



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

Modelado del Mercado Global de Hidrógeno

Autor: Alejandro Castelló Díez

Director: Alejandro López Aguayo

Madrid

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

Modelado del Mercado Global de Hidrógeno

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

curso académico 2023/2024 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.: Alejandro Castelló Díez

Fecha: 11/07/2024



Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Alejandro López Aguayo

Fecha: 11/07/2024





MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

Modelado del Mercado Global de Hidrógeno

Autor: Alejandro Castelló Díez

Director: Alejandro López Aguayo

Madrid

Agradecimientos

Quiero expresar mi más profundo agradecimiento a mi tutor, Alejandro López Aguayo, por su invaluable orientación a lo largo de este proyecto. También estoy profundamente agradecido con mi familia, cuyo apoyo incondicional ha sido fundamental para alcanzar mi meta de convertirme en ingeniero. Además, deseo rendir un especial agradecimiento a mi abuelo, quien despertó mi interés por la ingeniería y, aunque no tuvo la oportunidad de verme graduado, su inspiración me ha acompañado en cada paso de este camino.

Modelado del Mercado Global de Hidrógeno

Autor: Castelló Díez, Alejandro.

Director: López Aguayo, Alejandro.

Palabras clave: Hidrógeno, Comercio, Descarbonización, 2030, Electrólisis.

Resumen del proyecto

Este trabajo se centra en el modelado del mercado global de hidrógeno para el año 2030, utilizando el lenguaje de programación Python. El objetivo principal es predecir los flujos de oferta y demanda de hidrógeno a nivel mundial, considerando los distintos costes de generación de electricidad de las diferentes tecnologías renovables. El trabajo se justifica por la importancia creciente del hidrógeno en la transición energética y su potencial para descarbonizar la industria y el sistema eléctrico.

Introducción

La descarbonización del sistema eléctrico y de la industria representa uno de los grandes retos del siglo XXI, en este contexto emerge el hidrógeno como un elemento clave para llevar a cabo la transición energética.

La Agencia Internacional de la Energía prevé que el hidrógeno va a tener un gran potencial de crecimiento en el futuro, y además España está apostando fuertemente por convertirse en un importante exportador de hidrógeno. Debido a estos motivos, considero que la realización de este trabajo es de gran interés ya que se trata de un tema de actualidad que va a tener un papel fundamental en los años venideros.

Definición del proyecto

El trabajo tiene como objetivo principal desarrollar un modelo predictivo para prever los flujos comerciales de hidrógeno en 2030. Se han seleccionado países clave con relevancia en la producción y demanda de hidrógeno: España, Alemania, Australia, Japón, Corea del Sur, Marruecos, Estados Unidos, Brasil, China y Oriente Medio. La metodología incluye la recopilación de datos sobre costes de producción y transporte de hidrógeno, demanda proyectada y capacidades instaladas de electrolizadores.

Descripción del modelo

El modelo ha sido realizado con Python y la librería PuLP. Para ello se utiliza la programación lineal, específicamente el método Simplex, para optimizar los flujos de hidrógeno entre países minimizando los costos. Las variables clave del modelo incluyen la generación de hidrógeno, transporte entre países y producción de hidrógeno gris y azul. Se calculan los costos nivelados de electricidad (LCOE) y de hidrógeno (LCOH) para diferentes tecnologías y países así como los costes de transporte entre los mismos.

La función objetivo empleada ha consistido en la minimización de los costes totales de generación y transporte de hidrógeno, considerando las distintas restricciones como la potencia instalada de electrolizadores o la demanda de hidrógeno en cada país.

A continuación se adjuntan las entradas y salidas del modelo de una forma visual:

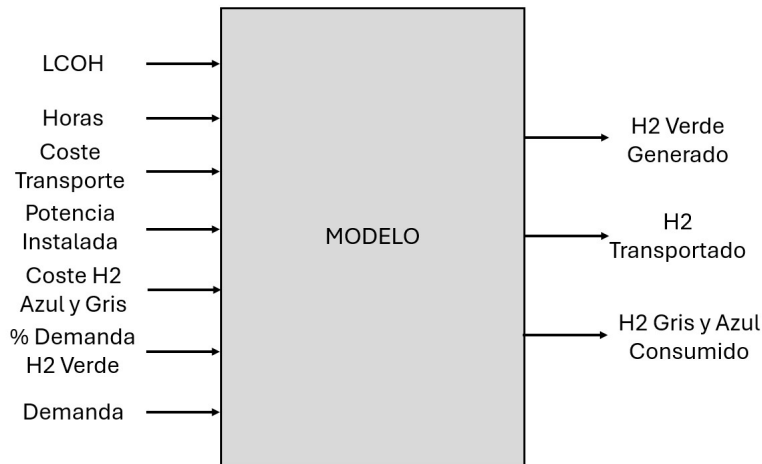


Figura 1: Entradas y salidas del modelo empleado.

Escenarios planteados

En este trabajo se han planteado numerosos escenarios para responder a las preguntas más comunes que se tienen sobre el futuro del hidrógeno en 2030.

Dentro de este trabajo se han planteado los siguientes escenarios

Caso base I: Se plantea la situación que proyecta la IEA en 2030.

Caso base II: Se simula la situación actual.

Caso base III: Se plantea una situación más realista a la propuesta por la IEA en 2030.

Escenario I: Consumo de hidrógeno verde obligatorio: se pretende responder a la pregunta de cuanto hidrógeno el sistema es técnicamente capaz de producir.

- Escenario 1.1: Máximo Hidrógeno con Tecnología Nuclear.
- Escenario 1.2: Máximo Hidrógeno sin Tecnología Nuclear

Escenario II: Consumo del 5% de Hidrógeno Verde con CAPEX Medio: se obliga mediante regulación a consumir un 5% de hidrógeno verde.

- Escenario 2.1: Se obliga mediante regulación que un 5% del consumo mundial sea hidrógeno verde.
- Escenario 2.2: Se subvenciona en países estratégicos el CAPEX del electrolizador.
- Escenario 2.3: Impacto de la demanda de amoníaco verde por Japón y Corea del Sur.
- Escenario 2.4: Se combinan los dos escenarios anteriores.

Escenario III: Subida del Precio de Emisiones: se estudia el impacto que tendría la subida del precio de las emisiones en países clave.

Escenario IV: Crisis Energética (Supply Shock): se simula una crisis energética similar a la vivida con la guerra de Ucrania y se ve su efecto en el precio.

Conclusiones:

Las conclusiones de este trabajo se presentan a continuación:

Máximo Hidrógeno Bajo en Emisiones Producible:

Con la potencia instalada propuesta, el máximo porcentaje de la demanda que se puede cubrir con hidrógeno bajo en emisiones es del 30% con tecnología nuclear y del 20% utilizando únicamente fuentes renovables. Sin embargo, la generación de hidrógeno utilizando tecnología nuclear no resulta económicamente atractiva.

Viabilidad del Hidrógeno Verde con CAPEX Proyectado:

Según las proyecciones de la IEA para 2030, con un CAPEX de 330 €/kW, se podría cubrir un 4% de la demanda global con hidrógeno verde. No obstante, existen serias dudas sobre la viabilidad de alcanzar estos valores de CAPEX para electrolizadores.

Competitividad del Hidrógeno Verde con CAPEX Moderado:

Con un CAPEX más realista de 770 €/kW, el hidrógeno verde no alcanza competitividad por sí solo. Sin embargo, medidas como subvenciones en países con intenciones exportadoras pueden facilitar su viabilidad económica. Países como España, Marruecos y Oriente Medio son candidatos ideales para estas subvenciones debido a sus bajos precios de generación eléctrica.

Liderazgo Exportador de Marruecos y Oriente Medio:

Marruecos y Oriente Medio pueden posicionarse como líderes exportadores si se subvenciona completamente su CAPEX de electrolizadores. Esto se debe a su baja demanda interna de hidrógeno, lo que les permite exportar la mayor parte de su producción. No obstante, deben ser cautelosos de subvencionar más agresivamente que España, ya que este país puede obtener un LCOH igual de competitivo con menores subvenciones.

Competencia de España en el Mercado del Hidrógeno:

Si España decide subvencionar el CAPEX, su éxito comercial dependerá de las decisiones tomadas en los países árabes. Por otro lado, estas subvenciones pueden ayudar a España a eliminar su consumo de hidrógeno gris y azul, mejorando su sostenibilidad.

Importaciones de Hidrógeno en Europa:

Si se siguen estrictamente criterios económicos, España importará hidrógeno en mayor medida que Alemania debido a su cercanía a países los países árabes. Esto se debe a que el modelo no tiene en cuenta los criterios de descarbonización de cada país.

Competitividad de Australia y Brasil:

Australia y Brasil no logran competitividad frente al hidrógeno gris de Japón y Corea ni siquiera con una subvención total al CAPEX de electrolizadores. Su viabilidad dependerá de la demanda de amoniaco verde por parte de Japón y Corea para poder exportar su hidrógeno.

Estados Unidos como Exportador Principal:

Estados Unidos podría convertirse en el exportador principal hacia Japón y Corea. Si decidiera no exportar, Brasil ocuparía su lugar. Australia necesita reducir significativamente sus costos para lograr sus ambiciones exportadoras.

Impacto del Precio de las Emisiones de CO2:

Un aumento en el precio de las emisiones de CO2 puede tener un efecto similar a una reducción del CAPEX de 1100 €/kW a 330 €/kW, logrando una descarbonización del 3% de la demanda de hidrógeno.

Crisis Energética y Ahorro de Costos:

En caso de una crisis energética, el sistema podría ahorrar aproximadamente 150 mil millones de euros si se instala la potencia prevista de electrolizadores.

Referencias

- [1] International Energy Agency, «World Energy Outlook 2023, » 2023
- [2] International Energy Agency, «Global Hydrogen Review 2023, » 2023
- [3] IRENA, «Geopolitics of the Energy Transformation,» IRENA, [En línea]. Available: <https://www.irena.org/Digital-Report/Geopolitics-of-the-Energy-Transformation#page-0>. [Último acceso: 07 06 2024].
- [4] Naciones Unidas, «Objetivos de desarrollo sostenible,» [En línea]. Available: [https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/developmentagenda/#:~:text=Los%20Objetivos%20de%20Desarrollo%20Sostenible%20\(ODS\)%20constituyen%20un%20llamamiento%20universal,personas%20en%20todo%20el%20mundo..](https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/developmentagenda/#:~:text=Los%20Objetivos%20de%20Desarrollo%20Sostenible%20(ODS)%20constituyen%20un%20llamamiento%20universal,personas%20en%20todo%20el%20mundo..) [Último acceso: 21 04 2024].

Modeling of the Global Hydrogen Market

Author: Castelló Díez, Alejandro.

Director: López Aguayo, Alejandro.

Key Words: Hydrogen, Trade, Decarbonization, 2030, Electrolysis.

Project Summary

This work focuses on modeling the global hydrogen market for the year 2030, using the Python programming language. The main objective is to predict global hydrogen supply and demand flows, considering the different electricity generation costs of different renewable technologies. The work is justified by the growing importance of hydrogen in the energy transition and its potential to decarbonize industry and the electricity system.

Introduction

The decarbonization of the electricity system and industry represents one of the great challenges of the 21st century, in this context hydrogen emerges as a key element to carry out the energy transition.

The International Energy Agency predicts that hydrogen will have a great potential for growth in the future, and Spain is also betting heavily on becoming a major hydrogen exporter. For these reasons, I consider that this work is of great interest because it is a core issue that will play a key role in the coming years.

Project definition

The main objective of the work is to develop a predictive model to forecast hydrogen trade flows in 2030. Key countries with relevance in hydrogen production and demand have been selected: Spain, Germany, Australia, Japan, South Korea, Morocco, the United States, Brazil, China and the Middle East. The methodology includes the collection of data on hydrogen production and transportation costs, projected demand and installed capacities of electrolyzers.

Model description

The model has been developed using Python and the PuLP library. It uses linear programming, specifically the Simplex method, to optimize hydrogen flows between countries while minimizing costs. Key variables in the model include hydrogen generation, transportation between countries, and production of gray and blue hydrogen. Levelized costs of electricity (LCOE) and hydrogen (LCOH) are calculated for different technologies and countries as well as transportation costs between countries.

The objective function used consisted of minimizing the total costs of hydrogen generation and transportation, considering the different restrictions such as the installed capacity of electrolyzers or the demand for hydrogen in each country.

The inputs and outputs of the model are attached below in a visual form:

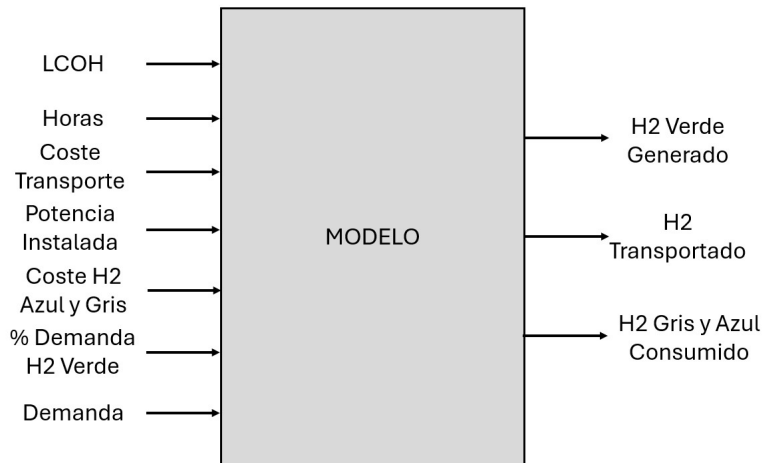


Figura 2: Entradas y salidas del modelo empleado.

Scenarios

Numerous scenarios have been proposed in this work to answer the most common questions about the future of hydrogen in 2030.

The following scenarios have been proposed for this work

Base case I: The situation projected by the IEA in 2030.

Base case II: The current situation is simulated.

Base case III: A more realistic situation than the one proposed by the IEA in 2030.

Scenario I: Mandatory green hydrogen consumption: the aim is to answer the question of how much hydrogen the system is technically capable of producing.

- Scenario 1.1: Maximum Hydrogen with Nuclear Technology.
- Scenario 1.2: Maximum Hydrogen without Nuclear Technology.

Scenario II: 5% Green Hydrogen Consumption with Medium CAPEX: 5% green hydrogen consumption is mandated by regulation.

- Scenario 2.1: 5% of world consumption is mandated by regulation to be green hydrogen.
- Scenario 2.2: The CAPEX of the electrolyzer is subsidized in strategic countries.
- Scenario 2.3: Impact of the demand for green ammonia by Japan and South Korea.
- Scenario 2.4: Combination of the two previous scenarios.

Scenario III: Rise in Emissions Price: the impact of a rise in the price of emissions in key countries is studied.

Scenario IV: Energy Crisis (Supply Shock): an energy crisis like the one experienced with the war in Ukraine is simulated and its effect on the price is seen.

Conclusions:

The conclusions of this work are presented below:

Maximum Low-Emission Hydrogen Production:

With the proposed installed capacity, the maximum percentage of demand that can be covered with low-emission hydrogen is 30% using nuclear technology and 20% using only renewable sources. However, hydrogen generation using nuclear technology is not economically attractive.

Viability of Green Hydrogen with Projected CAPEX:

According to IEA projections for 2030, with a CAPEX of €330/kW, 4% of the global demand could be covered with green hydrogen. However, there are serious doubts about the feasibility of achieving these CAPEX values for electrolyzers.

Competitiveness of Green Hydrogen with Moderate CAPEX:

With a more realistic CAPEX of €770/kW, green hydrogen does not achieve competitiveness on its own. However, measures such as subsidies in countries with export ambitions can facilitate its economic viability. Countries like Spain, Morocco, and the Middle East are ideal candidates for these subsidies due to their low electricity generation costs.

Export Leadership of Morocco and the Middle East:

Morocco and the Middle East can position themselves as leading exporters if their electrolyzer CAPEX is fully subsidized. This is due to their low internal demand for hydrogen, allowing them to export the majority of their production. However, they must be cautious not to subsidize more aggressively than Spain, as Spain can achieve a similarly competitive LCOH with lower subsidies.

Spain's Competitiveness in the Hydrogen Market:

If Spain decides to subsidize CAPEX, its commercial success will depend on the decisions made in Arab countries. On the other hand, these subsidies can help Spain eliminate its consumption of gray and blue hydrogen, improving its sustainability.

Hydrogen Imports in Europe:

Strictly following economic criteria, Spain will import more hydrogen than Germany due to its proximity to Arab countries. This is because the model does not take into account the decarbonization criteria of each country.

Competitiveness of Australia and Brazil:

Australia and Brazil do not achieve competitiveness against gray hydrogen from Japan and Korea even with a full CAPEX subsidy for electrolyzers. Their viability will depend on the demand for green ammonia from Japan and Korea to be able to export their hydrogen.

United States as the Main Exporter:

The United States could become the main exporter to Japan and Korea. If it decides not to export, Brazil would take its place. Australia needs to significantly reduce its costs to achieve its export ambitions.

Impact of CO2 Emission Prices: An increase in the price of CO2 emissions can have a similar effect to a reduction in CAPEX from €1100/kW to €330/kW, achieving a decarbonization of 3% of the hydrogen demand.

Energy Crisis and Cost Savings:

In the event of an energy crisis, the system could save approximately €150 billion if the planned electrolyzer capacity is installed.

Hydrogen's Role in Decarbonization:

Hydrogen is part of the solution for decarbonizing the economy, but its integration should be done as technology permits. Rushing its adoption could have negative consequences for the environment.

References

- [1] International Energy Agency, «World Energy Outlook 2023, » 2023
- [2] International Energy Agency, «Global Hydrogen Review 2023, » 2023
- [3] IRENA, «Geopolitics of the Energy Transformation,» IRENA, [En línea]. Available: <https://www.irena.org/Digital-Report/Geopolitics-of-the-Energy-Transformation#page-0>. [Último acceso: 07 06 2024].
- [4] Naciones Unidas, «Objetivos de desarrollo sostenible,» [En línea]. Available: [https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/developmentagenda/#:~:text=Los%20Objetivos%20de%20Desarrollo%20Sostenible%20\(ODS\)%20constituyen%20un%20llamamiento%20universal,personas%20en%20todo%20el%20mundo..](https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/developmentagenda/#:~:text=Los%20Objetivos%20de%20Desarrollo%20Sostenible%20(ODS)%20constituyen%20un%20llamamiento%20universal,personas%20en%20todo%20el%20mundo..) [Último acceso: 21 04 2024].

Índice de la memoria

1	Introducción	10
1.1	Motivación del proyecto.....	10
1.2	¿Por qué el hidrógeno?.....	10
2	Estado del Arte	11
2.1	Colores del hidrogeno.....	11
2.2	Steam Methane Reforming: hidrogeno gris	12
2.2.1	Pre-reforming:	12
2.2.2	Steam reformer:	12
2.3	SMR con captura de emisiones: hidrogeno azul.....	13
2.3.1	Absorción con aminas	13
2.3.2	Pressure Swing Adsorption.....	14
2.4	Controversias con el hidrogeno azul.....	14
2.5	Electrolizadores	15
2.5.1	Alkaline Water Electrolysis	16
2.5.2	Proton Exchange Membrane.....	16
2.5.3	Comparación AWE y PEM.....	16
2.6	Tecnologías de transporte de hidrógeno	17
2.6.1	Transporte por carretera	17
2.6.2	Transporte mediante hidroducto	17
2.6.3	Transporte mediante barco	17
3	Definición del trabajo.....	19
3.1	Justificación	19
3.2	Objetivos.....	19
3.3	Metodología	19
3.4	Planificación.....	19
3.5	Herramientas	19
4	Definición del Problema.....	21
4.1	Países seleccionados.....	21
4.2	Planteamiento del modelo	21
4.3	Definición de las entradas del modelo	22
4.4	Definición de las salidas del modelo.....	22
5	Costes de transporte	23
5.1.1	Transporte por hidroducto	23
5.1.2	Transporte por barco.....	23

5.1.3	Matriz de costes de transporte totales	25
5.1.4	Uso del amoniaco sin reconversión.....	26
6	Costes de Producción.....	27
6.1	LCOE 2030.....	27
6.1.1	Definición del LCOE	27
6.1.2	Hipótesis y fuentes para el cálculo del LCOE.....	27
6.1.3	Valores empleados para el cálculo del LCOE.....	28
6.1.4	Resultados del LCOE	29
6.1.5	LCOE Situación actual.....	30
6.2	Cálculo del LCOH.....	30
6.3	LCOH gris y azul	33
6.3.1	Precio emisiones CO ₂	34
6.3.2	Precio del gas natural	35
6.3.3	LCOH hidrógeno gris y azul.....	37
6.4	Sensibilidades LCOH gris y azul.....	38
6.4.1	Supply Shock del gas natural	38
6.4.2	Subida del coste de las emisiones de dióxido de carbono	39
6.5	Comparación de los distintos LCOH.....	40
6.5.1	LCOH 2030.....	40
6.5.2	LCOH situación 2030 más realista	40
6.5.3	LCOH con precios actuales	40
6.6	¿Competitividad frente al hidrogeno gris y azul?	41
7	Demanda de hidrogeno	42
7.1	Usos actuales del hidrogeno.....	42
7.1.1	Refinerías.....	42
7.1.2	Industria	42
7.1.3	Movilidad.....	43
7.1.4	Edificación	43
7.2	Creación de demanda de hidrógeno	44
7.2.1	Descarbonización de los usos actuales	44
7.2.2	Creación de nueva demanda.....	45
7.3	Capacidad de generación de hidrógeno verde de cada país 2030	46
7.4	Demanda de hidrogeno 2030.....	46
8	Regulación sobre hidrógeno verde para estimular su demanda	48
9	Producción de hidrógeno gris y azul	49
10	Países con ambiciones exportadoras de hidrogeno bajo en emisiones.....	50

11	Definición del Modelo.....	51
11.1	Variables del modelo:	51
11.2	Función objetivo:	51
11.3	Restricciones.....	51
11.4	Caso base:.....	52
12	Análisis de escenarios	53
12.1	Caso base: 2030 escenario IEA	53
12.2	Caso Base II: Situación Actual 2024	55
12.3	Caso base III: Situación del hidrogeno verde con CAPEX medio	56
12.4	Solucionando la competitividad	57
12.5	Escenario I: Consumo de hidrogeno verde obligatorio	57
12.5.1	Escenario 1.1: Máximo hidrogeno con tecnología nuclear.....	57
12.5.2	Escenario 1.2: Máximo hidrogeno sin tecnología nuclear	59
12.6	Escenario II: Consumo de 5% de hidrogeno verde con CAPEX medio.....	60
12.6.1	Escenario 2.1: Impacto regulatorio.....	60
12.6.2	Escenario 2.2: Subvención al CAPEX del electrolizador	62
12.6.3	Escenario 2.3: Japón-Corea consumen amoniaco verde.	64
12.6.4	Escenario 2.4: Se toman ambas medidas simultáneamente.	67
12.7	Escenario III: Subida del precio de emisiones.....	68
12.8	Crisis Energética: Supply Shock	72
13	Hidrógeno y sector gasista: ¿Está realmente el hidrogeno ayudando a la descarbonización? 75	
13.1	H2-Ready: ¿La promesa del cambio?	75
13.2	El papel de Europa como impulsores del hidrógeno.....	76
14	Conclusiones	77
15	Trabajos futuros	79
16	Anexo I: Código	80
17	Anexo II: Alineación con los objetivos de desarrollo sostenible	93
17.1	Energía asequible y no contaminante	93
17.2	Trabajo decente y crecimiento económico.....	93
17.3	Acción por el clima	94
17.4	Alianzas para lograr los objetivos	94
18	Bibliografía	95

Índice de figuras

Figura 1: Comparación de emisiones de las distintas tecnologías de producción de hidrógeno. [3].	11
Figura 2: Proceso de SMR simplificado. [5]	12
Figura 3: Emplazamiento de las distintas tecnologías de captura de CO ₂ . [6]	13
Figura 4: Proceso de Absorción. [6]	13
Figura 5: Captura de CO ₂ con un CO ₂ -PSA conectado a la salida del H ₂ -PSA. [6]	14
Figura 6: Huella de carbono del hidrogeno gris y azul. [8]	15
Figura 7: Capacidad global de electrolizadores por tecnología, 2019-2023, por región, tamaño y estado basado en los proyectos anunciados para 2030. [3]	15
Figura 8: Cadena de valor del transporte de hidrógeno. [9]	18
Figura 9: Mapa con los países seleccionados para el estudio	21
Figura 10: Representación gráfica del problema de transporte	21
Figura 11: Entradas y salidas del modelo	22
Figura 12: Costes de los hidroductos onshore y offshore respectivamente. [14]	23
Figura 13: Infraestructura marítima para el transporte de hidrogeno prevista en 2030. [3]	23
Figura 14: Coste de las distintas tecnologías de transporte marítimo. [15]	24
Figura 15: Coste de transporte distintas tecnologías	24
Figura 16: Tecnologías de transporte en 2030 y 2040. [3]	25
Figura 17: Tecnologías de interconexión	25
Figura 18: Matriz de costes de transporte hidrógeno	25
Figura 19: Matriz de coste amoniaco	26
Figura 20: Estimaciones del WACC y de la vida útil de las diferentes tecnologías. [1]	28
Figura 21: Coste de inversión	28
Figura 22: OPEX fijo + Variables (\$/kW)	28
Figura 23: Factor de capacidad	28
Figura 24: Factor de capacidad onshore y offshore	29
Figura 25: Tasa de cambio empleada	29
Figura 26: LCOEs calculados	29
Figura 27: LCOE calculados	29
Figura 28: LCOE distintas tecnologías	30
Figura 29: LCOE Situación Actual	30
Figura 30: Evolución del CAPEX según la IEA. [3]	31
Figura 31: Hipótesis empleadas para el cálculo del LCOH [3]	31
Figura 32: LCOH Renovables+Nuclear calculados	31
Figura 33: LCOH Renovables+Nuclear calculados	32
Figura 34: LCOH calculados	32
Figura 35: LCOH distintas tecnologías	33
Figura 36: Datos empleados para el cálculo del LCOH gris y azul	33
Figura 37: Precio emisiones de CO ₂ a nivel mundial. [27]	34
Figura 38: Costes de emisiones por país. [27]	34
Figura 39: Precios de emisión de CO ₂ en la unión europea. [28]	35
Figura 40: Precio del gas natural en Europa durante los últimos 5 años. [29]	35
Figura 41: Precio del gas natural en Oriente Medio y Marruecos. [30]	35
Figura 42: Precio del gas natural en Japón-Corea. [31]	36
Figura 43: Precio del gas natural EE. UU. [32]	36
Figura 44: Precio del gas natural en Australia. [33]	36
Figura 45: Precio gas natural en China. [35]	37

Figura 46: Factores de conversión gas natural.	37
Figura 47: Precio gas natural €/kg y €/MWh.....	37
Figura 48: Valores de LCOH gris y azules calculados.	38
Figura 49: LCOH Azul y Gris calculados.	38
Figura 50: LCOH si ocurriese un supply shock.....	39
Figura 51: Incremento en el coste de emisiones para lograr igualdad de costes entre hidrogeno gris y azul.	39
Figura 52: LCOH con un aumento en el coste de emisiones.	39
Figura 53: Comparación LCOH en 2030 bajo el escenario 2030.	40
Figura 54: Comparación LCOH en 2030 bajo un escenario realista.	40
Figura 55: Consumo de hidrogeno en refinerías por país y por fuente de energía.	42
Figura 56: Uso del hidrógeno por industria y por fuente de energía.....	43
Figura 57: Demanda de hidrogeno sector movilidad por uso y país.....	43
Figura 58: Demanda de hidrógeno en edificación.	44
Figura 59: Hidrógeno bajo en emisiones: demanda proyectada, demanda objetivo y producción objetivo.	45
Figura 60: Potencia total de electrolizadores por nudos.	46
Figura 61: Datos mundiales de demanda de hidrógeno en 2022 y 2030.	46
Figura 62: Demandas de hidrógeno por región.	47
Figura 63: Demanda de hidrógeno por país en 2030.....	47
Figura 64: Distribución de la demanda de hidrógeno.....	47
Figura 65: Demanda y producción de hidrogeno gris y azul.	49
Figura 66: Declaración de intención exportadora o importadora según el país. [38].....	50
Figura 67: Intenciones de importación o exportación de hidrogeno por país.	50
Figura 68: Costes LCOH	52
Figura 69: Horas funcionamiento electrolizador.	52
Figura 70: Potencia prevista de electrolizador 2030 y demandas por país.....	52
Figura 71: Coste SMR y SMR+CSS y capacidad de generación.....	52
Figura 72: Costes de transporte.	52
Figura 73: Caso base: Curva de Casación.	54
Figura 74: Caso base I: Comercio de hidrógeno y porcentaje total.	54
Figura 75: Caso base: Generación por países.	55
Figura 76 Caso base II: Curva de Casación.	56
Figura 77 Caso base III: Curva de Casación.	56
Figura 78: Escenario 1.1: Curva de Casación.....	57
Figura 79: Escenario 1.1: Comercio de hidrógeno y porcentaje total.....	58
Figura 80: Escenario 1.1: Generación por países.	58
Figura 81: Escenario 1.2: Generación por países.	59
Figura 82: Escenario 1.2: Comercio de hidrógeno y porcentaje total.....	59
Figura 83: Escenario 1.2: Curva de Casación.....	60
Figura 84: Escenario 2.1: Curva de Casación.....	61
Figura 85: Escenario 2.1: Utilización de los Electrolizadores.	61
Figura 86: Escenario 2.1: Comercio de hidrógeno	61
Figura 87: Comparativa de la tecnología más competitiva con el precio más bajo del hidrogeno gris.....	62
Figura 88: Subvención al CAPEX.....	62
Figura 89: Escenario 2.2: Curva de Casación.....	63
Figura 90: Escenario 2.2: Generación por países.	63
Figura 91: Escenario 2.2: Comercio de hidrógeno y porcentaje total.....	64

Figura 92: Escenario 2.3: Comercio de hidrógeno.	65
Figura 93: Escenario 2.3: Curva de Casación.....	65
Figura 94: Escenario 2.3: Comercio de hidrógeno.	66
Figura 95: Escenario 2.3: Reducción del CAPEX en Australia y Brasil.....	66
Figura 96: Evolución de los costes en EE. UU., Brasil y Australia para lograr la dominancia en el mercado Japón-Corea.	67
Figura 97: Escenario 2.4: Generación por países.	67
Figura 98: Escenario 2.4: Curva de Casación.....	68
Figura 99: Escenario 2.4: Comercio de hidrógeno.	68
Figura 100: Evolución del precio de las emisiones en distintos países. [39].....	69
Figura 101: Evolución precios del CO2 en 2030.	69
Figura 102: Coste de emisiones 2030.	69
Figura 103: Comparativa escenario subida precios del CO2.....	70
Figura 104: Escenario 3: Curva de Casación.....	70
Figura 105: Escenario 3: Comercio de hidrógeno y porcentaje total.....	70
Figura 106: Escenario 3: Generación por Países.	71
Figura 107: Precios Supply Shock.....	72
Figura 108: Generación por países Supply Shock.	72
Figura 109: Comercio de hidrógeno y porcentaje total Supply Shock.	73
Figura 110: Curva de Casación Supply Shock.	73
Figura 111: Coste sin electrolizadores.....	73
Figura 112: Promotores de los valles del hidrogeno en España. [40]	75
Figura 113: Web de RWE donde explican la construcción de nuevos CCTG. [41].....	76
Figura 114: Titular que refleja la posición de Alemania y los CCGT. [42]	76
Figura 115: Logo Hydrogen Europe. [43]	76
Figura 116: Algunos miembros de Hydrogen Europe. [44]	76
Figura 117: Objetivos de desarrollo sostenible. [45]	93

Listado de abreviaturas

AEM – Anion Exchange Membrane

AWE – Alkaline Water Electrolysis

CAPEX – Capital Expenditure

CCS – Carbon Capture and Storage

CfD – Contracts for difference

FID – Final Investment Decisions

IRENA – International Renewable Energy Agency

LCOE – Levelized Cost of Electricity

LCOH - Levelized Cost of Hydrogen

LNG- Liquefied natural gas

LOHC – Liquid organic hydrogen carrier

O&M – Operations and Management

OPEX – Operational Expenditure

PEM – Proton Exchange Membrane

PSA – Pressure swing adsorption

RFNBO - Renewable fuels of non-biological origin

SMR – Small Modular Reactors

SMR – Steam Methane Reforming

SOE – Solid Oxide Electrolysis

Unidades

Bbl – barril

bcm – billion cubic metres

GJ – Gigajulio

GW – Gigawatio

GWh – Gigawatio hora

kWe – kilowatio eléctrico

kWt – kilowatio térmico

MWh – Megawatio hora

MWh – Megawatio de hidrógeno

MBtu – millón de British thermal units

Mt – millón de toneladas

1 Introducción

El hidrogeno se postula como un vector energético crucial para el futuro debido a su gran potencial para abordar los desafíos del cambio climático. En este trabajo se realizará un modelo que simulará los flujos que tomará la oferta y la demanda del mercado del hidrógeno en el año 2030. Este modelo será realizado con Python.

Para realizar la simulación primero se han calculado los *Levelized Cost of Electricity* (LCOE en adelante) para después calcular los *Levelized Cost of Hydrogen* (LCOH en adelante), además de una recopilación de los costes de transporte según la tecnología que se emplee y la potencia instalada de generación eléctrica de los distintos países modelados.

1.1 Motivación del proyecto

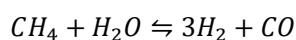
La descarbonización del sistema eléctrico y de la industria representa uno de los grandes retos del siglo XXI, en este contexto emerge el hidrogeno como un elemento clave para llevar a cabo la transición energética.

La Agencia Internacional de la Energía prevé que el hidrógeno va a tener un gran potencial de crecimiento en el futuro [1], y además España está apostando fuertemente por convertirse en un importante exportador de hidrogeno. Debido a estos motivos, considero que la realización de este trabajo es de gran interés ya que se trata de un tema de actualidad que va a tener un papel fundamental en los años venideros.

1.2 ¿Por qué el hidrógeno?

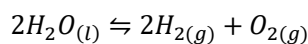
El hidrogeno es el elemento más común del universo, particularmente 2/3 de la tierra están cubiertos de agua, que a su vez es 2/3 hidrogeno.

Tradicionalmente el hidrogeno se ha producido mediante la técnica del *Steam Methane Reforming* (SMR en adelante) la cual permite obtener hidrogeno de manera muy económica, pero con un gran inconveniente, la generación de gases nocivos para el medio ambiente.



Debido a su bajo precio y su uso histórico el hidrogeno cuenta actualmente con una gran demanda, aunque actualmente está siendo suplida mediante hidrogeno contaminante.

Una forma alternativa al SMR es la denominada electrolisis, con esta se puede transformar el agua en hidrogeno sin generar emisiones nocivas. Para transformar el agua en hidrogeno basta con aplicar una corriente eléctrica continua a dos electrodos sumergidos en esta. El electrodo conectado al polo positivo se denomina cátodo, que es el que atraerá al hidrógeno y el conectado al polo negativo se denomina ánodo que atrae los átomos de oxígeno.



Esta reacción, al ser reversible, tiene una propiedad muy útil la cual nos permite generar electricidad al juntar hidrogeno y oxígeno en presencia de un catalizador, estas son las denominadas *fuel-cells* de hidrogeno las cuales están empezando a utilizarse en el sector automovilístico y en el almacenamiento. [2]

2 Estado del Arte

Como se ha comentado en la introducción, actualmente la mayoría del hidrogeno proviene de fuentes no renovables. Para diferenciar el impacto ambiental del hidrogeno producido se emplean los denominados colores del hidrógeno.

2.1 Colores del hidrogeno

Ordenados de mayor impacto a menor encontramos los siguientes colores:

- Hidrogeno Blanco: es el que se encuentra de forma natural en la tierra, en depósitos subterráneos. Actualmente no existen planes de explotar esta vía.
- Hidrogeno marrón y negro: creado a partir de carbón negro (hulla) o marrón (lignito).
- Hidrogeno gris: actualmente la forma más común de producir hidrogeno. Para crear hidrogeno gris se emplea gas natural o metano empleando el método de SMR comentado en la introducción.
- Hidrogeno azul: igual al hidrogeno gris, pero con la particularidad de que se capturan las emisiones de CO₂ del proceso y se almacenan. Esta captura suele venir indicada con las siglas CCS: *Carbon Capture and Storage*. Esta tecnología de generación de hidrogeno es bastante controvertida en la actualidad ya que no se produce un gran ahorro real de CO₂, tal como se explicará más adelante.
- Hidrogeno rosa: generado a través de electrólisis alimentada por energía nuclear. Países como Francia están abogando por que se considere como hidrogeno verde debido a su bajo impacto medioambiental.
- Hidrogeno verde: generado a través de electrólisis alimentada con energía renovable. Actualmente no supone una parte relevante de la demanda.

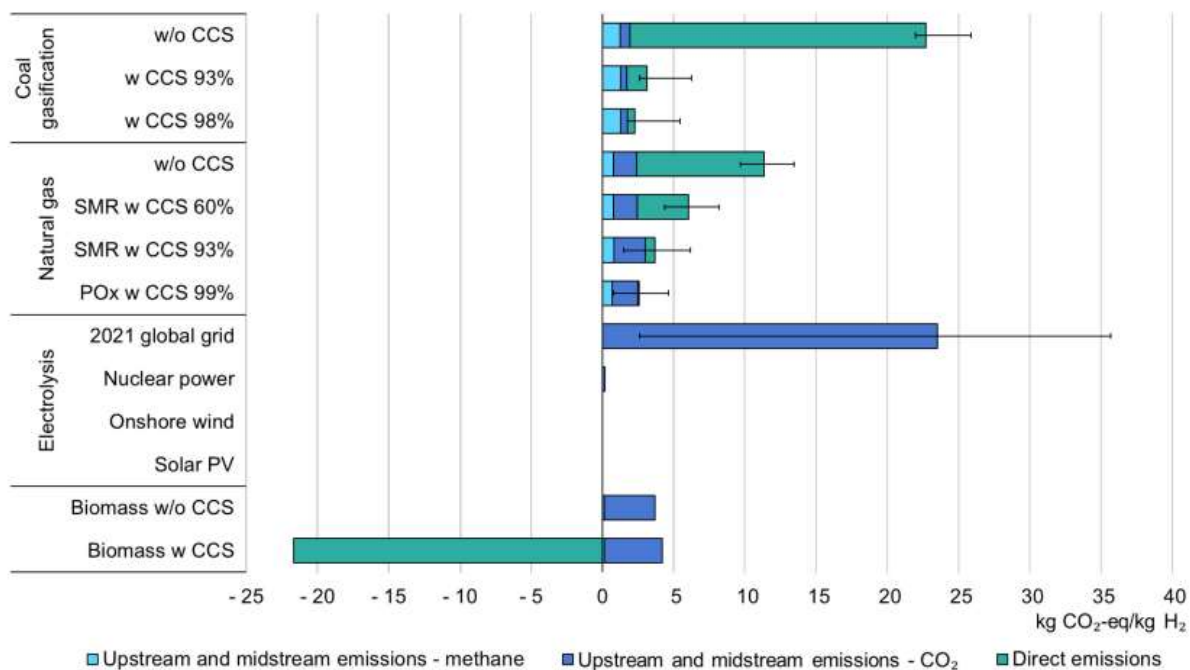


Figura 1: Comparación de emisiones de las distintas tecnologías de producción de hidrógeno. [3].

2.2 Steam Methane Reforming: hidrogeno gris

El proceso de Steam Methane Reforming (SMR) es el empleado para la producción de gas de síntesis, este gas contiene monóxido de carbono e hidrogeno. Típicamente para la producción de este gas se emplea gas natural y el objetivo de esta tecnología es la producción de hidrogeno.

Como se comentó brevemente en la introducción, el hidrogeno producido con esta tecnología es denominado “hidrogeno gris”. Actualmente la mayoría del hidrogeno mundial es producido con gas natural.

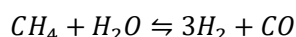
La reacción se conforma de dos etapas, el denominado “Pre-Reforming” y el propio “Steam Reformer”

2.2.1 Pre-reforming:

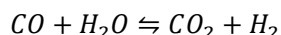
El objetivo de esta etapa es la rotura de hidrocarburos largos, como el propano o el butano en metano, lo que hace más eficiente el proceso. Esta etapa es opcional y su inclusión depende de la pureza del combustible empleado.

2.2.2 Steam reformer:

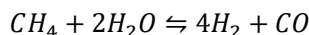
La ecuación que da nombre a este proceso es la siguiente:



Mediante la reacción de desplazamiento del gas de agua, hidrogeno adicional es liberado debido a la reacción del agua con el monóxido de carbono liberado:



Adicionalmente otras reacciones ocurren en el proceso, típicamente el “Direct Steam Reforming” también se incluye en los estudios:



Debido a que todas estas reacciones son altamente endotérmicas, es decir absorben calor, gran cantidad de energía en forma de calor debe ser aportada para mantener el reactor a temperatura constante. Las condiciones óptimas de un reactor de SMR son 800-900 °C a una presión de 20-30 bar [4].

El rendimiento del SMR con gas natural tiene una eficiencia de entre 65-75%.

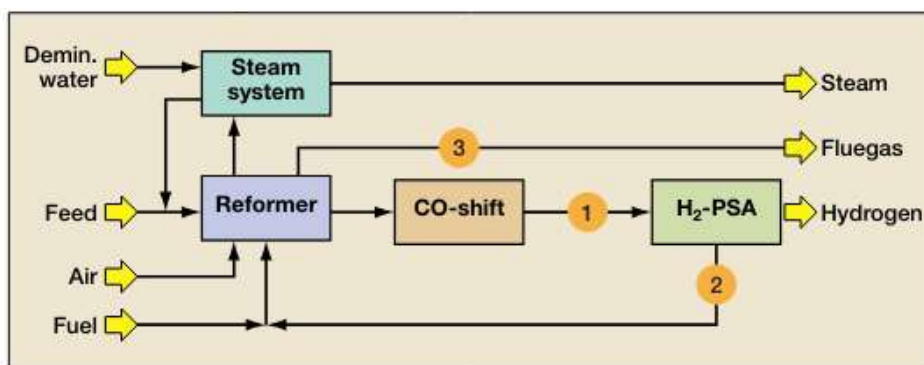


Figura 2: Proceso de SMR simplificado. [5]

2.3 SMR con captura de emisiones: hidrogeno azul

El proceso de SMR tradicional supone una generación de emisiones muy grandes por lo que la industria está tratando de buscar soluciones menos contaminantes. Una de las soluciones propuestas es capturar las emisiones de CO2 originadas en el proceso de SMR. El hidrogeno fabricado de esta manera recibe el nombre de hidrogeno azul.

Como se puede ver en la Figura 2: Proceso de SMR simplificado., hay tres flujos marcados en rojo, los cuales contienen CO2, estos son:

- Flujo entre el “CO-Shifter” y la entrada del separador de hidrógeno “H2-PSA” (flujo 1): denominado gas síntesis, contiene una mezcla de CO2 al 40%, hidrogeno al 20-30% y otros gases.
- Salida del separador de hidrogeno (flujo 2): aproximadamente un 60% del CO2 del proceso
- Gases de escape del sistema (flujo 3): contiene todo el CO2 producido en el proceso.

Actualmente existen distintas tecnologías de captura de emisiones económicamente viables para los tres flujos mencionados [6]: “Preassure Swing Adsorption” (PSA), membranas, procesos criogénicos y varias combinaciones de estas tecnologías. La tecnología por emplear se elegirá conforme a la cantidad de emisiones que se deseen capturar

Tecnologías de captura de CO2				
Flujo	PSA	Absorción	Membrana	Criogénico
Gas síntesis (1)	✓	✓		
Salida del separador (2)	✓		✓	✓
Gases de escape (3)		✓		

Figura 3: Emplazamiento de las distintas tecnologías de captura de CO2. [6]

Actualmente, la tecnología más moderna empleada en los SMR es la absorción con aminas en el gas síntesis. Adicionalmente, el PSA ya está siendo empleado tanto en los gases de escape como con el gas síntesis de manera económicamente viable.

2.3.1 Absorción con aminas

La absorción con aminas en una tecnología muy establecida en la cual un gas acido, como el CO2, reacciona con un líquido base como la alquilamina. La elección de la amina depende principalmente de la presión parcial del CO2. A continuación se adjunta un diagrama de este proceso:

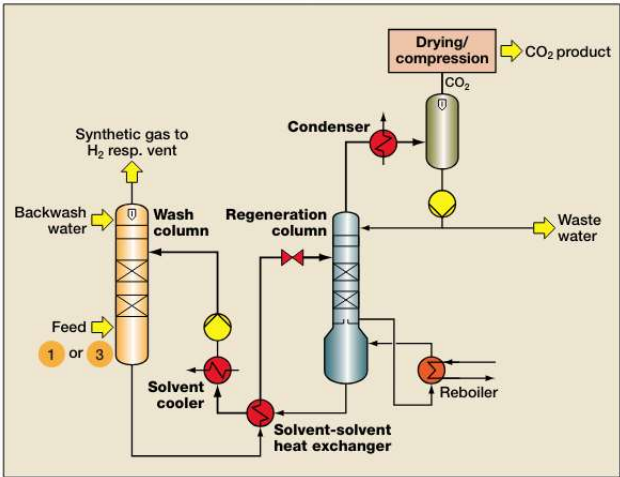


Figura 4: Proceso de Absorción. [6]

2.3.2 Pressure Swing Adsorption

El “*Pressure Swing Adsorption*” (PSA) es una tecnología basada en la unión de moléculas de gas al material adsorbente. Esta fuerza de atracción depende del gas empleado y del tipo de material adsorbente, la presión parcial de gas y la temperatura de funcionamiento. Debido a que este proceso no requiere ni aportar calor ni disiparlo lo hace económicamente ideal para la extracción de CO₂ de grandes cantidades de gas.

En el contexto de un SMR cabe destacar que la mayoría de los reactores modernos requieren de este elemento para producir hidrogeno puro. Si además se quiere recuperar el CO₂ se debe incluir un PSA de CO₂, bien por el flujo donde circula el gas síntesis o bien por donde circulan los gases de escape.

Para concentraciones muy elevadas de CO₂ se añade una etapa de secado y purificación criogénica a la salida del CO₂-PSA con el fin de reducir los gases no condensables. Una posible arquitectura de este sistema se muestra a continuación:

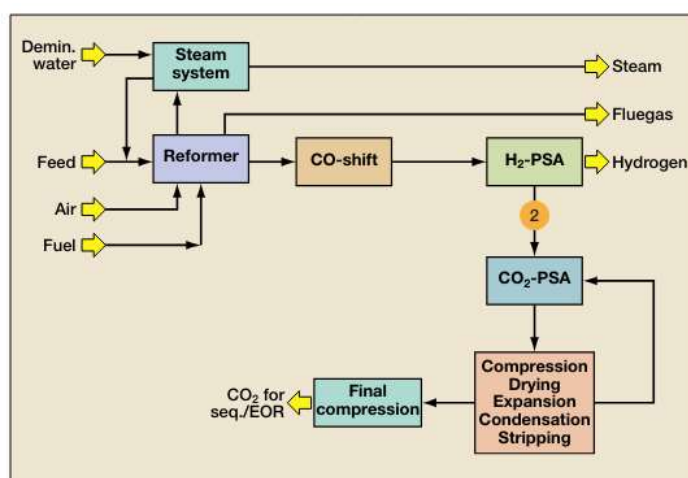


Figura 5: Captura de CO₂ con un CO₂-PSA conectado a la salida del H₂-PSA. [6]

2.4 Controversias con el hidrogeno azul

Las emisiones del hidrogeno gris son altas por lo que la industria del gas natural y el petróleo están promoviendo el hidrogeno azul como solución [7], típicamente describiéndolo como con emisiones nulas o muy bajas. Sin embargo, algunos académicos no están de acuerdo con las afirmaciones de la industria petrolera.

Según el estudio realizado por Robert W. Horwath y Mark Z. Jacobson titulado “*How green is blue hydrogen?*” [8] demuestran que el hidrogeno azul tiene unas emisiones comparables al hidrogeno gris.

Las conclusiones de dicho estudio se pueden apreciar en la figura a continuación:

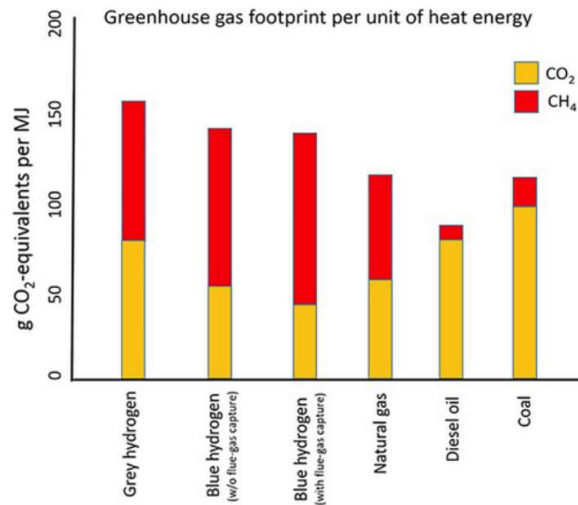


Figura 6: Huella de carbono del hidrogeno gris y azul. [8]

El estudio concluye que, mientras es cierto que las emisiones de dióxido de carbono son menores, las fugas de metano son mayores en el hidrogeno azul debido al uso más intensivo del gas natural para realizar la captura. Por tanto, se pone en duda si esta solución es realmente útil para la lucha contra las emisiones de efecto invernadero.

2.5 Electrolizadores

La electrólisis con agua actualmente representa únicamente un 0,1% de la producción mundial de hidrogeno, sin embargo el número de proyectos anunciados está creciendo rápidamente en los últimos años, llegando aproximadamente a los 400 GW anunciados para 2030. [3]

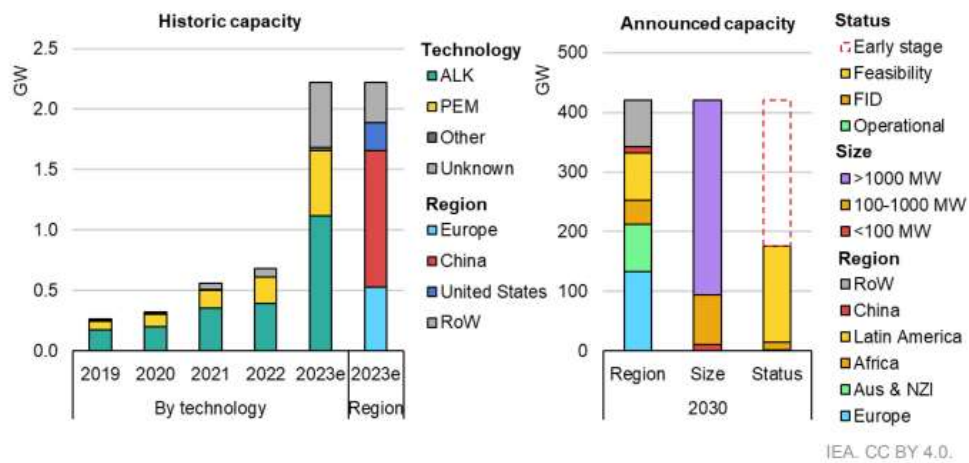


Figura 7: Capacidad global de electrolizadores por tecnología, 2019-2023, por región, tamaño y estado basado en los proyectos anunciados para 2030. [3]

Todas las tecnologías de electrólisis tienen en común que la materia prima con la que trabajan es el H₂O. Dentro de los electrolizadores podemos encontrar diferentes tecnologías, donde las más utilizadas son las siguientes:

- **Alkaline Water Electrolysis (AWE/ALK):** es la tecnología con más recorrido, emplea dos electrodos sumergidos en agua para la generación de hidrogeno y oxígeno.

- *Proton Exchange Membrane* (PEM): emplea una membrana solida responsable de la conducción de protones y separación de gases.
- *Solid Oxide Electrolysis* (SOE): operan a muy altas temperaturas lo cual les proporciona el mejor rendimiento de todas las tecnologías.
- *Anion Exchange Membrane* (AEM): es la tecnología menos desarrollada. Similar al PEM pero trabaja en un medio alcalino.

La mayoría de los proyectos actuales emplean la tecnología alcalina o la tecnología PEM, seguida de la AWE. Debido a su importancia y uso, a continuación se profundiza en el funcionamiento de estas dos tecnologías.

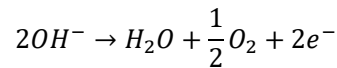
2.5.1 Alkaline Water Electrolysis

Estos electrolizadores están caracterizados por tener dos electrodos operando en un líquido alcalino electrolítico, típicamente hidróxido de potasio (KOH) o hidróxido de sodio (NaOH) [9]. Estos electrodos están separados por una membrana que separa los gases entre los electrodos.

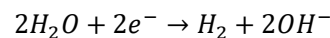
Para los electrodos, típicamente se emplea níquel [10] ya que es el metal no noble menos activo.

Las reacciones producidas son las siguientes:

- Reacción del ánodo:



- Reacción de cátodo:

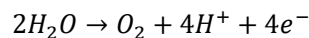


2.5.2 Proton Exchange Membrane

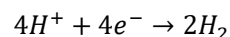
La tecnología PEM se produce en una celda equipada con un polímero electrolítico solido [11] responsable de la conducción de protones, separación de gases y aislamiento de los electrodos. Esta tecnología se introdujo con el objetivo de resolver los problemas de carga parcial, baja densidad de corriente y baja presión de operación que atañen a la tecnología AWE.

Las reacciones producidas en la celda son las siguientes:

- Reacción del ánodo:



- Reacción de cátodo:



2.5.3 Comparación AWE y PEM

La tecnología AWE, tiene las siguientes características sobre la PEM:

1. Los catalizadores son más baratos.
2. Mayor durabilidad debido a la capacidad de renovación de los electrolitos y menor disolución del catalizador ánodo.
3. Mayor pureza del has obtenido.

Mientras tanto, la tecnología PEM presenta mejores rendimientos que la AWE debido a que el diafragma de esta última incrementa significativamente la resistencia óhmica.

2.6 Tecnologías de transporte de hidrógeno

Según el volumen de hidrogeno y las distancias a cubrir, el hidrogeno se puede transportar de 3 maneras principalmente: transporte por carretera, por hidroducto y mediante barcos.

2.6.1 Transporte por carretera

En el caso del transporte por carretera, el hidrogeno se transporta en forma de gas comprimido o liquido mediante tráileres.

- Transporte en tráiler de gas comprimido (CGH2): esta tecnología es la más sencilla, el hidrogeno se comprime entre 20 y 50 MPa lo cual le permite transportar entre 200-1000 kg de hidrogeno. Esta tecnología es empleada únicamente para distancias cortas.
- Transporte en tráiler de hidrogeno licuado (LH2): de manera alternativa, el hidrogeno puede ser licuado para el transporte. Este tipo de tecnología se emplea para medias distancias. Existe una gran diferencia en cantidad de hidrogeno transportado debido a la diferencia en la densidad volumétrica frente a la CGH2.

2.6.2 Transporte mediante hidroducto

Similar al gas natural, el hidrogeno puede ser transportado mediante gaseoducto. Esta forma de transporte es de las más económicas para grandes cantidades, y es ideal para el transporte hacia nudos de demanda industriales.

Gracias al alto factor de compresión del hidrogeno, la caída de presión a lo largo del gaseoducto es significativamente menor que si fuese gas natural, lo cual permite reducir la presión de transporte. Por otro lado, debido al bajo poder calorífico del hidrogeno, el transporte es menos eficiente que el del gas natural. Adicionalmente, debido a las características del hidrogeno existe una gran preocupación sobre el efecto negativo que puede tener este gas en las infraestructuras de transporte.

2.6.3 Transporte mediante barco

Debido al alcance global de la economía del hidrogeno, transportar hidrogeno mediante barco es tanto necesario, como la opción más económica. A partir de 7000km el transporte por barco es más rentable que el transporte por tubería y pese a que en algunos casos el coste sea similar, la flexibilidad de rutas que permite el transporte por barco ayuda a mitigar riesgos geopolíticos.

- Transporte por barco de gas comprimido (CGH2): el transporte mediante gas comprimido es el más sencillo ya que la compresión es la que menos consume de las alternativas (alrededor de 1.1 kWh/kgH2 [12]). Adicionalmente, el hidrogeno se puede inyectar directamente en el barco tras la compresión por lo cual también simplifica la infraestructura requerida. El principal punto en contra de esta tecnología es la baja densidad energética del CGH2.
- Transporte por barco de hidrogeno licuado (LH2): el transporte de hidrogeno liquido está viendo un auge en los últimos años debido a dos factores principalmente. Primero, como ya se ha comentado antes el hidrogeno licuado presenta una mayor densidad que el hidrogeno comprimido. Por otro lado, la experiencia en tecnologías similares puede ser fácilmente trasladada al transporte de hidrogeno, como por ejemplo la aplicada al gas natural licuado LNG. Otra ventaja que presenta el hidrogeno licuado es que el coste eléctrico de la compresión se realiza en el lado del exportador, el cual goza de costes energéticos menores. Por otro lado, debido al bajo punto de ebullición del hidrogeno y que no es posible la licuarlo de nuevo en el barco se inquieren en pérdidas significativas por presión y temperatura a lo largo del trayecto, lo cual hace que haya que invertir en caros equipos en el barco.

Una alternativa a las altas presiones del CGH₂ o a las bajas temperaturas del LH₂ es la conversión del hidrogeno a otras moléculas, para esto los principales candidatos son el amoniaco y el LOHC. El detalle de cómo funciona la conversión a amoniaco y LOHC se encuentra en el ANEXO III: Amoniaco & LOHC.

- Transporte por barco mediante amoniaco: los requisitos para el transporte de amoniaco son mucho más permisivos que las tecnologías anteriores, requiriendo únicamente 25º a 10 bar, además de tener un recorrido tecnológico de más de 100 años. Sin embargo, el proceso de síntesis del amoniaco en el lado del exportador consume más energía que la licuefacción de hidrógeno y el proceso de craqueo del amoniaco en el lado del importador consume energía adicional equivalente al 20% del LH₂.
- Transporte por barco mediante LOHC: en esta tecnología, el hidrogeno es transportado mediante hidrogenación y liberado mediante la reacción de deshidrogenación. Los LOHC pueden ser transportados muy fácilmente además de con gran seguridad. Debido a su similitud de propiedades con el diésel, puede aprovechar las infraestructuras actualmente construidas. A pesar de lo prometedor de esta tecnología, actualmente no se ha construido ninguna ruta de transporte.

A continuación, se muestra un esquema del proceso que siguen las distintas tecnologías de transporte por barco a lo largo de la cadena de valor:

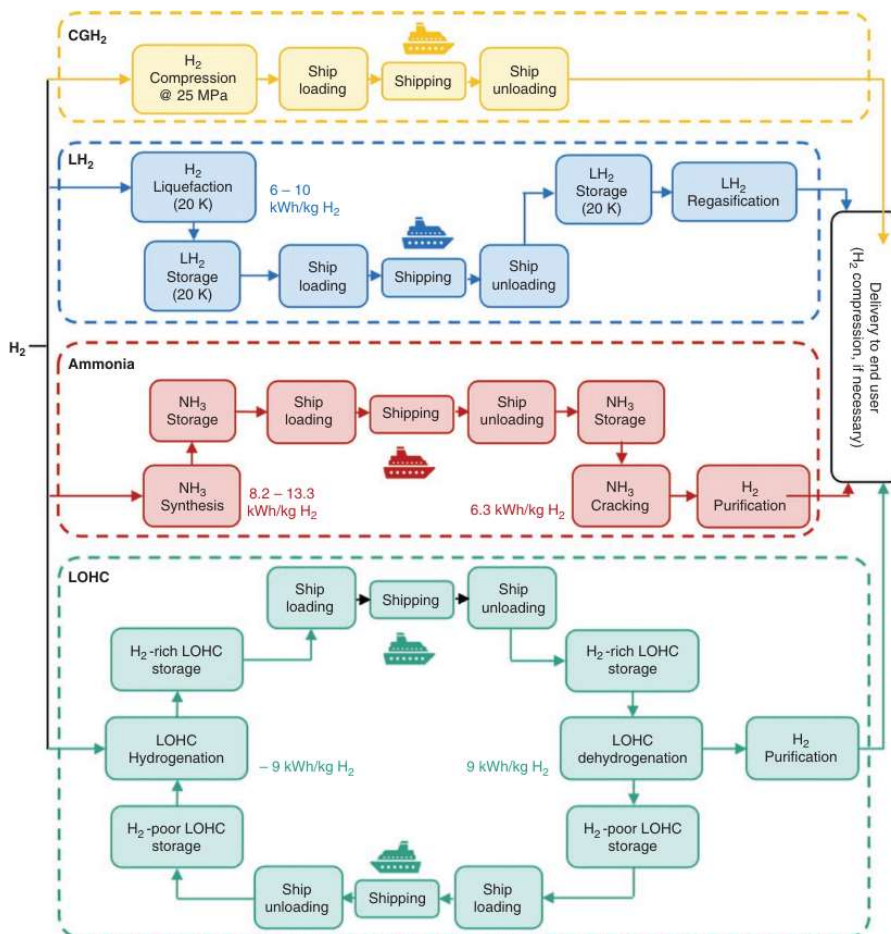


Figura 8: Cadena de valor del transporte de hidrógeno. [9]

3 Definición del trabajo

3.1 Justificación

Se prevé que el hidrogeno va a tener un rol crucial en la transición energética, actualmente hay una gran incertidumbre sobre los flujos que va a tomar el mercado global de hidrogeno en los próximos años. Adicionalmente, hay una gran falta de documentación y estudios públicos centrándose en este problema.

3.2 Objetivos

El objetivo de este trabajo es la realización de un modelo que nos permita predecir los flujos que tomará el mercado global de hidrogeno en el 2030.

Adicionalmente, debido a la naturaleza del trabajo se realizará una base de datos con información actualizada en aspectos relevantes al mercado de hidrógeno, tales como la demanda actual y futura de los países, la potencia de electrolizadores instalada y los costes de transporte entre regiones.

3.3 Metodología

Primero se realizará una recopilación de toda la información disponible sobre hidrogeno que se encuentre en internet. Para ello se prestarán especial atención a los documentos sobre el plan estratégico de hidrogeno de los países.

Para la realización del modelo se empleará Python, el cual debido a su versatilidad y numero de librerías, facilitará enormemente la labor de modelado.

3.4 Planificación

La planificación que se ha seguido ha sido la siguiente, por orden de dificultad de tareas o por prioridad de estas:

- I. Selección de países: se elegirán los países que se consideran con más relevancia en el futuro mercado de hidrogeno 2030.
- II. Cálculo LCOEs: se consultarán o calcularán los LCOEs renovables y nuclear en cada país, tanto en 2024 como en 2030.
- III. Cálculo de LCOHs: una vez se tengan los costes eléctricos de cada país, se añadirá el coste de los electrolizadores y se calculará su LCOH.
- IV. Estimación de coste de logística: se realizará un estudio sobre los costes de transporte según las distintas tecnologías disponibles (hidroducto, barco...)
- V. Demandas de hidrogeno: se estimará la futura demanda de los países mencionados a 2030.
- VI. Elaboración del modelo: se realizará un modelo en Python para simular los flujos comerciales entre países.
- VII. Análisis de sensibilidades: se estudiarán y simularán distintas situaciones para ver como afectarán al comercio global de hidrogeno.
- VIII. Obtención de conclusiones: una vez realizadas las distintas simulaciones se obtendrán conclusiones con los resultados obtenidos.
- IX. Presentación de resultados: maquetación de los resultados obtenidos y redacción final de la memoria.

3.5 Herramientas

Como se ha comentado anteriormente, para la labor de modelado se empleará el lenguaje de programación Python 3.10, con la librería PuLP 2.8.0 centrada en problemas de optimización.

Adicionalmente se emplean librerías como Pandas, Matplotlib para trabajar con los ficheros y las representaciones graficas respectivamente, realizadas en el trabajo.

Por otro lado, los cálculos de LCOH y LCOE se harán mediante hojas de cálculo en Microsoft Excel.

4 Definición del Problema

4.1 Países seleccionados

Primero se han de seleccionar los países que van a ser estudiados, para elegir los países se ha tenido en cuenta su relevancia en cuanto a la producción/demanda de hidrógeno. Los países seleccionados han sido: España, Alemania, Australia, Japón, Corea del Sur, Marruecos, Estados Unidos, Brasil, China y Oriente Medio.

Se detallan a continuación los países elegidos sobre un mapa:



Figura 9: Mapa con los países seleccionados para el estudio.

4.2 Planteamiento del modelo

Para modelar el problema propuesto, se utilizará un modelo programación lineal empleando el método Simplex. Para ello se empleará el lenguaje de programación Python como ya se ha comentado anteriormente. Concretamente, se deberá modelar un problema de transporte [13], el cual busca minimizar el coste de transporte entre distintos nodos.

A continuación se adjunta un esquema gráfico del problema descrito:

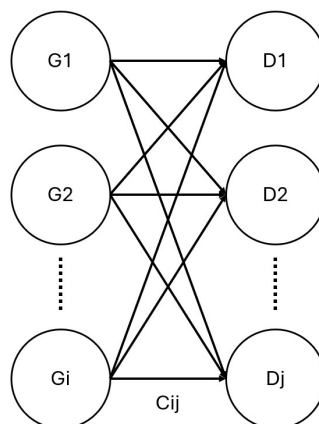


Figura 10: Representación gráfica del problema de transporte.

4.3 Definición de las entradas del modelo

Antes de empezar la programación del modelo, se debe conocer cuáles van a ser las entradas de este, dichas entradas servirán para estructurar los distintos apartados de este trabajo.

Las entradas del modelo que se van a estudiar son las siguientes:

- Coste de transporte: se calculará el coste de transporte de hidrógeno entre los diferentes países.
- Coste de generación del hidrógeno: se calculará el LCOH de las distintas tecnologías de generación de hidrógeno.
- Horas de funcionamiento del electrolizador: se asumirá que los electrolizadores están funcionando en isla, por lo que sus horas de funcionamiento irán ligadas a la tecnología de generación a la que estén conectados.
- Potencia instalada de electrolizadores en cada país.
- Coste del hidrógeno gris y azul.
- Porcentaje de la demanda que ha de ser suplida mediante hidrógeno bajo de emisiones.
- Demanda de los países seleccionados.

4.4 Definición de las salidas del modelo

Una vez se han identificado los parámetros de entrada del modelo, se ha de definir qué resultados vamos a obtener una vez realizada la simulación.

Los resultados a obtener son los siguientes:

- Cantidad de hidrógeno producido por tecnología y país.
- Cantidad de hidrógeno transportado entre países.
- Cantidad de hidrógeno gris y azul consumido en cada país.

Esquemáticamente, el diagrama del modelo es el siguiente:

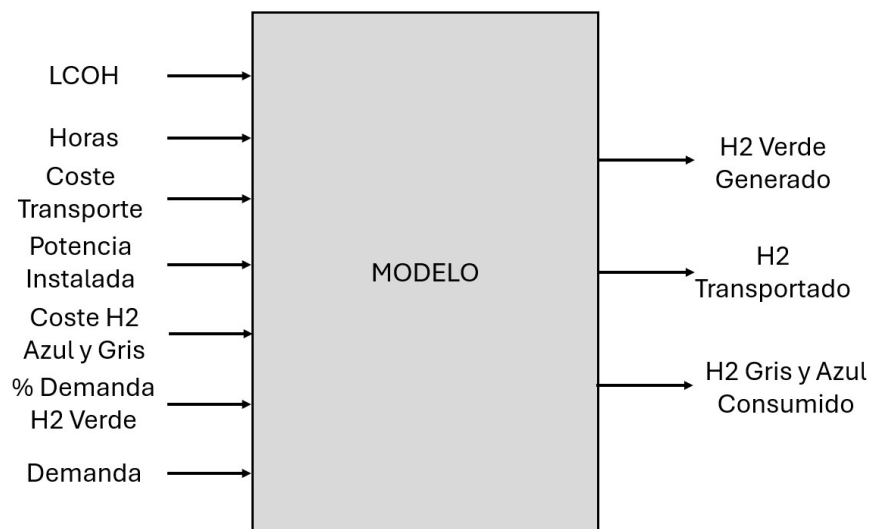


Figura 11: Entradas y salidas del modelo.

5 Costes de transporte

Para poder realizar la optimización es necesario conocer el coste de transporte del hidrogeno entre los distintos países estudiados según la tecnología empleada.

5.1.1 Transporte por hidroduto

Para el transporte por hidroduto se han tomado los valores proporcionados por la *European Hydrogen Backbone* [14] que estima los siguientes valores:

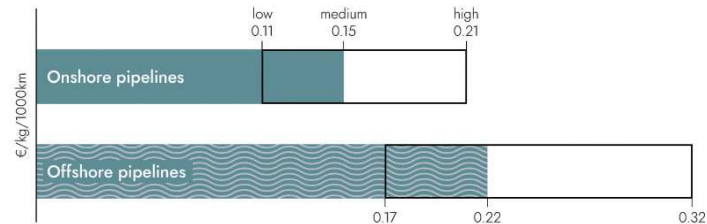


Figura 12: Costes de los hidrodutos onshore y offshore respectivamente. [14]

Concretamente se emplearán los siguientes valores:

- Hidroduto onshore: 0,15 €/kg·1000km
- Hidroduto offshore: 0,22 €/kg·1000km

Actualmente no hay ningún hidroduto offshore trabajando exclusivamente con hidrogeno pero actualmente hay numerosas iniciativas anunciadas.

5.1.2 Transporte por barco

La infraestructura prevista a 2030 de transporte marítimo es la siguiente:

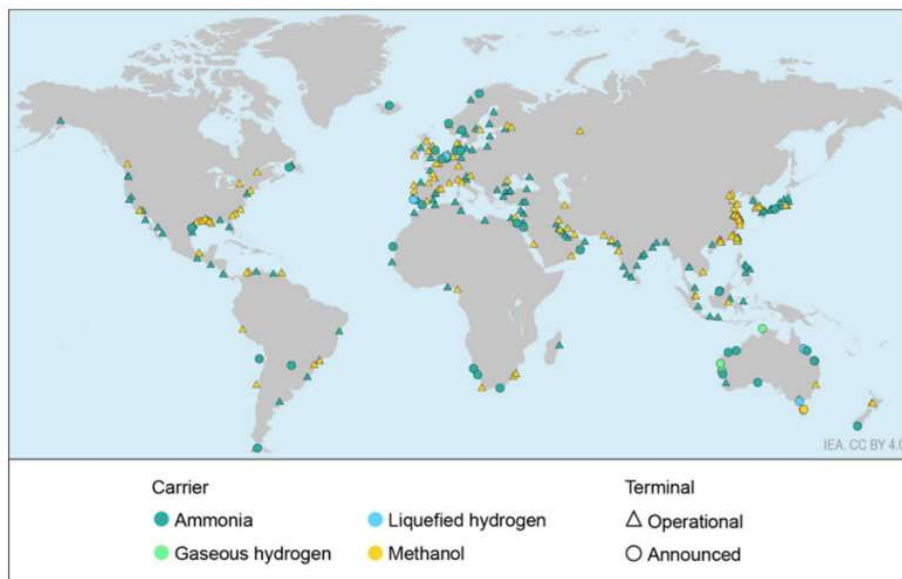


Figura 13: Infraestructura marítima para el transporte de hidrogeno prevista en 2030. [3]

Según la tecnología los costes son los siguientes:

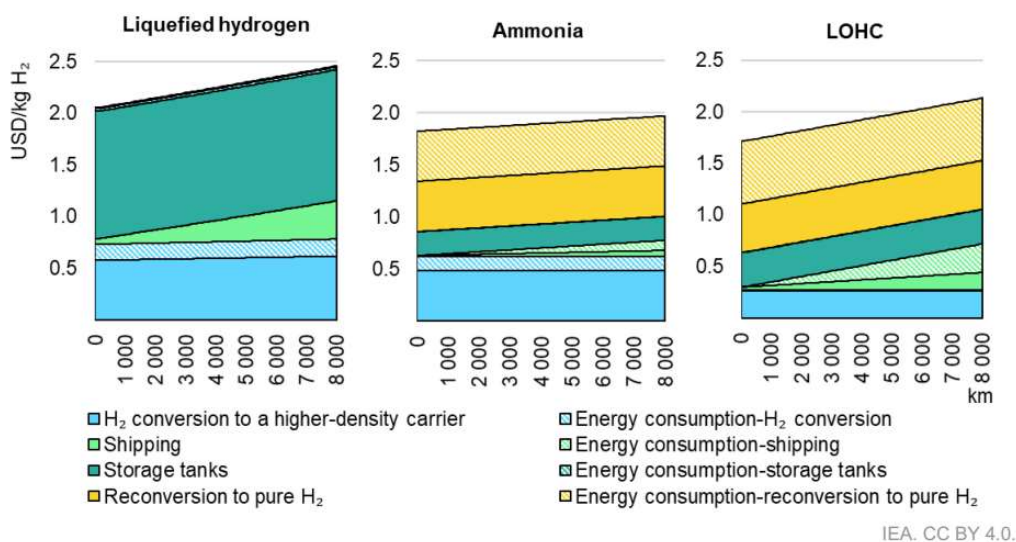


Figura 14: Coste de las distintas tecnologías de transporte marítimo. [15]

Concretamente se emplearán los siguientes valores:

- Hidrógeno licuado: $0,0594 \text{ €/}(\text{kg} \cdot 1000\text{km}) + 1,84 \text{ €/kg}$
- Amoniaco: $0,0356 \text{ €/}(\text{kg} \cdot 1000\text{km}) + 1,65 \text{ €/kg}$
- LOHC: $0,0594 \text{ €/}(\text{kg} \cdot 1000\text{km}) + 1,47 \text{ €/kg}$

Se puede apreciar como la expresión tiene una parte de costes fijos debido al proceso de introducir el gas en los barcos y una parte variable del transporte de este, se observa como la mayoría del coste viene de la parte fija.

A continuación se puede ver la evolución de los costes según la tecnología empleada:

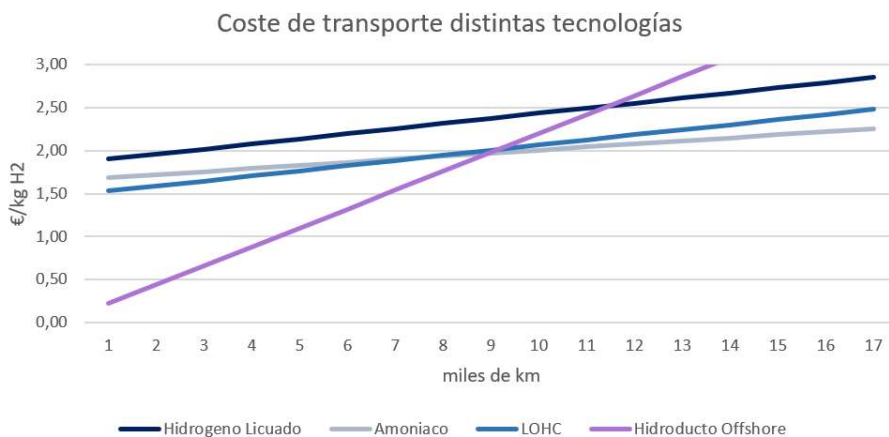


Figura 15: Coste de transporte distintas tecnologías.

Como se puede apreciar, la tecnología de hidrogeno licuado es siempre más cara, por lo tanto, esta no será considerada en los cálculos. Según la IEA la mayoría de los proyectos enfocados al comercio de hidrógeno están apostando por la tecnología de amoniaco, como se comentó en el apartado 2.6.3, aunque el proceso con amoniaco es más electro intensivo, la infraestructura actualmente existente y la experiencia de más de 100 años con el transporte de amoniaco hace que sea una tecnología menos

arriesgada a la hora de invertir. A continuación se adjuntan las predicciones de la IEA en materia de tecnología de transporte:

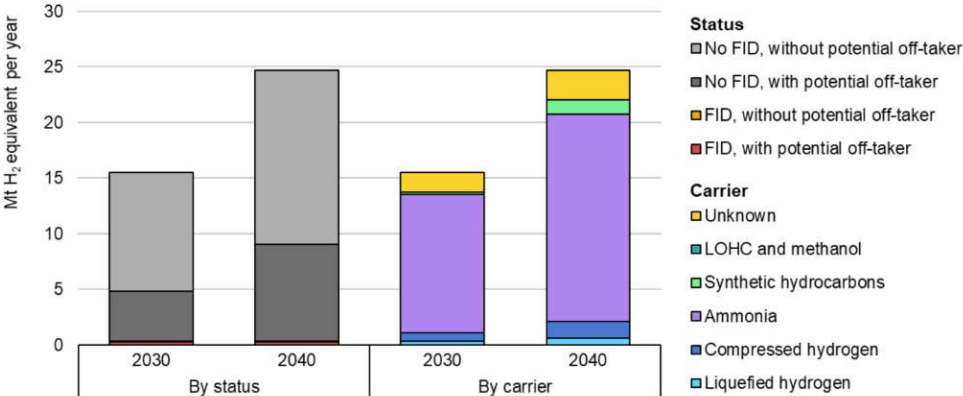


Figura 16: Tecnologías de transporte en 2030 y 2040. [3]

Como se puede apreciar en la figura anterior, no hay rutas de LOHC previstas para 2030 por lo que para el modelado de este problema se asumirán únicamente dos medios de transporte: transporte por hidroducto y transporte mediante barco de amoniaco.

5.1.3 Matriz de costes de transporte totales

Las tecnologías de interconexión entre países son las siguientes:

Tecnología de Transporte	España	Alemania	Oriente Medio	Australia	Japon-Corea	Marruecos	EEUU	Brasil	China
España	-	HD	SH	SH	SH	HD	SH	SH	SH
Alemania	HD	-	SH	SH	SH	SH	SH	SH	SH
Oriente Medio	SH	SH	-	SH	SH	HD	SH	SH	SH
Australia	SH	SH	SH	-	SH	SH	SH	SH	SH
Japon-Corea	SH	SH	SH	SH	-	SH	SH	SH	SH
Marruecos	HD	SH	HD	SH	SH	-	SH	SH	SH
EEUU	SH	SH	SH	SH	SH	SH	-	SH	SH
Brasil	SH	SH	SH	SH	SH	SH	SH	-	SH
China	SH	SH	SH	SH	SH	SH	SH	SH	-

SH- Transporte por barco
HD- Transporte por hidroducto

Figura 17: Tecnologías de interconexión.

Por tanto la matriz de costes queda de la siguiente manera:

Matriz de Coste H2 (€/kg)	España	Alemania	Oriente Medio	Australia	Japon-Corea	Marruecos	EEUU	Brasil	China
España	0,00	0,37	1,81	2,21	2,04	0,20	1,92	1,92	1,97
Alemania	0,37	0,00	1,78	2,17	1,98	1,77	1,93	1,98	1,91
Oriente Medio	1,81	1,78	0,00	2,06	1,96	1,01	2,05	2,05	1,86
Australia	2,21	2,17	2,06	0,00	1,89	2,22	2,18	2,22	1,91
Japon-Corea	2,04	1,98	1,96	1,89	0,00	2,07	2,00	2,25	1,76
Marruecos	0,20	1,77	1,01	2,22	2,07	0,00	1,93	1,90	1,99
EEUU	1,92	1,93	2,05	2,18	2,00	1,93	0,00	1,90	2,05
Brasil	1,92	1,98	2,05	2,22	2,25	1,90	1,90	0,00	2,24
China	1,97	1,91	1,86	1,91	1,76	1,99	2,05	2,24	0,00

Figura 18: Matriz de costes de transporte hidrógeno.

Los costes 0 son debido a que no se consideran costes de transporte por el interior de los países.

5.1.4 Uso del amoniaco sin reconversión

El amoníaco está emergiendo como un recurso clave, especialmente debido a su capacidad para ser utilizado como combustible en diversas aplicaciones industriales y de transporte. Cabe destacar su aplicación en la generación de energía, especialmente útil para realizar co-firing en centrales de carbón y su uso como combustible en la industria marítima, reduciendo significativamente las emisiones de carbono. Países como Japón, Corea del Sur y Australia están a la vanguardia en la investigación y el desarrollo de tecnologías relacionadas con el amoníaco.

Como se puede ver en la figura Figura 14: Coste de las distintas tecnologías de transporte marítimo. más de la mitad del coste fijo proviene de la reconversión de amoniaco a hidrógeno. Si se elimina esta reconversión, los costes de transporte quedan de la siguiente manera:

- Amoniaco: $0,0356 \text{ €/}(\text{kg} \cdot 1000\text{km}) + 0,82 \text{ €/kg}$

Para el estudio se reducirá el coste únicamente hacia el nudo Japón-Corea ya que son los principales interesados en esta tecnología:

Matriz de Coste H2 (€/kg)	España	Alemania	Oriente Medio	Australia	Japon-Corea	Marruecos	EEUU	Brasil	China
España	0,00	0,37	1,81	2,21	1,21	0,20	1,92	1,92	1,97
Alemania	0,37	0,00	1,78	2,17	1,15	1,77	1,93	1,98	1,91
Oriente Medio	1,81	1,78	0,00	2,06	1,13	1,81	2,05	2,05	1,86
Australia	2,21	2,17	2,06	0,00	1,06	2,22	2,18	2,22	1,91
Japon-Corea	1,21	1,15	1,13	1,06	0,00	1,24	1,17	1,42	0,93
Marruecos	0,20	1,77	1,01	2,22	1,24	0,00	1,93	1,90	1,99
EEUU	1,92	1,93	2,05	2,18	1,17	1,93	0,00	1,90	2,05
Brasil	1,92	1,98	2,05	2,22	1,42	1,90	1,90	0,00	2,24
China	1,97	1,91	1,86	1,91	0,93	1,99	2,05	2,24	0,00

Figura 19: Matriz de coste amoniaco.

Particularmente, Japón plantea sustituir distintas aplicaciones de generación de potencia y transporte marítimo por el amoniaco, lo que prevén que supondrá un incremento de demanda de 30 millones de Mt de amoníaco, o lo que es equivalente, 5 millones de Mt de hidrogeno. [16]

Además, este aumento de demanda se suplirá con hidrogeno verde y azul importado de distintos países.

6 Costes de Producción

6.1 LCOE 2030

En este apartado se realizará el cálculo del LCOE de cada país, el LCOE nos permite poder comparar el coste de la electricidad entre distintos países y tecnologías de generación.

6.1.1 Definición del LCOE

El LCOE es calculado comparando todos los costes incurridos en una planta en toda su vida útil con la energía total generada por esta.

Este cálculo puede ser realizado de numerosas maneras según lo detallado que quiera realizarse el análisis. Teniendo en cuenta el objetivo y alcance de este trabajo se realizará con el método del valor actual neto o “*net present value*” en inglés.

El cálculo del LCOE se realiza de la siguiente manera:

$$LCOE \text{ [€/MWh]} = \frac{CAPEX_0 + \sum_{t=1}^n \frac{OPEX_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_{t,el}}{(1+i)^t}}$$

Donde:

CAPEX ₀	Inversión total en €
OPEX _t	Coste total anualizado en €
E _{t,el}	Energía anual producida en MWh/año
i	Tasa de interés (WACC) %
n	Vida útil de la tecnología en años
t	Años (1,2,3,...,n)

6.1.2 Hipótesis y fuentes para el cálculo del LCOE

Debido a la falta de información sobre costes de inversión y operativos de muchos países y su proyección a 2030, se han tomado los valores de LCOE en 2030 de distintos informes:

- Para Alemania, China y Estados Unidos se ha tomado el valor de LCOE proporcionado por la IEA en su informe World Energy Outlook 2023 [1].
- Para Oriente Medio se han tomado los valores de LCOE proporcionados por la consultora RystadEnergy en su informe “Power surge: Solar PV to help meet soaring Middle East power demand, reduce reliance on fossil fuels”. [17] Debido a la falta de información sobre los costes de Marruecos, se han supuesto iguales a los de Oriente Medio. Las horas equivalentes de marruecos se han extraído del siguiente reporte: “Morocco Climatescope” por BloombergNEF [18] y de Oriente Medio de “Middle East Power Outlook 2035” por Siemens [19]
- Para Australia se han tomado los valores proporcionados por el informe “GenCost 2023-24” por CSIRO. [20]
- Japón y Corea debido a su similitud, se estudiarán como un único nodo. Sus valores de LCOE a 2030 han sido extraídos del informe “South Korea November 2023 Low Renewable Energy Ambitions Result in High Nuclear and Fossil Power Dependencies” por el Renewable Energy Institute. [21]
- Para España y Brasil, no se han encontrado los datos de LCOE por lo que se han tenido que calcular, los datos empleados para su cálculo se detallan en apartados posteriores. Las fuentes consultadas para el cálculo de España han sido: PNIET tanto español [22] como portugués [23].

Para Brasil se ha consultado “Solar and Wind Energy Resource Assessment (SWERA)” [24] y “Unveiling The Untapped Potential of Brazil Solar Energy Market” por Gustavo Sartori. [25]

6.1.3 Valores empleados para el cálculo del LCOE

Para el cálculo del LCOE se han estimado los siguientes valores de coste de capital y vida útil para cada tecnología:

Hipótesis	WACC	Vida media
Nuclear	8,5%	50
Solar	6,50%	25
Eolica Onshore	6,50%	25
Eolica Offshore	6,50%	25

Figura 20: Estimaciones del WACC y de la vida útil de las diferentes tecnologías. [1]

Los demás valores empleados para el cálculo se adjuntan a continuación, en la figura a continuación puede verse el coste de inversión de los países seleccionados:

Coste Inversion	España (€/kW)	Brasil (\$/kW)
Nuclear	na	na
Solar	742	750
Eolica Onshore	1016	1250
Eolica Offshore	3030	2000

Figura 21: Coste de inversión.

Adicionalmente se adjunta los costes fijos de operación y mantenimiento de los países seleccionados:

OPEX fijo + Variables	España (€/kW)	Brasil (\$/kW)
Nuclear	na	na
Solar	23	33,0
Eolica Onshore	41	27,4
Eolica Offshore	97	57,4

Figura 22: OPEX fijo + Variables (\$/kW).

Por último se detallan las horas de funcionamiento de todos los países y tecnologías ya que estos valores se emplearán más adelante:

Horas (h)	España	Alemania	Oriente Medio	Australia	Japón-Corea	Marruecos	EEUU	Brasil	China
Nuclear	0	0	0	7446	7446	0	7884	0	6132
Solar	1749	1226	1897	2453	1226	1897	1927	2716	1139
Eolica Onshore	2033	2628	2511	3679	1927	4202	3767	3635	2365
Eolica Offshore	3489	4906	3515	4468	2628	5259	4030	5090	3416

Figura 23: Factor de capacidad.

Debido a que aún no hay construidos proyectos offshore en Marruecos y Oriente Medio, hay una gran falta de información sobre las horas de funcionamiento de estos futuros parques, por ello se ha hecho una media de la diferencia entre valores de funcionamiento de los parques onshore y offshore y se ha sumado a los valores onshore, esta diferencia se ha calculado en un 12% aproximadamente. A continuación se puede ver la diferencia en horas de funcionamiento de las dos tecnologías:

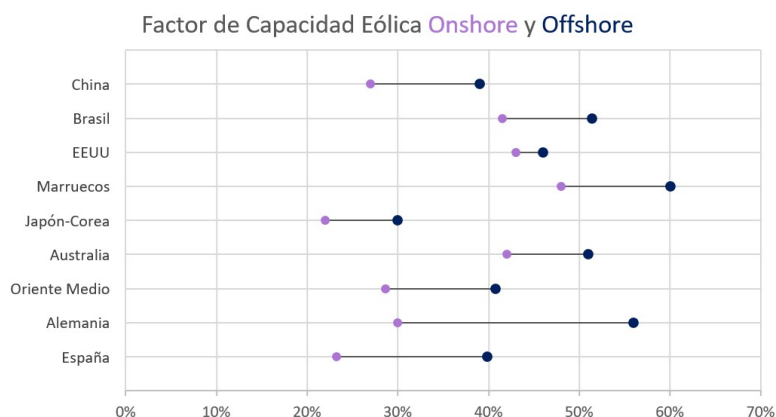


Figura 24: Factor de capacidad onshore y offshore.

La tasa de cambio entre dólares americanos y dólares australianos frente al euro empleada es la siguiente:

$$1\text{€} \qquad \qquad \qquad 1,08 \$ \qquad \qquad \qquad 1,66 \text{ AU\$}$$

Figura 25: Tasa de cambio empleada.

6.1.4 Resultados del LCOE

A continuación se pueden observar los valores de LCOE calculados en cada país:

LCOE Renovables+Nuclear (€/MWh)	España	Alemania	Oriente Medio	Australia	Japón-Corea	Marruecos	EEUU	Brasil	China
Nuclear	na	na	87,40	106,75	112,00	na	96,60	na	64,40
Solar	23,03	36,80	17,48	30,50	55,20	17,48	27,60	30,38	27,60
Eólica Onshore	41,04	50,60	29,44	45,75	55,20	29,44	27,60	25,23	36,80
Eólica Offshore	97,07	41,40	53,91	91,50	101,20	53,91	64,40	52,84	50,60

Figura 26: LCOEs calculados.

Con el LCOE de la eólica offshore ocurre el problema anteriormente mencionado, para proyectarlo se ha calculado la media de las ratios Offshore/Onshore de los países con información disponible. El valor calculado es de 1,8 veces aproximadamente.

También se presentan a continuación los resultados de forma gráfica:

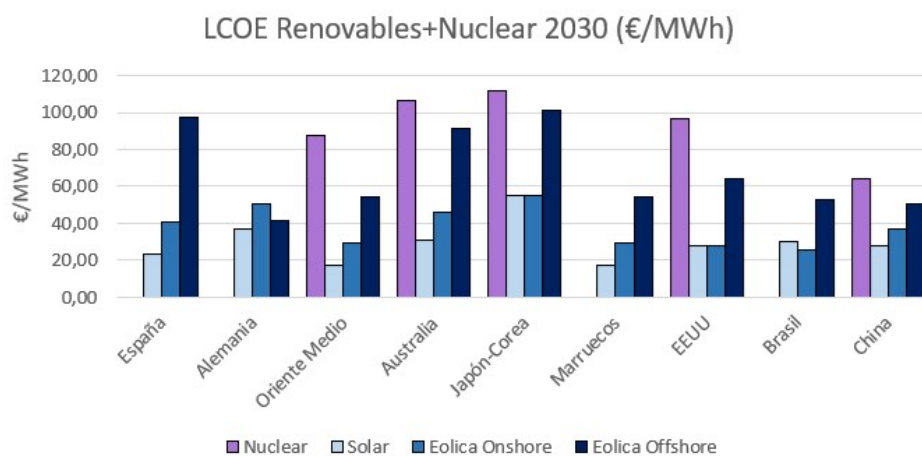


Figura 27: LCOE calculados.

A continuación se puede ver la diferencia que hay entre los distintos países según la tecnología empleada:

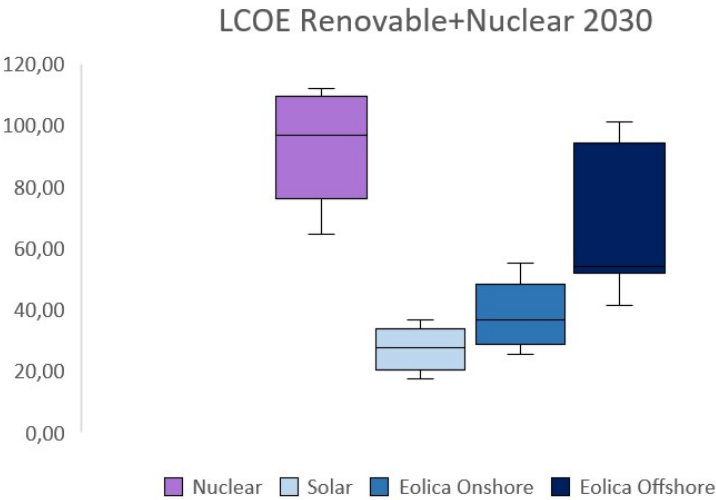


Figura 28: LCOE distintas tecnologías.

6.1.5 LCOE Situación actual

También resulta de utilidad conocer el valor actual de los LCOE en los distintos países, a continuación se resumen los valores obtenidos para 2024:

LCOE Renovables+Nuclear (€/MWh)	España	Alemania	Oriente Medio	Australia	Japón-Corea	Marruecos	EEUU	Brasil	China
Nuclear	147,20	na	87,40	164,70	88,32	87,40	96,60	na	64,40
Solar	23,78	50,00	17,48	35,56	158,24	17,48	46,00	42,32	46,74
Eolica Onshore	41,04	60,00	29,44	39,56	128,80	29,44	32,20	30,91	54,28
Eolica Offshore	97,09	90,00	na	78,20	184,00		115,00	na	75,26

Figura 29: LCOE Situación Actual.

6.2 Cálculo del LCOH

Para el cálculo del coste de generación de cada país se ha calculado el LCOH de las diferentes tecnologías de la misma forma que se calculó el LCOE en secciones anteriores.

Actualmente el CAPEX de los electrolizadores es de alrededor de 1250 \$/kW, lo cual son unos 1100 €/kW. La IEA estima una reducción del 70% en 2030, obteniendo un CAPEX de aproximadamente 330 €/kW. [3]

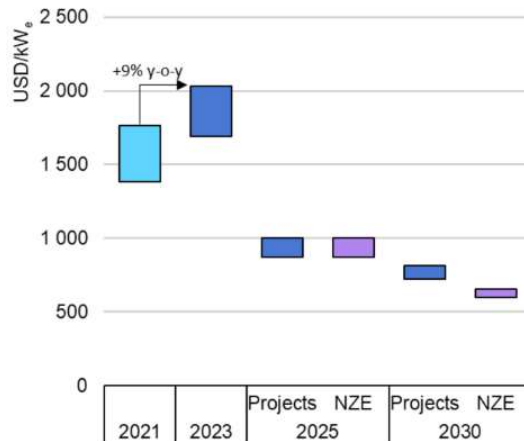


Figura 30: Evolución del CAPEX según la IEA. [3]

Se adjuntan a continuación las demás hipótesis empleadas y los resultados obtenidos, dichas hipótesis se realizan con vistas a 2030:

Hipótesis del Modelo

WACC	8%
Vida útil	25
CAPEX Electrolizador (€/kW)	330
Eficiencia Electrolizador	69%
Poder Calorífico Inferior H2 (kWh/kg)	33,33

Figura 31: Hipótesis empleadas para el cálculo del LCOH [3].

Se ha supuesto que las horas de funcionamiento son iguales a las horas equivalentes de la tecnología de generación eléctrica a la que se va a conectar el electrolizador, adicionalmente se supone que esta tecnología nunca va a limitar la capacidad de generación de hidrógeno.

Los resultados obtenidos son los siguientes:

LCOH Renovables+Nuclear (€/MWh)	España	Alemania	Oriente Medio	Australia	Japón-Corea	Marruecos	EEUU	Brasil	China
Nuclear	na	na	91,54	110,90	59,35	na	100,52	na	69,44
Solar	40,71	62,01	33,78	43,10	80,41	45,47	43,64	41,76	54,75
Eólica Onshore	56,25	62,36	41,75	54,15	71,24	36,80	35,81	33,74	49,87
Eólica Offshore	105,93	47,70	62,58	98,42	112,96	59,79	72,07	59,71	59,65

Figura 32: LCOH Renovables+Nuclear calculados.

Para poder trabajar más cómodamente con los datos se transformarán en kg de hidrógeno, para ello debemos utilizar el rendimiento del electrolizador y el poder calorífico del hidrógeno.

El poder calorífico [energía/masa], se define como la energía total liberada en forma de calor durante la combustión de una determinada cantidad de sustancia, en este caso hidrógeno, en condiciones estándar. Existen dos tipos de poder calorífico: Poder calorífico superior o inferior.

- Poder Calorífico Superior (PCS): indica el límite superior de energía térmica disponible en una combustión completa, este valor se calcula dejando enfriar los productos de la combustión a la temperatura que tenían antes de la misma, típicamente 25º.
- Poder Calorífico Inferior (PCI): contrariamente al PCS el PCI tiene en cuenta la energía perdida por la vaporización del agua, por tanto al restar esta al valor del PCI podemos obtener el PCS.

Una definición alternativa es la cantidad de energía en forma de calor liberada hasta enfriar los productos de la combustión hasta 150º, por tanto el agua no llega a condensarse.

Típicamente el sector energético emplea el PCS, especialmente los ciclos combinados, por lo que también se empleará este valor en este estudio.

Por tanto, la fórmula empleada es la siguiente:

$$\left[\frac{\text{€}}{\text{kg H2}} \right] = \left[\frac{\text{€}}{\text{MWh e}} \right] \cdot \frac{1}{\eta_{EZZ}} \left[\frac{\text{MWh e}}{\text{MWh H2}} \right] \cdot PCS \left[\frac{\text{MWh H2}}{\text{kg}} \right]$$

Finalmente obtenemos los siguientes valores de LCOH en €/kg:

LCOH Renovables+Nuclear (€/kg)	España	Alemania	Oriente Medio	Australia	Japón-Corea	Marruecos	EEUU	Brasil	China
Nuclear	na	na	5,23	6,33	3,39	na	5,74	na	3,96
Solar	2,32	3,54	1,93	2,46	4,59	2,60	2,49	2,38	3,13
Eólica Onshore	3,21	3,56	2,38	3,09	4,07	2,10	2,04	1,93	2,85
Eólica Offshore	6,05	2,72	3,57	5,62	6,45	3,41	4,11	3,41	3,41

Figura 33: LCOH Renovables+Nuclear calculados.

A continuación se muestran de forma gráfica los resultados obtenidos:

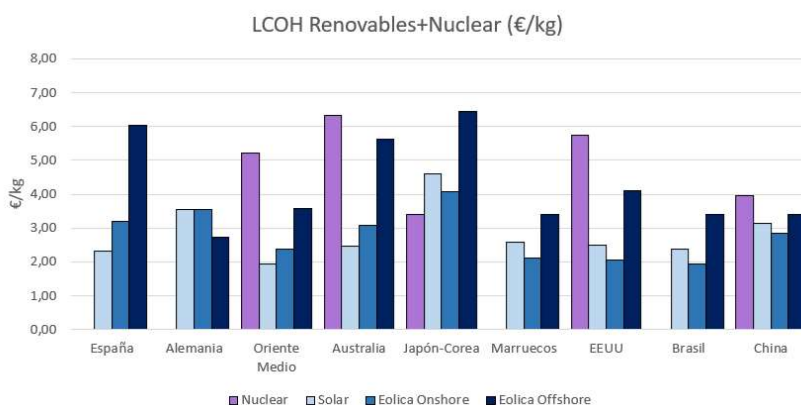


Figura 34: LCOH calculados.

A continuación se puede ver la diferencia que hay entre los distintos países según la tecnología empleada:

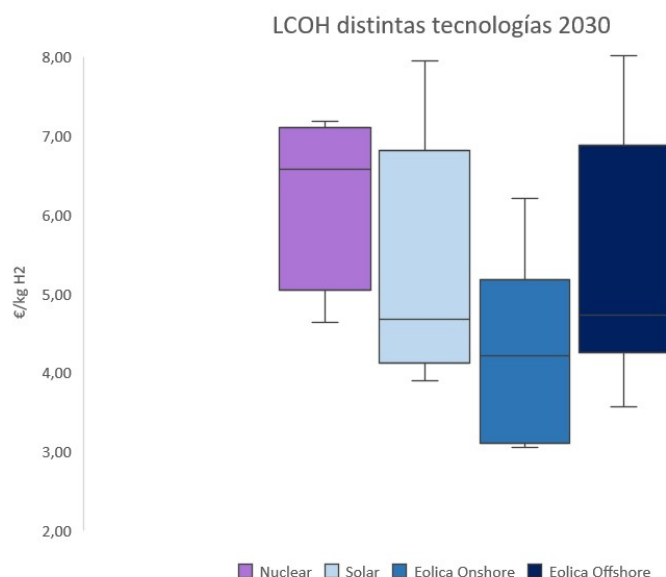


Figura 35: LCOH distintas tecnologías.

Como se puede ver en las gráficas anteriores, la tecnología menos competitiva, es la nuclear, seguido de la eólica offshore.

6.3 LCOH gris y azul

En este apartado calcularemos el LCOH del hidrógeno gris y azul. Para ello se emplearán los datos aportados, por el estudio “Analysis of hydrogen production costs in Steam-Methane Reforming considering integration with electrolysis and CO2 capture” por Mary Katebah, Ma’moun Al-Rawashdeh, Patrick Linke. [26]

En el estudio anteriormente mencionado, se toma un valor de gas natural de: 3.7 \$/GJ, para este estudio se particularizará este dato para cada país, así como la sensibilidad de este frente a los cambios de precio como los vistos durante el año 2022 durante la guerra de Ucrania.

Los datos empleados se indican a continuación:

Gris		Otros datos	
Demanda Gas Natural (kg GN/kg H2)	3,20	Factor de utilización	85%
Emisiones CO2 Especificas (kg CO2/kg H2)	8,50	Vida Útil (años)	20
CAPEX (\$/kg H2)	0,14	WACC SMR	7%
OPEX (\$/kg H2)	0,75	WACC SMR+CSS	7%
Azul			
Demanda Gas Natural (kg GN/kg H2)	3,40		
Emisiones CO2 Especificas (kg CO2/kg H2)	1,20		
CAPEX (\$/kg H2)	0,26		
OPEX (\$/kg H2)	0,81		
Coste de almacenamiento (\$/kg H2)	0,14		

Figura 36: Datos empleados para el cálculo del LCOH gris y azul.

Para calcular el LCOH azul y gris se han sumado todos los costes proyectados al presente de las plantas y se han nivelado pasando todos los valores al valor presente:

$$LCOH = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^{vida\ util} \frac{(OPEX + Precio\ GN \cdot Consumo\ GN + Precio\ Emisiones \cdot Emisiones)}{(1 + wacc)^t}}{\frac{1 - (1 + wacc)^{-t}}{wacc}}$$

6.3.1 Precio emisiones CO₂

Un valor muy relevante para el cálculo del coste de estas tecnologías es el precio de las emisiones de CO₂ que presenta cada país. A continuación se puede ver los precios en cada país en 2024:

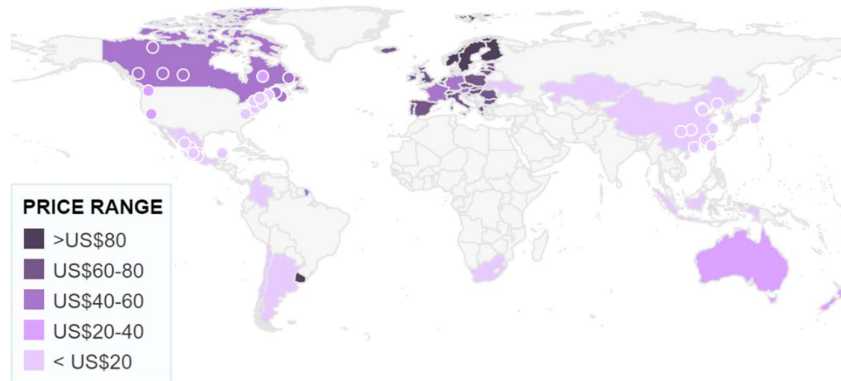


Figura 37: Precio emisiones de CO₂ a nivel mundial. [27]

A continuación se presentan los datos concretos empleados:

Coste de emisiones	(€/ton CO ₂)
España	56,40
Alemania	44,50
Oriente Medio	0,00
Australia	20,15
Japon-Corea	3,68
Marruecos	0,00
EEUU	21,62
Brasil	0,00
China	11,56

Figura 38: Costes de emisiones por país. [27]

Se estudiará también el escenario en el que los costes de emisiones se encarezcan, para ello se usará como referencia la evolución de precios en la unión europea, habiendo aumentado estos una media de 12,5 €/ton [28] por año como se puede ver en la gráfica a continuación:

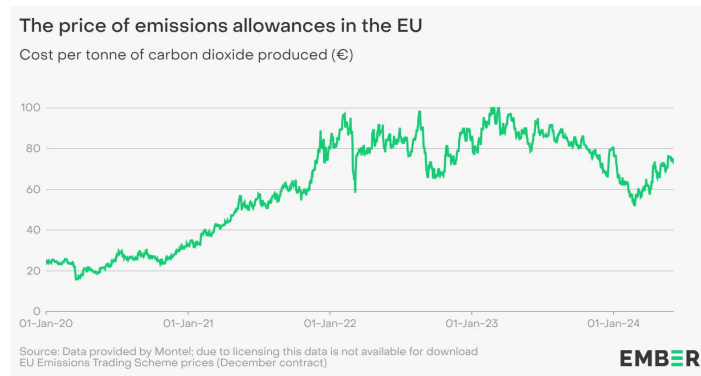


Figura 39: Precios de emisión de CO₂ en la unión europea. [28]

6.3.2 Precio del gas natural

Para el precio del gas natural se han consultado los siguientes indicadores:

- Para el precio europeo, es decir España y Alemania, se ha empleado el indicador “Natural Gas EU Dutch TTF” [29]. El valor en 2024 es de 35,32 €/MWh.



Figura 40: Precio del gas natural en Europa durante los últimos 5 años. [29]

- Para oriente medio y marruecos se ha tomado el valor “Platts Middle East Marker (MEM) LNG Price Assessment” [30] con un valor actual de 9,875 \$/MMBtu.

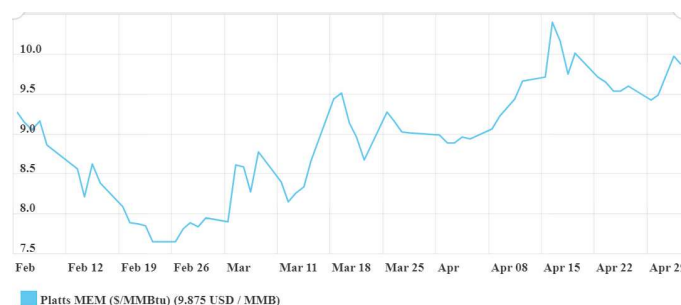


Figura 41: Precio del gas natural en Oriente Medio y Marruecos. [30]

- Para los valores de Japón-Corea se han tomado los valores de “Platts JKM™ (Japan Korea Marker) LNG Price Assessment” [31] con un valor actual de 10,426 \$/MMBtu.

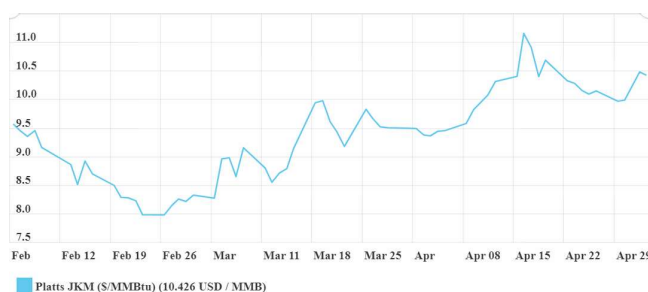


Figura 42: Precio del gas natural en Japón-Corea. [31]

- Para el valor de Estados Unidos se ha tomado el valor de “Henry Hub Natural Gas Index” [32] con un valor de 2,63 \$/MMBtu.

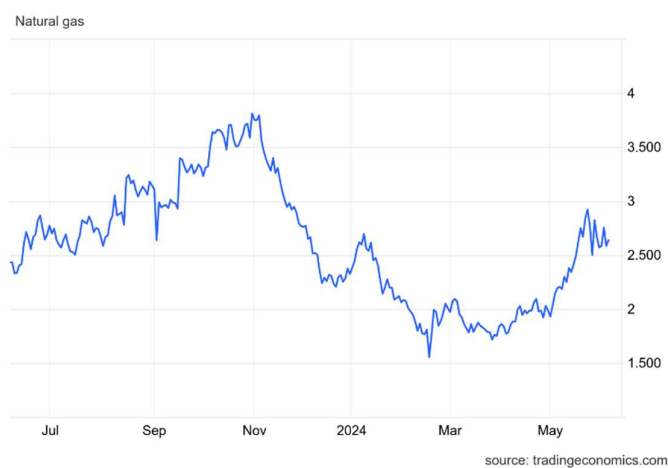


Figura 43: Precio del gas natural EE. UU. [32]

- Para el valor de Australia se ha tomado el valor proporcionado por el regulador energético australiano [33], con un valor de 11,02 \$AU/GJ

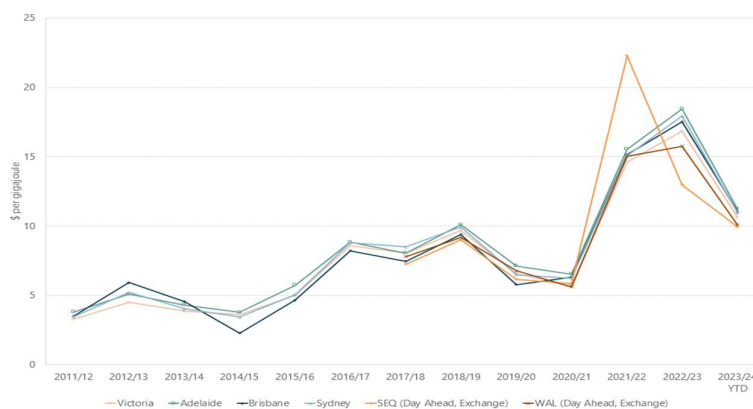


Figura 44: Precio del gas natural en Australia. [33]

- Para el valor de Brasil, se ha consultado el valor proporcionado por Argus Media en su informe sobre los precios del gas natural en Brasil [34], con un valor actual de 12.316 \$/MMBtu
- Para el valor de China, se ha tomado un valor medio de 4500 ¥/ton, consultado en ECHEMI [35].

Region	Average Price
Heilongjiang Liquefied Natural Gas	4700.0Yuan/mt
Inner Mongolia Liquefied Natural Gas	4500.0Yuan/mt
Shandong Liquefied Natural Gas	4520.0Yuan/mt
Southern Jiangsu Liquefied Natural Gas	4520.0Yuan/mt
Guizhou Liquefied Natural Gas	4350.0Yuan/mt
Sichuan Liquefied Natural Gas	4250.0Yuan/mt
Henan Liquefied Natural Gas	4500.0Yuan/mt
Zhejiang Liquefied Natural Gas	4460.0Yuan/mt
Shanxi Liquefied Natural Gas	4390.0Yuan/mt
Gunagxi Liquefied Natural Gas	4350.0Yuan/mt

Figura 45: Precio gas natural en China. [35]

A continuación, se deben transformar todos los precios a €/kg para poder trabajar con ellos, para esto utilizaremos los siguientes factores de conversión:

Unidades	m3	kg
1 GJ	26,137	18,59
1 MMBtu	28,26	20,10
1 MWh	94,741	67,38
1 m3	0,711 kg	

Figura 46: Factores de conversión gas natural.

Obteniendo finalmente los siguientes valores de gas natural:

Precio Gas Natural	€/kg	€/MWh
España	0,52	35
Alemania	0,52	35
Oriente Medio	0,46	31
Australia	0,38	26
Japon-Corea	0,49	33
Marruecos	0,46	31
EEUU	0,12	8
Brasil	0,57	39
China	0,59	39

Figura 47: Precio gas natural €/kg y €/MWh.

6.3.3 LCOH hidrógeno gris y azul

A continuación se muestran los valores obtenidos de LCOH azul y gris:

LCOH (€/kg)	Gris	Azul
España	2,91	2,82
Alemania	2,81	2,81
Oriente Medio	2,20	2,51
Australia	2,13	2,27
Japon-Corea	2,32	2,60
Marruecos	2,20	2,51
EEUU	1,33	1,41
Brasil	2,56	2,89
China	2,73	2,97

Figura 48: Valores de LCOH gris y azules calculados.

De forma gráfica se puede ver fácilmente la correlación que tiene el LCOH con el precio del gas natural:

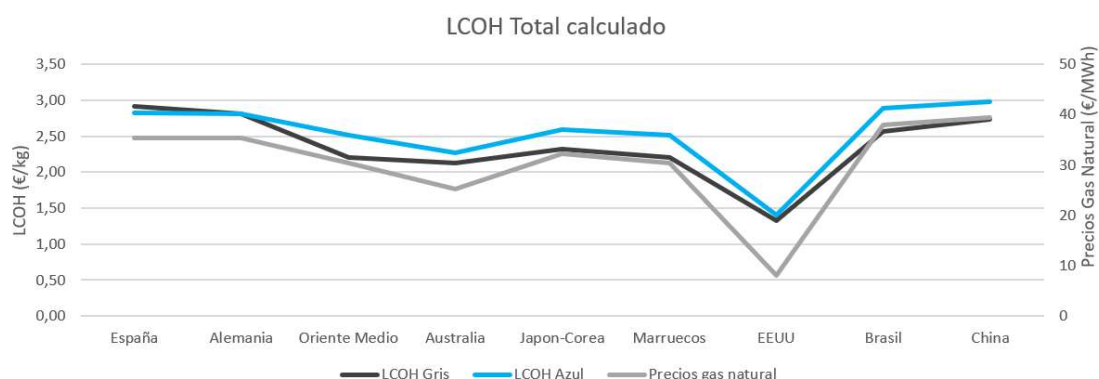


Figura 49: LCOH Azul y Gris calculados.

6.4 Sensibilidades LCOH gris y azul

Como se comentó anteriormente, es interesante estudiar las sensibilidades de los LCOH gris y azul frente a cambios en los costes de operación. Concretamente se van a estudiar dos casos:

- Supply shock del gas natural.
- Subida de los precios de emisión de dióxido de carbono.

6.4.1 Supply Shock del gas natural

Un *Supply Shock* o perturbación de la oferta es un acontecimiento inesperado que modifica súbitamente la oferta de un producto o mercancía, provocando un cambio imprevisto en el precio. [36]

La guerra de Ucrania ha tenido un gran impacto en los precios europeos del gas, provocando subidas significativas llegando hasta los 340 €/MWh, lo que supone un aumento de 10 veces su valor aproximadamente. Por otro lado, países alejados del conflicto como Estados Unidos no sufrieron este impacto tan duramente, pero igualmente el precio de gas natural se incrementó en aproximadamente 5 veces. Otros países como Australia o China y demás países estudiados duplicaron sus precios.

A continuación se muestran los LCOH si se repitiese un conflicto de características similares:

LCOH (€/kg)	Gris	Azul	Precio GN (€/MWh)
España	18,01	18,86	353
Alemania	17,91	18,85	353
Oriente Medio	3,65	4,05	61
Australia	3,32	3,54	50
Japon-Corea	16,06	17,20	322
Marruecos	3,65	4,05	61
EEUU	2,87	3,04	41
Brasil	9,78	10,56	190
China	4,60	4,96	79

Figura 50: LCOH si ocurriese un supply shock.

Si se diese un conflicto de características similares, varios países estarían en una posición muy favorable si generasen su hidrogeno con tecnología verde.

6.4.2 Subida del coste de las emisiones de dióxido de carbono

Otro escenario con gran interés en su análisis es el de que sensibilidad tienen los LCOH frente a los precios de emisiones de carbono. Se ha calculado que para que las tecnologías de captura de emisiones sean igual de costosas que la tecnología sin captura los costes han de subir de la siguiente forma:

País	Incremento (%)	Precio CO2 (€/ton)
España	~	56,40
Alemania	~	44,50
Oriente Medio	~	42,00
Australia	195%	39,29
Japon-Corea	1150%	42,32
Marruecos	~	42,00
EEUU	150%	32,43
Brasil	~	45,00
China	1783%	45,68

Figura 51: Incremento en el coste de emisiones para lograr igualdad de costes entre hidrogeno gris y azul.

Países dentro de la unión europea están realizando numerosas políticas con el fin de incrementar el coste de las emisiones de carbono lo cual hace que el hidrogeno azul sea competitivo actualmente frente al hidrogeno gris, países como Australia y Estados Unidos son los que menor presión fiscal deben ejercer para igualar los costes entre el hidrogeno gris y azul.

En el escenario descrito anteriormente, los LCOH quedarían de la siguiente manera:

LCOH (€/kg)	Gris	Azul
España	2,91	2,82
Alemania	2,81	2,81
Oriente Medio	2,56	2,56
Australia	2,29	2,29
Japon-Corea	2,65	2,65
Marruecos	2,56	2,56
EEUU	1,42	1,42
Brasil	2,94	2,94
China	3,02	3,02

Figura 52: LCOH con un aumento en el coste de emisiones.

Pese a que con esta medida se logra la viabilidad económica de una tecnología aparentemente menos contaminante, los LCOH verdes aún están lejos de este valor.

6.5 Comparación de los distintos LCOH

6.5.1 LCOH 2030

A continuación, se muestran los valores de LCOH obtenidos con las hipótesis de CAPEX de electrolizador (330 €/kW) proyectada por la IEA en 2030:

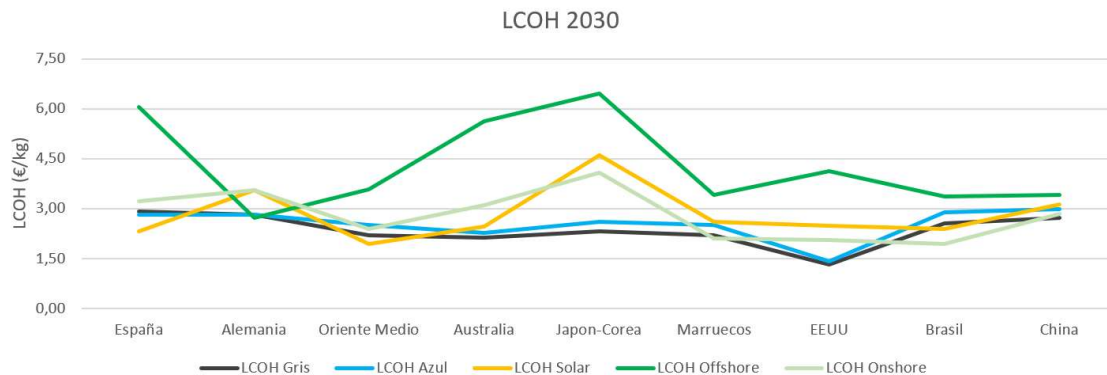


Figura 53: Comparación LCOH en 2030 bajo el escenario 2030.

Como se puede ver, en algunos países como España, Alemania, Oriente medio o Brasil los costes del hidrogeno verde son inferiores al hidrogeno gris y azul.

6.5.2 LCOH situación 2030 más realista

La estimación de CAPEX de electrolizador realizada por la IEA se considera excesivamente optimista, ya que hay grandes dudas de que en tan solo 5 años se vaya a reducir este CAPEX en un factor de 4 veces. Por ello, también se adjunta la comparativa de los distintos LCOH con un CAPEX de electrolizador con un coste intermedio de 770 €/kW, valor que se considera más realista aunque sigue siendo bastante optimista:

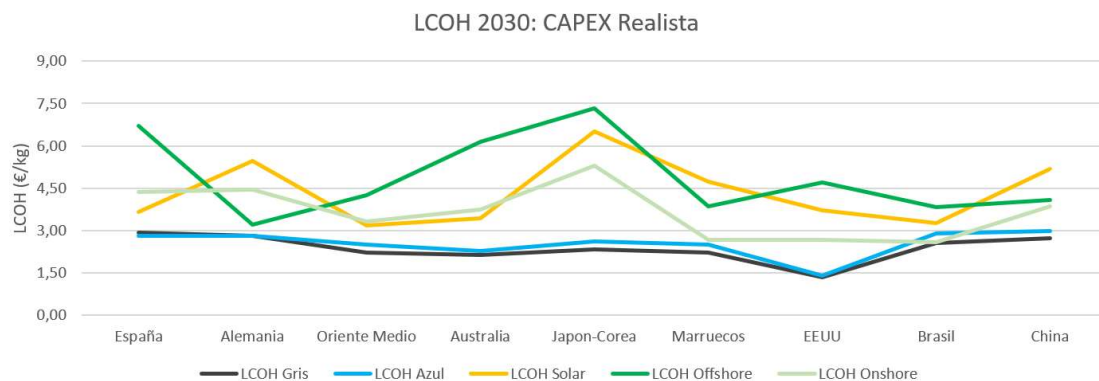
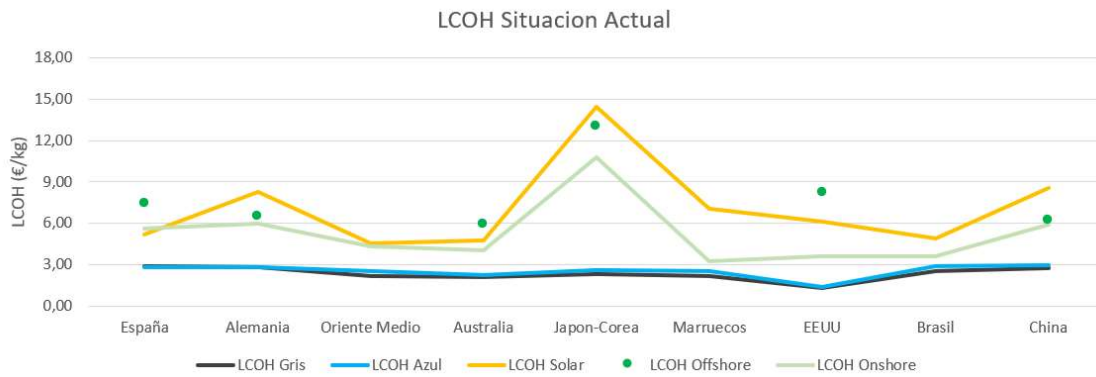


Figura 54: Comparación LCOH en 2030 bajo un escenario realista.

Cabe destacar el bajo precio de la Offshore Alemana, siendo de los más baratos del sistema.

6.5.3 LCOH con precios actuales

Adicionalmente, se adjunta la comparativa de LCOH con la situación actual de CAPEX de electrolizador (1250 €/kW) y LCOEs actuales:



6.6 ¿Competitividad frente al hidrógeno gris y azul?

Como se ha comentado en estos apartados, el hidrógeno verde aún no consigue alcanzar al hidrógeno gris ni con la tecnología de generación más competitiva en los escenarios más realistas.

Al ver estos resultados se plantea la pregunta, ¿merece la pena realizar estas inversiones en hidrógeno verde si no es competitivo en 2030? La respuesta es afirmativa, esto es debido al papel que va a tomar la regulación en la creación de demanda de este hidrógeno fomentando su consumo, incluso obligando a que un porcentaje del consumo sea de origen renovable, asegurando así las rentabilidades de los proyectos.

En el apartado 8, se estudiará las distintas medidas que están tomando los gobiernos para fomentar el consumo de hidrógeno verde sobre el hidrógeno gris.

7 Demanda de hidrogeno

La futura demanda de hidrógeno dependerá de la cantidad de sectores que consigan adoptar este tipo de tecnología, sustituyendo tecnologías actualmente instaladas o aumentando la demanda existente.

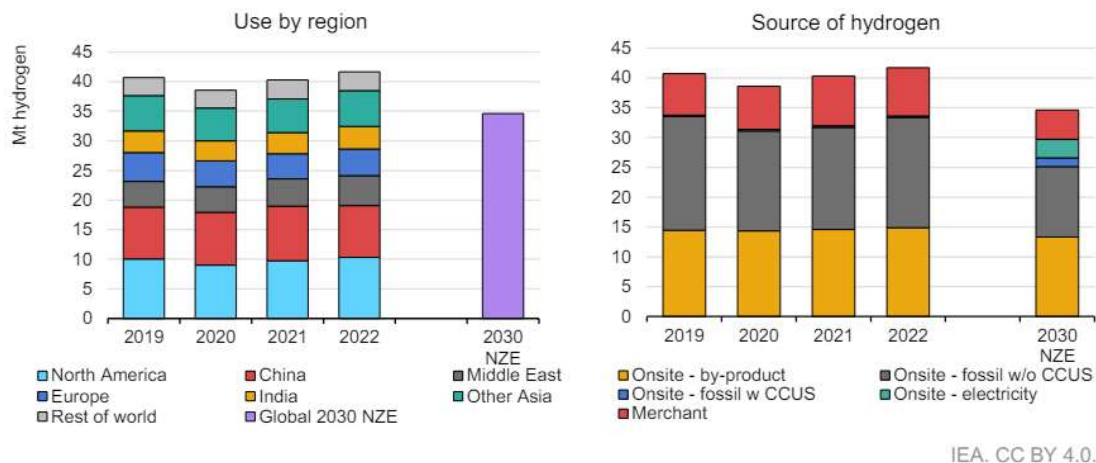
7.1 Usos actuales del hidrogeno

Actualmente el hidrogeno está siendo demandado por las siguientes industrias.

7.1.1 Refinerías

El uso del hidrogeno en refinerías alcanzó en 2022 un máximo de 41 Mt. La mayoría de esta demanda vino de parte de Estados Unidos y Oriente Medio.

Aproximadamente un 80% del hidrogeno consumido es producido en la propia refinería, con alrededor de un 55% producido específicamente y el resto derivado de las distintas operaciones de refinado. Actualmente, menos de un 1% del hidrogeno está siendo producido con tecnologías bajas en emisiones. El 20% restante es producido fuera de las refinerías pero igualmente mediante técnicas altas en emisiones.



IEA. CC BY 4.0.

Figura 55: Consumo de hidrogeno en refinerías por país y por fuente de energía.

7.1.2 Industria

La industria supuso un consumo de 53 Mt de hidrógeno en 2022, del cual un 60% estaba destinado a la producción de amoniaco, un 30% a la producción de metanol y un 10% en el sector del acero. Prácticamente el 100% del hidrogeno consumido es producido in situ en los lugares donde se consumirá mediante combustibles fósiles.

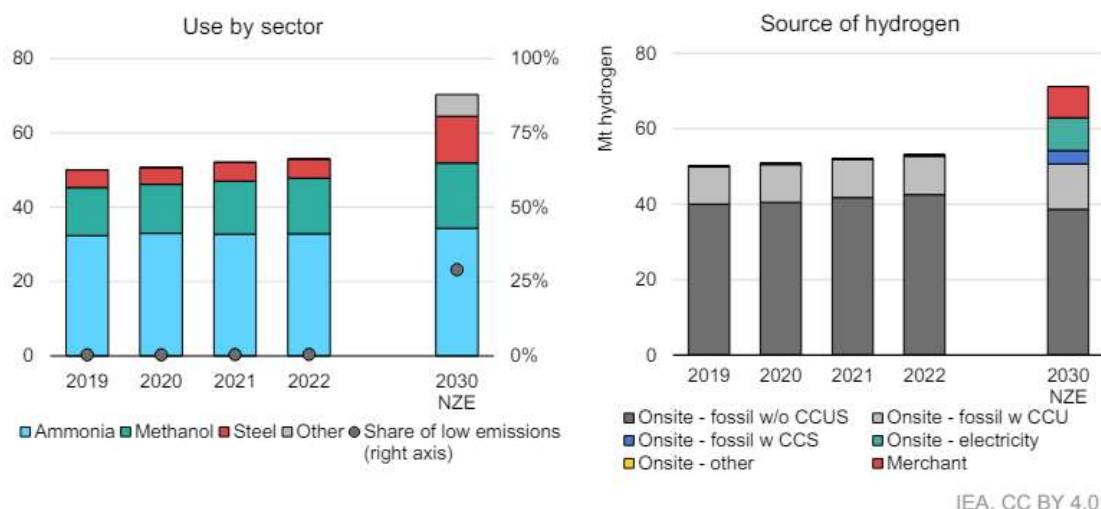


Figura 56: Uso del hidrógeno por industria y por fuente de energía

7.1.3 Movilidad

El hidrógeno destinado a la movilidad está creciendo a una gran velocidad, aunque se ha de tener en cuenta que se parte de un consumo muy bajo. El interés de China por el hidrógeno aplicado a los vehículos pesados hace que estén especialmente desarrollados en este aspecto, suponiendo más de la mitad de la demanda de este tipo.

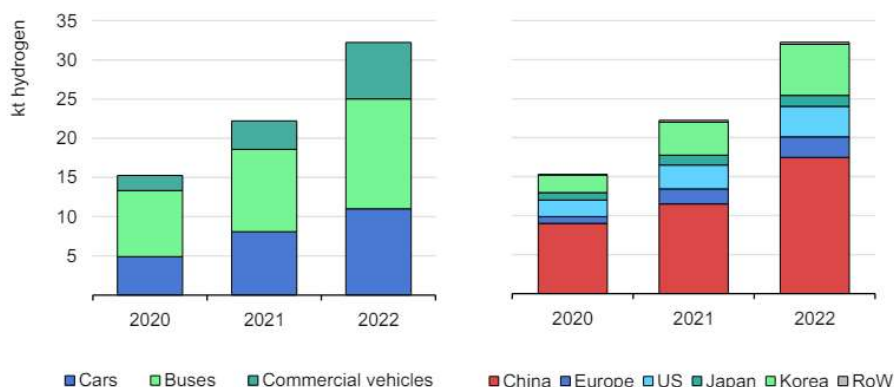


Figura 57: Demanda de hidrógeno sector movilidad por uso y país.

7.1.4 Edificación

La demanda de hidrógeno en edificación actualmente es despreciable, sin desarrollos significativos en los últimos años. Como parte de las iniciativas contra el cambio climático hay un interés en neutralizar las emisiones de los edificios, pero actualmente ya existen tecnologías más atractivas que el hidrógeno como las bombas de calor o la calefacción por distritos. El uso potencial del hidrógeno en los edificios se menciona vagamente en los planes nacionales sobre el hidrógeno. Pese a esto la IEA estima una demanda de 1Mt en 2030.

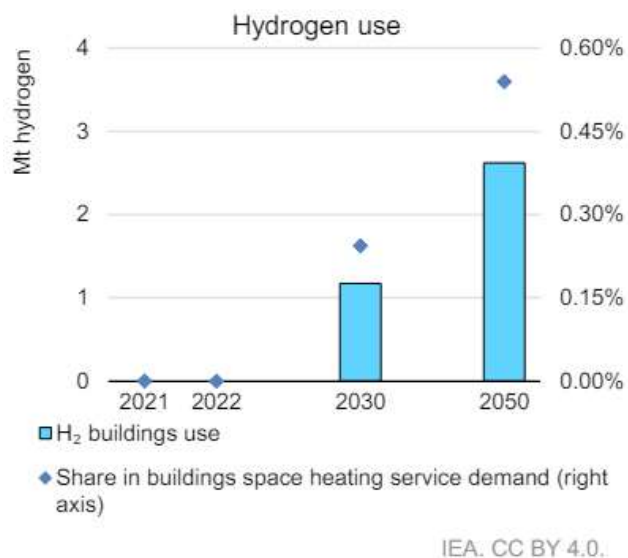


Figura 58: Demanda de hidrógeno en edificación.

Como se puede ver, la demanda en 2022 de hidrogeno es de aproximadamente 94 Mt donde prácticamente el 100% de esta es suplida con hidrogeno producido mediante combustibles fósiles.

7.2 Creación de demanda de hidrógeno

En la búsqueda de fomentar una mayor producción de hidrogeno bajo en emisiones, la incertidumbre sobre su futura demanda preocupa a los principales agentes involucrados. A esta incertidumbre se suma un mayor coste de producción del hidrogeno bajo en emisiones en comparación con la producción mediante combustibles fósiles. Adicionalmente, la falta de infraestructura y las dudas sobre la normativa y regulación que habrá en el sector hacen muy difícil que se produzcan avances.

Diferentes programas han sido aprobados con el fin de desarrollar el hidrogeno bajo en emisiones, como por ejemplo el “*Important Projects of Common European Interest*” (IPCEI). El problema de la infraestructura se ha empezado a desarrollar hace poco, especialmente en Europa debido a la presión ejercida por la invasión de Ucrania por Rusia.

En el lado de la demanda, las medidas para estimular la demanda de hidrógeno también han empezado a atraer la atención de los responsables políticos. Si no se asegura una sólida demanda, el mercado no existirá y la viabilidad del mercado de hidrogeno bajo en emisiones estará en peligro.

Para la creación de demanda de hidrogeno bajo en emisiones hay dos vías principales:

7.2.1 Descarbonización de los usos actuales

La prioridad más urgente es sustituir la demanda actual de la industria y refinerías de hidrogeno gris por hidrogeno bajo en emisiones. Actualmente la demanda de hidrogeno producido con combustibles fósiles es de aproximadamente 94 Mt, lo cual supondría instalar una potencia de 730-940 GW de electrolizadores.

Para conseguir llevar a cabo esta sustitución, se debe realizar una sustitución progresiva de los equipos actualmente instalados. Esta sustitución no supone un problema a nivel técnico, pero la diferencia de costes entre el hidrogeno bajo en emisiones y el creado con combustibles fósiles debe ser reducida. Para llevar a cabo esta reducción se pueden llevar a cabo dos vías:

- Establecer impuestos al CO2 producido por la producción de hidrogeno mediante combustibles fósiles. Este sistema tiene la ventaja que el coste adicional puede ser transferido al consumidor.
- Facilitar ayudas al hidrogeno libre de emisiones con el fin de igualar su precio con su homólogo emisor.

Actualmente, en mecanismos como el H2Global, se emplea una solución híbrida en la que se emplean los impuestos para subvencionar las tecnologías más limpias.

7.2.2 Creación de nueva demanda

Los gobiernos han estado fijando distintos objetivos para desplegar tecnologías de hidrogeno en aplicaciones existente, especialmente en la industria y en nuevas aplicaciones, destacando el transporte.

Si bien estos objetivos son una declaración de intenciones tanto para consumidores como productores, en ausencia de medidas concretas, estas son insuficientes para fomentar la inversión en hidrogeno de bajas emisiones. Para ello es necesario construir un marco regulatorio y políticas sólidas, no únicamente objetivos.

Existen numerosas potenciales medidas para estimular el consumo de hidrogeno bajo en emisiones, tanto en aplicaciones tradicionales como en nuevas aplicaciones, desde combustibles de hidrogeno, Carbon Contracts for Difference (CCfD) o vehículos de cero emisiones (ZEVs). Estas medidas de momento no han sido implementadas por ningún país. Las proyecciones actuales con estas medidas esperan alcanzar un valor de demanda de alrededor de 7 Mt de hidrogeno verde para 2030, lo cual es una mejora respecto al 1 Mt actual pero es la mitad de los objetivos marcados por los gobiernos de 14 Mt en 2030.

Incluso si se consiguiesen alcanzar los objetivos marcados en demanda de hidrogeno bajo en emisiones, estos son inferiores a los objetivos de generación establecidos por los gobiernos, los cuales se han fijado como objetivo una producción de 27-35 Mt de hidrogeno.

La cartera actual de proyectos anunciados para la producción de hidrógeno de bajas emisiones representa hasta 38 Mt para 2030. Sin embargo, el fuerte desequilibrio entre la oferta y la demanda puede suponer un riesgo para la consecución de los proyectos.

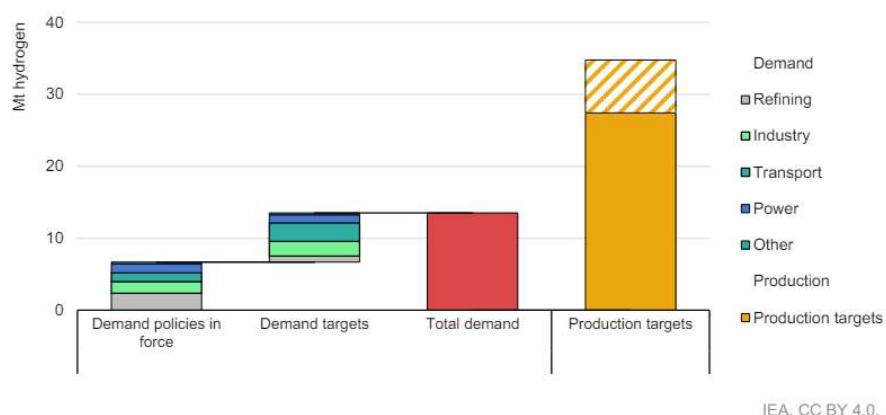


Figura 59: Hidrógeno bajo en emisiones: demanda proyectada, demanda objetivo y producción objetivo.

7.3 Capacidad de generación de hidrógeno verde de cada país 2030

Para la capacidad de generación de hidrogeno de cada país se ha empleado la base de datos “Hydrogen Projects Database” [37]. Dentro de esa base de datos se han eliminado los proyectos propuestos con más de 10000 MW por no considerarse realistas. Posteriormente se asignará tanto la tecnología con la que se alimentan estos electrolizadores como las horas de funcionamiento.

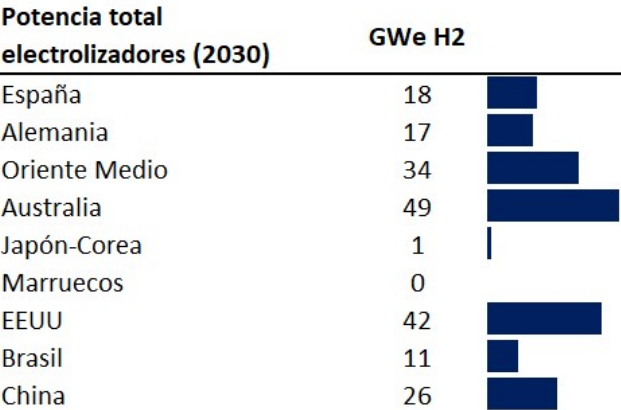


Figura 60: Potencia total de electrolizadores por nudos.

Por tanto la potencia total instalada de electrolizadores en 2030 es aproximadamente 200 GWe.

7.4 Demanda de hidrogeno 2030

Los datos de demanda proyectados a 2030 han sido extraídos de las gráficas del informe Global Hydrogen Review 2023, adjuntadas en el apartado Demanda de hidrogeno. Se resumen los datos obtenidos en las tablas a continuación:

Demandas (Mt)	Refineria (2022)	Refineria (2030)	Industria (2022)	Industria (2030)
EEUU	10,0	8,3	13,1	16,7
Europa	3,0	2,5	3,9	5,0
China	8,0	6,7	10,5	13,3
Korea-Japon	5,0	4,2	6,5	8,3
Oriente Medio	0,0	0,0	0,0	0,0
Resto del mundo (Brasil)	2,0	1,7	2,6	3,3
Total	42,0	35,0	55,0	70,0

Figura 61: Datos mundiales de demanda de hidrógeno en 2022 y 2030.

Debido a la falta de información sobre las demandas concretas de cada país, se ha aproximado según el porcentaje de demanda de refinería que presentan los países y se ha extrapolado a la industria.

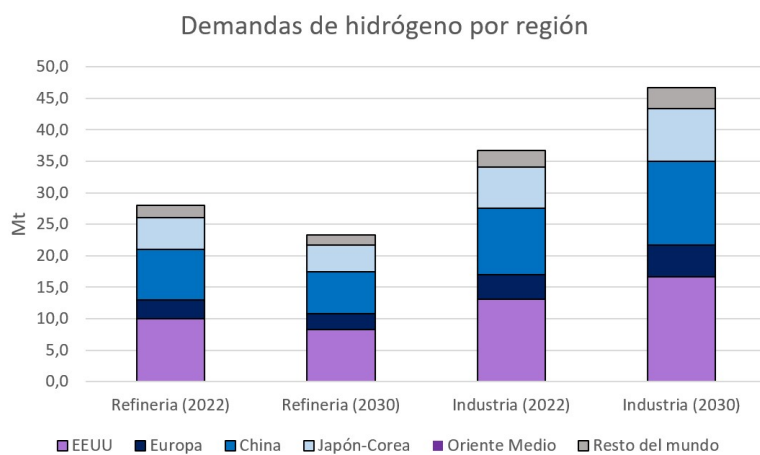


Figura 62: Demandas de hidrógeno por región.

Adicionalmente, para conseguir un desglose por país se han realizado las siguientes suposiciones de demanda:

Demanda de hidrogeno Mt H2	Origen	Porcentaje de demanda	Total Mt
España	Europa	20%	1,5
Alemania	Europa	80%	6
Orientes Medio	Orientes Medio	75%	0
Australia	Resto del mundo	50%	2,5
Japón-Corea	Japón-Corea	100%	12,5
Marruecos	Orientes Medio	25%	0
EEUU	EEUU	100%	25
Brasil	Resto del mundo	50%	2,5
China	China	100%	20

Figura 63: Demanda de hidrógeno por país en 2030.

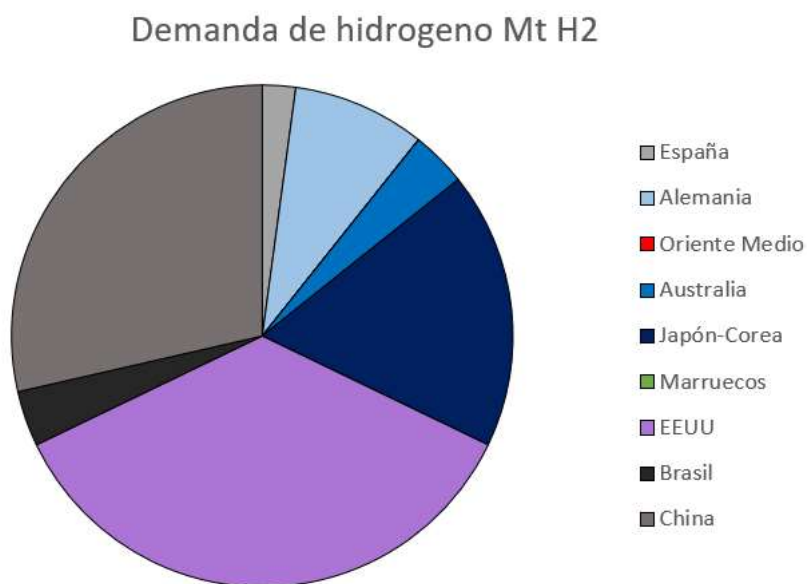


Figura 64: Distribución de la demanda de hidrógeno.

8 Regulación sobre hidrógeno verde para estimular su demanda

La regulación es un factor fundamental en los primeros pasos de la creación demanda del hidrogeno bajo en emisiones, sin embargo, los avances en este ámbito son de momento bastante menores a lo que se necesita para conseguir los objetivos establecidos en 2030.

El número de políticas anunciadas en 2023 se ha acelerado ligeramente frente a años anteriores, destacando las siguientes políticas y propuestas:

- La Unión Europea está planteando implementar objetivos obligatorios en sus miembros estados, centrándose en industria y transporte. Es de especial interés los esfuerzos realizados en el campo de combustibles sintéticos para aviación.
- La iniciativa FuelEU introduce un objetivo de un 2% de combustibles renovables de origen no biológico (RFNBO) en transporte marítimo. Algunos países como Rumania o Holanda ya han anunciado que darán subsidios con el fin de fomentar estas tecnologías.
- Fuera de Europa, países como la India han introducido cuotas tanto en refinería, fertilizantes y en acero.
- Estados Unidos ha anunciado un paquete de ayudas de 1000 millones de dólares destinados a la producción de hidrogeno bajo en emisiones, con los estados de Colorado e Illinois llevando la delantera.

Como se puede ver, la mayoría de los países están apostando por introducir cuotas obligatorias de consumo de hidrogeno bajo en emisiones.

En el sudeste asiático, Japón y Corea del Sur han invertido significativamente en el uso de amoniaco para la generación de electricidad (co-firing de amoniaco e hidrogeno en centrales de carbón), creando el primer mercado de demanda de hidrógeno.

Adicionalmente, los gobiernos están adoptando diferentes medidas para garantizar estabilidad en la cadena de valor a medio y largo plazo. Típicamente se están proporcionando subsidios al CAPEX además de otras medidas como las indicadas a continuación:

- Reducción de impuestos: países como Estados Unidos con su US Inflation Reduction Act incluye numerosas reducciones en los impuestos relacionados con la producción de hidrogeno.
- Contratos por diferencias (CfD): países como Reino Unido, Alemania y Japón están introduciendo CfD con el fin de aumentar la competitividad de las renovables frente a los combustibles fósiles.
- Contratos de compra de hidrogeno: países como Dinamarca o Holanda han introducido políticas para vender hidrogeno bajo en emisiones durante ciertos años a un precio fijo con el fin de asegurar la rentabilidad de los proyectos.

9 Producción de hidrógeno gris y azul

Debido a la gran falta de información sobre la producción de hidrogeno gris y azul de los distintos países, se ha tomado que cada país produce hidrogeno gris suficiente como para autoabastecerse más un 5% adicional de hidrogeno azul.

Por tanto la producción queda de la siguiente manera:

Demanda & producción de hidrogeno gris	Demanda (Mt)	SMR (Mt)	SMR+CSS (Mt)
España	1,5	1,5	0,1
Alemania	6,0	6,0	0,3
Oriente Medio	0,0	0,0	0,0
Australia	2,5	2,5	0,1
Japón-Corea	12,5	12,5	0,6
Marruecos	0,0	0,0	0,0
EEUU	25,0	25,0	1,3
Brasil	2,5	2,5	0,1
China	20,0	20,0	1,0
Total	70,0	70,0	3,5

Figura 65: Demanda y producción de hidrogeno gris y azul.

10 Países con ambiciones exportadoras de hidrogeno bajo en emisiones

Según IRENA [38], las intenciones comerciales de los distintos países son las siguientes:



Figura 66: Declaración de intención exportadora o importadora según el país. [38]

De la figura anterior es destacable como existen el doble de países con intención exportadora que dispuestos a importar.

Particularizando a los países objeto de estudio en este trabajo, obtenemos la siguiente distribución:

Posicionamiento del Pais	
España	Exportador
Alemania	Importador
Oriente Medio	Exportador
Australia	Exportador
Japón-Corea	Importador
Marruecos	Exportador
EEUU	Importador
Brasil	Exportador
China	Importador

Figura 67: Intenciones de importación o exportación de hidrogeno por país.

Una vez simulado el modelo, se verá como distintas modificaciones a los valores de entrada del modelo afectan a los posicionamientos de los países.

11 Definición del Modelo

Como se comentó en apartados anteriores, se va a realizar un modelo de transporte con Python. Una vez con las entradas definidas, se ha de programar el modelo.

11.1 Variables del modelo:

Se han empleado 3 variables continuas para modelar el problema, las variables utilizadas son las siguientes:

- Generación: cantidad de hidrógeno generado por una tecnología verde o rosa en un país.

$$Generación_{pais,tech}$$

- Transporte: cantidad de hidrogeno transportado de un país origen a un país destino.

$$Transporte_{org,dest}$$

- Producción: hidrogeno gris y azul producido por un país y con que tecnología.

$$Producción_{pais,prod}$$

11.2 Función objetivo:

La función objetivo a minimizar es la siguiente:

$$\min \left\{ \sum_{tech} \sum_{pais} coste_{generación_{tech,pais}} \cdot Generación_{pais,tech} + \sum_{org} \sum_{dest} coste_{transporte_{org,dest}} \cdot Transporte_{org,dest} + \sum_{pais} \sum_{prod} coste_{gris\ y\ azul_{prod}} \cdot Producción_{pais,tech} \right\}$$

Donde:

$$tech \in \{Solar, Nuclear, Onshore, Offshore\}$$

$$pais, org, dest \in \{España, Alemania, Marruecos \dots\}$$

$$prod \in \{SMR, SMR + CSS\}$$

11.3 Restricciones

El modelo cuenta con 4 restricciones:

- Restricción de la demanda: se asegura que lo generado y producido, más las importaciones menos las exportaciones es iguales a la demanda.

$$\sum_{tech} Generación_{pais,tech} + \sum_{org} Transporte_{org,pais} - \sum_{dest} Transporte_{pais,dest} + \sum_{prod} Producción_{pais,prod} = demanda_{pais} \quad \forall pais$$

- Restricción de la capacidad de generación: verifica que la generación no sobrepase la potencia instalada de electrolizadores.

$$\sum_{tech} Generación_{pais,tech} \leq Potencia\ Instalada_{pais} \cdot horas_{pais,tech} \quad \forall pais, tecnología$$

- Restricción en el transporte: se asegura que lo generado más lo producido sea mayor que lo transportado, sin esta restricción el modelo podría añadir hidrogeno mediante el transporte.

$$\sum_{tech} Generación_{pais,tech} + \sum_{prod} Producción_{pais,prod} \geq Transporte_{pais,dest} \quad \forall pais, dest$$

- Restricción en la capacidad de producción: se asegura que no se supere la cantidad de hidrogeno gris y azul disponible en cada país.

$$Producción_{pais,prod} \leq producción\ azul\ y\ gris_{pais} \quad \forall\ pais, prod$$

El código empleado para modelar el sistema se adjunta en el Anexo I: Código

11.4 Caso base:

Finalmente, se adjuntan todas las entradas del modelo en el caso base. El caso base se define como el LCOH en 2030 con un CAPEX de 330 €/kW y los valores actuales de SMR y SMR+CSS.

Coste_LCOH (€/kg)	España	Alemania	Oriente Medio	Australia	Japón-Corea	Marruecos	EEUU	Brasil	China
Nuclear	0.0	0.0	0.0	6.65	6.95	0.0	6.04	0.0	4.35
Solar	3.67	5.46	3.17	3.42	6.51	4.73	3.71	3.25	5.19
Eolica Onshore	4.37	4.46	3.32	3.73	5.29	2.66	2.67	2.57	3.84
Eolica Offshore	6.72	3.20	4.25	6.15	7.34	3.86	4.70	3.83	4.09

Figura 68: Costes LCOH

Horas (h)	España	Alemania	Oriente Medio	Australia	Japón-Corea	Marruecos	EEUU	Brasil	China
Nuclear	0	0	0	7446	7446	0	7884	0	6132
Solar	1749	1226	1897	2453	1226	1105	1927	2716	1139
Eolica Onshore	2033	2628	2511	3679	1927	4202	3767	3635	2365
Eolica Offshore	3489	4906	3568	4468	2628	5259	4030	4500	3416

Figura 69: Horas funcionamiento electrolizador.

Potencia total electrolizadores (2030)	GWe H2	Demanda de hidrogeno Mt H2	Porcentaje de demanda	Total Mt
España	18	España	20%	1,5
Alemania	17	Alemania	80%	6
Oriente Medio	34	Oriente Medio	75%	0
Australia	49	Australia	50%	2,5
Japón-Corea	1	Japón-Corea	100%	12,5
Marruecos	0	Marruecos	25%	0
EEUU	42	EEUU	100%	25
Brasil	11	Brasil	50%	2,5
China	26	China	100%	20

Figura 70: Potencia prevista de electrolizador 2030 y demandas por país.

LCOH (€/kg)	Gris	Azul	Producción de H2 (Mt)	SMR	SMR+CSS
España	2,91	2,82	España	1,425	0,075
Alemania	2,81	2,81	Alemania	5,7	0,3
Oriente Medio	2,20	2,51	Oriente Medio	0	0
Australia	2,13	2,27	Australia	2,375	0,125
Japon-Corea	2,32	2,60	Japón-Corea	11,875	0,625
Marruecos	2,20	2,51	Marruecos	0	0
EEUU	1,33	1,41	EEUU	23,75	1,25
Brasil	2,56	2,89	Brasil	2,375	0,125
China	2,73	2,97	China	19	1

Figura 71: Coste SMR y SMR+CSS y capacidad de generación.

Coste_Trasnporte (€/kg)	España	Alemania	Oriente Medio	Australia	Japon-Corea	Marruecos	EEUU	Brasil	China
España	0.00	0.37	1.81	2.21	2.04	0.20	1.92	1.92	1.97
Alemania	0.37	0.00	1.78	2.17	1.98	1.77	1.93	1.98	1.91
Oriente Medio	1.81	1.78	0.00	2.06	1.96	1.81	2.05	2.05	1.86
Australia	2.21	2.17	2.06	0.00	1.89	2.22	2.18	2.22	1.91
Japon-Corea	2.04	1.98	1.96	1.89	0.00	2.07	2.00	2.25	1.76
Marruecos	0.20	1.77	1.01	2.22	2.07	0.00	1.93	1.90	1.99
EEUU	1.92	1.93	2.05	2.18	2.00	1.93	0.00	1.90	2.05
Brasil	1.92	1.98	2.05	2.22	2.25	1.90	1.90	0.00	2.24
China	1.97	1.91	1.86	1.91	1.76	1.99	2.05	2.24	0.00

Figura 72: Costes de transporte.

12Análisis de escenarios

En este apartado se simularán distintos escenarios con el objetivo de responder las preguntas planteadas en apartados anteriores. Para ello, se partirá del llamado caso base, cuyas entradas se definían en el anterior apartado.

Como se verá a continuación, el modelo proporciona los resultados tanto en formato texto, como mediante gráficas, el resultado en modo texto se incluirá únicamente en el caso base a modo ilustrativo para mostrar el funcionamiento del programa, sin embargo, para el resto de las simulaciones se adjuntarán únicamente las gráficas con el fin de facilitar la interpretación de los datos.

12.1 Caso base: 2030 escenario IEA

A continuación se presentan los resultados de la primera simulación en formato texto:

Estado del problema: Optimal

Costo total: 148872709494.71 €

Hidrógeno generado por Solar en Espana: 0.56 Mt

Hidrógeno generado por Eolica Offshore en Alemania: 1.47 Mt

Hidrógeno generado por Eolica Onshore en Marruecos: 0.01 Mt

Hidrógeno generado por Eolica Onshore en Brasil: 0.72 Mt

Hidrógeno transportado de Marruecos a Espana: 7360.70 toneladas

Hidrógeno producido en Espana con SMR: 0.86 Mt

Hidrógeno producido en Espana con SMR+CSS: 0.07 Mt

Hidrógeno producido en Alemania con SMR: 4.53 Mt

Hidrógeno producido en Australia con SMR: 2.50 Mt

Hidrógeno producido en Japon-Corea con SMR: 12.50 Mt

Hidrógeno producido en EEUU con SMR: 25.00 Mt

Hidrógeno producido en Brasil con SMR: 1.78 Mt

Hidrógeno producido en China con SMR: 20.00 Mt

Potencia utilizada en Espana: 18 GW, 100% de la potencia anunciada

Potencia utilizada en Alemania: 17 GW, 100% de la potencia anunciada

Potencia utilizada en Oriente Medio: 0 GW, 0% de la potencia anunciada

Potencia utilizada en Australia: 0 GW, 0% de la potencia anunciada

Potencia utilizada en Japon-Corea: 0 GW, 0% de la potencia anunciada

Potencia utilizada en Marruecos: 0 GW, 100% de la potencia anunciada

Potencia utilizada en EEUU: 0 GW, 0% de la potencia anunciada

Potencia utilizada en Brasil: 11 GW, 100% de la potencia anunciada

Potencia utilizada en China: 0 GW, 0% de la potencia anunciada

Total hidrógeno bajo en emisiones: 2.75 Mt

Demanda total: 70.00 Mt

Porcentaje suplido por hidrogeno bajo en emisiones: 4%

Observando los resultados obtenidos del código, puede crearse la falsa impresión de que Marruecos está generando sin potencia de electrolizadores instalada, esto es debido a que únicamente cuentan con unos 100 MW instalados y por legibilidad de los resultados se están mostrando en GW.

Como se puede ver, en la situación proyectada por la IEA en 2030, comienza a haber competitividad en materia de hidrogeno bajo en emisiones, suponiendo un 4% de la demanda total del sistema. Sin embargo, esta situación es muy optimista por lo que se modelarán distintas situaciones para ver cómo afectan al sistema.

Como se ve en el gráfico a continuación, países como España, Marruecos, Alemania o Brasil empiezan a producir hidrogeno con tecnología renovable:

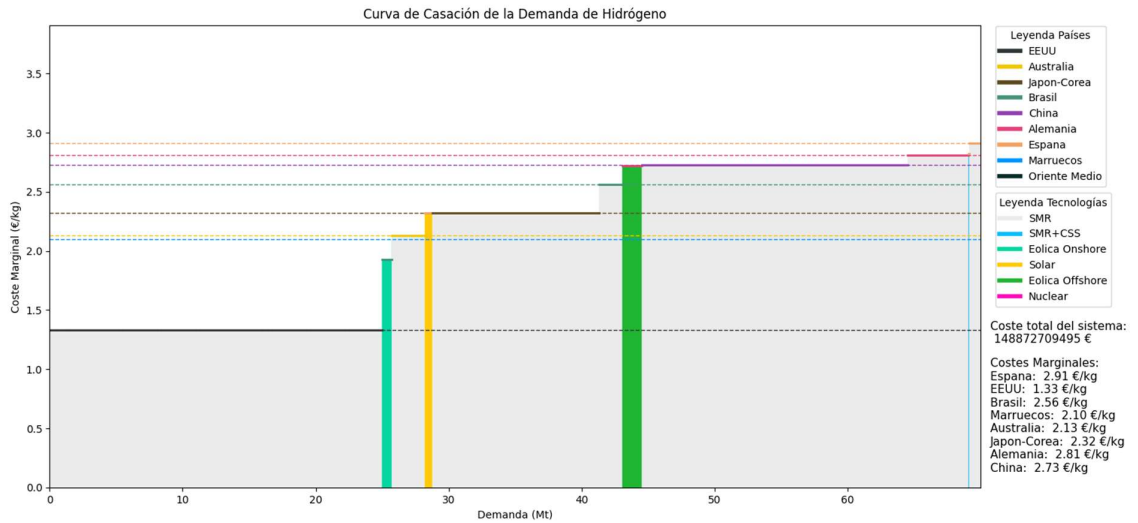


Figura 73: Caso base: Curva de Casación.

Como se puede ver, interpretar los resultados únicamente con el texto que devuelve el programa puede ser poco práctico, por lo que a continuación se adjunta la misma información presentada a modo de gráficas.

El único comercio realizado es desde Marruecos a España y se logra suplir un 4% de la demanda total:

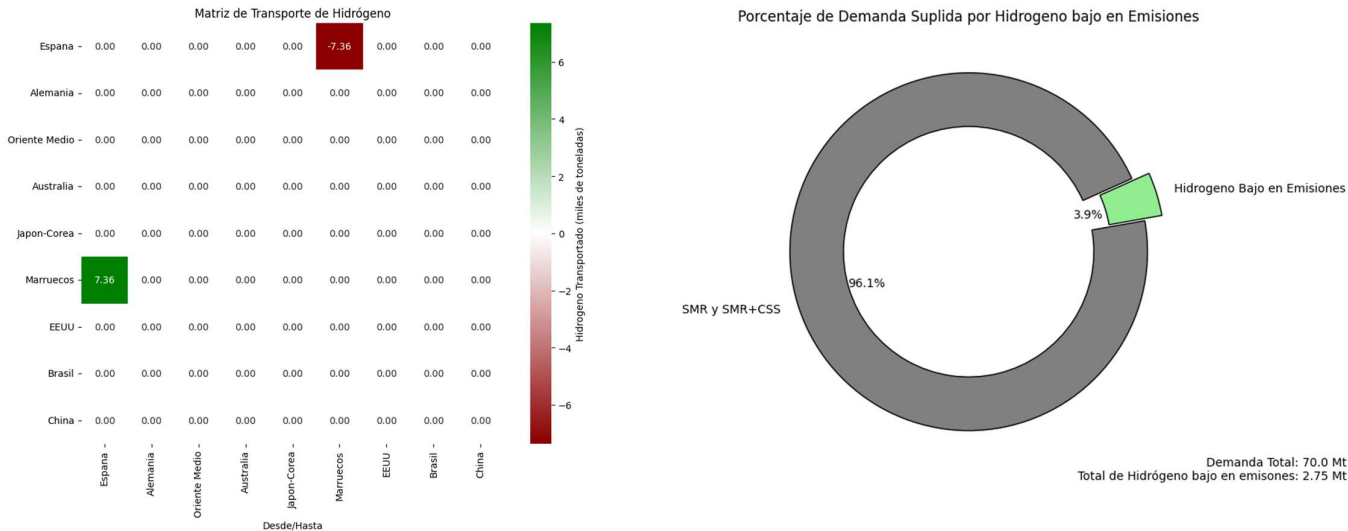


Figura 74: Caso base I: Comercio de hidrógeno y porcentaje total.

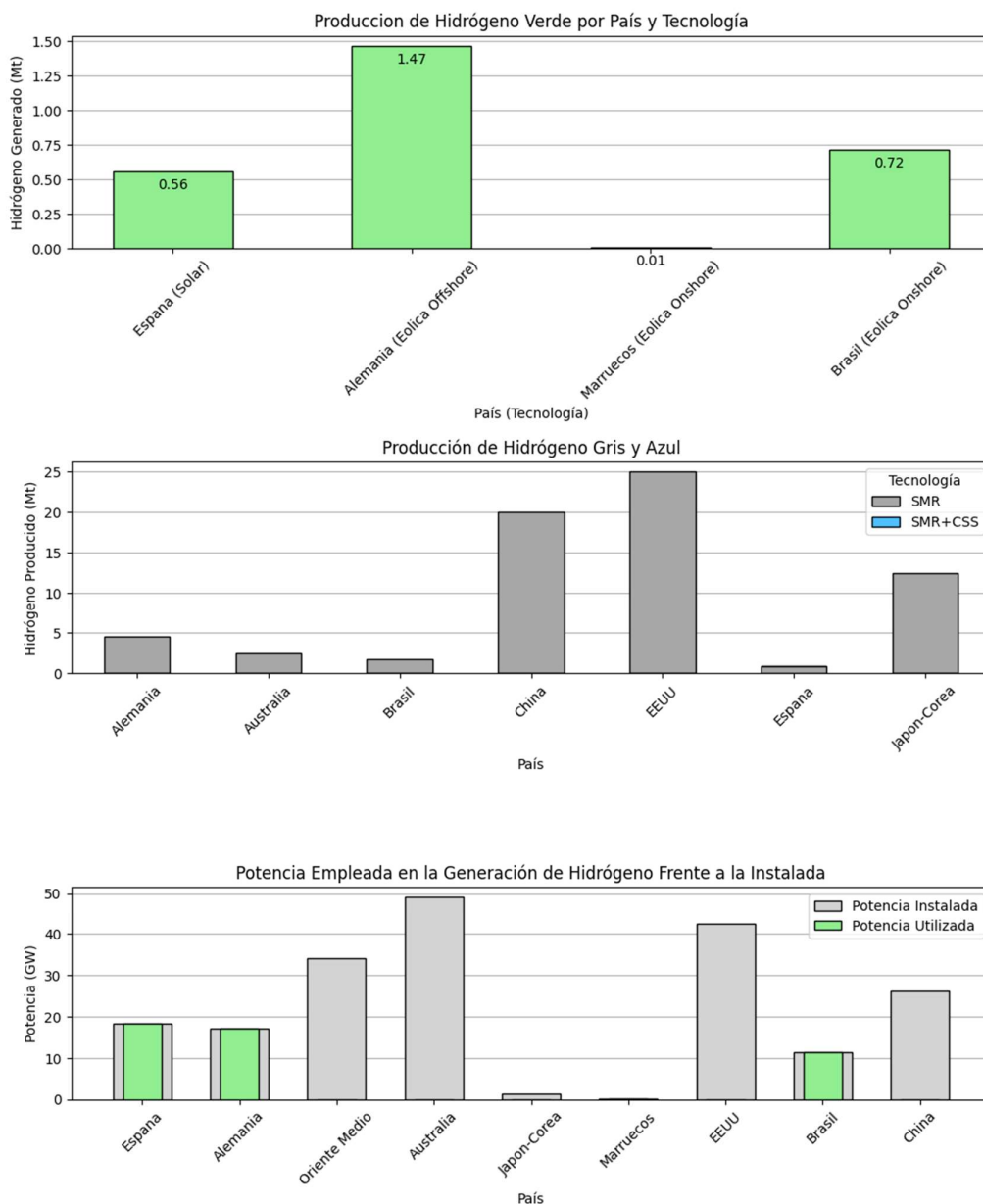


Figura 75: Caso base: Generación por países.

Cabe destacar la prácticamente nula penetración del hidrogeno azul y la prioridad por la eólica en marruecos frente a la solar, que en un principio parecería que debido a su bajo coste seria la tecnología seleccionada.

12.2 Caso Base II: Situación Actual 2024

Resulta de utilidad también, estudiar la situación actual por dos motivos:

- Comprobar que el modelo funciona adecuadamente.
- Conocer el punto de partida y ver como las modificaciones afectan al coste del sistema.

A continuación se simula la situación actual:

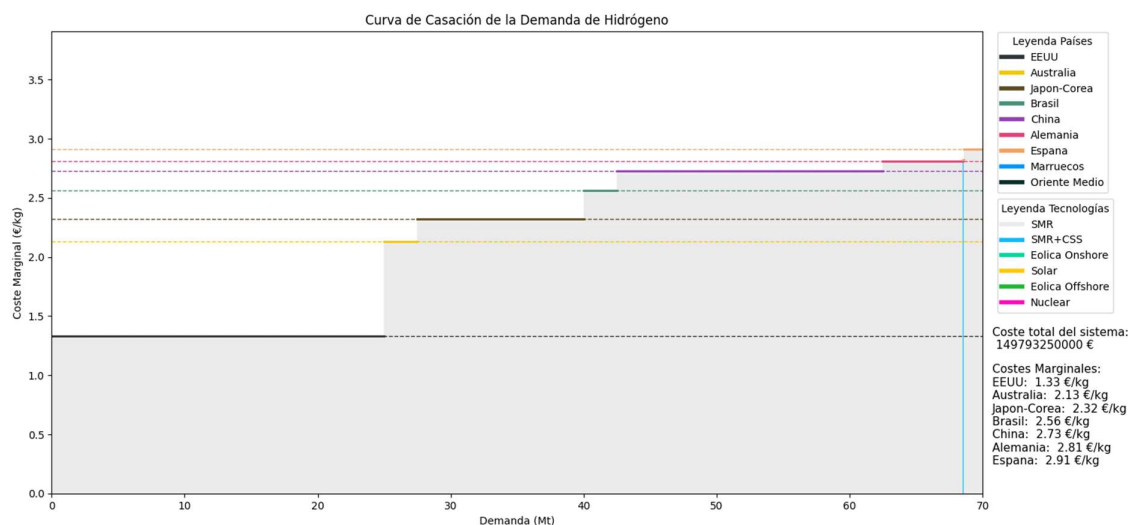


Figura 76 Caso base II: Curva de Casación.

Como era de esperar, y reflejando la situación actual, el modelo nos indica que en 2024 no hay ningún tipo de generación de hidrogeno verde ni comercio de este entre países.

El coste total del sistema es de unos 150 miles de millones de euros.

Una vez obtenida la situación actual, debemos plantear que medidas habría que tomar para lograr una mayor competitividad del hidrogeno bajo en emisiones.

12.3 Caso base III: Situación del hidrogeno verde con CAPEX medio

También resulta de utilidad conocer cómo se comportará el sistema con un CAPEX de electrolizador más realista de 770 €/kW en 2030.

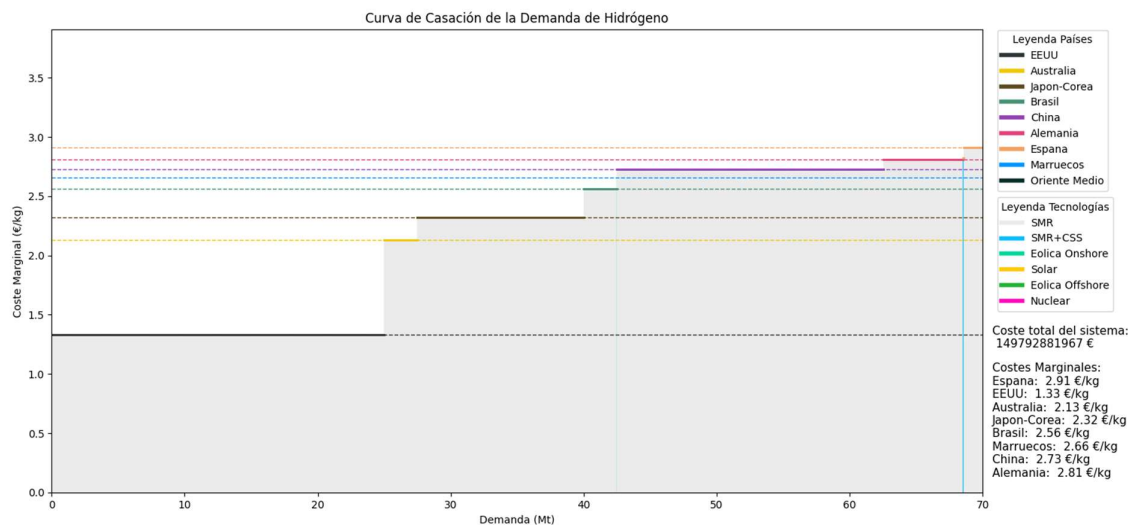


Figura 77 Caso base III: Curva de Casación.

Como se puede ver, si se utiliza un CAPEX más realista en el análisis, desaparece también la competitividad del hidrogeno verde.

12.4 Solucionando la competitividad

En este apartado se plantearán distintos escenarios para modificar el precio del hidrogeno, tanto verde como gris y se compararán los costes totales de todas las soluciones con el fin de obtener la mejor solución.

Dentro de los escenarios a estudiar, encontramos las siguientes opciones:

- I. Obligar mediante regulación al consumo de cierto porcentaje de hidrogeno verde.
- II. Subvencionar los CAPEX de los electrolizadores y el LCOE de producción.
- III. Usar la partícula de amoniaco sin reconversión
- IV. Aumentar el coste de emisión de CO2.
- V. Crisis del precio del gas natural

Para estudiar los distintos escenarios, se emplearán la estimación más moderada de CAPEX de electrolizador de 770€/kW.

12.5 Escenario I: Consumo de hidrogeno verde obligatorio

Este apartado, busca responder a la pregunta: *¿Qué porcentaje de demanda máxima se es técnicamente capaz de cubrir en 2030 y a qué coste?*

En este apartado no se está buscando las tecnologías más optimas, sino maximizar la producción de hidrogeno.

Para modelar este escenario se han supuesto dos casos, utilizando la tecnología nuclear y sin ella. Para ello se ha reducido tanto el SMR como el SMR+CSS disponible hasta que el problema se volviese *infeasible*, lo cual implicaría que se está utilizando toda la potencia instalada.

12.5.1 Escenario 1.1: Máximo hidrogeno con tecnología nuclear

El máximo hidrogeno técnicamente producible es de 29,5% de la demanda total, unos 20,65 Mt aproximadamente.

Este cambio supondría incrementar el coste del sistema en 77 miles de millones de euros.

A continuación se muestran los resultados de forma gráfica:

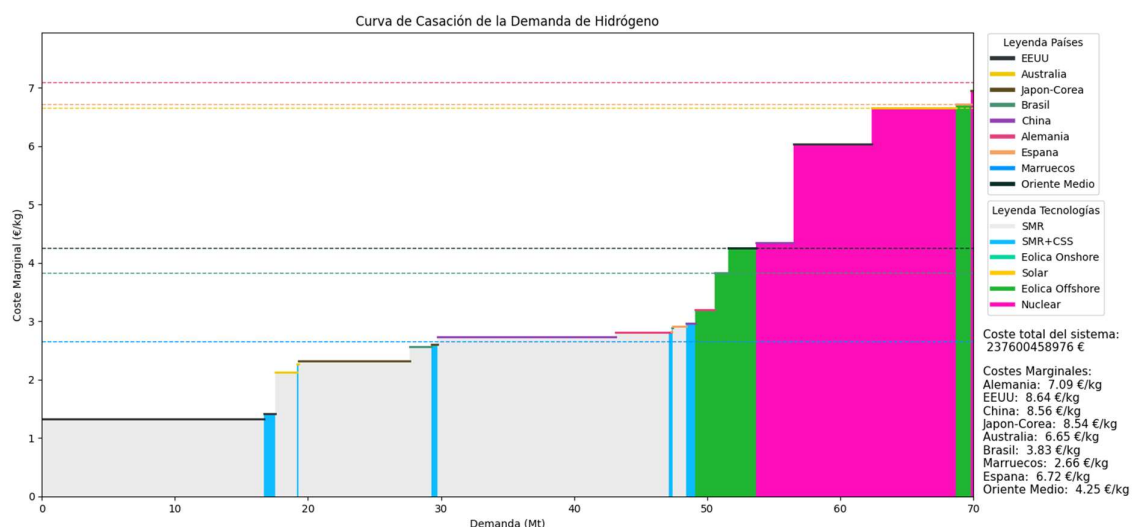


Figura 78: Escenario 1.1: Curva de Casación.

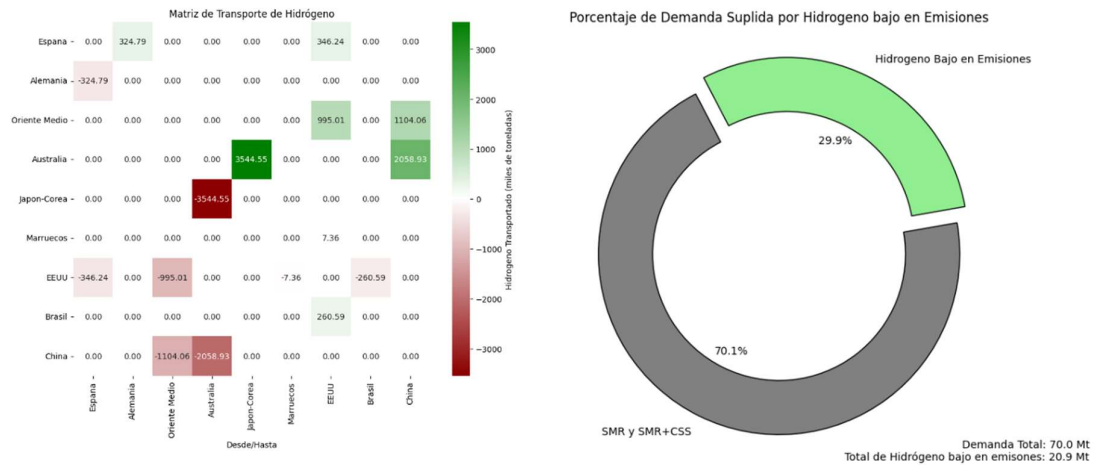


Figura 79: Escenario 1.1: Comercio de hidrógeno y porcentaje total.

El uso de la tecnología nuclear para la generación de hidrogeno está bastante discutida ya que esta ópera de base y a potencia nominal la mayoría del tiempo, por lo cual conectar un electrolizador no parece que sea viable.

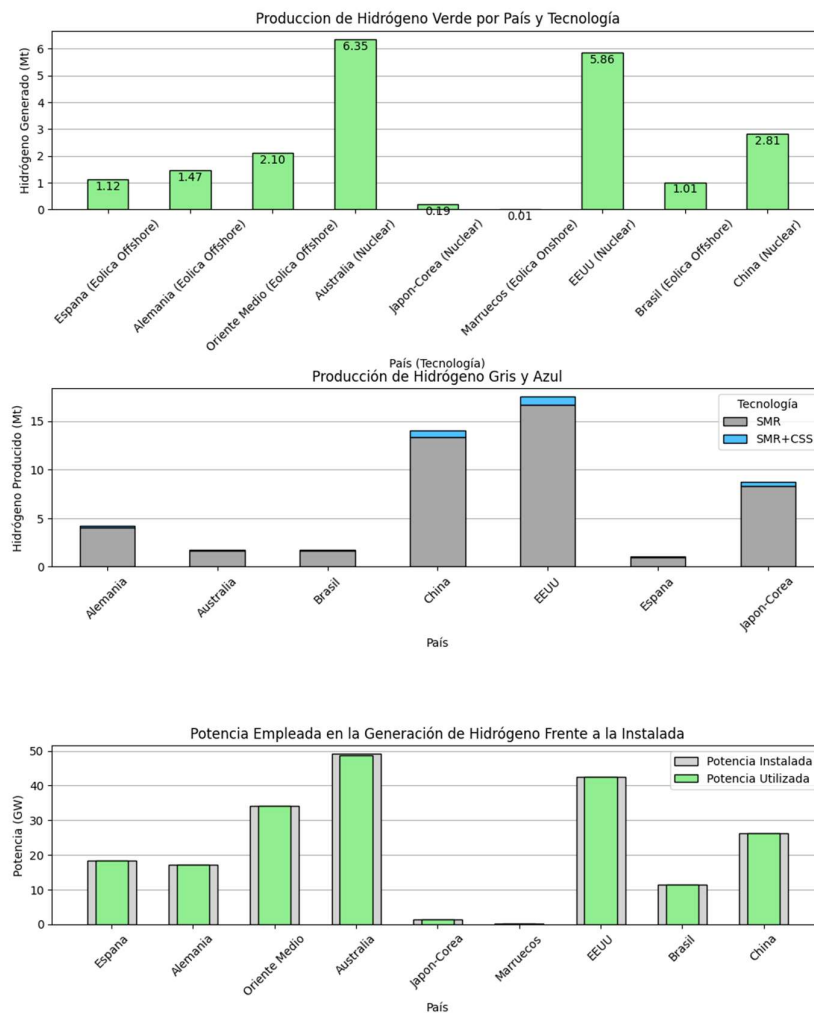


Figura 80: Escenario 1.1: Generación por países.

12.5.2 Escenario 1.2: Máximo hidrogeno sin tecnología nuclear

Los resultados del máximo técnico sin hidrogeno se adjuntan a continuación:

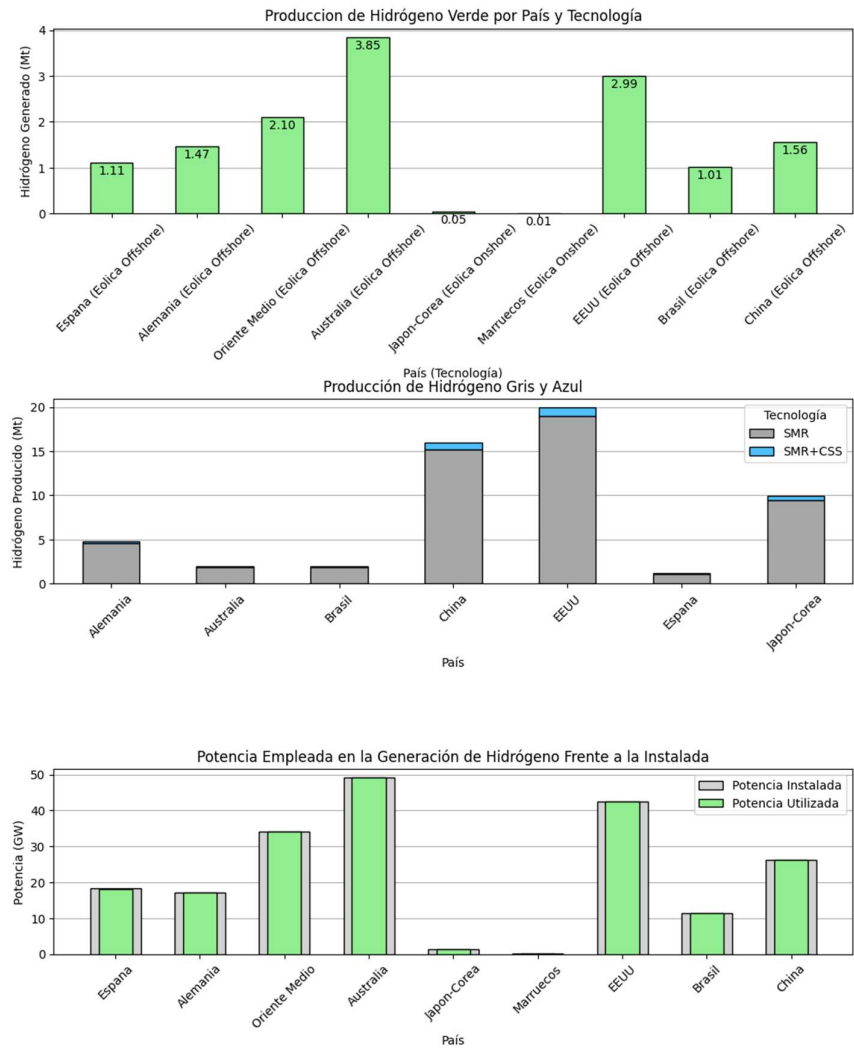


Figura 81: Escenario 1.2: Generación por países.

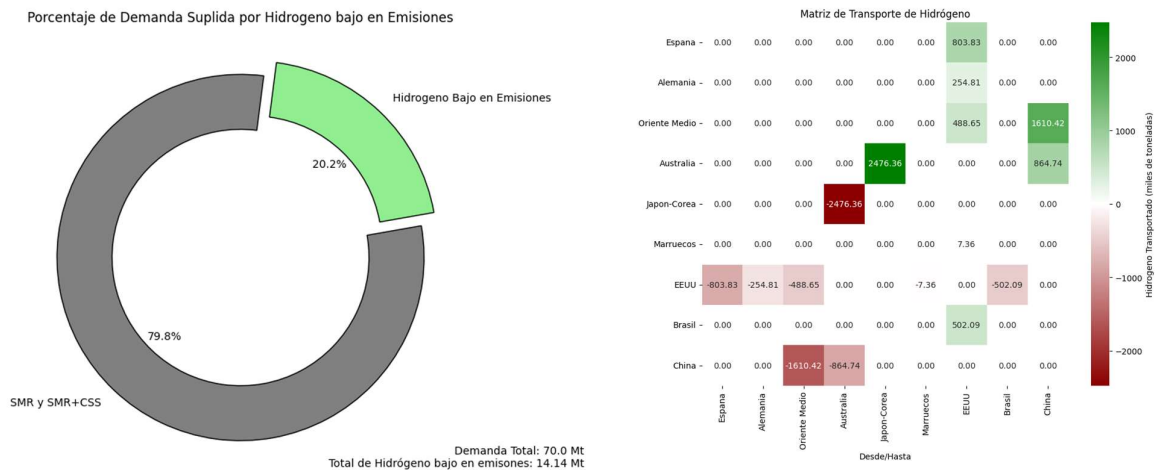


Figura 82: Escenario 1.2: Comercio de hidrógeno y porcentaje total.

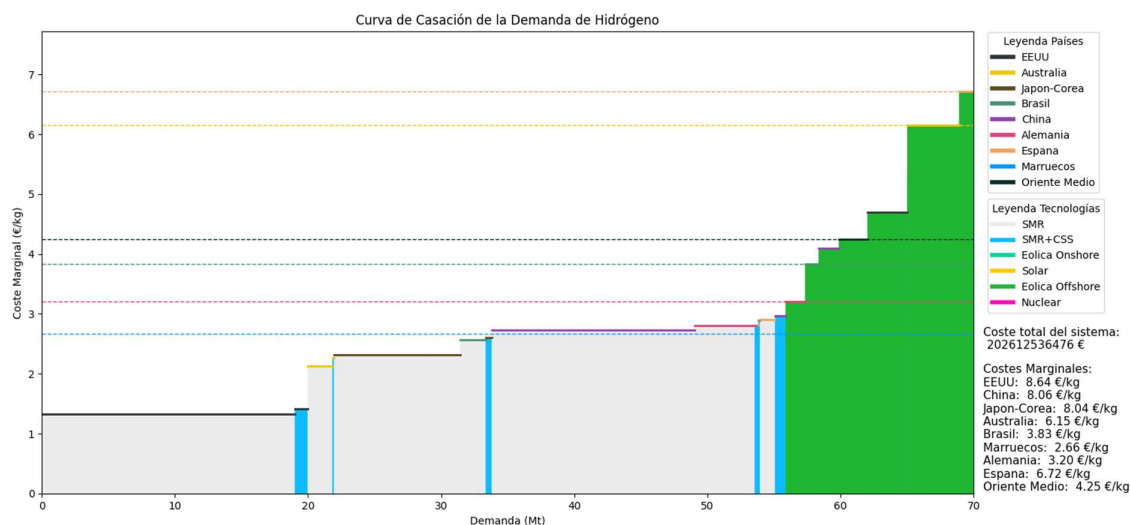


Figura 83: Escenario 1.2: Curva de Casación.

Como era de esperar, se pierde capacidad de generación debido a la pérdida de las horas de la nuclear. Sin embargo, el coste total del sistema baja, suponiendo un decremento de 40 mil millones de euros aproximadamente.

Tras los resultados obtenidos, parece claro que quitar la tecnología nuclear es una decisión lógica ya que pese a la pérdida de generación, se reduce el coste significativamente además de los impedimentos técnicos que tendría esta tecnología.

Por tanto, el máximo técnicamente exigible sería de un 20% de hidrógeno verde. Por otro lado, ningún país estaría dispuesto a imponer requisitos tan duros de consumo de hidrógeno bajo en emisiones por lo que se estudiarán distintos porcentajes de consumo.

12.6 Escenario II: Consumo de 5% de hidrógeno verde con CAPEX medio

Como se ha estudiado en el caso base I, el porcentaje óptimo de producción de hidrógeno verde es de un 4% aproximadamente con un CAPEX de 330 €/kW, sin embargo si el CAPEX aumenta a valores más razonables, se pierde esta competitividad. Dentro de este escenario se estudiarán distintas opciones para fomentar un consumo del 5% de hidrógeno verde.

Se plantearán los siguientes escenarios:

- Escenario 2.1: Impacto de una regulación que obligue a consumir un 5% de hidrógeno verde.
- Escenario 2.2: Subvenciones al CAPEX en países con interés exportador.
- Escenario 2.3: Japón-Corea consumen amoníaco verde.
- Escenario 2.4: Se toman ambas medidas simultáneamente.

12.6.1 Escenario 2.1: Impacto regulatorio

En este escenario, se simula el sistema reduciendo la disponibilidad del hidrógeno gris y azul en un 5% obligando a que, para suplir la demanda, se tenga que producir hidrógeno verde. Los escenarios obtenidos se muestran a continuación:

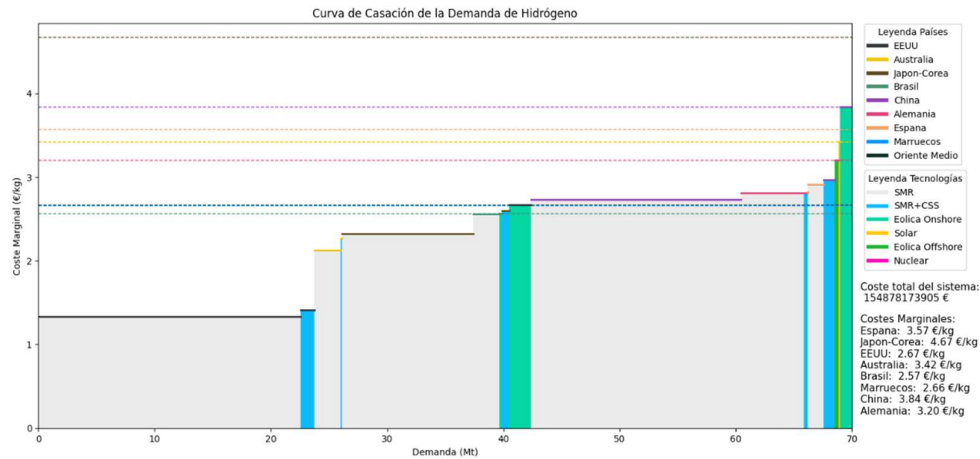


Figura 84: Escenario 2.1: Curva de Casación.

Como se puede ver, con esta medida el coste aumenta en 5 mil millones de euros, o lo que es lo mismo, incrementar el coste del sistema en un 3,33%.

Sin embargo, la situación de la potencia instalada y los intercambios comerciales es bastante preocupante para países con ambiciones exportadoras:

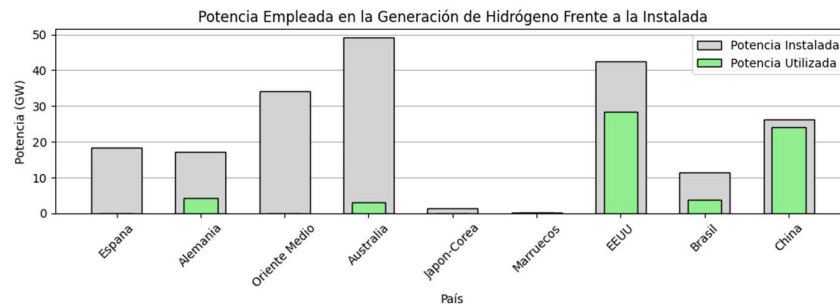


Figura 85: Escenario 2.1: Utilización de los Electrolizadores.

Recordando la figura del apartado 6.5.2, este resultado no debería sorprender, ya que por ejemplo Alemania tendría unos costes menores que España y por tanto tendría sentido económico convertirse en país exportador.

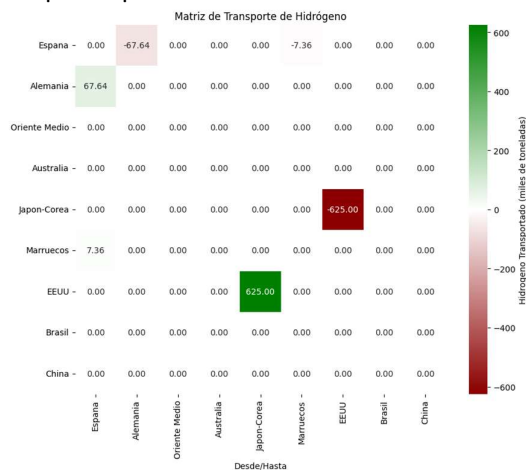


Figura 86: Escenario 2.1: Comercio de hidrógeno

Como se ve en la figura adjunta, los únicos países que exportan son Marruecos, Alemania y Estados Unidos.

Este resultado debería ser alarmante para países como España, Oriente medio, Australia o Brasil que están apostando fuertemente por el hidrogeno y si no toman medidas, no será viable su exportación.

Es interesante el caso de China, que se autoabastece empleando casi en su totalidad su potencia instalada, al margen del comercio internacional.

A continuación, debemos estudiar qué medidas deben producirse para poder cumplir las ambiciones exportadoras de los distintos países.

12.6.2 Escenario 2.2: Subvención al CAPEX del electrolizador

Una de las vías que mayor fuerza está cobrando, especialmente dentro de la unión europea, son las ayudas a las plantas generadoras de hidrogeno. A continuación estudiaremos que efectos tendría realizar estas subvenciones y en que países son especialmente interesantes.

El objetivo de los países exportadores debe ser superar el precio del hidrogeno gris o azul del país al que pretenden exportar. Si bien es cierto que el país exportador estaría regando dinero al país importador, esta medida debe ser de carácter temporal hasta obtener la competitividad naturalmente cuando madure la tecnología y el país consiga establecerse como líder en exportaciones a su región objetivo.

Se adjunta a continuación una figura que compara los precios mínimos de cada tecnología con el precio más bajo de hidrogeno gris o azul y si este país tiene intenciones de exportar:

LCOH más competitivo (€/kg)	España	Alemania	Oriente Medio	Australia	Japón-Corea	Marruecos	EEUU	Brasil	China
Renovable	3,67	3,20	3,17	3,42	5,29	2,66	2,67	2,57	3,84
Gris/Azul	2,82	2,81	2,20	2,13	2,32	2,20	1,33	2,56	2,73
Exportador	✓		✓	✓		✓		✓	

Figura 87: Comparativa de la tecnología más competitiva con el precio más bajo del hidrogeno gris.

Una vez obtenidos estos valores, debemos suponer cuales son los paises objetivo de exportacion de cada pais, ya que el minimo coste de ese pais será el que determine el LCOH que hace competitivo el comercio.

Los objetivos de exportación de los países se han supuesto de esta manera:

- España: sus costes deben ser menores que los de Alemania.
- Marruecos: sus costes deben ser menores que los de Alemania.
- Oriente Medio: sus costes deben ser menores que los de Alemania.
- Australia: sus costes deben ser menores a los de Japón y Corea.
- Brasil: sus costes deben ser menores que los de Alemania o Japón y Corea.

Además de igualar el coste del hidrogeno gris o azul, se debe tener en cuenta el coste de transporte hacia dicho país.

Si únicamente se subvenciona el CAPEX obtenemos los siguientes resultados:

Subvención	España	Alemania	Oriente Medio	Australia	Japón-Corea	Marruecos	EEUU	Brasil	China
Objetivo	Alemania	~	Alemania	Japón-Corea	~	Alemania	~	Japón-Corea	~
LCOH del país	2,81	~	2,81	2,32	~	2,81	~	2,32	~
Coste transporte	0,37	~	1,78	1,06	~	1,78	~	1,42	~
LCOH a batir	2,44	~	1,03	1,26	~	1,03	~	0,90	~
LCOH obtenido	2,39	~	1	×	~	1	~	×	~
CAPEX subvencionado	350	~	0	×	~	0	~	×	~

Figura 88: Subvención al CAPEX.

Como se puede ver, sin subvenciones al CAPEX, solo países como España, Marruecos y Oriente Medio pueden conseguir competitividad con el hidrogeno alemán debido a su cercanía. Debido a esto, los países como Australia y Brasil deberán adoptar otras medidas para conseguir la competitividad comercial. A continuación, se adjuntan los resultados obtenidos:

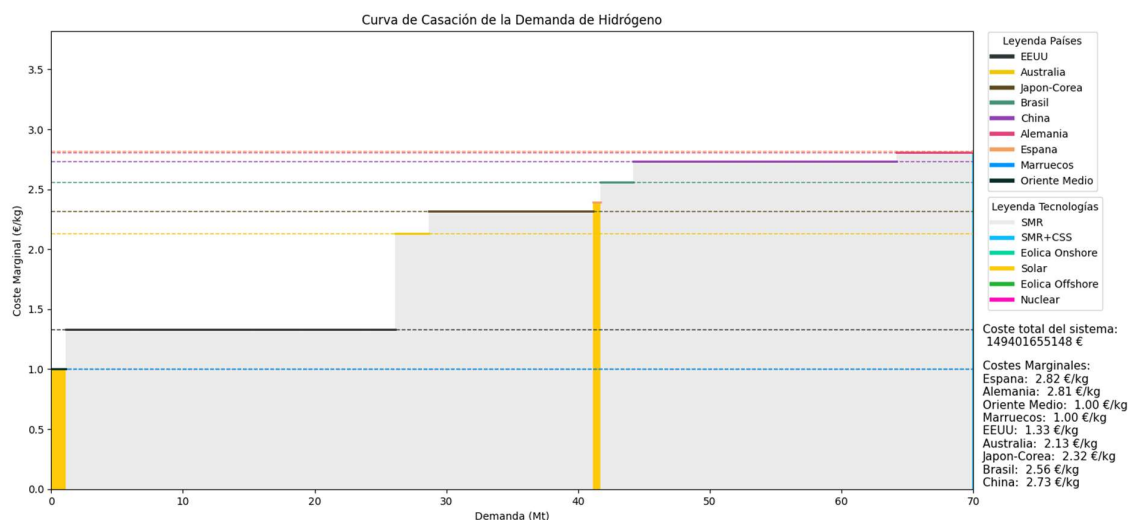


Figura 89: Escenario 2.2: Curva de Casación.

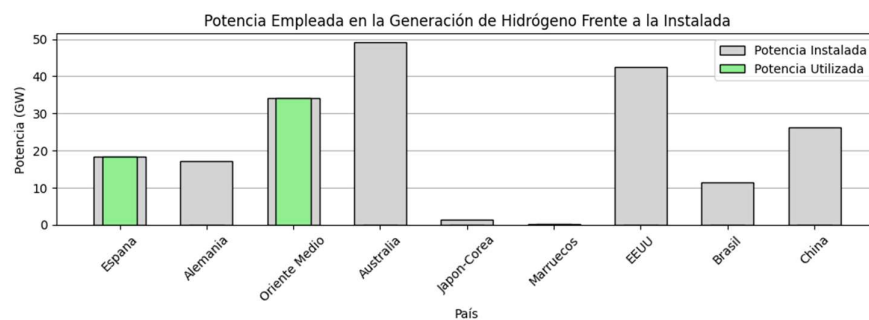
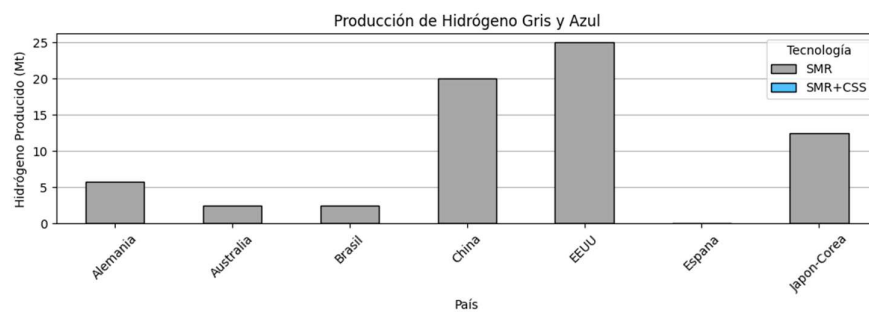
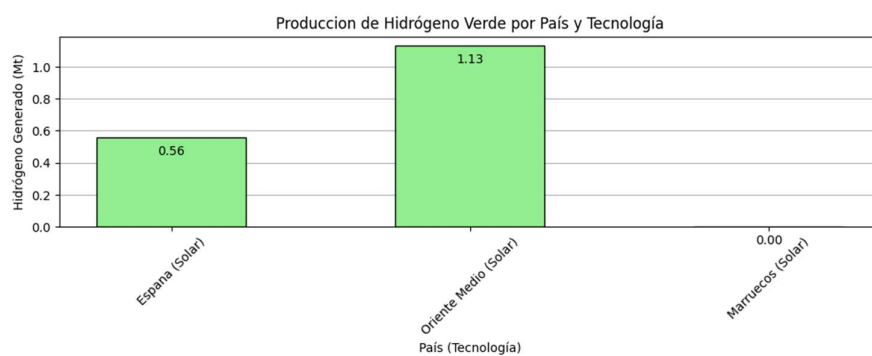


Figura 90: Escenario 2.2: Generación por países.

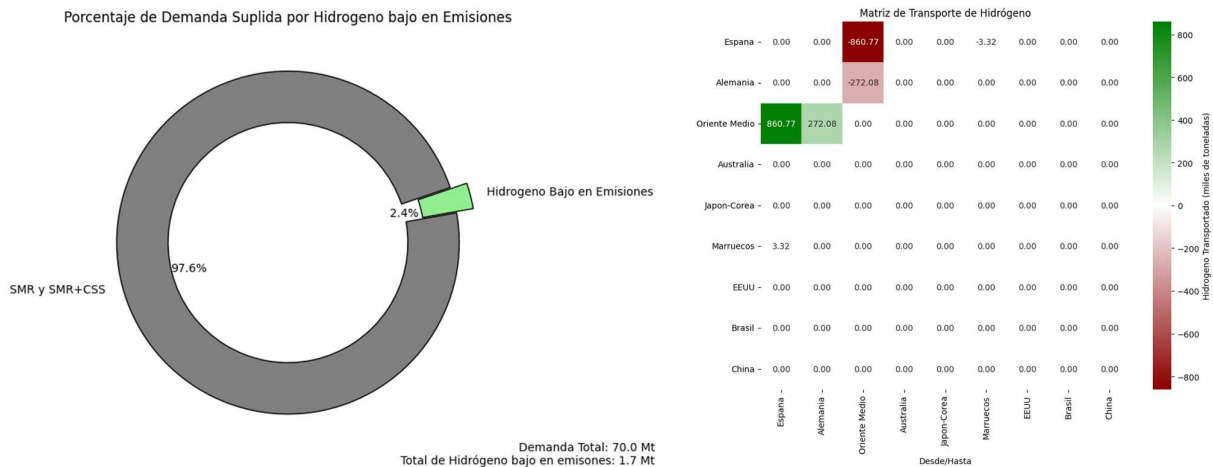


Figura 91: Escenario 2.2: Comercio de hidrógeno y porcentaje total.

Como se puede apreciar, los únicos países que consiguen exportar son Oriente Medio y Marruecos, con España importando de estos países en mayor medida que Alemania. Este curioso resultado se debe a que el modelo únicamente está empleando datos económicos por lo que busca minimizar el coste global, en una situación real, adicionalmente se deberían tener en cuenta factores como los intereses de descarbonizar las economías de cada país aunque esto implique un mayor coste económico.

Por tanto, sin acuerdos de exportación, España no debería subvencionar sus electrolizadores si su objetivo es promover el comercio internacional ya que lo único que reduce es su coste para consumo nacional. Por otro lado, esta subvención puede permitirle descarbonizar completamente su economía haciendo desaparecer su consumo de hidrogeno gris.

España debe estar muy pendiente de como actúen los países árabes, ya que si estos no subvencionasen su CAPEX y España si lo hiciese, este podría convertirse en el líder exportador en Europa.

Una particularidad de Marruecos y Oriente Medio es que no presentan consumo de hidrogeno significativo, por tanto no tienen demanda interna que suplir. Esto hace que, de cara al modelo, sea especialmente atractiva su exportación. Países como España, que a primera vista tienen un LCOH más barato, prefieran no exportar y demandar estas importaciones ya que así ahorran en su consumo de hidrogeno gris y azul, problema que estos países no tienen.

Debido a las razones anteriormente comentadas, Oriente Medio y Marruecos se beneficiarían enormemente de un aumento en la potencia instalada de electrolizadores.

12.6.3 Escenario 2.3: Japón-Corea consumen amoniaco verde.

Por otro lado, Japón y Corea está planteando el uso de la partícula de amoniaco sin reconversión, lo cual bajaría el coste total de transporte y facilitaría que Australia y Brasil exportasen más fácilmente.

Pese a que se reduzca el coste de transporte, aun así Australia y Brasil no son capaces de alcanzar la competitividad, sin embargo Japón y Corea han declarado que buscan importar amoniaco verde a pesar de su elevado coste por razones medioambientales.

Como se comentó en el apartado 5.1.4 Uso del Amoniaco sin Reconversión, Japón pretende aumentar su demanda en 5 millones de Mt de hidrogeno para 2050. Como en este estudio se está considerando 2030 se dividirá este valor a la mitad. Sin embargo, al este estudio considerar Japón y Corea conjuntamente en el modelo, se multiplicará de nuevo este valor por 2 ya que se espera una evolución similar de los dos países en este ámbito.

Por tanto, el resultado de esta medida se puede ver a continuación:

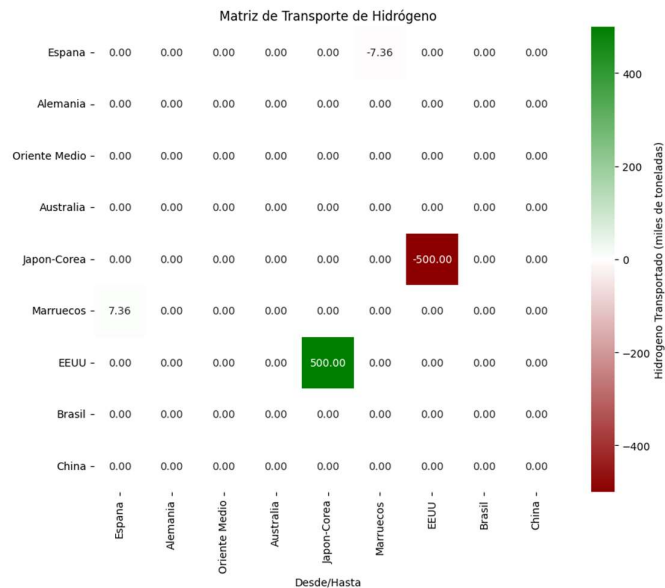


Figura 92: Escenario 2.3: Comercio de hidrógeno.

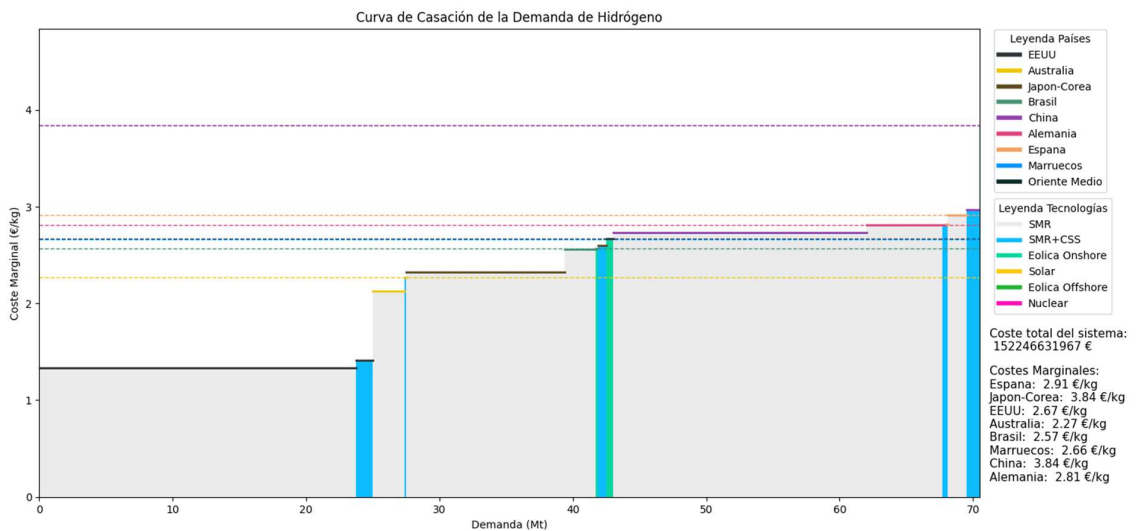


Figura 93: Escenario 2.3: Curva de Casación.

Como se puede ver, el resultado no es el esperado por los países exportadores ya que Estados Unidos satisface esta demanda.

Tras esta situación, pueden producirse dos escenarios:

- Estados Unidos se declara como un importador por lo que no estaría interesado en la demanda de Amoniaco manifestada por Japón-Corea.
- Australia y Brasil reducen sus LCOH para superar el coste marginal de 3,84 €/kg marcado por Estados Unidos.

Si se restringe la capacidad de exportar de EE. UU. obtenemos los siguientes resultados:



Figura 94: Escenario 2.3: Comercio de hidrógeno.

Como se puede ver, la demanda es cubierta por Brasil y Marruecos con un coste marginal de 4,77 €/kg.

Por otro lado, si estos países no quieren depender de la decisión de Estados Unidos, deberán batir el LCOH marginal de 3,84 €/kg. A continuación se muestra la situación actual y las reducciones al CAPEX que deberían realizarse para lograr la dominancia en el mercado Japón-Corea:

Subvención	EEUU	Australia	Brasil	Marruecos
LCOH mínimo	2,67	3,42	2,57	2,66
Coste transporte	1,17	1,06	1,42	1,24
Coste total	3,84	4,48	3,99	3,9
Objetivo	~	2,78	2,42	~
CAPEX obtenido	~	470	650	~
LCOH obtenido	~	2,77	2,4	~

Figura 95: Escenario 2.3: Reducción del CAPEX en Australia y Brasil.

Como puede verse, Australia tendría que hacer un mayor esfuerzo económico si quisiese competir con Brasil. Por tanto, la dominancia sobre el mercado Japón-Corea estará marcado por quien reduzca mas sus costes frente a Estados Unidos.

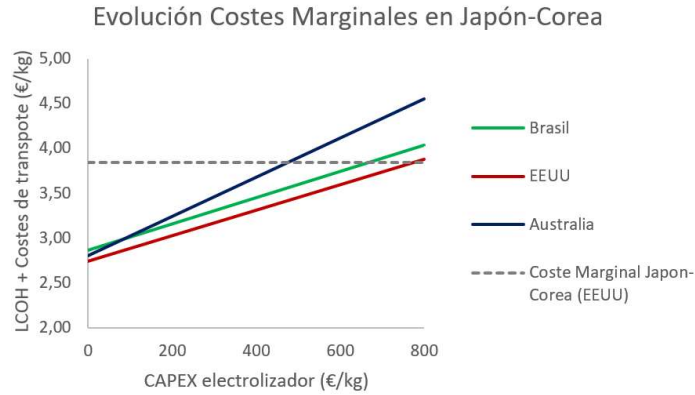


Figura 96: Evolución de los costes en EE. UU., Brasil y Australia para lograr la dominancia en el mercado Japón-Corea.

12.6.4 Escenario 2.4: Se toman ambas medidas simultáneamente.

Finalmente se estudia el caso de que se tomaran todas las medidas anteriormente mencionadas conjuntamente, donde se obtienen los siguientes resultados:

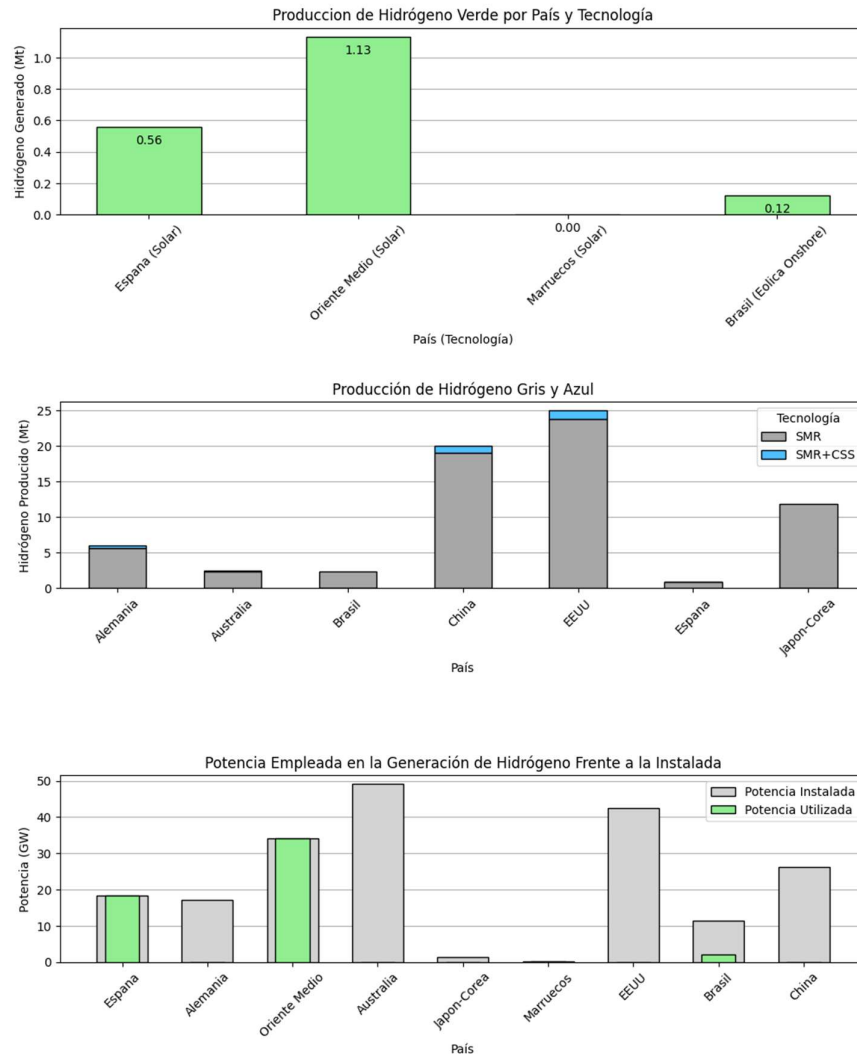


Figura 97: Escenario 2.4: Generación por países.

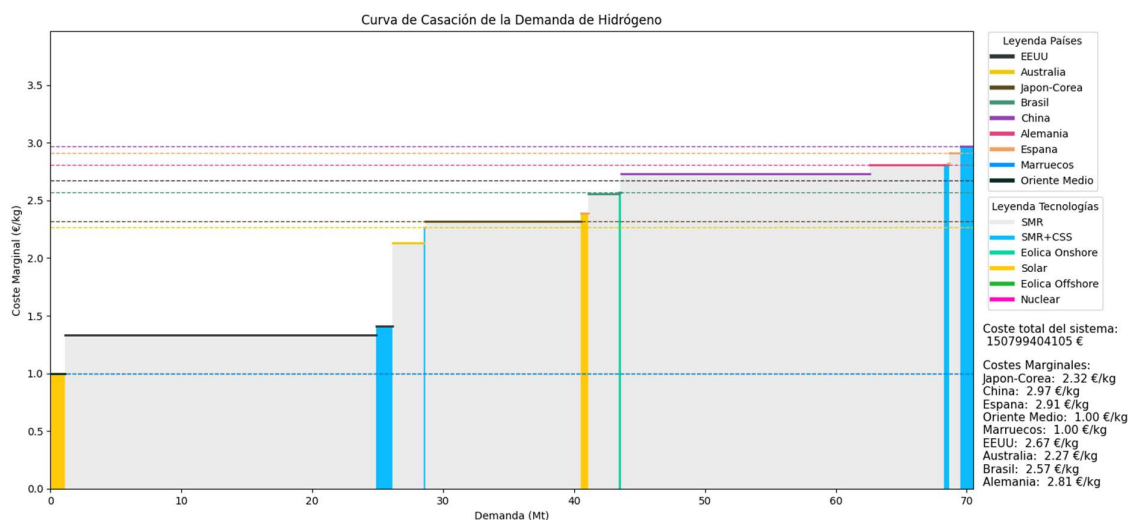


Figura 98: Escenario 2.4: Curva de Casación.

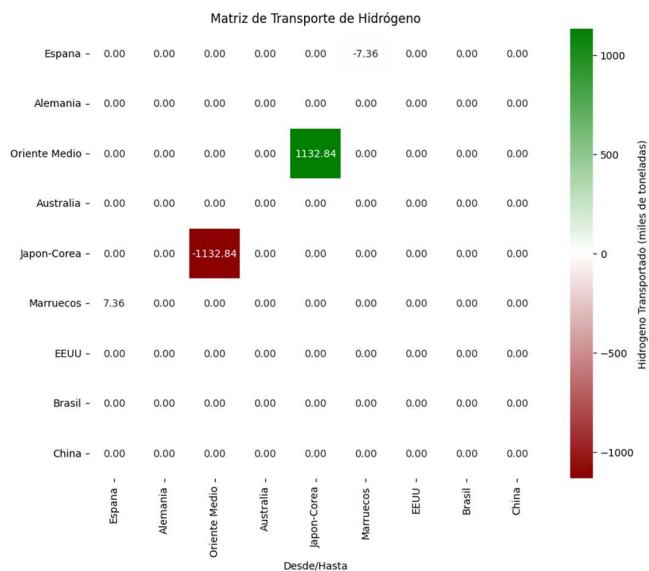


Figura 99: Escenario 2.4: Comercio de hidrógeno.

Como se puede ver, el resultado es sorprendente de nuevo, demostrando la dominancia que podría tener Marruecos y Oriente Medio como exportadores de hidrogeno si subvencionan su hidrogeno.

Estos resultados nos muestran que si bien es cierto que la reducción de costes puede afectar al comercio internacional, los países con ambiciones exportadoras deberán cerrar acuerdos con atractivos más allá del económico.

Con estas medidas se consigue suplir un 2,6% de la demanda global con hidrogeno verde.

12.7 Escenario III: Subida del precio de emisiones

Otra oportunidad que tiene el hidrogeno para aumentar su competitividad es que distintos países aumenten el costo de las emisiones de dióxido de carbono. A continuación se puede ver una gráfica que muestra la evolución de estos precios a lo largo de los años:

Average monthly CO₂ allowance price in select major emissions trading programs (Jan 2005–Sep 2022)

2022 U.S. dollars per metric ton of CO₂

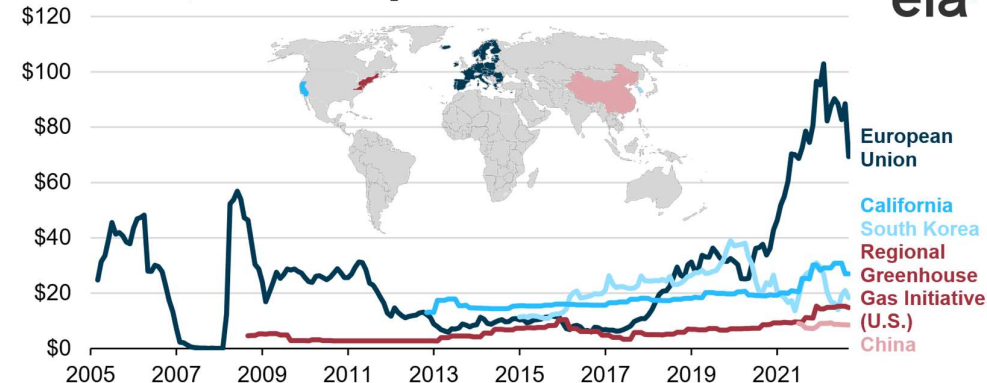


Figura 100: Evolución del precio de las emisiones en distintos países. [39]

Extrapolando de la figura anterior, y suponiendo que la tendencia de precios se vaya a seguir manteniendo en ascenso, podemos suponer que en 2030 los precios habrán evolucionado de la siguiente manera:

Evolución de los precios de emisión de CO₂

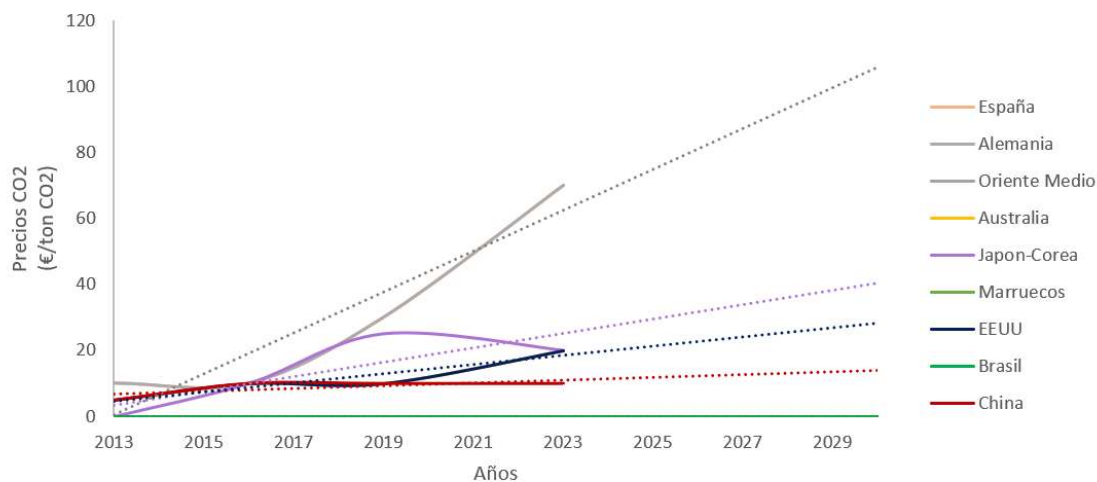


Figura 101: Evolución precios del CO₂ en 2030.

Por tanto en 2030 los precios quedarían de la siguiente manera, debido a la falta de información, Australia se ha asumido que tendrá una evolución similar a la de Estados Unidos, adicionalmente se supone que los países sin regulación en este aspecto no la habrán creado para 2030:

Coste de emisiones 2030	(€/ton CO ₂)
España	120
Alemania	120
Oriente Medio	0
Australia	40
Japon-Corea	40
Marruecos	0
EEUU	40
Brasil	0
China	15

Figura 102: Coste de emisiones 2030.

La comparativa entre los nuevos precios del hidrogeno gris y azul, y el hidrogeno verde se presenta a continuación, como puede apreciarse en algunos países comienza a haber competitividad frente al hidrogeno gris:

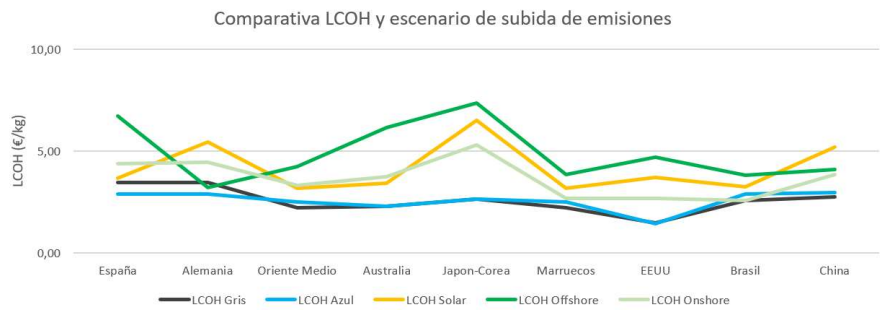


Figura 103: Comparativa escenario subida precios del CO2.

Simulando el sistema con estos precios obtenemos:

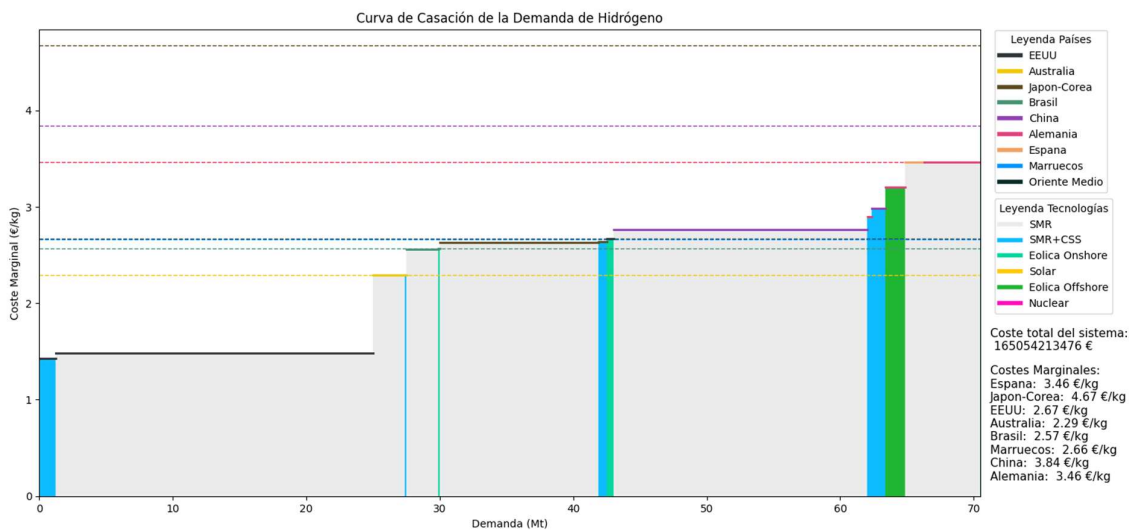


Figura 104: Escenario 3: Curva de Casación.

Porcentaje de Demanda Suplida por Hidrogeno bajo en Emisiones

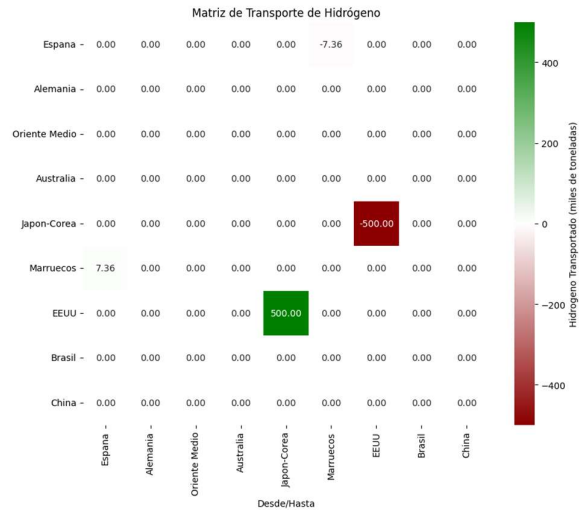
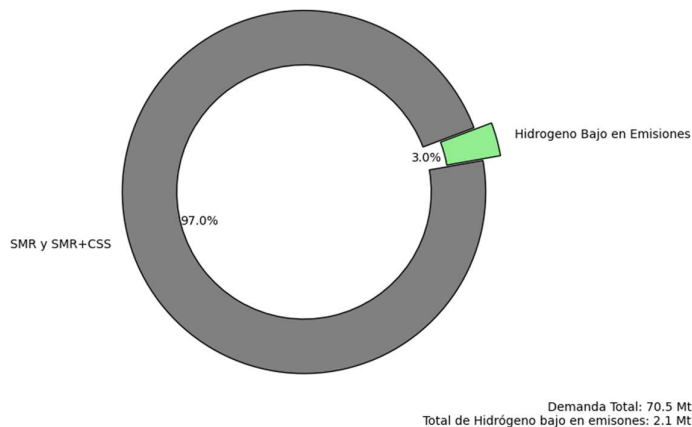


Figura 105: Escenario 3: Comercio de hidrógeno y porcentaje total.

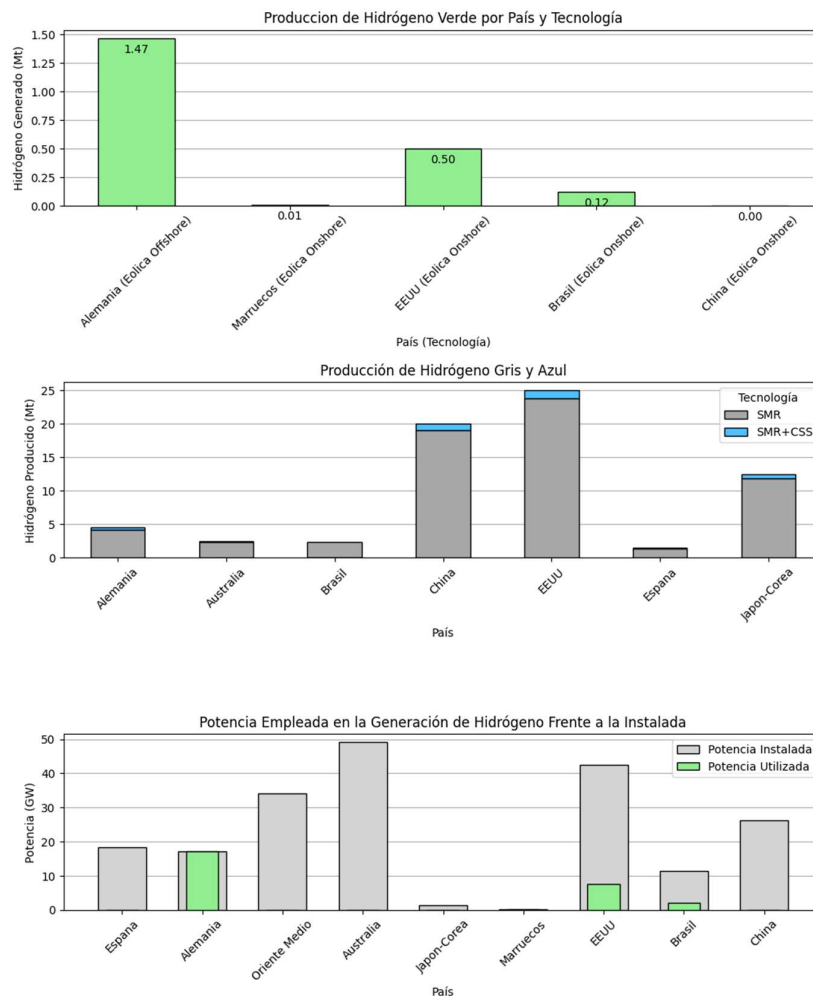


Figura 106: Escenario 3: Generación por Países.

En este escenario podemos ver como un aumento de los precios de emisión de CO₂ implica una mayor penetración del hidrogeno azul.

Por otro lado, un aumento del precio de emisiones fomenta el consumo de hidrogeno verde casi tanto como la reducción de CAPEX proyectada por la IEA de 330 €/kW de alrededor de un 3% de la demanda global (frente al 4% que se simula en el caso base). Este escenario muestra que con un aumento de 15 mil millones desde el caso base, se pueden alcanzar los mismos resultados que reduciendo el CAPEX desde 1100 €/kW a 330 €/kW. Sin embargo, este gasto es asumido principalmente por los países desarrollados.

12.8 Crisis Energética: Supply Shock

Por último, se estudiará el escenario que ha provocado un mayor impulso en la política relacionada con el hidrogeno en los últimos años. La guerra de Ucrania puso en duda la seguridad de suministro europea y esto ha provocado que muchos proyectos de hidrogeno hayan evolucionado rápidamente. A continuación se simula que ocurriría si se produjese de nuevo esta situación. Los precios empleados son los siguientes:

LCOH (€/kg)	Gris	Azul	Precio GN (€/MWh)
España	18,01	18,86	353
Alemania	17,91	18,85	353
Oriente Medio	3,65	4,05	61
Australia	3,32	3,54	50
Japon-Corea	16,06	17,20	322
Marruecos	3,65	4,05	61
EEUU	2,87	3,04	41
Brasil	9,78	10,56	190
China	4,60	4,96	79

Figura 107: Precios Supply Shock.

En esta situación, el hidrogeno verde se vuelve una opción muy competitiva frente a las tecnologías contaminantes, se muestra a continuación los resultados obtenidos:

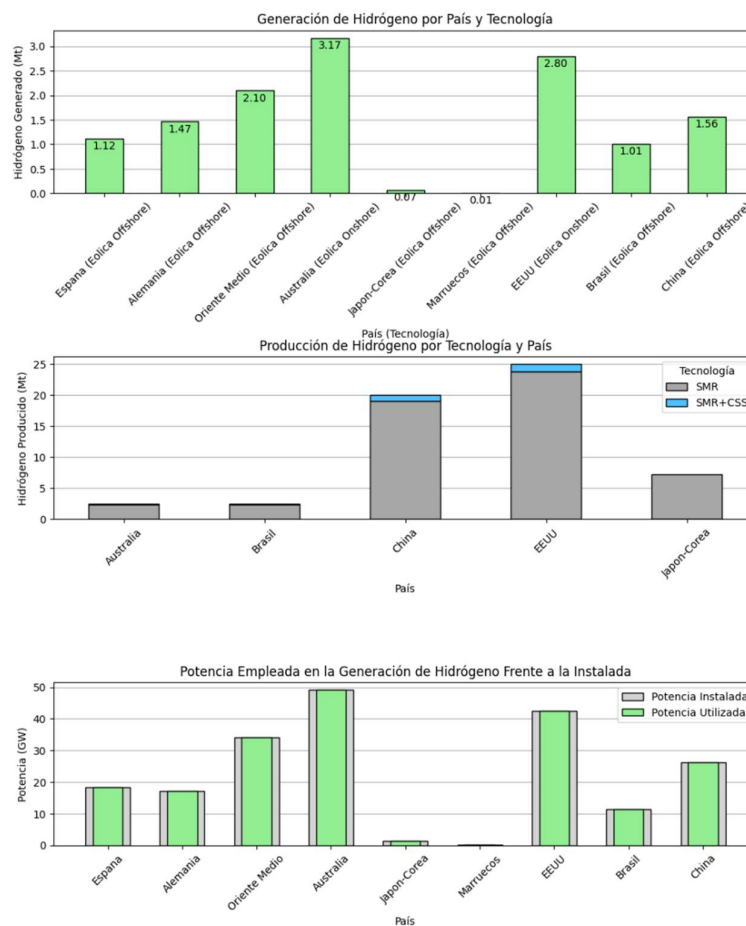


Figura 108: Generación por países Supply Shock.

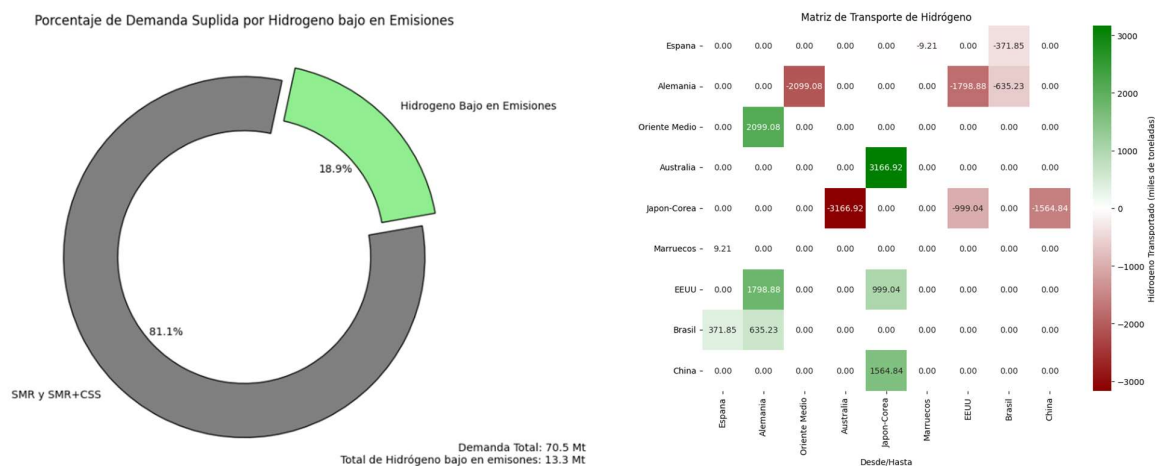


Figura 109: Comercio de hidrógeno y porcentaje total Supply Shock.

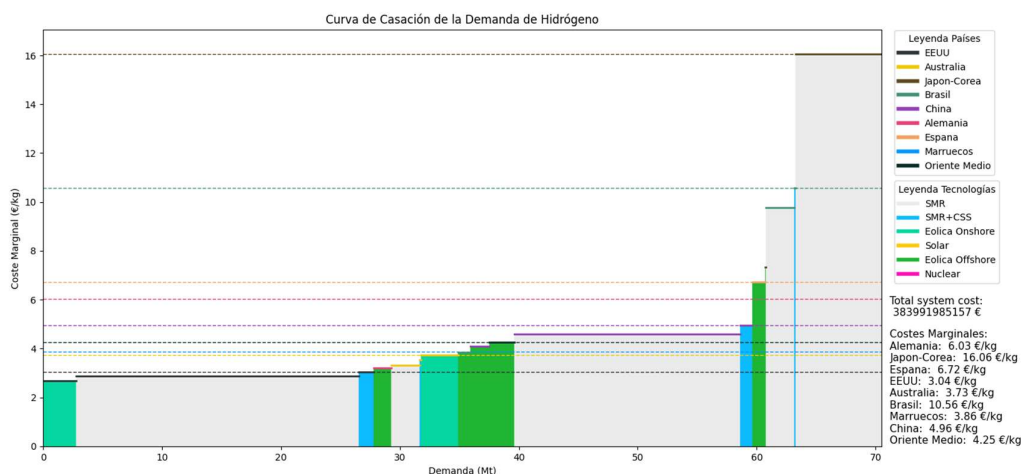


Figura 110: Curva de Casación Supply Shock.

En esta situación puede verse como los países más afectados son Japón-Corea y Alemania, seguidos en menor medida por España. Ante esta situación, todos los países ponen a máxima potencia sus electrolizadores y aparecen grandes volúmenes de comercio de hidrogeno.

Adicionalmente, únicamente 5 países siguen consumiendo hidrógeno gris o azul en esta situación, esto supone que el hidrogeno verde representa un total del 19% de la producción total.

Por otro lado, es interesante estudiar cual sería la diferencia de costes si no se hubiesen instalado los electrolizadores. Simulando de nuevo y eliminando la potencia instalada obtenemos un coste total de:

Coste total del sistema:
543930750000 €

Costes Marginales:

- Japon-Corea: 17.20 €/kg
- EEUU: 3.04 €/kg
- Australia: 3.54 €/kg
- China: 4.96 €/kg
- Brasil: 10.56 €/kg
- Alemania: 18.85 €/kg
- Espana: 18.86 €/kg

Figura 111: Coste sin electrolizadores.

Como se puede ver de las dos figuras anteriores, la diferencia de costes es de aproximadamente 160 miles de millones de euros.

13 Hidrógeno y sector gasista: ¿Está realmente el hidrogeno ayudando a la descarbonización?

El hidrógeno está siendo alabado como el futuro energético mundial, y quizás se está promoviendo con demasiada rapidez sin atender a los números como se ha demostrado en los resultados presentados en este trabajo. Las organizaciones reguladoras a menudo no se detienen a considerar la viabilidad técnica y económica de este nuevo vector energético.

Sin embargo, hay unos actores fundamentales impulsando esta transición hacia el hidrogeno que a menudo no se mencionan: las empresas gasistas y petroleras tradicionales.

Mientras se realizaba este trabajo, ha surgido numerosas veces la pregunta: *¿Por qué el sector gasista está tan interesado en promover el hidrogeno verde, si a primera vista parece la destrucción de su hegemonía energética?* Esta pregunta es particularmente intrigante cuando se analizan las potencias de electrolizador planteadas por los distintos países donde, tradicionalmente los combustibles fósiles han sido centrales en su economía como Estados Unidos, Oriente Medio o Australia. *¿A qué se debe este cambio repentino en su apuesta por la eliminación de los combustibles fósiles?*

Como puede verse en la tabla a continuación, y sin necesidad de irse a los países anteriormente comentados, el 97% de la inversión en valles de hidrógeno que están construyéndose en España, un país que supuestamente destaca por su compromiso con las renovables y la descarbonización, son de empresas relacionadas con el sector de los combustibles fósiles:

NAME	LEAD DEVELOPER	INVESTMENT VOL.	MAIN LOCATION	H2 PROD.
Andalusian Green Hydrogen Valley, with two main locations, Huelva (whit ONUBA and the Methanol Plant projects) and Algeciras (CARTEIA Project)	Cepsa	3,000.00 M€	Spain	300,000 T/year
Basque Hydrogen Corridor BH2C	Petronor (Repsol Group)	1,100.00 M€	Spain	21,000 T/year
BenorH2	HyFive Hydrogen S.L.U.	60.00 M€	Spain	3,200 T/year
Green Crane (Western route)	Enagás Renovable	1,470.00 M€	Spain	N.A.
Green Hysland	Enagás	50.00 M€	Spain	300 T/year
HyVal	bp	2,000.00 M€	Spain	N.A.
Orange.bat	Smartenergy	135.00 M€	Spain	13,000 T/year

Figura 112: Promotores de los valles del hidrogeno en España. [40]

13.1 H2-Ready: ¿La promesa del cambio?

Adicionalmente a los proyectos de generación de hidrogeno con electrólisis, en Europa se están construyendo numerosos proyectos denominados “H2-Ready” que están enfocados al futuro transporte y almacenamiento de hidrógeno verde, sin embargo, debido a la actual falta de este hidrogeno verde, esta infraestructura se está utilizando con gas natural, precisamente el combustible que se busca eliminar con el hidrogeno.

Países como Alemania están construyendo nuevos ciclos combinados y camuflándolos como inversiones verdes bajo esta premisa, se adjuntan algunos titulares a continuación:

RWE plans hydrogen-ready combined-cycle gas turbine at Gersteinwerk in Werne

Figura 113: Web de RWE donde explican la construcción de nuevos CCTG. [41]

Germany to build 17-21GW of new hydrogen-ready gas-fired power plants, says Chancellor

Facilities are expected to be used as back-up when there is not enough wind or solar power to meet demand

Figura 114: Titular que refleja la posición de Alemania y los CCTG. [42]

En estos proyectos, las empresas del sector gasista están viendo una oportunidad de ampliar su negocio tanto en el tiempo como en volumen. Son justamente las empresas que parece que están promoviendo el hidrogeno las que, cuando el público se dé cuenta que el hidrogeno verde aun no es factible económicamente, llenarán estas infraestructuras con gas natural habiendo recibido ayudas por su supuesto compromiso con el medio ambiente.

13.2 El papel de Europa como impulsores del hidrógeno

Europa es el mayor impulsor actualmente en política de hidrogeno, y el mayor representante de los intereses del hidrogeno en el parlamento europeo es la asociación: Hydrogen Europe.



Figura 115: Logo Hydrogen Europe. [43]

Si se investiga un poco sobre los miembros de esta asociación, vuelven a aparecer las empresas del sector gasista y petrolero:

Aramco Overseas Company B.V. Prinses Beatrixlaan 35 AK Den Haag, 2595 Netherlands Global Partner		BP Rond-Point Robert Schuman 11 Brussels, 1040 Belgium Industry Corporate		Repsol MÉNDEZ ÁLVARO 44 Madrid, 28045 Spain Industry Corporate	
Shell Carel van Bylandtlaan 30 Den Haag, 2596 HR Netherlands Industry Corporate		TotalEnergies La Defense 6, Pl Jean Millier 2 Courbevoie, 92400 France Industry Corporate		Equinor Bedrijvenlaan 5 Mechelen, 2800 Belgium Industr Corporate	

Figura 116: Algunos miembros de Hydrogen Europe. [44]

Por lo que uno puede preguntarse si de verdad esta asociación tiene el objetivo que manifiestan en su página web: "Our vision is to propel global carbon neutrality by accelerating the European hydrogen industry." – Hydrogen Europe.

14 Conclusiones

Las conclusiones de este trabajo se presentan a continuación:

Máximo Hidrógeno Bajo en Emisiones Producible:

Con la potencia instalada propuesta, el máximo porcentaje de la demanda que se puede cubrir con hidrógeno bajo en emisiones es del 30% con tecnología nuclear y del 20% utilizando únicamente fuentes renovables. Sin embargo, la generación de hidrógeno utilizando tecnología nuclear no resulta económicamente atractiva.

Viabilidad del Hidrógeno Verde con CAPEX Proyectado:

Según las proyecciones de la IEA para 2030, con un CAPEX de 330 €/kW, se podría cubrir un 4% de la demanda global con hidrógeno verde. No obstante, existen serias dudas sobre la viabilidad de alcanzar estos valores de CAPEX para electrolizadores.

Competitividad del Hidrógeno Verde con CAPEX Moderado:

Con un CAPEX más realista de 770 €/kW, el hidrógeno verde no alcanza competitividad por sí solo. Sin embargo, medidas como subvenciones en países con intenciones exportadoras pueden facilitar su viabilidad económica. Países como España, Marruecos y Oriente Medio son candidatos ideales para estas subvenciones debido a sus bajos precios de generación eléctrica.

Liderazgo Exportador de Marruecos y Oriente Medio:

Marruecos y Oriente Medio pueden posicionarse como líderes exportadores si se subvenciona completamente su CAPEX de electrolizadores. Esto se debe a su baja demanda interna de hidrógeno, lo que les permite exportar la mayor parte de su producción. No obstante, deben ser cautelosos de subvencionar más agresivamente que España, ya que este país puede obtener un LCOH igual de competitivo con menores subvenciones.

Competencia de España en el Mercado del Hidrógeno:

Si España decide subvencionar el CAPEX, su éxito comercial dependerá de las decisiones tomadas en los países árabes. Por otro lado, estas subvenciones pueden ayudar a España a eliminar su consumo de hidrógeno gris y azul, mejorando su sostenibilidad.

Importaciones de Hidrógeno en Europa:

Si se siguen estrictamente criterios económicos, España importará hidrógeno en mayor medida que Alemania debido a su cercanía a países los países árabes. Esto se debe a que el modelo no tiene en cuenta los criterios de descarbonización de cada país.

Competitividad de Australia y Brasil:

Australia y Brasil no logran competitividad frente al hidrógeno gris de Japón y Corea ni siquiera con una subvención total al CAPEX de electrolizadores. Su viabilidad dependerá de la demanda de amoniaco verde por parte de Japón y Corea para poder exportar su hidrógeno.

Estados Unidos como Exportador Principal:

Estados Unidos podría convertirse en el exportador principal hacia Japón y Corea. Si decidiera no exportar, Brasil ocuparía su lugar. Australia necesita reducir significativamente sus costos para lograr sus ambiciones exportadoras.

Impacto del Precio de las Emisiones de CO2:

Un aumento en el precio de las emisiones de CO2 puede tener un efecto similar a una reducción del CAPEX de 1100 €/kW a 330 €/kW, logrando una descarbonización del 3% de la demanda de hidrógeno.

Crisis Energética y Ahorro de Costos:

En caso de una crisis energética, el sistema podría ahorrar aproximadamente 150 mil millones de euros si se instala la potencia prevista de electrolizadores.

El hidrógeno es parte de la solución a la descarbonización de la economía, pero su integración debe hacerse en la medida que la tecnología lo permita, si se apresura su adopción, puede tener consecuencias negativas para el medio ambiente.

15 Trabajos futuros

Para la realización de trabajos futuros se proponen las siguientes áreas de mejora:

- Los datos de este estudio han sido tomados principalmente de informes gubernamentales que no siempre son imparciales en la proyección de sus cifras. Es fundamental conseguir datos más objetivos y contrastados para mejorar la precisión de los análisis y predicciones.
- Actualmente, el modelo se centra en un conjunto limitado de países. Incluir todos los países que tienen el potencial de participar en el mercado del hidrógeno permitiría obtener una visión más completa y detallada del panorama global.
- Utilizar herramientas avanzadas y bases de datos no accesibles gratuitamente para actualizar continuamente la oferta y demanda del hidrógeno. Esto ayudará a reflejar mejor las dinámicas del mercado y ajustar las estrategias en consecuencia.
- Actualmente, se han simplificado varios costes en el estudio. Para futuros trabajos, sería interesante considerar costes específicos, como los de transporte desde la producción de hidrógeno hasta los puntos de consumo.
- Particularizar los CAPEX de electrolizador para los distintos países.
- Mantener el modelo actualizado con las nuevas regulaciones y políticas que puedan surgir en los próximos años. Esto es crucial para reflejar el impacto de las decisiones políticas en el mercado del hidrógeno.
- Incluir las prioridades climáticas de los países en el modelo para que afecten a su importación de hidrógeno.
- Estudiar la integración del hidrógeno verde con otras fuentes de energía renovable y tecnologías de almacenamiento energético. Evaluar cómo estas sinergias pueden optimizar la producción y uso del hidrógeno, mejorando la estabilidad y eficiencia del sistema energético global.

16Anexo I: Código

```
# Importamos las librerías
!pip install pulp
!pip install pandas

from google.colab import drive
import pulp
import matplotlib.pyplot as plt
import pandas as pd
import numpy as np
import matplotlib.colors as mcolors
import seaborn as sns
```

```
# Conectamos con Drive
drive.mount("/content/drive",force_remount=True)
```

```
# Cargamos el fichero con los datos
xls = pd.ExcelFile("/content/drive/MyDrive/TFM/Resultados.xlsx")
```

```
# Creamos las variables con los datos
generation_cost = pd.read_excel(xls, sheet_name="Code Inputs",
                                usecols="B:K", skiprows=0, nrows=5, header=1, index_col=0)
transport_cost = pd.read_excel(xls, sheet_name="Code Inputs",
                                usecols="B:K", skiprows=12, nrows=10, header=1, index_col=0)
demand = pd.read_excel(xls, sheet_name="Code Inputs", usecols="B:C",
                        skiprows=49, nrows=10, header=1, index_col=0)
installed_capacity = pd.read_excel(xls, sheet_name="Code Inputs",
                                    usecols="B:C", skiprows=23, nrows=10, header=1, index_col=0)
operation_hours = pd.read_excel(xls, sheet_name="Code Inputs",
                                 usecols="B:K", skiprows=6, nrows=5, header=1, index_col=0)
hydrogen_production = pd.read_excel(xls, sheet_name="Code Inputs",
                                     usecols="B:D", skiprows=34, nrows=10, header=1, index_col=0)
unit_cost = pd.read_excel(xls, sheet_name="Code Inputs", usecols="B:C",
                           skiprows=45, nrows=3, header=1, index_col=0)
gray_and_blue_cost= pd.read_excel(xls, sheet_name="Code Inputs",
                                   usecols="E:G", skiprows=23, nrows=10, header=1, index_col=0)

# Damos formato a los datos
generation_cost = generation_cost.to_dict(orient="index")
transport_cost= transport_cost.to_dict(orient="index")
operation_hours= operation_hours.to_dict(orient="index")
unit_cost=unit_cost.to_dict(orient="index")
demand=demand.to_dict(orient="index")
installed_capacity=installed_capacity.to_dict(orient="index")
hydrogen_production=hydrogen_production.to_dict(orient="index")
gray and blue cost=gray and blue cost.to dict(orient="index")
```

```
# Creamos las listas que nos serviran para iterar los distintos bucles
technologies=list(operation_hours.keys())
grey_and_blue_production=list(unit_cost.keys())
countries=list(demand.keys())
technologies_gray_and_blue=list(gray_and_blue_cost[next(iter(gray_and_b
lue_cost))].keys())
```

```
# Definir los porcentajes
grey_blue_percentage = 1
MW_to_kg = (0.69/39.39)*1000

# Porcentaje suplido por hidrogeno verde y rosa
print("Porcentaje de reduccion del hidrogeno gris y azul:",round((1-
grey_blue_percentage)*100),"%")

# Porcentaje de la demanda suplida por hidrogeno gris y azul
for country in hydrogen_production:
    hydrogen_production[country]["SMR"]
= hydrogen_production[country]['SMR'] * grey_blue_percentage
    hydrogen_production[country]["SMR+CSS"] =
hydrogen_production[country]['SMR+CSS'] * grey_blue_percentage

installed_capacity_kg = {country: {'Potencia_Instalada':
data['Potencia_Instalada'] * MW_to_kg} for country, data in
installed_capacity.items() }
```

```
# Definimos el modelo
problem = pulp.LpProblem("Hydrogen_Trade_Optimization",
pulp.LpMinimize)

# Creamos las variables de decision del problema:

# Variables de cantidad de hidrógeno generada por tecnología y país
gen_vars = pulp.LpVariable.dicts("Gen", ((country, tech) for country in
countries for tech in technologies), lowBound=0, cat='Continuous')

# Variables de cantidad de hidrógeno transportado entre países
trans_vars = pulp.LpVariable.dicts("Trans", ((origin, dest) for origin
in countries for dest in countries), lowBound=0, cat='Continuous')

# Variables de cantidad de hidrógeno producido por tecnologías gris y
azul
prod_vars = pulp.LpVariable.dicts("Prod", ((country,prod) for country
in countries for prod in grey_and_blue_production) , lowBound=0,
cat='Continuous')
```

```
# Variables de cantidad de hidrógeno producido por tecnologías gris y azul
binary_vars = pulp.LpVariable.dicts("Bin", ((country, tech) for country in countries for tech in technologies), cat='Binary')
```

```
#Definimos la funcion objetivo
```

```
generation_cost_sum = pulp.lpSum(generation_cost[tech][country] *
gen_vars[(country, tech)] for tech in technologies for country in
countries)
```

```
transport_cost_sum = pulp.lpSum(transport_cost[origin][dest] *
trans_vars[(origin, dest)] for origin in countries for dest in
countries)
```

```
production_cost_sum = pulp.lpSum(gray_and_blue_cost[country][tech_bg] *
prod_vars[(country,tech_bg)] for tech_bg in technologies_gray_and_blue
for country in countries)
```

```
problem += generation_cost_sum + transport_cost_sum +
production_cost_sum
```

```
# Definimos las restricciones del problema
```

```
# Restricciones de demanda
```

```
for country in countries:
    problem += pulp.lpSum(gen_vars[(country, tech)] for tech in
technologies)\
    + pulp.lpSum(trans_vars[(origin, country)] for origin in
countries)\
    - pulp.lpSum(trans_vars[(country, dest)] for dest in countries)\
    + pulp.lpSum(prod_vars[(country,prod)] for prod in
grey_and_blue_production)\
    == demand[country]["Demanda"]
```

```
for country in countries:
    problem += pulp.lpSum(binary_vars[(country, tech)] for tech in
technologies) <= 1
```

```
# Restricciones de capacidad de generación
```

```
for country in countries:
    for tech in technologies:
        problem += gen_vars[(country, tech)] <=
installed_capacity_kg[country]["Potencia_Instalada"] *
operation_hours[tech][country] * binary_vars[(country, tech)]
```

```
# Restricciones de transporte
```

```

for country in countries:
    for dest in countries:
        problem += pulp.lpSum(gen_vars[(country, tech)] for tech in
technologies)\
        + pulp.lpSum(prod_vars[(country,prod)] for prod in
grey_and_blue_production)\
        >= trans_vars[(country, dest)]

# Restricciones en la capacidad de producción
for country in countries:
    for prod in grey_and_blue_production:
        problem += prod_vars[(country,prod)] <=
hydrogen_production[country][prod]

# Resolver el problema
problem.solve()

# Imprimir los resultados
print("Estado del problema:", pulp.LpStatus[problem.status])
print("Costo total:", pulp.value(problem.objective),"€")

```

```

# Imprimimos la generacion de cada pais
for var in gen_vars:
    if gen_vars[var].varValue != 0:
        print(f"Hidrógeno generado por {var[1]} en {var[0]}:
{gen_vars[var].varValue/1000000000:.2f} Mt")

```

```

# Imprimimos el transporte de cada pais
for var in trans_vars:
    if trans_vars[var].varValue != 0 and trans_vars[var].varValue>=0:
        print(f"Hidrógeno transportado de {var[0]} a {var[1]}:
{trans_vars[var].varValue/1000:.2f} toneladas")

```

```

# Imprimimos la produccion de cada pais
for var in prod_vars:
    if prod_vars[var].varValue != 0:
        print(f"Hidrógeno producido en {var[0]} con {var[1]}:
{prod_vars[var].varValue/1000000000:.2f} Mt")

```

```

# Calculamos la potencia total empleada y el porcentaje sobre la
instalacion
# Declaramos las variables del bucle
total=0
i = 0
j = 0
percentage = 0

```

```

# Declaramos las variables para posteriormente representar los
resultados
power_used = []
percentage_used = []

for var in gen_vars:
    if gen_vars[var].varValue != 0:
        total +=
gen_vars[var].varValue/(operation_hours[var[1]][var[0]]*MW_to_kg)
    i += 1
    if (i == 4):
        percentage=total/installed_capacity[countries[j]]["Potencia_Instala
da"]*100
        print(f"Potencia utilizada en {var[0]}: {total/1000:.0f} GW,
{percentage:.0f}% de la potencia anunciada")
        i=0
        j += 1
        percentage=0
        percentage_used.append(percentage)
        power_used.append(total/1000)
        total=0

```

```

# Calculamos el % de demanda que está suplido con hidrogeno bajo en
emisiones
total_H2_verde = 0
total_demanda = 0
for var in gen_vars:
    if gen_vars[var].varValue != 0:
        total_H2_verde += gen_vars[var].varValue
print(f"Total hidrógeno bajo en emisiones:
{total_H2_verde/1000000000:.2f} Mt")

for country in countries:
    total_demanda += demand[country]["Demanda"]
print(f"Demanda total: {total_demanda/1000000000:.2f} Mt")

print(f"Porcentaje suplido por hidrogeno bajo en
emisiones:{total_H2_verde/total_demanda*100: .0f}%")

total_demanda = total_demanda/1000000000
total_H2_verde = total_H2_verde/1000000000

```

```

# Creamos los diccionarios que emplearemos para las representaciones
graficas
gen_countries = []
gen_tech = []

```

```

gen_vars_plot = []

prod_countries = []
prod_tech = []
prod_vars_plot = []

for var in gen_vars:
    if gen_vars[var].varValue != 0:
        gen_countries.append(var[0])
        gen_tech.append(var[1])
        gen_vars_plot.append(gen_vars[var].varValue/1000000000)

data_generation = {
    'Country': gen_countries,
    'Source': gen_tech,
    'Hydrogen Generated (Mt)': gen_vars_plot
}

for var in prod_vars:
    if prod_vars[var].varValue != 0:
        prod_countries.append(var[0])
        prod_tech.append(var[1])
        prod_vars_plot.append(prod_vars[var].varValue/1000000000)

data_production = {
    'Country': prod_countries,
    'Tecnología': prod_tech,
    'Hydrogen Produced (Mt)': prod_vars_plot
}

installed_power = []
for country in countries:
    installed_power.append(installed_capacity[country]["Potencia_Instalada"]/1000)

data_power = {
    'Country': countries,
    'Power Used (GW)': power_used,
    'Percentage of Announced Power': percentage_used
}

data_installed_power = {
    'Country': countries,
    'Installed Power (GW)': installed_power
}

# Convertimos los diccionarios en data frames

```

```
df_generation = pd.DataFrame(data_generation)
df_production = pd.DataFrame(data_production)
df_power = pd.DataFrame(data_power)
df_power_installed = pd.DataFrame(data_installed_power)
```

```
# Dibujamos los graficos de barras con la produccion y potencia
utilizada

fig, axes = plt.subplots(nrows=3, ncols=1, figsize=(12, 14))
plt.subplots_adjust(hspace=1)

pos1 = axes[0].get_position()
pos2 = [pos1.x0, pos1.y0, pos1.width, pos1.height * 1]
axes[0].set_position(pos2)

# Generacion de hidrogeno
bars = axes[0].bar(df_generation['Country'] + ' (' +
df_generation['Source'] + ')', df_generation['Hydrogen Generated
(Mt)'],width=0.5, color='lightgreen', edgecolor='black')
axes[0].set_title('Generación de Hidrógeno por País y Tecnología')
axes[0].set_ylabel('Hidrógeno Generado (Mt)')
axes[0].set_xlabel('País (Tecnología)')
axes[0].tick_params(axis='x', rotation=45)
axes[0].yaxis.grid(True, zorder=1)
axes[0].xaxis.grid(False)
axes[0].set_axisbelow(True)

# Añadimos el valor encima de las barras
for bar in bars:
    height = bar.get_height()
    axes[0].text(bar.get_x() + bar.get_width() / 2.0, height-0.05,
f'{height:.2f}', ha='center', va='top')

# Producción de Hidrogeno
custom_colors = ['#A7A7A7', '#50C0FE']
df_production.pivot(index='Country', columns='Tecnología',
values='Hydrogen Produced (Mt)').plot(kind='bar', stacked=True,
ax=axes[1], edgecolor='black',color=custom_colors)
axes[1].set_title('Producción de Hidrógeno por Tecnología y País')
axes[1].set_ylabel('Hidrógeno Producido (Mt)')
axes[1].set_xlabel('País')
axes[1].tick_params(axis='x', rotation=45)
axes[1].yaxis.grid(True, zorder=1)
axes[1].xaxis.grid(False)
axes[1].set_axisbelow(True)

# Utilizacion de electrolizadores
```

```

bars_installed_power = axes[2].bar(df_power_installed['Country'],
df_power_installed['Installed Power (GW)'],width=0.6,
color='lightgray', edgecolor='black',label='Potencia Instalada')
bars_power = axes[2].bar(df_power['Country'], df_power['Power Used
(GW)'],width=0.4, color='lightgreen', edgecolor='black',label='Potencia
Utilizada')

axes[2].set_title('Potencia Empleada en la Generación de Hidrógeno
Frente a la Instalada')
axes[2].set_ylabel('Potencia (GW)')
axes[2].set_xlabel('País')
axes[2].tick_params(axis='x', rotation=45)
axes[2].yaxis.grid(True, zorder=1)
axes[2].xaxis.grid(False)
axes[2].set_axisbelow(True)
axes[2].legend(loc='upper right')

plt.show()

```

```

# Creamos un grafico de donut representando el porcentaje de
utilizacion de los electrolizadores

total_low_emission_hydrogen = round(total_H2_verde,2)
total_demand = total_demanda
percentage_low_emission_supply =
total_low_emission_hydrogen/total_demand*100

fig_donut, ax_donut = plt.subplots(figsize=(8, 8))
labels = ['Hidrogeno Bajo en Emisiones', 'SMR y SMR+CSS']
sizes = [percentage_low_emission_supply, 100 -
percentage_low_emission_supply]
colors = ['lightgreen', 'gray']
explode = (0.1, 0)

ax_donut.pie(sizes, explode=explode, labels=labels, colors=colors,
autopct='%1.1f%%',
            shadow=False, startangle=10, wedgeprops=dict(width=0.3,
edgecolor='black'))
ax_donut.set_title('Porcentaje de Demanda Suplida por Hidrogeno bajo en
Emisiones')

fig.suptitle('Hydrogen Trade Model Results', fontsize=20)
plt.figtext(0.99, 0.2, f'Total de Hidrógeno bajo en emisionen:
{total_low_emission_hydrogen} Mt', horizontalalignment='right')
plt.figtext(0.99, 0.22, f'Demanda Total: {total_demand} Mt',
horizontalalignment='right')
plt.tight_layout(rect=[0, 0.15, 1, 0.95])

```

```
plt.show()
```

```
# Creamos vectores del tamaño del problema con el valor de transporte  
en su posición como país [t_esp,0,0,...][0,t_al,0,...]
```

```
espana = []  
alemania = []  
oriente_medio = []  
australia = []  
japon_corea = []  
marruecos = []  
eeuu = []  
brasil = []  
china = []  
  
for var in trans_vars:  
    if var[0] == 'Espana':  
        espana.append(trans_vars[var].varValue/1000000)  
    if var [0] == 'Alemania':  
        alemania.append(trans_vars[var].varValue/1000000)  
    if var [0] == 'Oriente Medio':  
        oriente_medio.append(trans_vars[var].varValue/1000000)  
    if var [0] == 'Australia':  
        australia.append(trans_vars[var].varValue/1000000)  
    if var [0] == 'Japon-Corea':  
        japon_corea.append(trans_vars[var].varValue/1000000)  
    if var [0] == 'Marruecos':  
        marruecos.append(trans_vars[var].varValue/1000000)  
    if var [0] == 'EEUU':  
        eeuu.append(trans_vars[var].varValue/1000000)  
    if var [0] == 'Brasil':  
        brasil.append(trans_vars[var].varValue/1000000)  
    if var [0] == 'China':  
        china.append(trans_vars[var].varValue/1000000)
```

```
# Creamos una matriz de color para mostrar los intercambios entre  
países
```

```
cmap = mcolors.LinearSegmentedColormap.from_list("import_export",  
["darkred", "white", "green"])
```

```
data_transport_adjusted = {  
    'Desde/Hasta': countries,  
    'Espana': espana,  
    'Alemania': alemania,  
    'Oriente Medio': oriente_medio,  
    'Australia': australia,
```

```

    'Japon-Corea': japon_corea,
    'Marruecos': marruecos,
    'EEUU': EEUU,
    'Brasil': brasil,
    'China': china
}

df_transport_adjusted = pd.DataFrame(data_transport_adjusted)
df_transport_adjusted.set_index('Desde/Hasta', inplace=True)
df_transposed=df_transport_adjusted.transpose()
df_total= df_transposed - df_transport_adjusted

plt.figure(figsize=(10, 8))
sns.heatmap(df_total, annot=True, fmt=".2f", cmap=cmap,
cbar_kws={'label': 'Hidrogeno Transportado (miles de toneladas)'})
plt.title('Matriz de Transporte de Hidrógeno')
plt.show()

```

```

# Primero cogemos los costes marginales de generacion
curva_casacion = []
for var in gen_vars:
    if gen_vars[var].varValue != 0:
        region = var[0]
        tech = var[1]
        value = gen_vars[var].varValue/1000000000
        cost = generation_cost[var[1]][var[0]]
        curva_casacion.append((tech, region, value, cost))

# Segundo unimos los costes marginales de produccion
for var in prod_vars:
    if prod_vars[var].varValue != 0:
        region = var[0]
        tech = var[1]
        value = prod_vars[var].varValue/1000000000
        cost = gray_and_blue_cost[var[0]][var[1]]
        curva_casacion.append((tech, region, value, cost))

curva_casacion.sort(key=lambda x: x[-1])

maximos_dict = {}

for var in trans_vars:
    if trans_vars[var].varValue != 0:
        exporting_country, importing_country = var[0], var[1]

        for var_gen in gen_vars:

```

```

        if var_gen[0] == exporting_country and
gen_vars[var_gen].varValue != 0:
            exporting_tech= var_gen[1]

            importing_cost =
generation_cost[exporting_tech][exporting_country]
+transport_cost[exporting_country][importing_country]

            if importing_country in maximos_dict:
                maximos_dict[importing_country] =
max(maximos_dict[importing_country], importing_cost)
            else:
                maximos_dict[importing_country] = importing_cost

for tecnologia, pais, valor, maximo in curva_casacion:
    if pais not in maximos_dict or maximo > maximos_dict[pais]:
        maximos_dict[pais] = maximo

maximos = [(pais, maximo) for pais, maximo in maximos_dict.items()]

```

```

# Creamos un grafico tipo curva de casacion

```

```

category_color_map = {
    'SMR': '#ebebeb',
    'SMR+CSS': '#0bcfff',
    'Eolica Onshore': '#06d6a0',
    'Solar': '#ffca09',
    'Eolica Offshore': '#21b534',
    'Nuclear': '#ff0ebc'
}

```

```

region_color_map = {
    'EEUU': '#303638',
    'Australia': '#f0c808',
    'Japon-Corea': '#5d4b20',
    'Brasil': '#469374',
    'China': '#9341b3',
    'Alemania': '#e3427d',
    'Espana': '#f4a261',
    'Marruecos': '#0095ff',
    'Oriente Medio': '#0a2d27'
}

```

```

plt.figure(figsize=(16, 8))

```

```

# Plotting horizontal lines for maximos
for region, height in maximos:
    line_color = region_color_map.get(region, 'black')
    plt.axhline(y=height, color=line_color, linestyle='--',
linewidth=1, label=f'{region} max' if region == maximos[0][0] else "")

start_position = 0
total_system_cost = pulp.value(problem.objective)

# Pintamos los rectangulos y lineas
for i, (category, region, width, height) in enumerate(curva_casacion):
    rect_color = category_color_map[category]
    line_color = region_color_map[region]
    # Pintamos rectangulos
    plt.gca().add_patch(plt.Rectangle((start_position, 0), width,
height, color=rect_color, alpha=1))
    # Añadimos la linea encima del rectangulo
    plt.plot([start_position, start_position + width], [height,
height], color=line_color, linewidth=2)
    # Update start position for next rectangle
    start_position += width

# Creamos las leyendas
category_handles = [plt.Line2D([0], [0], color=color, lw=4) for color
in category_color_map.values()]
region_handles = [plt.Line2D([0], [0], color=color, lw=4) for color in
region_color_map.values()]

legend1 = plt.legend(category_handles, category_color_map.keys(),
loc='lower left', bbox_to_anchor=(1.01, 0.38), title='Leyenda
Tecnologías')
plt.gca().add_artist(legend1)

plt.legend(region_handles, region_color_map.keys(), loc='upper left',
bbox_to_anchor=(1.01, 1.01), title='Leyenda Países')

plt.text(1.01, 0.36, f'Total system cost:\n{total_system_cost: .0f} €',
transform=plt.gca().transAxes, fontsize=11, verticalalignment='top')

maximos_text = "\n".join([f"{region}: {height} €/kg" for region, height
in maximos])
plt.text(1.01, 0.28, f'Costes Marginales:\n{maximos_text}',
transform=plt.gca().transAxes, fontsize=11, verticalalignment='top')

plt.xlim(0, start_position )
plt.ylim(0, max([height for category, region, width, height in
curva_casacion]) + 1)

```

```
plt.xlabel('Demanda (Mt)')
plt.ylabel('Coste Marginal (€/kg)')
plt.title('Curva de Casación de la Demanda de Hidrógeno')
plt.grid(False)
plt.show()
```

17 Anexo II: Alineación con los objetivos de desarrollo sostenible

Los objetivos de desarrollo sostenible (ODS) son una serie de objetivos que tienen como fin la erradicación de la pobreza, la protección del planeta y la mejora de la calidad de vida de todos los habitantes de la tierra.

En 2015, todos los estados miembros de las naciones unidas aprobaron un total de 17 objetivos que conforman la agenda 2030 para el desarrollo sostenible. El objetivo es alcanzar estos objetivos para el año 2030. [45]

Los objetivos de desarrollo sostenible se indican a continuación:



Figura 117: Objetivos de desarrollo sostenible. [45]

Concretamente, este trabajo se alinea con cuatro de estos diecisiete objetivos de desarrollo sostenible:

- Energía asequible y no contaminante.
- Trabajo decente y crecimiento económico.
- Acción por el clima.
- Alianzas para lograr los objetivos.

17.1 Energía asequible y no contaminante

Como se ha comentado a lo largo de este trabajo el hidrogeno puede ser un importante vector energético en el futuro, así como una fuente de energía en algunas aplicaciones. Si este hidrogeno es de origen verde, este estará alineado con el objetivo 7: Energía asequible y no contaminante.

17.2 Trabajo decente y crecimiento económico

El hidrogeno actualmente ya está siendo utilizado en numerosas industrias como la metalúrgica o la de fertilizantes, fomentar el aumento del consumo de hidrogeno verde supondrá no solo un beneficio para el medio ambiente sino que tendrá un impacto positivo en las economías de los países que

decidan adoptar estas tecnologías, alineándose así con el objetivo 8: Trabajo decente y crecimiento económico.

17.3 Acción por el clima

El hidrogeno actualmente se produce con una tecnología muy contaminante, si se sustituye por alternativas verdes se podrán eliminar estas emisiones y tener un impacto positivo en el clima y en el medio ambiente, logrando así conseguir el objetivo 13: Acción por el clima.

17.4 Alianzas para lograr los objetivos

Lograr que el hidrogeno verde triunfe es un esfuerzo global por lo que la cooperación de todos los países es fundamental para lograr la consecución del objetivo 17: Alianzas para lograr los objetivos.

18Bibliografía

- [1] International Energy Agency, «World Energy Outlook 2023,» 2023.
- [2] A. d. I. Torre, «Toyota cree que el futuro de Europa pasa por una tecnología que está (casi) desaparecida: el hidrógeno. Esta es su apuesta,» *Xataka*, 2023.
- [3] International Energy Agency, «Global Hydrogen Review 2023,» 2023.
- [4] J. G. Speight, *The refinery of the future*, 2020.
- [5] M. R. Beychok, *Process and environmental technology for producing SNG and liquid fuels.*, 1975.
- [6] C. K. Goutam Shahani, «Options for CO₂ capture from SMR,» 2014.
- [7] D. Kahya, «Why oil companies want you to love hydrogen,» *Unearthed*, 8 12 2020. [En línea]. Available: <https://unearthed.greenpeace.org/2020/12/08/unearthed-today-why-oil-companies-want-you-to-love-hydrogen/>. [Último acceso: 21 02 2023].
- [8] M. Z. J. Robert W. Howarth, «How green is blue hydrogen?,» 2021.
- [9] M. Chatenet, B. G. Pollet, D. R. Dekel, F. Dionigi, J. Deseure, P. Millet, R. D. Braatz, M. Z. Bazant, M. Eikerling, I. Staffell, P. Balcombe, Y. Shao-Horn y H. Schäfer, *Water electrolysis: from textbook knowledge to the latest scientific strategies and industrial developments*, 2022.
- [10] D. Zhou y P. Li, *Recent Advances in Non-Precious Metal-Based Electrodes for Alkaline Water Electrolysis*, 2020.
- [11] P. Tsiplakides, *PEM water electrolysis fundamentas*, 2012.
- [12] Global Energy Ventures Ltd, «Scoping Study Delivers Zero Emission Supply Chain for Green Hydrogen,» 2021.
- [13] P. S. J. M. F. S. W. Andres Ramos, *Modelos matemáticos de optimización*, Madrid: Universidad Pontificia Comillas, 2013.
- [14] European Hydrogen Backbone, «ehb,» *European Hydrogen Backbone*, [En línea]. Available: <https://ehb.eu/page/estimated-investment-cost>. [Último acceso: 13 03 2024].
- [15] International Energy Agency, «Energy Technology Perspectives 2023,» 2023.
- [16] T. Kumagai, «Japan sees 30 mil mt/year fuel ammonia demand in 2050 after commercial use in 2020s,» *S&P Global*, 8 2 2021. [En línea]. Available: <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/coal/020821-japan-sees-30-mil-mtyear-fuel-ammonia-demand-in-2050-after-commercial-use-in-2020s>. [Último acceso: 13 07 2024].

- [17] RystadEnergy, RystadEnergy, 28 5 2024. [En línea]. Available: <https://www.rystadenergy.com/news/solar-pv-to-help-soaring-middle-east-power-demand>. [Último acceso: 30 05 2024].
- [18] BloombergNEF, «ClimateScope,» Bloomberg, 11 2023. [En línea]. Available: <https://www.global-climatescope.org/markets/ma/>. [Último acceso: 30 05 2024].
- [19] Siemens, «Middle East Power: Outlook 2035,» Siemens, 2018.
- [20] CSIRO, «GenCost 2023-24,» 2024.
- [21] Renewable Energy Institute, *South Korea Low Renewable Energy Ambitions Result in High Nuclear and Fossil Power Dependencies*, 2023.
- [22] Spanish Government, *Plan Nacional Integrado de la Energía y el Clima*, 2023.
- [23] Portuguese Government, *NATIONAL ENERGY PLAN AND CLIMATE 2021-2030 (NECP 2030)*, Portugal, 2030.
- [24] OpenEi, «Solar and Wind Energy Resource Assessment,» OpenEI, [En línea]. Available: [https://openei.org/wiki/Solar_and_Wind_Energy_Resource_Assessment_\(SWERA\)](https://openei.org/wiki/Solar_and_Wind_Energy_Resource_Assessment_(SWERA)). [Último acceso: 30 05 2024].
- [25] G. Sartori, «Unveiling The Untapped Potential of Brazil's Solar Energy Market,» IPWatchdog, 23 04 2024. [En línea]. Available: <https://ipwatchdog.com/2024/04/23/unveiling-untapped-potential-brazils-solar-energy-market/id=175566/#:~:text=Brazil%20has%20one%20of%20the,the%20power%20of%20the%20sun..> [Último acceso: 30 05 2024].
- [26] M. A.-R. P. L. Mary Katebah, «Analysis of hydrogen production costs in Steam-Methane Reforming,» Science Direct, Doha, 2022.
- [27] World Bank, «State and Trends of Carbon Pricing Dashboard,» World Bank, 04 06 2024. [En línea]. Available: <https://carbonpricingdashboard.worldbank.org/compliance/price>. [Último acceso: 04 06 2024].
- [28] EMBER, «The price of emissions allowances in the EU,» EMBER, [En línea]. Available: <https://ember-climate.org/data/data-tools/carbon-price-viewer/>. [Último acceso: 05 06 2024].
- [29] Trading Economics, «EU Natural Gas TTF,» Trading Economics, 04 06 2024. [En línea]. Available: <https://tradingeconomics.com/commodity/eu-natural-gas>. [Último acceso: 04 06 2024].
- [30] S&P Global, «Commodity Insights,» S&P Global, [En línea]. Available: <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/our-methodology/price-assessments/lng/platts-middle-east-marker-mem-lng-price-assessment>. [Último acceso: 04 06 2024].

- [31] S&P Global, «Commodity Insights,» S&P Global, 04 06 2024. [En línea]. Available: natural en. [Último acceso: 04 06 2024].
- [32] Trading Economics, «Natural Gas,» Trading Economics, 05 06 2024. [En línea]. Available: <https://tradingeconomics.com/commodity/natural-gas>. [Último acceso: 05 06 2024].
- [33] Australian Energy Regulator, «Gas Market Prices,» Australian Government, 01 01 2024. [En línea]. Available: <https://www.aer.gov.au/industry/registers/charts/gas-market-prices>. [Último acceso: 05 06 2024].
- [34] R. Gompertz, «Brazilian natural gas pipeline prices flip,» Argus Media, 22 08 2023. [En línea]. Available: <https://www.argusmedia.com/en/news-and-insights/latest-market-news/2481555-brazilian-natural-gas-pipeline-prices-flip>. [Último acceso: 06 06 2024].
- [35] ECHEMI, «Liquefied Natural Gas China Domestic Price,» ECHEMI, 05 06 2024. [En línea]. Available: <https://www.echemi.com/pcp/liquefied-natural-gas-pd2202071042.html>. [Último acceso: 05 06 2024].
- [36] E. Tarver, «What Is a Supply Shock and What Causes It?,» Investopedia, 27 09 2022. [En línea]. Available: <https://www.investopedia.com/terms/s/supplyshock.asp>. [Último acceso: 05 06 2024].
- [37] IEA, *Hydrogen Projects Database*, 2023.
- [38] IRENA, «Geopolitics of the Energy Transformation,» IRENA, [En línea]. Available: <https://www.irena.org/Digital-Report/Geopolitics-of-the-Energy-Transformation#page-0>. [Último acceso: 07 06 2024].
- [39] I. C. A. Partnership, Artist, [Art].
- [40] «Hydrogen Valleys,» Clean Hydrogen Partnership, 18 07 2024. [En línea]. Available: https://h2v.eu/hydrogen-valleys?populate=&field_ch_1_q_10_value=ES&field_value_chain_coverage_target_id=All&field_end_uses_target_id=All. [Último acceso: 18 07 2024].
- [41] O. Winter, «RWE Generation SE,» RWE, [En línea]. Available: <https://www.rwe.com/en/press/rwe-generation/2024-05-29-rwe-plans-hydrogen-ready-combined-cycle-gas-turbine-at-gersteinwerk-in-werne/>. [Último acceso: 18 07 2024].
- [42] L. Collins, «Hydrogen Insight,» Hydrogen Insight, 7 03 2023. [En línea]. Available: <https://www.hydrogeninsight.com/power/germany-to-build-17-21gw-of-new-hydrogen-ready-gas-fired-power-plants-says-chancellor/2-1-1415040>. [Último acceso: 2024 07 18].
- [43] H. Europe, Artist, [Art]. 2024.
- [44] «Members,» Hydrogen Europe, [En línea]. Available: <https://hydrogeneurope.eu/members-locations/>. [Último acceso: 18 07 2024].
- [45] Naciones Unidas, «Objetivos de desarrollo sostenible,» [En línea]. Available: [https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/development-agenda/#:~:text=Los%20Objetivos%20de%20Desarrollo%20Sostenible%20\(ODS\)%20constit](https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/development-agenda/#:~:text=Los%20Objetivos%20de%20Desarrollo%20Sostenible%20(ODS)%20constit)

uyen%20un%20llamamiento%20universal,personas%20en%20todo%20el%20mundo..
[Último acceso: 21 04 2024].

- [46] Davidlfritz, Artist, *PEMelectrolysis*. [Art]. Wikipedia, 2013.
- [47] K. Teenakul, Artist, *Alkaline water electrolyser*. [Art]. Wikipedia, 2023.
- [48] A. Bedon, Artist, [Art]. 2018.
- [49] K. Teenakul, Artist, *EM water electrolysis working principle with HER and OER*. [Art].
- [50] Nuclear Energy Agency, *Projected Cost of Generating Electricity 2020 Edition*, 2020.
- [51] J. H. J. F. a. L. H. Paul Graham, *Australia National Science Agency: GenCost 2022-23*, CSIRO, 2023.
- [52] D. B. y. C. B. Arman Aghahosseini, *The MENA Super Grid towards 100% Renewable Energy Power Supply by 2030*, Tehran, 2016.
- [53] ECLAC United Nations, *A Big Push For Brazil Sustainability In Brazil's Energy Sector Input and Evidence For Policy Coordination.*, 2023.
- [54] JEPIC, *The Electric Power Industry In Japan 2023*, 2023.
- [55] R. Eléctrica, «Red Eléctrica datos de generación.», REE, 2023. [En línea]. Available: <https://www.ree.es/en/datos/generation/installed-capacity>. [Último acceso: 15 04 2024].
- [56] Bundesnetzagentur, «Installed Generation Capacity,» Bundesnetzagentur SMARD, 01 01 2024. [En línea]. Available: <https://www.smard.de/page/en/wiki-article/5884/6038>. [Último acceso: 17 04 2024].
- [57] Global Energy Monitor, «Global Renewable Monitor,» 2023.
- [58] AEMO, «AEMO-Generation Information,» AEMO, [En línea]. Available: <https://aemo.com.au/energy-systems/electricity/national-electricity-market-nem/nem-forecasting-and-planning/forecasting-and-planning-data/generation-information>. [Último acceso: 17 04 2024].
- [59] L. Buttel, «America's Electricity Generation Capacity 2023 Update,» 2023.
- [60] ONS, «Carga e Geração,» [En línea]. Available: https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/capacidade_instalada.aspx. [Último acceso: 16 04 2023].
- [61] D. Pugliesi, Artist, *Pressure swing regeneration of a adsorbed bed*. [Art]. 2014.
- [62] J. Fernando, «Investopedia,» Investopedia, 01 02 2024. [En línea]. Available: <https://www.investopedia.com/terms/c/cagr.asp>. [Último acceso: 07 05 2024].
- [63] Grand View Research, «Hydrogen Generation Market Analysis and Segment Forecasts to 2025,» 2018.

- [64] K. Schelling, «Green Hydrogen to Undercut Gray Sibling by End of Decade,» BloombergNEF, 9 09 2023. [En línea]. Available: <https://about.bnef.com/blog/green-hydrogen-to-undercut-gray-sibling-by-end-of-decade/#:~:text=%E2%80%9CGray%20hydrogen%2C%20which%20comes%20from,%241.8%2D%244.7%20per%20kilogram..> [Último acceso: 2024 05 30].
- [65] OEC World, «Hydrogen Cumulative Market Share,» OEC World, 2022. [En línea]. Available: <https://oec.world/en/profile/hs/hydrogen?cumulativeMarketShareSelected=share>. [Último acceso: 31 05 2024].
- [66] Homaio, «What is the EU ETS 2 Price Forecast for 2030?,» Homaio, 26 04 2024. [En línea]. Available: <https://www.homaio.com/post/what-is-the-eu-ets-2-price-forecast-for-2030#:~:text=EU%20ETS%202%202030%20Price%20Forecasts%20with%20Scenarios,-Scenario%201%3A%20Base&text=A%20base%20forecast%20predicts%20a,of%20CO2%20equivalent%20by%202030..> [Último acceso: 10 06 10].