{\text{CAPEX}}{\text{Vida útil de la planta} * \text{Cantidad al año}} \right) \\ + \left(\frac{\text{Coste de la electricidad} * \text{Factor capacitivo} * 8760}{\text{Cantidad producida al año} * \text{Rendimiento} * \text{Factor de conversion}} \right)$$

Precio de Almacenamiento por kg

$$= \left(\frac{\text{CAPEX}}{\text{Vida util} * \text{Capacidad de almacenamiento}} \right) \\ + \left(\frac{\text{Costo mantenimiento anual}}{\text{Capacidad de almacenamiento}} \right) * \text{Tiempo de almacenado}$$

Precio de transporte por kg

$$= \left(\frac{\text{Costo de transporte por unidad de distancia}}{\text{Eficiencia} * \text{Cantidad}} \right) * \text{Distancia}$$

Por ultimo, quiero mostrar algunas de las ecuaciones que me han servido para determinar las estimaciones de precios que he llevado a cabo a lo largo del trabajo. No obstante, es importante ser conscientes de las diferentes suposiciones que se han hecho para poder simplificar de la manera correcta ecuaciones que podrían resultar muy complejas. Dejando como resultados precios para 2030 de 1.8 – 4.9 USD/kg para países de fácil accesibilidad a recursos renovables y un precio de 2.7 – 8 USD/kg para el segundo grupo de países que se clasificarían como importadores de hidrógeno por su condiciones geopolíticas.

4. Conclusiones

Las conclusiones de este trabajo cobran gran importancia, ya que la correcta interpretación de los resultados es una de las claves del proyecto. En primer lugar podemos concluir que todavía queda mucho camino de desarrollo del hidrogeno como vector energético, ya que se requiere una gran inversión y sofisticación de las tecnologías.

Es evidente que la ruta diseñada para la descarbonización del hidrogeno, debe contar con el respaldo tanto del hidrogeno azul como del verde, ya que durante el proceso de transición debemos tener presente el hidrogeno azul, y en un futuro donde las tecnologías de captura de carbono serán desarrolladas de manera eficiente, nos servirán de gran apoyo hasta conseguir una economía plena de hidrógeno verde.

Por otro lado, para poder alcanzar la rentabilidad del hidrógeno deberemos hacer hincapié en la sofisticación de las tecnologías, ya que esto permitirá una mayor eficiencia en cada uno de los procesos a lo largo de la cadena de valor, resultando en una disminución de los precios. Además podemos esperar diferentes escenarios para los países, ya que el desarrollo dependerá en gran medida de la posición geopolítica de cada uno, ya que los precios de la electricidad libre de emisiones será uno de los factores mas determinantes en el precio final.

Por último, creo que las políticas que adopten los países tendrán importantes consecuencias. Ya que si los países proporcionan incentivos fiscales y medidas que fomenten la inversión y el desarrollo, podrán alcanzar antes los umbrales de rentabilidad, convirtiéndolos en países punteros energéticamente hablando, por lo tanto cabe destacar que la situación del hidrógeno puede brindar infinidad de oportunidades para colocarse a la cabeza del mundo, energéticamente hablando.

5. Referencias

- [1] Mckinsey and Company, Octubre 2021. *Hydrogen Insights 2021*.
<https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2021/02/Hydrogen-Insights-2021.pdf>
- [2] IRENA. Noviembre, 2022. *Geopolítica de la transformación energética: El factor hidrógeno*. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Jan/IRENA_Geopolitics_Hydrogen_2022_ES.pdf?rev=9fa707770ae44b938e88a24d54079dcf
- [3] Mckinsey and Company, Octubre 2023. *Hydrogen Insights 2023*.
<https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2023/05/Hydrogen-Insights-2023.pdf>

HYDROGEN AS AN ENERGY VECTOR

Author: Ávila Rivero, Rodrigo.

Supervisor: Mascareñas, Alberto.

Collaborating Entity: ICAI

ABSTRACT

In this report, a thorough analysis will be made along the hydrogen value chain, to see the different factors that can influence its future development. Therefore, different scenarios will be considered from an economic point of view, trying to draw conclusions about the economic viability of the energy vector.

Keywords: Hydrogen, Energy transition, Climate change, viability

1. Introducción (traducir todo el resumen al inglés, incluyendo los títulos que se hayan empleado)

Hydrogen has become a key energy carrier for combating climate change. As a clean and renewable energy source, hydrogen offers a promising alternative to fossil fuels. Its ability to store and transport energy efficiently makes it a versatile option in sectors such as transportation, industry and power generation. By using hydrogen as an energy carrier, we can significantly reduce carbon emissions and move towards a more sustainable and pollution-free energy system.

However, to achieve a successful transition to hydrogen as an energy carrier, it is necessary to develop adequate infrastructure, promote research and innovation, and establish policies and regulations that encourage large-scale adoption. If implemented effectively, hydrogen has the potential to play a key role in reducing carbon emissions and mitigating climate change, paving the way for a cleaner and more sustainable energy future..

2. Definición del proyecto

In order to develop a correct analysis of hydrogen as an energy vector, we will have to analyze each of the stages of the value chain. That is why in the first part of the project, we will see the different alternatives and technologies currently available at each stage of the value chain, as well as their development expectations in the near future, with 2030 as a key date.

Once we are aware of the current situation of hydrogen as an energy vector, i.e., its different types, the different production methods, with their corresponding advantages and disadvantages, the transport and storage tools necessary for the settlement of hydrogen in the economy, in addition to its uses to which it could be destined, since there are sectors where hydrogen can be of great utility and could replace highly polluting fuels.

We will try to evaluate different scenarios from an economic point of view, doing it for the different stages of the value chain. This will lead us to a series of conclusions as a

result of the prices and investments necessary for hydrogen to become a profitable asset, although it is more than evident that at some point it will become a profitable asset, we wonder when it will become so, and that the development time is in our hands..

3. Resultados

This project may be out of the common prototype of end-of-degree projects, since the results are not 100% certain. Moreover, there is no single result, since depending on the possible scenarios that may arise in the future, hydrogen may take different paths.

However, I believe that the figure provided below is very representative, as we can break down the final price of hydrogen into three stages. This image defines the different prices of the value chain in 2030.

H ₂ value chain	Example end user (Europe, 2030)	Example value chain steps			Cost, USD/kg
		Production	Conversion/transmission	Distribution	
Onsite	Industrial, large scale off-taker	<ul style="list-style-type: none"> Renewable/low-carbon production <p>1.6–2.3 USD/kg</p>	<ul style="list-style-type: none"> On-site storage for average of 1 day <p>0.5 USD/kg</p>		~2–3
Regional	H ₂ refueling stations (HRS)	<ul style="list-style-type: none"> Renewable/low-carbon production <p>1.6–2.3 USD/kg</p>	<ul style="list-style-type: none"> Conversion to LH₂ and storage for average of 1 day or Storage as GH₂ for average of 1 day and compression to 700 bar <p>0.7–1.0 USD/kg</p>	<ul style="list-style-type: none"> Trucking as LH₂ for 300km + operating of 1,000kg LH₂ HRS or Piping as GH₂ for 300km and operating of 1,000kg GH₂ HRS¹ <p>1.0–2.0 USD/kg</p>	~3–5
International	Industrial, large scale off-taker	<ul style="list-style-type: none"> Renewable/low-carbon production <p>1.0–1.4 USD/kg</p>	<ul style="list-style-type: none"> International pipeline for ~9,000km and storage at port for average of 2 weeks or Carrier conversion/reconversion, shipping for ~9,000km and storage at port for average of 2 weeks <p>0.6–3.5 USD/kg</p>	<ul style="list-style-type: none"> Trucking as LH₂/GH₂ for 300km and onsite storage for average of 1 day or Piping as GH₂ for 300km and onsite storage for average of 1 day <p>0.1–2.0 USD/kg</p>	~2–7

1 Refers to usage of existing pipeline to industrial hub

As shown in the figure, there are three groups of consumers depending on the origin of the hydrogen they consume. In the first place, we have those points where it is consumed at the same point of production, to which we only have to add a slight storage cost in addition to the production cost. Secondly, we have those points of consumption where short or medium distance transport is required, therefore, this transport cost must be added. And finally, we have those points where consumption is long distances from where it has been generated.

Each country will acquire a position that will depend on the accessibility they have to renewable energies, since in many cases it will be more profitable to import it from other countries. To determine the exact price for each case within these price ranges, there are many factors involved, such as; carriers used, means of transport, efficiency of electrolyzers, price of electricity...

Within the wide range of results that have been obtained, we also highlight the profitability thresholds, expected for 2030, depending on the variation of prices for CO₂ emissions. They are estimated at around 2 USD/kg for 2030, although each country will arrive in different years, as developed appropriately in the work.

Precio final H2

$$= \text{Precio de producción} + \text{Precio de Almacenamiento} \\ + \text{Precio de transporte}$$

Precio de producción por kg

$$= \left(\frac{\text{CAPEX}}{\text{Vida útil de la planta} * \text{Cantidad al año}} \right) \\ + \left(\frac{\text{Coste de la electricidad} * \text{Factor capacitivo} * 8760}{\text{Cantidad producida al año} * \text{Rendimiento} * \text{Factor de conversión}} \right)$$

Precio de Almacenamiento por kg

$$= \left(\frac{\text{CAPEX}}{\text{Vida útil} * \text{Capacidad de almacenamiento}} \right) \\ + \left(\frac{\text{Costo mantenimiento anual}}{\text{Capacidad de almacenamiento}} \right) * \text{Tiempo de almacenado}$$

Precio de transporte por kg

$$= \left(\frac{\text{Costo de transporte por unidad de distancia}}{\text{Eficiencia} * \text{Cantidad}} \right) * \text{Distancia}$$

Finally, I would like to show some of the equations that I have used to determine the price estimates that I have carried out throughout the work. However, it is important to be aware of the different assumptions that have been made in order to simplify in the right way equations that could be very complex. Leaving as results prices for 2030 of 1.8 - 4.9 USD/kg for countries with easy accessibility to renewable resources and a price of 2.7 - 8 USD/kg for the second group of countries that would be classified as hydrogen importers due to their geopolitical conditions.

4. Conclusiones

The conclusions of this work are of great importance, since the correct interpretation of the results is one of the keys to the project. First of all, we can conclude that there is still a long way to go in the development of hydrogen as an energy vector, since it requires a great investment and sophistication of the technologies.

It is evident that the route designed for the decarbonization of hydrogen must be supported by both blue and green hydrogen, since during the transition process we must keep blue hydrogen in mind, and in a future where carbon capture technologies will be efficiently developed, they will serve as a great support until a full green hydrogen economy is achieved.

On the other hand, in order to achieve the profitability of hydrogen we will have to emphasize the sophistication of technologies, as this will allow for greater efficiency in each of the processes along the value chain, resulting in lower prices. In addition, we can expect different scenarios for countries, as development will depend largely on the geopolitical position of each country, since the prices of emission-free electricity will be one of the most determining factors in the final price.

Finally, I believe that the policies adopted by countries will have important consequences. If countries provide tax incentives and measures to encourage investment and development, they will be able to reach the profitability thresholds sooner, making them leading countries in terms of energy, so it is worth noting that the hydrogen situation can provide plenty of opportunities to be at the forefront of the world, energetically speaking..

5. Referencias

- [1] Mckinsey and Company, Octubre 2021. *Hydrogen Insights 2021*.
<https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2021/02/Hydrogen-Insights-2021.pdf>

- [2] IRENA. Noviembre, 2022. *Geopolítica de la transformación energética: El factor hidrógeno*. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Jan/IRENA_Geopolitics_Hydrogen_2022_ES.pdf?rev=9fa707770ae44b938e88a24d54079dcf

- [3] Mckinsey and Company, Octubre 2023. *Hydrogen Insights 2023*.
<https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2023/05/Hydrogen-Insights-2023.pdf>

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	4
1.1 Alineación con los ODS.....	6
Capítulo 2. Transición energética.....	8
2.1 Posicionamiento de España.....	9
2.2 Contexto Europeo.....	11
Capítulo 3. El hidrógeno	14
3.1 Introducción	14
3.2 Tipos de hidrógeno.....	15
3.3 Métodos de producción.....	17
3.3.1 Electrolisis.....	17
3.3.2 Reformado del combustible.....	20
3.3.3 Gasificación	23
3.3.4 Pirólisis	24
3.4 Almacenamiento y transporte	24
3.5 Usos finales	31
Capítulo 4. Viabilidad económica y perspectiva de futuro.....	35
4.1 Obstáculos para la expansión del hidrógeno.....	36
4.2 Perspectiva de futuro.....	37
4.2.1 En la producción.....	39
4.2.2 En la comercialización.....	41
4.2.3 En los usos finales	52
4.3 Escenarios futuros	67
4.4 Análisis de sensibilidad.....	70
4.5 Explicación de cálculos.....	70
Capítulo 5. Conclusión.....	78
Capítulo 6. Bibliografías.....	80

Índice de figuras

Figura 1. Estimación de la demanda mundial del hidrógeno para 2050.....	6
Figura 2. Estructura de generación de energía eléctrica en España (2023).....	10
Figura 3. Evolución de la generación de energía en España	12
Figura 4. Tipos de hidrogeno.....	16
Figura 5. Tipos de electrolizadores.....	20
Figura 6. Características tecnoeconómicas de diferentes electrolizadores.....	21
Figura 7. Esquema del reformado de combustible para el hidrogeno	22
Figura 8. Logística del hidrógeno	26
Figura 9. Madurez tecnológica	27
Figura 10. Costes de transporte de Hidrógeno en función de la distancia recorrida y volumen transportado (\$/kg)	30
Figura 11. Proyectos e inversiones relacionadas con hidrogeno limpio en 2022.....	36
Figura 12. Evolución del rango de precios de hidrógeno	40
Figura 13. Evolución del rango de precios de hidrógeno con influencia del precio del carbono	41
Figura 14. Cadenas emergentes de distribución de hidrógeno	43
Figura 15. Distribución de recursos energéticos	45
Figura 16. Ilustración de las opciones de distribución	47
Figura 17. Comparación de tipos de conductos	49
Figura 18. Coste del transporte de H2 desde Argelia a Europa central mediante conductos	50
Figura 19. Coste del transporte de H2 desde Arabia Saudi a Europa mediante barco	51
Figura 20. Costes del hidrógeno para futuras rutas globales.....	53
Figura 21. Rentabilidad de los coste de producción de cara al umbral de rentabilidad, excluyendo coste de CO2	55

Figura 22. Rentabilidad de los coste de producción de cara al umbral de rentabilidad, incluyendo coste de CO2 (100 USD/t CO2).	56
Figura 23. Coste total de propiedad de un camión pesado	57
Figura 24. Diferencia de costes entre amoniaco limpio y amoniaco mas contaminante	60
Figura 25. Costes totales de propiedad, de las diferentes alternativas de producción del hidrogeno	62
Figura 26. Costes totales de propiedad para diferentes casos en 2040	65
Figura 27. Coste total de propiedad para vuelos de corto alcance	66
Figura 28. Coste total de propiedad para vuelos de largo alcance	67
Figura 29. Potencial técnico eólico mundial.....	68
Figura 30. Potencial técnico solar mundial.....	69
Figura 31. Análisis de sensibilidad entre el CAPEX y el coste de la electricidad	72
Figura 32. Análisis de sensibilidad entre el factor capacitivo de la planta y el coste de la electricidad.....	73

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

El hidrógeno ha emergido como uno de los vectores energéticos más prometedores en la búsqueda de una transición hacia un sistema energético más limpio y sostenible. Su potencial para descarbonizar sectores clave de la economía y su capacidad para almacenar y distribuir energía de manera eficiente lo convierten en una opción atractiva en la lucha contra el cambio climático. En este proyecto de análisis, examinaremos detalladamente el papel del hidrógeno como vector energético, explorando su producción, almacenamiento, distribución y aplicaciones en diversos sectores.

El objetivo principal de este proyecto es evaluar críticamente el estado actual y futuro del hidrógeno como vector energético y analizar su viabilidad técnica, económica y ambiental. Para lograrlo, abordaremos una serie de aspectos clave relacionados con el hidrógeno, como su producción a partir de diferentes fuentes de energía, métodos de almacenamiento, infraestructuras requeridas y aplicaciones potenciales en sectores como el transporte, la industria y la generación de energía.

En primer lugar, exploraremos las diferentes tecnologías utilizadas para la producción de hidrógeno. Examinaremos los métodos de producción convencionales, como la reforma de gas natural y la electrólisis del agua, así como las tecnologías emergentes. Analizaremos los aspectos técnicos y económicos de cada tecnología, así como sus implicaciones ambientales, incluida la reducción de las emisiones de carbono.

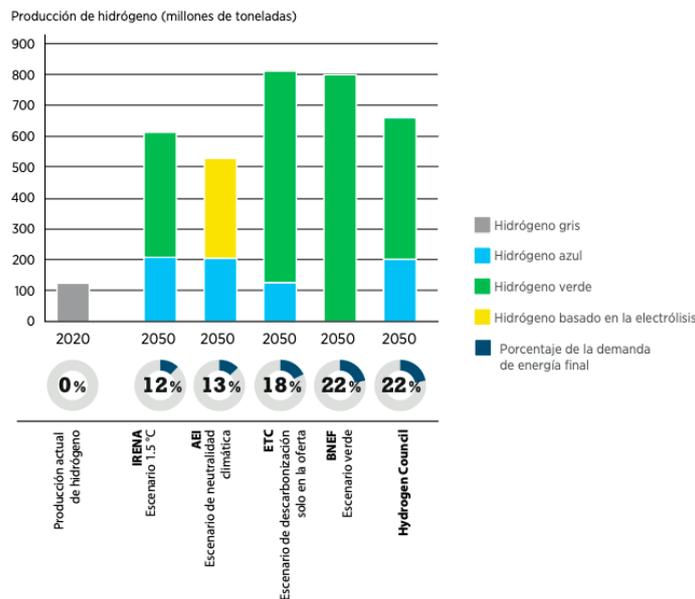
A continuación, nos centraremos en el almacenamiento y la distribución de hidrógeno. Exploraremos las diferentes opciones de almacenamiento, como el hidrógeno comprimido, el hidrógeno líquido y los materiales de almacenamiento sólidos. Analizaremos las ventajas y desafíos de cada método, así como los requisitos de infraestructura necesarios para una amplia adopción del hidrógeno como vector energético. También examinaremos las

estrategias de distribución, incluidos los sistemas de tuberías, el transporte por carretera y la logística asociada.

En el ámbito de las aplicaciones, nos adentraremos en los diversos sectores que podrían beneficiarse del uso del hidrógeno, como puede ser en el transporte. Además, exploraremos las oportunidades en la industria, como la producción de hidrógeno verde para la fabricación de productos químicos y la integración de hidrógeno en procesos industriales. También examinaremos su papel en la generación de energía.

A lo largo de este proyecto, consideraremos los desafíos y barreras que deben superarse para lograr una implementación exitosa del hidrógeno como vector energético. Analizaremos aspectos económicos, como el costo actual y las perspectivas de reducción de costos, así como las políticas y regulaciones necesarias para fomentar el desarrollo del sector del hidrógeno. También examinaremos aspectos relacionados con la seguridad y la sostenibilidad.

Figura 1: Estimación de la demanda mundial del hidrógeno para 2050.



Fuente: BloombergNEF (2021a); ETC (2021); Hydrogen Council (2021); IRENA (2021a); AIE (2021a)

En la figura 1 podemos ver como es mas que evidente el auge del hidrogeno en la actualidad, ya que resulta ser la pieza que faltaba en el rompecabezas de las energías limpias

1.1 ALINEACIÓN CON LOS ODS

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) son un llamamiento mundial a tomar medidas urgentes para erradicar la pobreza, proteger el planeta y asegurar la prosperidad para todos. Hay 17 ODS, que incluyen entre ellos la eliminación de la pobreza y el hambre, la acción por el clima, la conservación de los recursos naturales, y la promoción de la paz y la justicia. Los ODS se han establecido como una agenda global para el desarrollo sostenible hasta el año 2030, y son una oportunidad para que todos trabajemos juntos hacia un futuro mas justo y sostenible. Con relación a este proyecto se van a cumplir los siguientes objetivos:

- **OBJETIVO 7:** Este proyecto busca proporcionar una mayor accesibilidad a las energías y no solo eso, sino que sean proporcionadas de una manera mas sostenible. Esto se debe a que uno de los objetivos del proyecto es el abaratamiento en los costes de la energía a través del hidrogeno, lo que haría mucho mas accesible la energía para las familias en su vida cotidiana.
- **OBJETIVO 11:** El mundo cada vez esta mas urbanizado, y en este proyecto se va a contribuir a un desarrollo de ciudades y comunidades sostenibles. Ya que las actuales masificaciones de las ciudades hoy en día están contribuyendo a un empeoramiento de la calidad del aire. Pero el hidrogeno va ayudar a reducir notablemente las emisiones de gases en las grandes industrias.

- **OBJETIVO 13:** Este objetivo será el mas conseguido ya que el propósito principal de este proyecto esta muy ligado a la acción por el clima. Con objetivos como la reducción de emisiones de gases y el fin de la utilización de combustibles fósiles. Básicamente el proyectó contribuye notablemente a conseguir una economía descarbonizada.
- **OBJETIVO 14 y 15:** Por ultimo, los objetivos 14 y 15 se verán afectados de misma manera ya que la descarbonizacion de nuestra industria tendría grandes consecuencias en nuestros ecosistemas tantó en el marino como en el terrestre. Manteniendo las temperaturas de la tierra estables y unos condiciones óptimas para la vida.

Capítulo 2. TRANSICIÓN ENERGÉTICA

La transición energética es un proceso fundamental que busca transformar nuestro sistema de energía actual, basado en combustibles fósiles, altamente contaminante, hacia uno más sostenible, limpio y eficiente. Esta transición es impulsada por la necesidad de abordar los desafíos globales relacionados con el cambio climático, la escasez de recursos y la seguridad energética.

Esto implica un cambio significativo en la forma en que generamos, distribuimos y consumimos energía. Se basa en la diversificación de las fuentes de energía, fomentando el uso de fuentes renovables, como la energía solar, eólica, hidroeléctrica y de biomasa. Estas fuentes son abundantes, no generan emisiones de gases de efecto invernadero y son prácticamente inagotables, lo que contribuye a la reducción de la dependencia de los combustibles fósiles y a la disminución de la contaminación ambiental.

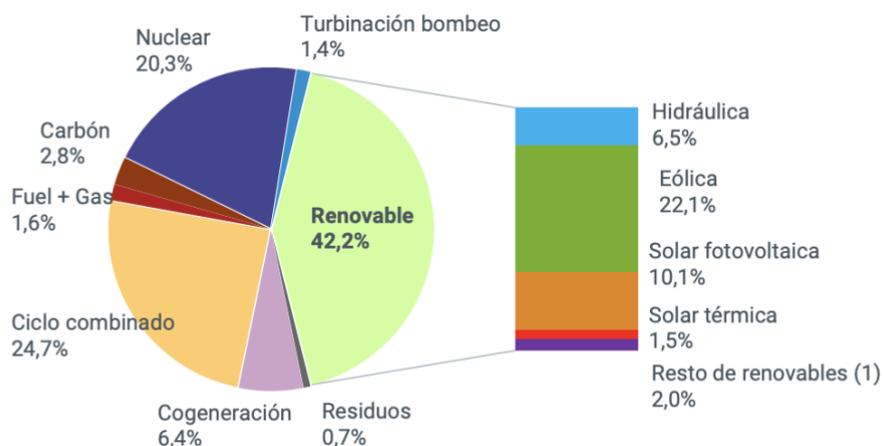
Además de la adopción de fuentes de energía renovable, la transición energética implica la mejora de la eficiencia energética en todos los sectores. Esto implica la implementación de tecnologías más eficientes y el fomento de prácticas y comportamientos que reduzcan el consumo de energía. La eficiencia energética no solo contribuye a reducir las emisiones de gases contaminantes, sino que también permite un uso más racional de los recursos y la optimización de los costos energéticos.

Es importante destacar que la transición energética no solo tiene beneficios ambientales, sino también económicos y sociales. La creación de empleos en el sector de las energías renovables, la reducción de la dependencia energética y la mejora de la calidad del aire y la salud de las comunidades son algunos de los impactos positivos que se derivan de esta transición. Además, la transición energética estimula la innovación tecnológica y fomenta el desarrollo de soluciones energéticas más sostenibles y asequibles a largo plazo.

2.1 SITUACIÓN DE ESPAÑA

Esta situación en la que nos encontramos a día de hoy, brinda a España la oportunidad de colocarnos entre las principales potencias mundiales, energéticamente hablando. Esto se debe a que España tiene un gran potencial para la producción de energía renovable debido a sus condiciones climáticas y geográficas favorables.

Figura 2: Estructura de generación de energía eléctrica en España (2023).



Fuente: Informe Red eléctrica española Marzo 2023

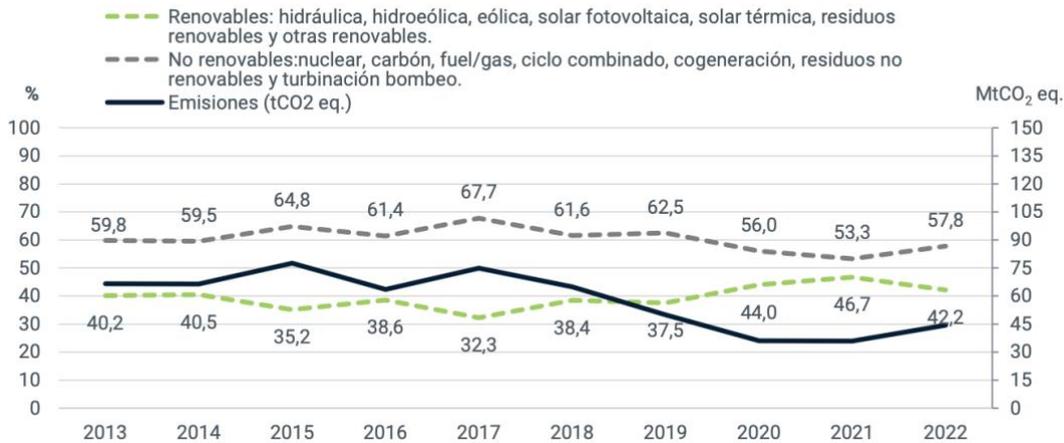
A continuación, se presentan algunas de las ventajas de las energías renovables en España:

- Energía solar: España es el país con más horas de sol al año en Europa, lo que hace que la energía solar sea una fuente de energía renovable muy atractiva. En 2020, España fue el cuarto país de la Unión Europea en términos de capacidad instalada de energía solar.

- **Energía eólica:** España es uno de los países con mayor capacidad instalada de energía eólica en el mundo, con una capacidad total de más de 62.000 GWh en 2022 según Red eléctrica española. Además, la costa española junto con las islas canarias es un lugar ideal para la instalación de parques eólicos marinos.
- **Energía hidráulica:** España cuenta con una gran cantidad de embalses y ríos, lo que hace que la energía hidráulica sea una fuente importante de energía renovable en el país. En 2020, la energía hidráulica representó alrededor del 15% de la capacidad instalada total de energías renovables en España. Actualmente la energía hidráulica en España se encuentra en un proceso de decadencia, causado por la eliminación de presas. En el último año hemos reducido a la mitad la generación de energía hidráulica.
- **Energía de biomasa:** España es uno de los mayores productores de aceite de oliva en el mundo, lo que hace que la biomasa de residuos de olivares sea una fuente importante de energía renovable. Además, la energía de biomasa también puede ser producida a partir de residuos forestales y agrícolas.

En la figura II, podemos ver cómo como ha ido evolucionando el desarrollo de energías renovables en España hasta 2022. Se ve una ligera tendencia, en la disminución de emisiones de CO₂ y un ligero aumento en el porcentaje de energías renovables, hasta 2021. Que, debido a la abolición de presas, la energía hidráulica se ha visto reducida drásticamente. Es por ello que en 2021 cambia su tendencia y se vuelven a aumentar las emisiones de CO₂, acompañadas de la disminución de energías limpias. Aunque todavía queda mucho por conseguir, ya se pueden ver indicios de esta transición energética.

Figura 3: Evolución de la generación de energía en España.



Fuente: *Informe Red eléctrica española marzo 2023*

2.2 CONTEXTO EUROPEO

El Pacto Verde Europeo, es una iniciativa presentada por la Comisión Europea en 2019. Su objetivo principal es convertir a Europa en el primer continente climáticamente neutro para el año 2050 y, al mismo tiempo, impulsar la economía, mejorar la calidad de vida de los ciudadanos y proteger el medio ambiente. A continuación, se pueden ver los fundamentos principales del pacto:

- Neutralidad climática para 2050: El Pacto Verde busca alcanzar la neutralidad climática para el año 2050. Esto significa que las emisiones de gases de efecto invernadero deben reducirse drásticamente y cualquier emisión restante debe ser compensada mediante la absorción de carbono o mediante el uso de tecnologías de captura y almacenamiento de carbono.

- **Movilidad sostenible:** Se promoverá una movilidad más sostenible, fomentando el uso de vehículos eléctricos y la expansión de la infraestructura de carga. También se buscará mejorar el transporte público, fomentar la movilidad compartida y desarrollar soluciones de transporte más limpias.
- **Agricultura sostenible:** Se promoverán prácticas agrícolas más sostenibles, con el objetivo de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, proteger la biodiversidad, preservar los recursos naturales y promover sistemas alimentarios saludables y sostenibles.
- **Preservación de ecosistemas y biodiversidad:** La reforestación y conservación de los bosques es más que esencial para capturar carbono de la atmósfera. Al igual que la protección de los océanos para poder aliviar la demanda de recursos alimenticios en un planeta que rozará los 10.000 millones de habitantes en 2050.
- **Economía circular:** El Pacto Verde busca impulsar una transición hacia una economía sostenible. Se propone establecer un marco regulatorio y de inversión que fomente la innovación y promueva la adopción de tecnologías limpias. También se pretende fomentar la economía circular, que promueve la reutilización, el reciclaje y la reducción de residuos.
- **Financiamiento y apoyo:** Para lograr los objetivos del Pacto Verde, se requerirá una inversión significativa. La Comisión Europea ha propuesto instrumentos financieros, para movilizar fondos tanto públicos como privados. También se promoverá la investigación y la innovación en tecnologías limpias y se brindará asistencia técnica a los países y regiones para ayudarles en la implementación de las medidas necesarias.

La estrategia descrita en los epígrafes anteriores deja claro que la inversión necesaria para acometer el Pacto Verde Europeo es muy grande y su puesta en marcha va a requerir la involucración de muchos recursos. Pero sus favorables consecuencias, que va a traer consigo este pacto, son más que suficientes para llevarlo a cabo.

Esta hoja de ruta planificada por la unión europea para alcanzar la neutralidad climática viene marcada por una limitación sobre la capacidad de generación de energía. Esta limitación consiste en que las energías renovables están sometidas a la dependencia de factores ambientales. Es decir, solo será posible generar energía eólica cuando haya viento, energía fotovoltaica cuando haya sol... Por otro lado, hoy en día, el almacenamiento de energía eléctrica a gran escala es tecnológicamente inviable, por lo tanto, no sería posible almacenar los excesos de energía para su posterior uso en horas punta.

Estas limitaciones han llevado a la coalición europea, a buscar nuevas alternativas para incorporar al mix energético que debe lograr los objetivos de cero emisiones netas en 2050. Por ello la comisión europea el 2 de febrero de 2022, consideró la energía nuclear y el gas natural herramientas indispensables hasta 2045 para acelerar la transición energética, catalogando las mismas como energías verdes. Sin embargo, las fricciones políticas que se dan a día de hoy con Rusia, uno de los principales suministradores de gas natural, han incentivado aún más a buscar nuevas alternativas. Es aquí donde aparece el hidrogeno, una alternativa esperanzadora que junto con las energías renovables podría ayudar a alcanzar la ansiada situación de neutralidad climática.

Capítulo 3. EL HIDRÓGENO

3.1 INTRODUCCIÓN

El hidrogeno es el elemento químico más abundante de nuestro planeta y a su vez el elemento más ligero de la tabla periódica. Sin embargo, es muy difícil encontrarlo de forma elemental, es decir como una molécula diatómica (H_2). Por lo general se encuentra formando compuestos que están presentes en la naturaleza, como pueden ser: hidrocarburos, hidruros, carbohidratos, pero en la molécula de agua puede que sea su estado más común (H_2O). Esto se debe a que dichas formas son más estables, por lo tanto, para la obtención de dicha materia en estado puro será necesario la aportación de energía, para romper estas moléculas.

Más que una fuente primaria de energía, el hidrogeno se considera un vector energético, debido a su capacidad para almacenar y liberar energía de manera eficiente. Se utiliza como vector energético en varias aplicaciones, incluyendo la generación de electricidad y como combustible en vehículos de hidrógeno.

Una de las ventajas clave del hidrógeno como vector energético es que puede ser producido a partir de una amplia gama de fuentes de energía primaria, incluyendo fuentes renovables como la energía solar y eólica. Dependiendo del método utilizado, la producción de hidrógeno puede ser limpia y libre de emisiones si se utilizan energías renovables.

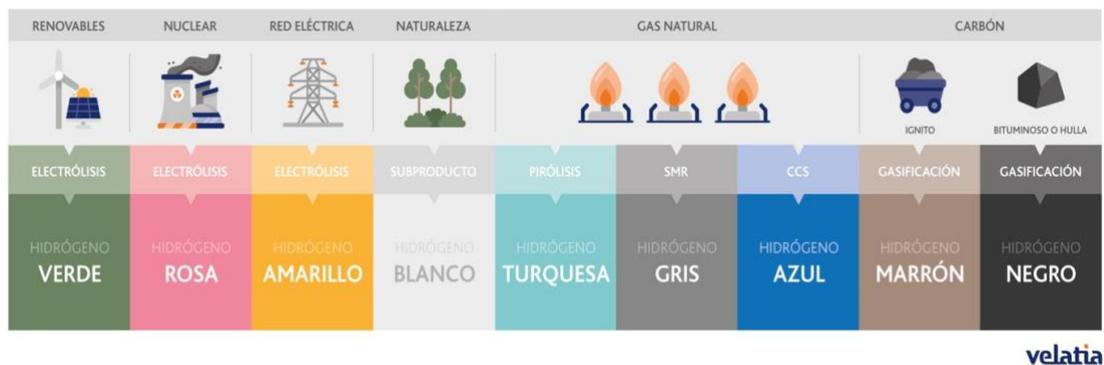
El hidrógeno puede almacenarse y transportarse de manera eficiente, lo que lo convierte en una opción interesante para superar los desafíos de almacenamiento y transporte de energía asociados con otras fuentes renovables, como la electricidad. Puede ser comprimido, licuado o almacenado en forma de compuestos químicos. Además, el hidrógeno puede ser utilizado en celdas de combustible para generar electricidad con alta eficiencia y bajas emisiones.

Sin embargo, también hay desafíos asociados con el uso del hidrógeno como vector energético. Uno de los principales desafíos es la producción masiva y rentable de hidrógeno

a partir de fuentes renovables. Los métodos actuales de producción de hidrógeno a gran escala a menudo dependen de combustibles fósiles, lo que genera emisiones de dióxido de carbono. Además, el almacenamiento y la infraestructura de distribución de hidrógeno requieren inversiones significativas.

3.2 TIPOS DE HIDRÓGENO

Figura 4: Tipos de hidrogeno



Fuente: *Informe de Velatia de noviembre de 2022*

- Hidrogeno verde: Es el único que se obtiene con energía 100% limpia. Se produce mediante el método de la electrolisis, rompiendo la molécula de agua para obtener hidrogeno, con la particularidad que solo emplea corriente eléctrica proveniente de origen renovable.
- Hidrogeno rosa: También se produce mediante el método de la electrolisis, pero con una gran particularidad, debido a que la energía eléctrica utilizada en el proceso es de origen nuclear. Tratándose de hidrogeno casi sostenible, dado que su huella medioambiental esta únicamente relacionado con la propia energía nuclear.

- **Hidrogeno amarillo:** Es aquel que la electricidad utilizada para la electrolisis procede de fuentes de generación variada, incluyendo tanto aquellas que utilizan energías renovables, como aquellas que utilizan combustibles fósiles.
- **Hidrogeno blanco:** Este hidrogeno hace referencia aquel que se encuentra libre de manera natural, ya puede ser en forma gaseosa en la atmosfera o en depósitos subterráneos. Sin embargo, tecnológicamente esta fuera de nuestro alcance de momento por lo que resulta inviable a gran escala.
- **Hidrogeno turquesa:** Se obtiene a través del método descubierto por la compañía japonesa Ebara, que consiste en extraer el metano contenido en el gas natural y en el biogás mediante la pirolisis del metano. Este proceso desecha como residuo carbono sólido, siendo innecesario su recaptura de la atmosfera y se puede aprovechar para la fabricación de otra serie de productos basados en carbono, como fertilizantes. Aunque cabe destacar que este método se encuentra en fase de desarrollo.
- **Hidrogeno gris:** Es el hidrogeno más común, barato y sencillo de producir, aunque el que más dióxido de carbono libera. Se produce mediante el reformado de combustibles fósiles, especialmente el gas natural.
- **Hidrogeno azul:** Se trata de un hidrogeno de bajas emisiones que no llega a considerarse limpio. Se produce como resultado del uso del gas natural como materia prima. Como resultado del uso de este gas, se separan el dióxido de carbono y se captura para su posterior almacenamiento, con el objetivo de ser usado en un futuro en las fabricaciones de eco-combustibles.
- **Hidrogeno marrón/negro:** Es considerado el hidrogeno más perjudicial para el medio ambiente, ya que es el resultado de la gasificación del carbono, mediante la quema

de diferentes minerales carbónicos. Su diferencia viene del mineral carbónico que se emplee. El negro corresponde a carbón bituminoso y el marrón a el lignito.

3.3 MÉTODOS DE PRODUCCIÓN

Se pueden distinguir varias tecnologías de obtención de hidrogeno, las más comunes son las siguientes:

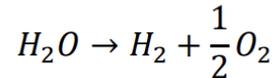
3.3.1 ELECTROLISIS

Se estima que alrededor del 15% del hidrogeno producido actualmente en el mundo es mediante la electrolisis. Esto se debe a que el gas natural es relativamente más barato, por lo que en muchas ocasiones es más rentable económicamente producir hidrogeno mediante su reformado a pesar de que esto conlleve la asignación de hidrogeno sucio debido a las emisiones que se emiten durante el proceso de reformado.

Sin embargo, estamos experimentando actualmente, un descenso en los precios de energía eléctrica proveniente de energías renovables, acompañado de un aumento de la eficiencia de los electrolizadores. Esto ha conseguido que el hidrogeno limpio sea cada vez más atractivo tecnológica y económicamente. En la actualidad el precio del hidrogeno verde es entre 2 y 4 veces superior al del hidrogeno gris. Sin embargo, según informes de la empresa americana Wood Mackenzie, líder en análisis de datos, se prevé que los precios de hidrogeno verde se reducirán hasta la mitad para el año 2030.

En cuanto al proceso de electrolisis de un punto de vista químico es relativamente sencillo. Aunque las cosas pueden cambiar cuando se llevan a gran escala, ya que entran en juego la eficiencia del mismo y la vida útil del equipo electrolizador, sus principios son los mismos. Básicamente una molécula de agua está compuesta por dos átomos de hidrogeno enlazados a un átomo de oxígeno. Estos enlaces tienen asociados una cantidad de energía para que se mantengas los átomos unidos de la manera más estable. Durante el proceso se aplica una

energía superior a la de dicho enlace, para dividir la molécula en los átomos que lo forman, dando lugar a hidrogeno y oxígeno en forma gaseosa.



Como se puede ver en la reacción química, no hay carbono en los reactantes y por lo tanto el proceso está libre de cualquier emisión de dióxido de carbono, de ahí viene el nombre de hidrogeno verde (libre de emisiones).

Para la aplicación de esta tecnología, destacan varios tipos de electrolizadores:

- I. **Electrolizadores alcalinos:** Los electrolizadores alcalinos utilizan una solución acuosa de hidróxido de potasio (KOH) o hidróxido de sodio (NaOH) como electrólito. Estos electrolizadores son conocidos por su simplicidad, aunque el grado de pureza del hidrogeno no es el más adecuado, lo que ha llevado a la búsqueda de nuevas tecnologías más optimas. Sin embargo, su bajo coste ya que no requiere metales nobles hace que se sigan utilizando.

- II. **Electrolizadores de membrana polimérica (PEM):** Los electrolizadores PEM utilizan una membrana polimérica que hace de electrólito. Tiene diversas ventajas como puede ser las altas densidades de corrientes que manejan, alta pureza de los gases y altas eficiencias de voltajes. Por otro lado tienen un alto coste, baja durabilidad y baja potencia de trabajo.

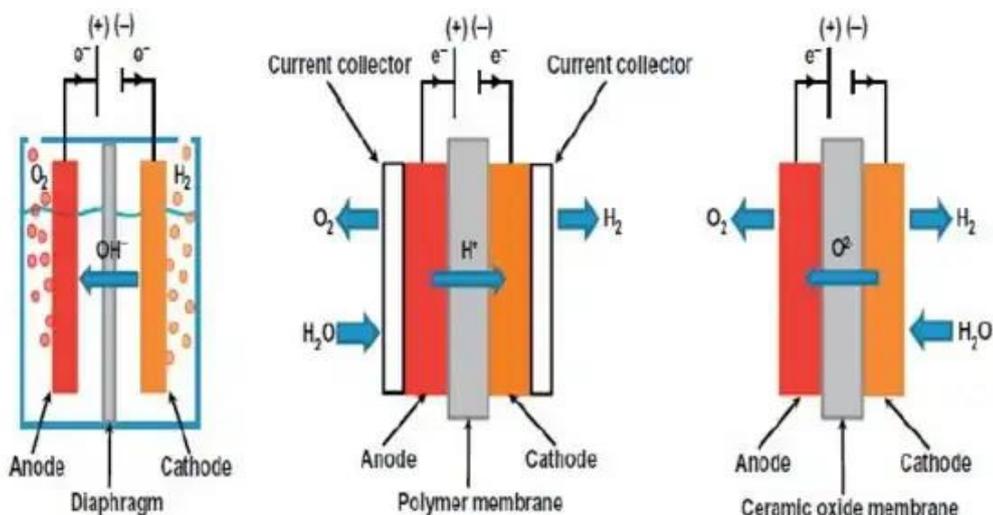
- III. **Electrolizadores de oxido solido (SOEC):** Los electrolizadores SOEC funcionan a temperaturas elevadas y utilizan un material cerámico conductor de oxígeno como electrólito sólido. Cabe destacar que se puede alcanzar una eficiencia del 100% si se aprovecha el calor generado. Además de la producción de hidrógeno, los

electrolizadores SOEC también pueden operar en modo inverso para generar electricidad a partir de hidrógeno. También tiene desventajas como son su volumen de diseño, altas temperaturas y difícil de manejar.

- IV. Electrolizadores de membrana de intercambio aniónico (AEM): Tiene un funcionamiento similar a los anteriores, pero todavía está en una fase de desarrollo e investigación. Mientras que en los anteriores intercambian cationes, estos electrolizadores intercambian aniones a través de una membrana. Su mayor ventaja es que no utiliza metales nobles, pero por otro lado al usar metales alcalinos la vida útil se reduce considerablemente, debido a la formación de iones de carbonato.

A la izquierda de la Figura 5 podemos ver un electrolizador alcalino, en medio se encuentra un electrolizador PEM y a la derecha un electrolizador de óxido sólido.

Figura 5: Tipos de electrolizadores.



Fuente: Blog de energías renovables de Victor Baeschlin

En la figura 6 podemos ver una comparativa de las características y costes entre los electrolizadores más destacados, lo que ayuda a identificar la alternativa más adecuada en función del fin al que se destine.

Figura 6: Características tecnoeconómicas de diferentes electrolizadores.

	Electrolizador alcalino			Electrolizador PEM			Electrolizador SOEC		
	Hoy	2030	Largo plazo	Hoy	2030	Largo plazo	Hoy	2030	Largo plazo
Eficiencia eléctrica (% PCI)	63-70	65-71	70-80	56-60	63-68	67-74	74-81	77-84	77-90
Presión de operación (bar)	1-30			30-80			1		
Temperatura de operación (°C)	60-80			50-80			650 1 000		
Vida media del stack (horas de funcionamiento)	60 000 90 000	90 000 100 000	100 000 150 000	30 000 90 000	60 000 90 000	100 000 150 000	10 000 30 000	40 000 60 000	75 000 100 000
Rango de carga (% relativo a carga nominal)	10 -110			0-160			20-100		
Superficie ocupada (m ² /kW _e)	0.095			0.048					
CAPEX (\$/kW _e)	500 1 400	400 850	200 700	1 100 1 800	650 1 500	200 900	2 800 5 600	800 2 800	500 1 000

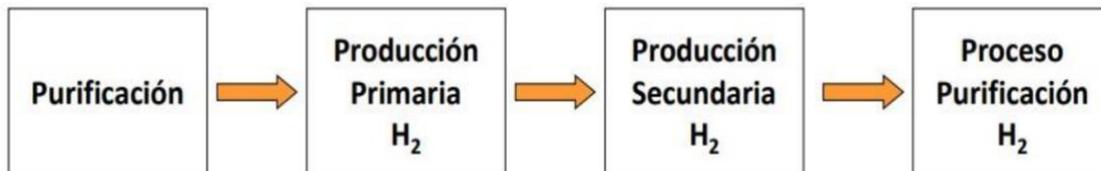
Fuente: The International Energy Agency. The Future of Hydrogen, June 2019

3.3.2 REFORMADO DE COMBUSTIBLES

Actualmente el 85% del hidrogeno producido a nivel mundial proviene del reformado de combustibles, el más común es el gas natural (CH₄), aunque también se hace uso de combustibles líquidos como los gases licuados del petróleo (GLP) o las gasolinas, también vemos combustibles sólidos, como el carbón o la biomasa.

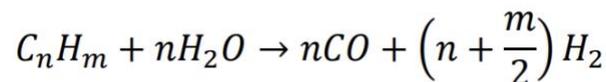
La figura 7 hace referencia a las diferentes etapas del proceso de reformado:

Figura 7: Esquema del reformado de combustible para el hidrogeno.



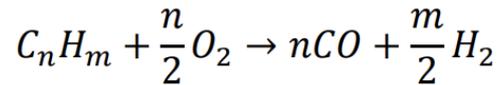
Fuente: Elaboración propia

1. PURIFICACION: Durante esta etapa se trata de eliminar o reducir lo máximo posible las impurezas de los combustibles. Con el fin de alargar la vida útil de los catalizadores y reducir el desgaste de los conductos y equipos por donde circula el gas.
2. PRODUCCION PRIMARIA: Es el proceso donde se obtiene el hidrogeno, y destacan las siguientes técnicas:
 - i. Reformado por vapor (Steam methane reforming, SMR): Es el proceso más asentado en la industria, principalmente para gas natural. Se utilizan altas temperaturas (950°C) y altas presiones, con catalizadores de níquel por lo general. La reacción puede ser exotérmica y endotérmica, en caso de que genere calor, parte del combustible se usara para que tenga lugar la reacción.

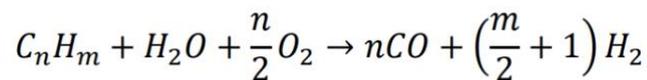


- ii. Oxidación parcial (Partial Oxidation, POX): Tiene una menor relación de H₂/CO, pero necesita una mayor aportación de combustible que en SMR. La reacción es exotérmica y no tienen porque emplearse catalizadores, aunque

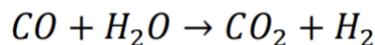
requiere una quema parcial del combustible. Por último, cabe destacar el elevado contenido de CO a la salida que puede llegar a ocasionar carbonilla.



- iii. Reformado autotérmico (Autothermal Reforming, ATR): Con una eficiencia alrededor del 70%. Es un proceso de condiciones complejas ya que se debe ajustar la proporción de los reactantes y sus temperaturas para que la entalpia sea cero, es decir un proceso adiabático.

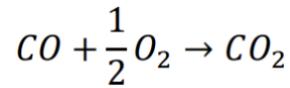


3. **PRODUCCION SECUNDARIA**: Tiene como objetivo aumentar lo máximo posible la cantidad de hidrogeno a la salida del proceso. Tras la producción primaria se libera mucho CO, por lo que se emplea una técnica para hacerlo reaccionar con agua y así obtener aún mas hidrogeno. Se rige por la siguiente reacción:



4. **PURIFICACION DEL HIDROGENO A LA SALIDA**: Para terminar de ajustar las concentraciones de impurezas que deben cumplir unos requisitos, destacan dos tecnicas:

- i. **Oxidación preferencial (Preferential Oxidation, PROX)**: Como se requiere hidrogeno puro a la salida se tendrán que reducir lo máximo posible las cantidades de CO que no hayan sido eliminadas en la producción secundaria, para ello se emplea un reactor adiabático.



- ii. Adsorción por oscilación de presión (Pressure Swing Adsorption, PSA): Es un proceso muy adecuado para cuando se necesita hidrogeno muy puro. Se basa en las diferentes propiedades de absorción de los gases, los gases más comunes son el carbono activo, alúminas y zeolitas.

Desde un punto de vista más amplio, el proceso de reformado de combustibles, en concreto el del gas natural, se generan una media de 10kg de CO₂ por cada uno de hidrogeno. Sin embargo, los competitivos precios del gas natural hacen que sea el método más empleado en la actualidad para la producción de hidrogeno, a pesar de los nocivos efectos contaminantes que tiene. Por eso mismo urge la necesidad actualmente de buscar nuevas alternativas tecnológicas, más sostenibles, o incluso completamente limpias

3.3.3 GASIFICACIÓN

La gasificación es un proceso químico que convierte materiales como carbón, biomasa o residuos sólidos en un gas de síntesis, que posteriormente es tratado para obtener el hidrogeno. El proceso se da a altas temperaturas, alrededor de los 700°C. A través de reacciones químicas, el hidrogeno se produce junto con otros componentes como monóxido de carbono o metano. Sin embargo, el gas de síntesis obtenido se puede limpiar y someter a procesos para poder separar el hidrogeno del resto de los componentes no deseados.

Tiene ventajas como puede ser la abundancia y bajo coste de las materias que se utilizan, a su vez si se gestionan correctamente los residuos se les pueden dar un buen uso, aunque, por otro lado, tiene desafíos críticos para escalar este método ya que el reactor tiene altos costes, poca eficiencia del sistema y altos consumos energéticos

3.3.4 PIROLISIS

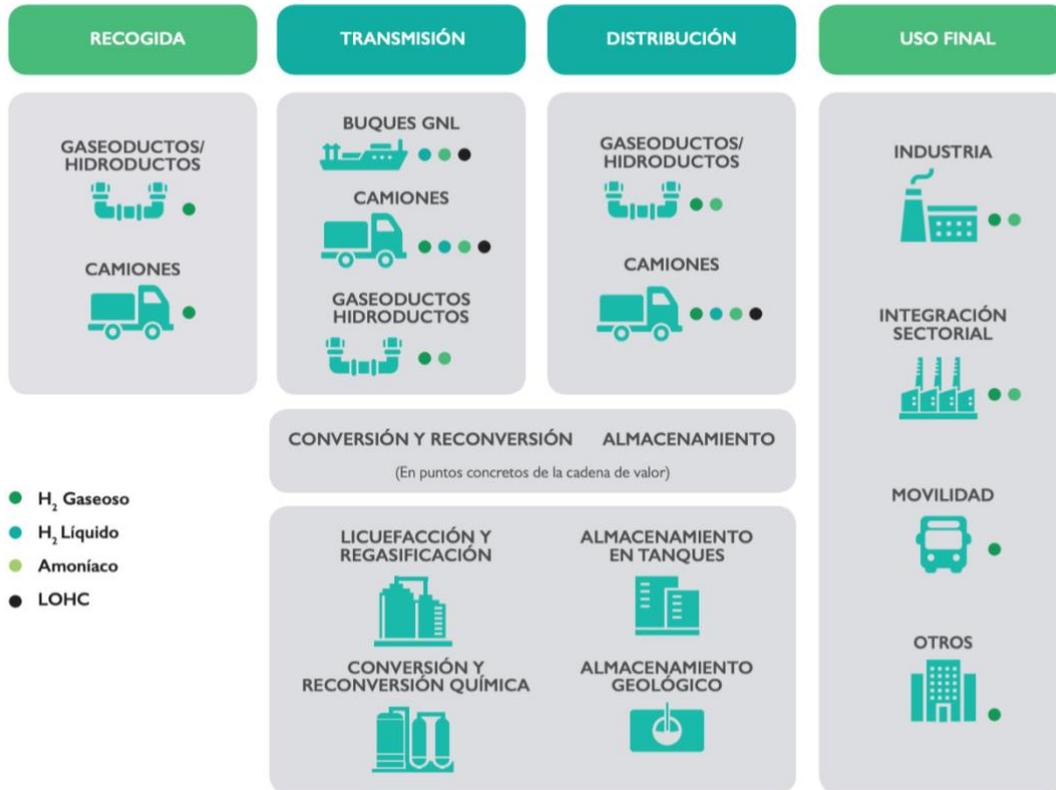
Es un proceso termodinámico con aporte de calor, utiliza temperaturas del rango entre 375/525 °C. Se da en ausencia de oxígeno, produciéndose la descomposición de un combustible sólido, y generando hidrogeno y otros subproductos. El proceso más común hoy en día es la pirolisis de metano, aunque también se puede ver con hidrocarburos o biomasa.

- Ventajas: La materia prima que se utiliza es abundante, barata y neutral en cuanto a CO₂, se puede dar provecho a los subproductos y requiere menor consumo de energía que la gasificación ya que se da a menor temperatura.
- Desventajas: Si se quisiera escalar este método de obtención del hidrogeno, conllevaría altos costes de capital, operación y mantenimiento. Y aun así todo el consumo energético seguiría siendo elevado

3.4 ALMACENAMIENTO Y TRANSPORTE

El hidrogeno producido en los procesos anteriores, puede presentarse en diferentes estados, esto juega un papel muy importante a la hora de transportarlo y almacenarlo. Ya que es imprescindible determinar la opción óptima para su transporte y para ello se deben tener en cuenta diversos factores, tales como el caudal producido y el caudal de consumo en cada punto, distancias entre puntos de producción y puntos de consumo, complementariedad de usos finales, idoneidad para el acondicionado final y uso en los diferentes tipos de consumos.

Figura 8: Logística del hidrógeno



Fuente: Informe del gobierno sobre Hoja de ruta del hidrogeno 2020

◆ Hidrógeno en estado gaseoso:

Uno de los problemas del hidrógeno es su baja densidad, ya que encarece considerablemente su transporte a largas distancia y almacenamiento a gran escala. Aunque por otro lado esta misma propiedad hace que su almacenamiento a presión en forma de hidrogeno comprimido sea más sencillo, como por ejemplo para su uso en movilidad.

Sin embargo, el hidrógeno puede ser transportado en estado gaseoso a través de hidroductos. Es más, puede llegar a ser inyectado a la red gasista, aunque la mezcla o

combinación de gases resultaría en la pérdida del valor original del hidrogeno renovable en la mezcla, y además presentaría desafíos técnicos para separar ambos gases en el momento en que sea necesario en el punto de consumo.

◆ Hidrógeno licuado:

Al igual que el gas natural licuado, el hidrógeno puede almacenarse en estado líquido. Es conveniente cuando se quieren almacenar grandes cantidades de hidrógeno, aunque si el periodo de tiempo es prolongado, puede que convenga otras alternativas, ya que el consumo energético de mantener el hidrogeno en estado líquido es bastante alto.

◆ Portadores de hidrogeno como amoniaco o líquidos orgánicos (LOHC):

Cabe destacar que el hidrógeno puede ser transformado en sustancias líquidas fácilmente transportables empleando las actuales redes de suministros. Entre ellos resalta el amoniaco, ya que no contiene moléculas de carbono y cuenta con una estructura propia desarrollada. Aunque también hay otras alternativas como pueden ser el metanol, el octano o líquidos orgánicos como el metilciclohexano o etilcarbazol.

Figura 9: Madurez tecnológica.

		Hidrógeno líquido	Amoniaco	LOHC (MCH)
Proceso y madurez tecnológica	Conversión	Pequeña escala: Alto Gran escala: Bajo	Alto	Medio
	Almacenamiento depósitos	Alto	Alto	Alto
	Transporte	Barco: Bajo Gasoducto/Hidroducto: Alto Camión: Alto	Barco: Bajo Gasoducto/Hidroducto: Alto Camión: Alto	Barco: Bajo Gasoducto/Hidroducto: Alto Camión: Alto
	Reconversión	Alto	Medio	Medio
	Integración en la cadena de suministro	Medio/Alto	Alto	Medio

Fuente: The Future of Hydrogen, June 2019.

En la figura 9 podemos ver la madurez de los diferentes estados que se nos presentan de cara al transporte y almacenamiento. Hay una serie de factores que cobran gran importancia a la hora de elegir la alternativa óptima, entre ellos destacamos; el grado de madurez del estado, la aplicación a la que se destine el hidrógeno producido, el tiempo que transcurre desde su producción hasta su consumo y la localización de dicho consumo.

◆ **ALMACENAMIENTO:**

En cuanto al almacenamiento del hidrogeno a pequeña escala y durante periodos de tiempo no muy prolongados, las posibilidades más viables teniendo en cuenta a su grado de desarrollo y gestionabilidad son las siguientes:

- Depósitos a altas presiones: Dentro de los vehículos, el hidrógeno se almacena en esta gaseoso a una presión entre 350 a 700 bar, aunque para su transporte y almacenamiento en hidrogeneras se emplean presiones aún mayores entre 200 y 1.000 bar, lo que hace indispensable el uso de materiales resistentes, como acero o materiales compuestos. También se almacena mediante cilindros de compuestos más ligeros y resistentes que permiten transportar por carretera 1579kg, aunque su principal limitación es el volumen ya que la densidad energética del hidrogeno es muy baja.

No obstante, cabe destacar que se están desarrollando prototipos de tanques subterráneos en grandes núcleos de población los que pueden alcanzar presiones de 800 bar², permitiendo un mayor contenido de hidrogeno almacenado.

- Materiales sólidos Existen diversos metales y aleaciones que en presencia de hidrogeno pueden llegar a formar hidruros metálicos, como por ejemplo níquel, hierro, cromo o litio. Este fenómeno permite almacenar más hidrogeno por

unidad de volumen. No obstante, es importante tener en cuenta parámetros como presión, temperatura o la rapidez, ya que influyen en la adecuación del compuesto para absorber o liberar hidrógeno.

La principal dificultad es que son productos cuyo almacenamiento acaba resultando más pesado que el hidrógeno puro.

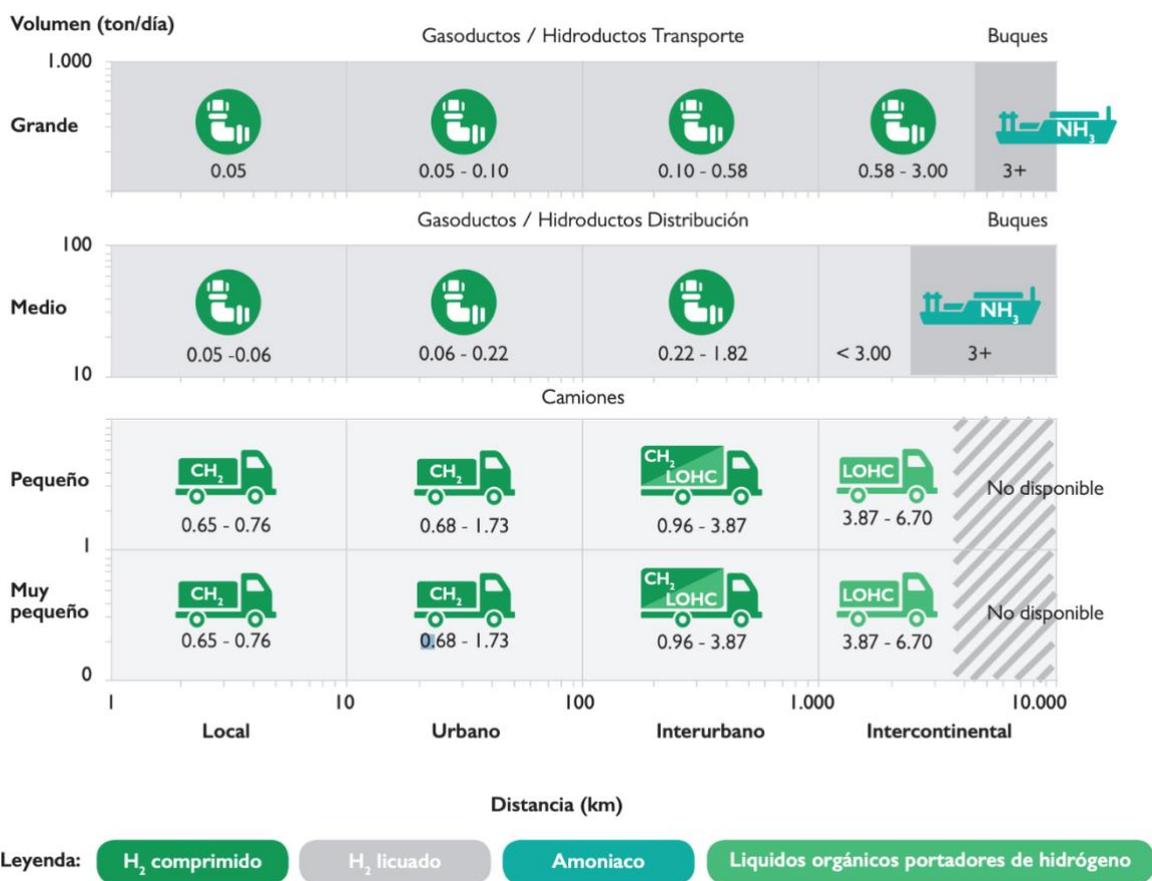
Por otro lado, en muchas ocasiones los volúmenes de hidrógeno generado son tan elevados que resulta imposible su almacenamiento durante un periodo de tiempo prolongado. Sin embargo, existen métodos de almacenamiento geológico natural, como, por ejemplo; cavernas salinas, acuíferos o depósitos de gas natural o petróleo, que ya han sido agotados y permiten su almacenamiento a largo plazo.

Aunque en la actualidad, estos recursos se destinan al almacenamiento de gas natural, pero también se están desarrollando proyectos para estudiar la viabilidad de su uso para almacenar hidrogeno, gracias a sus bajos costes y alta eficiencia. Aunque la disponibilidad, la distribución geográfica y los requisitos de mantenimiento limitan su uso en el presente, lo que ha provocado la focalización en la investigación por asegurar su potencial a largo plazo de forma segura, para las personas y el medio ambiente.

◆ **TRANSPORTE:**

En la figura 10 podemos ver como en función de la distancia y el volumen de hidrogeno que se quiera transportar, es más conveniente un medio de transporte u otro. Además, podemos ver el estado óptimo del hidrogeno para cada medio de transporte

Figura 10: Costes de transporte de Hidrógeno en función de la distancia recorrida y volumen transportado (\$/kg).



Fuente: Bloomberg NEF. Hydrogen Economy Outlook, March 30, 2020

- TRANSPORTE POR CARRETERA:

El transporte de hidrogeno por carretera se realiza con camiones cisterna de hidrógeno comprimido o hidrógeno líquido. La diferencia es significativa ya que un camión cisterna de hidrogeno líquido puede transportar 4.300kg y uno de hidrogeno comprimido 360kg.

- TRANSPORTE POR FERROCARRIL:

Al igual que los camiones cisterna, también existen cisternas de ferrocarril, sin embargo, hay una gran diferencia en cuanto a la capacidad, ya que son bastante más voluminosos llegando alcanzar capacidades entre 2.900 y 9.100kg de hidrógeno.

- TRANSPORTE MARÍTIMO:

El transporte marítimo es el que permite mayores capacidades, llegando a las 70 toneladas, esto permite trasladar grandes cantidades a diferentes puntos de consumo.

También debemos saber que el hidrógeno gaseoso puede ser transportado utilizando las redes gasistas ya existentes, a través de la inyección de hidrógeno. Esta alternativa permite aprovechar las infraestructuras actuales, que se ve reflejado en unos costes de operación más bajos, aunque por otro lado también presentan diversas restricciones.

No obstante, hoy en día existen posibilidades de desarrollar redes de tuberías para transportar hidrógeno, aunque deberán ser más voluminosas que las infraestructuras gasistas. Esta alternativa implica inversiones significativas, por lo tanto, su viabilidad está condicionada por el nivel de crecimiento de la demanda de hidrógeno a nivel nacional y europeo, así como por las inversiones destinadas a promover la investigación y desarrollo, de esta tecnología.

En líneas generales, los gastos en transporte y almacenamiento pueden cobrar gran relevancia en los costes de la energía, y consecuentemente influir a la competitividad del hidrogeno frente a otras fuentes de energía.

3.5 *USOS FINALES*

El uso final sería la última etapa en la cadena de valor del hidrógeno, y llegados a esta fase se le pueden dar usos de diversas formas, ya sea utilizándolo directamente como portador energético, o integrado como materia prima en otros productos. Al usarse en su forma natural se le pueden dar usos como vector energético, combustible o como materia prima en la industria.

Los principales sectores donde el hidrógeno puede usarse en sustitución de recursos fósiles u otros combustibles contaminantes, son los siguientes:

- **INDUSTRIA:**

En España se consumen alrededor de 500.000 toneladas de hidrógeno al año, mayoritariamente hidrógeno gris. Casi todo este hidrogeno va destinado a refinerías y plantas de fabricación de productos industriales, principalmente de amoníaco. Aquí podemos ver el importante papel que podría cobrar alternativas más ecológicas como el hidrógeno verde, siendo sustituido por el uso de hidrógeno gris. Además, el hidrógeno es indispensable en este sector ya que simplemente con fuentes de energía renovables, como la electricidad no sería posible y su potencia calorífica junto con su bajo nivel contaminante lo hacen idóneo. Dentro del sector destacan tres campos:

- Industria de refino: El hidrógeno es utilizado en refinería para eliminar las impurezas del petróleo crudo y en el hidrocraqueo, que consiste en la mejora de los crudos más pesados.
- Industria metalúrgica: En ciertas aleaciones como el acero, se requiere un gran aporte energético para su elaboración, por lo tanto, el hidrógeno renovable puede ser utilizado para alcanzar las altas temperaturas que se necesitan en el proceso, también, puede ser utilizado como agente reductor en la generación de aleaciones.

- Industria química: Gracias a su composición molecular el hidrógeno cobra gran importancia en este sector, ya que es indispensable para la elaboración de productos químicos como amoníaco o metanol, que al mismo tiempo son la fuente de producción de productos químicos como fertilizantes, plásticos o biocombustibles.

El hidrógeno no solo se utiliza como materia prima, ya que en la industria se utiliza como recurso energético en numerosos procesos, como la fusión o gasificación. Aunque todo este hidrógeno consumido en la industria es gris actualmente, en un futuro debe ser sustituido por hidrógeno más sostenible.

- **TRANSPORTE Y MOVILIDAD:**

En el sector de transporte y movilidad el uso del hidrógeno renovable se materializa a través de pilas de combustible de hidrógeno, los cuales operan de manera inversa a un electrolizador, lo que significa, que aportan la energía eléctrica necesaria para movilizar los vehículos eléctricos de pila de combustible, a raíz de la electricidad generada por el hidrógeno renovable. Las pilas de combustible suelen ir acompañadas de baterías eléctricas, que aprovechan el frenado regenerativo o bien a través de la propia pila que puede recargarla y mantenerla en un nivel óptimo de carga.

La combinación de pilas de combustible y baterías en vehículos, proporciona una clara ventaja competitiva en comparación con los vehículos eléctricos de baterías. Esto se traduce en la reducción de los tiempos de recarga y un aumento en la distancia que el vehículo puede recorrer antes de repostar, al mismo tiempo que se disminuye el peso del vehículo gracias a la reducción del tamaño de las baterías. Sin embargo, es importante tener en cuenta que estos vehículos tienen un rendimiento energético inferior al de los vehículos eléctricos de batería, ya que se debe considerar la energía requerida para obtener el hidrógeno renovable, así como la energía necesaria para comprimirlo y almacenarlo en los tanques del vehículo.

A continuación, se detalla la situación actual de los sectores de la movilidad, en la que puede resultar más atractiva la aplicación de las pilas de combustible:

- Transporte por carretera:

En España todavía queda mucho desarrollo para la implantación de vehículos ligeros en nuestras carreteras, hoy en día solo hay dos modelos operativos comercializados por Toyota y Hyundai. Los países que destacan por volumen de unidades operativas actualmente son Alemania, Canadá y Japón.

Sin embargo, en los vehículos pesado resulta más conveniente la implantación del hidrógeno, debido a diferentes factores. En España todavía está en vía de desarrollo, pero ya se pueden ver en ocasiones autobuses de pila de hidrógeno por las calles de nuestras ciudades.

- Transporte ferroviario:

Actualmente el sector ferroviario es uno de los pocos que utiliza la electricidad como principal recurso energético. No obstante, hay una gran parte del sector que todavía utiliza trenes propulsados con motores diésel, es decir donde la electrificación no es viable. Es aquí donde el hidrógeno podría ser la solución, para descarbonizar el sector.

- Transporte marítimo:

La involucración del hidrogeno en el transporte marino no solo influye en el uso de pilas de combustible en embarcaciones, sino también todo lo relacionado con la maquinaria portuaria. Actualmente el uso de embarcaciones de hidrógeno se limita a una serie de proyectos piloto de pequeños buques. Sin embargo, en Valencia se está llevando a cabo un proyecto llamado H2Ports que se dedica al desarrollo, por incorporar el hidrógeno en las operaciones logísticas del puerto.

- Aviación:

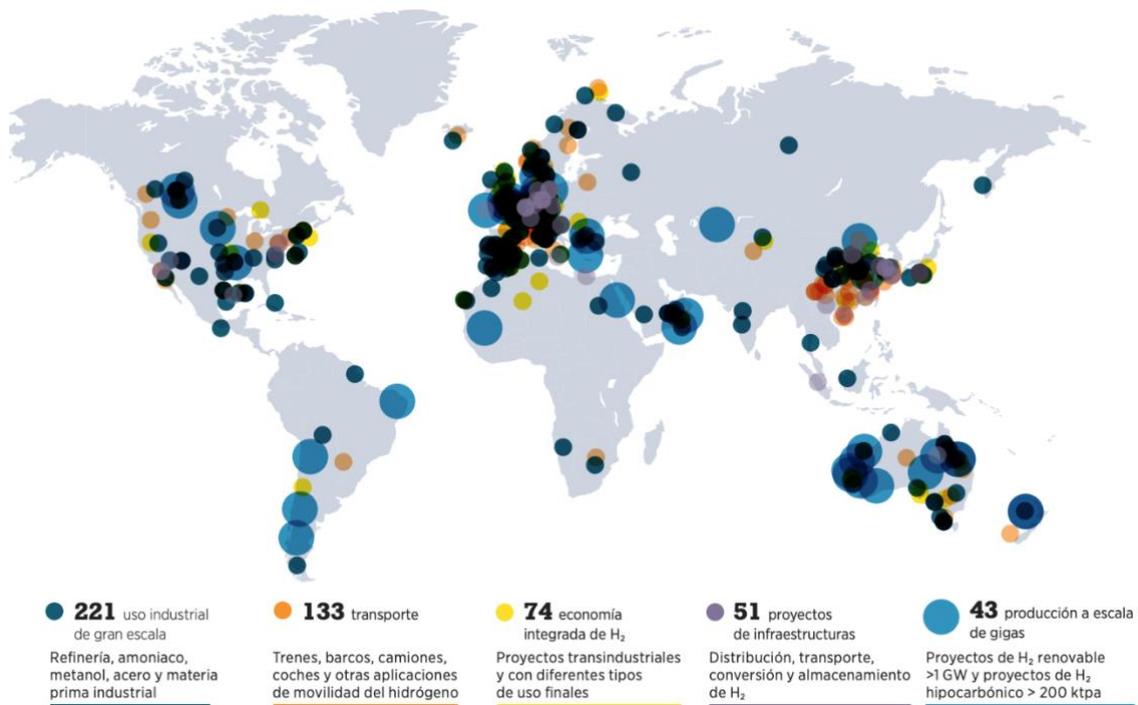
Al igual que el transporte marítimo, la aviación es un sector muy complicado de electrificar, lo que hace idóneo al hidrogeno como alternativa para su descarbonización. Hoy en día podemos ver proyectos demostrativos para vuelos no comerciales. A parte cabe destacar que el hidrógeno es importante para la fabricación de combustibles sintéticos, como el bioqueroseno.

Aparte de la industria y el transporte el hidrogeno tiene diversas aplicaciones, como por ejemplo puede ser el uso doméstico y terciario. Actualmente el solo se pueden ver proyectos demostrativos de su aplicación en el sector doméstico, pero está claro que será una de las soluciones del futuro. Esto se debe a que el hidrógeno es capaz de proporcionar suministros energéticos flexibles, continuos y adaptados.

Capítulo 4. VIABILIDAD ECONÓMICA Y PERSPECTIVA DE FUTURO

Actualmente se están llevando a cabo infinidad de proyectos a lo largo de la cadena de valor del hidrógeno, por todo el mundo. Esto da lugar a una intensa competencia entre países y empresas para situarse a la cabeza en las tecnologías de hidrógeno limpio. Es por ello, que ya más de 30 países han elaborado estrategias nacionales sobre el hidrogeno, haciendo evidente el creciente interés en el desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno limpio.

Figura 11: Proyectos e inversiones relacionadas con hidrogeno limpio en 2022.



Fuente: Hydrogen Council.

En el mapa solo se incluyen proyectos planificados o ejecutados actualmente a gran escala, incluyendo aquellos que se pondrán en funcionamiento después del 2030.

Alrededor de la mitad de todos estos proyectos se van a llevar a cabo en Europa, gracias a sus ambiciosas políticas contra la descarbonización, las ayudas públicas y las estrategias nacionales. Por detrás se encuentran Asia (23%) y Norte América (13%). Se estima que la mayor parte de hidrogeno limpio se producirá en Europa y Oceanía, aunque se pronostica que en un futuro a largo plazo cambien geopolíticamente las producciones de hidrogeno, gracias a la sofisticación del transporte, tratando de minimizar los precios de este.

En este capítulo se va a realizar un análisis económico sobre la evolución del hidrógeno a nivel mundial, analizando paso a paso su cadena de valor y planteando los diferentes escenarios que se pueden presentar en un futuro. También se verá como el escenario energético mundial puede tomar diferentes caminos, gracias a inversiones y decisiones políticas que tomen los países. Se compararán las situaciones energéticas en la actualidad, en 2030 y 2050, las cuales son fechas claves para diferentes acuerdos que se han establecido, principalmente en Europa.

4.1 OBSTÁCULOS PARA LA EXPANSIÓN DEL HIDRÓGENO.

Para poder estudiar la viabilidad y perspectiva de futuro del hidrogeno, es muy importante ser consciente de las barreras y obstáculos que limitan su uso e implementación, a día de hoy:

- El coste: Probablemente sea la principal barrera, en donde el resto de factores influyen indirectamente. Actualmente, el precio del hidrógeno verde, sigue siendo elevado en comparación con otros combustibles de alto contenido en carbono. Lo que hace necesaria una implementación tecnológica y una bajada de los precios de cada eslabón de la cadena de valor, para que se puede implementar a gran escala.

- Eficiencia: Durante la conversión y producción de hidrogeno se generan muchas perdidas, lo que hace aumentar sus costes.
- Madurez tecnológica: Todavía quedan muchos avances tecnológicos por desarrollarse, lo que haría posible la comercialización del hidrógeno a gran escala. Ya que a día de hoy hay muchos prototipos y proyectos llevándose a cabo, pero muy pocos se encuentran en el mercado.
- Electricidad renovable suficiente: La falta de energía limpia es una traba para para el hidrógeno verde. Para 2050 se prevé consumir 21.000 TWh, en alimentar a los electrolizadores, lo que viene ha ser un 90% del consumo actual de electricidad en el planeta.
- Incertidumbre política y reglamentaria: Aunque 140 países se hayan involucrado en el reto de cero emisiones para las próximas décadas, esta por ver si se cumplirá y con que rapidez.

El problema que tenemos con las inversiones en hidrogeno actualmente, lo podemos asemejar al problema del huevo y la gallina, ya que sin demanda las inversiones para una producción a gran escala son demasiado arriesgadas para llevarse a cabo, pero por otro lado, las tecnologías serian demasiado costosas sin las economías de escala.

4.2 PERSPECTIVA DE FUTURO

Esta claro que todavía queda mucho recorrido para alcanzar la viabilidad económica del hidrógeno, pero a raíz de la situación actual, podemos ver cada vez mas cerca el momento en el que el hidrógeno pase a ser un activo rentable. Comparando informes recientes con,

informes de años anteriores, se pueden ver como algunos objetivos van mejor de lo esperado, aunque por otro lado, algunos otros se han visto inalcanzables en el corto plazo. Dependiendo mucho de los países y del desarrollo que vayan a invertir en alcanzar dichos logros.

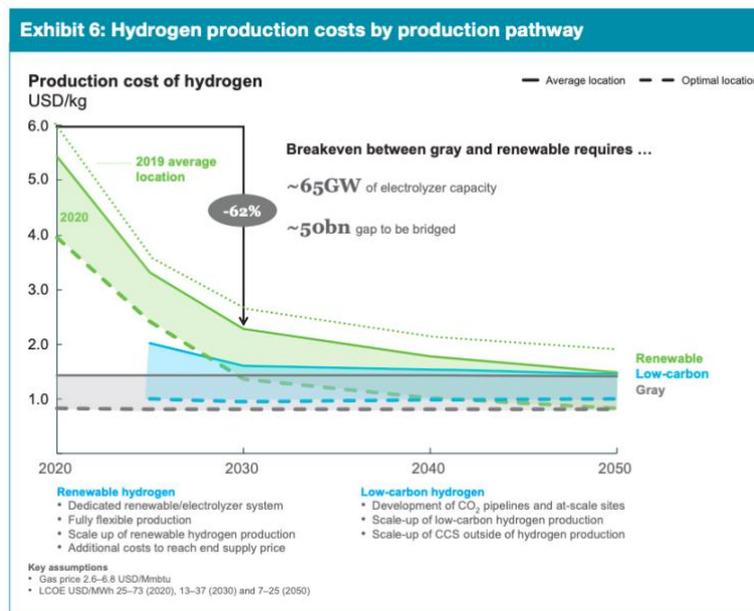
Según el informe de Hydrogen Insights Report 2021, publicado por la reconocida consultora Mckinsey, los costes de producción de hidrógeno renovable siguen bajando más rápidamente de lo previsto, en comparación con el informe del Hydrogen Council Study 2020. Esta aceleración, se debe principalmente a tres factores:

- En primer lugar, las necesidades de capital están disminuyendo. Se espera una reducción significativa de los costes de inversión en electrolizadores para 2030. El CAPEX se estima entre 200-250 \$/KW para el sistema (incluida la pila del electrolizador, el suministro de tensión y el rectificador). Esto es un 30-50% menos de lo que se preveía el año pasado, debido a la aceleración de las hojas de ruta y a un aumento más rápido de la cadena de suministro de electrolizadores. Por ejemplo, varios fabricantes de electrolizadores han anunciado aumentos de capacidad a corto plazo por un total de aproximadamente 3 GW al año.
- En segundo lugar la reducción del LCOE (levelized cost of energy). Esto se debe a las continuas reducciones del coste de energías renovables a niveles un 15% mas bajos de lo previsto, gracias a la comercialización a gran escala. Especialmente en zonas con alta irradiación solar, donde las subastas de renovables están batiendo records. Las mayores reducciones se esperan en España, Chile y Oriente Medio.
- Por ultimo, están aumentando los niveles de utilización del hidrógeno. Lo que conlleva una importante optimización de las plantas de producción de hidrógeno. Con un rendimiento basado en la mejora del mix energético renovables. Las plantas de hidrogeno cada vez son mas grandes y optimas.

4.2.1 EN LA PRODUCCIÓN

En la Figura IX, se puede ver el fuerte impulso a la producción de hidrógeno bajo en carbono (azul), reduciendo así sus costes. Las mejoras incluyen el aumento de captura de CO₂ en el reformado autotérmico (ATR), que ha pasado del 95% del informe del año pasado al 98%, lo que conlleva una reducción del CAPEX gracias a las instalaciones de captura más pequeñas. Además, la realización del proceso a temperaturas más elevadas puede aumentar los índices de conversión de metano en hidrógeno, reduciendo las emisiones.

Figura 12: Evolución del rango de precios de hidrógeno.



Fuente: *Hydrogen Insights Report 2021*

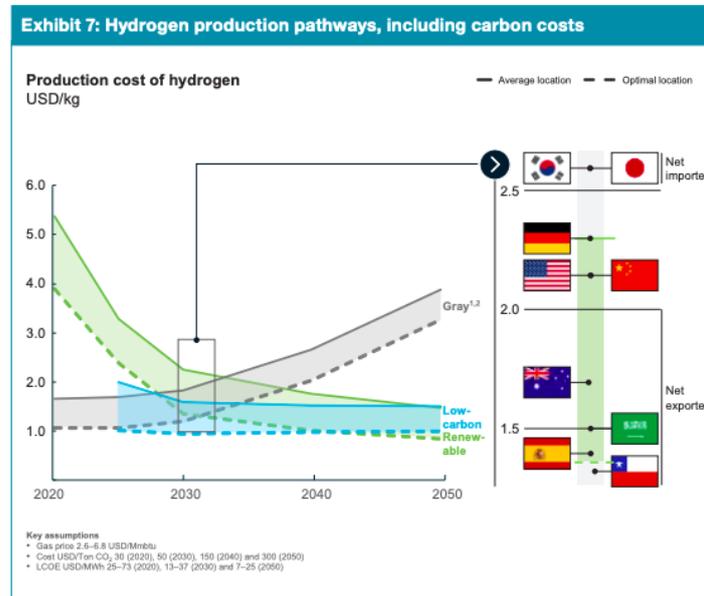
En la Figura 12 podemos ver la evolución del rango de los precios del hidrógeno hasta 2050, asumiendo los precios constantes del gas y los tres diferentes LCOE, para las tres etapas. En la figura podemos ver como a partir de 2030 las tecnologías más óptimas van a permitir producir hidrogeno verde más barato que el gris. Pero para seguir estos objetivos de una

reducción del 62% del precio del hidrógeno para 2030, van hacer falta un incremento de 65GW de capacidad de electrolizadores.

Sin embargo, los tornos podrían cambiar drásticamente si introducimos una variación en el precio del CO₂, ya que el breakeven point se adelantaría entre 2028-2034. Asumiendo esta evolución de los precios del carbono de unos 50 USD por tonelada de CO₂ para 2030, 150 USD por tonelada de CO₂ para 2040 y 300 USD por tonelada de CO₂ para 2050. Se puede ver en la figura 13.

Otro factor determinante va ser el país, ya que no todos se encuentran en la misma situación. Aquellos países con optimas energías renovables y unos precios del gas natural considerables, como por ejemplo Chile, anticiparan su umbral de rentabilidad a 2028. Por otro lado países mas equilibrados como Alemania que obtienen el gas mas barato, lo atrasaran hasta 2032. Y países que tengan fácil accesibilidad a gas natural, lo atrasaran aun mas hasta 2034, como por ejemplo Rusia.

Figura 13: Evolución del rango de precios de hidrógeno con influencia del precio del carbono.



Fuente: Hydrogen Insights Report 2021

En la figura 13 podemos ver como países alcanzaran antes el umbral de rentabilidad que otros. También vemos como a diferencia de la figura anterior ahora el hidrogeno gris va ir aumentando su precio, debido a sus principios contaminantes.

En resumen podemos ver como todos estos factores hacen variar la curva de costes del hidrógeno un 20% en ubicaciones medias y un 30% en ubicaciones más óptimas en comparación con el informe del año pasado, Hydrogen Council Study 2020 Report.

Dentro del rango de precios de hidrogeno verde, en primer lugar vemos como para proyectos mas convencionales, como pueden ser plantas de producción de hidrogeno *offshore*, en Europa central, el precio desciende de USD 5.4/kg en 2020 a USD 2.3/kg en 2030. Con un fuerte impacto del LCOE sobre el precio final, esto se debe a la gran relevancia del precio de la electricidad sobre le precio final del hidrogeno, la eficiencia también tiene gran relevancia pero no tanta.

En cambio para proyectos que utilizan energías renovables mas baratas como puede ser una planta fotovoltaica estándar, el precio podría reducirse hasta USD 1.5/kg en 2030. En este

caso el factor mas influyente es el CAPEX ya que la inversión inicial comparada con una estación *offshore* tiene un gran impacto y los diseños son mucho mas óptimos.

Aunque al final las localizaciones más óptimas van a ser aquellas que sepan combinar correctamente entre la energía solar y la eólica, donde países como Arabia Saudí, Australia o Chile podrían beneficiarse enormemente debido al gran numero de fuentes energéticas que disponen.

4.2.2 EN LA COMERCIALIZACIÓN

El escenario del hidrógeno actual va cambiar mucho con respecto al futuro, debido principalmente al desarrollo del transporte. Esto se debe a que actualmente el hidrogeno se genera en las inmediaciones del punto donde se quiere consumir, en la mayoría de ocasiones. Ya que el transporte infla los precios considerablemente dejándolo de hacer rentable.

Sin embargo, con la caída de los precios de producciones que estamos afrontando, el coste de la distribución de hidrogeno empieza a cobra gran importancia. Es por eso, que en cuanto a la producción y la distribución, están surgiendo tres tipos de cadenas de valor; en primer lugar, los grandes consumidores de hidrógeno que se encuentren cerca de instalaciones favorables a las energías renovables o al almacenamiento de gas y carbono, que utilizarán la producción in situ. En segundo lugar, los consumidores más pequeños, como las estaciones de servicio o los hogares, que necesitarán una distribución regional. Y por ultimo, en regiones sin recursos óptimos, tanto los grandes como los pequeños consumidores deberán recurrir a la importación del hidrógeno.

Figura 14: Cadenas emergentes de distribución de hidrógeno.

ICAI
ICADE
CIHS
USE THE ABOVE TAB TO APPLY TÍTULO 1 TO THE TEXT THAT YOU WANT TO APPEAR HERE.

H ₂ value chain	Example end user (Europe, 2030)	Example value chain steps			Cost, USD/kg
		Production	Conversion/transmission	Distribution	
Onsite	Industrial, large scale offtaker	<ul style="list-style-type: none"> Renewable/low-carbon production <p>1.6–2.3 USD/kg</p>	<ul style="list-style-type: none"> On-site storage for average of 1 day <p>0.5 USD/kg</p>		~2–3
Regional	H ₂ refueling stations (HRS)	<ul style="list-style-type: none"> Renewable/low-carbon production <p>1.6–2.3 USD/kg</p>	<ul style="list-style-type: none"> Conversion to LH₂ and storage for average of 1 day <i>or</i> Storage as GH₂ for average of 1 day and compression to 700 bar <p>0.7–1.0 USD/kg</p>	<ul style="list-style-type: none"> Trucking as LH₂ for 300km + operating of 1,000kg LH₂ HRS <i>or</i> Piping as GH₂ for 300km and operating of 1,000kg GH₂ HRS¹ <p>1.0–2.0 USD/kg</p>	~3–5
International	Industrial, large scale offtaker	<ul style="list-style-type: none"> Renewable/ low-carbon production <p>1.0–1.4 USD/kg</p>	<ul style="list-style-type: none"> International pipeline for ~9,000km and storage at port for average of 2 weeks <i>or</i> Carrier conversion/reconversion, shipping for ~9,000km and storage at port for average of 2 weeks <p>0.6–3.5 USD/kg</p>	<ul style="list-style-type: none"> Trucking as LH₂/GH₂ for 300km and onsite storage for average of 1 day <i>or</i> Piping as GH₂ for 300km and onsite storage for average of 1 day <p>0.1–2.0 USD/kg</p>	~2–7

1 Refers to usage of existing pipeline to industrial hub

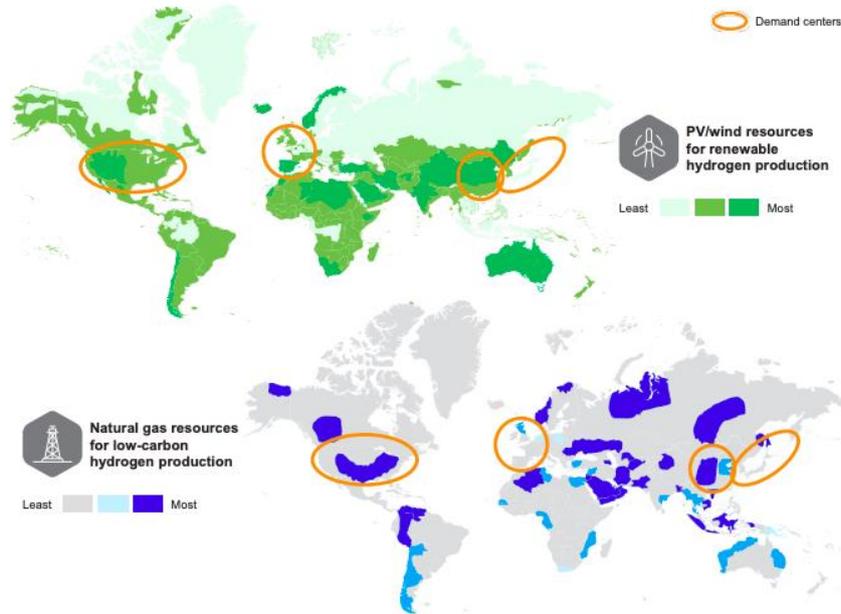
Fuente: Hydrogen Insights Report 2021.

- Consumo in situ: Como por ejemplo el consumo en la industria, que acaba resultando el más barato siempre y cuando las condiciones para producirlo sean óptimas. Teniendo que añadir un simple gasto de almacenamiento a corto plazo, resultando en un precio total de entre 2-3 USD/kg.
- Consumo regional: Como por ejemplo estaciones de abastecimiento, donde el precio de conversión aumenta, ya que se requiere en unas condiciones adecuadas para su transporte, que puede ser a través de camiones o tuberías. Por lo tanto el precio acaba resultando entre 3-5 USD/kg.

- Consumo Internacional: Este consumo se dará en lugares con muy pocos recursos renovables, pero su precio de producción será muy bajo debido a que se producirá en centrales de gran tamaño y donde las condiciones sean óptimas (bajo precio de las energías renovables). Aunque su alto precio se deberá principalmente al proceso de almacenamiento/conversión y la fase de distribución. Aunque su precio podrá variar según los volúmenes de hidrógeno que se transporten. Quedando en un rango en torno a 2/7 USD/kg.

Es importante ser consciente que la Figura 14, asume las actuales redes de transporte por tuberías, lo que podría cambiar de cara a los próximos años, con nuevos proyectos de redes de transporte.

Figura 15: Distribución de recursos energéticos.



Fuente: Bloomberg, 2022.

Este mapa muestra claramente los indicios de cómo se va a reestructurar el mapa geopolítico de cara al hidrógeno. Los centros de demanda que se esperan como China, Japón, Korea o Europa, tendrán que afrontar la situación de distinta manera, países como Japón, les será más rentable la compra a países exportadores, que su propia producción. Esto se debe a la falta de recursos renovables y de gas. Sin embargo, por esta misma razón regiones como Europa tendrán que desarrollar y potenciar sus recursos renovables para poder generar hidrógeno a un precio rentable. En resumen, según la situación geopolítica del país se tendrá que gestionar de la manera más adecuada para poder conseguir el hidrógeno al mejor precio.

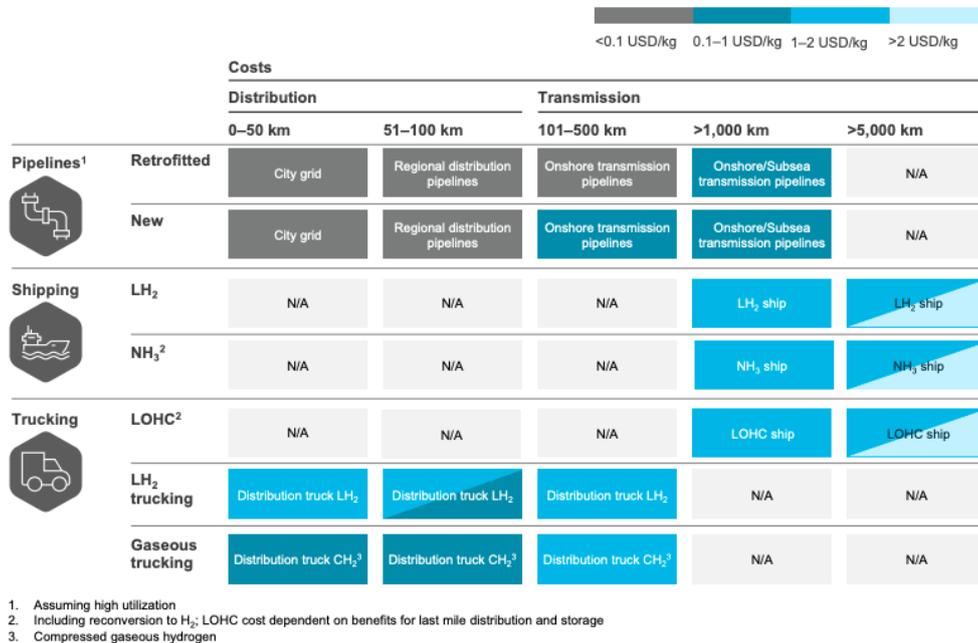
Esta claro que la solución más óptima de transporte, va a depender de la distancia, de la región y el uso final que se le quiera dar. Esto provoca que no exista una solución universal, pero a su vez hay diferentes parámetros y reglas que pueden ayudar a elegir el medio más convenientes para diferentes distancias y situaciones.

- Para distancias cortas y medias, a través de tuberías readaptadas pueden conseguirse precios de distribución muy bajos, inferiores o iguales a 0,1 USD/kg hasta 500 km.

Pero claro, esto solo se daría si las redes de tuberías existentes están disponibles y son adecuadas para su adaptación, además de que sean grande volúmenes de hidrógeno lo que se transporte.

- Por otro lado si la demanda es mas fluctuante el transporte de hidrógeno por camión, en forma líquida o gaseosa, es la opción más atractiva, alcanzando precios alrededor de 1.2 USD/kg por cada 300km.
- Por otro lado, para distancia más largas los gasoductos submarinos proporcionan un transporte a escala más barato que el transporte marítimo, pero no para todas las regiones es accesible. En aquellos lugares donde no se puede llegar con tuberías y es mas conveniente el transporte marítimo, es importante saber elegir los portadores de hidrogeno más adecuados. Los tres portadores más comunes son LH₂, LOHC y NH₃. Dado que los tres vectores tienen un coste comparable la elección óptima depende del uso final previsto y de los requisitos de purificación de hidrógeno y niveles de presión.

Figura 16: Ilustración de las opciones de distribución.



Fuente: Bloomberg, 2022.

La figura 16 ilustra de una manera muy eficaz los precios para los diferentes medios de transporte, y además los portadores más eficaces que se deben implementar en cada uno de ellos. Después dentro del rango indicado el precio dependerá de cantidad y continuidad con la que se suministre.

CONDUCTOS DE HIDRÓGENO

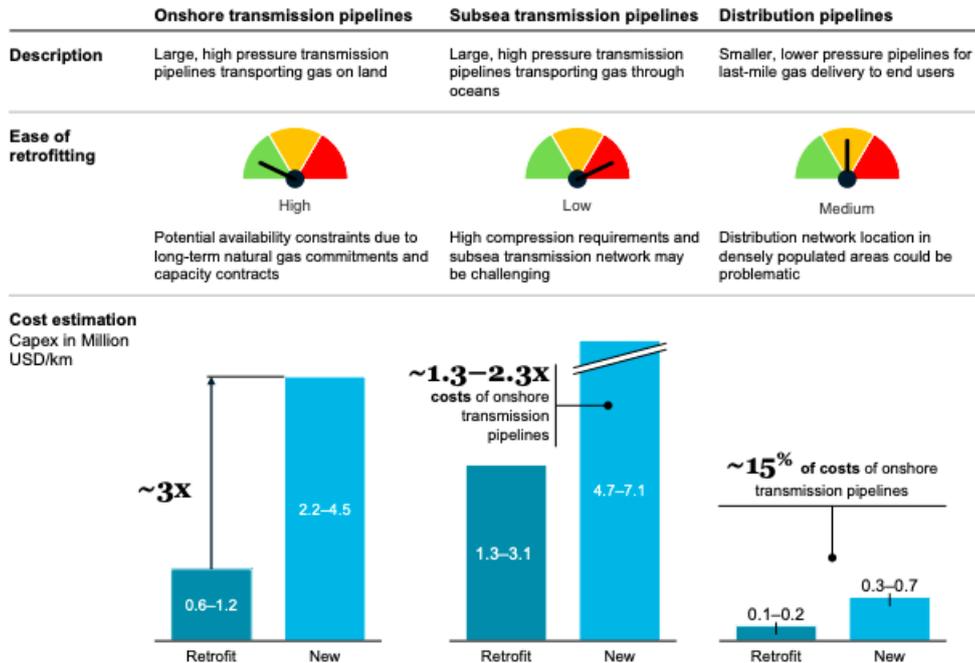
Para tener una buena perspectiva de futuro, en cuanto a todo aquello relacionado con el precio del hidrógeno, tenemos que ver como la modernización de un buen sistema de tuberías puede ser de gran influencia en el precio final del consumidor.

Los gaseoductos de hidrogeno están muy desarrollados pudiendo transportar 10 veces mas cantidad de energía que una red eléctrica con un octavo del coste que necesita la electricidad. Además la vida útil es mucho mas larga en comparación con las redes eléctricas y sirve tanto como medio de transporte como de almacenamiento.

Los gasoductos pueden lograr un transporte de H₂ de coste extremadamente bajo en comparación con otros modos de transporte alternativos, especialmente cuando es posible adaptar la infraestructura existente. Por ejemplo, la modernización puede ahorrar entre un 60/90% del coste de construcción de un gasoducto nuevo. Pero sin embargo, no todos los gasoductos son iguales, mientras el transporte mediante conductos ofrecen un transporte más barato en comparación con muchas alternativas, los costes reales de las redes de hidrógeno varían según el tipo, la longitud de la red y el estado de la propia tubería modernizada.

El precio estándar del CAPEX se encuentra entre 0.6 - 1.2 millones de dólares por kilómetro, para aquellas que solo necesiten reacondicionamiento. En cambio para aquellas que necesitan construirse de cero el CAPEX se encuentra entre 2.2 – 4.5 millones de dólares por kilómetro. Resultando en un precio para su transporte entre 0.13 – 0.23 USD/Kg por cada 1000km.

Figura 17: Comparación de tipos de conductos .



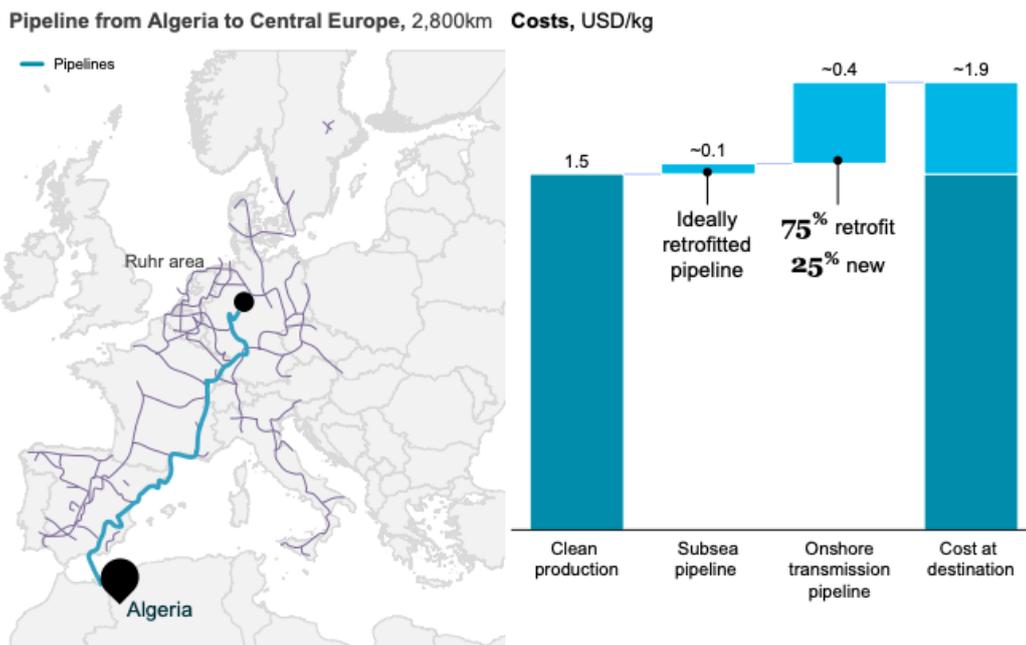
Fuente: Hydrogen Insights Report 2021.

Para conductos submarinos podemos ver en la figura que la diferencia de CAPEX respecto a construir de cero o reacondicionar un conducto ya existente, es entrono a 1.3 – 2.3 veces mayor. Por otro lado en las redes de distribución la diferencia de inversión inicial es bastante baja también, aunque las redes de distribución no se van a desarrollar hasta 2040, que será cuando la demanda de hidrógeno llegue a los núcleos urbanos y otros puntos.

Los costes de modernización frente a los de construcción de tuberías nuevas dependen de varios factores, entre ellos; el diámetro, la presión, la calidad de los materiales utilizados, el estado general de la tubería, la existencia de grietas, los costes sociales de la construcción y otras consideraciones. Muchos de estos factores son específicos de cada lugar y, por tanto, dan a algunas regiones y países una ventaja a la hora de adaptar la red de gas natural. Como por ejemplo, en los Países Bajos, la infraestructura paralela de la red de gas natural permite a las empresas reequiparse para el uso de hidrógeno mientras eliminan gradualmente el gas natural.

En la figura 18 tenemos un claro ejemplo en el que el abaratamiento del transporte de H2 permitirá desbloquear nuevas demandas de hidrogeno. En este caso, según las proyecciones de Hydrogen Council, McKinsey & Company, en 2030 indican que va ser posible el abastecimiento de Europa central, por el norte de África, a un precio de 2 USD/Kg de H2, de los cuales 0.5 USD/Kg serán debidos al transporte.

Figura 18: Coste del transporte de H2 desde Argelia a Europa central a través de conductos.



1. Assuming route will be built out by 2030; full rollout of backbone (2035-40) depicted here

Fuente: Hydrogen Insights Report 2021

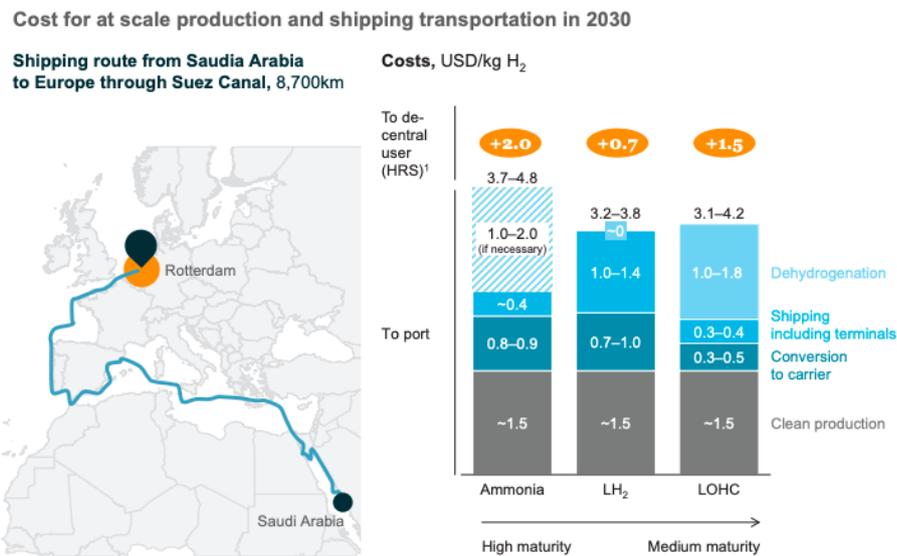
PORTADORES DE HIDORGENO:

El portador de hidrógeno puede llegar a tener un papel importante a la hora de encarecer el precio final. Por lo tanto, la elección del portador optimo es esencial y depende

principalmente del uso final al que se vaya a destinar, de los requisitos de pureza y del tiempo que requiera ser almacenado.

- El LH2 es más eficaz si el destino requiere hidrógeno líquido o de alta pureza, y tiene ventajas si el hidrógeno debe ser distribuir con camiones tras la llegada al puerto. Por ejemplo es muy típico para las estaciones de hidrógeno para el abastecimiento de coches o camiones.
- El amoníaco es la respuesta directa para los usos finales que necesitan amoníaco como materia prima y que, por tanto, pueden evitar la necesidad de volver a convertir NH3 en hidrógeno, como por ejemplo fertilizantes.
- Los portadores de hidrógeno orgánico líquido pueden utilizar la infraestructura diésel existente y almacenar hidrógeno de forma segura durante largos periodos sin pérdidas. Los principales inconvenientes de la LOHC es que requiere grandes cantidades de calor para liberar el hidrógeno del portador.

Figura 19: Coste del transporte de H2 desde Arabia Saudi a Europa mediante barco.



1. Assumes liquid (for LH₂) or gaseous (for ammonia, LOHC) distribution with truck for 300km, also includes: purification to FCEV standard using a PSA for LOHC and NH₃, boil-off losses for LH₂, storage costs at port and HRS operating costs

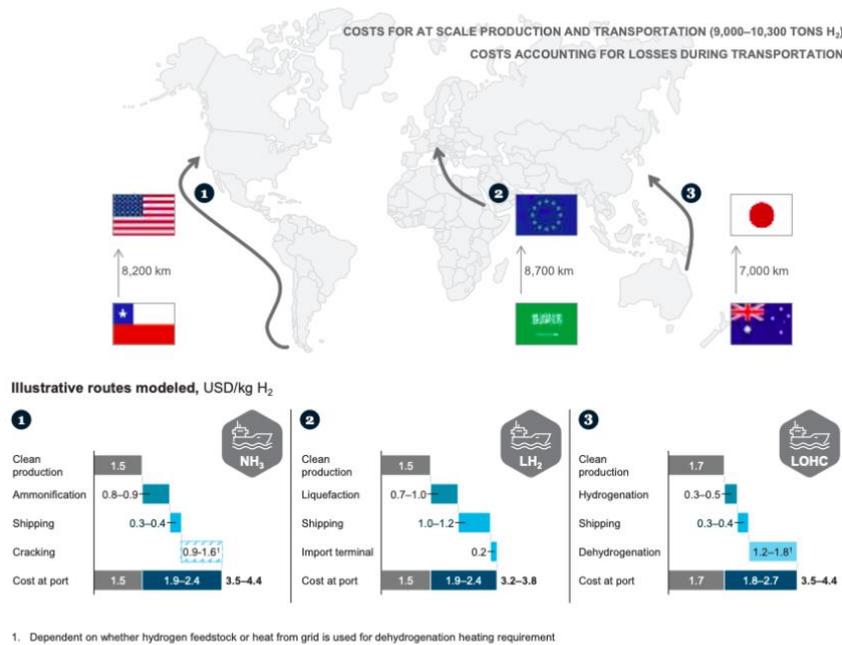
Fuente: Hydrogen Insights Report 2021

La figura 19 muestra una comparación del transporte de hidrógeno renovable desde Arabia Saudí hasta Europa Occidental. Suponiendo una producción de hidrógeno a escala real y una infraestructura de transporte. Si la aplicación final requiere amoníaco, el transporte de hidrógeno como amoníaco podría suponer unos costes tan bajos como 3 USD/kg, en cambio si el uso final requiere hidrogeno puro los precios oscilarían de 3-5 USD/kg. Así pues, la elección óptima para este ejemplo dependería en última instancia de la necesidad de posterior transporte terrestre y el tiempo de almacenamiento previsto.

Podemos ver también como el destaca el precio de transporte en braco en el LH2 debido a su baja densidad energética comparado con los otros, en cambio no requiere inversión para deshidrogenizarlo. Sin embargo el LOHC requiere su mayor inversión en deshidrogenizarlo, como se había dicho anteriormente en su propiedades ya que requiere gran aportación de calor. Por ultimo el amoniaco puede ser el mas caro de deshidrogenizar, es por eso que si se utiliza en forma de amoniaco puede ser muy rentable.

En conclusión, a raíz de lo explicado anteriormente hemos podido asumir que el precio del hidrogeno para 2030, si todo sigue acorde a las previsiones puede situarse en un rango entre 3 – 4.1 USD/kg incluyendo el transporte. Por lo tanto, si asumimos una producción a escala y una infraestructura de transporte para 2030 el hidrógeno podría llevarse desde lugares como Australia, Chile u Oriente Medios a los centros de demanda previstos por un precio muy razonable. Estos atractivos precios desbloquean la demanda en muchos sectores clave (transporte, industria, materias primas, etc.).

Figura 20: Costes del hidrógeno para futuras rutas globales.



Fuente: Hydrogen Insights Report 2021

En la figura 20 se puede ver otro ejemplo de cómo evolucionarían los costes del hidrógeno, para tres rutas diferentes. Estas rutas se deben a que tienen como origen puntos atractivos para la producción de hidrógeno y como destino zonas de alta demanda. También podemos ver como dependiendo del portador que se utilice, ya sea, amoníaco, LCOH o LH₂, el precio se debe a diferentes factores.

4.2.3 EN LOS USOS FINALES

Una vez visto los diferentes factores que van a influir en el precio final del hidrógeno y como se van a desarrollar esos precios a lo largo del tiempo, es importante evaluar de cara al futuro

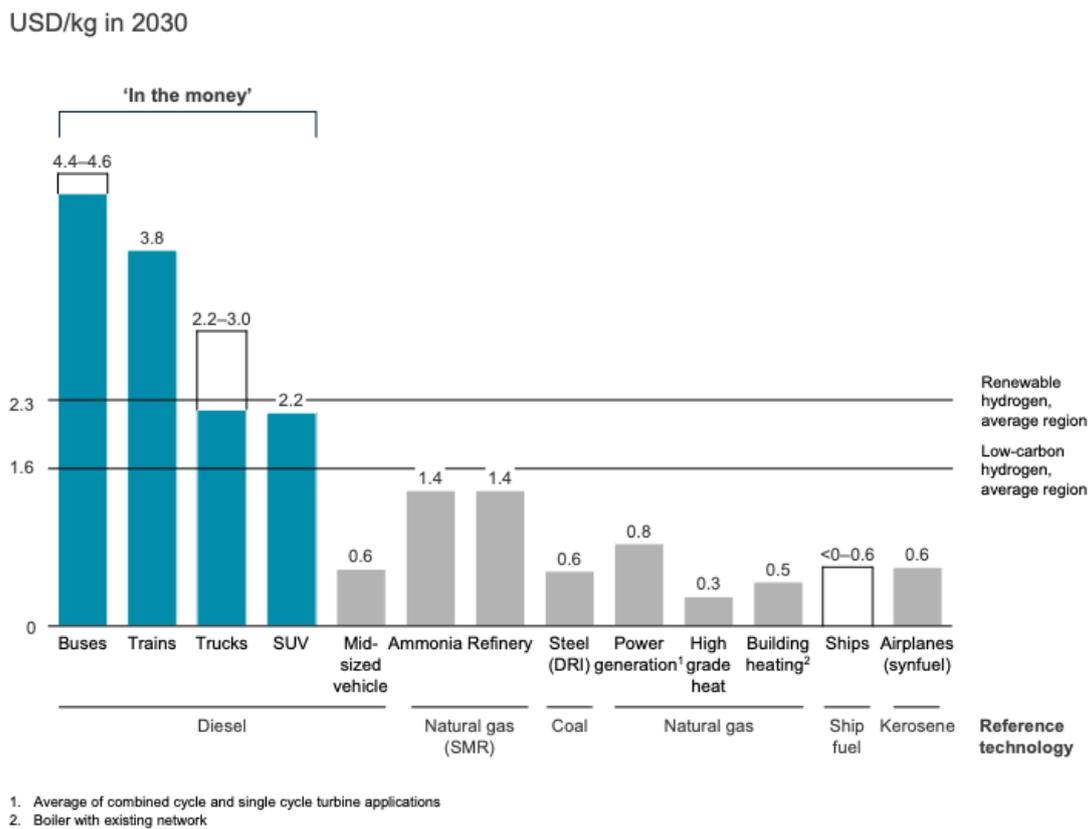
como las diferentes aplicaciones del hidrógeno, van a responder ante esta evolución de costes.

Este vector energético dispone de un amplio abanico de aplicaciones, y para cada una de ellas la introducción del hidrogeno será diferente. Ya que cada una tendrá el umbral de rentabilidad un año y dependerá del desarrollo de cada sector durante los próximos años. A continuación se verán diferentes aplicaciones donde el hidrogeno es de gran utilidad, analizando su variación de precios, al igual que su proporcional reducción de emisiones.

Para evaluar la rentabilidad de la producción de hidrógeno, vamos a apoyarnos en dos gráficos (Figura 21 y 22). En primer lugar, con un coste de producción de hidrógeno en un rango de 1,6 - 2,3 USD/kg, la mayoría de las aplicaciones de transporte por carretera son "rentables", es decir los gráficos azules. Con los costes del hidrógeno entre los objetivos de precio del hidrogeno azul y verde para 2030 y sin costes por emisiones de carbono, el hidrógeno sólo es competitivo en aplicaciones de transporte por carretera más pesadas (sin incluir los turismos).

Un coste del carbono de 100 USD/t de CO₂ podría hacer que las materias primas industriales para aplicaciones como el acero, el amoníaco y el refinado alcanzaran el umbral de rentabilidad e incluso superaran ese umbral (Figura 21). Otras formas de transporte, como el marítimo o la aviación sólo alcanzan el umbral de rentabilidad con costes de carbono más elevados (> 120 USD/t de CO₂), pero requieren combustibles basados en el hidrógeno como la única posibilidad de combustible con cero emisiones de carbono que puede hacer realidad las ambiciones de descarbonización.

Figura 21: Rentabilidad de los coste de producción de cara al umbral de rentabilidad, excluyendo coste de CO2.

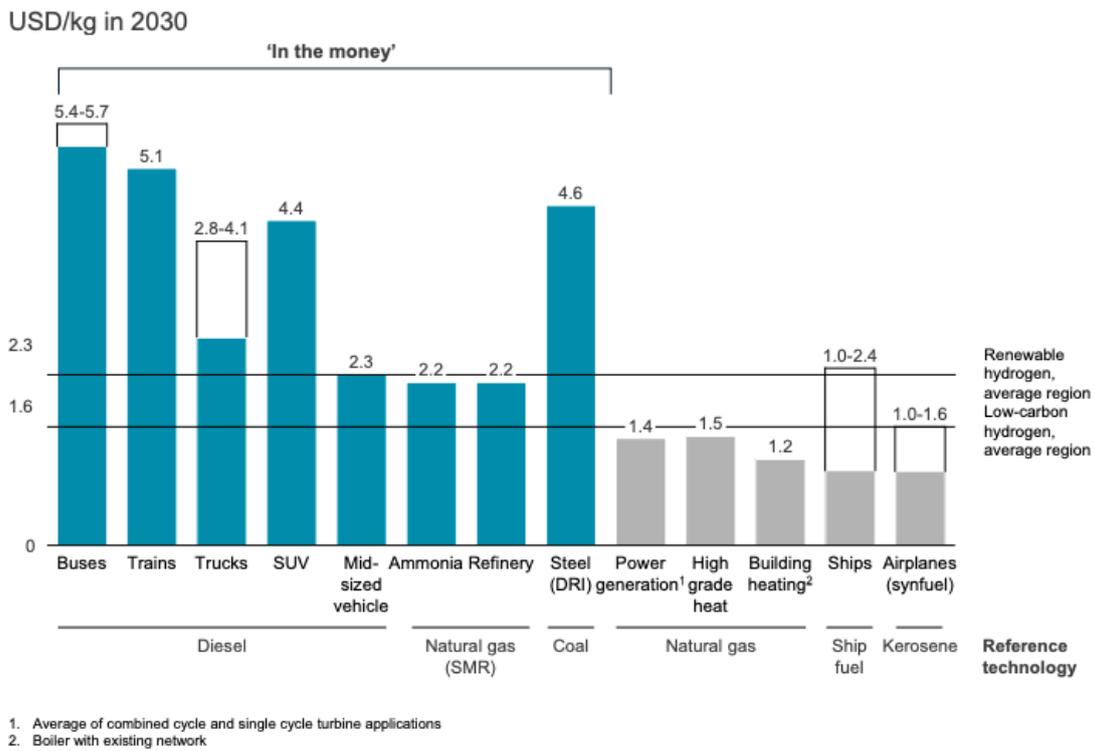


Fuente: *Hydrogen Insights Report 2021*

Aunque las aplicaciones finales en edificios y energía requieren un precio del carbono aún más elevado (200 USD/t CO₂) para ser competitivas en costes, se cree que experimentarán un fuerte impulso. Por ejemplo, en el Reino Unido hay varios proyectos emblemáticos que mezclan hidrógeno en las redes de gas natural para calefacción residencial. Y aunque el

hidrógeno no pueda competir con las soluciones convencionales, puede ser la opción de bajas emisiones de carbono más rentable para muchos casos de uso estacionario.

Figura 22: Rentabilidad de los coste de producción de cara al umbral de rentabilidad, incluyendo coste de CO2 (100 USD/t CO2).



Fuente: Hydrogen Insights Report 2021

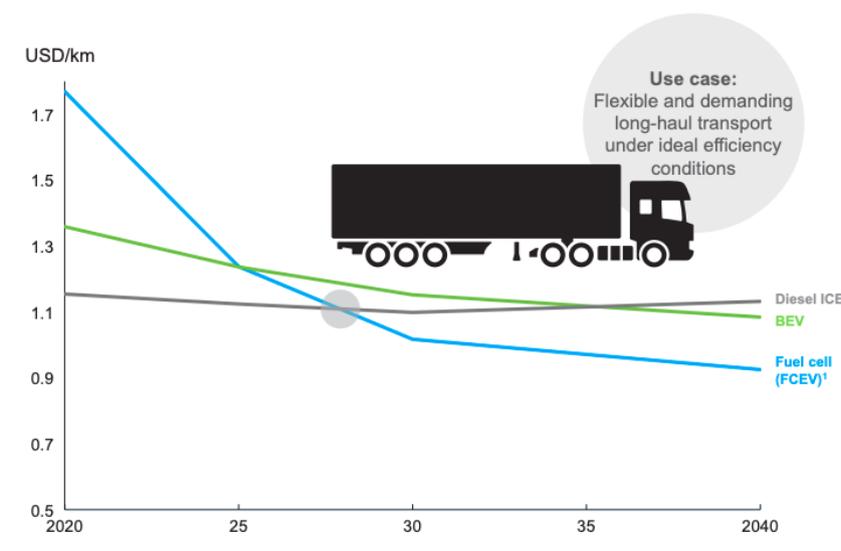
Ahora se van analizar los costes totales de propiedad (TCO) para diferentes aplicaciones supuestamente rentables según los grafos anteriores. Este análisis básicamente consiste en un método de cálculo que ayuda a determinar los costes totales, incluyendo costes directos e indirectos, relacionados con un producto o sistema.

- Camiones pesados para largas distancias:

Se modela un camión pesado de larga distancia para el transporte flexible de larga distancia con una vida útil de 10 años y un recorrido anual de 150.000 km. Además, requiere una gran autonomía, de 800km. Asumimos un precio del hidrógeno en el surtidor de unos 4 USD/ kg en 2030, apoyándonos en los precios expuestos anteriormente, y un coste de carbono de aproximadamente 50 USD/t CO₂. En el modelo, comparamos tres tipos de camión pesado, uno propulsado por pilas de combustible (FCEV), otro por batería eléctrica y el ultimo con un motor diésel convencional.

Asumiendo las condiciones anteriores, podemos ver en la figura 23 el desarrollo del coste total de propiedad para el transporte pesado. Destacamos que para 2030 si todo transcurre como se prevé los camiones pesados propulsados por pilas de combustible serán la opción mas barata en términos de TCO. En 2025 superaran el umbral de rentabilidad de los vehículos propulsados por baterías eléctricas y para 2028 superaran el umbral de los vehículos de combustión (diésel). La caída del 80% del TCO en camiones propulsados por pilas de combustible entre 2020 y 2030, se debe al previsto descenso del 60% en el hidrógeno como combustible.

Figura 23: Coste total de propiedad de un camión pesado.



Fuente: Bloomberg (2021b) y CME (2021).

- SUV para usos familiares:

Para analizar un todoterreno para uso familiar, asumimos una autonomía de 600 km, una vida útil de 15 años y un recorrido anual de 20.000 km. Y comparamos un SUV de pila de combustible, uno eléctrico y uno de motor de combustión convencional.

Suponiendo un precio del hidrógeno en el de unos 4 USD/kg en 2030 y un coste de emisiones de carbono de 50 USD/t CO₂. Se espera que el FCEV alcance el umbral de rentabilidad con el coche eléctrico en términos de coste total en 2028, mientras que la competitividad frente a los SUV diésel tardará entre dos y tres años más.

Los principales impulsores de la reducción del coste total de propiedad de los FCEV son los costes de equipamiento (sistema de pila de combustible y depósito de hidrógeno) y la disminución del coste del hidrógeno en el surtidor.

- Producción de amoníaco:

A día de hoy, la industria produce 180 millones de toneladas de amoníaco en todo el mundo, del cual un 80% se destina a fertilizantes y el 20% restante para la producción de productos químicos industriales. El amoníaco representa el 45% del consumo mundial de hidrógeno, lo que lo convierte en el mayor consumidor de hidrógeno en la actualidad. La producción de amoníaco gris contribuye aproximadamente en un 2% a las emisiones mundiales, con aproximadamente 0,5 gigatoneladas (Gt) de CO₂ al año.

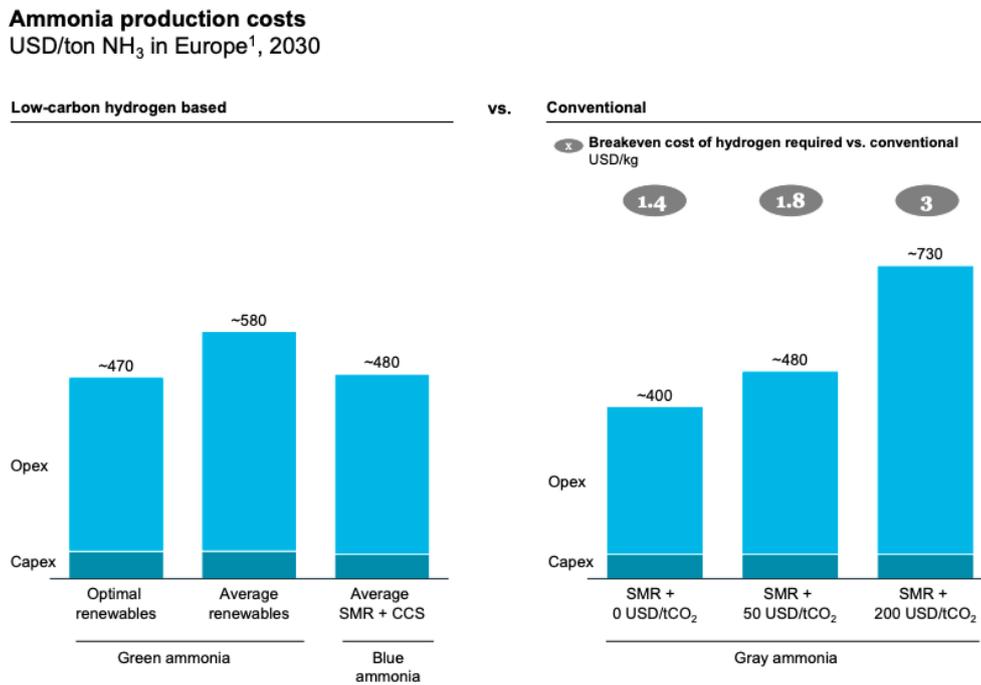
El amoníaco se produce mediante el proceso Haber-Bosch, que combina hidrógeno y nitrógeno. Las emisiones provenientes de este proceso se deben principalmente a la aportación de energía que requiere el mismo y aquellas que se necesiten para producir el hidrógeno. Por lo tanto, aparte de utilizar electricidad limpia de emisiones durante el

proceso, la única opción para descarbonizar la producción de amoníaco implica la sustitución del hidrógeno gris procedente del gas natural, por hidrógeno renovable o con bajas emisiones de carbono.

La producción de amoníaco es muy sensible a los costes de producción de hidrógeno limpio, ya que representa entre un 65-80 %, del TCO del amoníaco. Como el coste de producción de hidrógeno es específico de cada región, debido a la disponibilidad de fuentes renovables y costes de captura y almacenamiento de carbono, la competitividad del amoníaco limpio frente al amoníaco gris depende en gran medida de los costes de producción del hidrógeno limpio.

Hoy en día, la producción de amoníaco limpio en el norte de Europa costaría alrededor de 650-800 USD/t lo que requeriría un precio de carbono de 140-220 USD/tCO₂ para que fuese rentable. Pero como se puede apreciar en la figura 24 la competencia del amoníaco limpio cambiara drásticamente para 2030. Podemos establecer que para que el amoníaco limpio empiece a ser rentable, se necesitara un precio del hidrógeno verde de 1.4 USD/kg. Sin embargo, si nos acercamos un poco más a la realidad, estableciendo un precio óptimo de hidrogeno verde de 1.7 USD/kg (este precio se podría dar en regiones como España donde tenemos condiciones favorables en cuanto a las energías limpias), para alcanzar el umbral de rentabilidad el precio de emisiones de carbono tendría que ser de 50 USD/tCO₂. En cambio para regiones menos favorables en cuanto a energías renovables, como por ejemplo el norte de Europa, el umbral de rentabilidad vendría marcado por un precio de 100 USD/tCO₂.

Figura 24: Diferencia de costes entre amoniaco limpio y amoniaco mas contaminante.



1. Natural gas cost 6.9 USD/MMBtu, hydrogen 2030 cost 1.7/2.1/1.8 for optimal renewables (Spain solar)/average renewables (German offshore wind)/SMR with CCS

Fuente: Bloomberg 2021b.

En la figura 24 se puede apreciar como puede variar el precio del amoniaco gris, según el coste de las emisiones de CO₂, y ha su vez lo compara con los diferentes escenarios de amoniaco verde y azul que se esperan en los próximos años. Pudiendo deducir los umbrales de rentabilidad para los distintos escenarios.

- Acero:

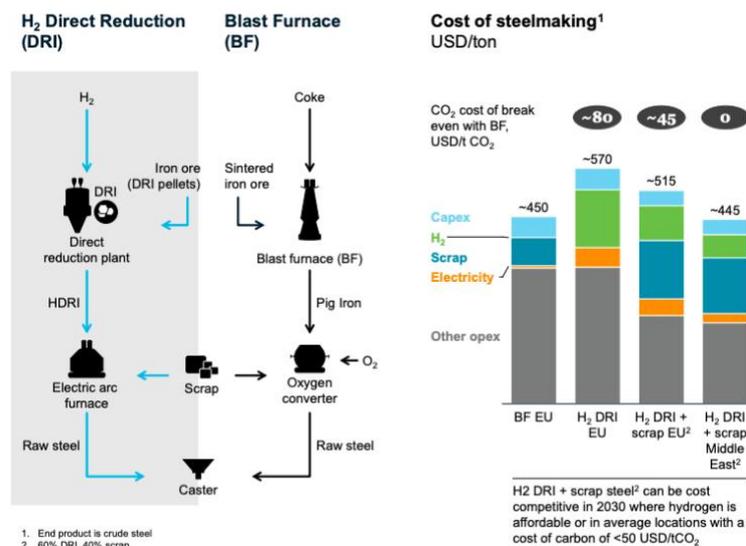
La industria siderúrgica es uno de los tres mayores productores de CO₂. Cada tonelada de acero producida en 2018 emitió una media de 1,85 toneladas de CO₂, lo que supone alrededor del 8% de las emisiones mundiales, según la Asociación Mundial del Acero. La creciente demanda de productos de acero con bajo contenido en carbono son sólo algunas de las razones por las que la descarbonización es una prioridad para la industria siderúrgica. En consecuencia, la industria siderúrgica necesita una drástica disminución de emisiones para seguir siendo económicamente competitiva.

Para la descarbonización de la producción de acero existen dos vías principales donde se pueden efectuar cambios: un alto horno integrado (BF) o un horno de arco eléctrico (EAF). La ruta BF produce acero a partir de minerales de hierro utilizando carbón como reductor, mientras que los principios activos de la ruta EAF son el hierro de reducción directa (DRI) o chatarra de acero. Aunque ambas rutas de producción provocan emisiones de carbono, la ruta convencional BF, emite 14 veces más de carbono debido a su dependencia del carbón.

Mientras se diseñan estrategias para la reducción de emisiones en el proceso BF, todavía no se ha llegado a descarbonizar el proceso en su totalidad, ni si quiera han tenido impacto en el coste estos cambios. Sin embargo, la ruta DRI se ha demostrado que se puede descarbonizar completamente. Esto necesitaría que los técnicos hagan uso de electricidad renovable para alimentar los hornos y que además se utilice como reductor biomasa o hidrogeno limpio para producir el DRI.

Por último un factor muy influyente sobre el coste final es el uso de chatarra, ya que las proporciones de chatarra y hierro reductor (DRI), pueden abaratar el precio final. En la figura 25 podemos ver las diferentes previsiones de precios y rentabilidades para los diferentes aceros, en el año 2030.

Figura 25: Costes totales de propiedad, de las diferentes alternativas de producción del hidrogeno.



Fuente: *Hydrogen Insights Report 2021*.

En la figura 25, asumiendo una proporción de 60% de hierro reductor (DRI) y un 40% de chatarra, podemos ver en la parte izquierda las dos rutas correspondientes, anteriormente nombradas. En la parte derecha podemos ver para cuatro casos distintos, los diferentes precios finales. La columna izquierda sería el precio de la ruta BF y por lo tanto la más barata y a la vez la más contaminante. La segunda columna utiliza otro proceso (DRI) pero sin chatarra, por lo tanto es muy caro, aunque es libre de emisiones. Sin embargo, en las dos columnas de la derecha se utiliza el mismo método, pero lo que hace variar el precio es la

calidad de la chatarra. Pero si asumimos un precio de 50 USD/tCO₂ para 2030, el H₂ DRI + scrap, pasaría a ser rentable.

Por ejemplo, si tuviésemos una planta de producción en una zona con chatarra barata (como el este de USA), donde la electricidad renovable costase 25 USD/MWh y un precio de hidrógeno de 1.4 USD/kg, el coste mínimo del acero sería de 445 USD/ton. El interés de clientes como la automoción por abastecerse de acero ecológico crea un impulso adicional para el acero limpio, junto con las favorables perspectivas de costes en el futuro.

- Aviación:

El sector de la aviación emite más de 0,9 Gt de CO₂ al año, lo que equivale aproximadamente al 2% de las emisiones mundiales de carbono. En la última década, el sector se ha centrado cada vez más en la descarbonización, lo que ha llevado a la Asociación de Transporte Aéreo Internacional (IATA) a fijarse el objetivo de reducir a la mitad las emisiones de CO para 2050 en comparación con las emisiones de 2005. El sector cuenta con un sólido historial de mejora de la eficiencia del combustible, que ha reducido a la mitad el consumo por pasajero-kilómetro desde 1990. Sin embargo, las mejoras de la eficiencia operativa no bastarán para alcanzar los objetivos de descarbonización comunicados por la IATA.

¿Entonces que opciones tendríamos para su descarbonización?

Desde que las baterías y electrificación son incompatibles con la aviación, se ha centrado el foco en buscar alternativas de combustibles, para poder sustituir los actuales combustibles que son tan contaminantes. Aunque debido a estas dificultades a las que se suman los estrictos requisitos de seguridad, hacen que la descarbonización del sector se vea muy limitada. No obstante, se investiga para que una gama de combustibles alternativos que varían en madurez tecnológica y materia prima, puedan sustituir al combustible de aviación tradicional.

El biocombustible es la tecnología más madura y probada de las disponibles actualmente, el potencial de reducción de CO₂ depende de la fuente de materia prima elegida para la

producción de biocarburantes. Pero los carburantes ecológicos pueden llegar a reducir entre un 70 – 90% las emisiones de CO₂ con respecto al queroseno, sin embargo, a diferencia de otros combustibles alternativos, los biocombustibles emiten partículas y otros contaminantes, que contribuyen al impacto climático de forma negativa. Y además no se puede garantizar los recursos suficientes de estos biocombustibles.

Los combustibles sintéticos para aviones (también conocidos como synfuels) representan otra alternativa de combustible que los proveedores pueden producir de manera baja en carbono mediante la reacción de hidrógeno renovable y CO₂. A diferencia de las soluciones de hidrógeno puro, los synfuels pueden utilizar la infraestructura y los sistemas de propulsión de combustible para aviones existentes. Aunque los synfuels no eliminan el 100% de las emisiones de CO₂ y, por lo tanto, reducen el impacto climático general en menor medida que el hidrógeno puro, aunque son una de las únicas opciones viables para la descarbonización de vuelos de largo alcance desde una perspectiva de costos.

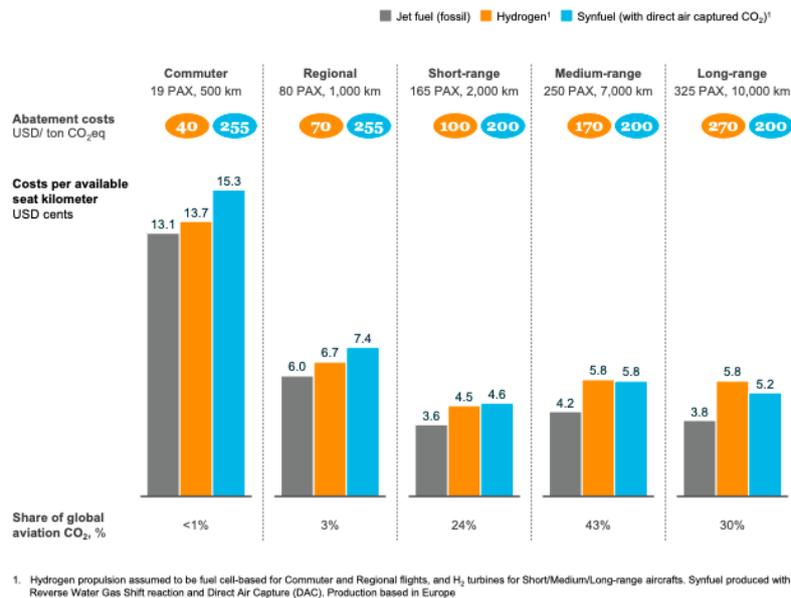
El hidrógeno líquido limpio es la tecnología más incipiente en este grupo debido a su necesidad de nuevos sistemas de propulsión (como turbinas de combustión de hidrógeno o pilas de combustible), así como sistemas de almacenamiento. El hidrógeno es el único combustible alternativo que elimina todas las emisiones de CO₂ del vuelo. Además, el LH₂ puede reducir una parte significativa de todas las emisiones no relacionadas con el CO₂, como el NO_x y el SO_x, lo que conduce a una reducción general del 50-90% en el impacto climático, superando el potencial de reducción de todos los demás combustibles alternativos.

En la aviación, la elección del combustible óptimo depende del tamaño de la aeronave y la distancia a recorrer. Para brindar una perspectiva de toda la industria de la aviación, modelamos cinco casos de uso diferentes: un avión de pasajeros de corta distancia (19 pasajeros, 500 km), un avión regional (80 pasajeros, 1,000 km), un avión de corto alcance (165 pasajeros, 2,000 km), un avión de alcance medio (250 pasajeros, 7,000 km) y un avión de largo alcance (325 pasajeros, más de 10,000 km). Como ya hemos dicho el coste total de

propiedad representan todos los costos directos e indirectos, incluidos los aumentos de CAPEX de la aeronave, así como los requisitos de infraestructura.

En general, los resultados muestran que el hidrógeno a gran escala puede descarbonizar de manera rentable los vuelos de las categorías de corto y medio alcance, que representan el 70% de las emisiones globales de CO₂ de la aviación, y con un coste de 100-170 USD/tCO₂ el hidrogeno liquido pasaría a ser un combustible rentable. Más allá del rango de 10,000 km, los requisitos de espacio de almacenamiento hacen que el hidrógeno no sea viable en términos de costo. Por lo tanto, para vuelos de largo alcance, que representan el 30% de las emisiones globales de CO₂e, los synfuels son la opción de descarbonización más competitiva, a un costo de 200 USD/t de CO₂.

Figura 26: Costes totales de propiedad para diferentes casos en 2040.



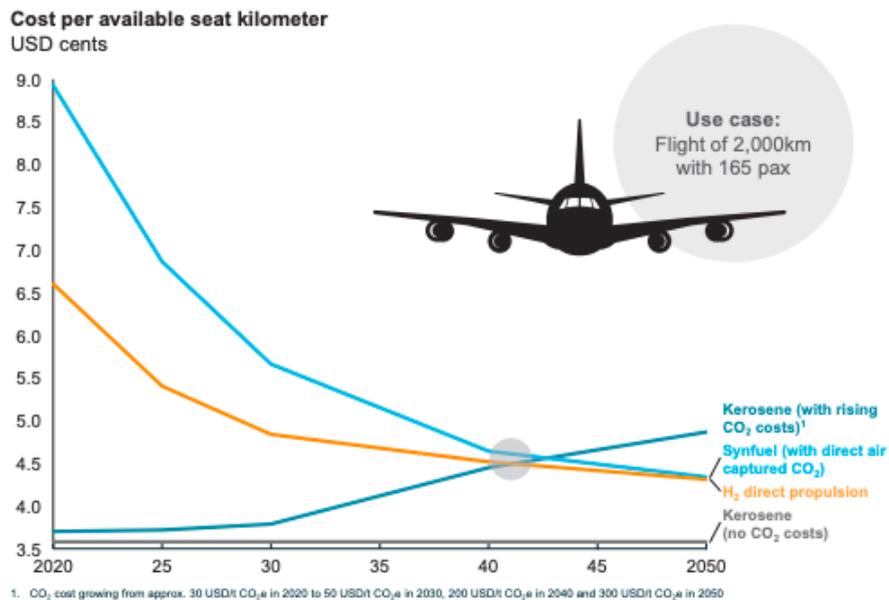
Fuente: Hydrogen Insights Report 2023..

Hay que tener en cuenta que aquí tomamos una perspectiva de 2040, y no de 2030, porque sigue siendo poco probable que se cumpla una suposición de entrada en servicio y comercialización anterior para aeronaves basadas en hidrógeno.

Enfocándonos en los vuelos de corto alcance, el hidrógeno es una alternativa de descarbonización más competitiva que los synfuels, ya que supera a los synfuels tanto en costos como en impacto climático. Con el tiempo, la ventaja de costos del hidrógeno sobre los synfuels disminuirá a medida que los costes de la tecnología de captura directa de aire necesaria para producir synfuels neutrales en carbono disminuyan.

Cambiar de queroseno a hidrógeno implica un costo de aproximadamente 100 USD/t de CO₂e. Si este costo adicional se asignara por completo al consumidor final, podría aumentar el precio de un billete de avión en un 30-35% en 2030.

Figura 27: Coste total de propiedad para vuelos de corto alcance.

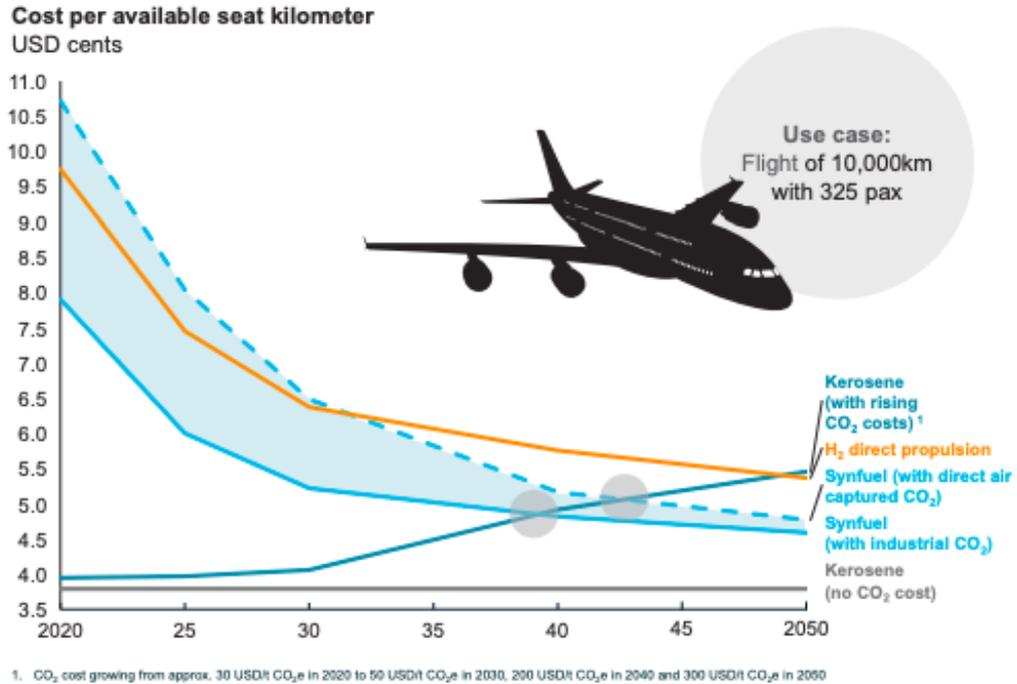


Fuente: Hydrogen Insights Report 2023.

Enfocándonos en los vuelos de largo alcance, los synfuels son la opción de descarbonización más viable y competitiva en términos de costos, ya que el tamaño requerido del tanque descarta el uso de hidrógeno para distancias superiores a 10,000 km. Si bien los synfuels siguen siendo costosos en un futuro cercano, los costes deberían disminuir significativamente (más del 50% entre 2020 y 2040), impulsados por la disminución de los precios de las materias primas del hidrógeno y el CO₂. Sin embargo, aún se necesita un alto coste de carbono de entre 200 y 250 USD/t de CO₂ para igualar el queroseno. En un escenario con un costo de carbono de 50 USD/t de CO₂ en 2030 y una aceleración significativa a 200 USD/tCO₂ en 2040, los synfuels podrían igualar el costo del combustible para aviones convencional entre 2038 y 2043 para vuelos de largo alcance, como se muestra en la figura 28

Para el cliente final, el precio del boleto para un vuelo de largo alcance desde Londres a Singapur (con un precio promedio de boleto de 600 USD) podría aumentar hasta en 300 USD para 2040 si las aerolíneas asignaran los costos por completo al cliente final.

Figura 28: Coste total de propiedad para vuelos de largo alcance.



Fuente: *Hydrogen Insights Report 2023.*

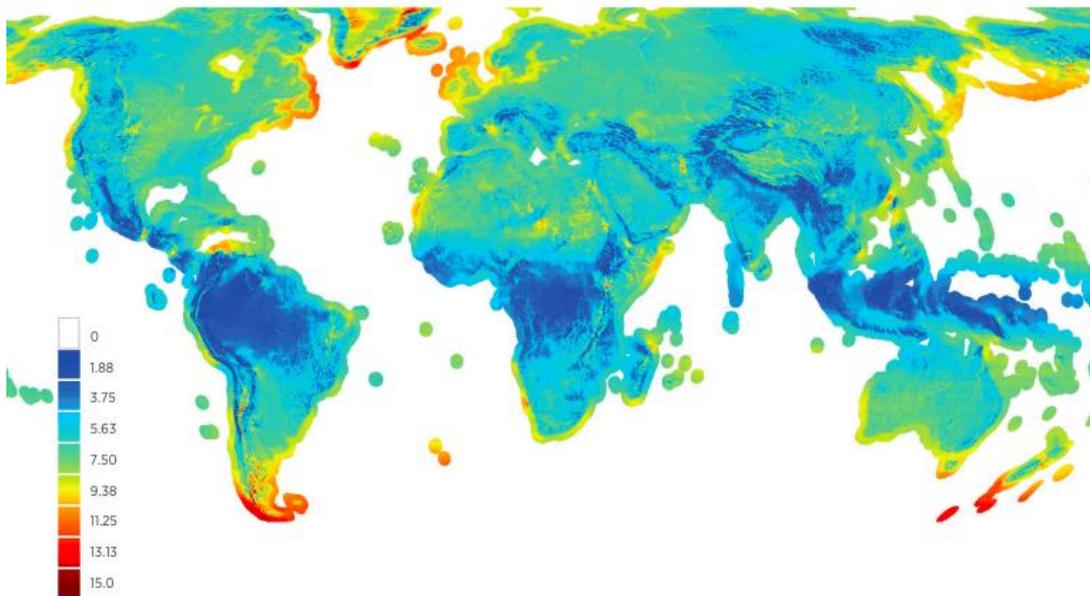
4.3 ESCENARIOS FUTUROS

Llegados a este punto, donde ya se han analizado los diferentes escenarios de precios que se pueden presentar, con sus factores influyentes. Podemos hacer una aproximación a la futura situación del hidrógeno en 2030.

Para ello se van a diferenciar dos grupos, en el primer grupo se van a incluir aquellos países con mayor accesibilidad a energías renovables, ya que el precio de la electricidad será uno

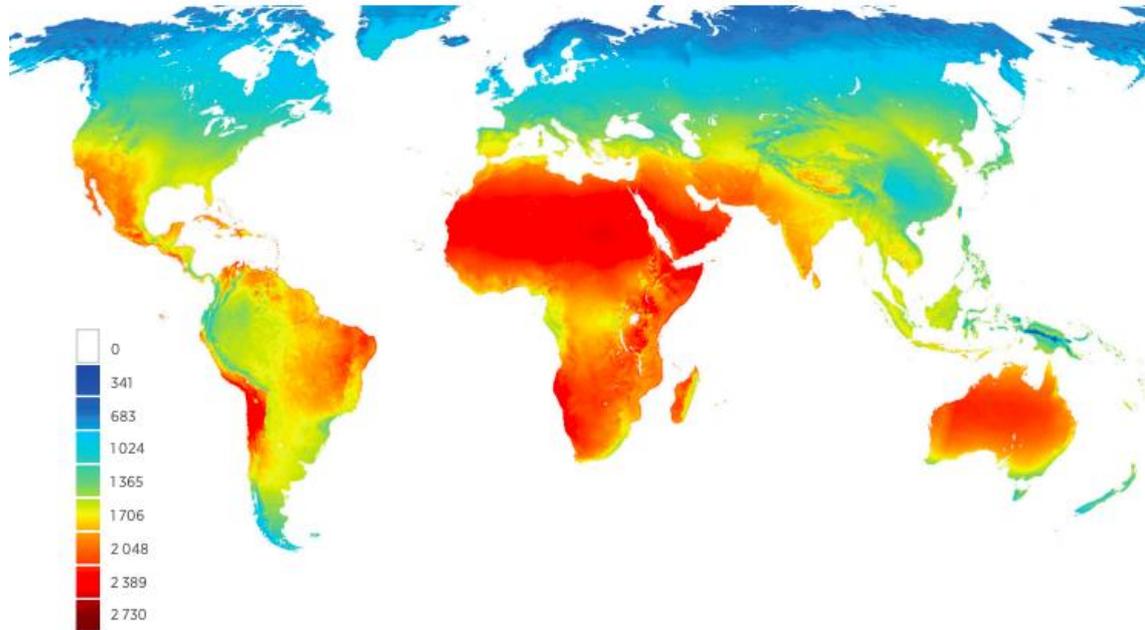
de los factores mas influyentes en el precio final del hidrogeno. Y en el segundo grupo se incluirán aquellos países donde sus dificultades geográficas dificultan su accesibilidad a recursos libres de emisiones. Para diferenciar estos dos grupos se van hacer uso de las figuras 29 y 30, que nos aportan información sobre sus recursos disponibles, en función de su posición geográfica.

Figura 29: Potencial técnico eólico mundial.



Fuente: Vortex (2021)

Figura 30: Potencial técnico solar mundial.



Fuente: Vortex (2021)

Aparte de el factor geográfico, también debemos tener en cuenta la accesibilidad actual de los países a recursos energéticos como pueden ser el gas natural o el petróleo. Debido a que en función de su situación energética actual, los países adoptaran medidas mas o menos agresivas de cara a la transición del hidrogeno.

Antes de todo vamos a determinar las diferentes hipótesis que cimentaran nuestros argumentos:

1. Se asume un precio de gas natural en el rango de 2.6 – 6.8 USD/Mbtu, el precio de adquisición dentro de ese rango dependera de cada país.
2. Vamos a establecer un precio de emisiones de CO₂ de 30 USD/tCO₂ para 2020, 50 USD/tCO₂ para 2030, 150 USD/tCO₂ para 2040 y 200 USD/tCO₂ para 2050.
3. Se establece un precio de la energía renovable en un rango entre 25 -73 USD/MWh para 2020, 13 – 37 USD/MWh para 2030 y entre 7 – 25 USD/MWh hasta 2040.

Estas suposiciones se hacen en función de la información aportada en los capítulos anteriores del trabajo.

- GRUPO I:

En este grupo se incluirá aquellos países que son mas propensos a exportar hidrogeno, gracias a los bajos precios de producción que pueden llegar a conseguir. Si nos figamos en la figura 13, podemos ver países como España, Chile, Australia o Arabia Saudí, que son capaces de producir hidrogeno verde por debajo de 1.9 USD/kg de hidrogeno.

Por lo tanto, estos países serán capaces para 2030 de generar hidrogeno en un rango de 1.3 – 1.9 USD/kg, a este se le debe sumar el almacenamiento y transporte, pero al ser consumido en las cercanías del punto de producción, ya que se consumen en el mismo país que se genera, serian unos gastos adicionales de entre 0.5 – 3 USD/kg, lo que resultaría en un precio final de **1.8 – 4.9 USD/kg**.

La ubicación de cada país dentro de ese rango de precios dependerá de lo sofisticados que sean su puntos de generación y los medios de transporte. En cambio países como Arabia Saudí, que disponen de gas natural tendrán una transición mas lenta que países como España los cuales tienen dependencia energética en otros países, y les interesa mas.

Por ejemplo, en el caso de España según la hoja de ruta publicada por el gobierno, se esperan instalar 40 GW de electrolizadores para 2030, lo que significaría una reducción de 4,6 Mton de CO₂. Esta inversión le costaría al país en torno a 8900 M€ para los proyectos de hidrogeno limpio.

- GRUPO II:

Por otro lado, en el segundo grupo de países se incluirían aquellos que por limitaciones geográficas se verán obligados a importar hidrogeno, ya que les saldrá mas rentable que generarlo ellos mismos. Entre ellos podemos clasificar países como Alemania, Japón, Estados Unidos o Corea del sur. Ya que todos ellos estiman un precio entorno a 2.1 – 2.7 USD/kg de hidrógeno para 2030.

Estos países se verán obligados a importar el hidrogeno por lo menos hasta 2030, ya que en 2050 el escenario será diferente y se habrán desarrollado nuevas competencias. Por lo tanto el consumidor tendría que sumarle el precio del transporte de largo alcance y almacenamientos, que basándonos en los análisis previos, podemos estimar que habría que añadirle un precio adicional de 0.6 – 5.5 USD/kg. Por lo que finalmente resultaría en un precio final de **2.7 – 8 USD/kg**. El precio dentro de este rango dependerá, de factores como la distancia o los portadores que se utilicen, ya que son importantes factores en le precio del transporte.

4.4 ANÁLISIS SE SENSIBILIDAD

Resulta interesante de cara a la producción analizar como puede variar el precio de producción según distintos valores que pueden tomar factores influyentes en el proceso, como pueden ser el factor de potencia de la planta, el CAPEX o el precio de la energía.

1.

Figura 31: Análisis de sensibilidad entre el CAPEX y el coste de la electricidad.

		Cost of Electricity Input								Download CS
		15.0	20.0	25.0	30.0	35.0	40.0	45.0	50.0	
Installed Capex	400.0	\$1.70	\$1.97	\$2.25	\$2.52	\$2.79	\$3.07	\$3.34	\$3.62	
	600.0	\$1.92	\$2.19	\$2.46	\$2.74	\$3.01	\$3.28	\$3.56	\$3.83	
	800.0	\$2.13	\$2.41	\$2.68	\$2.95	\$3.23	\$3.50	\$3.78	\$4.05	
	1,000.0	\$2.35	\$2.62	\$2.90	\$3.17	\$3.44	\$3.72	\$3.99	\$4.27	
	1,200.0	\$2.57	\$2.84	\$3.11	\$3.39	\$3.66	\$3.94	\$4.21	\$4.48	
	1,400.0	\$2.78	\$3.06	\$3.33	\$3.60	\$3.88	\$4.15	\$4.43	\$4.70	
	1,600.0	\$3.00	\$3.27	\$3.55	\$3.82	\$4.09	\$4.37	\$4.64	\$4.92	
	1,800.0	\$3.22	\$3.49	\$3.76	\$4.04	\$4.31	\$4.59	\$4.86	\$5.13	

Fuente: Elaboración propia.

En la figura 31 podemos ver un análisis de sensibilidad que nos da como resultado el precio final de producción del hidrogeno para una planta de factor capacitivo del 60% y una tasa de impuestos del 10%.

Es una interesante herramienta para poder evaluar los umbrales de rentabilidad para diferentes situaciones. Por lo tanto para países del Grupo I donde los precios oscilaran para 2030 alrededor de los 1.9 USD/kg, necesitaríamos precios menores a 20 USD/MWh de electricidad y además un CAPEX inferior a 600 USD/KW. En cambio para países del Grupo II podemos ver que es muy complicado conseguir precios asequibles ya que el coste de la electricidad limpia es superior 40 USD/MWh y ni con un CAPEX mínimo conseguiríamos alcanzar precios menores de 2 USD/kg de hidrogeno.

2.

Figura 32: Análisis de sensibilidad entre el factor capacitivo de la planta y el coste de la electricidad.

		Power Capacity Factor														Download CS
		5.0%	10.0%	15.0%	20.0%	25.0%	30.0%	35.0%	40.0%	45.0%	50.0%	55.0%	60.0%	65.0%	70.0%	75.0%
Cost of Electricity Input	15.0	\$13.52	\$7.22	\$5.12	\$4.08	\$3.59	\$3.15	\$2.84	\$2.61	\$2.43	\$2.34	\$2.21	\$2.11	\$2.02	\$1.94	\$1.88
	20.0	\$13.78	\$7.49	\$5.39	\$4.35	\$3.86	\$3.43	\$3.12	\$2.89	\$2.71	\$2.62	\$2.49	\$2.38	\$2.29	\$2.22	\$2.15
	25.0	\$14.05	\$7.75	\$5.66	\$4.62	\$4.13	\$3.70	\$3.39	\$3.16	\$2.98	\$2.89	\$2.76	\$2.66	\$2.57	\$2.49	\$2.43
	30.0	\$14.31	\$8.02	\$5.93	\$4.90	\$4.41	\$3.97	\$3.66	\$3.43	\$3.25	\$3.17	\$3.04	\$2.93	\$2.84	\$2.77	\$2.70
	35.0	\$14.58	\$8.29	\$6.20	\$5.17	\$4.68	\$4.24	\$3.94	\$3.71	\$3.53	\$3.44	\$3.31	\$3.20	\$3.12	\$3.04	\$2.98
	40.0	\$14.84	\$8.55	\$6.47	\$5.44	\$4.95	\$4.52	\$4.21	\$3.98	\$3.80	\$3.72	\$3.58	\$3.48	\$3.39	\$3.32	\$3.25
	45.0	\$15.11	\$8.82	\$6.74	\$5.71	\$5.23	\$4.79	\$4.48	\$4.25	\$4.08	\$3.99	\$3.86	\$3.75	\$3.67	\$3.59	\$3.53
	50.0	\$15.37	\$9.09	\$7.01	\$5.98	\$5.50	\$5.06	\$4.76	\$4.53	\$4.35	\$4.27	\$4.13	\$4.03	\$3.94	\$3.87	\$3.80

Fuente: Elaboración propia.

En este análisis de sensibilidad se a establecido un CAPEX de la planta de 720 USD/KW, y en el se puede apreciar la importancia del factor capacitivo de la planta ya que por debajo del 30% es imposible alcanzar precios inferiores a 2 USD/kg independientemente del precio de la electricidad. Esto es un claro estímulo para la investigación el progreso de la optimización de las plantas de producción de hidrogeno. Por lo tanto hasta que el desarrollo no permita alcanzar factores capacitivos por encima del 45% mas o menos, va ser complicado alcanzar ese umbral de rentabilidad.

Para 2030 se pronostican factores capacitivos alrededor del 60%, por lo tanto si a esto se le suma un bajo coste de la electricidad limpia podemos establecer precios del hidrogeno muy bajos. Es importante destacar la importancia del desarrollo de la plantas de producción ya que será una de la mejores bazas para alcanzar los umbrales de rentabilidad.

4.5 EXPLICACIÓN DE CÁLCULOS.

Llegados a este punto es muy importante materializar los números vistos. Por lo tanto se van a desglosar las diferentes ecuaciones para el calculo generalizado de los costes. En las tablas dinámicas mostradas anteriormente para hacer el análisis de sensibilidad se han utilizado algunas ecuaciones, al igual que para el calculo final de los precios del hidrógeno.

Precio final H2

$$= \text{Precio de producción} + \text{Precio de Almacenamiento} + \text{Precio de transporte}$$

1.-

Precio de producción por kg

$$= \left(\frac{\text{CAPEX}}{\text{Vida útil de la planta} * \text{Cantidad al año}} \right) + \left(\frac{\text{Coste de la electricidad} * \text{Factor capacitivo} * 8760}{\text{Cantidad producida al año} * \text{Rendimiento} * \text{Factor de conversion}} \right)$$

Explicación de los términos utilizados en la ecuación:

- CAPEX: Es el gasto de capital total invertido en la planta de producción de hidrógeno.
- Cantidad de hidrógeno producido por año: Es la cantidad de hidrógeno que se produce en un año, medida en kilogramos.

- Vida útil de la planta: Es el período de tiempo estimado en años durante el cual se espera que la planta esté en funcionamiento.
- Costo de electricidad: Es el costo de la electricidad utilizada en el proceso de producción de hidrógeno, generalmente en unidades monetarias por kilovatio-hora (€/kWh).
- Factor capacitivo: Representa la fracción del tiempo total en el que la planta está operando a plena capacidad. Por ejemplo, si la planta está operando a plena capacidad el 70% del tiempo, el factor capacitivo sería 0.7.
- 8760: Es el número de horas en un año (24 horas * 365 días).
- Rendimiento: Es la eficiencia de conversión de la planta de producción de hidrógeno, expresada como un porcentaje. Por ejemplo, si la planta tiene un rendimiento del 80%, se utilizaría el valor 80 en la ecuación.
- Factor de conversión: Sirve para ajustar las unidades de la ecuación. Puede variar dependiendo de las unidades utilizadas en la ecuación original.

2.-

Precio de Almacenamiento por kg

$$= \left(\frac{CAPEX}{Vida\ util * Capacidad\ de\ almacenamiento} \right) + \left(\frac{Costo\ mantenimiento\ anual}{Capacidad\ de\ almacenamiento} \right) * Tiempo\ de\ almacenado$$

Explicación de los términos utilizados en la ecuación:

- CAPEX: Es el gasto inicial para adquirir o construir el sistema de almacenamiento de hidrógeno.
- Vida útil del almacenamiento: Es el período de tiempo estimado en años durante el cual se espera que el sistema de almacenamiento sea funcional.
- Capacidad de hidrógeno almacenado: Es la cantidad de hidrógeno que se está almacenando en el sistema, medida en kilogramos.
- Costo de mantenimiento anual: Representa el costo estimado para el mantenimiento anual del sistema de almacenamiento, incluyendo inspecciones, reparaciones y otros gastos relacionados.
- Tiempo de almacenamiento: Es el período de tiempo durante el cual se mantiene almacenado el hidrógeno en el sistema.

3.-

Precio de transporte por kg

$$= \left(\frac{\text{Costo de transporte por unidad de distancia}}{\text{Eficiencia} * \text{Cantidad}} \right) * \text{Distancia}$$

Explicación de los términos utilizados en la ecuación:

- Costo de transporte por unidad de distancia: Es el costo asociado con el transporte de una unidad de distancia específica, por ejemplo, el costo por kilómetro o por milla.
- Eficiencia: Es la eficiencia del proceso de transporte de hidrógeno, expresada como un decimal.
- Cantidad de hidrógeno transportado: Es la cantidad de hidrógeno que se está transportando, medida en kilogramos.
- Distancia: Es la distancia total que se debe recorrer para transportar el hidrógeno, medida en la misma unidad que el costo de transporte por unidad de distancia.

Una vez definidas las cuatro ecuaciones de las cuales me he ayudado para calcular los precios. Debemos ser conscientes de varios factores importantes. Es evidente, que estas ecuaciones ignoran muchos factores que pueden influir en los cálculos, esto se debe a que sino se llevasen a cabo estas simplificaciones serian muchísimo mas complejos, los cálculos. Sin embargo, las soluciones no son muy distantes a pesar de dar por hecho varios factores.

Podemos poner ejemplos de diferentes factores que tendrían cierta relevancia, como ya se ha explicado anteriormente, que podrían ser los diferentes portadores que se utilicen, para transportar el hidrógeno, ya sea amoniaco, gas... Además, no especifican el tipo de transporte ya que se generalizan los precios para todos simplemente teniendo en cuentas las influencias en el precio. Además, los valores de los parámetros utilizados en las ecuaciones pueden variar según las circunstancias específicas de cada planta. Pero al final pueden ser una buena aproximación orientativa para nuestro problema a analizar.

Capítulo 5. CONCLUSIÓN

Es evidente el compromiso que tiene el planeta con el hidrógeno, ya que es una pieza esencial para la descarbonización. Y las hojas de rutas para atajar el problema de los diferentes países, son una señal clara del auge que se está viviendo con este vector energético. Es más, a los gobiernos se les presenta una oportunidad única para colocarse a la cabeza de las potencias mundiales, energéticamente hablando.

Aunque infinidad de estudios demuestran el enorme potencial de este vector energético, debemos ser conscientes de las limitaciones y desafíos que quedan para alcanzar una economía basada en el hidrógeno. Si hacemos un análisis a lo largo de la cadena de valor, podemos ver que cada una de las partes de la cadena requiere todavía un importante desarrollo.

En cuanto a la producción, han destacado diferentes tecnologías prometedoras, en las cuales incluimos la electrolisis del agua y el reformado de metano, con captura y almacenamiento de carbono (*Hidrógeno azul*). Ambos métodos tienen sus ventajas y desventajas, y para evaluar su viabilidad económica, debemos tener en cuenta varios factores, como, la eficiencia y coste de las infraestructuras, los costes de electricidad y gas natural, modernización de las tecnologías de captura de carbono, etc.. Sin embargo, es importante tener en cuenta la inversión que todavía hace falta para que el hidrógeno verde pueda superar los umbrales de rentabilidad. Es por ello, que el hidrogeno azul será un herramienta indispensable para una transición al hidrogeno verde.

De cara al uso final del hidrógeno, se pueden ver las importantes utilidades que puede tener en sectores como la industria, el transporte o la generación eléctrica. No obstante, actualmente se deben afrontar una serie de desafíos para el desarrollo de infraestructuras y operación, que permitan el uso del hidrogeno. Como por ejemplo, redes de distribución para hacer llegar el hidrogeno a todos los puntos que requieran su consumo, aparte de instalaciones apropiadas para su correcto almacenamiento. Este desarrollo, generara nuevos escenarios en los que países se verán obligados a importarlo, ya que no les es rentable generar hidrógeno verde debido a su baja disponibilidad de recursos renovables y en cambio países como España tendrán la oportunidad de convertirse en generadores de hidrogeno a un precio rentable.

En resumen se necesitara una importante inversión y desarrollo, para poder alcanzar un escenario rentable de cara al hidrógeno, pero este proceso acabara resultando esencial, para alcanzar una economía libre de emisiones. Por ultimo, desde mi punto de vista recomendaría establecer políticas y marcos regulatorios que incentiven y fomenten la inversión en el desarrollo de este vector energético. Esto incluye incentivos fiscales, subvenciones y regulaciones favorables que promuevan la incorporación del hidrógeno limpio en diferentes sectores. Además de una importante cooperación entre el sector publico y el privado, para poder proporcionar una inversión continua.

Capítulo 6. BIBLIOGRAFÍA

1. Ministerio de transición ecológica y el Reto Demografico. Octubre, 2020. Hoja de Ruta del hidrógeno: Una apuesta por el hidrógeno renovable
https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/planes-estrategias/hidrogeno/hojarutahidrogenorenovable_tcm30-525000.PDF
2. IRENA. Noviembre, 2022. *Geopolítica de la transformación energética: El factor hidrógeno*
https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Jan/IRENA_Geopolitics_Hydrogen_2022_ES.pdf?rev=9fa707770ae44b938e88a24d54079dcf
3. Mckinsey and Company, Octubre 2021. *Hydrogen Insights 2021*.
<https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2021/02/Hydrogen-Insights-2021.pdf>
4. EH2 Analytics Suite, Levelized cost of green hydrogen. <https://eh2.app/lcoh>
5. Enerdata. (s.f). Datos energéticos y estadísticos. Recuperado de
<https://datos.enerdata.net/energia-total/datos-consumo-internacional.html>
6. Mckinsey and Company, Octubre 2023. *Hydrogen Insights 2023*.
<https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2023/05/Hydrogen-Insights-2023.pdf>