



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

PROYECTO DE ANÁLISIS TÉCNICO/ECONÓMICO DEL
AMONÍACO VERDE COMO COMBUSTIBLE EN EL
TRANSPORTE MARINO

Autor: Jaime Alonso Rodríguez

Director: Jaime Navarro Ocón

Madrid

Julio de 2025

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
PROYECTO DE ANÁLISIS TÉCNICO/ECONÓMICO DEL AMONÍACO
VERDE COMO COMBUSTIBLE EN EL TRANSPORTE MARINO
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2024-25 es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es
plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada
de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.: Jaime Alonso Rodríguez

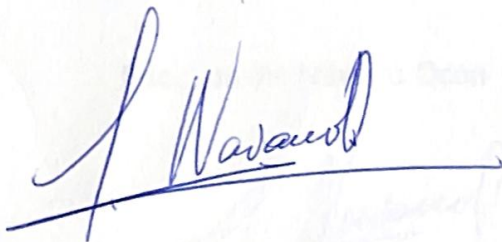
Fecha://

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Jaime Navarro Ocón

Fecha: 7.../ 7.../ 2025

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'J. Navarro', with a long horizontal stroke extending to the right.



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

PROYECTO DE ANÁLISIS TÉCNICO/ECONÓMICO DEL
AMONÍACO VERDE COMO COMBUSTIBLE EN EL
TRANSPORTE MARINO

Autor: Jaime Alonso Rodríguez

Director: Jaime Navarro Ocón

Madrid

Julio de 2025

ANÁLISIS TÉCNICO/ECONÓMICO DEL AMONÍACO VERDE COMO COMBUSTIBLE EN EL TRANSPORTE MARINO

Autor: Alonso Rodríguez, Jaime

Director: Navarro Ocón, Jaime

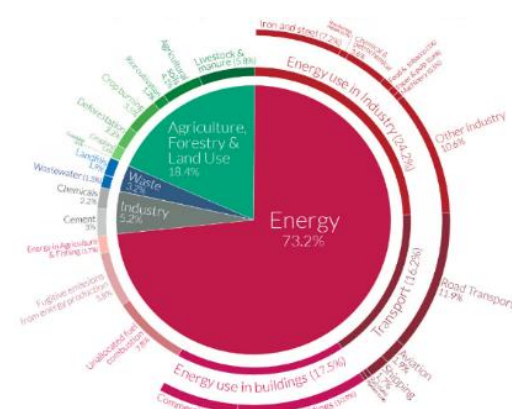
Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

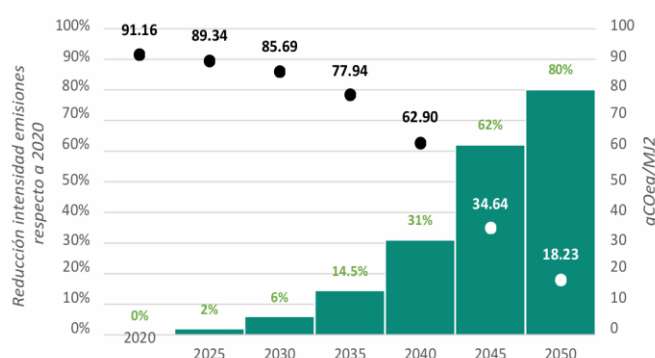
1. Introducción

El cambio climático es uno de los mayores problemas a los que actualmente se enfrenta la humanidad. Causado principalmente por las emisiones antropogénicas de gases de efecto invernadero (GEI) a partir del siglo XVIII [1], el calentamiento global amenaza con causar grandes problemas futuros, incluyendo los famosos desastres naturales pero también problemas en los ámbitos sanitarios, bioecológicos, económicos, políticos y sociales a nivel global [2].

El sector del transporte y la movilidad es una de las actividades económicas más contaminantes en el mundo, produciendo casi una sexta parte de las emisiones mundiales de carbono [3] debido a su alto nivel de dependencia con los combustibles fósiles, por lo que es uno de los sectores prioritarios para la descarbonización. Algunos ámbitos de la movilidad, como el transporte aéreo o ferroviario, sufren de consideraciones prácticas que prácticamente establecen un único curso de transición hacia la movilidad sostenible (siendo los combustibles sintéticos y la electrificación las respectivas opciones claramente más prácticas para estos transportes). Otros métodos de transporte, incluido el transporte marítimo, tienen más opciones sostenibles disponibles, pero la aversión al riesgo de las compañías frente a escoger la opción equivocada causa situaciones de bloqueo.



Fuentes principales de GEI. Fuente: [3]



Objetivo de reducción de emisiones en FuelEU Maritime. Fuente: [4]

Una de las opciones principales barajadas por las empresas de transporte marítimo y apoyadas por organismos públicos como la Unión Europea, es el amoníaco verde. El amoníaco posee

varias ventajas como combustible: su consumo no contribuye hacia las emisiones de carbono o azufre al no contener estos elementos, es fácilmente licuable almacenable a baja presión, y es relativamente barato respecto a otros combustibles alternativos. Sin embargo, sufre problemas en cuanto a su baja densidad energética y el hecho de que sus características de combustión no son idóneas para su uso en motores convencionales.

Por ello, se plantea que el objetivo de esta investigación es averiguar si el amoníaco verde es un sustituto viable, tanto técnica como económicamente, a los combustibles convencionales, analizando su capacidad de producción en España y su consumo en grandes embarcaciones.

Tradicionalmente, el amoníaco se produce mediante dos procesos secuenciales: el primero, denominado reformado de metano, produce hidrógeno tomando como materia prima y principal fuente de energía el gas natural, haciendo que este proceso sea altamente contaminante debido a la emisión de dióxido de carbono como producto secundario. Existen varias alternativas que intentan mejorar este aspecto, como el reformado autotermal que reduce el consumo de gas natural, o tecnologías de captura de carbono que previenen que el dióxido de carbono producido sea liberado a la atmósfera, pero en todo caso supondrá un problema de sostenibilidad y dependencia energética. El segundo proceso utiliza gases de hidrógeno y nitrógeno para producir amoníaco mediante la reacción de Haber-Bosch, un proceso químico delicado y costoso pero necesario para una producción eficiente de amoníaco [5].

El amoníaco verde reemplaza el primer proceso con un proceso de producción de hidrógeno verde como materia prima para el proceso posterior de Haber-Bosch. El hidrógeno verde se puede producir de varias maneras, incluyendo métodos biológicos y fotoquímicos, pero la tecnología más eficiente y escalable en la actualidad es la electrólisis del agua. Alimentada con energías renovables como la energía solar fotovoltaica o la energía eólica, la electrólisis promete ser una de las maneras más eficientes de producir hidrógeno sin los costes medioambientales que suponen los métodos tradicionales.

Al otro lado de la cadena logística marítima del amoníaco verde, este nuevo combustible alternativo supone una serie de retos en cuanto a su aprovechamiento energético. Mientras que el amoníaco verde admite soluciones anteriormente no contempladas para los combustibles fósiles, como las celdas de combustible, su utilización en grandes embarcaciones sigue siendo un desafío debido a la poca madurez de las tecnologías de propulsión mediante grandes motores de combustión interna a dos tiempos. Sin embargo, se han hecho grandes avances recientes en este aspecto, alcanzando una eficiencia similar al de los motores existentes [6], mostrando cierto nivel de viabilidad técnica.

2. Metodología

La investigación aplica a lo largo de la cadena de valor del amoníaco verde, con gran énfasis en los pasos de producción y de consumo en entornos marítimos. Para ello, se han realizado tres análisis técnicos y/o económicos distintos, cada uno enfocado en un área y un enfoque distintos de la cadena de valor del amoníaco verde:

- a. Análisis técnico-económico de las técnicas de producción de amoníaco verde actualmente disponibles en el mercado, suponiendo un fuerte apalancamiento sobre el factor productivo donde España tiene ventaja competitiva e imitando cómo las primeras instalaciones están siendo implementadas (basadas principalmente en energía solar fotovoltaica).

Este análisis está basado en una simulación horaria de una planta combinada de producción de amoníaco verde, con instalaciones de generación eléctrica fotovoltaica, producción de hidrógeno mediante electrólisis y producción de amoníaco mediante el proceso de Haber-Bosch, teniendo en cuenta las interdependencias de los sistemas implicados. Esto permitirá valorar la compatibilidad de las distintas tecnologías y las limitaciones que tendrán este tipo de plantas.

Este análisis servirá como base para realizar los otros análisis, utilizando los datos de producción unitaria (en términos de toneladas de amoníaco verde al año por unidad de capacidad) y costes normalizados (LCOA, en términos de euros por kilogramo de amoníaco verde) obtenidos en ésta como parámetros de entrada en los análisis subsecuentes:

- b. Análisis técnico de capacidad de abastecimiento de la demanda de amoníaco verde en España, utilizando los datos del primer análisis para obtener un valor de capacidad fotovoltaica (como factor limitante de la producción) necesaria para abastecer las necesidades actuales y futuras previstas de amoníaco verde como combustible marítimo a nivel nacional.

Este análisis determinará la capacidad que tiene España en suministrar el amoníaco verde necesario para sustituir a los combustibles marítimos, basándose en la capacidad de generación fotovoltaica actual y la capacidad teórica necesaria para producir las cantidades demandadas. Esto permitirá determinar el grado de autoabastecimiento de combustibles marítimos en España, permitiendo evaluar el impacto de este tipo de medidas sobre la autosuficiencia energética española.

- c. Análisis económico del impacto sobre el coste normalizado de transporte (LCOT) que supone la transición hacia el amoníaco verde como combustible marítimo, teniendo en

cuenta los varios factores directos e indirectos que afectan al coste del transporte y utilizando los valores económicos obtenidos en el primer análisis.

Este último análisis ayudará a medir el impacto económico de la transición hacia el amoníaco verde como combustible marítimo, determinando su viabilidad desde un punto de vista económico dado que la proposición de pivotar hacia un combustible alternativo será más exitosa si tiene aceptación por parte de los operadores de mercado, para el cual una clara propuesta de ventaja económica es vital.

3. Resultados

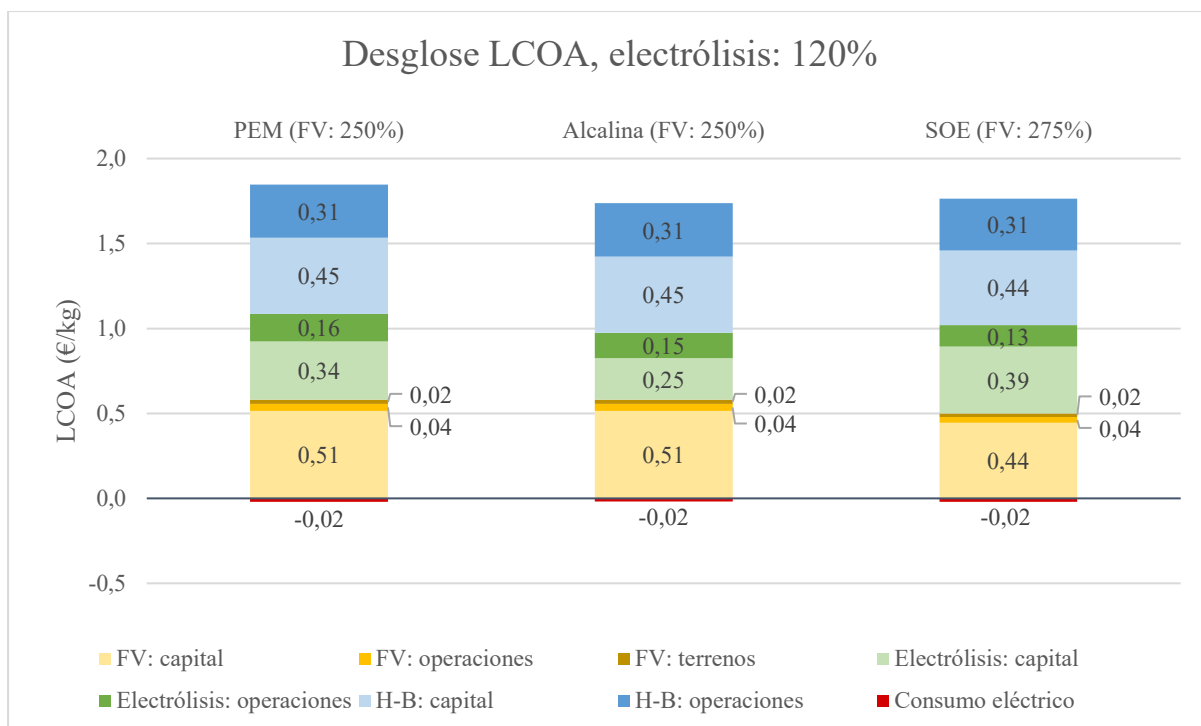
El primer análisis se ha realizado con tres combinaciones de variables técnicas: tipo de electrólisis (alcalina, membrana de intercambio protones, óxido sólido), dimensionado del sistema de electrólisis y dimensionado relativo (dimensionado respecto al del sistema de electrólisis) del sistema fotovoltaico que alimenta el sistema de electrólisis. Se ha realizado una simulación por cada combinación de estas variables, obteniendo como valores de salida la producción anual de amoníaco verde, la intensidad energética de red (para cubrir cualquier deficiencia del sistema fotovoltaico y cumplir los límites técnicos de las instalaciones), y finalmente añadiendo componentes de coste y parámetros financieros, el coste normalizado (LCOA).

Las dos variables de dimensionado se analizaron simultáneamente, fijando un tipo de electrólisis como parámetro y comparando los resultados bidimensionalmente para cada combinación de niveles de dimensionado. Esto se repitió para los tres tipos de electrólisis, y finalmente durante la parte económica del análisis se alteró la escala de la planta para observar el efecto de las economías de escala, especialmente pertinentes en la instalación de Haber-Bosch. Una parte de los resultados de las simulaciones se encuentra a continuación, donde se muestra que el aumento del dimensionado aumenta la producción anual pero cada incremento es marginalmente reducido respecto al anterior, por lo que se alcanza un punto donde el aumento de costes de la instalación es mayor que el aumento de la producción y por ende se alcanza un punto concreto de LCOA.

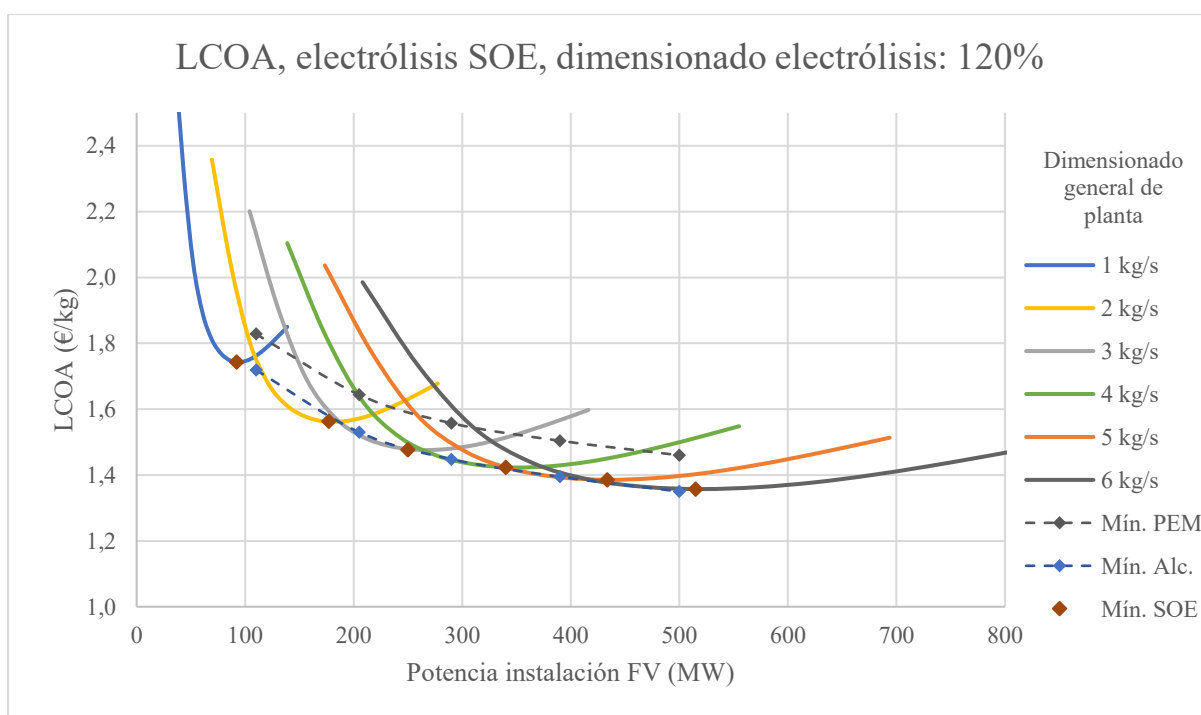
Producción de amoníaco anual, electrólisis alcalina												
		Potencia nominal de electrolizador [kWp, % sobre P _{ref}]										
		35,9 [100%]	39,5 [110%]	43,1 [120%]	46,7 [130%]	50,3 [140%]	53,9 [150%]	57,5 [160%]	61,1 [170%]	64,7 [180%]	68,2 [190%]	71,8 [200%]
Dimensionamiento de instalación FV [% sobre potencia de electrolizador]	100%	8,0	8,5	9,0	9,6	10,2	10,8	11,4	12,1	12,9	13,5	14,0
	125%	9,3	10,0	10,8	11,6	12,4	13,0	13,6	14,2	14,7	15,1	15,5
	150%	10,8	11,7	12,6	13,4	14,1	14,6	15,1	15,5	15,9	16,2	16,5
	175%	11,9	13,0	14,0	14,7	15,3	15,7	16,1	16,5	16,8	17,1	17,3
	200%	12,7	14,0	15,1	15,7	16,1	16,5	16,9	17,2	17,4	17,6	17,8
	225%	13,4	14,7	15,8	16,4	16,8	17,1	17,4	17,6	17,8	18,0	18,1
	250%	13,9	15,3	16,4	17,0	17,3	17,6	17,8	17,9	18,1	18,1	18,2
	275%	14,3	15,7	16,8	17,4	17,7	17,9	18,0	18,1	18,2	18,2	18,3
	300%	14,5	16,0	17,1	17,7	17,9	18,1	18,1	18,2	18,2	18,3	18,3
	325%	14,7	16,2	17,3	17,8	18,1	18,2	18,2	18,3	18,3	18,3	18,4
	350%	14,8	16,3	17,4	18,0	18,2	18,2	18,3	18,3	18,3	18,4	18,4
	375%	14,9	16,4	17,5	18,1	18,2	18,3	18,3	18,3	18,4	18,4	18,4
	400%	15,0	16,5	17,6	18,1	18,3	18,3	18,3	18,4	18,4	18,4	18,4
Unidades: miles de toneladas/año por kg/s de capacidad nominal												

LCOA, electrólisis alcalina, dimensionado H-B: 1 kg/s												
		Potencia nominal de electrolizador [kWp, % sobre P _{ref}]										
		35,9 [100%]	39,5 [110%]	43,1 [120%]	46,7 [130%]	50,3 [140%]	53,9 [150%]	57,5 [160%]	61,1 [170%]	64,7 [180%]	68,2 [190%]	71,8 [200%]
Dimensionamiento de instalación FV [% sobre potencia de electrolizador]	100%	2,66	2,59	2,53	2,47	2,41	2,35	2,30	2,25	2,17	2,14	2,13
	125%	2,35	2,27	2,20	2,13	2,07	2,04	2,02	2,01	1,99	2,00	2,02
	150%	2,11	2,02	1,95	1,92	1,90	1,90	1,90	1,92	1,93	1,96	1,98
	175%	1,97	1,88	1,82	1,82	1,82	1,84	1,86	1,88	1,91	1,95	1,99
	200%	1,90	1,81	1,76	1,77	1,79	1,81	1,84	1,88	1,92	1,97	2,01
	225%	1,86	1,77	1,73	1,74	1,77	1,81	1,85	1,90	1,95	2,01	2,06
	250%	1,84	1,76	1,72	1,74	1,78	1,83	1,88	1,94	2,00	2,06	2,12
	275%	1,84	1,76	1,73	1,75	1,80	1,85	1,92	1,98	2,05	2,12	2,19
	300%	1,85	1,77	1,74	1,77	1,83	1,89	1,96	2,04	2,11	2,18	2,26
	325%	1,88	1,80	1,77	1,80	1,86	1,94	2,01	2,09	2,17	2,25	2,33
	350%	1,91	1,83	1,80	1,84	1,91	1,99	2,07	2,15	2,23	2,32	2,40
	375%	1,94	1,87	1,84	1,88	1,95	2,03	2,12	2,21	2,29	2,38	2,47
	400%	1,98	1,90	1,88	1,92	2,00	2,09	2,18	2,27	2,36	2,45	2,54
Unidades: euro (referencia 2025) por kilogramo												

Respecto a la comparativa entre tipos de electrólisis, todos los tipos de electrólisis alcanzaron el LCOA mínimo cuando el dimensionado del sistema de electrólisis alcanzó el 120% respecto al sistema de referencia (sistema teórico dimensionado para producción continua mediante conexión a la red eléctrica nacional: 35,9 MW de electrólisis alcalina y PEM, y 28,9 MW para electrólisis SOE, ambos para una planta de 1 kg/s de producción nominal) del 120%, y un dimensionado fotovoltaico entre 250% y 275% de la potencia de electrólisis escogida.



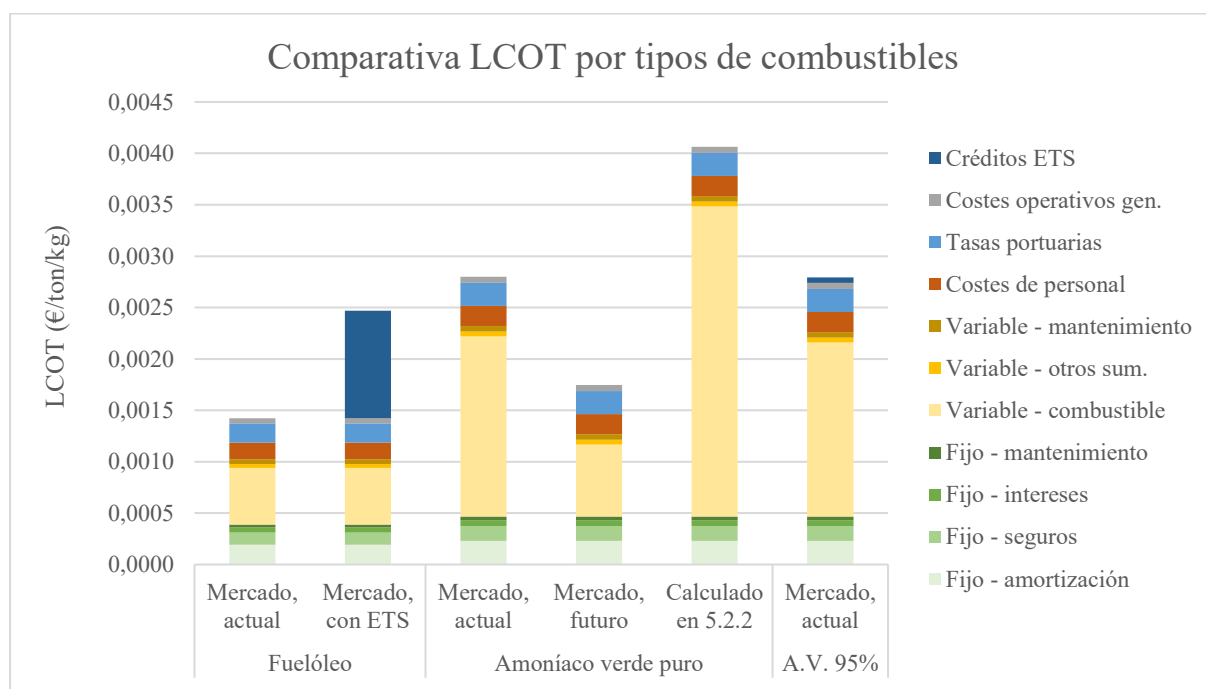
La electrólisis PEM, a pesar de ser teóricamente más compatible con la energía fotovoltaica, sale más cara por motivos del alto coste de las celdas de electrólisis, mientras que la electrólisis alcalina y SOE salen más baratas por su bajo coste (reducido componente del LCOA perteneciente al CAPEX/OPEX de electrólisis) y su alto rendimiento energético (reducido dimensionado absoluto fotovoltaico, minorizando dicho componente del LCOA), respectivamente.



Como parte final del primer análisis, se observa que aumentando el escalado de la planta se obtienen ahorros considerables debido a las economías de escala de la sección final de producción de amoníaco, la cual goza de fuertes no linealidades en cuanto a su coste capital.

Un hallazgo importante es el hecho de que el coste normalizado sea bastante mayor que el precio de mercado (1,29 €/kg en este análisis vs. 0,80 €/kg en el mercado internacional). Se postula que esto se debe al uso exclusivo de energía fotovoltaica, la cual tiene un bajo factor de carga medio que desaprovecha el resto de instalaciones, reduciendo su producción y aumentando el coste de producción unitario.

Cambiando el enfoque al segundo análisis, utilizando el dimensionado fotovoltaico y los datos de producción del punto de menor coste (electrólisis alcalina, 120% de capacidad de electrólisis sobre potencia de referencia y 250% de capacidad fotovoltaica sobre potencia de electrolizador), se obtiene que para abastecer entre la demanda actual y el doble de ésta (hipótesis de mercado basada en la supuesta ventaja competitiva de España en este mercado respecto al mercado de los combustibles fósiles), se obtiene que se necesita una capacidad solar de entre 140 GWp y 280 GWp, entre cuatro y ocho veces la capacidad fotovoltaica instalada hasta la fecha.



Finalmente, en el tercer análisis se observa que el combustible es una parte importante de los costes normalizados de transporte (LCOT), pero que los costes adicionales impuestos sobre las opciones de transporte marítimo tradicionales (en forma de créditos al carbono) ayudan a que esta nueva propuesta de movilidad sea rentable y realizable por el mercado. Se observa que

utilizando los datos del primer análisis, el coste normalizado es superior incluso al coste actual con créditos al carbono, mientras que si se usan precios de mercado actuales y futuros, se ve que el coste es menor que el actual con los costes de los créditos al carbono.

4. Conclusiones

El primer análisis ha mostrado ciertos patrones esperados en cuanto al dimensionado técnico (la existencia de un punto de coste mínimo debido a producción marginal decreciente), pero ha sacado a la luz la poca rentabilidad económica de las instalaciones de amoníaco verde puramente alimentadas por energía fotovoltaica (debido al bajo factor de carga medio de esta tecnología), por lo que sería necesario que los actores de mercado que desean apalancar sus proyectos de amoníaco verde sobre la energía solar fotovoltaica reconsideren estos diseños en favor de plantas con generación eléctrica hibridada, almacenamiento de energía eléctrica, etc. Además, para aprovechar las ventajosas economías de escala de las instalaciones de producción de Haber-Bosch, se recomienda considerar modelos descentralizados que desacoplen el tamaño de las instalaciones para aprovechar mejores parámetros de dimensionado para cada tecnología.

El segundo análisis ha mostrado que se necesita una gran cantidad de superficie y equipamiento dedicado a la producción de amoníaco verde solo para abastecer la demanda de combustibles marítimos, aunque en teoría debería ser realizable en España. Dejando de lado los fallos del análisis anterior, cabe mencionar que esta gran implementación a gran escala puede causar problemas políticos sobre el uso del suelo en entornos rurales, pero también la velocidad de implementación con tales dimensionados puede hacer que esta idea sea menos atractiva.

En el tercer análisis, se ha mostrado que el amoníaco verde sí es una alternativa económicamente viable a los combustibles marítimos convencionales, si se utilizan los precios de mercado actuales y se aplican las ayudas gubernamentales ya establecidas que ayudan a impulsar una movilidad sostenible. También se resalta el error de concepto sobre el apalancamiento fotovoltaico del primer análisis: utilizando estos resultados, el concepto no es económicamente viable sin más asistencias de entidades públicas, pero viendo que el precio actual del amoníaco verde sí permite la transición hacia la movilidad marítima sostenible, se plantea que no es necesaria ninguna acción gubernamental más de las actuales para realizar la transición hacia el uso de amoníaco verde como combustible marítimo, sino que se debería replantear la hipótesis de diseño de las plantas de amoníaco verde en desarrollo.

5. Referencias

- [1] European Commission. *Causes of climate change - European Commission*. Available: https://climate.ec.europa.eu/climate-change/causes-climate-change_en.
- [2] European Commission. *Consequences of climate change*. Available: https://climate.ec.europa.eu/climate-change/consequences-climate-change_en.
- [3] H. Ritchie. *Sector by sector: where do global greenhouse gas emissions come from?*. Available: <https://ourworldindata.org/ghg-emissions-by-sector>.
- [4] R. Cossent *et al*, "Informe anual 2023-2024," Universidad Pontificia Comillas, 2025. Available: <https://files.griddo.comillas.edu/20250312-informe-anual-catedra-hidrogeno.pdf>.
- [5] V. Pattabathula and J. Richardson, "Introduction to ammonia production," *CEP Magazine*, pp. 69–75, 2016. Available: <https://www.aiche.org/sites/default/files/cep/20160969.pdf>.
- [6] S. Giddey *et al*, "Ammonia as a Renewable Energy Transportation Media," *ACS Sustainable Chem. Eng.*, vol. 5, (11), pp. 10231–10239, 2017. DOI: 10.1021/acssuschemeng.7b02219.

TECHNO-ECONOMICAL ANALYSIS OF GREEN AMMONIA AS A FUEL IN MARINE TRANSPORT

Author: Alonso Rodríguez, Jaime

Director: Navarro Ocón, Jaime

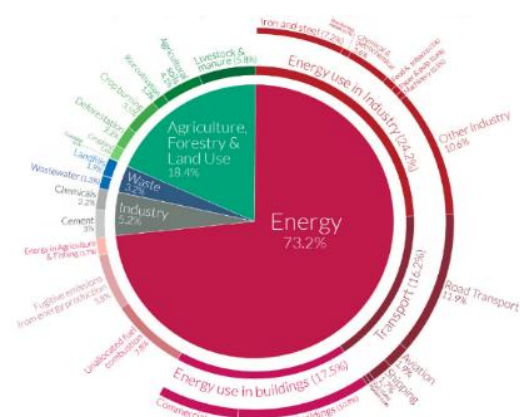
Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

PROJECT OVERVIEW

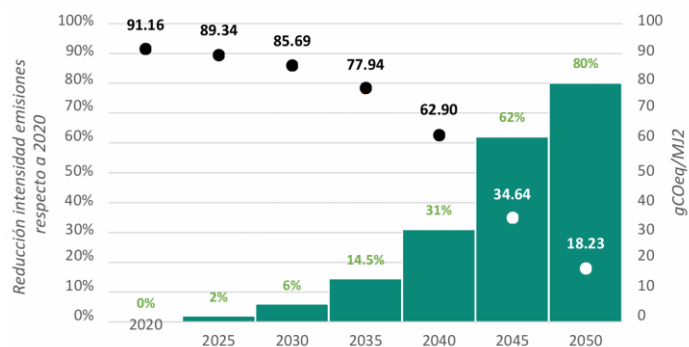
1. Introduction

Climate change is one of the biggest problems humanity is currently facing. Caused mainly by anthropogenic greenhouse gas (GHG) emissions starting the 18th century [1], global warming threatens to cause major future problems, including the famous natural disasters but also health, bioecological, economic, political and social problems at the global level [2].

The transport and mobility sector is one of the most polluting economic sectors in the world, producing almost one sixth of global carbon emissions [3] due to its high level of dependence on fossil fuels, making it one of the sectors prioritized for decarbonization. Some areas of mobility, such as air or rail transport, suffer from practical considerations that practically set a single transition course towards sustainable mobility (with synthetic fuels and electrification respectively being the clearly most practical options for these means of transport). Other transport methods, including marine shipping, have more sustainable options available, but companies' risk aversion to choosing the wrong option causes deadlocks.



Main sources of GHGs. Fountain: [3]



Emission reduction target in FuelEU Maritime. Fountain: [4]

One of the main options being considered by shipping companies and supported by public bodies such as the European Union is green ammonia. Ammonia has several advantages as a fuel: its consumption does not contribute to carbon or sulfur emissions as it does not contain these elements, it is easily liquefiable and storable at low pressure, and it is relatively cheap compared to other alternative fuels. However, it suffers from problems in terms of its low

energy density and the fact that its combustion characteristics are not suitable for use in conventional engines.

Therefore, the objective of this research is to find out if green ammonia is a viable substitute, both technically and economically, to conventional fuels, analyzing its production capacity in Spain and its consumption as fuel in large vessels.

Traditionally, ammonia is produced by two sequential processes: the first, called methane reforming, produces hydrogen using natural gas as feedstock and as the main energy source, making this process highly polluting due to the emission of carbon dioxide as a by-product. There are several alternatives that attempt to improve this aspect of the process, such as autothermal reforming that increases efficiency and reduces natural gas consumption, or carbon capture technologies that prevent the carbon dioxide produced by the process from being released into the atmosphere, but that in any case will pose a problem of sustainability and energy dependence. The second process uses hydrogen and nitrogen gases to produce ammonia through the Haber-Bosch reaction, a delicate and costly chemical process necessary for efficient ammonia production [5].

Green ammonia replaces the first process with an alternate process to produce green hydrogen as feedstock for the subsequent Haber-Bosch process. Green hydrogen can be produced in several ways, including biological and photochemical methods, but the most efficient and scalable technology today is water electrolysis. Powered by renewable energies such as solar photovoltaics or wind power, electrolysis promises to be one of the most efficient ways to produce hydrogen without the environmental costs of traditional methods.

On the other side of the maritime logistics chain of green ammonia, this new alternative fuel poses several challenges in terms of utilization as an energy source. While green ammonia allows for solutions not previously contemplated for fossil fuels, such as fuel cells, the use of ammonia in large ships remains a challenge due to the immaturity of propulsion technologies using large two-stroke internal combustion engines. However, great recent advances have been made in this aspect, reaching an efficiency similar to that of existing internal combustion engines [6], showing a certain level of technical feasibility.

2. Methodology

The research applies to the entire value chain of green ammonia, with great emphasis on production and consumption steps in maritime environments. To this end, three different technical and/or economic analyses have been carried out, each focusing on a different area and approach to the green ammonia value chain:

- d. Technical-economic analysis of the green ammonia production techniques currently available on the market, assuming a strong leverage on the productive factors where Spain has a competitive advantage and also imitating how the first green ammonia installations are being implemented (mainly based on photovoltaic solar energy).

This analysis is based on an hourly simulation of a combined green ammonia production plant, with photovoltaic electricity generation facilities, hydrogen production by electrolysis and ammonia production using the Haber-Bosch process, considering the interdependence of the systems involved. This will allow the compatibility and limitations of the different technologies to be assessed.

This analysis will serve as the basis for the other analyses, using the data on unitary production (in terms of tons of green ammonia per year per unit capacity) and normalized costs (LCOA, in terms of euros per kilogram of green ammonia) obtained in this analysis as input parameters in subsequent analyses:

- e. Technical analysis of supply capacity of green ammonia demand in Spain, using the data from the first analysis to obtain a value of photovoltaic capacity (as a limiting factor of production) necessary to supply the current and future expected needs of green ammonia as a maritime fuel at the national level.

This analysis will determine Spain's capacity to supply the green ammonia needed to replace marine fuels, based on the current photovoltaic generation capacity and the theoretical capacity needed to produce the quantities demanded. This will make it possible to determine the degree of self-sourcing of maritime fuels in Spain, making it possible to assess the impact of this type of measure on Spanish energy self-sufficiency.

- f. Economic analysis of the impact of the transition to green ammonia as a marine fuel on the standardized cost of transport (LCOT), taking into account the various direct and indirect factors affecting the cost of transport and using the economic values obtained in the first analysis.

This last analysis will help to measure the economic impact of the transition to green ammonia as a marine fuel, determining its viability from an economic point of view given that the proposal to pivot to an alternative fuel will be more successful if it is accepted by market operators, for whom a clear economic advantage proposal is vital.

3. Results

The first analysis has been carried out with combinations of three technical variables: technology of electrolysis (alkaline, proton exchange membrane, solid oxide), sizing of the electrolysis system, and relative sizing (sizing with respect to that of the electrolysis system) of the photovoltaic system that feeds the electrolysis system. An hourly simulation has been carried out for each combination of these variables, obtaining as output values the annual production of green ammonia, the grid energy intensity (to cover any deficiency of the photovoltaic system and comply with the technical limits of the installations), and finally adding cost components and economics simulation parameters, the normalized cost of ammonia (LCOA).

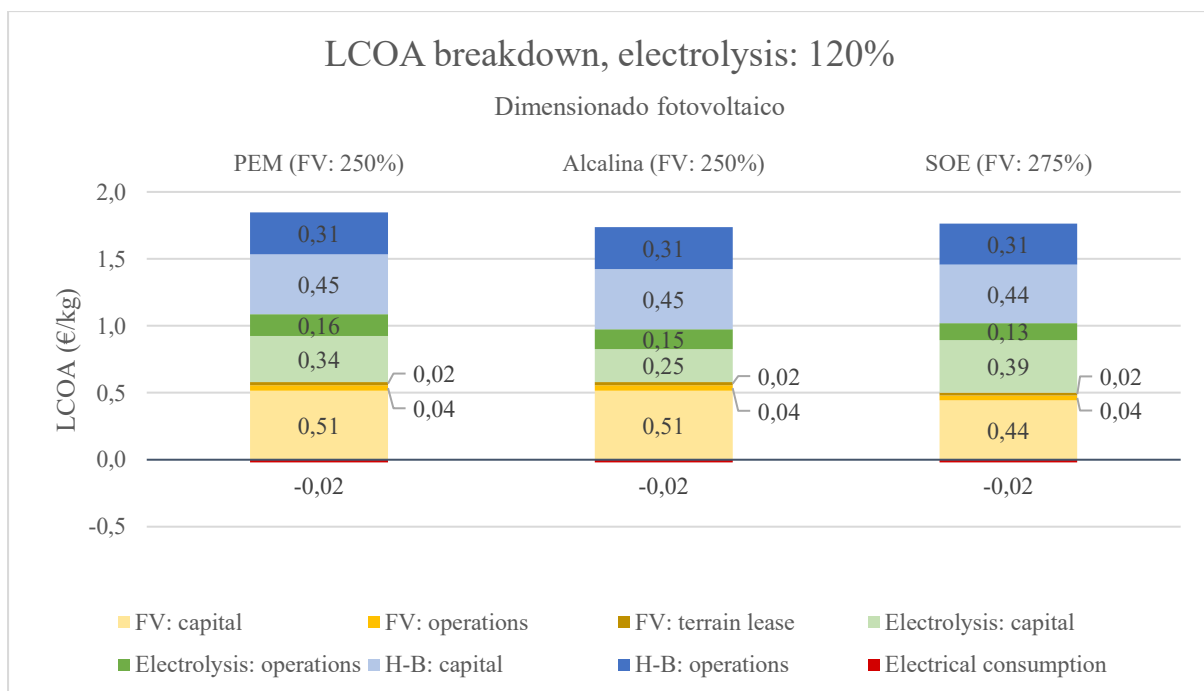
The two sizing variables were analyzed simultaneously, fixing the electrolysis technology as an input parameter and comparing the results along both dimensions for each combination of sizing levels. This was repeated for all three types of electrolysis. Finally, during the economic part of the analysis, all the technical installations of the plant were scaled up in order to observe the effect of economies of scale in action, especially relevant to the Haber-Bosch facility.

The results are shown below, where it is shown that the increase in solar and electrolysis facility sizing increases annual production, but each increase is marginally reduced with respect to the previous one, so a point is reached where the increase in costs of the installation is greater than the increase in production and therefore a specific point of LCOA is reached.

Annual ammonia production, alkaline electrolysis												
		Electrolyzer power rating [kWp, % over Pref]										
		35,9 [100%]	39,5 [110%]	43,1 [120%]	46,7 [130%]	50,3 [140%]	53,9 [150%]	57,5 [160%]	61,1 [170%]	64,7 [180%]	68,2 [190%]	71,8 [200%]
PV installation sizing [% over electrolyzer power]	100%	8,0	8,5	9,0	9,6	10,2	10,8	11,4	12,1	12,9	13,5	14,0
	125%	9,3	10,0	10,8	11,6	12,4	13,0	13,6	14,2	14,7	15,1	15,5
	150%	10,8	11,7	12,6	13,4	14,1	14,6	15,1	15,5	15,9	16,2	16,5
	175%	11,9	13,0	14,0	14,7	15,3	15,7	16,1	16,5	16,8	17,1	17,3
	200%	12,7	14,0	15,1	15,7	16,1	16,5	16,9	17,2	17,4	17,6	17,8
	225%	13,4	14,7	15,8	16,4	16,8	17,1	17,4	17,6	17,8	18,0	18,1
	250%	13,9	15,3	16,4	17,0	17,3	17,6	17,8	17,9	18,1	18,1	18,2
	275%	14,3	15,7	16,8	17,4	17,7	17,9	18,0	18,1	18,2	18,2	18,3
	300%	14,5	16,0	17,1	17,7	17,9	18,1	18,1	18,2	18,2	18,3	18,3
	325%	14,7	16,2	17,3	17,8	18,1	18,2	18,2	18,3	18,3	18,3	18,4
	350%	14,8	16,3	17,4	18,0	18,2	18,2	18,3	18,3	18,3	18,4	18,4
	375%	14,9	16,4	17,5	18,1	18,2	18,3	18,3	18,3	18,4	18,4	18,4
	400%	15,0	16,5	17,6	18,1	18,3	18,3	18,3	18,4	18,4	18,4	18,4
Units: thousands of tons/year per kg/s rated capacity												

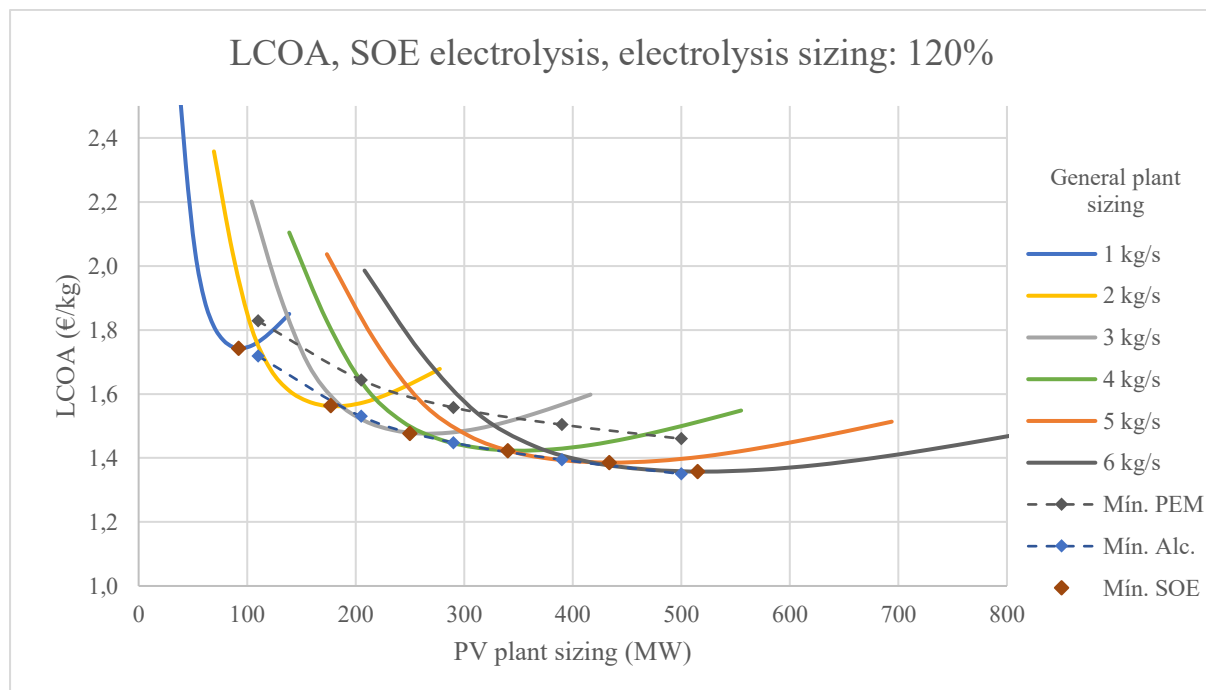
LCOA, alkaline electrolysis, H-B sized: 1 kg/s												
		Electrolyzer power rating [kWp, % over Pref]										
		35,9 [100%]	39,5 [110%]	43,1 [120%]	46,7 [130%]	50,3 [140%]	53,9 [150%]	57,5 [160%]	61,1 [170%]	64,7 [180%]	68,2 [190%]	71,8 [200%]
PV installation sizing [% over electrolyzer power]	100%	2,66	2,59	2,53	2,47	2,41	2,35	2,30	2,25	2,17	2,14	2,13
	125%	2,35	2,27	2,20	2,13	2,07	2,04	2,02	2,01	1,99	2,00	2,02
	150%	2,11	2,02	1,95	1,92	1,90	1,90	1,90	1,92	1,93	1,96	1,98
	175%	1,97	1,88	1,82	1,82	1,82	1,84	1,86	1,88	1,91	1,95	1,99
	200%	1,90	1,81	1,76	1,77	1,79	1,81	1,84	1,88	1,92	1,97	2,01
	225%	1,86	1,77	1,73	1,74	1,77	1,81	1,85	1,90	1,95	2,01	2,06
	250%	1,84	1,76	1,72	1,74	1,78	1,83	1,88	1,94	2,00	2,06	2,12
	275%	1,84	1,76	1,73	1,75	1,80	1,85	1,92	1,98	2,05	2,12	2,19
	300%	1,85	1,77	1,74	1,77	1,83	1,89	1,96	2,04	2,11	2,18	2,26
	325%	1,88	1,80	1,77	1,80	1,86	1,94	2,01	2,09	2,17	2,25	2,33
	350%	1,91	1,83	1,80	1,84	1,91	1,99	2,07	2,15	2,23	2,32	2,40
	375%	1,94	1,87	1,84	1,88	1,95	2,03	2,12	2,21	2,29	2,38	2,47
	400%	1,98	1,90	1,88	1,92	2,00	2,09	2,18	2,27	2,36	2,45	2,54
Units: euro (reference 2025) per kilogram												

Regarding the comparison between electrolysis technologies, all types of electrolysis reached the minimum LCOA when the sizing of the electrolysis system reached 120% with respect to the reference system (theoretical system sized for continuous operation through connection to the national electricity grid: 35.9 MW of alkaline electrolysis and PEM, and 28.9 MW for SOE electrolysis, both for a plant with 1 kg/s of nominal production) of 120%, and a photovoltaic dimensioning between 250% and 275% of the chosen electrolysis system sizing.



PEM electrolysis, despite being theoretically more compatible with photovoltaic energy, is more expensive per unit of ammonia produced due to the higher cost of the electrolysis cells,

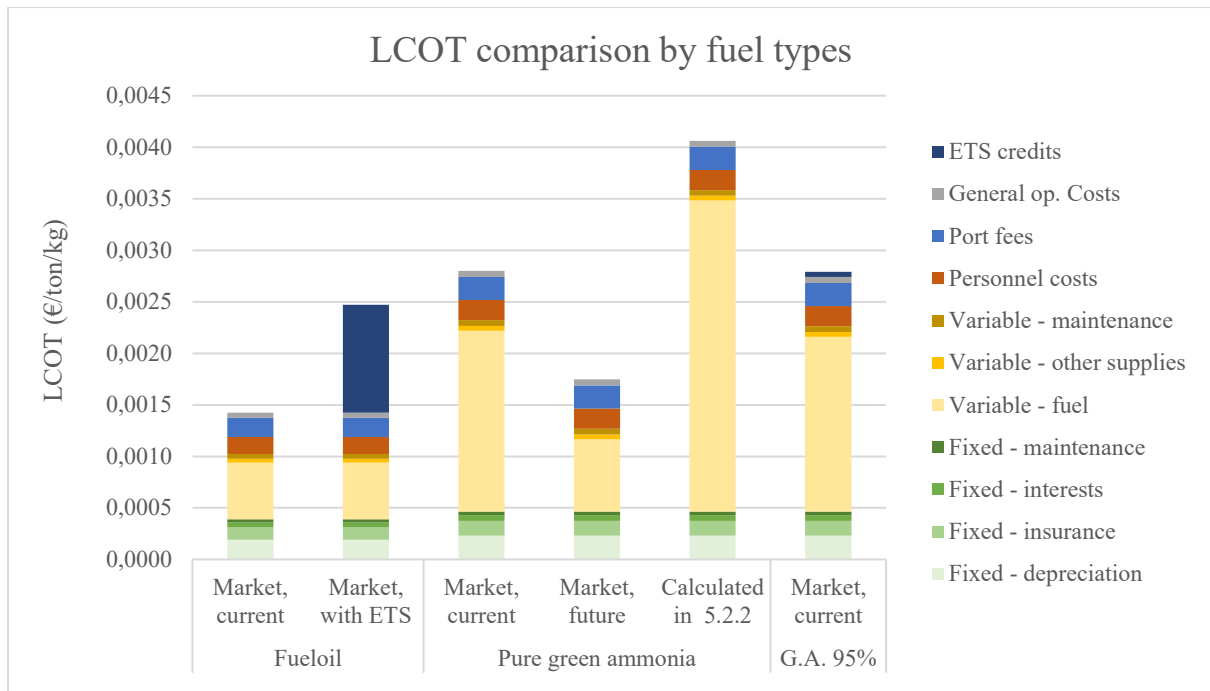
while alkaline electrolysis and SOE are cheaper in terms of production due to their low cost (reduced component of the LCOA belonging to the CAPEX/OPEX electrolysis) and their high energy yield (smaller absolute photovoltaic dimensioning, reducing said component of the LCOA), respectively.



As the final part of this first analysis, it is observed that increasing the scale-up of the plant obtains considerable savings due to the economies of scale of the final section of ammonia production using Haber-Bosch, which enjoys strong non-linearities in terms of its capital cost.

One important finding is the fact that the normalized cost is much higher than the market price (€1.29/kg in this analysis vs. €0.80/kg in the international market). It is postulated that this is due to the over-leveraging of photovoltaic energy production, which has a low average load factor that results in underutilization of the other installations, reducing the total production and increasing the unit production cost.

Changing the focus to the second analysis, using the photovoltaic dimensioning and production data from the lowest cost point (alkaline electrolysis, 120% electrolysis capacity over reference power and 250% photovoltaic capacity over electrolyzer power), it was determined that in order to supply a demand estimated between the current demand and twice the current demand (market hypothesis based on the supposed competitive advantage of Spain in this market with respect to the fossil fuel market), a solar capacity of between 140 GWp and 280 GWp is needed, between four and eight times the photovoltaic capacity installed to date.



Finally, the third analysis shows that fuel is an important part of the standardized transport costs (LCOT), but that the additional costs imposed on traditional shipping options (in the form of carbon credits) help to make this new mobility proposal cost-effective and achievable by the market. It is observed that using the data from the first analysis, the normalized cost is even higher than the current cost with carbon credits, while if current and future market prices are used, it is seen that the cost is lower than the current cost with the costs of carbon credits.

4. Conclusions

The first analysis has shown certain expected patterns in terms of technical sizing (the existence of a minimum cost point due to decreasing marginal production), but has brought to light the low economic profitability of green ammonia installations powered purely by photovoltaics (due to the low average load factor of this technology), so it would be necessary for market players who want to leverage their green ammonia projects over solar PV to reconsider these designs in favor of plants with hybrid power generation, electric energy storage, etc. In addition, to take advantage of the advantageous economies of scale of Haber-Bosch production facilities, it is recommended to consider decentralized models that decouple the size of the facilities to take advantage of better sizing parameters for each technology.

The second analysis has shown that a large amount of area and equipment dedicated to the production of green ammonia is needed just to supply the demand for marine fuels, although in theory it should be feasible in Spain. Leaving aside the flaws of the previous analysis, it is worth mentioning that this large-scale implementation can cause political problems on land use

in rural environments, but also the speed of implementation with such dimensions can make this idea less attractive.

In the third analysis, it has been shown that green ammonia is indeed an economically viable alternative to conventional marine fuels, if current market prices are used and the already established government subsidies that help to promote sustainable mobility are applied. The misconception about photovoltaic leverage in the first analysis is also highlighted: using these results, the concept is not economically viable without further assistance from public entities, but seeing that the current price of green ammonia does allow the transition to sustainable maritime mobility, it is proposed that no more government action than the current ones is necessary to make the transition to the use of green ammonia as a maritime fuel. rather, the design hypothesis of green ammonia plants under development should be reconsidered.

5. References

- [1] European Comission. *Causes of climate change - European Commission*. Available: https://climate.ec.europa.eu/climate-change/causes-climate-change_en.
- [2] European Commission. *Consequences of climate change*. Available: https://climate.ec.europa.eu/climate-change/consequences-climate-change_en.
- [3] H. Ritchie. *Sector by sector: where do global greenhouse gas emissions come from?*. Available: <https://ourworldindata.org/ghg-emissions-by-sector>.
- [4] R. Cossent *et al*, "Informe anual 2023-2024," Universidad Pontificia Comillas, 2025. Available: <https://files.griddo.comillas.edu/20250312-informe-anual-catedra-hidrogeno.pdf>.
- [5] V. Pattabathula and J. Richardson, "Introduction to ammonia production," *CEP Magazine*, pp. 69–75, 2016. Available: <https://www.aiche.org/sites/default/files/cep/20160969.pdf>.
- [6] S. Giddey *et al*, "Ammonia as a Renewable Energy Transportation Media," *ACS Sustainable Chem. Eng.*, vol. 5, (11), pp. 10231–10239, 2017. DOI: 10.1021/acssuschemeng.7b02219.

ÍNDICE DEL PROYECTO

CAPÍTULO 1.	INTRODUCCIÓN.....	1
1.1.	MOTIVACIÓN Y CONTEXTUALIZACIÓN.....	1
1.2.	JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO.....	2
1.3.	OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	5
CAPÍTULO 2.	ESTADO DE LA CUESTIÓN	6
2.1.	CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL AMONÍACO.....	6
2.2.	PRODUCCIÓN DE AMONÍACO: HABER-BOSCH	7
2.3.	PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO PARA AMONÍACO	9
2.3.1.	Fuentes posibles de hidrógeno	10
2.4.	OBTENCIÓN TRADICIONAL DEL HIDRÓGENO PARA AMONÍACO	12
2.4.1.	Base físicoquímica del proceso.....	12
2.4.2.	Reformado con vapor de agua	13
2.4.3.	Proceso de reformado	14
2.4.4.	Postratamiento	15
2.5.	PRODUCCIÓN LIMPIA DE HIDRÓGENO CON COMBUSTIBLES FÓSILES	16
2.5.1.	Reformado autotermal	16
2.5.2.	Reformado electrificado con vapor.....	18
2.5.3.	Reformado seco	18
2.5.4.	Ciclos híbridos: reformado dual y trireformado	19
2.5.5.	Captura y almacenamiento de carbono	19
2.5.6.	Pirólisis de metano.....	20
2.6.	HIDRÓGENO VERDE PARA AMONÍACO: BIOMASA	21
2.7.	HIDRÓGENO VERDE PARA AMONÍACO: DESCOMPOSICIÓN DE AGUA	22
2.7.1.	Electrólisis	23
2.7.2.	Fotónica	25
2.7.3.	Ciclos termoquímicos	26
2.8.	OTROS MÉTODOS DE PRODUCCIÓN DE AMONÍACO.....	27
2.9.	TECNOLOGÍAS DE ‘AMMONIA-TO-MOBILITY’.....	28
2.9.1.	Motores de combustión de amoníaco	28
2.9.2.	Celdas de combustible de amoníaco	30
2.10.	ALTERNATIVAS AL AMONÍACO EN MOVILIDAD SOSTENIBLE	31
CAPÍTULO 3.	SITUACIÓN ACTUAL EN ESPAÑA.....	35
3.1.	PRODUCCIÓN DE ENERGÍAS LIMPIAS	35
3.1.1.	Producción de energía eléctrica verde	35
3.1.2.	Producción de hidrógeno verde	37
3.1.3.	Producción de amoníaco	39
3.2.	PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE COMBUSTIBLES	40
3.2.1.	Producción de combustibles alternativos.....	40
3.2.2.	Producción y consumo de combustibles marítimos.....	41

CAPÍTULO 4.	ANÁLISIS TÉCNICO	43
4.1.	<i>DISEÑO DEL ANÁLISIS.....</i>	43
4.2.	<i>PRODUCCIÓN DE AMONÍACO</i>	43
4.2.1.	Caracterización de procesos.....	43
4.2.2.	Parametrización de simulaciones de suministro eléctrico.....	51
4.2.3.	Simulación: Sistemas conectados directamente a red nacional	54
4.2.4.	Simulación: Sistemas conectados a planta fotovoltaica.....	57
4.3.	<i>CONSUMO DE AMONÍACO EN LA MOVILIDAD MARÍTIMA</i>	71
CAPÍTULO 5.	ANÁLISIS ECONÓMICO.....	73
5.1.	<i>DISEÑO DEL ANÁLISIS.....</i>	73
5.2.	<i>PRODUCCIÓN DE AMONÍACO</i>	74
5.2.1.	Valores de referencia financieros.....	74
5.2.2.	Costes normalizados de amoníaco verde	78
5.2.3.	Comentarios sobre los resultados de LCOA obtenido	91
5.3.	<i>CONSUMO DE AMONÍACO EN LA MOVILIDAD MARÍTIMA</i>	94
CAPÍTULO 6.	CONCLUSIONES.....	99
6.1.	<i>CONCLUSIONES DE LA INVESTIGACIÓN</i>	99
6.2.	<i>LIMITACIONES E INVESTIGACIONES FUTURAS.....</i>	103
CAPÍTULO 7.	BIBLIOGRAFÍA	106
CAPÍTULO 8.	ANEJOS	119
ANEJO I.	<i>OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE</i>	119

LISTADO DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Fuentes principales de GEI por sector económico-productivo	2
Ilustración 2. Porcentaje de emisiones de dióxido de carbono por tipo de embarcación	3
Ilustración 3. Objetivo de reducción de intensidad de emisiones en FuelEU Maritime.....	4
Ilustración 4. Equilibrio de reacción Haber-Bosch a varias temperaturas y presiones.....	9
Ilustración 5. Proceso de síntesis de amoníaco con reformado de metano con vapor	14
Ilustración 6. Proceso de síntesis de amoníaco con reformado autotermal de metano.....	17
Ilustración 7. Procesos de electrólisis comunes en entornos comerciales	25
Ilustración 8. Gráfico de densidad energética de varios combustibles	32
Ilustración 9. Capacidad de generación de energía renovable en España, 2015-2024	35
Ilustración 10. Mapa de potencial de generación fotovoltaica en Europa	36
Ilustración 11. Proyección futura de capacidad de electrólisis en España, 2024-2031	38
Ilustración 12. Propuesta global de infraestructuras españolas de hidrógeno	39
Ilustración 13. Combustibles marítimos por tipo de navegación y combustible	42
Ilustración 14. Comparativa energética de los procesos basados en gas natural	48
Ilustración 15. Comparativa energética de los procesos de electrólisis.....	51
Ilustración 16. Emisiones de los procesos conectados a red.....	55
Ilustración 17. Percentiles de producción de energía fotovoltaica, por kWp	58
Ilustración 18. Predicción sobre precios futuros de celdas de electrólisis	76
Ilustración 19. Precio medio en el mercado eléctrico español, 2023 y 2024.....	77
Ilustración 20. LCOA electrólisis PEM, dim H-B: 1 kg, dim. FV absoluto.....	80
Ilustración 21. Desglose de LCOA por dimensionado FV, electrólisis PEM.....	81
Ilustración 22. LCOA según dim. de planta, electrólisis PEM.....	84
Ilustración 23. Desglose de LCOA por dimensionado H-B, electrólisis PEM.....	85
Ilustración 24. LCOA electrólisis alcalina, dim. H-B: 1 kg, dim. FV absoluto.....	86
Ilustración 25. Desglose de LCOA, electrólisis alcalina vs. PEM.....	87
Ilustración 26. LCOA según dim. de planta, electrólisis alcalina: 120%, dim. FV absoluto ..	88
Ilustración 27. LCOA electrólisis alcalina, dim. H-B: 1 kg, dim. FV absoluto.....	89
Ilustración 28. Desglose de LCOA mínimos, comparativa por tipo de electrólisis.....	90
Ilustración 29. LCOA según dim. de planta, electrólisis SOE: 120%, dim. FV absoluto	91
Ilustración 30. Distribución del factor de carga, sistema FV.....	93
Ilustración 31. Desglose de LCOT y factores afectados por cambio de combustible	95
Ilustración 32. Comparativa LCOT por tipos de combustibles	97

LISTADO DE TABLAS

Tabla 1. Proceso de referencia de Haber-Bosch con hidrógeno	46
Tabla 2. Procesos end-to-end de amoníaco basados en gas natural, por kg de amoníaco	46
Tabla 3. Procesos no ‘end-to-end’ basados en gas natural, por kg de hidrógeno	47
Tabla 4. Procesos no ‘end-to-end’ basados en gas natural, por kg de amoníaco.....	47
Tabla 5. Procesos end-to-end de amoníaco basados en electrólisis, por kg de amoníaco	50
Tabla 6. Parámetros de configuración de PVGIS	53
Tabla 7. Procesos de amoníaco conectados a red	55
Tabla 8. Dimensionado unitario de sistemas conectados a red eléctrica nacional.....	56
Tabla 9. Consumo anual unitario de sistemas conectados a red eléctrica nacional	57
Tabla 10. Potencia de sistemas fotovoltaicos acoplados a electrólisis PEM y alcalina.....	60
Tabla 11. Producción de amoníaco anual por unidad de capacidad, PEM+FV.....	61
Tabla 12. Intensidad eléctrica de producción de amoníaco, PEM+FV.....	61
Tabla 13. Emisiones de carbono de producción de amoníaco, PEM+FV	62
Tabla 14. Producción de amoníaco anual por unidad de capacidad, Alc.+FV	63
Tabla 15. Intensidad eléctrica de producción de amoníaco, instalación Alc.+FV.....	63
Tabla 16. Emisiones de carbono de producción de amoníaco, Alc.+FV	64
Tabla 17. Diferencia en intensidad eléctrica, alcalina comparada con PEM.....	65
Tabla 18. Potencia de sistemas fotovoltaicos acoplados a electrólisis SOE.....	66
Tabla 19. Producción de amoníaco anual por unidad de capacidad, SOE+FV	66
Tabla 20. Intensidad eléctrica de producción de amoníaco, SOE+FV FV	67
Tabla 21. Emisiones de carbono de producción de amoníaco, SOE+FV	67
Tabla 22. Potencia de sistemas fotovoltaicos acoplados a reformado eSMR.....	69
Tabla 23. Producción de amoníaco anual por unidad de capacidad, eSMR+FV.....	69
Tabla 24. Intensidad eléctrica de producción de amoníaco, instalación eSMR+FV	70
Tabla 25. Emisiones de carbono de producción de amoníaco, eSMR+FV	70
Tabla 26. Valores de CAPEX, OPEX y vida útil para instalaciones de electrolisis.....	75
Tabla 27. LCOA, electrólisis PEM, dim. H-B: 1 kg, dim. FV relativo	80
Tabla 28. LCOA, electrólisis PEM, dim. H-B: 2 kg, dim. FV relativo	82
Tabla 29. LCOA, electrólisis PEM, dim. H-B: 3 kg, dim. FV relativo	82
Tabla 30. LCOA, electrólisis PEM, dim. H-B: 4 kg, dim. FV relativo	83
Tabla 31. LCOA, electrólisis PEM, dim. H-B: 5 kg, dim. FV relativo	83
Tabla 32. LCOA, electrólisis alcalina, dim. H-B: 1 kg, dim. FV relativo	86
Tabla 33. LCOA, electrólisis SOE, dim. H-B: 1 kg, dim. FV relativo.....	89

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

1.1. MOTIVACIÓN Y CONTEXTUALIZACIÓN

El mundo actual está plagado de graves problemas, como conflictos bélicos, falta de abastecimiento de alimentos, erosión de las instituciones democráticas, etc. Pero indudablemente, uno de los mayores problemas en la actualidad a nivel global y que, al contrario que los otros problemas listados, afecta a todos los habitantes del planeta de alguna manera u otra sin excepción, es el cambio climático. El término ‘cambio climático global’ se refiere a una serie de cambios en el clima a escala global y a largo plazo debidos principalmente a la actividad humana durante los últimos siglos, comenzando desde la Revolución Industrial en el siglo XVIII gracias al comienzo del consumo de grandes cantidades de combustibles fósiles como fuente de energía [1,2].

La causa principal de este fenómeno son las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), los cuales atrapan la energía radiante recibida desde el sol haciendo que la atmósfera gradualmente acumule energía en forma de calor [1,2]. La actividad humana de los últimos siglos ha acelerado las emisiones de estos gases, principalmente debido al cambio del énfasis productivo del sector primario de la agricultura al sector secundario industrial, el cual requiere grandes cantidades de energía, y el aumento de la población mundial que demanda más energía en su día a día así como la deforestación que previene la captura del dióxido de carbono (principal GEI de origen antropogénico) presente en la atmósfera.

Los efectos del cambio climático son extensos y en varias ocasiones insidioso: aunque en la conciencia colectiva prevalezcan los casos puntuales de desastres naturales como incendios, sequías o inundaciones entre otros, muchos de los efectos más desastrosos del cambio climático no se visualizan en un único evento sino que son cambios graduales pero de gran impacto (dificultando enormemente el comunicar la urgencia de éstos a la población), como el aumento de las temperaturas de los océanos que reduce su capacidad de absorber carbono de la atmósfera, reducción de la biodiversidad en muchos de los biomas o el aumento en casos de enfermedades humanas y fitosanitarias [3]. Todo esto conlleva graves secuelas en muchos otros ámbitos, incluyendo económicos, políticos, sociales, etc. que hacen del cambio climático una grave amenaza para la sociedad moderna.

1.2. JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

Las fuentes de las emisiones de GEI son varias y recorren el espectro entero de la capacidad productiva del ser humano, desde la agricultura moderna a la producción de productos de alta tecnología. Sin embargo, uno de los sectores más contaminantes es el sector del transporte, tanto de personas como de bienes materiales, acaparando casi una sexta parte de todas las emisiones a nivel mundial [4]. Este sector sigue siendo altamente dependiente de combustibles fósiles, gracias por una parte a las ventajas técnicas que éstos aportan (alta densidad energética y fácil manejo), así como inercias históricas y amplia red de distribución mundial que afianzan su puesto como el tipo de combustible más idóneo en la actualidad.

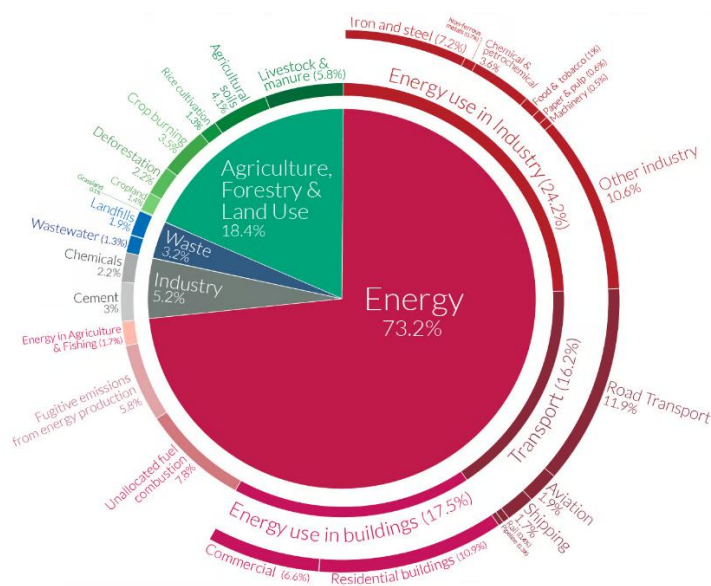


Ilustración 1. Fuentes principales de GEI por sector económico-productivo. Fuente: [4]

El sector transportista y de movilidad engloba una gran variedad de actividades, desde transporte de pasajeros a miles de kilómetros en avión o grandes buques portacontenedores de cientos de miles de toneladas, hasta pequeños envíos de pocos kilómetros con furgonetas o motocicletas. Cada una de las modalidades tiene sus propias particularidades que hacen sus hojas de ruta del cambio hacia alternativas sostenibles muy distintas:

- La movilidad de última milla por carretera (repartos por ciudad, taxis, etc.) tiende hacia la electrificación mediante vehículos híbridos o de baterías, aprovechando el bajo kilometraje diario (en comparación con otras modalidades de transporte) y la ubiquidad del suministro eléctrico en puntos centrales de estacionamientos de flotas.
- La movilidad aérea requiere de combustibles con alta densidad energética gravimétrica, lo cual limita las opciones disponibles a los combustibles sintéticos similares a los

combustibles fósiles existentes, además permitiendo un cambio gradual con mínima afección a los vehículos o las infraestructuras existentes.

- La movilidad por ferrocarril tiene una clara preferencia hacia la electrificación, con el auge de los sistemas ferroviarios de alta velocidad, la gran mayoría de ellos electrificados.

De ese listado faltan dos modalidades de transporte con un futuro más incierto: el transporte de larga distancia por carretera, y el transporte marítimo. Ambos tienen el mismo problema de circularidad que dificulta la actualización a tecnologías menos contaminantes: por una parte, dado que los trayectos que realizan son en lugares muy dispares, debe existir una amplia red de infraestructura que dé servicio a estos métodos de transporte, la cual no se construye si no existe una demanda de mercado. A su vez, las compañías responsables de estos transportes no están dispuestas a invertir en renovar sus flotas de vehículos si no existe una red de infraestructura que sostenga estos nóveles métodos de transporte.

De los dos métodos de transporte, el transporte marítimo es aún más difícil de actualizar. Las grandes embarcaciones de transporte de mercancías (portacontenedores, tanqueros, graneleros, etc.), las cuales típicamente realizan largos viajes transoceánicos son las mayores emisoras de contaminación por emisiones de CO₂. Sin embargo, debido al muy alto coste capital de éstas, las compañías de transporte están aún menos dispuestas a invertir en un futuro incierto ya que corren el riesgo de elegir la solución equivocada y quedarse con una gran inversión sin retorno.

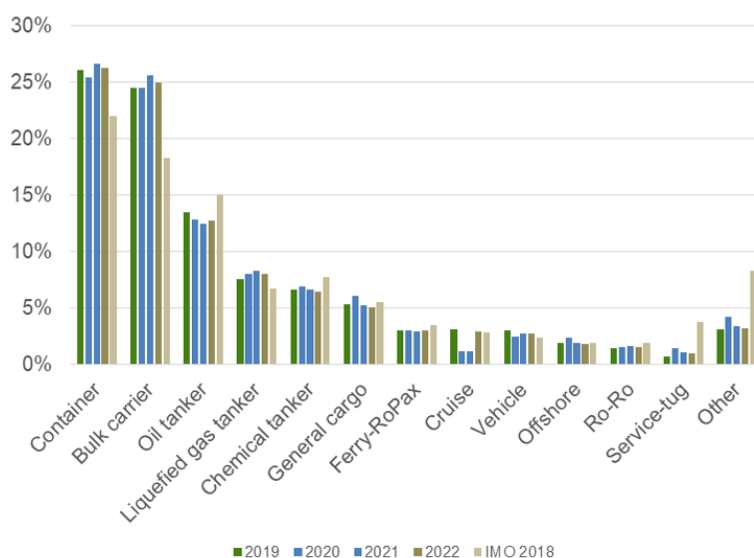


Ilustración 2. Porcentaje de emisiones de dióxido de carbono por tipo de embarcación. Fuente: [5]

Debido a esto, se ve necesario desarrollar una hoja de ruta clara y concisa por parte de las autoridades y grandes operadores de mercado sobre el desarrollo de los nuevos métodos de transporte marítimo. En el caso de la Unión Europea, se ha desarrollado el plan FuelEU Maritime: regido por el Reglamento (UE) 2023/1805, es un plan estructural de descarbonización de la movilidad marítima que incluye elementos como la inclusión del transporte marítimo en el Sistema de Comercio de Emisiones (*Emissions Trading System*, ETS) de la UE, objetivos de reducción de emisiones de los transportes marítimos, o una hoja de ruta sobre la producción y consumo de combustibles alternativos [6].

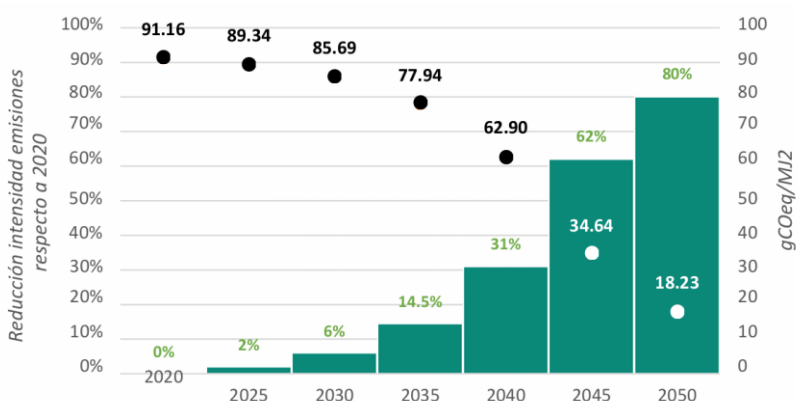


Ilustración 3. Objetivo de reducción de intensidad de emisiones en FuelEU Maritime. Fuente: [7]

Este último elemento, enmarcado en el Reglamento (UE) 2023/1804 y conocido como el Reglamento de Infraestructura de Combustibles Alternativos, es de especial importancia para el avance de la industria marítima hacia un futuro más sostenible, estableciendo varias de las garantías necesarias sobre los servicios auxiliares necesarios (en este caso, capacidad de provisión de combustibles y fuentes de energía alternativas) para que las grandes empresas de movilidad marítima puedan dar el paso con seguridad de que su inversión no se verá desperdiciada por falta de soporte de terceras partes.

Dentro de esta normativa, se plantean varias soluciones para la movilidad marítima, de las cuales dos son técnica y económicamente viables para los grandes transportes marítimos: el metanol verde y el amoníaco verde. Producidos mediante procesos alimentados con materias y energías renovables, ambos combustibles permiten un alto grado de descarbonización del transporte marítimo. El amoníaco en particular goza de varias ventajas, como las emisiones de carbono nulas en el punto de consumo dado que químicamente no contiene carbono y por lo tanto no depende de costosos procesos de captura de carbono, pero en comparación es más

desconocido desde un punto de vista técnico y económico dado que la gran mayoría de investigación sobre combustibles se ha realizado sobre hidrocarburos, incluyendo metanol.

1.3. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

Dada la justificación anterior del proyecto y basándose en los requerimientos del transporte marítimo a gran escala, se establece como objetivo general del proyecto analizar la viabilidad técnico-económica del amoníaco verde, una de las alternativas viables a los combustibles fósiles convencionales, como combustible marítimo. Para la realización de este objetivo, se llevarán a cabo los siguientes objetivos específicos:

- Simular el funcionamiento las distintas tecnologías de producción de amoníaco verde de forma integrada, utilizando distintos parámetros de diseño y comparando su capacidad de producción y su rendimiento económico.
- Analizar la capacidad de generación de amoníaco verde en España desde un punto de vista técnico, atendiendo a criterios como la magnitud de infraestructura requerida en comparación con la actual.
- Determinar si el amoníaco verde es económicamente viable como combustible marítimo, realizando un análisis de costes aplicables al transporte marítimo de mercancías y determinando los nuevos costes relacionados con el cambio al nuevo combustible.

Capítulo 2. ESTADO DE LA CUESTIÓN

2.1. CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL AMONIACO

Comúnmente conocido por el público como componente de los limpiadores domésticos, el amoníaco es uno de los productos químicos más producidos en el ámbito industrial a escala mundial, rozando los 200 millones de toneladas anuales producidas globalmente [8]. La mayoría de esta producción (70%) se centra en la producción de fertilizantes y siendo la mayoría del resto utilizado en otras industrias, con un mínimo uso en el ámbito energético [9].

El amoníaco anhídrido^a es un compuesto químico, de fórmula NH_3 , el cual es gaseoso e incoloro a temperatura ambiente y más ligero que el aire (densidad de $0,771 \text{ kg/m}^3$ [10], rel.: 0,594). A pesar de ser un gas en condiciones estándares, es fácilmente licuado por enfriamiento o compresión: a presión atmosférica, se condensa a -33°C y a temperatura atmosférica se licua a 8,5 bar-a [10], condiciones alcanzables fácil y económicamente con tecnologías actuales.

Entre otras propiedades, una de las características de interés del amoníaco en el ámbito energético es su flamabilidad. El amoníaco se considera no inflamable bajo condiciones normales, siendo únicamente capaz de deflagrar en concentraciones de entre 15% y 28% en aire [11], más alto que los combustibles convencionales (aunque este aspecto se ve mejorado en las condiciones de alta temperatura y presión encontradas dentro de un motor de combustión [12,13]). Asimismo, la velocidad de propagación de la llama se considera lenta en comparación al de otros combustibles basados en el carbono [14], dificultando su utilización en sistemas de combustión (motores, turbinas) no diseñados o modificados para amoníaco.

Uno de los principales inconvenientes de este compuesto es su toxicidad. El amoníaco es letal con efectos casi inmediatos en concentraciones mayores a 0,5% en aire [15], por lo que es necesario incluir sistemas de detección y evacuación en espacios cerrados. En espacios abiertos es menor problema ya que se dispersa fácilmente en la atmósfera gracias a su baja densidad relativa y es fácilmente detectable por el olfato a concentraciones mayores a 10 partes por millón.

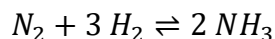
^a Otra forma común del amoníaco es en disolución acuosa, presentando propiedades distintas a las mencionadas.

2.2. *PRODUCCIÓN DE AMONIACO: HABER-BOSCH*

Hasta finales del siglo XIX, la mayoría del amoníaco se producía mediante la destilación de materiales orgánicos ricos en nitrógeno. La primera síntesis de amoniaco se remonta al año 1898, cuando se inventó el primer método de síntesis de amoniaco denominado proceso de Frank-Caro, basado en la fijación de nitrógeno mediante carburo de calcio. Aún pionero, este proceso era costoso por sus altos requisitos energéticos, lo cual impulsaba a los científicos a encontrar una nueva manera más eficiente de producir amoníaco para suplir la creciente demanda de este compuesto para su uso en fertilizantes. [16]

En 1905, el químico Fritz Haber sintetizó por primera vez amoníaco a partir de nitrógeno e hidrógeno moleculares, utilizando altas temperaturas y presiones junto con un catalizador basado en hierro para conseguir una reacción favorable de los reactivos y conseguir amoníaco [17]. Este proceso fue patentado en 1909 y se vendió a la empresa química BASF, donde el ingeniero químico Carl Bosch consiguió refinar el proceso de manera que fuese posible explotar este proceso comercialmente, liderando avances en la química de alta presión. Por estos descubrimientos e invenciones, Haber y Bosch ganaron el Premio Nobel en 1918 y 1931, respectivamente, y el proceso se denomina Haber-Bosch en su honor.

El proceso de Haber-Bosch es un proceso químico para la producción de amoníaco a partir de una reacción de equilibrio entre el nitrógeno y el hidrógeno. Esta reacción es exotérmica ($\Delta H = -46 \text{ kJ/mol NH}_3$), por lo que según el principio de Le Châtelier, el punto de equilibrio de la reacción favorece la producción de amoníaco a temperaturas bajas [18] e incluso ocurre espontáneamente en condiciones ambientes. Sin embargo, debido a la elevada energía de activación de la reacción causada por la disociación del triple enlace de la molécula de nitrógeno ($H = 940 \text{ kJ/mol N}_2$ [18,19]), a temperaturas cercanas a la ambiental el proceso es demasiado lento para ser económicamente viable.



Al ser una reacción de equilibrio, Haber-Bosch es un proceso químico continuo: al reactor se alimenta de forma continua hidrógeno y nitrógeno, llegando a un equilibrio entre las tres sustancias; asimismo, se saca parte de la mezcla y se extrae el amoníaco, devolviendo el hidrógeno y nitrógeno restantes al reactor.

Para paliar esta contradicción, se utilizan varias técnicas: se realiza la reacción a alta presión, ya que según el mismo principio de Le Châtelier, el equilibrio se verá favorecido hacia la producción de amoníaco al tener una menor proporción de moles en ese lado de la reacción [18-20], lo cual permite aumentar la producción de amoníaco; en los procesos actuales, la reacción se lleva a cabo a presiones de entre 100 y 300 bar, con plantas actuales siendo de mayor presión en torno a 250 bar [16,18]. Sin embargo, esto tiene un alto coste energético: según los principios físicos de los fluidos compresibles, la compresión de gases requiere realizar trabajo mecánico sobre dicho gas, lo que requiere una alta demanda de energía y es una parte apreciable del consumo energético del proceso [21].

Asimismo, también se utiliza ciertos catalizadores para reducir la energía de activación y aumentar la tasa de reacción, aunque no desplazan el punto de equilibrio de la reacción. Con esto, se permite reducir la temperatura del proceso (mejorando el punto de equilibrio de la reacción sin perjudicar la tasa de reacción) y la presión (reduciendo costes energéticos) para alcanzar una tasa de producción aceptable desde el punto de vista económico [22]. Estos catalizadores son partículas porosas de materiales metálicos, comúnmente formados por metales de transición como hierro, cobalto, o rutenio, ya sea en su estado elemental, como óxidos, o mezclados con otros compuestos inertes como el grafito o el óxido de aluminio [17,22]. Son estos catalizadores los que determinan la temperatura a la que efectuar la reacción: muchos únicamente son efectivos por encima de ciertas temperaturas, comúnmente por encima de 400°C [22]. Los catalizadores de materiales exóticos como el rutenio en sustrato de grafito son más efectivos, pero son más caros (aunque el coste de los catalizadores es menos de un 1% del coste del amoníaco [18]) y más importante, sufren mayor degradación por contaminantes de oxígeno, azufre y metano en los influjos [18].

Finalmente, es de especial importancia la configuración del proceso. Como se mencionó, la reacción de Haber-Bosch es de equilibrio, y en las condiciones encontradas en los reactores la proporción de amoníaco a hidrógeno y nitrógeno es en torno al 20-30%, resultando en una tasa de conversión por cada pase del 10-15% en la práctica. Por ello, tras la extracción del amoníaco de la mezcla de salida del reactor, el hidrógeno y nitrógeno restantes se reintroducen en el reactor. Mediante esta retroalimentación, en la práctica se consiguen rendimientos de conversión superiores al 97% [23].

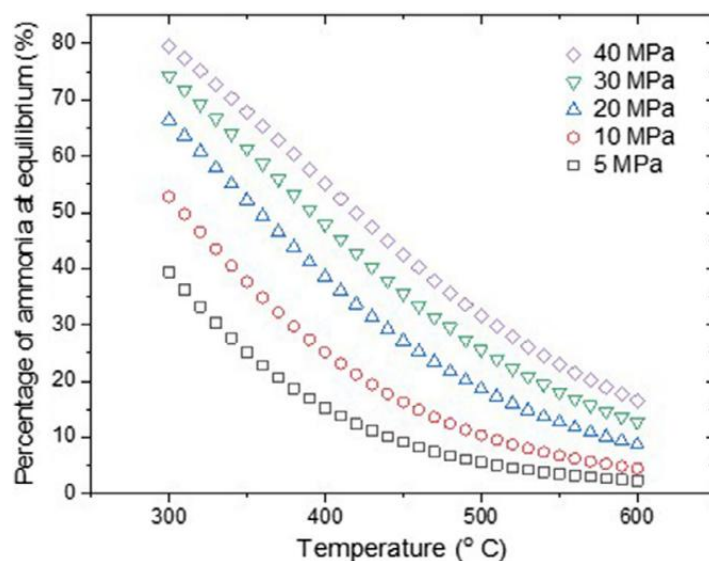


Ilustración 4. Equilibrio de reacción Haber-Bosch a varias temperaturas y presiones [22]

Sin embargo, con este tipo de procesos retroalimentados con extracción selectiva del producto existe un problema: la acumulación de inertes en el sistema. Ciertas impurezas en los reactivos, como argón, metano o helio, no reaccionan ni salen del sistema en suficientes cantidades en estado estable, por lo que lentamente se acumulan dentro del ciclo. Aunque no supongan un gran problema para llevar a cabo la reacción, ocupan capacidad dentro del reactor y reducen su tasa de producción [23]. En cantidades menores al 0,2%, estos componentes inertes se disuelven en el amoníaco líquido saliente y no se acumulan, pero llegar a esta baja concentración requiere de insumos de alta pureza, subiendo el coste de producción; en su lugar, tras la extracción del amoníaco se deriva una parte de la corriente de reciclaje, la cual es tratada para recuperar gran parte de los reactivos de alto valor, típicamente hidrógeno, o en ciclos secundario de Haber-Bosch especializados para admitir una alta cantidad de inertes [23]. La configuración del reciclado y la purga es de vital importancia para el rendimiento económico del proceso: un desperdicio excesivo de hidrógeno puede hacer que la operación sea inviable.

2.3. PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO PARA AMONÍACO

Como se ha mencionado anteriormente, el ciclo de Haber-Bosch requiere de dos reactivos principales, hidrógeno y nitrógeno. El nitrógeno es de fácil obtención al formar el 76% de la atmósfera terrestre y fácilmente aislable, ya sea aparte del proceso principal mediante técnicas criogénicas, mediante adsorción, o mediante filtración por membranas [24]; o mediante la incorporación de aire en ciertos procesos previos al ciclo de Haber-Bosch. En todo caso, el coste energético y económico de la extracción de nitrógeno es pequeño en comparación con el

resto del proceso, siendo la mayor parte del insumo de energía necesaria para la generación del hidrógeno [25]. Es por ello por lo que el enfoque principal en la producción de amoníaco se centre en las fuentes y métodos de obtención de hidrógeno, pudiendo exceder el 70% del consumo de energía en algunos procesos [17].

2.3.1. FUENTES POSIBLES DE HIDRÓGENO

Desde hace décadas, el hidrógeno se utiliza en una multitud de procesos industriales, como el refinado de petróleo, la fabricación de compuestos químicos y plásticos, o en las industrias agroalimentarias o electrónicas, así como un creciente interés como formato de transporte, distribución y consumo de energía limpia [26].

Esta creciente demanda, así como preocupaciones por la utilización de combustibles fósiles, ha hecho que aumente en gran medida la investigación en cuanto a la obtención de hidrógeno de fuentes diversas y con métodos más limpios y/o eficientes. En base a todo este cuerpo de investigación realizado, se han diferenciado y esquematizado la multitud de fuentes y técnicas disponibles en cuanto a las posibles fuentes y caminos del hidrógeno, categorizado por ‘colores’ en función de las emisiones y la renovabilidad del proceso en cuestión [27,28]:

- El hidrógeno **negro** y el hidrógeno **marrón** se obtiene de la gasificación del carbón u otros combustibles fósiles sólidos, acarreando una alta tasa de emisiones. Si se tienen en cuenta emisiones *inmediatas* de producción, el hidrógeno derivado de la biomasa también se considera marrón.
- El hidrógeno **gris** se obtiene a partir del gas natural mediante procesos fisicoquímicos (principalmente reformado de metano) que finalmente liberan el contenido de carbono de los hidrocarburos del gas (mayoritariamente metano) a la atmósfera. Este proceso es menos contaminante que el hidrógeno negro/marrón, especialmente en términos de contaminantes no basados en carbono como metales pesados, pero sigue siendo una gran fuente de dióxido de carbono.
- El hidrógeno **azul** es una variante del hidrógeno gris, a cuyas instalaciones de producción se le han acoplado procesos de captura y almacenamiento de carbono (CCS, *carbon capture and storage*). Este método reduce las emisiones directas del proceso gris, pero con los inconvenientes de aumentar en cierta medida la intensidad energética del proceso y de seguir dependiendo de un combustible fósil.

- El hidrógeno **turquesa** está relacionado con el azul, siendo un proceso de pirólisis de metano que da como resultado hidrógeno y carbón sólido, simplificando la captura de carbono a cambio de un elevado consumo energético y menor rendimiento de salida de hidrógeno.
- El hidrógeno **verde** se define como el hidrógeno proveniente de fuentes renovables, tanto en su materia prima química como en su fuente energética, y comúnmente se asocia exclusivamente al hidrógeno obtenido mediante la electrólisis del agua con energía eléctrica renovable, siendo la variante más común de este ‘color’. Si se consideran las emisiones netas del proceso en su totalidad, el hidrógeno proveniente de la biomasa se puede considerar verde.
 - El hidrógeno **dorado** es una versión del hidrógeno verde derivado de biomasa donde se ha aplicado un proceso de captura de carbono. Esto permite que el proceso tenga emisiones inmediatas muy bajas o nulas, cumpliendo el requerimiento del hidrógeno verde, además de que el almacenamiento de carbono hace que este método tenga emisiones netas de carbono negativas.
- El hidrógeno **naranja** es hidrógeno producido mediante electrólisis, con la diferencia de que la fuente de energía es la red eléctrica local; la intensidad de carbono neto de este método dependerá del *mix* de productoras de energías locales, siendo las emisiones inmediatas nulas.
- El hidrógeno **rosa** es hidrógeno producido mediante electrólisis donde la fuente de electricidad proviene de la energía nuclear. Este método es libre de emisiones; sin embargo, no se llega a clasificar como verde debido a la no renovabilidad de las fuentes de material nuclear y los problemas de contaminación posibles debido al almacenamiento del combustible usado.

Dado que el hidrógeno es la materia prima crítica en la producción de amoníaco, éste hereda las calificaciones de ‘colores’ de la fuente de hidrógeno involucrada en su producción. De esta manera, se puede categorizar el amoníaco renovable en tres generaciones basándose en la sostenibilidad y la afección medioambiental de las fuentes [29]:

- **1ª generación:** producción de amoníaco por Haber-Bosch partiendo de combustibles fósiles pero con tecnologías de captura de carbono que reduzca su impacto medioambiental (produciendo amoníaco **azul**). Se plantea como una etapa de transición hacia las demás generaciones más que una fuente permanente.

- **2ª generación:** producción de amoníaco por Haber-Bosch partiendo de fuentes renovables tanto de energía como de hidrógeno (produciendo amoníaco **verde**), siendo comúnmente consideradas electricidad renovable y agua como las respectivas fuentes. Este proceso es prometedor, pero puede ser costoso debido a incompatibilidades entre el ciclo de Haber-Bosch y la intermitencia de las energías renovables comúnmente instaladas hoy en día (solar, eólica).
 - Bajo esta generación cae la única tecnología negativa en carbono, utilizando captura de carbono sobre biomasa para producir amoníaco **dorado**.
- **3ª generación:** producción de amoníaco **verde** mediante métodos electroquímicos alternativos que no requieran de la producción independiente de hidrógeno ni de un ciclo de Haber-Bosch. Esto mejora su aplicabilidad en varios aspectos, mejorando ampliamente su compatibilidad con la intermitencia de las energías renovables, así como reduciendo los requisitos de pureza de las materias primas, reduciendo los costes y los consumos energéticos del proceso.

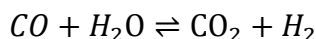
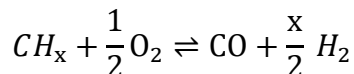
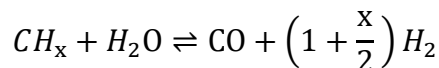
2.4. OBTENCIÓN TRADICIONAL DEL HIDRÓGENO PARA AMONÍACO

2.4.1. BASE FÍSICOQUÍMICA DEL PROCESO

El ciclo de Haber-Bosch requiere una fuente de gas de hidrógeno concentrado para su funcionamiento. Sin embargo, no existe una fuente de hidrógeno fácilmente obtenible en dicho estado, por lo que es necesario extraerlo de otras fuentes: dos de las más abundantes y fáciles de procesar a escala industrial son los combustibles fósiles (carbón e hidrocarburos) y el agua, ambas combinadas en los procesos de gasificación de carbón y reformado de metano (proveniente de gas natural).

Hoy en día, ambos procesos son la base principal de la producción de amoníaco: en 2020, el 92% de la producción provino del gas natural y el carbón, con el gas natural acaparando más de tres cuartas partes del mercado [30]; el 8% restante proviene en igual medida de energías renovables o de otros combustibles fósiles como los gases licuados (butano, propano) o la nafta.

Tanto la gasificación de carbón y el reformado de metano se basan en los mismos principios químicos, combinando varias reacciones principales para producir hidrógeno [17,23,31], mostrando a continuación las reacciones químicas para el reformado de metano con vapor, oxidación parcial del metano y la reacción de desplazamiento de gas-agua en dicho orden:



Teóricamente, se podría realizar este proceso de conversión partiendo de cualquier hidrocarburo, ajustando el proceso a las particularidades químicas y físicas de cada fuente. Sin embargo, el metano (con fórmula CH_4) proveniente del gas natural se posiciona como el candidato idóneo para este proceso debido a su alta capacidad de producción de hidrógeno [32], la facilidad de manejo en el proceso (posee pocas impurezas en comparación con otros combustibles fósiles y se mantiene gaseoso a altas presiones) y su facilidad para llevar a cabo estas reacciones. Con carácter mayoritariamente histórico, este proceso se llevaba a cabo principalmente utilizando carbón o coque, los cuales tienen un bajo contenido de hidrógeno (se pueden aproximar como $CH_{0,1}$ [17]) y alto contenido de impurezas, pero su abundancia histórica hacía que su explotación para producir amoníaco fuese económicamente viable.

2.4.2. REFORMADO CON VAPOR DE AGUA

El proceso más extendido en la actualidad para la producción de hidrógeno es mediante el reformado de metano con vapor (SMR, *steam methane reforming*). Este proceso tiene una larga historia en la producción de hidrógeno, siendo uno de los primeros procesos que sustituyó los ineficientes procesos basados en carbón debido a su alta capacidad de producción de hidrógeno bajo un amplio rango de condiciones, incluyendo en configuraciones simples.

El proceso se divide en varias etapas discretas, comenzando con el pretratamiento o desulfuración: este paso utiliza una pequeña cantidad de gas hidrógeno para convertir los compuestos orgánicos de azufre en sulfuro de hidrógeno (H_2S), así como un adsorbente basado en zinc o hierro para captar el sulfuro de hidrógeno [31]. Este paso es necesario ya que los compuestos de azufre envenenan los catalizadores usados en el proceso de reformado, reduciendo su eficiencia y aumentando los costes de operación.

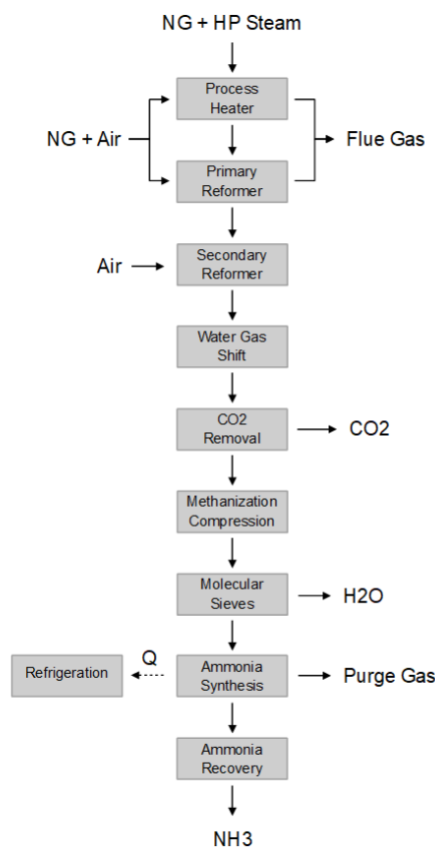


Ilustración 5. Proceso de síntesis de amoníaco con reformado de metano con vapor [33]

Junto a este paso opcionalmente se puede efectuar un paso de prereformado: dado que el gas natural contiene trazas de otros compuestos ligeros de carbono como butano o propano ($\text{CH}_{X<4}$), dependiendo de la composición del gas puede ser de interés convertir éstos a metano y óxidos de carbono para aumentar la eficiencia del reformado, así como flexibilizar el proceso al permitir fuentes alternativas como nafta [34]. Este proceso se lleva a cabo añadiendo vapor de agua al gas natural, llevando a cabo la reacción de reformado con vapor de agua sobre un catalizador de níquel, en condiciones de entre 400-550°C a 20 bares [34,35]. Este proceso se lleva a cabo con anterioridad al reformado ya que este proceso tiene una alta probabilidad de dañar el catalizador convencional por su alto contenido en carbono, por lo que se emplean condiciones que reduzcan la producción de carbono y catalizadores especiales más resistentes a la deposición de carbono [35].

2.4.3. PROCESO DE REFORMADO

Posteriormente comienza el proceso principal, separado en dos secciones para la producción de gas de síntesis para amoníaco: en la primera etapa, denominado el reformador primario, se introduce el gas natural tratado y una cantidad de vapor de agua a un reactor con catalizador de

níquel a 850-900°C y 20-30 bar. La reacción predominante es el reformado de metano con vapor, la cual es endotérmica ($\Delta H_0 = 206 \text{ kJ/mol CH}_4$ [17,36]) y necesita energía para proceder; este calor proviene de la combustión de gas natural en quemadores externos al reactor, impidiendo que los productos de combustión de los quemadores contaminen la mezcla de gases del reactor. La reacción se controla para que no consuma todo el metano; se desea que la mezcla saliente contenga un 14% de metano para alimentar el reformador secundario.

El reformador secundario es un reactor refractario con catalizador de níquel, donde se introduce una cantidad determinada de aire para llevar a cabo una combustión parcial sobre una fracción del metano restante en la mezcla. Esta reacción es exotérmica ($\Delta H_0 = -24,5 \text{ kJ/mol CO}$ [17,36]) y provee la suficiente energía para calentar la mezcla de gases a 1000-1200°C y así también llevar a cabo la reacción de reformado con vapor [17,23,33]. Aunque este método no lleve a la máxima producción de hidrógeno respecto al metano introducido comparado con el reformado de vapor puro (ya que la combustión parcial produce una molécula de hidrógeno menos que la reacción de reformado con vapor), tiene una clara ventaja: al introducir aire conteniendo nitrógeno y oxígeno y eliminando el oxígeno al quemarlo parcialmente con el metano, se obtiene el contenido de nitrógeno necesario para la posterior utilización en el ciclo de Haber-Bosch sin necesidad de otros procesos de separación del aire más costosos, mejorando el rendimiento económico de la operación en conjunto [33].

Esta mezcla de gases se enfría a 350°C, utilizando el calor extraído para la producción de vapor de agua para el reformado primario, y se introduce en el reactor de desplazamiento de gas de agua, compuesto por dos reactores con distintos catalizadores [17,23,31,33]. Este paso convierte el monóxido de carbono y el vapor de agua en dióxido de carbono e hidrógeno, mejorando el rendimiento del proceso en cuando a producción de hidrógeno y elimina el monóxido de carbono, el cual es tóxico para los catalizadores del ciclo de Haber-Bosch. Este paso es exotérmico ($\Delta H_0 = -36 \text{ kJ/mol CO}$ [36,37]) pero necesita bajas temperaturas para su efectividad, por lo que durante el proceso se extrae calor y se utiliza para alimentar otros procesos como la producción de vapor.

2.4.4. POSTRATAMIENTO

Finalmente, se purifica la mezcla de gases para producir el gas de síntesis necesario para la producción de amoníaco. Hay varios compuestos presentes en el gas saliente que son necesarios eliminar por su papel como venenos del catalizador en el ciclo de Haber-Bosch,

principalmente compuestos oxigenados: óxidos de carbono y agua [17]. Para ello, se utilizan varias etapas, comenzando con la eliminación en masa del dióxido de carbono: para ello, en la actualidad se utilizan procesos con disolvente especializados basados en aminas que absorben el dióxido de carbono física o químicamente y después son tratados para extraer dicho gas y reutilizar el disolvente [8,17,33]. Posteriormente, se realiza una limpieza final de los óxidos de carbono mediante el proceso de metanación: mediante un catalizador de níquel a 300°C, se convierte los remanentes de óxidos de carbono y parte del hidrógeno presente en metano y vapor de agua [23,33], siendo la reacción inversa al reformado de agua con vapor.

Finalmente, el gas se comprime y enfría para alcanzar la presión necesaria para el proceso de Haber-Bosch; esto permite que gran parte del agua presente se condense y se retire del flujo, dejando que el remanente de vapor de agua se elimine con tamices moleculares [23,33].

2.5. PRODUCCIÓN LIMPIA DE HIDRÓGENO CON COMBUSTIBLES FÓSILES

Los combustibles fósiles son problemáticos por varias razones: provienen de reservas finitas no renovables, contienen un alto grado de impurezas que dificultan y encarecen su uso, y son una fuente de contaminación de CO₂ y otros contaminantes nocivos y de efecto invernadero. Sin embargo, debido a inercias tecnológicas, políticas, económicas y sociales, es probable que su posición dominante en el mercado del hidrógeno continúe durante cierto tiempo, por lo que es de interés desarrollar procesos más limpios que utilicen productos petrolíferos y/o gasíferos.

2.5.1. REFORMADO AUTOTERMAL

Los primeros avances en este aspecto están relacionados con la reducción del consumo energético, la mejora de los rendimientos de conversión, y/o la utilización de insumos alternativos con procesos existentes. Existen varias mejoras posibles que mejoran el rendimiento del reformado con vapor, uno de los principales siendo el desarrollo del reformado autotermal de metano. En este tipo de reformado de metano, se utiliza un intercambiador de calor entre los dos reformadores principales, de manera que el gas saliente del reformador secundario sea la fuente de calor para el reformador primario en el proceso convencional [17,33]. Esto mejora el perfil energético de la planta, ya que las altas temperaturas del reformador secundario son más ventajosas para alimentar el proceso del reformador primario que para la producción de vapor sobrecalentado [17], y además reduce la inversión inicial de los sistemas de quemadores, los cuales son una fracción importante del coste de una planta de

reformado [17]. Este proceso demanda que el reformador secundario lleve a cabo una mayor labor de reformado, necesitando más aire que en el proceso estándar; sin embargo, este aumento de consumo de aire haría que la cantidad de nitrógeno en el gas saliente sea excesiva para la producción de amoníaco, por lo que es necesario utilizar aire enriquecido para alcanzar una proporción de nitrógeno adecuada en el gas efluente [17,33]. Sin embargo, la proporción de gas hidrógeno respecto al monóxido de carbono se ve ligeramente mermada por el proceso de combustión parcial.

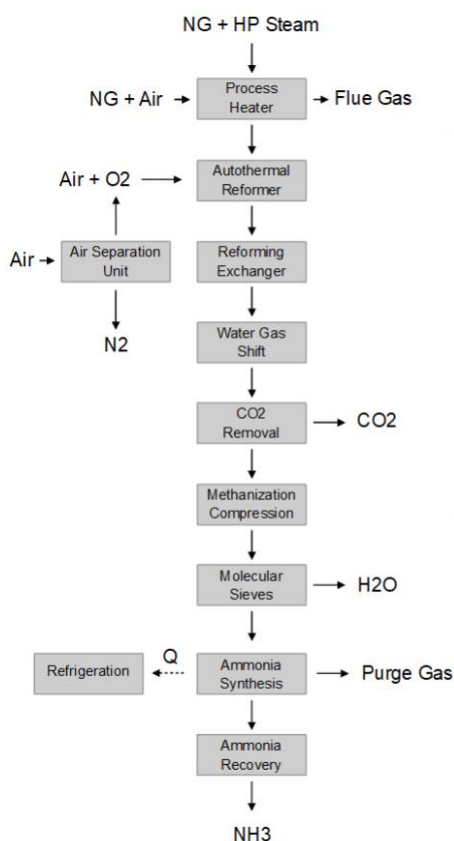


Ilustración 6. Proceso de síntesis de amoníaco con reformado autotermal de metano [33]

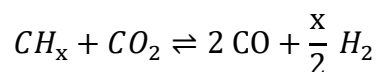
En diseños posteriores de procesos de reformado autotermal, como el mostrado en la Ilustración 6, se invierten los reformadores primario y secundario: a la cabeza se sitúa un reactor refractario sin catalizador en el que se introduce el metano junto con una cantidad determinada de aire enriquecido, y posteriormente se introduce este gas tratado al proceso de reformado con vapor, utilizando la energía térmica ya presente en el gas para llevar a cabo la reacción sin necesidad de un aporte de calor externo [17,33]. Se utiliza una pequeña cantidad de gas natural para precalentar los reactivos antes del primer reactor, pero al conseguir que no haya intercambiadores de calor en los procesos principales, se reducen las pérdidas e ineficiencias durante el proceso y se alcanza un mejor rendimiento energético.

2.5.2. REFORMADO ELECTRIFICADO CON VAPOR

Una variante del proceso de reformado con vapor que también actúa sobre el proceso de calentamiento es el reformado electrificado de metano con vapor. Este proceso actúa igual que el proceso tradicional de reformado excepto que el calor necesario para el reformador primario no proviene de la combustión de gas natural, sino que proviene de calentadores eléctricos integrados en el reactor. Esto permite una mayor eficiencia de la transferencia de calor, ya que al igual que el reformado autotermal no hay pérdidas de calor por escape de humos [38,39], y además flexibiliza el sistema ya que al tener un tamaño muy reducido estos reactores necesitan poco tiempo para arrancar y detenerse [38], mejorando su compatibilidad con la intermitencia de las energías renovables o adaptarse a los patrones de precios eléctricos de la red. Además, es posible realizar un *retrofit* de esta tecnología a procesos existentes, mejorando la adopción de esta tecnología [39].

2.5.3. REFORMADO SECO

Otro desarrollo es la utilización de un agente oxidante alternativo, siendo en el proceso tradicional de reformado el vapor de agua. Sin embargo, el utilizar vapor tiene un problema: aunque su exceso favorezca la tasa de conversión del metano a hidrógeno durante el reformado y mejore la vida útil del catalizador, la producción de vapor de agua sobrecalentado requiere de grandes cantidades de calor, lo cual reduce la eficiencia energética del proceso [35,40]. Por ello, se busca materiales cuyas características físicas y fácil disponibilidad mejoren las características energéticas del proceso: uno de estos compuestos es el dióxido de carbono, producido en abundancia por infinidad de procesos industriales y cuyo calentamiento a las condiciones de reacción es menos intensivo energéticamente. Este proceso, denominado reformado seco de metano, se rige principalmente por la reacción mostrada a continuación, donde en el caso del metano se introducen metano y dióxido de carbono a altas temperaturas para formar monóxido de carbono e hidrógeno en partes iguales.



Este proceso tiene una ventaja clave: el proceso usa como insumo un gas contaminante de efecto invernadero, lo cual le permite ser un proceso más limpio y neutro en carbono, pudiendo en teoría llegar a tener un efecto neto reductor sobre las emisiones de dióxido de carbono aunque en la actualidad el proceso siga siendo un emisor neto de carbono [41].

A pesar de esto, el proceso sufre de varios inconvenientes, especialmente en cuanto a la utilización de este proceso para la producción de hidrógeno: la reacción principal es altamente endotérmica ($\Delta H_0 = 247 \text{ kJ/mol CH}_4$ [37]), más aún que la reacción principal de reformado con vapor, y requiere de altas temperaturas para alcanzar una alta tasa de conversión [37,42], traduciéndose en un aumento del consumo energético. Además, el proceso produce una fracción de hidrógeno más pequeña, tanto con el monóxido de carbono del gas de síntesis 1:1 como en comparación con el metano entrante 1:2, añadiéndose que la ocurrencia de metanación a las altas temperaturas en las que opera el proceso reduce el rendimiento de conversión a hidrógeno [36,37,43].

2.5.4. CICLOS HÍBRIDOS: REFORMADO DUAL Y TRIREFORMADO

Para paliar estas desventajas de los procesos seco y con vapor, se plantean nuevos diseños de ciclos híbridos que combinen el reformado seco con el reformado con vapor (denominado reformado dual de metano) o incluso incorporando reformado autotermal (denominado trireformado de metano) [36,42], siendo este último el más atractivo debido a las mejoras en eficiencia y reducción de capital necesario [17,23,33]. Aunque es un proceso más complejo ya que todas las reacciones descritas hasta ahora ocurren simultáneamente en el reactor, es atractivo desde un punto de vista operativo por su versatilidad de cara a procesos posteriores, pudiendo ajustar libremente la composición de hidrógeno y monóxido de carbono del gas de síntesis para conseguir un efluente idóneo para la producción de distintos compuestos secundarios, desde amoníaco a plásticos y combustibles sintéticos.

2.5.5. CAPTURA Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

Mientras que los demás métodos de reducción de emisiones funcionan modificando el proceso para hacerlo más eficiente y menos contaminante de por sí, existe la posibilidad de reducir las emisiones directas de un proceso sin modificación capturando el dióxido de carbono antes de ser emitido a la atmósfera. El proceso tradicional de reformado tiene dos fuentes de emisiones nocivas directas: los gases de escape provenientes de los quemadores de gas natural y la emisión del dióxido de carbono previamente capturado durante el postratamiento del gas de síntesis.

Este último es una de las opciones más atractivas, ya que la mayoría de los procesos posteriores, incluyendo Haber-Bosch, requiere obligatoriamente de la captura de carbono por sus particularidades químicas. Con los procesos de extracción del carbono por esta vía y

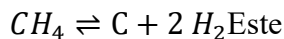
regeneración del disolvente incluidos como una parte integral del proceso, el coste marginal (tanto en consumo energético como en términos económicos) de capturar esta importante fuente de carbono sin salida a la atmósfera es pequeño, correspondiendo principalmente a la purificación y compresión del dióxido de carbono capturado [17,33].

Sin embargo, es común realizar conjuntamente la captura del carbono de los gases de escape de los quemadores para así poder denominar el producto como hidrógeno azul. Este proceso es más costoso desde un punto de vista económico ya que se puede prescindir de él completamente para la producción de amoníaco: su coste marginal incluye tanto la extracción como el procesamiento del dióxido de carbono, requiriendo de más consumo eléctrico y sobre todo más calor para la regeneración [33].

El carbono capturado puede ser procesado de varias maneras, diferenciando dos vertientes principales: reutilizado en procesos industriales como la producción de combustibles, cemento o urea, o almacenado permanentemente en formaciones geológicas subterráneas [9,44]. La primera opción es atractiva desde un punto de vista económico, ya que se obtiene un beneficio directo del CO₂ capturado; sin embargo, en muchos de los procesos que utilizan dióxido de carbono como materia prima lo acaban liberando de nuevo, por lo que lo único que se ha conseguido es desplazar el punto final de emisión desde la producción de hidrógeno al consumidor del dióxido de carbono producido [44], reduciendo el efecto de la captura de carbono. Por ello, para procesos de producción de hidrógeno dependientes de combustibles fósiles la mejor opción es el almacenamiento permanente, donde se inyecta el dióxido de carbono a alta presión en formaciones geológicas impermeables (tales como acuíferos submarinos o yacimientos petrolíferos agotados) para prevenir su salida a la atmósfera [44]. Sin embargo, dado que se trata de una tecnología en desarrollo y dependiente de las condiciones geológicas, es difícil estimar en la actualidad la capacidad máxima de este método a gran escala y a largo plazo [44].

2.5.6. PIRÓLISIS DE METANO

Existe una alternativa en desarrollo aparte de los procesos de reformado de metano: la pirólisis de metano utiliza altas temperaturas y otros procesos físicos de alta energía (plasma, microondas) para extraer gas de hidrógeno y carbono sólido, sin emisiones de dióxido de carbono de forma directa siendo el carbono producido sólido y por tanto fácilmente secuestrable.



2.6. *HIDRÓGENO VERDE PARA AMONÍACO: BIOMASA*

Los métodos actuales de producción de hidrogeno utilizan materias primas de origen fósil como el gas natural, el petróleo o el carbón. Sin embargo, hay otras fuentes de compuestos de carbono procesables de maneras similares, de origen menos dañino para el medioambiente: las biomásas. La biomasa consiste en materia orgánica extraído de recursos provenientes de la biosfera, tales como residuos urbanos, descartes de la industria maderera, o residuos de la industria agroalimentaria, por lo que es neutro en carbono [46,47] ya que no añade carbono adicional a la atmósfera, sino que reintroduce el carbono previamente fijado por las plantas mediante la fotosíntesis [47].

El procesamiento de biomasa para la producción de hidrógeno se separa en dos etapas, la obtención de biogás y ‘*upgrading*’ del biogás. El biogás es un gas de síntesis obtenido al procesar material orgánico sólido mediante una variedad de procesos que generan compuestos gaseosos más simples como metano, monóxido y dióxido de carbono, hidrógeno y sulfuro de hidrógeno [46]. Existen dos procesos principales para generar biogás, dependiendo del tipo de residuos a tratar: digestión anaeróbica para residuos húmedos y gasificación de biomasa para residuos secos y difíciles de fermentar. La digestión anaeróbica es un proceso biológico que, mediante la utilización de microbios especializados, se degradan residuos húmedos (como residuos urbanos o desechos animales) en un ambiente sin oxígeno. En su variante convencional, el biogás producido rico en metano y dióxido de carbono en una relación aproximada de 60%/40% con impurezas de sulfuro de hidrógeno [47], aunque se están considerando otros métodos que permitan producir otras mezclas de gases más afines a su uso final como otros compuestos orgánicos o hidrógeno [48]. Este proceso es muy eficiente, con un reducido aporte energético externo: la descomposición la realizan los agentes biológicos con la energía química presente naturalmente en los residuos [46].

En cambio, la gasificación de biomasa se utiliza principalmente para residuos secos que sean difíciles de procesar por fermentación microbiana, como por ejemplo material descartado de madera. La gasificación es similar al utilizado para la gasificación de carbón (y por tanto no muy lejana químicamente del reformado de metano), cubriendo una variedad de procesos químicos distintos ocurriendo a alta temperatura (superior a 1000°C [49]). Muchos de estas reacciones (y por tanto su parametrización) son similares y análogos a los del reformado de

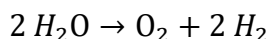
metano: la gasificación autotermal es más eficiente, pero aumenta la cantidad de óxidos de carbono (y de nitrógeno si se introduce aire) en el gas de síntesis producido, mientras que el uso de vapor de agua como agente de gasificación genera más metano e hidrógeno pero es más intensivo energéticamente [50]. En cualquiera de sus variantes, el proceso genera una fracción considerable de hidrógeno (15-45% [50]) mientras que el proceso de digestión anaeróbica convencional únicamente genera metano en cantidades apreciables, aunque la gasificación requiere más energía debido a la necesidad de aporte de calor a alta temperatura. Sin embargo, es más interesante desde un punto de vista industrial por dos motivos relacionados con su capacidad de producción a escala: no hay que esperar varios días o semanas para procesar con microorganismos cada lote de material como ocurre en el proceso fermentativo [46], y la disponibilidad y facilidad de obtener y procesar biomasa seca de base lignocelulósica (maderas o plantas fibrosas de rápido crecimiento) es mayor que residuos urbanos y de las industrias agroalimentarias [46].

La segunda etapa en la obtención de hidrógeno a partir de biomasa es el ‘*upgrading*’ del biogás obtenido. Este proceso convierte el biogás en un gas de síntesis con mayor valor añadido, eliminando productos indeseados como humedad, óxidos de carbono o sulfuro de hidrógeno, y reduciendo la proporción de gases inertes que reducen la capacidad calorífica de la mezcla de gases y agrandan los costes de transporte y distribución [47,51]. El proceso específico a seguir depende tanto de la composición del biogás como del producto final deseado: para la producción de hidrógeno desde procesos de biogás convencionales, el proceso es similar al reformado de metano, utilizando procesos similares de pretratado y aprovechando la presencia de óxidos de carbono para realizar un reformado dual o incluso trireformado si se incluye la inyección de aire u oxígeno para mejorar el rendimiento [49,50,52].

2.7. *HIDRÓGENO VERDE PARA AMONÍACO: DESCOMPOSICIÓN DE AGUA*

Las fuentes tradicionales de hidrógeno para Haber-Bosch son problemáticas por varias razones: se basan en combustibles fósiles con reservas finitas y problemas políticos y económicos, contienen un alto grado de impurezas que dificultan y encarecen su uso, y son una fuente de contaminación de CO₂ y otros contaminantes nocivos y/o de efecto invernadero (aunque como se ha visto en el apartado 2.5 este aspecto es mitigable). Por ello, se quiere encontrar nuevas maneras de obtener hidrógeno a partir de fuentes de baja contaminación y con mayor facilidad de acceso.

Una de estas fuentes es el agua: prácticamente ilimitada (tanto por su enorme cantidad como por su reciclaje mediante la combustión con oxígeno atmosférico) y sin componentes basados en carbono u otros elementos contaminantes, el agua es una fuente potencial de hidrógeno completamente limpio. La reacción de interés para obtener hidrógeno es la descomposición del agua, donde se obtienen hidrógeno y oxígeno en estado gaseoso, mostrada a continuación:



Esta reacción es altamente endotérmica ($\Delta H_0 = 118 \text{ kJ/mol } H_2O$), correspondiendo inversamente con la reacción de combustión del hidrógeno y oxígeno, por lo que se podría llevar a cabo mediante la aplicación de calor; sin embargo, esta reacción no es mínimamente interesante desde un punto de vista industrial hasta alcanzar más de 2000°C [53], suponiendo problemas debido a la degradación de materiales y la explosividad de las mezclas de hidrógeno/oxígeno a dichas temperaturas, por lo que es necesario encontrar una fuente de energía que pueda llevar a cabo esta reacción en condiciones más segura y fácilmente alcanzables a escala industrial.

2.7.1. ELECTRÓLISIS

Una de las formas de energía que admite directamente la reacción es la electricidad: siendo una reacción involucrando procesos de reducción-oxidación, la aplicación de una corriente eléctrica ayuda a llevar a cabo las transferencias de electrones de los átomos involucrados en la reacción. En estos sistemas de reacción electroquímica, se lleva a cabo una reacción de oxidación en el cátodo y una reacción de reducción en el ánodo, ambos unidos entre ellos por una fuente de energía de corriente continua; esto permite la obtención de los gases producidos por separado al aislar físicamente los electrodos.

Este proceso puede tomar forma de varias maneras: la tecnología de electrolizadores más madura y usada en la actualidad es la electrólisis alcalina, donde se sumergen dos electrodos en una solución acuosa con un electrolito alcalino, normalmente hidróxido de potasio, y separados por una membrana permeable a líquidos pero no a gases para permitir la separación de los gases producidos [54]. Esta tecnología es simple y robusta, siendo utilizada durante décadas y con costes operativos bajos [55]; sin embargo, su rendimiento puede ser mejorado especialmente a cargas parciales (algo de interés si el suministro es de energías renovables debido a la intermitencia de éstas) y su gran tamaño respecto a la producción [54].

Uno de los avances que se ideó fue la de reemplazar el agua como electrolito, relegándola a un rol único como reactivo: este tipo de electrolizadores, denominados de membrana de intercambio de protones (*proton exchange membrane*, PEM) utilizan una delgada membrana de un material impermeable a los gases y al agua, pero permeable ante protones (H^+) como electrolito sólido [54]. En este tipo de celdas electrolizadoras, se introduce agua en el ánodo, produciendo oxígeno y protones; estos protones atraviesan la membrana y se encuentran con el cátodo, donde son reducidos a gas hidrógeno. Este tipo de electrolizadores es más nuevo y debido al uso de polímeros especiales y electrodos recubiertos de metales nobles es más caro de instalar y operar [54]; sin embargo, gozan de un mayor rendimiento general en comparación con los electrolizadores alcalinos, son más compactos y además son capaces de operar a cargas parciales sin una degradación notable en el rendimiento [54].

Otro de los grandes avances recientes es el desarrollo de los electrolizadores de alta temperatura: debido a las características termodinámicas de la reacción, la reacción requiere de menos trabajo aportado en forma de corriente eléctrica a altas temperaturas [56]. Este tipo de electrolizadores, denominados de óxido sólido (*solid oxide electrolysis*, SOE), funcionan de forma similar a los electrolizadores PEM, aunque invirtiendo el emplazamiento de los electrodos y funcionando a temperaturas cercanas a los $900^{\circ}C$ [56]: se introduce vapor de agua en el cátodo, donde el vapor de agua se convierte en gas de hidrógeno e iones de O^{2-} , los cuales atraviesan el electrolito cerámico hasta llegar al ánodo donde son oxidados para formar gas de oxígeno [54]. Esta tecnología tiene el principal atractivo de una mayor eficiencia de conversión de electricidad a hidrógeno [56]; sin embargo, esta tecnología sufre de varios problemas como el requerimiento de obtener suficiente calor para llevar a cabo la reacción a las altas temperaturas esperadas. Además, el sistema exhibe una baja compatibilidad con las energías renovables: aunque los electrodos son metálicos (pudiendo ser fabricados con metal sólido o materiales compuestos como cermetes), el electrolito es un material cerámico susceptible a la rotura bajo cambios bruscos de temperatura, por lo que no es posible en términos prácticos modificar el punto de operación del sistema en horas, necesitando varios días para alcanzar un estado estable [54,56].

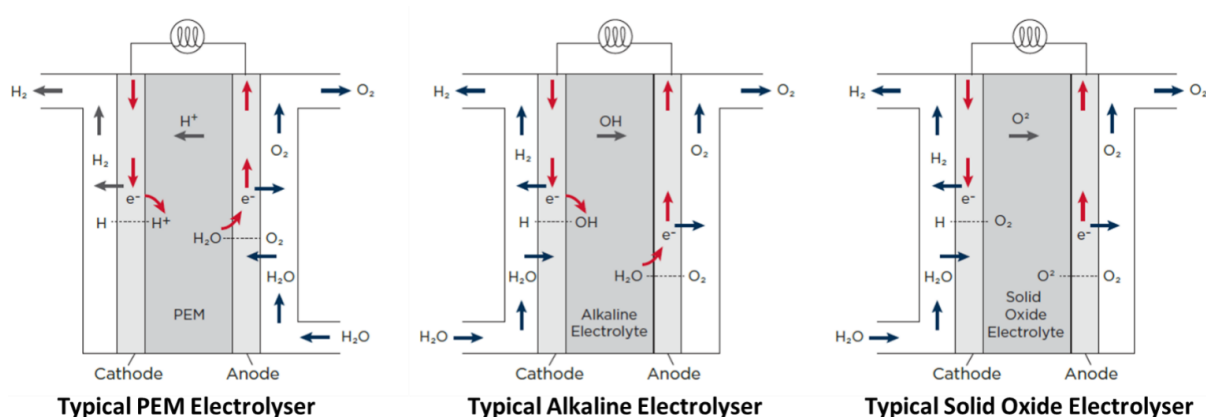


Ilustración 7. Procesos de electrólisis comunes en entornos comerciales [57]

2.7.2. FOTÓNICA

Otra manera de producir hidrógeno utilizando agua es utilizando la luz solar como fuente directa de energía en el proceso, utilizando materiales fotoactivos como catalizadores para llevar la reacción de descomposición del agua. Existen dos métodos principales para llevar esto a cabo: fotocatalísis y fotoelectrocatalísis. La fotocatalísis es el proceso más sencillo, comúnmente llamado fotosíntesis artificial, y utiliza una suspensión de partículas de material fotocatalizador semiconductor para llevar a cabo la reacción en presencia de luz solar [55,58]. Este proceso es muy simple y fácil de escalar al tamaño necesario, ya que solo requiere añadir el fotocatalizador al agua en un reactor transparente que permita la entrada de luz; sin embargo, sufre de bajos rendimientos al utilizar el mismo material fotocatalizador para ambas reacciones, y además el gas efluente es una mezcla de hidrógeno y oxígeno, planteando la necesidad de separarlos para obtener hidrógeno puro [55].

Otra alternativa más amena a la obtención de hidrógeno es la fotoelectrocatalísis, siendo una combinación de las reacciones fotosensibles de la fotocatalísis con la estructura básica de dos electrodos separados de los sistemas de electrólisis. En estos sistemas, se emplean fotoelectrodos (fotocátodo y fotoánodo) de distintos materiales semiconductores expuestos a la luz solar en un reactor transparente y conectados eléctricamente entre ellos para llevar las fotoreacciones correspondientes [55,59,60]. En este proceso se separan los fotoelectrodos por una membrana similar a la de un electrolizado alcalino convencional, obteniendo hidrógeno y oxígeno por separado; además, al separar las reacciones en electrodos de materiales distintos, se obtienen rendimientos mayores que en el método fotocatalítico [59].

Al contrario que la electrólisis, estos dos sistemas no han sido utilizados a escala industrial; sin embargo, esto se puede explicar mediante la relativa falta de investigación y desarrollo

histórico, y la reducción de costes del método de fotocatalisis o la reducción de costes en el método de fotoelectrocatalisis las hace opciones atractivas a futuro, pudiendo ser utilizadas en combinación o sustitución de los procesos electroquímicos convencionales.

2.7.3. *CICLOS TERMOQUÍMICOS*

Como se comentó al principio, el proceso térmico directo de descomposición de agua no es viable desde un punto de vista industrial debido a las altas temperaturas necesarias para llevar la reacción a cabo; sin embargo, es posible llevar un proceso similar utilizando una serie de reacciones intermedias que son posibles de llevar a cabo a temperaturas más cercanas a las proporcionables en entornos industriales de forma eficiente [53,61]. El número de pasos intermedios está directamente relacionado con las temperaturas: la suma de los cambios de entalpías de las reacciones debe ser igual al cambio de entalpía de la reacción de descomposición del agua, por lo que al dividir en más pasos la descomposición, cada reacción intermedia soporta una diferencia de entalpía menor, permitiendo que dichas reacciones se lleven a cabo a una temperatura inferior [53,61], incluso pudiendo ser alimentadas por la luz solar de forma más eficiente que utilizando materiales fotovoltaicos.

Existen dos variantes principales de estos ciclos: una de ellas son los ciclos de dos pasos, basados en ciclos de metales y óxidos metálicos, son más simples y trabajan a temperaturas superiores a 900°C pero inferior a 1500°C [61]. No es un proceso continuo, ya que se efectúan fases distintas de oxidación y reducción: en la fase de oxidación a alta presión, se agrega agua al reactor conteniendo partículas metálicas, donde reacciona con el vapor de agua para formar hidrógeno y óxidos metálicos. En la siguiente fase de reducción a baja presión, se retira la fuente de vapor y se calienta el óxido metálico para regenerar las partículas metálicas y obtener oxígeno [61]. Tras este paso y antes de volver a realizar la reacción de reducción, es necesario retirar la mayor cantidad de oxígeno posible para favorecer la reacción de producción de hidrogeno, aunque los métodos más eficaces son más energéticamente intensivos [61].

La segunda variante está compuesta por los ciclos con más de dos pasos, utilizando una variedad de procesos químicos para lograr las corrientes deseadas de hidrógeno y oxígeno. Aunque estos procesos son más versátiles al admitir calor a menores temperaturas (trabajan a menor de 900°C), tienen dos problemas: el aumento de pasos reduce la eficiencia del proceso [61], y además en la mayoría de los ciclos se requieren pasos que incluyen adición de aditivos

consumibles o electrolisis, reduciendo la atractividad de un proceso más sencillo, robusto, y compatible con energía renovable basada principalmente en calor [61].

2.8. OTROS MÉTODOS DE PRODUCCIÓN DE AMONÍACO

Todos los procesos descritos anteriormente, los cuales utilizan el ciclo de Haber-Bosch como etapa final en la síntesis de amoníaco, necesitando fuentes de hidrógeno y nitrógeno relativamente puros en estado gaseoso. Esto es una fuente de ineficiencias en estos procesos, ya que la producción de estos gases es relativamente intensiva en términos energéticos, por lo que se quiere encontrar métodos más eficientes a la hora de producir amoníaco que admitan reactivos más abundantes y fáciles de obtener y/o más eficientes en su consumo de energía.

Los procesos más prometedores y estudiados de estos métodos alternativos son los procesos de electroreducción de nitrógeno. Esta serie de procesos utiliza una corriente eléctrica para llevar a cabo una reacción que reduzca el nitrógeno de forma que no sea necesaria la reacción de Haber-Bosch o un aporte de gas hidrógeno puro, sino que lo toma directamente de un portador de protones (como el agua o ciertos compuestos orgánicos) que suministre los átomos de hidrógeno necesarios [62]. Los procesos más estudiados para aplicación comercial están basados en agua, siguiendo un proceso similar al de la electrólisis alcalina: una serie de electrodos sumergidos en una solución acuosa donde se introduce gas nitrógeno, el cual se disuelve parcialmente en la solución y permite llevar a cabo esta reacción [63]. Al ser procesos electroquímicos al igual que la electrólisis, estos sistemas serán más flexibles y eficientes, mejorando su compatibilidad con las energías renovables y reduciendo su impacto medioambiental.

Sin embargo, estos sistemas están todavía en una fase de desarrollo muy temprana y presentan varios problemas, tales como la falta de selectividad que hace que secundariamente se lleve a cabo la reacción de descomposición de agua, produciendo hidrógeno indeseado como uno de los productos y la, o el alto coste de los materiales exóticos necesarios para llevar a cabo de forma selectiva la reacción de electroreducción de nitrógeno [63]. Estos sistemas, aún prometedores, solo se han demostrado en laboratorios y debido a esto, no es posible realizar una estimación precisa del comportamiento de estos sistemas en un entorno industrial comercial.

2.9. *TECNOLOGÍAS DE ‘AMMONIA-TO-MOBILITY’*

El amoníaco ha sido utilizado en la movilidad como combustible en décadas anteriores, principalmente motivado por escaseces locales de recursos petrolíferos domésticos o importados que dificultaban la utilización de combustibles comunes como gasolina o gasóleo. Gracias al comercio internacional y la ubiquidad de estos productos petrolíferos, el amoníaco ha caído en desuso debido a su rendimiento inferior como carburante; sin embargo, debido a las presentes preocupaciones por los problemas que estos combustibles fósiles presentan, como la no renovabilidad de éstos o la contaminación que presenta su uso, se están planteando nuevos combustibles alternativos que sustituyan los combustibles convencionales. Un gran foco de uso para el amoníaco es en grandes embarcaciones marítimas, ya que se aprovecha las economías de escala de los puertos de mercancías (sobre todo cuando se trata de mercancía peligrosa) y reaprovechan las infraestructuras existentes comunes en los puertos de transporte, distribución y carga/descarga de amoníaco en los puertos, originalmente destinada al amoníaco como materia prima a transportar para otras industrias.

2.9.1. *MOTORES DE COMBUSTIÓN DE AMONÍACO*

La primera manera en la que el amoníaco puede ser aprovechado en la movilidad es mediante la reacción exotérmica de combustión que conlleva su descomposición en nitrógeno y agua en contacto con el oxígeno presente dentro de un motor de combustión. El amoníaco presenta propiedades atípicas comparado con combustibles fósiles: presenta una densidad energética, tanto gravimétrica como volumétrica inferior a los combustibles convencionales (parcialmente compensado por un rango de flamabilidad más alto que requiere mayor inyección de combustible), presenta un alto octanaje de 130, y presenta una velocidad de llama reducida [64], todos factores que dificultan su uso en motores de encendido por compresión de dos tiempos, comunes en grandes embarcaciones [64]. Por otra parte, la eficiencia térmica de estos motores es comparable a la de los motores de combustión de carburantes fósiles que reemplazan, en torno a 35-40% [65], por lo que el uso de amoníaco como combustible no debería ser un problema energético para la movilidad manteniendo los dimensionados de los motores (tanto en dimensiones físicas como potencia de salida) parecidos a los actuales.

Existen varias metodologías que se plantean para mejorar estos inconvenientes: una es el cambio a motores de encendido con chispa de cuatro tiempos, los cuales admiten (e incluso prefieren) combustibles de alto octanaje que soporten altas presiones sin detonar

prematuramente [57,64]. Esta solución no es la más deseable para grandes embarcaciones, donde los grandes tamaños hacen de la complejidad y reducción de la eficiencia de un motor de cuatro tiempos indeseable [66]. Asimismo, esto puede ser combinado con la combustión dual, donde se introduce pequeñas cantidades de otro combustible con propiedades de combustión más deseables para que arranque la reacción de combustión, denominado combustible piloto. En la actualidad se plantean dos tipos de combustible piloto: la utilización de una pequeña cantidad de combustibles fósiles como gasóleo, comúnmente formando en torno al 5% de la capacidad energética de la mezcla [67], lo que significa que no haya una eliminación completa de las emisiones no renovables, implica una drástica reducción de las emisiones de carbono y compuestos de azufre [68].

Por otra parte, dado el alto contenido de hidrógeno en la molécula de amoníaco y las buenas propiedades de combustión del gas hidrógeno, se plantea el uso de hidrógeno como combustible piloto en los motores de combustión de amoníaco. El hidrógeno es fácilmente inflamable, permitiendo comenzar la reacción de combustión en todo el rango de funcionamiento del motor al mezclarse en proporciones mayores al 10% en volumen de la mezcla, siendo este valor el más eficiente económicamente [69]. El proceso de obtención de hidrógeno se realiza mediante el aporte de calor en presencia de un catalizador, necesitando únicamente una pequeña fracción (en torno al 12% del poder calorífico superior del hidrógeno) de energía para obtener gas hidrógeno [70] y pudiendo ser suministrado por el calor residual de los gases de escape del motor [71], por lo que este proceso auxiliar no implica una reducción en la eficiencia del motor. Un problema con esta solución es que, al igual que el amoníaco, el gas hidrógeno no es compatible por sí mismo en motores de encendido por compresión, por lo que su uso como combustible piloto se limita a los motores de encendido por chispa [72].

Finalmente, se propone el uso de motores de encendido por compresión especialmente diseñados para alcanzar la alta temperatura de autoignición del amoníaco, prescindiendo de los combustibles piloto. El amoníaco puro funciona mejor como combustible de motores de encendido por compresión que de encendido por chispa, aunque éstos primeros necesitan de un diseño especial con una relación de compresión elevada cercana a 35:1 [73,74] que hacen estos motores incapaces de utilizar otros combustibles, y sufren problemas durante el arranque o durante la operación en regímenes de carga baja [74]. Esta falta de flexibilidad en cuanto a combustibles y carga demandada hace esta opción poco atractiva, por lo que no se contempla comercialmente para la movilidad.

Un problema planteado con los motores de amoníaco son las emisiones de óxidos de nitrógeno. Mientras que estos motores no emiten emisiones de carbono o azufre [57], debido al contenido de nitrógeno químicamente activo en el proceso de combustión del amoníaco uno de los problemas de estos motores es la formación de óxidos de nitrógeno, NO_x [64]. Estos gases son gases de efecto invernadero (tanto directa como indirectamente) y además son altamente nocivos para la salud humana [75]; por ello, se ve conveniente (dado que el objetivo de la utilización de amoníaco es la reducción de emisiones) la utilización de tecnologías como reducción selectiva catalítica (SCR, '*selective catalytic reduction*'), la cual utiliza urea o amoníaco en presencia de un filtro catalizador para reducir químicamente los óxidos de nitrógeno a gas nitrógeno y agua [76,77]. Otra opción es la de la inyección secundaria de amoníaco en la cámara de combustión, realizando la misma reacción química que en el proceso de SCR sin equipamiento adicional [78]. En todo caso, se espera que la producción de óxidos de nitrógeno por parte de los motores basados en amoníaco no exceda la de los motores convencionales [77], y en motores experimentales equivalentes con capacidad de utilizar gasóleo o amoníaco se detecta una reducción del 40% en emisiones de óxidos nitrosos cuando operan con una mezcla de amoníaco con 5% de combustible piloto [67].

Finalmente, se menciona que el diseño de las embarcaciones que utilicen motores de combustión de amoníaco no debería cambiar enormemente, pudiendo reaprovechar diseños anteriores en cuanto a disposición y dimensionado de elementos auxiliares y ajenos al motor (con la excepción del rediseño y aumento de capacidad de los tanques de combustible para compensar por la reducida densidad energética y volatilidad del amoníaco) [57,64]. Se estima que el coste de una nueva embarcación de transporte de mercancías en contenedores propulsada por amoníaco es un 16% más cara que una embarcación similar de fuelóleo pesado [79]

2.9.2. CELDAS DE COMBUSTIBLE DE AMONÍACO

Otra manera de producir energía para la movilidad es mediante la utilización de una celda de combustible, produciendo energía eléctrica que puede ser utilizada para alimentar motores eléctricos de tracción/propulsión. Las celdas de combustible son dispositivos electroquímicos que convierten la energía química de un combustible y oxígeno atmosférico en energía eléctrica [57]. Estos dispositivos son similares a las celdas de electrólisis y basadas en electroquímica similar, con variantes similares: existen las celdas de combustible alcalinas y de membrana de intercambio de protones (PEM), ambas de baja temperatura, y celdas de óxido

sólido (SOFC, ‘*solid oxide fuel cell*’) de alta temperatura, así como celdas de temperaturas intermedias como las celdas de carbonato fundido (MCFC, ‘*molten carbonate fuel cell*’) o las celdas de cerámica protónica (PCFC, ‘*protonic ceramic fuel cell*’) [80]. Dado que estos procesos no son procesos principalmente térmicos, pueden obtener rendimientos superiores a los de los motores de combustión (limitados por aspectos termodinámicos como el límite de eficiencia del teorema de Carnot), fácilmente alcanzando eficiencias mayores al 50% en las tecnologías de mayor temperatura [80]. Sin embargo, estas tecnologías imponen ciertas limitaciones en su uso, como la necesidad de un aporte de calor neto, la producción de óxidos de nitrógeno, o sensibilidad a impurezas en el combustible [81].

Las celdas de combustible no son nuevas en el ámbito de la movilidad, pero instalaciones de éstas en embarcaciones que utilicen amoníaco como combustible están todavía en fase experimental o preliminar, con implementación comercial muy limitada y enfocada a pequeñas embarcaciones [82]. En dichas implementaciones, se han encontrado ciertos problemas de diseño debido a la reducida densidad volumétrica de potencia de las celdas de combustible y motor eléctrico asociado en comparación con un motor de combustión de potencia equivalente [82], además de que las celdas de combustible son más caras por unidad de potencia nominal que un motor de combustión equivalente [83].

2.10. ALTERNATIVAS AL AMONÍACO EN MOVILIDAD SOSTENIBLE

La movilidad sostenible no es el dominio exclusivo del amoníaco verde, estando presente una plétora de alternativas poco contaminantes disponibles de aporte de energía a procesos de movilidad. Al igual que el amoníaco verde, estas otras alternativas provienen de procesos renovables, con emisiones netas *end-to-end* nulas al estar muchas de ellas basadas en las mismas tecnologías de hidrógeno no contaminante que el amoníaco verde.

Una alternativa con una alta probabilidad de rivalizar al amoníaco verde es el metanol verde. El metanol (CH_3OH) es el alcohol más simple químicamente, líquido en condiciones ambientales y altamente inflamable, con una densidad energética gravimétrica similar a la del amoníaco (véase la Ilustración 8 para una comparativa gráfica de la densidad energética de algunos combustibles convencionales y alternativos comunes). A pesar de estar basado en carbono al igual que los combustibles convencionales, este combustible presenta varias similitudes con el amoníaco en cuanto a su combustión: es difícil su utilización en motores de encendido por compresión (comunes en las grandes embarcaciones) debido a su alta

temperatura de autoignición [84], aunque posee propiedades que lo hacen ameno al uso en motores de encendido por chispa similares a los existentes de gasolina y nafta [85]. El metanol verde se produce partiendo de una corriente de gas de síntesis de monóxido de carbono o dióxido de carbono e hidrógeno, proveniente de procesos similares a los de la producción de amoníaco (reformado de metano, gasificación de biomasa, etc.) junto con algunos procesos nuevos como la captura de carbono para su posterior utilización como materia prima en el proceso. Sin embargo, este combustible tiene dos desventajas frente al uso de amoníaco: al ser un combustible basado en carbono, su combustión genera emisiones de dióxido de carbono, que aunque puedan ser mitigadas en el caso del metanol verde (donde el carbono es obtenido de fuentes renovables de la biosfera o atmósfera) para alcanzar un balance neto de emisiones nulo, no quita que en el punto de consumo se produzcan emisiones perjudiciales. Asimismo, mientras que el metanol presenta ventajas en cuanto al transporte y almacenamiento (es líquido en condiciones ambientales y no tóxico por inhalación de sus vapores) el proceso de producción del metanol verde es más complejo debido a la necesidad de captura directa de carbono para su producción [86] y al contrario que el amoníaco no puede aprovechar la infraestructura de carga y descarga ya presente en las terminales de los puertos [86].

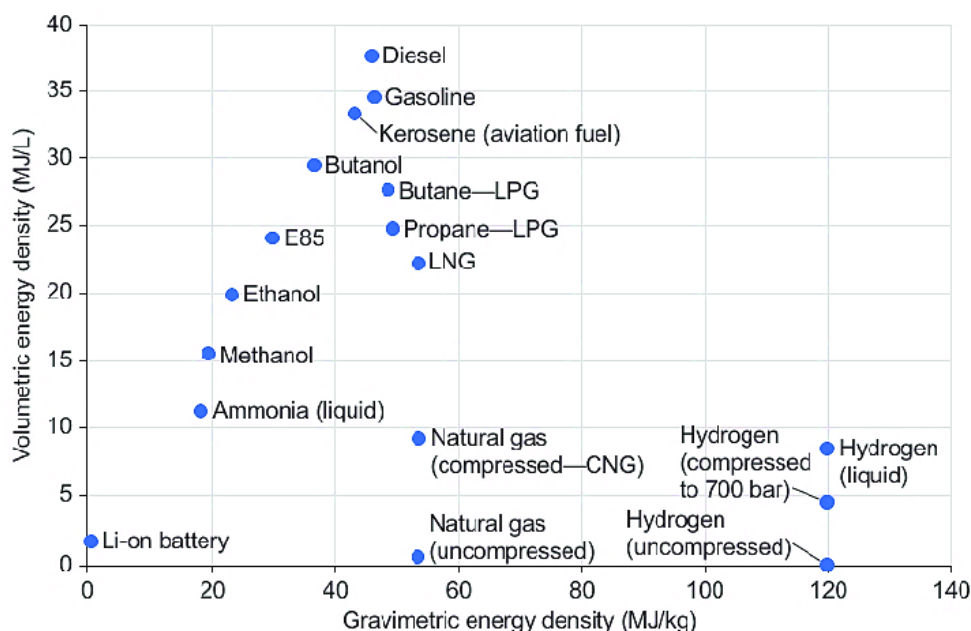


Ilustración 8. Gráfico de densidad energética de varios combustibles [87]

Otra alternativa a tener en cuenta para el transporte son los combustibles sintéticos, o *synfuels*. Estos combustibles sintéticos son químicamente similares a los combustibles pesados convencionales (gasolina, gasóleo, keroseno, gases licuados, etc.), obteniendo muchas de las

ventajas de éstos como la muy alta densidad energética (véase la Ilustración 8) y maquinaria e infraestructura actual plenamente adaptada a su utilización. Existen dos métodos para su producción: el proceso de síntesis de Fischer-Tropsch, el cual utiliza una corriente de gas de síntesis de monóxido de carbono e hidrógeno (variando su proporción para variar el tipo de compuestos finales producidos) en presencia de catalizadores especiales para producir una mezcla de hidrocarburos de mayor valor económico. El proceso es sencillo y ampliamente utilizado actualmente para convertir gas natural (previamente reformado) en productos de mayor valor añadido [88], pero no permite la utilización de dióxido de carbono directamente como materia prima, limitando su utilidad si se plantea el proceso como ‘verde’ mediante la captura de carbono [89].

Otro proceso posible es el proceso de síntesis de metanol-a-combustible, comúnmente denominado proceso Mobil (nombrado por la empresa petrolífera que lo descubrió y comercializó), basado en metanol preformado como materia prima. Este otro proceso es más complejo en su totalidad ya que requiere la producción de metanol previo al proceso de síntesis del *synfuel*. Sin embargo, el proceso permite la utilización de dióxido de carbono como materia prima inicial para la producción de metanol [89], facilitando su compatibilidad con procesos de captura de carbono para la producción de *synfuels* ‘verdes’. A pesar de ser una de sus ventajas, su similitud a los combustibles convencionales es una debilidad debido a la gran cantidad de emisiones de carbono en el punto de consumo, con perfiles de contaminantes adicionales (como materia particulada) similares a los de los combustibles convencionales [90]. También la adición de pasos adicionales implica un cierto sobrecoste, por lo que en la actualidad no se consideran como candidatos para la movilidad marítima de grandes embarcaciones.

Por otra parte, para la movilidad sostenible se baraja una de las materias primas de los combustibles descritos anteriores como combustible en sí mismo: el hidrógeno (H_2). Como el combustible alternativo más conocido tanto dentro como fuera de los ámbitos técnicos, el hidrógeno se posiciona como uno de los pilares elementales de la movilidad verde. El hidrógeno elemental es un gas altamente inflamable en condiciones ambientales con la densidad energética más alta de todos los compuestos considerados como combustibles en la práctica (véase la Ilustración 8). Similarmente al metanol, el hidrógeno es especialmente apto para motores de encendido por chispa, siendo poco óptimo para motores de encendido por compresión por su alta temperatura de autoignición [91], aunque a diferencia del metanol su

consumo no tiene emisiones inmediatas de carbono asociadas ya que no tiene contenido de carbono. Su mayor desventaja y la principal razón precluyendo su amplio uso en la actualidad, es la baja densidad energética por unidad de volumen, importante para la movilidad donde las consideraciones por espacio y autonomía son esenciales: incluso en estado licuado (un proceso con muy alta intensidad energética [92]), el hidrógeno es menos denso energéticamente en término volumétrico que cualquier otro combustible disponible, y cualquier solución económicamente realizable reduce aún más su densidad energética [92].

Finalmente, se incluyen las baterías eléctricas recargables como otra alternativa más para el almacenamiento de energía en la movilidad sostenible. Las baterías recargables son dispositivos electroquímicos autocontenidos (ya que, al contrario que las celdas de combustible electroquímicas, no hay entrada ni salida másica) que mediante una reacción electroquímica reversible, permiten almacenar energía eléctrica para su posterior utilización. Las baterías eléctricas son la opción más divergente de las fuentes de energía para movilidad actuales (combustibles fósiles) ya que se trata de un sistema basado tanto en energía eléctrica como materia prima de entrada de energía y paso intermedio durante su utilización hasta la producción final de energía mecánica para la movilidad, al contrario del resto que usan energía química del combustible para producir energía térmica como intermediario para alcanzar la producción de energía mecánica. Por ello, los procesos y sistemas utilizados para esta solución de movilidad sostenible son muy distintos a los de los combustibles, pudiendo alcanzar eficiencias muy altas, pudiendo alcanzar valores superiores a 80% fácilmente [93], al no estar sujeto a las limitaciones de los procesos térmicos. Sin embargo, sufren de un problema que limita enormemente su uso: la baja densidad energética de las baterías modernas, basadas en tecnología de litio (véase la Ilustración 8) y el alto coste que estas suponen [94] limitan enormemente su aplicación en la movilidad, dado que un alto peso es uno de los factores que más contribuyen al coste y consumo energético de los vehículos [95].

Capítulo 3. SITUACIÓN ACTUAL EN ESPAÑA

3.1. PRODUCCIÓN DE ENERGÍAS LIMPIAS

3.1.1. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA VERDE

España es un país rico en recursos renovables de energía, proveyendo en total más del 56,8% de la energía eléctrica generada en el país durante 2024, con grandes contribuciones de las nuevas energías eólicas y fotovoltaicas a las que se suma un notable apoyo de la energía hidráulica [96]. Esto demarca la alta capacidad de producción de energía sostenible en España, con el 66% de la capacidad de generación centrada en renovables [97], un dato muy superior a la proporción de las renovables en el mix eléctrico global, situado en torno al 30% de la capacidad de producción eléctrica mundial [98]. Como se puede observar en la Ilustración 9, esta gran capacidad de generación de energía sostenible en España sigue aumentando e incluso acelerando su crecimiento, indicando una fuerte tendencia en el mercado energético español hacia este tipo de energía.

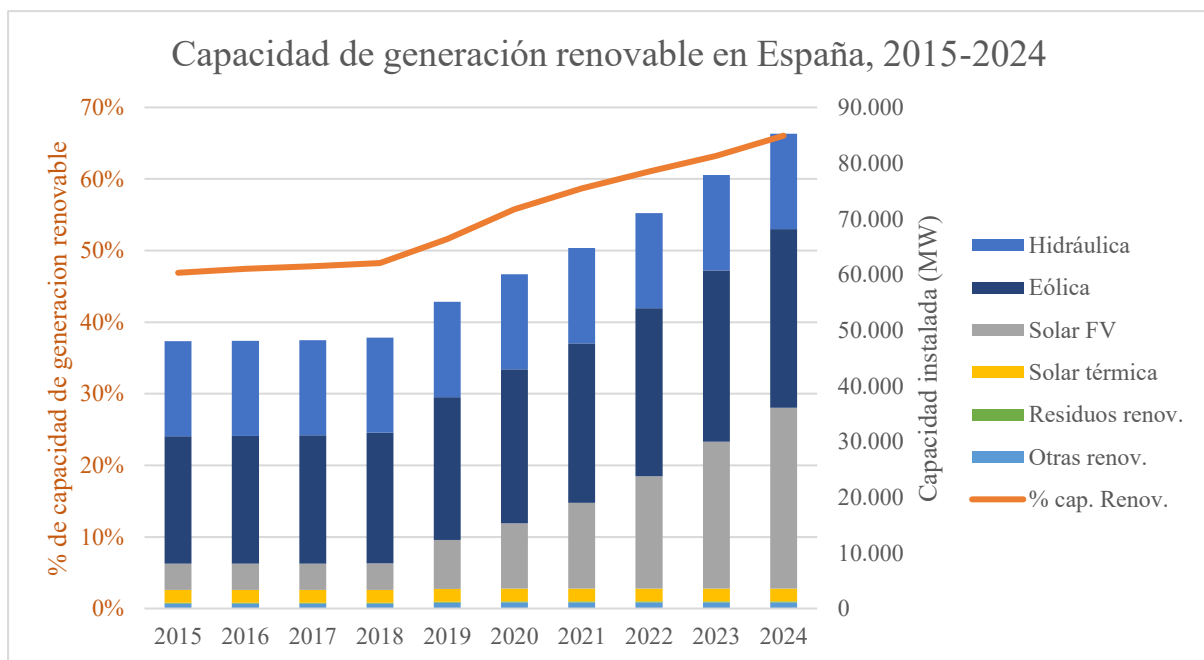


Ilustración 9. Capacidad de generación de energía renovable en España, 2015-2024. Datos de [97]

Una de las energías en auge más prometedoras en España es la energía solar. España recibe una de las mayores cantidades de irradiación solar anual en Europa, alcanzando un muy alto potencial de producción solar fotovoltaica por capacidad instalada (véase la Ilustración 10). Sin embargo, durante años el crecimiento de esta energía estuvo limitada por barreras administrativas como el infame “impuesto al sol” y otras medidas disuasorias que hacían

inviabile la instalación y operación de este tipo de instalaciones de generación [99]. Con la derogación de la mayoría de estas medidas en el 2019 mediante el Real Decreto 244 de 2019, la instalación de capacidad de generación de energía solar creció exponencialmente alcanzando un aumento de la capacidad instalada de 4.600 MW/año desde 2019, ayudada por su facilidad de implementación y escalabilidad de las instalaciones para adaptarse a las condiciones locales, así como un amplio recurso solar.

Photovoltaic Solar Electricity Potential in European Countries

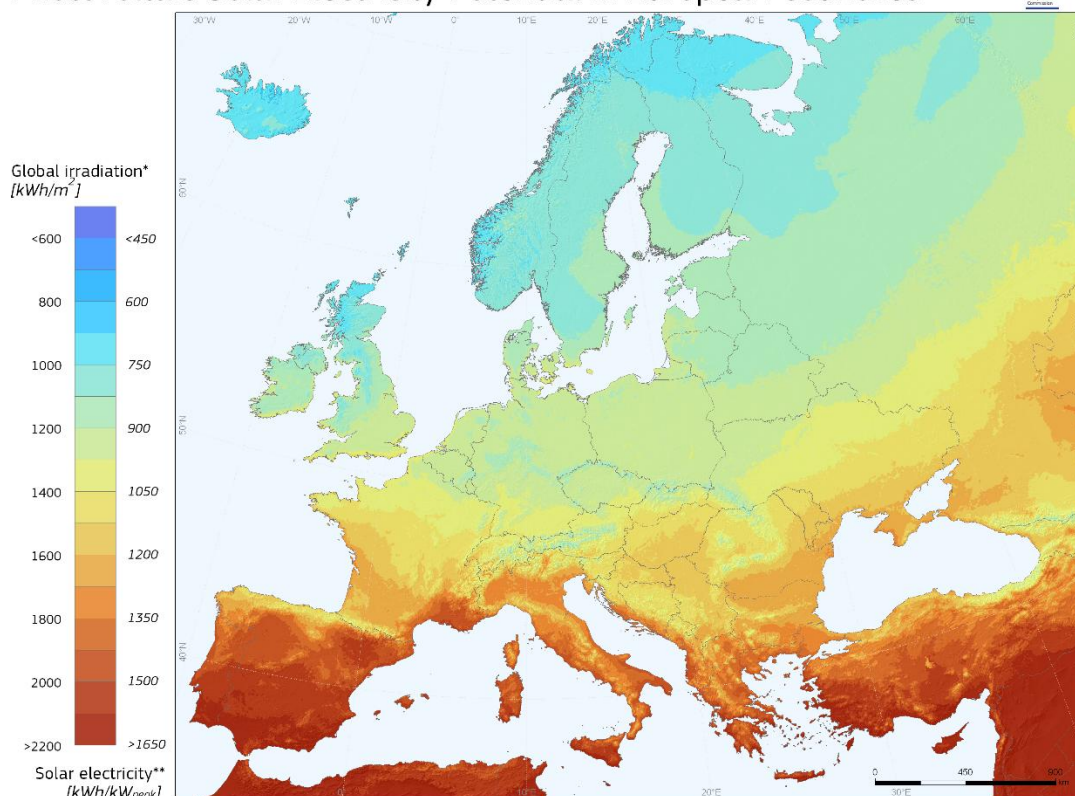


Ilustración 10. Mapa de potencial de generación fotovoltaica en Europa. Adaptado de [100]

Sin embargo, este crecimiento no ha venido sin sus críticas y detractores: debido a las diferencias técnicas del suministro fotovoltaico, la inercia de la red se ve reducida, pudiendo acarrear problemas de estabilidad a largo plazo según aumenta la proporción del suministro de energía respaldado por esta tecnología [101]. Asimismo, se levantan quejas sobre el uso de terreno previamente agrario para la producción de energía [102], llevando a algunas partes afectadas dentro del sector agroalimentario a tomar medidas para prevenir la captación de terreno para uso energético. En 2023, se estimó que había en torno a 50.000 hectáreas ocupadas por instalaciones fotovoltaicas para proveer 26.355 MW de capacidad de generación, un 0,2% de toda la superficie agraria útil del territorio nacional [102]. Dado que con esa pequeña

fracción de la superficie útil ya acapara una cuarta parte de la generación total [97], el potencial futuro para esta energía (incluyendo su utilización más allá de la provisión de energía a la red eléctrica nacional) es ciertamente alta.

Otros métodos de generación de energía sostenible siguen teniendo un factor importante en el desarrollo de la energía sostenible en España: la energía eólica, ya presente desde hace décadas en España, también ha gozado de un crecimiento acelerado en los últimos años, con un crecimiento medio de la capacidad instalada de 1.500 MW/año desde 2019 [97] acompañando el crecimiento de la energía fotovoltaica (a pesar de que esta energía no sufría de tantos problemas político-administrativos), posiblemente motivada por la complementariedad que estas dos energías presentan entre ellas (la generación eólica es más productiva de noche y en periodos con meteorología adversa a la generación de energía solar) [103]. La otra gran energía sostenible, la energía hidráulica, se mantiene constante sin grandes variaciones debido a su muy alto coste inicial e impacto sobre los entornos naturales que hacen su nueva implementación difícil y en la actualidad, impráctica económicamente.

3.1.2. PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO VERDE

Debido a la alta capacidad de producción de energías renovables, España posee una gran capacidad de producir hidrógeno verde, aclamado por muchos como el ‘combustible del futuro’. El proceso de producción de hidrógeno (comúnmente por electrólisis) es altamente compatible con las energías renovables, permitiendo una gran capacidad de variar la producción en función del recurso natural energético disponible (solar, eólico, hidráulico) y las condiciones de red tanto en el espacio como en el tiempo, permitiendo una mejor integración de estos sistemas en la red eléctrica nacional.

En la actualidad, la gran mayoría del hidrógeno producido en España proviene de combustibles fósiles: en 2023, la proporción del hidrógeno producido mediante electricidad y medios no fósiles (abarcando tanto hidrógeno verde como hidrógeno naranja) fue únicamente del 2,3% de todo el hidrógeno producido en el territorio nacional (9.972 toneladas de 385.700 toneladas [104]). El consumo del hidrógeno por parte de los sectores de energía y movilidad fue aún menor, siendo el 1,1% del hidrógeno consumido en el mismo periodo (3.953 toneladas de 364.009 toneladas [104]), siendo la gran mayoría del hidrógeno producido destinado al refinamiento de productos petrolíferos.

Sin embargo, esta situación de acaparamiento por la industria del hidrógeno tradicional no sostenible tiene la apariencia de cambiar en el futuro próximo, con 167 proyectos comerciales de hidrógeno verde en fase de promoción o ejecución actualmente [105]. Actualmente la capacidad instalada operativa de electrolizadores para producción de amoníaco verde en España es baja, siendo cercana a 30 MW [105]; sin embargo, teniendo en cuenta los proyectos en ejecución o en las últimas fases de planificación y diseño, esta capacidad se espera que crezca exponencialmente, con 2026 siendo el año donde se observa un aumento drástico de más de un gigavatio de capacidad instalada operativa, con los años siguiente gozando de un crecimiento de la orden de pocos gigavatios por año hasta alcanzar una capacidad de más de 14 gigavatios en 2031 [105].

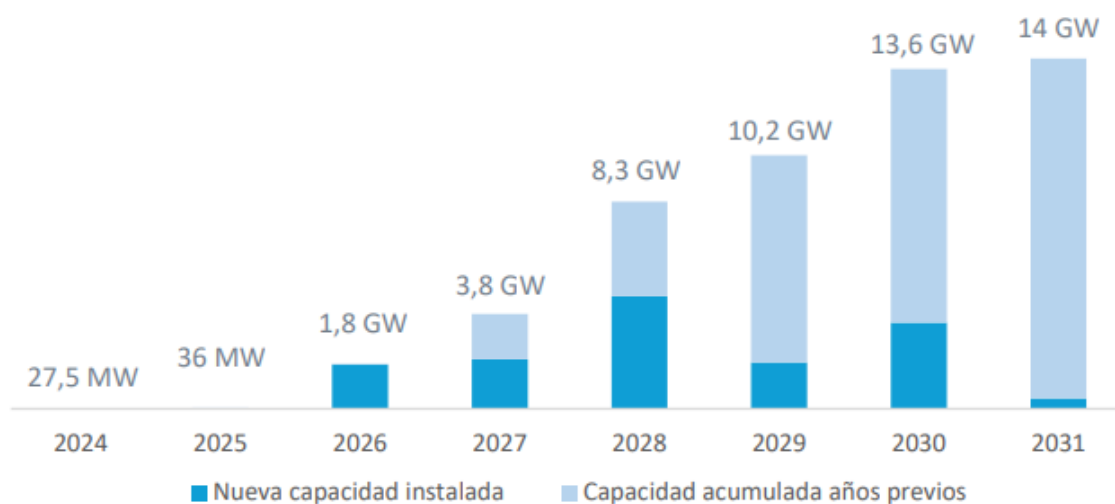


Ilustración 11. Proyección futura de capacidad de electrólisis en España, 2024-2031. Fuente: [105]

Debido a la proyección futura del hidrógeno como factor fundamental en el sector energético, este desarrollo de producción de hidrogeno verde está respaldado por entidades gubernamentales: en España, este apoyo se ha materializado más tangiblemente en la Hoja de Ruta del Hidrógeno, un plan estratégico publicado por el Ministerio de Transición Ecológica y Reto Demográfico (MITERD) para la implantación de energías sostenibles basadas en hidrógeno en España que aproveche las fortalezas de la producción y consumo dentro el territorio nacional, ayudando a cumplir el objetivo de ser un país neutro en carbono para 2050 [106]. Este plan incluye la reducción o eliminación de obstáculos legales y administrativos, iniciativas de gestión tales como un punto central de información o un sistema de garantía de origen, así como el fomento del desarrollo y operación de actividades relacionadas con el hidrógeno mediante ayudas económicas [107].

Este enfoque estructural a la oportunidad del hidrógeno verde en España ha ayudado a que otros proyectos relacionados, como el almacenamiento o el transporte por ‘hidroductos’ que permita robustez técnica y económica en el sector del hidrógeno. Está actualmente en desarrollo una gran red troncal de transporte de hidrógeno a nivel nacional (véase la Ilustración 12), llevada a cabo por Enagás (como empresa responsable de la infraestructura gasista dentro del territorio nacional) que permita un fácil transporte del hidrógeno desde las empresas productoras hasta los puntos de consumo o exportación.



Ilustración 12. Propuesta global de infraestructuras españolas de hidrógeno. Fuente: [108]

3.1.3. PRODUCCIÓN DE AMONIACO

A escala mundial, España es un productor menor de amoníaco, produciendo unos pocos cientos de miles de toneladas durante el año 2023 [109,110] (cuando la producción mundial de amoníaco en ese mismo año fue de más de 150 millones de toneladas [110]). España no puede suplir su consumo doméstico de amoníaco con producto nacional, llegando a acumular un déficit comercial cercano a cien millones de euros^b en importaciones netas de amoníaco. Esto se puede atribuir a varios factores, como el alto coste del gas natural (en el caso de España, también importado dado que no hay grandes reservas autóctonas y únicamente se autoabastece de gas natural en un 0,38% [111]) comúnmente utilizado para la producción de amoníaco.

^b Con un precio orientativo de 500 euros por tonelada, este déficit resulta en una importación neta aproximada de 200.000 toneladas de amoníaco en 2023

Sin embargo, como se ha comentado en la sección anterior, España tiene un gran potencial de producción de hidrógeno verde, y debido a crecientes preocupaciones sobre los impactos medioambientales sobre la producción de amoníaco a partir de fuentes fósiles, se está planteando la producción de amoníaco verde como producto de valor añadido dentro de la economía del hidrógeno española. Dado que la producción de hidrógeno es el factor limitante tanto técnica como económicamente, su apuesta por el hidrógeno posicionaría a España como uno de los principales agentes en la economía del amoníaco tanto para el objetivo de descarbonización a nivel nacional [112] como en el plano económico a nivel mundial con un potencial de 9.000 millones de euros [113].

Acorde con este enfoque, en España se están ya planteando y acometiendo proyectos de producción y transporte de amoníaco verde: se están planteando la nueva construcción o actualización de varias instalaciones de producción de amoníaco verde mediante electrólisis, entre ellas la primera y única en operación a gran escala, la fábrica de amoníaco de Fertiberia en Puertollano, una instalación existente recientemente mejorada para admitir el uso de hidrógeno verde producido localmente por Iberdrola como fuente supletoria en el proceso de producción de amoníaco [114]. Asimismo, se plantean nuevas instalaciones de transporte marítimo de amoníaco a gran escala, permitiendo la exportación de amoníaco a gran escala para así aprovechar la potencial ventaja competitiva de España en este sector [115].

3.2. *PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE COMBUSTIBLES*

3.2.1. *PRODUCCIÓN DE COMBUSTIBLES ALTERNATIVOS*

En la actualidad, se plantean varias alternativas a los combustibles fósiles, entre ellas el amoníaco, el hidrógeno, el metanol o los synfuels. Estos dos últimos son más cercanos a lo que sería un combustible tradicional, ambos basados en carbono y con el synfuel siendo idéntico a los combustibles convencionales en cuanto a rendimiento y utilización en motores de combustión.

En España se estima que el consumo anual de metanol está en torno a 600.000 toneladas anuales, principalmente en el sector industrial y químico y cuyo suministro proviene principalmente de países extracomunitarios [116]. Por una parte, en estos países la producción se realiza con procesos altamente contaminantes (añadiendo el coste del transporte al territorio nacional), perjudicando la huella de carbono de los productos o procesos situados aguas abajo

en la cadena logística. Además, el metanol es un producto vital para el sector químico autóctono como base para una gran variedad de productos químicos de valor añadido como combustibles sintéticos, plásticos, u otros productos derivados como formaldehído o ácido acético. Por ello, en la actualidad se están desarrollando proyectos de producción de metanol verde, con una capacidad planeada en exceso de dos millones de toneladas anuales, permitiendo cubrir con creces la demanda nacional de este producto [7], con el excedente pudiendo exportarlo y/o utilizarlo como fuente de energía (incluyendo como combustible).

Por otra parte, los combustibles sintéticos, o synfuels, son mucho más nuevos en el actual panorama energético español. Estos productos, creados a partir de fuentes no petrolíferas y que suelen imitar las propiedades fisicoquímicas de los combustibles convencionales como el gasóleo o la gasolina, se intentaron producir en España entre las décadas de los treinta y los sesenta del siglo XX utilizando carbón como fuente de carbono para la producción, aunque nunca llegó a ser económicamente viable [117]. En la actualidad, esta tecnología energética se sitúa entre las más recientes tanto a nivel mundial como en España, con proyecciones a varias décadas sin una demanda futura clara, planteándose a largo plazo como sustituto idóneo para el transporte aéreo donde las altas densidades energéticas de los combustibles convencionales son importantes [7]. En el corto plazo, se están realizando proyectos de implantación de combustibles sustitutivos renovables [118], los cuales se utilizan en transportes comerciales y se está empezando a comercializar al público general [119].

3.2.2. PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE COMBUSTIBLES MARÍTIMOS

España no solo goza de una situación privilegiada en cuanto a la producción de energías primarias renovables, sino que también es uno de los mayores proveedores de energía al sector marítimo: en 2022, se situó como el segundo proveedor de combustibles marítimos en Europa y el quinto en el mundo [120], proveyendo más de 400.000 TJ de energía (equivalentes a 9,5 millones de toneladas^c, un 4,5% del total mundial de 211 millones de toneladas [121]) en forma de combustibles marítimos (véase la Ilustración 13). Este papel importante dentro del mercado del repostaje marítimo es a pesar de que España no disfruta de amplias reservas de petróleo (España solo se autoabastece en un 0,07% de su consumo de productos petrolíferos [111]), y no es por demanda del mercado nacional^d sino que la mayoría del consumo es por transportes

^c Suponiendo una densidad energética media de 42 MJ/kg [170]

^d El mercado nacional (cabotaje) es un mercado cautivo que está obligado a repostar dentro del país por razones logísticas, económicas, o legales, por lo que no se considera representativo de un mercado con libre comercio.

internacionales que eligen libremente abastecerse de combustible en los puertos españoles. Además, más de la mitad del consumo total de combustible proviene de grandes embarcaciones internacionales, demostrando que este puesto viene por libre comercio internacional donde existe una gran capacidad de crecimiento a futuro.

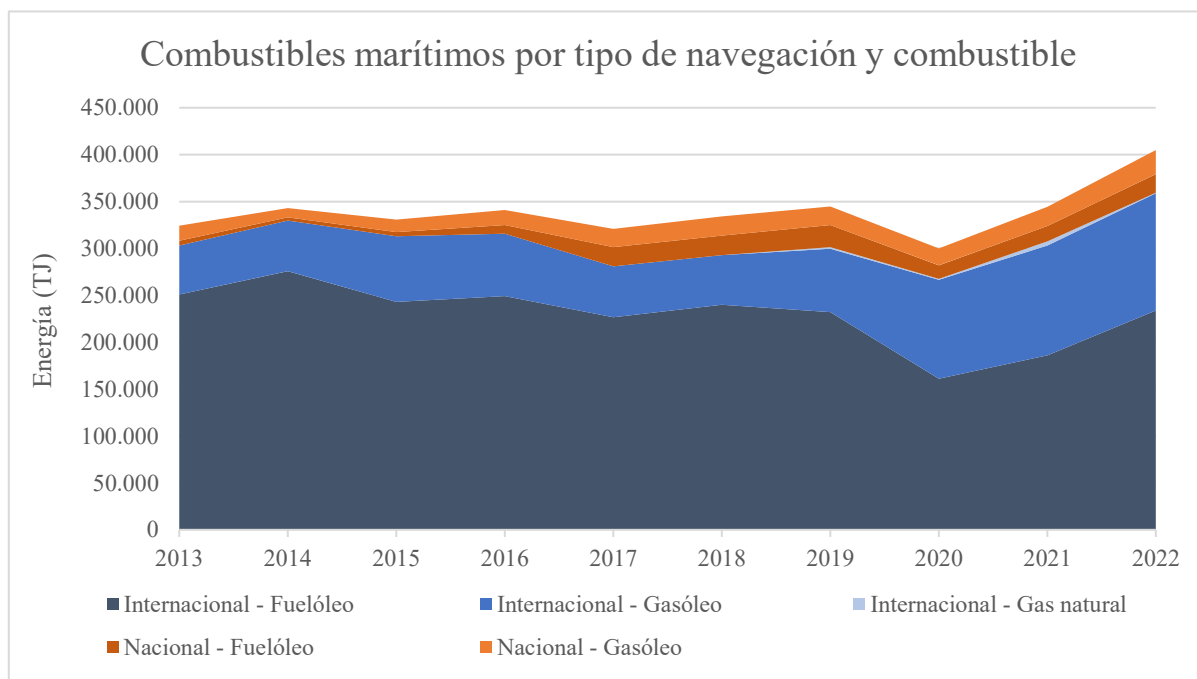


Ilustración 13. Combustibles marítimos por tipo de navegación y combustible. Datos de [122]

Esta situación se ha mantenido durante años, por lo que es de esperar que las rutas actuales de navegación de largas distancias estén adaptadas al suministro de combustibles en puertos españoles. Dado que una parte importante de la cadena logística, tanto a nivel europeo como global, utiliza la infraestructura española como fuente de carburantes para el transporte marítimo, se plantea la posibilidad de que España se posicione como líder en la transición energética hacia la utilización de combustibles alternativos para esta modalidad de transporte, aprovechando la ventaja competitiva descrita en las secciones anteriores sobre la producción de energías renovables, para impulsar una economía basada principalmente en éstas.

Capítulo 4. ANÁLISIS TÉCNICO

4.1. DISEÑO DEL ANÁLISIS

La utilización del amoníaco como combustible marítimo depende de dos flujos energéticos secuenciales: la producción de amoníaco, donde se consume energía (química, térmica y/o eléctrica) y se convierte en energía química almacenada como amoníaco anhídrido (denominado *source-to-ammonia*, donde *source* representa la fuente principal de energía primaria: comúnmente se habla de *methane-to-ammonia*, *biomass-to-ammonia*, *power-to-ammonia*); y por otra parte, la utilización de esa energía química para la producción de energía mecánica que sirva para la movilidad de grandes embarcaciones (denominado *ammonia-to-mobility*, haciendo alusión al ámbito general de la movilidad).

Dado que cada uno de los flujos energéticos descritos tienen características completamente dispares en cuanto a su configuración, se analizarán éstos por separado:

- Para *source-to-ammonia*, se analizarán insumos energéticos y de materias primas, impactos medioambientales, etc. por kilogramo de NH_3 para los distintos métodos de producción, llegando a obtener valores normalizados de insumos y afecciones.
- Para *ammonia-to-mobility*, se analizarán el consumo total de amoníaco como fuente principal de energía para embarcaciones, tomando como referencia el consumo presente de combustibles marítimos en términos energéticos y analizando la capacidad de producción necesaria para satisfacer dicho nivel de provisión mediante amoníaco verde.

4.2. PRODUCCIÓN DE AMONÍACO

4.2.1. CARACTERIZACIÓN DE PROCESOS

PROCESOS BASADOS EN GAS NATURAL

La gran mayoría de la producción actual de amoníaco tiene una fuente fósil, con preferencia del gas natural sobre otras fuentes más contaminantes. Esta serie de procesos toma gas natural, predominantemente compuesto de metano, y extrae el hidrógeno de esta molécula (así como de otros reactivos como el vapor de agua) para obtener una corriente de hidrógeno y otros compuestos (que para la producción de amoníaco son separados y descartados).

Se analizarán procesos derivados del gas natural, tomando éste como metano puro como simplificación y normalización de los distintos procesos. La mayoría de las plantas de producción de amoníaco a partir de gas natural integran los procesos de reformado/tratamiento de gas natural y ciclo de Haber-Bosch aprovechando sinergias de ambos procesos (por ejemplo, el reformado secundario autotermal para introducir nitrógeno en el gas de síntesis), dificultando la comparación de tipos de procesos desagregados en sus partes constituyentes.

Por esto, y para generalizar el alcance del estudio a técnicas y no a instalaciones concretas, se analizarán ciertos procesos como un único proceso *end-to-end* desde la entrada de gas a la producción de amoníaco sin analizar en detalle el estado o los flujos internos de los procesos. En otros casos donde sea aplicable o donde no exista una aplicación industrial existente *end-to-end* del proceso, se encadenará el proceso de producción de hidrógeno a un ciclo de Haber-Bosch independiente alimentado con hidrógeno puro. Sin embargo, dado que se están encadenando dos procesos independientes sin aprovechamiento de caudales secundarios (por ejemplo, vapor producido o la combustión de gases purgados en Haber-Bosch como fuente de calor en el tratamiento del gas natural), es posible que se pierdan sinergias y el rendimiento calculado sea inferior al de una instalación integrada.

Los procesos alimentados con gas natural a analizar son los siguientes:

- Reformado de metano convencional con reformador principal de quemadores externos y secundario autotermal (SMR), con y sin CCS.
- Reformado de metano autotermal con reformadores principal y secundarios autotermale (ATR), con y sin CCS.
- Reformado electrificado de metano (eSMR), con y sin CCS.

Los procesos de reformado con dióxido de carbono (reformado seco, reformado dual y trireformado) así como el proceso de oxidación parcial se han omitido porque se han considerado que son inadecuados en comparación con los métodos de reformado listados, suponiendo un aumento en la complejidad y el coste del sistema sin mejoras en el rendimiento de salida de hidrógeno o incluso una reducción de éste [43,123,124].

Las instalaciones de reformado suelen ser autosuficientes eléctricamente, utilizando excesos de vapor producido para generar electricidad que, en su mayoría, se utiliza para alimentar varias máquinas del proceso (compresores, bombas, etc.). Por ello y debido a la variabilidad del

consumo eléctrico real de las distintas instalaciones, se considerará que el consumo eléctrico base por los procesos será nulo, teniendo como insumo único en estos casos el gas natural consumido como materia prima y como combustible [124].

Debido a que los procesos de reformado de metano ya realizan un proceso de extracción del dióxido de carbono, en los procesos con alternativa de CCS, se analizarán dos alternativas posibles: captura de carbono sobre el gas de síntesis, menos energética y especialmente económicamente intensiva pero menos efectiva, y captura de carbono completa incluyendo sobre los gases de escape. Los procesos de captura de carbono no aumentan el consumo de metano, ya que se alimentan principalmente de vapor de baja temperatura, inutilizable en el resto del proceso, para regenerar el líquido absorbente. Sí que aumentan ligeramente el consumo eléctrico, aproximadamente 0,5 MJ/kg NH₃ para CCS del gas de síntesis y 0,2 MJ/kg NH₃ para CCS de los gases de escape procedente de los quemadores de un proceso estándar de reformado [33,125]. Estos procesos se modelarán con una eficacia de captura del 99,9% para la extracción y captura del dióxido de carbono proveniente del gas de síntesis y del 98% para el proveniente de los gases de escape de los quemadores, atendiendo a criterios comerciales estándares para este tipo de instalaciones [33,126]. Dado que cada molécula de metano se convierte en una molécula de dióxido de carbono (ignorando pequeñas cantidades de monóxido de carbono, metano sin combustionar, y carbón sólido), se tomará una proporción volumétrica de 1:1 de insumo de metano a producción de dióxido de carbono, donde 1 MJ PCI metano = 0,02793 Nm³ metano, y donde 1 Nm³ CO₂ = 1,9772 kg CO₂, resultando en el siguiente factor de contaminación:

$$k_{CH_4 \rightarrow CO_2} = 0,02793 \frac{\text{Nm}^3 \text{CH}_4}{\text{MJ PCI CH}_4} * 1 \frac{\text{Nm}^3 \text{CO}_2}{\text{Nm}^3 \text{CH}_4} * 1,9772 \frac{\text{kg CO}_2}{\text{Nm}^3 \text{CO}_2} = 0,05522 \frac{\text{kg CO}_2}{\text{MJ PCI CH}_4}$$

La eficiencia de cada proceso se mide con el rendimiento energético, el cual relaciona la entrada de energía, medido en poder calorífico inferior (PCI) en las materias primas (gas natural o hidrógeno) junto con la energía eléctrica consumida, en comparación a la salida de energía (en PCI) del producto (hidrógeno o amoníaco). Dado que el análisis se realizará por kilogramo de amoníaco producido, el valor de poder calorífico inferior del amoníaco que se tomará será de 18,8 MJ/kg.

Para los tipos de procesos analizados donde se produce hidrógeno sin estar acoplados intrínsecamente a la producción de amoníaco, se utilizará un ciclo de Haber-Bosch de referencia que tome como materia prima hidrógeno de alta pureza.

Consumo (kg H ₂ / kg NH ₃)	Consumo (MJ / kg NH ₃)		Rendimiento (-)	
	H ₂	Electricidad	De insumo H ₂	Total
0,1973	23,67	0,43	79,4%	73,8%

Tabla 1. Proceso de referencia de Haber-Bosch con hidrógeno. Consumos obtenidos de [125]

Un resumen de los procesos *end-to-end* basados en metano se muestra a continuación, en términos unitarios de una tonelada de amoníaco puro producido (consumo de metano desagregado por uso como materia prima o como combustible para quemadores):

Proceso tradicional de metano	Consumo (MJ/kg NH ₃)			Rendimiento sobre NH ₃ (-)	CO ₂ emitido (kg CO ₂ /kg NH ₃)
	CH ₄ materia prima	CH ₄ combustible	Electricidad		
SMR	22,1	8,1	0,0	62,3%	1,67
SMR, CCS parcial	22,1	8,1	0,5	61,2%	0,45
SMR, CCS completo	22,1	8,1	0,7	60,8%	0,01
ATR	24,8	5,5	0,0	62,1%	1,67
ATR, CCS parcial	24,8	5,5	0,5	61,0%	0,30
ATR, CCS completo	24,8	5,5	0,7	60,6%	0,01

Tabla 2. Procesos *end-to-end* de amoníaco basados en gas natural, por kg de amoníaco. Consumos CH₄ obtenidos de [124]

Se puede observar una reducción del consumo de metano como combustible en el proceso ATR (siendo principalmente utilizado como precalentador a la entrada del proceso), pero una mayor utilización de la reacción de oxidación parcial merma la producción de hidrógeno por lo que se alcanzan rendimientos energéticos similares. También se puede observar que la adición de captura de carbono no aumenta significativamente el consumo energético del proceso, siendo su mayor desventaja el aumento en la inversión inicial y en el coste operativo.

Los otros procesos de producción de hidrógeno basados en gas natural son procesos en desarrollo, los cuales todavía no han tenido una alta utilización en la producción industrial de amoníaco o incluso están en investigación para analizar su viabilidad comercial para la

producción de amoníaco. Estos métodos tienen en común que electrifican el procesado del metano, utilizando energía eléctrica para llevar a cabo los procesos en lugar de utilizar gas natural como combustible, reduciendo las emisiones en el punto de producción y reduciendo los costes de inversión en estos sistemas. Para el proceso de eSMR, se ha escalado el valor del aumento del consumo eléctrico del CCS parcial del gas de síntesis (ya que no se utiliza gas natural como combustible) de los procesos de SMR y ATR (correspondientes principalmente a la compresión y purificación del CO₂) al consumo de metano de eSMR:

$$\Delta E_{CCS,eSMR} = (+0,5 \text{ MJ/kg NH}_3) \frac{104,14 \text{ MJ/kg H}_2}{\left[(22,1 + 24,8) / 2 \right] \text{ MJ/kg NH}_3} = 2,2 \text{ MJ/kg H}_2$$

Respecto a los valores de las emisiones, es importante tener en cuenta que, dado que no se ha especificado un origen de la electricidad, las emisiones de dióxido de carbono se basan en los consumos de metano; las emisiones indirectas por consumo eléctrico se tomarán en cuenta más adelante en la sección 4.2.2.

A continuación, se muestran los resultados sobre los métodos elegidos, por una parte normalizados a la producción de 1 kg de hidrógeno y por otra parte normalizados para igualar la producción de 1 kg de amoníaco utilizando el ciclo de Bosch-Haber de referencia.

<i>Proceso electrificado de metano</i>	Consumo (MJ/kg H ₂)			Rendimiento sobre H ₂ (-)	CO ₂ emitido (kg CO ₂ /kg H ₂)
	CH ₄ materia prima	CH ₄ combustible	Electricidad		
<i>eSMR</i>	104,1	n/a	40,1	83,2%	5,75
<i>eSMR, CCS</i>	104,1	n/a	42,3	82,0%	0,01

Tabla 3. Procesos no 'end-to-end' basados en gas natural, por kg de hidrógeno. Consumos obtenidos de [38] para eSMR, [127] para pirólisis

<i>Proceso electrificado de metano</i>	Consumo (MJ/kg NH ₃)				Rendimiento sobre NH ₃ (-)	CO ₂ emitido (kg CO ₂ /kg NH ₃)
	CH ₄ materia prima	CH ₄ combustible	Electric. H ₂	Electric. H-B		
<i>eSMR</i>	20,5	n/a	7,9	0,43	65,2%	1,13
<i>eSMR, CCS</i>	20,5	n/a	8,2	0,43	64,3%	0,01

Tabla 4. Procesos no 'end-to-end' basados en gas natural, por kg de amoníaco utilizando ciclo H-B de referencia

Las nuevas tecnologías gozan de un buen rendimiento energético, con los procesos de eSMR siendo más eficientes que los procesos convencionales a la hora de producir amoníaco. Es

importante mencionar que, aunque el proceso de eSMR es más eficiente en cuando a la producción de hidrógeno, la falta de sinergias analizadas entre el proceso de reformado y el ciclo de Haber-Bosch (como la utilización del calor extraído del reactor de Haber-Bosch para precalentar las materias primas del reformado y reducir el consumo eléctrico del reformado. Por ello, es posible que el rendimiento energético de una planta real eSMR integrada para producción de amoníaco sea ligeramente superior, mejorando aún más respecto del reformado tradicional.

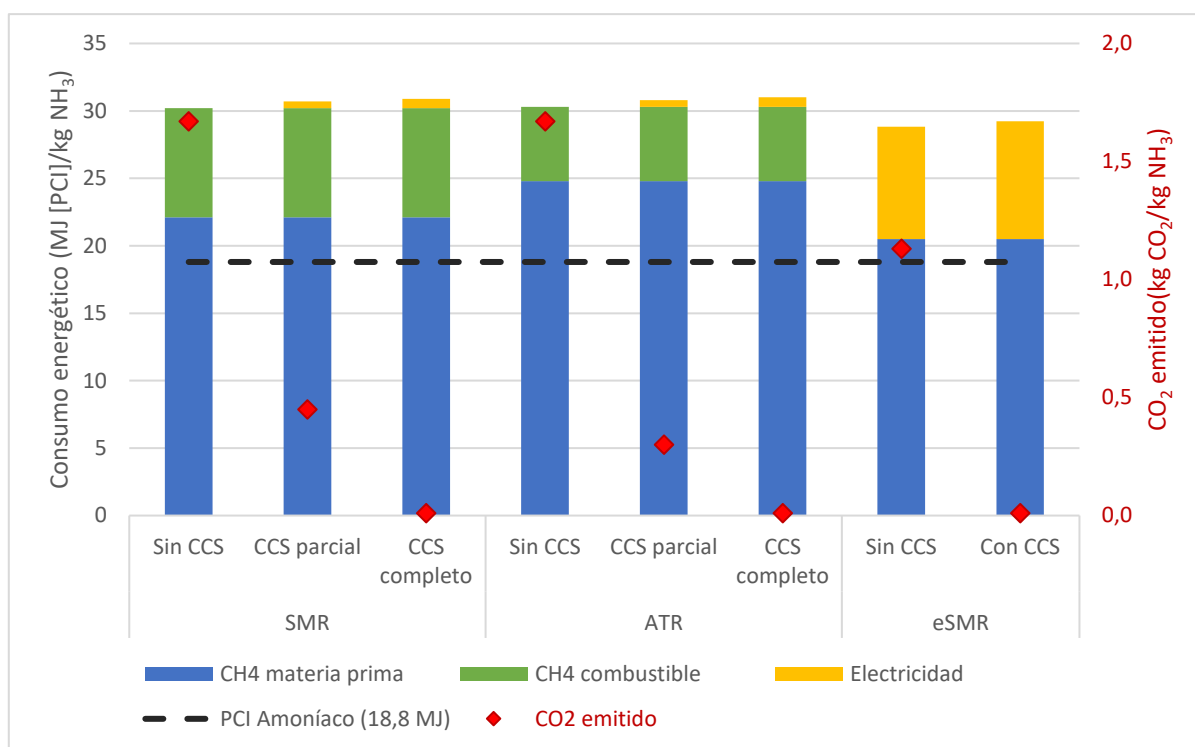


Ilustración 14. Comparativa energética de los procesos basados en gas natural, normalizado por kg de amoníaco

En la Ilustración 14 se puede observar la mejora en la eficiencia de las tecnologías de eSMR, siendo especialmente notable reduciendo su consumo de gas natural (reducción de consumo como materia prima y eliminación completa como combustible), a cambio de un mayor consumo eléctrico que sustituye el combustible como fuente energética. Sin embargo, dado que el consumo de gas natural (en términos energéticos) es mayor que el poder calorífico del amoníaco producido, para aplicaciones donde se plantea el uso de amoníaco como combustible sigue siendo más eficiente utilizar el gas natural directamente como combustible, añadiendo además que el gas natural no sufre de los problemas del amoníaco como combustible (proceso de combustión difícil, mejores infraestructuras, toxicidad, etc.).

PROCESOS BASADOS EN AGUA

Una fuente alternativa y abundante de hidrógeno con bajo perfil contaminante es el agua. Sin emisiones de carbono directas, los métodos basados en la descomposición del agua son alternativas prometedoras para complementar y posteriormente sustituir los procesos basados en combustibles fósiles.

Existen una variedad de procesos posibles para obtener hidrógeno del agua, basándose en energía eléctrica, térmica o fotónica. Pese a esto, debido a la falta de aplicaciones demostradas para varios de estos procesos, en la actualidad se barajan varias tecnologías más maduras para las nuevas implantaciones, principalmente los procesos varios de electrólisis del agua. Los procesos fotónicos (para la producción industrial de hidrógeno, referido a la fotoelectrocatalisis) muestran ciertas dudas sobre su viabilidad económica [128]; mientras que los procesos termoquímicos solares, aún prometedores por su falta de dependencia de materiales exóticos y altos rendimientos en condiciones de laboratorio, presentan un bajo nivel de desarrollo y todavía no hay un consenso sobre la viabilidad industrial del proceso debido a la falta de instalaciones piloto [129]. Por ello, este análisis se centrará en las tres tecnologías principales de electrólisis explicadas anteriormente: alcalina, *proton exchange membrane* (PEM) y *solid oxide electrolysis* (SOE).

Estos procesos de naturaleza electroquímica toman como fuente de energía principal una corriente eléctrica de corriente continua, cuyo consumo se provee de mejor manera con fuentes de energías eléctrica, principalmente decantándose por utilizar energía de la red eléctrica (siendo el hidrógeno producido de ‘color’ naranja) y/o energía de instalaciones fotovoltaicas (siendo el hidrógeno producido de ‘color’ verde). Dado que la utilización de una fuente u otra dependerá de las condiciones locales, el proceso elegido y otras variables, se tomará la entrada de energía eléctrica a estos procesos como el consumo energético de estos procesos, sin analizar en detalle la fuente de la electricidad provista (el cual se realizará más adelante en la sección 4.2.2).

Los procesos de electrólisis alcalina y electrólisis PEM no producen ni consumen calor neto, por lo que se podrían considerar como procesos independientes previos a un ciclo de Haber-Bosch; esto no es el caso de la electrólisis SOE, donde se requiere vapor de agua a altas temperaturas para alimentar el electrolizador, pudiendo aprovechar enormemente el calor provisto por las reacciones exotérmicas del reactor de Haber-Bosch para aumentar su

rendimiento. Debido a esto, se considerarán las tecnologías como end-to-end, abarcando desde la entrada de energía eléctrica a la salida del amoníaco; además, para que la comparativa sea aplicable respecto a los procesos descritos en las secciones anteriores, se utilizarán los gastos energéticos del ciclo de Haber-Bosch de referencia.

Por otra parte, los procesos de electrólisis alcalina y PEM se caracterizan por rendimientos similares, y los rendimientos de instalaciones particulares no indican un claro ganador de una tecnología sobre otra en términos de eficiencia energética [130]. Por ello, se utilizará el mismo rendimiento de producción de hidrógeno para ambas tecnologías, diferenciándose en cuanto al coste inicial y en cuanto a la compatibilidad con la intermitencia de las energías renovables.

La variable clave de estos procesos es el rendimiento energético de la instalación de electrólisis. Para calcular los consumos eléctricos de la producción de hidrógeno, se ha tomado el consumo de hidrógeno del proceso del ciclo de Haber-Bosch de referencia y se ha dividido por el rendimiento del proceso de electrólisis, para obtener el consumo eléctrico necesario, como se muestra a continuación como ejemplo para la electrólisis alcalina:

$$E_e = \frac{23,67 \text{ MJ}_{PCI}}{66,7\%} = 35,49 \text{ MJ}_e$$

<i>Proceso de electrólisis</i>	Consumo (MJ/kg NH ₃)		Rendimiento sobre NH ₃ (-)	
	Electricidad H ₂	Electricidad H-B	Electrólisis	Total
<i>Alcalino</i>	35,49	0,43	66,7%	52,3%
<i>PEM</i>	35,49	0,43	66,7%	52,3%
<i>SOE</i>	28,48	0,43	83,1% ^c	65,0%

Tabla 5. Procesos end-to-end de amoníaco basados en electrólisis, por kg de amoníaco. Rendimientos de electrólisis para producción end-to-end obtenidos de [131]

La electrólisis SOE, alimentada con vapor a altas temperaturas, es más eficiente que el resto de las tecnologías de electrólisis; sin embargo, sufre de problemas de compatibilidad con las energías renovables debido a la intermitencia de éstas, ya que el proceso sufre de largos periodos de varias horas de arranque desde frío y el electrolito cerámico sufre degradaciones por cada ciclo térmico [132].

^c Dado que la electrólisis SOE trabaja a bajas presiones y altas temperaturas, se ha incluido el consumo eléctrico del calor adicional y de la compresión del hidrógeno previa a Haber-Bosch en el rendimiento de electrólisis.

A continuación, se muestra una comparativa entre los procesos de electrólisis del agua y los procesos ‘limpios’ de gas natural (con bajas emisiones/con captura de carbono):

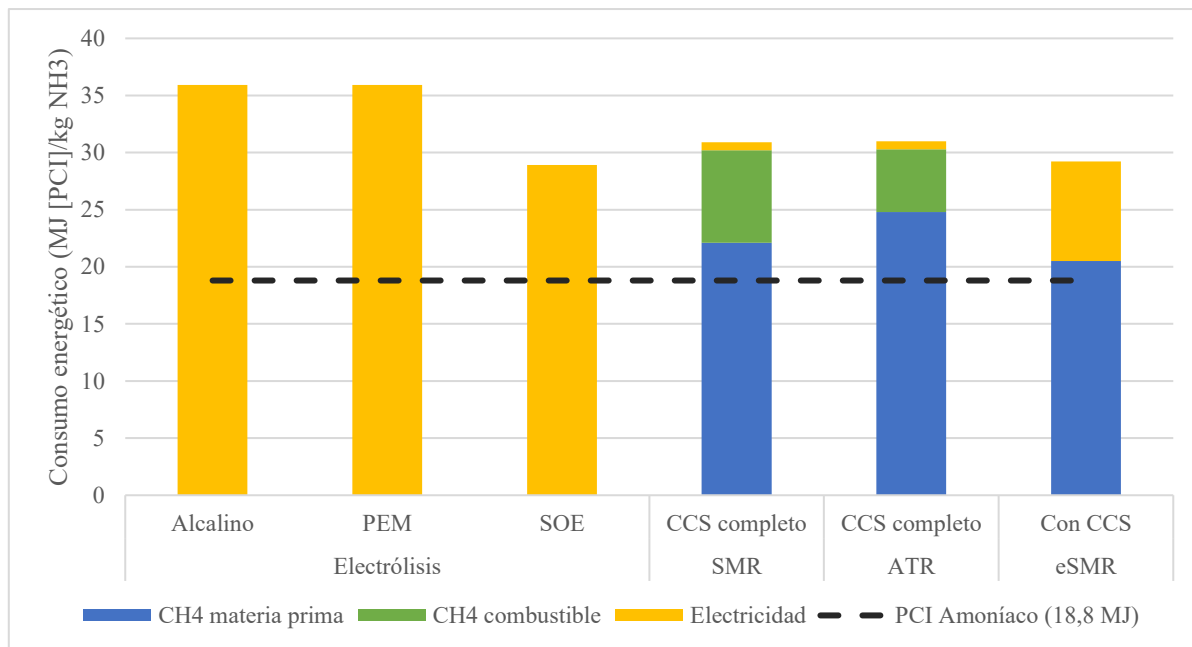


Ilustración 15. Comparativa energética de los procesos de electrólisis

Se puede observar que los procesos de electrólisis son más ineficientes energéticamente en términos generales que los procesos basados en gas natural, a excepción de la electrólisis SOE; sin embargo, es importante remarcar que estos procesos, al ser puramente eléctricos sin consumo directo de combustibles fósiles, tienen emisiones completamente nulas y además se pueden combinar con energías renovables para conseguir emisiones nulas tanto en el consumo directo como indirecto de energía.

4.2.2. PARAMETRIZACIÓN DE SIMULACIONES DE SUMINISTRO ELÉCTRICO

En comparación con el resto de los procesos, los procesos electrificados tienen una característica de operación única: al contrario de los procesos dependientes de la energía química del gas natural para la producción de calor y trabajo, la energía eléctrica es difícil de almacenar económicamente para uso posterior, por lo que los procesos que se quieran alimentar con electricidad deben estar adaptados a la intermitencia intrínseca a las principales fuentes de ésta (particularmente solar y eólica).

Distintos procesos poseen distintos grados de compatibilidad y capacidad de adaptación a la intermitencia tanto en los periodos cuando hay energía suficiente así como variaciones en la potencia disponible por una instalación dada de energía renovable. En este caso, los procesos

de electrólisis a baja temperatura (alcalina y PEM) son altamente compatibles con las energías renovables, permitiendo en el caso de arrancar desde frío en torno a 10-15 minutos (como puede ser el caso del arranque al comienzo del día si la energía la provee una instalación fotovoltaica) o incluso arrancar en caliente en segundos o pocos minutos (como puede ser el caso por una interrupción momentánea de generación en una instalación fotovoltaica) [132]. Además, los procesos de electrólisis de baja temperatura son altamente compatibles con la operación en carga parcial, permitiendo operaciones entre 25-100% de carga nominal en el caso de electrólisis alcalina o incluso una completa adaptación 0-100% de carga nominal para la electrólisis PEM [132].

Sin embargo, otros procesos no muestran el mismo grado de adaptabilidad hacia las energías renovables. La electrólisis de alta temperatura (SOE) no es altamente compatibles con la disponibilidad cíclica de las energías renovables debido a que su proceso de arranque en frío es demasiado largo para adaptarse correctamente a las fluctuaciones diarias presentes en las energías fotovoltaicas y eólicas (principalmente ciclos de día y noche), pudiendo tardar hasta diez horas en alcanzar un estado de carga nominal [132].

Para este proceso, existe el concepto de *'hot standby'*, o reserva en caliente, donde el electrolizador se mantiene en un estado no productivo o de mínima producción con consumos reducidos, comúnmente operando a entre 1-5% de la potencia nominal del electrolizador [133,134], y puede volver a un estado operativo en pocos minutos [132,135]; para este análisis, se considerará un consumo del 1% de la potencia nominal sin producción de hidrógeno. Por otro lado, esta tecnología muestra una buena capacidad de variación de carga en pocos minutos una vez alcanzada la temperatura [132], por lo que no se considera necesaria ninguna técnica de análisis adicional para este tipo de evento transitorios de corta duración.

Otro proceso que no es especialmente afín al suministro cíclico e interrumpible de las energías renovables es el propio ciclo de Haber-Bosch. Este tipo de procesos requiere de un largo proceso de arranque en frío hasta alcanzar el punto de operación, y se vuelve inestable e ineficiente en regímenes de carga parcial por debajo del 20-25% [136,137]. Por ello, se asumirá que el ciclo de Haber-Bosch está siempre funcionando entre el 20-100% de su capacidad nominal ininterrumpidamente (y asumiendo que el rendimiento unitario del proceso se mantiene constante), adaptándose así a la disponibilidad de energía eléctrica.

Para compatibilizar el funcionamiento cíclico de las energías renovables con el funcionamiento ininterrumpido del ciclo de Haber-Bosch, se utilizará almacenamiento de hidrógeno comprimido para almacenar un cierto excedente de producción de hidrógeno que se utilizará durante los periodos de baja disponibilidad. La intensidad energética de este paso se estima entre 7,9 y 10,8 MJ/kg H₂ para almacenamiento a 440 bar y 880 bar respectivamente [138]. En este análisis, se utilizará 7,9 MJ/kg H₂ ya que se espera que el volumen a almacenar diariamente sea reducido.

Como fuentes posibles de energía eléctrica para los procesos, se analizarán dos alternativas: conexión directa a red eléctrica nacional y alimentación con paneles fotovoltaicos (con conexión a red para los periodos diarios de baja producción de renovables). Se ha escogido la energía fotovoltaica como fuente de energía renovable para el análisis debido a su relativa abundancia en el territorio español, su periodicidad predecible hora por hora, y su fácil instalación y escalabilidad. Para el modelaje de esta energía, se han utilizado datos horarios de productividad fotovoltaica provenientes de la herramienta PVGIS, obteniendo datos entre los años 2005 y 2018 para Madrid. Se utilizaron los siguientes parámetros para la obtención de los datos:

Parámetro	Valor
Latitud	40,415
Longitud	-3,687
Base de datos	PVGIS-SARAH3
Tipo de montaje	Horizontal de un eje, norte-sur
Tecnología	Silicio cristalino
Pérdidas del sistema	14% (predeterminado)

Tabla 6. Parámetros de configuración de PVGIS

Se decidió utilizar un sistema fotovoltaico con rastreo de eje horizontal que permita un rastreo diario del sol de este a oeste ya que es uno de los sistemas más efectivos en cuanto al coste normalizado de electricidad producida en comparación con los sistemas sin rastreo [139], y es ampliamente utilizado por instalaciones fotovoltaicas de gran escala en la actualidad gracias a su mayor productividad por unidad de área del terreno.

Este apartado trata con los principios del dimensionado de las instalaciones necesarias para la producción de amoníaco, incluyendo del ciclo de Haber-Bosch, producción de hidrógeno y en los casos donde apliquen, instalaciones fotovoltaicas e instalaciones de almacenamiento de

energía eléctrica. Este dimensionado se realizará de forma unitaria, tomando un valor unitario de referencia ciclo de Haber-Bosch (1 kg/s amoníaco en estado nominal) para el dimensionado de equipos aguas arriba del proceso.

4.2.3. SIMULACIÓN: SISTEMAS CONECTADOS DIRECTAMENTE A RED NACIONAL

La primera alternativa de suministro de energía eléctrica es la conexión a red de las instalaciones. Esta opción es la más simple, ya que no precisa de una instalación adicional de producción de energía; sin embargo, también es la más contaminante (indirectamente, ya que depende del *mix* de producción de energía eléctrica que incluye centrales de carbón, combustibles pesados y gas natural) y una de las más caras (ya que depende directamente del coste de la energía eléctrica en el mercado).

Para esta alternativa, se tomará el valor de factor de emisiones del *mix* de electricidad nacional peninsular provisto por el Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico (MITERD, anteriormente MITECO), situándose en 0,331 kgCO₂/kWh [140], resultando en un factor de emisiones de 0,0919 kgCO₂/MJ. Debido a la variabilidad impredecible de los precios eléctricos a largo plazo, en el análisis económico de la producción de amoníaco realizado en el apartado 5.2 se supondrá un precio de electricidad de red medio, y por ende se supone que la planta operará de forma continua a plena capacidad.

A continuación, se muestra los resultados de aplicar este coeficiente de emisiones a los procesos descritos anteriormente conectados a la red eléctrica:

<i>Proceso de obtención de hidrógeno</i>	Consumo (MJ/kg NH ₃)			CO ₂ elect. (kg CO ₂ /kg NH ₃)	CO ₂ total (kg CO ₂ /kg NH ₃)
	CH ₄ materia prima	CH ₄ combustible	Electricidad		
<i>SMR</i>	22,1	8,1	0,0	0,0	1,7
<i>SMR, CCS parcial</i>	22,1	8,1	0,5	0,0	0,5
<i>SMR, CCS completo</i>	22,1	8,1	0,7	0,1	0,1
<i>ATR</i>	24,8	5,5	0,0	0,0	1,7
<i>ATR, CCS parcial</i>	24,8	5,5	0,5	0,0	0,3
<i>ATR, CCS completo</i>	24,8	5,5	0,7	0,1	0,1
<i>eSMR</i>	20,5	0,0	8,3	0,8	1,9
<i>eSMR, CCS</i>	20,5	0,0	8,7	0,8	0,8

<i>Proceso de obtención de hidrógeno</i>	Consumo (MJ/kg NH ₃)			CO ₂ elect. (kg CO ₂ /kg NH ₃)	CO ₂ total (kg CO ₂ /kg NH ₃)
	CH ₄ materia prima	CH ₄ combustible	Electricidad		
<i>Electrólisis - Alcalino</i>	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	35,92	3,3	3,3
<i>Electrólisis - PEM</i>	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	35,92	3,3	3,3
<i>Electrólisis - SOE</i>	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	28,91	2,7	2,7

Tabla 7. Procesos de amoníaco conectados a red

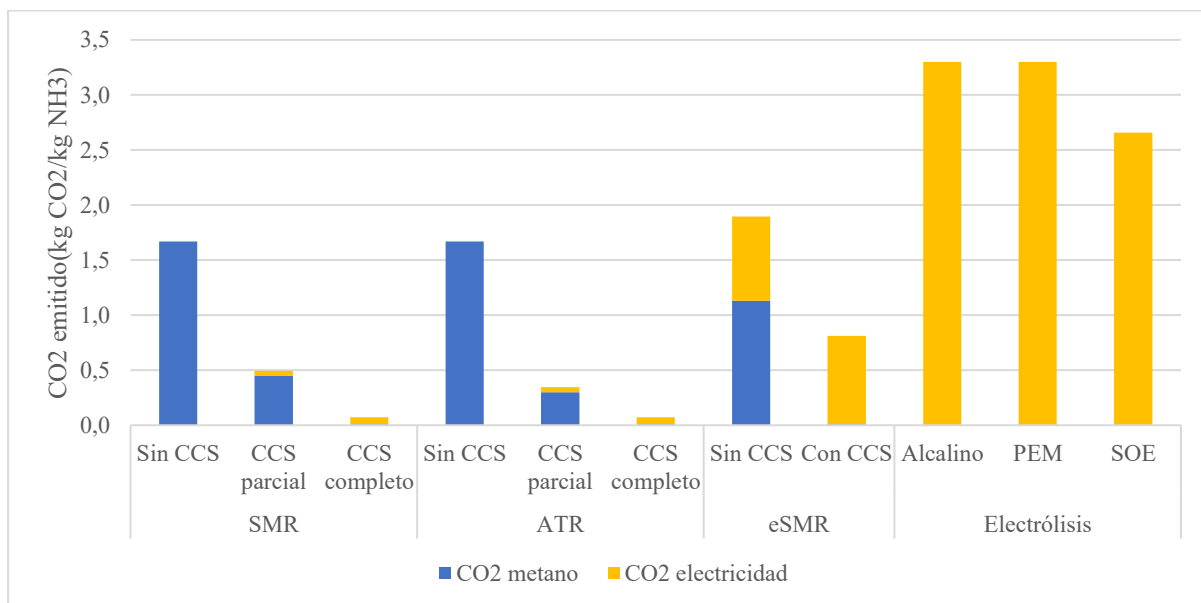


Ilustración 16. Emisiones de los procesos conectados a red

Como se puede observar, los procesos de eSMR y especialmente de electrólisis conectados a red son altamente ineficientes en cuanto a las emisiones debido a la alta proporción de emisiones de la red eléctrica nacional, la cual depende de energías fósiles para una parte de la producción de energía. Esto reduce en gran medida la atractividad de estos métodos acoplados a este suministro eléctrico de cara a su nivel de contaminación, debiéndose tener en cuenta el alto impacto medioambiental. Por otra parte, los sistemas basados mayoritariamente en metano perciben muy bajas penalizaciones por el uso de esta energía, en el orden de decenas de gramos por kilogramo de amoníaco producido en los casos donde hay un consumo eléctrico neto debido a los sistemas de captura de carbono presentes.

Un aspecto que hay que abarcar en este punto es el dimensionado de las instalaciones. En este caso, es necesario dimensionar un elemento respecto al ciclo de Haber-Bosch, las instalaciones de producción de hidrógeno, las cuales se dimensionarán en kg/s metano (para consumo de

metano en procesos basados en gas natural) y MW (para consumos eléctricos en procesos puramente eléctricos) por kg/s de amoníaco producido.

Dado que en este supuesto todos los procesos operan a capacidad nominal de forma constante, no es necesario sobredimensionar ninguno de los equipos, por lo que se puede tomar los consumos unitarios por kilogramo de amoníaco descritos en la Tabla 7 como consumos por segundo nominales, resultando en los siguientes dimensionados:

<i>Proceso de obtención de hidrógeno</i>	Dimensionado CH ₄ (kg s ⁻¹ CH ₄ /kg s ⁻¹ NH ₃ ^{nom})		Dimensionado eléctrico de red nacional (MW/kg s ⁻¹ NH ₃)
	Materia prima	Combustible	
<i>SMR</i>	0,443	0,162	0,0
<i>SMR, CCS parcial</i>	0,443	0,162	0,5
<i>SMR, CCS completo</i>	0,443	0,162	0,7
<i>ATR</i>	0,497	0,110	0,0
<i>ATR, CCS parcial</i>	0,497	0,110	0,5
<i>ATR, CCS completo</i>	0,497	0,110	0,7
<i>eSMR</i>	0,411	0,000	8,3
<i>eSMR, CCS</i>	0,411	0,000	8,7
<i>Electrólisis - Alcalino</i>	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	35,92
<i>Electrólisis - PEM</i>	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	35,92
<i>Electrólisis - SOE</i>	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	28,91

Tabla 8. Dimensionado unitario de sistemas conectados a red eléctrica nacional

Dado que todos los sistemas funcionan a pleno rendimiento durante todo el año, su producción anual por unidad de capacidad es la misma, produciendo 31.536 toneladas de amoníaco al año por kilogramo por segundo de capacidad con los siguientes consumos anuales:

<i>Proceso de obtención de hidrógeno</i>	Consumo CH ₄ (tonelada año ⁻¹ CH ₄ /kg s ⁻¹ NH ₃ ^{nom})		Consumo eléctrico de red nacional (GWh año ⁻¹ /kg s ⁻¹ NH ₃)
	Materia prima	Combustible	
<i>SMR</i>	13.979,45	5.123,69	0,00
<i>SMR, CCS parcial</i>	13.979,45	5.123,69	4,38
<i>SMR, CCS completo</i>	13.979,45	5.123,69	6,13

Proceso de obtención de hidrógeno	Consumo CH ₄ (tonelada año ⁻¹ CH ₄ /kg s ⁻¹ NH ₃ ^{nom})		Consumo eléctrico de red nacional (GWh año ⁻¹ /kg s ⁻¹ NH ₃)
	Materia prima	Combustible	
ATR	15.687,35	3.479,05	0,00
ATR, CCS parcial	15.687,35	3.479,05	4,38
ATR, CCS completo	15.687,35	3.479,05	6,13
eSMR	12.967,37	0,00	72,71
eSMR, CCS	12.967,37	0,00	76,21
Electrólisis - Alcalino	n/a	n/a	314,66
Electrólisis - PEM	n/a	n/a	314,66
Electrólisis - SOE	n/a	n/a	253,25

Tabla 9. Consumo anual unitario de sistemas conectados a red eléctrica nacional

Estos valores se utilizarán de referencia para el dimensionado de los posteriores sistemas basados en energía fotovoltaica, donde es posible sobredimensionar o infradimensionar los distintos procesos del sistema dependiendo de las necesidades y características de los suministros situados aguas arriba del proceso en cuestión.

4.2.4. SIMULACIÓN: SISTEMAS CONECTADOS A PLANTA FOTOVOLTAICA

La segunda alternativa de suministro de energía eléctrica es el suministro mediante una instalación fotovoltaica cercana que suministre energía eléctrica durante el día, reduciéndose hasta un consumo mínimo durante la noche utilizando energía derivada de la red eléctrica nacional para alimentar estos procesos.

La energía fotovoltaica es variable y, hasta cierto punto, impredecible debido a su afección por condiciones meteorológicas. Por ello, es preciso dimensionar el sistema fotovoltaico teniendo en cuenta su capacidad de generación según la capacidad de producción de las instalaciones de producción de hidrógeno y las necesidades de hidrógeno del ciclo de Haber-Bosch.

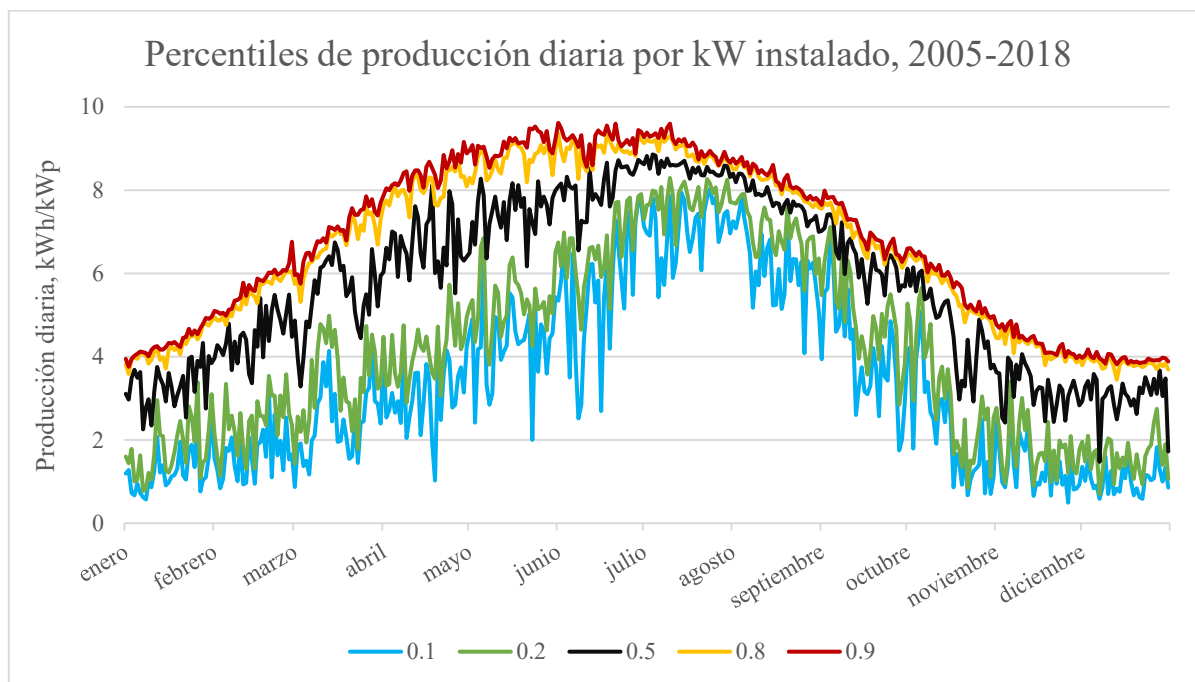


Ilustración 17. Percentiles de producción de energía fotovoltaica, por kWp. Datos obtenidos de [141]

Este dimensionado del sistema de electrólisis y fotovoltaico es clave para el correcto funcionamiento del sistema tanto desde un punto de vista técnico como económico. Para ello, se ha creado un modelo de producción horaria de amoníaco, utilizando los datos horarios de generación de energía fotovoltaica provenientes de la herramienta PVGIS en los años 2005-2023. El modelo, creado en Microsoft Excel, planifica y simula la producción horaria de una instalación conjunta fotovoltaica-electrólisis-amoníaco, utilizando una serie de reglas para la planificación de la producción en función de la capacidad disponible y las diferencias en características de los procesos involucrados. El modelo tiene las siguientes características:

- El ciclo de Haber-Bosch se ejecuta de forma continua y dinámica, funcionando como mínimo al 20% de su capacidad nominal.
- Se realiza almacenaje de hidrógeno durante el día para alimentar el ciclo Haber-Bosch durante los periodos nocturnos donde no hay producción fotovoltaica.
- En caso de no poder suplir las necesidades de hidrógeno diarias mediante la producción de energía fotovoltaica, se utilizará electricidad de red nacional.

ELECTRÓLISIS PEM

Se comenzó con el modelaje de una planta integrada basada en tecnología PEM, ya que dicha tecnología permite un ajuste completo de la producción de hidrógeno en todo su rango de capacidad nominal (0-100%). Se comenzó dimensionando las instalaciones fotovoltaicas y de

electrólisis con la capacidad nominal necesaria para alimentar el ciclo de Haber-Bosch a pleno rendimiento, 35,92 MW. Según el modelo, este dimensionado es altamente ineficiente, ya que la instalación fotovoltaica únicamente llega a alimentar al electrolizador al 71,7% de su potencia nominal como valor máximo (25,2% capacidad media total) de su capacidad, limitando aún más el ciclo de Haber-Bosch para únicamente alcanzar una utilización máxima del 58,4% del nominal (25,5% capacidad media). Esto se traduce en una reducida producción de 7.965 toneladas anuales por kg/s de capacidad nominal en H-B, un 25,2% sobre la instalación de referencia; sin embargo, esta cantidad se ha producido utilizando únicamente 4,48 MJ de energía eléctrica de red nacional por kilogramo de amoníaco, una drástica reducción del 87,5%.

Para intentar mejorar el aprovechamiento del resto de instalaciones, en una segunda simulación se optará por sobredimensionar las instalaciones hasta alcanzar un punto mínimo donde se consiga que los equipos alcancen su capacidad nominal en algún momento. Mediante un método iterativo, se ha obtenido que esta condición se alcanza si el electrolizador se dimensiona en un 114,3% respecto a la potencia de referencia, y cuando la instalación fotovoltaica se dimensiona un 138,9% respecto a la potencia nominal del electrolizador. En este estado, se producen 11.362 toneladas de amoníaco al año, casi un 50% más que el caso anterior, y además el consumo eléctrico de red baja a 0,84 MJ/kg amoníaco, una reducción del 97,7% sobre el caso de referencia.

Para tener una imagen más amplia del comportamiento del sistema simulado, se ha decidido hacer una serie de simulaciones realizando un ‘barrido’ de los dos parámetros de dimensionamiento, recorriendo ambos factores (dimensionamiento del electrolizador relativo a la potencia de referencia y dimensionamiento del sistema fotovoltaico respecto del electrolizador) del 100% al 200% en intervalos de 10 puntos porcentuales para poder observar patrones en los datos que ayuden en el dimensionado de cara al análisis económico. El valor de la potencia de electrólisis no varía entre filas, por lo que se mantiene en término de kWp; sin embargo, la potencia fotovoltaica depende de la potencia de electrólisis, variando en términos de kWp tanto en filas como en columnas, por lo que se mantiene la indicación en términos porcentuales; véase la Tabla 10 para la correspondencia entre las casillas de las tablas y la potencia del sistema fotovoltaico al que se refiere.

Potencia de sistemas fotovoltaicos acoplados a electrólisis PEM y alcalina												
		Potencia nominal de electrolizador [kWp, % sobre P_{ref}]										
		35,9 [100%]	39,5 [110%]	43,1 [120%]	46,7 [130%]	50,3 [140%]	53,9 [150%]	57,5 [160%]	61,1 [170%]	64,7 [180%]	68,2 [190%]	71,8 [200%]
Dimensionamiento de instalación FV [% sobre potencia de electrolizador]	100%	35,9	39,5	43,1	46,7	50,3	53,9	57,5	61,1	64,7	68,2	71,8
	125%	44,9	49,4	53,9	58,4	62,9	67,4	71,8	76,3	80,8	85,3	89,8
	150%	53,9	59,3	64,7	70,0	75,4	80,8	86,2	91,6	97,0	102,4	107,8
	175%	62,9	69,1	75,4	81,7	88,0	94,3	100,6	106,9	113,1	119,4	125,7
	200%	71,8	79,0	86,2	93,4	100,6	107,8	114,9	122,1	129,3	136,5	143,7
	225%	80,8	88,9	97,0	105,1	113,1	121,2	129,3	137,4	145,5	153,6	161,6
	250%	89,8	98,8	107,8	116,7	125,7	134,7	143,7	152,7	161,6	170,6	179,6
	275%	98,8	108,7	118,5	128,4	138,3	148,2	158,0	167,9	177,8	187,7	197,6
	300%	107,8	118,5	129,3	140,1	150,9	161,6	172,4	183,2	194,0	204,7	215,5
	325%	116,7	128,4	140,1	151,8	163,4	175,1	186,8	198,5	210,1	221,8	233,5
	350%	125,7	138,3	150,9	163,4	176,0	188,6	201,2	213,7	226,3	238,9	251,4
	375%	134,7	148,2	161,6	175,1	188,6	202,1	215,5	229,0	242,5	255,9	269,4
	400%	143,7	158,0	172,4	186,8	201,2	215,5	229,9	244,3	258,6	273,0	287,4
Unidades: megavatios												

Tabla 10. Potencia de sistemas fotovoltaicos acoplados a electrólisis PEM y alcalina

Como se puede ver a continuación en la Tabla 11, el sobredimensionado de los equipos ayuda en gran medida a la capacidad de producción de amoníaco, alcanzando 17.788 toneladas anuales por kg/s de capacidad, un 56,4% de la producción anual de referencia, aunque para ello es necesario dimensionar ambas instalaciones al 200%, lo cual puede no ser óptimo económicamente debido a los altos costes capitales ya que el aumento de producción por cada punto porcentual de dimensionado es menor. También se puede observar que a partir de la instalación fotovoltaica siendo dimensionada al 150% o más (marcados en rojo en la Tabla 12), la producción energética anual neta es negativa, lo cual plantea la pregunta de si es factible económica y administrativamente tal sobredimensionamiento para la producción de amoníaco ya que el propósito de dichas instalaciones no es la generación neta de energía para red.

Asimismo, en la Tabla 13 se observa una drástica reducción de los valores de emisiones indirectas debido a consumos de energía de red, con valores de emisiones indirectas en los pocos cientos de gramos de CO₂ por kilogramo de amoníaco producido o incluso negativo (en términos teóricos) por el vertido de energía a la red.

Producción de amoníaco anual, electrólisis PEM												
		Potencia nominal de electrolizador [kWp, % sobre P _{ref}]										
		35,9 [100%]	39,5 [110%]	43,1 [120%]	46,7 [130%]	50,3 [140%]	53,9 [150%]	57,5 [160%]	61,1 [170%]	64,7 [180%]	68,2 [190%]	71,8 [200%]
Dimensionamiento de instalación FV [% sobre potencia de electrolizador]	100%	8,0	8,5	9,0	9,6	10,2	10,8	11,4	12,1	12,9	13,5	14,0
	125%	9,3	10,0	10,8	11,6	12,4	13,0	13,6	14,2	14,7	15,1	15,5
	150%	10,8	11,7	12,6	13,4	14,1	14,6	15,1	15,5	15,9	16,2	16,5
	175%	11,9	13,0	14,0	14,7	15,3	15,7	16,1	16,5	16,8	17,1	17,3
	200%	12,7	14,0	15,1	15,7	16,1	16,5	16,9	17,2	17,4	17,6	17,8
	225%	13,4	14,7	15,8	16,4	16,8	17,1	17,4	17,6	17,8	18,0	18,1
	250%	13,9	15,3	16,4	17,0	17,3	17,6	17,8	17,9	18,1	18,1	18,2
	275%	14,3	15,7	16,8	17,4	17,7	17,9	18,0	18,1	18,2	18,2	18,3
	300%	14,5	16,0	17,1	17,7	17,9	18,1	18,1	18,2	18,2	18,3	18,3
	325%	14,7	16,2	17,3	17,8	18,1	18,2	18,2	18,3	18,3	18,3	18,4
	350%	14,8	16,3	17,4	18,0	18,2	18,2	18,3	18,3	18,3	18,4	18,4
	375%	14,9	16,4	17,5	18,1	18,2	18,3	18,3	18,3	18,4	18,4	18,4
	400%	15,0	16,5	17,6	18,1	18,3	18,3	18,3	18,4	18,4	18,4	18,4

Unidades: miles de toneladas/año por kg/s de capacidad nominal

Tabla 11. Producción de amoníaco anual por unidad de capacidad, PEM+FV (miles de toneladas/año por kg/s). El sombreado verde indica valores más altos de producción anual.

Intensidad eléctrica de producción de amoníaco, electrólisis PEM												
		Potencia nominal de electrolizador [kWp, % sobre P _{ref}]										
		35,9 [100%]	39,5 [110%]	43,1 [120%]	46,7 [130%]	50,3 [140%]	53,9 [150%]	57,5 [160%]	61,1 [170%]	64,7 [180%]	68,2 [190%]	71,8 [200%]
Dimensionamiento de instalación FV [% sobre potencia de electrolizador]	100%	4,5	3,5	2,6	2,0	1,5	1,1	0,8	0,6	1,2	1,1	1,0
	125%	2,3	1,6	1,1	0,7	0,5	0,3	0,2	0,2	0,4	0,3	0,3
	150%	1,0	0,6	0,3	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,1
	175%	-1,0	-1,2	-1,3	-1,4	-1,5	-1,6	-1,7	-1,7	-1,8	-1,9	-2,0
	200%	-3,5	-3,6	-3,7	-3,9	-4,1	-4,3	-4,5	-4,7	-5,0	-5,2	-5,5
	225%	-6,4	-6,4	-6,5	-6,8	-7,2	-7,6	-8,0	-8,4	-8,9	-9,3	-9,8
	250%	-9,4	-9,4	-9,6	-10,1	-10,7	-11,3	-11,9	-12,6	-13,3	-14,0	-14,7
	275%	-12,6	-12,6	-12,9	-13,6	-14,4	-15,3	-16,2	-17,2	-18,2	-19,1	-20,1
	300%	-16,1	-16,1	-16,4	-17,3	-18,4	-19,6	-20,9	-22,1	-23,4	-24,7	-25,9
	325%	-19,7	-19,8	-20,2	-21,3	-22,7	-24,2	-25,8	-27,4	-28,9	-30,5	-32,1
	350%	-23,6	-23,6	-24,1	-25,4	-27,1	-29,0	-30,9	-32,8	-34,7	-36,6	-38,5
	375%	-27,5	-27,5	-28,1	-29,6	-31,7	-33,9	-36,1	-38,3	-40,6	-42,8	-45,1
	400%	-31,5	-31,5	-32,2	-33,9	-36,3	-38,8	-41,4	-44,0	-46,5	-49,1	-51,7

Unidades: MJ por kg NH₃

Tabla 12. Intensidad eléctrica de producción de amoníaco, PEM+FV (MJ/kg NH₃). El sombreado rojo indica intensidad positiva (se consume potencia de red) y verde indica intensidad negativa (se vierte energía a la red).

Emisión de carbono de producción de amoníaco, electrólisis PEM												
		Potencia nominal de electrolizador [kWp, % sobre P _{ref}]										
		35,9 [100%]	39,5 [110%]	43,1 [120%]	46,7 [130%]	50,3 [140%]	53,9 [150%]	57,5 [160%]	61,1 [170%]	64,7 [180%]	68,2 [190%]	71,8 [200%]
Dimensionamiento de instalación FV [% sobre potencia de electrolizador]	100%	0,41	0,32	0,24	0,18	0,14	0,10	0,07	0,05	0,11	0,10	0,09
	125%	0,21	0,15	0,10	0,07	0,04	0,03	0,02	0,02	0,03	0,03	0,02
	150%	0,09	0,05	0,03	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,01	-0,01
	175%	-0,09	-0,11	-0,12	-0,13	-0,13	-0,14	-0,15	-0,16	-0,17	-0,17	-0,18
	200%	-0,33	-0,33	-0,34	-0,36	-0,38	-0,39	-0,42	-0,44	-0,46	-0,48	-0,50
	225%	-0,58	-0,59	-0,60	-0,63	-0,66	-0,70	-0,74	-0,78	-0,82	-0,86	-0,90
	250%	-0,86	-0,86	-0,88	-0,93	-0,98	-1,04	-1,10	-1,16	-1,22	-1,29	-1,35
	275%	-1,16	-1,16	-1,19	-1,25	-1,32	-1,41	-1,49	-1,58	-1,67	-1,76	-1,85
	300%	-1,48	-1,48	-1,51	-1,59	-1,69	-1,80	-1,92	-2,03	-2,15	-2,27	-2,38
	325%	-1,81	-1,82	-1,86	-1,95	-2,08	-2,22	-2,37	-2,51	-2,66	-2,81	-2,95
	350%	-2,17	-2,17	-2,22	-2,33	-2,49	-2,66	-2,84	-3,01	-3,19	-3,36	-3,54
	375%	-2,53	-2,53	-2,59	-2,72	-2,91	-3,11	-3,32	-3,52	-3,73	-3,94	-4,14
	400%	-2,89	-2,90	-2,96	-3,12	-3,33	-3,57	-3,80	-4,04	-4,28	-4,51	-4,75
Unidades: kg CO ₂ por kg NH ₃												

Tabla 13. Emisiones de carbono de producción de amoníaco, PEM+FV (kg CO₂/kg NH₃). El sombreado verde indica valores 'negativos' de emisiones (inyección de potencia renovable a red nacional).

ELECTRÓLISIS ALCALINA

A continuación, se considerará una instalación con electrolizadores alcalinos, los cuales comparten varias características de los electrolizadores PEM con una diferencia en el rango de funcionamiento, ya que estos electrolizadores no son capaces de funcionar de forma efectiva por debajo de un 25% de su capacidad nominal. Se ha realizado la misma simulación con la condición añadida de que el sistema no puede operar los electrolizadores por debajo del 10% (sí permite el apagado del electrolizador al 0%). Este paso puede que aumente el consumo ya que obliga a que, si hay suficiente producción solar, aproveche dicha energía y la suplemente con energía de red nacional para alcanzar el 10% de carga en el electrolizador. Como punto de partida, se calculó el punto mínimo para alcanzar el 100% de carga máxima en el electrolizador y el ciclo Haber-Bosch, el cual resultó ser el mismo punto que para la electrólisis PEM: 113,9% para el electrolizador y 138,9% para la instalación fotovoltaica.

Producción de amoníaco anual, electrólisis alcalina												
		Potencia nominal de electrolizador [kWp, % sobre P _{ref}]										
		35,9 [100%]	39,5 [110%]	43,1 [120%]	46,7 [130%]	50,3 [140%]	53,9 [150%]	57,5 [160%]	61,1 [170%]	64,7 [180%]	68,2 [190%]	71,8 [200%]
Dimensionamiento de instalación FV [% sobre potencia de electrolizador]	100%	8,0	8,5	9,0	9,6	10,2	10,8	11,4	12,1	12,9	13,5	14,0
	125%	9,3	10,0	10,8	11,6	12,4	13,0	13,6	14,2	14,7	15,1	15,5
	150%	10,8	11,7	12,6	13,4	14,1	14,6	15,1	15,5	15,9	16,2	16,5
	175%	11,9	13,0	14,0	14,7	15,3	15,7	16,1	16,5	16,8	17,1	17,3
	200%	12,7	14,0	15,1	15,7	16,1	16,5	16,9	17,2	17,4	17,6	17,8
	225%	13,4	14,7	15,8	16,4	16,8	17,1	17,4	17,6	17,8	18,0	18,1
	250%	13,9	15,3	16,4	17,0	17,3	17,6	17,8	17,9	18,1	18,1	18,2
	275%	14,3	15,7	16,8	17,4	17,7	17,9	18,0	18,1	18,2	18,2	18,3
	300%	14,5	16,0	17,1	17,7	17,9	18,1	18,1	18,2	18,2	18,3	18,3
	325%	14,7	16,2	17,3	17,8	18,1	18,2	18,2	18,3	18,3	18,3	18,4
	350%	14,8	16,3	17,4	18,0	18,2	18,2	18,3	18,3	18,3	18,4	18,4
	375%	14,9	16,4	17,5	18,1	18,2	18,3	18,3	18,3	18,4	18,4	18,4
	400%	15,0	16,5	17,6	18,1	18,3	18,3	18,3	18,4	18,4	18,4	18,4

Unidades: miles de toneladas/año por kg/s de capacidad nominal

Tabla 14. Producción de amoníaco anual por unidad de capacidad, Alc. +FV (miles de toneladas/año por kg/s). El sombreado verde indica valores más altos de producción anual.

Intensidad eléctrica de producción de amoníaco, electrólisis alcalina												
		Potencia nominal de electrolizador [kWp, % sobre P _{ref}]										
		35,9 [100%]	39,5 [110%]	43,1 [120%]	46,7 [130%]	50,3 [140%]	53,9 [150%]	57,5 [160%]	61,1 [170%]	64,7 [180%]	68,2 [190%]	71,8 [200%]
Dimensionamiento de instalación FV [% sobre potencia de electrolizador]	100%	5,7	4,9	4,0	3,3	2,7	2,1	1,7	1,3	2,7	2,7	2,6
	125%	2,9	2,2	1,7	1,3	0,9	0,6	0,5	0,4	0,8	0,7	0,6
	150%	1,3	0,8	0,5	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
	175%	-0,9	-1,1	-1,1	-1,2	-1,3	-1,4	-1,5	-1,5	-1,6	-1,7	-1,8
	200%	-3,4	-3,5	-3,5	-3,7	-3,9	-4,1	-4,3	-4,6	-4,8	-5,0	-5,2
	225%	-6,2	-6,3	-6,4	-6,7	-7,1	-7,4	-7,8	-8,3	-8,7	-9,1	-9,6
	250%	-9,2	-9,3	-9,4	-9,9	-10,5	-11,1	-11,8	-12,4	-13,1	-13,8	-14,5
	275%	-12,5	-12,5	-12,8	-13,4	-14,2	-15,1	-16,1	-17,0	-18,0	-18,9	-19,9
	300%	-15,9	-16,0	-16,3	-17,2	-18,3	-19,4	-20,7	-21,9	-23,2	-24,5	-25,7
	325%	-19,6	-19,6	-20,1	-21,1	-22,5	-24,0	-25,6	-27,2	-28,7	-30,3	-31,9
	350%	-23,4	-23,5	-24,0	-25,3	-27,0	-28,8	-30,7	-32,6	-34,5	-36,4	-38,3
	375%	-27,4	-27,4	-28,0	-29,5	-31,5	-33,7	-35,9	-38,2	-40,4	-42,6	-44,9
	400%	-31,3	-31,4	-32,1	-33,8	-36,1	-38,7	-41,2	-43,8	-46,4	-48,9	-51,5

Unidades: MJ por kg NH₃

Tabla 15. Intensidad eléctrica de producción de amoníaco, instalación Alc. +FV (MJ/kg NH₃). El sombreado rojo indica intensidad positiva (se consume potencia de red) y verde indica intensidad negativa (se vierte energía a la red).

Emisión de carbono de producción de amoníaco, electrólisis alcalina												
		Potencia nominal de electrolizador [kWp, % sobre P _{ref}]										
		35,9 [100%]	39,5 [110%]	43,1 [120%]	46,7 [130%]	50,3 [140%]	53,9 [150%]	57,5 [160%]	61,1 [170%]	64,7 [180%]	68,2 [190%]	71,8 [200%]
Dimensionamiento de instalación FV [% sobre potencia de electrolizador]	100%	0,53	0,45	0,37	0,30	0,25	0,20	0,15	0,12	0,25	0,25	0,24
	125%	0,27	0,21	0,16	0,12	0,08	0,06	0,04	0,04	0,08	0,06	0,05
	150%	0,12	0,08	0,05	0,03	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,02	0,01
	175%	-0,08	-0,10	-0,11	-0,11	-0,12	-0,13	-0,13	-0,14	-0,15	-0,15	-0,16
	200%	-0,32	-0,32	-0,33	-0,34	-0,36	-0,38	-0,40	-0,42	-0,44	-0,46	-0,48
	225%	-0,57	-0,57	-0,59	-0,62	-0,65	-0,68	-0,72	-0,76	-0,80	-0,84	-0,88
	250%	-0,85	-0,85	-0,87	-0,91	-0,97	-1,02	-1,08	-1,14	-1,20	-1,27	-1,33
	275%	-1,15	-1,15	-1,17	-1,23	-1,31	-1,39	-1,48	-1,56	-1,65	-1,74	-1,83
	300%	-1,46	-1,47	-1,50	-1,58	-1,68	-1,79	-1,90	-2,02	-2,13	-2,25	-2,36
	325%	-1,80	-1,80	-1,84	-1,94	-2,07	-2,21	-2,35	-2,50	-2,64	-2,79	-2,93
	350%	-2,15	-2,16	-2,20	-2,32	-2,48	-2,65	-2,82	-3,00	-3,17	-3,35	-3,52
	375%	-2,51	-2,52	-2,57	-2,71	-2,90	-3,10	-3,30	-3,51	-3,71	-3,92	-4,12
	400%	-2,88	-2,88	-2,95	-3,11	-3,32	-3,55	-3,79	-4,02	-4,26	-4,50	-4,73
Unidades: kg CO ₂ por kg NH ₃												

Tabla 16. Emisiones de carbono de producción de amoníaco, Alc. +FV (kg CO₂/kg NH₃). El sombreado verde indica valores 'negativos' de emisiones (inyección de potencia renovable a red nacional).

En la Tabla 14 se puede observar que la producción anual de amoníaco no se ve afectada, ya que la planificación no cambia por la restricción de la producción mínima (el cambio máximo ha sido de unos cientos o pocos miles de kilogramos anuales, lo cual entra ciertamente dentro de la variabilidad natural de un sistema de producción real por lo que se tomará como insignificante). Sin embargo, aunque la electrólisis tenga la misma producción planificada y la misma eficiencia de electrólisis, la limitación en la capacidad mínima aumenta notablemente la intensidad energética del proceso debido a que en las horas con poca pero no nula producción solar, el sistema debe utilizar energía de red nacional para alcanzar el mínimo de 25% de capacidad del electrolizador. En algunos casos este aumento más que duplica la energía consumida de red nacional respecto a la simulación con electrolisis PEM como se puede observar en la Tabla 17, donde se puede observar que un infradimensionado de la instalación fotovoltaica hace que el consumo de red nacional aumente considerablemente.

Diferencia en intensidad eléctrica, alcalina comparada con PEM												
		Potencia nominal de electrolizador [kWp, % sobre P _{ref}]										
		35,9 [100%]	39,5 [110%]	43,1 [120%]	46,7 [130%]	50,3 [140%]	53,9 [150%]	57,5 [160%]	61,1 [170%]	64,7 [180%]	68,2 [190%]	71,8 [200%]
Dimensionamiento de instalación FV [% sobre potencia de electrolizador]	100%	+1,26	+1,44	+1,42	+1,34	+1,19	+1,05	+0,88	+0,70	+1,52	+1,61	+1,58
	125%	+0,63	+0,65	+0,60	+0,51	+0,39	+0,30	+0,26	+0,24	+0,46	+0,40	+0,34
	150%	+0,30	+0,27	+0,22	+0,17	+0,17	+0,17	+0,19	+0,21	+0,21	+0,23	+0,24
	175%	+0,12	+0,11	+0,12	+0,13	+0,16	+0,18	+0,19	+0,20	+0,21	+0,22	+0,23
	200%	+0,09	+0,11	+0,13	+0,15	+0,17	+0,18	+0,18	+0,19	+0,20	+0,22	+0,23
	225%	+0,12	+0,13	+0,14	+0,15	+0,16	+0,17	+0,18	+0,19	+0,20	+0,21	+0,22
	250%	+0,14	+0,14	+0,14	+0,15	+0,16	+0,17	+0,18	+0,19	+0,20	+0,21	+0,22
	275%	+0,14	+0,14	+0,14	+0,15	+0,16	+0,16	+0,17	+0,18	+0,19	+0,20	+0,21
	300%	+0,14	+0,14	+0,14	+0,14	+0,15	+0,16	+0,17	+0,18	+0,19	+0,20	+0,21
	325%	+0,14	+0,14	+0,14	+0,14	+0,15	+0,16	+0,17	+0,18	+0,19	+0,20	+0,21
	350%	+0,13	+0,13	+0,13	+0,14	+0,15	+0,16	+0,17	+0,18	+0,19	+0,20	+0,21
	375%	+0,13	+0,13	+0,13	+0,14	+0,15	+0,16	+0,17	+0,18	+0,19	+0,20	+0,21
	400%	+0,13	+0,13	+0,13	+0,14	+0,15	+0,16	+0,17	+0,18	+0,19	+0,20	+0,21
Unidades: diferencia MJ por kg NH ₃												

Tabla 17. Diferencia en intensidad eléctrica, alcalina comparada con PEM (MJ/kg NH₃). El sombreado rojo indica mayor aumento en intensidad energética.

ELECTRÓLISIS SOE

Otra alternativa postulada para la producción de hidrógeno es la electrólisis SOE. Este proceso es más eficiente que las anteriores, aunque por razones de degradación y lentitud del apagado completo, se requiere que se mantenga un estado mínimo de ‘hot standby’ consumiendo un 1% de su potencia nominal sin producción de hidrógeno. Nótese que al cambiar la eficiencia del proceso, el dimensionado de referencia cambia también, siendo ahora de 28,91 MW en lugar de 35,45 MW y manteniendo 1 kg/s NH₃ nominal en Haber-Bosch, por lo que los porcentajes (especialmente del dimensionado del sistema fotovoltaico) no son directamente comparables entre los supuestos. Véase la Tabla 18 para las potencias del sistema fotovoltaico utilizadas durante el análisis.

Durante el análisis, se calculó un dimensionado mínimo que alcanzase rozando un 100% de capacidad en el electrolizador y el ciclo de Haber-Bosch, siendo éste de 91,7% para el electrolizador y 139,6% para el sistema fotovoltaico, valores menores que en los otros tipos de electrólisis analizados. A luz de estos resultados, se plantea como hipótesis reducir el dimensionado de electrólisis para aumentar su rendimiento económico.

Potencia de sistemas fotovoltaicos acoplados a electrólisis SOE												
		Potencia nominal de electrolizador [kWp, % sobre P_{ref}]										
		28,9 [100%]	31,8 [110%]	34,7 [120%]	37,6 [130%]	40,5 [140%]	43,4 [150%]	46,3 [160%]	49,1 [170%]	52,0 [180%]	54,9 [190%]	57,8 [200%]
Dimensionamiento de instalación FV [% sobre potencia de electrolizador]	100%	28,9	31,8	34,7	37,6	40,5	43,4	46,3	49,1	52,0	54,9	57,8
	125%	36,1	39,8	43,4	47,0	50,6	54,2	57,8	61,4	65,0	68,7	72,3
	150%	43,4	47,7	52,0	56,4	60,7	65,0	69,4	73,7	78,1	82,4	86,7
	175%	50,6	55,7	60,7	65,8	70,8	75,9	80,9	86,0	91,1	96,1	101,2
	200%	57,8	63,6	69,4	75,2	80,9	86,7	92,5	98,3	104,1	109,9	115,6
	225%	65,0	71,6	78,1	84,6	91,1	97,6	104,1	110,6	117,1	123,6	130,1
	250%	72,3	79,5	86,7	94,0	101,2	108,4	115,6	122,9	130,1	137,3	144,6
	275%	79,5	87,5	95,4	103,4	111,3	119,3	127,2	135,2	143,1	151,1	159,0
	300%	86,7	95,4	104,1	112,7	121,4	130,1	138,8	147,4	156,1	164,8	173,5
	325%	94,0	103,4	112,7	122,1	131,5	140,9	150,3	159,7	169,1	178,5	187,9
	350%	101,2	111,3	121,4	131,5	141,7	151,8	161,9	172,0	182,1	192,3	202,4
	375%	108,4	119,3	130,1	140,9	151,8	162,6	173,5	184,3	195,1	206,0	216,8
	400%	115,6	127,2	138,8	150,3	161,9	173,5	185,0	196,6	208,2	219,7	231,3
Unidades: megavatios												

Tabla 18. Potencia de sistemas fotovoltaicos acoplados a electrólisis SOE

Producción de amoníaco anual, electrólisis SOE												
		Potencia nominal de electrolizador [kWp, % sobre P_{ref}]										
		28,9 [100%]	31,8 [110%]	34,7 [120%]	37,6 [130%]	40,5 [140%]	43,4 [150%]	46,3 [160%]	49,1 [170%]	52,0 [180%]	54,9 [190%]	57,8 [200%]
Dimensionamiento de instalación FV [% sobre potencia de electrolizador]	100%	8,0	8,5	9,0	9,6	10,2	10,8	11,4	12,1	12,9	13,5	14,0
	125%	9,3	10,1	10,8	11,6	12,4	13,0	13,6	14,1	14,7	15,1	15,5
	150%	10,8	11,7	12,6	13,4	14,1	14,6	15,1	15,5	15,9	16,2	16,5
	175%	11,9	13,1	14,0	14,7	15,3	15,7	16,1	16,5	16,8	17,1	17,3
	200%	12,8	14,0	15,1	15,7	16,1	16,5	16,9	17,2	17,4	17,6	17,8
	225%	13,4	14,8	15,8	16,4	16,8	17,1	17,4	17,6	17,8	17,9	18,0
	250%	13,9	15,3	16,4	16,9	17,3	17,6	17,8	17,9	18,0	18,1	18,2
	275%	14,3	15,7	16,8	17,4	17,7	17,9	18,0	18,1	18,2	18,2	18,3
	300%	14,6	16,0	17,1	17,7	17,9	18,0	18,1	18,2	18,2	18,3	18,3
	325%	14,8	16,2	17,3	17,8	18,1	18,2	18,2	18,3	18,3	18,3	18,4
	350%	14,9	16,4	17,5	18,0	18,2	18,2	18,3	18,3	18,3	18,4	18,4
	375%	15,0	16,4	17,5	18,1	18,2	18,3	18,3	18,3	18,4	18,4	18,4
	400%	15,0	16,5	17,6	18,1	18,3	18,3	18,3	18,4	18,4	18,4	18,4
Unidades: miles de toneladas/año por kg/s de capacidad nominal												

Tabla 19. Producción de amoníaco anual por unidad de capacidad, SOE+FV (miles de toneladas/año por kg/s). El sombreado verde indica valores más altos de producción anual.

Intensidad eléctrica de producción de amoníaco, electrólisis SOE												
		Potencia nominal de electrolizador [kWp, % sobre P_{ref}]										
		28,9 [100%]	31,8 [110%]	34,7 [120%]	37,6 [130%]	40,5 [140%]	43,4 [150%]	46,3 [160%]	49,1 [170%]	52,0 [180%]	54,9 [190%]	57,8 [200%]
Dimensionamiento de instalación FV [% sobre potencia de electrolizador]	100%	3,7	2,9	2,2	1,7	1,3	1,0	0,8	0,7	1,0	1,0	0,9
	125%	2,0	1,4	1,0	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7
	150%	0,9	0,5	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
	175%	-0,6	-0,6	-0,7	-0,7	-0,7	-0,8	-0,8	-0,9	-0,9	-1,0	-1,0
	200%	-2,5	-2,5	-2,5	-2,7	-2,8	-3,0	-3,1	-3,3	-3,5	-3,6	-3,8
	225%	-4,7	-4,7	-4,8	-5,1	-5,3	-5,6	-6,0	-6,3	-6,6	-6,9	-7,3
	250%	-7,1	-7,1	-7,3	-7,7	-8,1	-8,6	-9,1	-9,6	-10,1	-10,7	-11,2
	275%	-9,7	-9,7	-9,9	-10,5	-11,1	-11,8	-12,5	-13,3	-14,0	-14,8	-15,6
	300%	-12,5	-12,5	-12,8	-13,5	-14,3	-15,3	-16,3	-17,3	-18,2	-19,3	-20,3
	325%	-15,4	-15,4	-15,8	-16,6	-17,8	-19,0	-20,2	-21,5	-22,7	-24,0	-25,2
	350%	-18,5	-18,5	-18,9	-20,0	-21,3	-22,8	-24,3	-25,8	-27,3	-28,9	-30,4
	375%	-21,6	-21,7	-22,2	-23,4	-25,0	-26,7	-28,5	-30,3	-32,1	-33,9	-35,7
	400%	-24,8	-24,9	-25,4	-26,8	-28,7	-30,7	-32,8	-34,8	-36,9	-38,9	-41,0
Unidades: MJ por kg NH ₃												

Tabla 20. Intensidad eléctrica de producción de amoníaco, SOE+FV FV (MJ/kg NH₃). El sombreado rojo indica intensidad positiva (se consume potencia de red) y verde indica intensidad negativa (se vierte energía a la red).

Emisión de carbono de producción de amoníaco, electrólisis SOE												
		Potencia nominal de electrolizador [kWp, % sobre P_{ref}]										
		28,9 [100%]	31,8 [110%]	34,7 [120%]	37,6 [130%]	40,5 [140%]	43,4 [150%]	46,3 [160%]	49,1 [170%]	52,0 [180%]	54,9 [190%]	57,8 [200%]
Dimensionamiento de instalación FV [% sobre potencia de electrolizador]	100%	0,34	0,27	0,20	0,16	0,12	0,09	0,07	0,07	0,09	0,09	0,08
	125%	0,18	0,13	0,09	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
	150%	0,08	0,05	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,05	0,05
	175%	-0,06	-0,06	-0,06	-0,06	-0,07	-0,07	-0,08	-0,08	-0,08	-0,09	-0,09
	200%	-0,23	-0,23	-0,23	-0,25	-0,26	-0,27	-0,29	-0,30	-0,32	-0,33	-0,35
	225%	-0,43	-0,43	-0,44	-0,46	-0,49	-0,52	-0,55	-0,58	-0,61	-0,64	-0,67
	250%	-0,65	-0,65	-0,67	-0,70	-0,75	-0,79	-0,84	-0,88	-0,93	-0,98	-1,03
	275%	-0,89	-0,89	-0,91	-0,96	-1,02	-1,09	-1,15	-1,22	-1,29	-1,36	-1,43
	300%	-1,14	-1,15	-1,17	-1,24	-1,32	-1,40	-1,49	-1,59	-1,68	-1,77	-1,86
	325%	-1,41	-1,42	-1,45	-1,53	-1,63	-1,74	-1,86	-1,97	-2,09	-2,20	-2,32
	350%	-1,70	-1,70	-1,74	-1,83	-1,96	-2,10	-2,23	-2,37	-2,51	-2,65	-2,79
	375%	-1,99	-1,99	-2,04	-2,15	-2,30	-2,46	-2,62	-2,78	-2,95	-3,11	-3,28
	400%	-2,28	-2,28	-2,34	-2,47	-2,64	-2,82	-3,01	-3,20	-3,39	-3,58	-3,77
Unidades: kg CO ₂ por kg NH ₃												

Tabla 21. Emisiones de carbono de producción de amoníaco, SOE+FV (kg CO₂/kg NH₃). El sombreado verde indica valores 'negativos' de emisiones (inyección de potencia renovable a red nacional).

En la Tabla 18, se puede observar que según la simulación de la electrólisis SOE, la producción anual planificada es equivalente a las de las otras simulaciones dado que, al aumentar la eficiencia de producción, se reduce el dimensionado de referencia para mantener una producción constante. En cuanto al aspecto energético, se puede observar en la Tabla 20 que al igual que en el resto de las simulaciones, el factor principal en la intensidad energética del proceso es el sobredimensionado del equipo fotovoltaico, con menor influencia del dimensionado del electrolizador comparado con las otras simulaciones de electrólisis. En vista de estos resultados, se recalca la posibilidad de infradimensionar (o al menos no sobredimensionar tanto) los equipos para este tipo de instalaciones para así mejorar su capacidad de producción desde un punto de vista económico, aprovechando algunas de las ventajas de esta tecnología como su mayor rendimiento.

REFORMADO ESMR

Finalmente, se analizará el único proceso electrificado basado en metano, el reformado electrificado (eSMR). A pesar de sus diferencias en comparación con los procesos de electrólisis, el proceso de eSMR se simulará de forma análoga a estos otros métodos: el eSMR puede arrancar sin necesidad de mantener un estado mínimo constante, y únicamente impone la condición de un estado mínimo de 15% de carga mientras esté encendido. Dado que se busca un proceso limpio, se optará por analizar el proceso con CCS. Dado que la simulación toma la eficiencia eléctrica como parámetro, se calculará una eficiencia parcial, calculada como la salida de energía como hidrógeno dividido por la entrada de energía eléctrica, ignorando por ahora la entrada de energía del metano (se supone que siempre está disponible sin restricciones horarias por lo que no supondrá una variable necesaria en la simulación). Los parámetros de eficiencia eléctrica equivalentes a utilizar en las simulaciones son los siguientes:

$$\eta_{elec,eSMR+CCS} = \frac{18,8 \text{ MJ PCI/kg NH}_3}{8,2 \text{ MJ}_e/\text{kg NH}_3} = 229,3\%$$

Este parámetro permite utilizar el mismo desarrollo de las simulaciones de electrólisis para calcular el rendimiento de los reactores de eSMR, permitiendo una comparativa en igualdad de condiciones (principalmente utilizar el mismo sistema de simulación). Para estas simulaciones, se utilizó una potencia de referencia de 8,3 MW, por lo que las potencias fotovoltaicas correspondientes a cada combinación se presentan a continuación:

Potencia de sistemas fotovoltaicos acoplados a reformado eSMR												
		Potencia nominal de electrolizador [kWp, % sobre P_{ref}]										
		8,3 [100%]	9,1 [110%]	10,0 [120%]	10,8 [130%]	11,6 [140%]	12,5 [150%]	13,3 [160%]	14,1 [170%]	14,9 [180%]	15,8 [190%]	16,6 [200%]
Dimensionamiento de instalación FV [% sobre potencia de electrolizador]	100%	8,3	9,1	10,0	10,8	11,6	12,5	13,3	14,1	14,9	15,8	16,6
	125%	10,4	11,4	12,5	13,5	14,5	15,6	16,6	17,6	18,7	19,7	20,8
	150%	12,5	13,7	14,9	16,2	17,4	18,7	19,9	21,2	22,4	23,7	24,9
	175%	14,5	16,0	17,4	18,9	20,3	21,8	23,2	24,7	26,1	27,6	29,1
	200%	16,6	18,3	19,9	21,6	23,2	24,9	26,6	28,2	29,9	31,5	33,2
	225%	18,7	20,5	22,4	24,3	26,1	28,0	29,9	31,7	33,6	35,5	37,4
	250%	20,8	22,8	24,9	27,0	29,1	31,1	33,2	35,3	37,4	39,4	41,5
	275%	22,8	25,1	27,4	29,7	32,0	34,2	36,5	38,8	41,1	43,4	45,7
	300%	24,9	27,4	29,9	32,4	34,9	37,4	39,8	42,3	44,8	47,3	49,8
	325%	27,0	29,7	32,4	35,1	37,8	40,5	43,2	45,9	48,6	51,3	54,0
	350%	29,1	32,0	34,9	37,8	40,7	43,6	46,5	49,4	52,3	55,2	58,1
	375%	31,1	34,2	37,4	40,5	43,6	46,7	49,8	52,9	56,0	59,1	62,3
	400%	33,2	36,5	39,8	43,2	46,5	49,8	53,1	56,4	59,8	63,1	66,4
Unidades: megavatios												

Tabla 22. Potencia de sistemas fotovoltaicos acoplados a reformado eSMR

Producción de amoníaco anual, reformado eSMR												
		Potencia nominal de electrolizador [kWp, % sobre P_{ref}]										
		8,3 [100%]	9,1 [110%]	10,0 [120%]	10,8 [130%]	11,6 [140%]	12,5 [150%]	13,3 [160%]	14,1 [170%]	14,9 [180%]	15,8 [190%]	16,6 [200%]
Dimensionamiento de instalación FV [% sobre potencia de electrolizador]	100%	7,0	7,3	7,7	8,1	8,5	8,9	9,3	9,8	10,2	10,7	11,2
	125%	7,9	8,4	8,9	9,4	10,0	10,6	11,2	11,8	12,3	12,8	13,3
	150%	8,9	9,5	10,2	10,9	11,6	12,3	12,9	13,5	14,0	14,4	14,8
	175%	9,6	10,4	11,2	12,1	13,0	13,7	14,3	14,8	15,2	15,5	15,9
	200%	10,2	11,1	12,0	13,0	13,9	14,8	15,3	15,7	16,1	16,4	16,7
	225%	10,6	11,6	12,6	13,6	14,7	15,5	16,0	16,4	16,7	17,0	17,2
	250%	10,9	12,0	13,1	14,2	15,3	16,2	16,6	17,0	17,2	17,5	17,7
	275%	11,2	12,3	13,5	14,6	15,7	16,6	17,1	17,4	17,6	17,8	17,9
	300%	11,4	12,6	13,8	14,9	16,0	16,9	17,4	17,7	17,9	18,0	18,1
	325%	11,6	12,8	13,9	15,1	16,3	17,2	17,6	17,9	18,0	18,1	18,2
	350%	11,7	12,9	14,1	15,3	16,4	17,3	17,8	18,0	18,1	18,2	18,2
	375%	11,8	13,0	14,2	15,4	16,5	17,4	17,9	18,1	18,2	18,3	18,3
	400%	11,9	13,0	14,2	15,4	16,6	17,5	18,0	18,2	18,3	18,3	18,3
Unidades: miles de toneladas/año por kg/s de capacidad nominal												

Tabla 23. Producción de amoníaco anual por unidad de capacidad, eSMR+FV (miles de toneladas/año por kg/s). El sombreado verde indica valores más altos de producción anual.

Intensidad eléctrica de producción de amoníaco, reformado eSMR												
		Potencia nominal de electrolizador [kWp, % sobre P _{ref}]										
		8,3 [100%]	9,1 [110%]	10,0 [120%]	10,8 [130%]	11,6 [140%]	12,5 [150%]	13,3 [160%]	14,1 [170%]	14,9 [180%]	15,8 [190%]	16,6 [200%]
Dimensionamiento de instalación FV [% sobre potencia de electrolizador]	100%	2,7	2,3	2,0	1,7	1,5	1,3	1,1	1,0	0,9	0,8	0,7
	125%	1,9	1,5	1,3	1,1	0,9	0,7	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4
	150%	1,3	1,0	0,8	0,7	0,5	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2
	175%	0,5	0,3	0,2	0,1	0,0	0,0	-0,1	-0,1	-0,2	-0,2	-0,2
	200%	-0,3	-0,5	-0,6	-0,6	-0,7	-0,7	-0,8	-0,8	-0,9	-1,0	-1,0
	225%	-1,3	-1,4	-1,4	-1,5	-1,5	-1,5	-1,6	-1,7	-1,8	-1,9	-2,0
	250%	-2,2	-2,3	-2,3	-2,3	-2,4	-2,4	-2,5	-2,7	-2,8	-2,9	-3,1
	275%	-3,2	-3,2	-3,2	-3,3	-3,3	-3,3	-3,5	-3,7	-3,9	-4,1	-4,3
	300%	-4,2	-4,2	-4,2	-4,2	-4,3	-4,3	-4,5	-4,8	-5,0	-5,3	-5,6
	325%	-5,2	-5,2	-5,2	-5,3	-5,3	-5,4	-5,6	-5,9	-6,3	-6,6	-7,0
	350%	-6,3	-6,3	-6,3	-6,4	-6,4	-6,5	-6,8	-7,2	-7,6	-8,0	-8,4
	375%	-7,4	-7,4	-7,5	-7,5	-7,5	-7,7	-8,0	-8,4	-8,9	-9,4	-9,9
	400%	-8,5	-8,6	-8,6	-8,6	-8,7	-8,8	-9,2	-9,7	-10,3	-10,9	-11,5
Unidades: MJ por kg NH ₃												

Tabla 24. Intensidad eléctrica de producción de amoníaco, instalación eSMR+FV (MJ/kg NH₃). El sombreado rojo indica intensidad positiva (se consume potencia de red) y verde indica intensidad negativa (se vierte energía a la red).

Emisión de carbono de producción de amoníaco, reformado eSMR												
		Potencia nominal de electrolizador [kWp, % sobre P _{ref}]										
		8,3 [100%]	9,1 [110%]	10,0 [120%]	10,8 [130%]	11,6 [140%]	12,5 [150%]	13,3 [160%]	14,1 [170%]	14,9 [180%]	15,8 [190%]	16,6 [200%]
Dimensionamiento de instalación FV [% sobre potencia de electrolizador]	100%	0,26	0,22	0,19	0,17	0,15	0,13	0,11	0,10	0,09	0,09	0,08
	125%	0,18	0,15	0,13	0,11	0,09	0,08	0,07	0,06	0,05	0,05	0,04
	150%	0,13	0,10	0,08	0,07	0,06	0,05	0,04	0,04	0,03	0,03	0,03
	175%	0,06	0,04	0,03	0,02	0,01	0,01	0,00	0,00	-0,01	-0,01	-0,01
	200%	-0,02	-0,03	-0,04	-0,05	-0,05	-0,06	-0,06	-0,07	-0,07	-0,08	-0,08
	225%	-0,11	-0,12	-0,12	-0,12	-0,13	-0,13	-0,14	-0,15	-0,16	-0,16	-0,17
	250%	-0,19	-0,20	-0,20	-0,20	-0,21	-0,21	-0,22	-0,23	-0,25	-0,26	-0,27
	275%	-0,28	-0,29	-0,29	-0,29	-0,29	-0,30	-0,31	-0,33	-0,35	-0,37	-0,39
	300%	-0,37	-0,38	-0,38	-0,38	-0,38	-0,39	-0,41	-0,43	-0,45	-0,48	-0,51
	325%	-0,47	-0,47	-0,47	-0,47	-0,48	-0,49	-0,51	-0,54	-0,57	-0,60	-0,63
	350%	-0,57	-0,57	-0,57	-0,57	-0,58	-0,59	-0,61	-0,65	-0,69	-0,73	-0,77
	375%	-0,67	-0,67	-0,68	-0,68	-0,68	-0,69	-0,72	-0,76	-0,81	-0,86	-0,90
	400%	-0,78	-0,78	-0,78	-0,78	-0,79	-0,80	-0,84	-0,88	-0,93	-0,99	-1,04
Unidades: kg CO ₂ por kg NH ₃												

Tabla 25. Emisiones de carbono de producción de amoníaco, eSMR+FV (kg CO₂/kg NH₃). El sombreado verde indica valores 'negativos' de emisiones (inyección de potencia renovable a red nacional).

Como se puede observar en la Tabla 23, la capacidad de producción sigue el mismo patrón, con un aumento progresivo y menguante en la diagonal de la tabla, como era de esperar de un dimensionado mayor. Asimismo, se puede observar en la Tabla 24 que, aunque el aumento del dimensionado de la instalación fotovoltaica implica reducción en el consumo de red nacional, el cambio entre los pasos es menos pronunciado, dando a entender que debido a que este proceso no es tan dependiente del suministro eléctrico como los procesos de electrólisis, el aumento de las dimensiones de la instalación fotovoltaica no es un factor tan decisivo como en las demás simulaciones. Finalmente, en la Tabla 25 se ve que, a pesar de estar el proceso basado en un combustible fósil como es el gas natural, el proceso sigue siendo razonablemente sostenible con tecnología de captura de carbono, con la gran mayoría de las emisiones de producción proviniendo del consumo eléctrico de red.

4.3. CONSUMO DE AMONÍACO EN LA MOVILIDAD MARÍTIMA

El consumo de amoníaco en la movilidad marítima está en una fase preliminar en la actualidad, con un número muy reducido de embarcaciones de cualquier tamaño utilizando amoníaco como fuente de energía para movilidad. Existen varias propuestas sobre los combustibles alternativos, tanto en qué combustibles se utilizarán (siendo el amoníaco y el metanol las dos grandes apuestas por la industria del transporte marítimo a gran escala) así como las tecnologías de aprovechamiento de los combustibles (motores de combustión o celdas de combustibles).

Se pueden acotar varias variables para la realización de este análisis: anteriormente se mencionó que los motores de combustión basados en tecnología de amoníaco tienen rendimientos energéticos similares a los actuales (ambos situándose en torno al 40% de eficiencia; véase la sección 2.9.1), por lo que no se asumirá un cambio en el consumo unitario debido a cambios en la tecnología; se supondrá que el consumo se mantendrá constante.

A la hora de estimar el consumo futuro, hay dos valores posibles para acotar: el primer valor por el que se puede acotar es el límite inferior, el cual se puede tomar como el consumo actual de combustible marítimo en España. Dado que España ya está en una situación de desventaja competitiva en el mercado de los derivados de petróleo por su falta de yacimientos petrolíferos en el territorio nacional, se espera que el mercado de los combustibles marítimos crezca una vez el mercado español pueda aprovechar su ventaja competitiva respecto a las energías renovables, y como mínimo se espera que este mercado se mantenga igual al estado actual. Con un consumo de 400.000 TJ de energía consumida en forma de combustibles marítimos,

este límite inferior se situará en 21,3 millones de toneladas anuales. Utilizando el tipo de instalación más ventajoso económicamente (apartado 5.2.2, electrólisis alcalina con 120% de capacidad de electrólisis sobre potencia de referencia y 250% de capacidad fotovoltaica sobre potencia de electrolizador), se obtiene una producción anual de 16.397 toneladas anuales con un sistema unitario dimensionado con 107,8 MWp de capacidad fotovoltaica, se necesitaría una potencia fotovoltaica instalada de 140 GWp, más de cuatro veces más de la capacidad instalada en la actualidad (véase la Ilustración 9).

Como límite superior absoluto se tomará el volumen total estimado del futuro mercado mundial del amoníaco como combustible marítimo, el cual se ha estimado entre 600 y 1000 millones de toneladas anuales [57]. No es realista que España llegue a acaparar la totalidad o incluso una gran parte del mercado del amoníaco marítimo mundial (donde se necesitaría más de 3 TWp de capacidad solar instalada, cien veces más de la capacidad total instalada).

Un valor de referencia compatible con la realidad se situará en un valor intermedio. España es uno de los países que más combustible suministra a las embarcaciones a nivel global, pero sigue siendo una pequeña fracción del suministro mundial, por lo que su capacidad de crecimiento es alta (no se encuentra con problemas de demanda como si estuviese en una posición mayoritaria ya que no habría suficiente demanda de otros actores de mercado para justificar un alto crecimiento, pero a su vez goza de una posición estratégica que permite cierto nivel de influencia). Por ello, debido a las ventajas competitivas que disfruta España sobre otros emplazamientos en cuanto al suministro de amoníaco verde, una estimación más fundamentada puede ser un aumento de entre el 50% y el 100% en el suministro energético de amoníaco como combustible sobre el suministro de combustibles fósiles marítimos, llegando a proveer entre 32 y 42,6 millones de toneladas anuales de amoníaco como combustible marítimo, necesitando una potencia instalada en la orden de entre 210 GWp y 280 GWp, varias veces la potencia instalada actualmente.

Estas capacidades de generación fotovoltaica no deberían ser difíciles de alcanzar según criterios técnicos, ya que en ningún caso se llegaría a ocupar el 2% del terreno agrícola en el territorio español, siendo además altamente rentables. Sin embargo, presiones políticas sobre el uso de terreno en las zonas rurales puede ralentizar seriamente este tipo de proyectos y hacer menos atractiva su implementación, además de que estas capacidades se implementarán lentamente debido a su escala gigantesca (véase la tasa de crecimiento de la Ilustración 9).

Capítulo 5. ANÁLISIS ECONÓMICO

5.1. DISEÑO DEL ANÁLISIS

El análisis económico se basa en gran medida en el análisis técnico, utilizando los resultados previamente obtenidos en éste para obtener una serie de medidas económicas relacionadas con la implantación y operación de instalaciones de producción de amoníaco verde, así como los costes relacionados con su consumo como combustible marítimo.

En la producción, se calculará costes individuales para cada una de las secciones principales de la planta (planta fotovoltaica, electrolizador, producción Haber-Bosch). Para todas estas instalaciones, se asignarán valores unitarios de costes capitales (CAPEX) y de costes operativos (OPEX) basados en instalaciones actuales. Los valores no serán exactos, dado que hay variaciones entre instalaciones debido a fluctuaciones en los mercados de suministros, condiciones locales, etc. por lo que el análisis económico incluirá un análisis de sensibilidades para poder discernir cuales de las instalaciones son más influyentes en el rendimiento económico de la planta en conjunto. Es importante tener en cuenta la vida útil estimada de las instalaciones de producción, estimada para este análisis en 30 años, siendo este valor como el comúnmente estimado de vida útil máxima de las instalaciones de renovables.

Como punto de comparación, se realizará una comparativa de los costes normalizados obtenidos (en términos energéticos) con opciones tradicionales, tanto de amoníaco como de otros combustibles (principalmente combustibles fósiles líquidos y gas natural licuado, ambos de uso común en movilidad marítima, y metanol verde como la alternativa al amoníaco verde más viable). La determinación del coste pormenorizado de los demás combustibles no entra dentro del alcance del análisis, al ser tecnologías maduras altamente optimizadas, por lo que se tomarán valores existentes de costes normalizados.

Para el consumo, dado que se toma el uso de embarcaciones con combustibles fósiles como escenario base, se analizarán los costes incrementales referidos al uso de amoníaco como combustible, tanto en costes iniciales de inversión (principalmente aumento de costes de fabricación; no se asumirá el coste de la infraestructura portuaria ya que esta inversión la realizara la compañía suministradora de combustible y/o la autoridad portuaria) así como costes operacionales (principalmente aumento del coste del combustible y disminución en la capacidad de transporte por embarcación).

5.2. PRODUCCIÓN DE AMONIACO

La producción de amoniaco verde depende en gran medida de tres instalaciones semiautónomas: la instalación de producción de energía renovable (en este caso, un parque fotovoltaico), la instalación de producción de hidrógeno (electrolizadores) y la instalación de producción de amoniaco (mediante reactores de Haber-Bosch), incluyendo instalaciones auxiliares como la unidad de separación de aire (*air separation unit*, ASU) para producir nitrógeno. Se calculará sendos costes de las instalaciones teniendo en cuenta los parámetros de dimensionado obtenidos en el análisis técnico en el apartado 4.2., utilizando los parámetros de dimensionamiento junto con los resultados de consumo energético de red nacional y la producción anual de amoniaco.

Se quiere puntualizar sobre el lugar de la tecnología de reformado de metano electrificado (eSMR) en este análisis. Este proceso toma gas natural como materia prima, pero utiliza un proceso termoeléctrico como fuente de energía final. Inicialmente se planteó esta tecnología como una posible alternativa para la producción de amoniaco; sin embargo, este proceso sufre de varios factores que hace poco viable su implementación, tanto como forma de producir amoniaco para combustible (como se discutió en el apartado 4.2.1, sigue siendo más eficiente energéticamente el consumo directo de gas natural y con menos problemas de suministro y utilización) así como forma de producir hidrógeno y/o amoniaco en España (alto coste del gas natural, protección del medioambiente estricta, etc.). Por estas razones y dado que no es un proceso de amoniaco verde en sentido estricto, se excluirá el reformado electrificado del análisis económico.

5.2.1. VALORES DE REFERENCIA FINANCIEROS

Siguiendo los costes de implementación de instalaciones recientes, para la instalación fotovoltaica, se utilizará un único valor de CAPEX: 900 €/kWp [142-144]. Dado que instalaciones más grandes son más rentables debido a las economías de escala, se ha tomado el valor correspondiente a grandes instalaciones de varias decenas de megavatios con seguidores solares, las cuales son las utilizadas en las plantas piloto de las plantas de producción de amoniaco verde y las esperadas que se utilicen en las plantas comerciales de producción de amoniaco verde. Para los costes de operación, el precio obtenido diverge entre las fuentes, con costes estimados desde 3€/kWp/año [143] hasta los 10-15 €/kWp/año [144]. Por ello, se tomará un valor intermedio y se supondrá que los costes de mantenimiento estarán en torno a

5 €/kWp/año. La vida útil de la instalación se toma en 30 años, por lo que el CAPEX se asumirá una única vez al comienzo del proyecto. Además, debido a la gran extensión de las instalaciones fotovoltaicas, se tendrá en cuenta el alquiler de los terrenos donde se colocarán los sistemas fotovoltaicos, suponiendo un coeficiente de 2 ha./MWp [102] y un coste medio de 1.500 €/ha., pudiendo abarcar entre 1.000 y 2.000 €/ha. [145].

La segunda instalación en la cadena de producción del amoníaco verde es el electrolizador. Existen tres tecnologías de electrólisis analizadas en este análisis, cada uno con perfiles de costes distintos. Un factor importante en este tipo de instalaciones es la vida útil de las celdas de electrólisis: debido a su construcción, estos dispositivos sufren una alta tasa de degradación, por lo que su vida útil se ve reducida respecto al resto de instalaciones auxiliares que permiten el correcto funcionamiento de las celdas de electrólisis (comúnmente denominadas como el balance de planta). Por ello, es necesario separar el CAPEX de estas instalaciones en las celdas de electrólisis y las instalaciones auxiliares de balance de planta, con la particularidad de que las celdas de electrólisis deberán ser reemplazadas dentro de los 30 años de vida útil estimada de la planta conjunta de producción de amoníaco verde [146]. A continuación, en la Tabla 26 se presentan los valores de CAPEX, OPEX y vida útil esperada para cada tipo de tecnología de electrólisis incluida en este análisis económico:

Tipo de celda	CAPEX (€/kW)			Vida útil (años)	OPEX ^f (€/kW/año)
	Celda de electrólisis ^g	Balance de planta	<i>Total</i>	Celda de electrólisis	
Alcalina	323 [147]	693 [147]	<i>1.016</i>	15 [148]	46 [147]
PEM	563 [147]	647 [147]	<i>1.210</i>	8 [149]	50 [147]
SOE	1.000 [146]	1.518 [146]	<i>2.518</i>	8 [150]	50 [151]

Tabla 26. Valores de CAPEX, OPEX y vida útil para instalaciones de electrólisis. Fuentes: [146-151]

Con el paso del tiempo, las tecnologías de electrólisis bajarán en precio debido al desarrollo tecnológico (especialmente relevante para las tecnologías PEM y SOE), así como el aprovechamiento de las economías de escala en su producción. Por ello, se supondrá que su precio se verá reducido en los sucesivos recambios de celdas (uno para electrólisis alcalina a los 15 años, tres para electrólisis PEM y SOE a los 8, 16 y 24 años). La estimación de los

^f Excluye costes por consumo de energía eléctrica de red nacional

^g Coste capital de las celdas de electrólisis durante la construcción de la planta; véase la Ilustración 18

sucesivos costes capitales asociados a los recambios de celdas de electrólisis asumidos en el tiempo se presenta a continuación en la Ilustración 18:

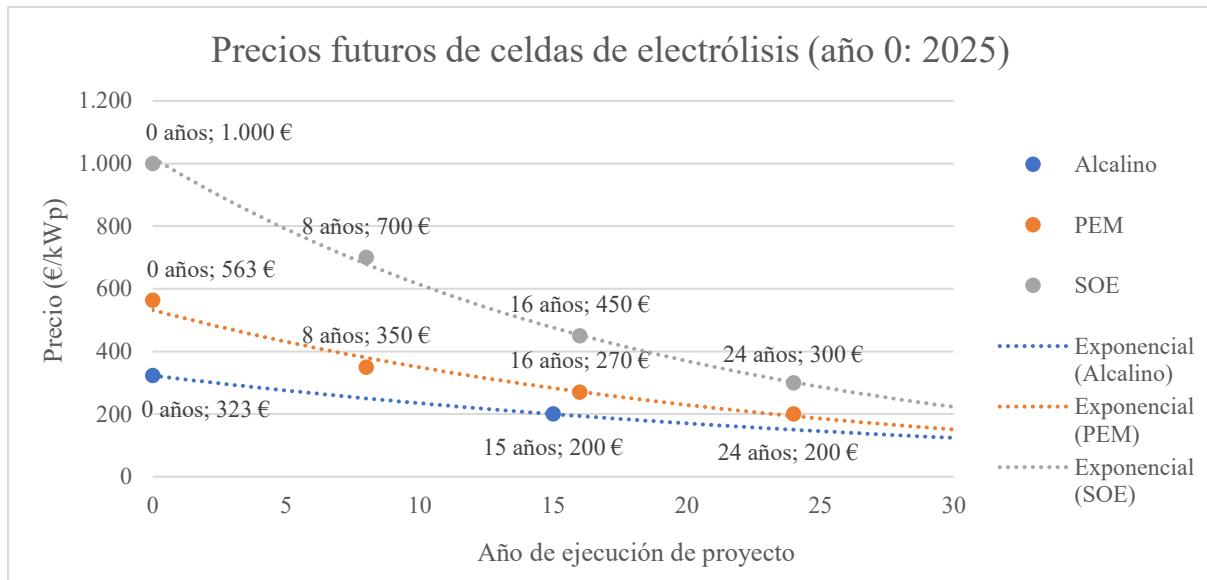


Ilustración 18. Predicción sobre precios futuros de celdas de electrólisis. Estimaciones futuras basadas en [146,152]

La última de las grandes instalaciones unitarias es el reactor de Haber-Bosch para la producción de amoníaco. Al contrario que las instalaciones anteriores, la escalabilidad del capital requerido para los procesos químicos es poco lineal [153]. En el caso de las instalaciones de amoníaco, el CAPEX comúnmente se compara entre instalaciones de distinto dimensionamiento con un factor de escala elevado a la potencia de entre 0,5 y 0,6 [153-155]. Utilizando el dimensionado base de 1 kg/s para la instalación unitaria de producción de amoníaco (igual que el dimensionado base del ciclo de Haber-Bosch en la sección 4.2) y una potencia del factor de escalado de 0,6, se obtiene un CAPEX base de 84,54 millones de euros (basado en datos de [153]). Los costes de mantenimiento y materiales consumibles como catalizadores se estiman en un 5% del valor del CAPEX cada año [153,156], resultando en un OPEX de 4,22 millones de euros por año (excluyendo consumos de energía eléctrica).

El componente final que une a todas las instalaciones es el suministro eléctrico de red. Dado que en su totalidad la producción de amoníaco verde es altamente intensivo eléctricamente, se espera que la mayoría de la energía eléctrica consumida provenga de la instalación fotovoltaica; sin embargo, debido a restricciones técnicas, no es posible obtener toda la energía consumida desde dicha instalación (sin almacenamiento de energía eléctrica, no contemplado en este análisis). Dado que el mercado eléctrico es altamente volátil atendiendo a factores políticos, económicos y sociales muchas veces impredecibles o difícilmente medibles, no es posible

calcular un valor único y exacto para este coste; por ello, se tomará un valor de referencia base, así como un rango sobre el que se realizará un análisis de sensibilidad. Para este análisis, se ha decidido tomar un valor de 60 €/MWh como base, y tomando valores de 30 €/MWh y 120 €/MWh como valores extremos inferiores y superiores, atendiendo a las tendencias en el precio del mercado eléctrico español (véase la Ilustración 19). Este precio también aplicará a los casos de generación neta del sistema, cuando la instalación vierta energía a la red por un exceso de generación de energía fotovoltaica.

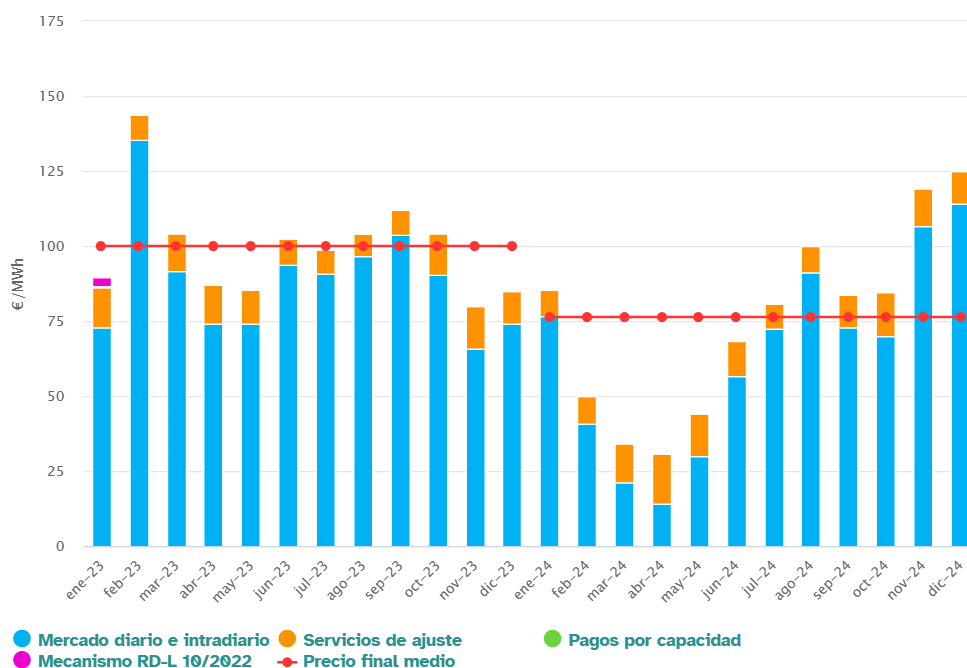


Ilustración 19. Precio medio en el mercado eléctrico español, 2023 y 2024. Fuente: [157]

Un factor común que afecta a todas las instalaciones es el valor residual de las instalaciones. Este valor representa un ingreso por el valor de las instalaciones, ya sea una venta real de las instalaciones o un valor teórico del valor de la instalación al final del periodo aunque siga en operación tras el periodo financiero de vida útil. Este valor se estima en un 20% del total del CAPEX invertido durante la vida útil del proyecto, un valor común en financiación de proyectos de instalaciones técnicas .

Un componente no planteado aquí es el coste de las emisiones de carbono. Los sistemas de amoníaco verde propuestos, basados en electrólisis, no tienen emisiones directas de carbono o gases de efecto invernadero, por lo que no es necesario incluir un gasto en créditos al carbono. El coste de las emisiones indirectas, como el suministro eléctrico o la instalación del sistema, están incluidos en el coste de éstos y no se tendrán en cuenta en este aspecto.

Por otro lado están los parámetros financieros, los cuales no tienen relación con los aspectos técnicos del proyecto pero son importantes para el cálculo de la rentabilidad del proyecto. Para la realización de este análisis, es necesario tomar dos parámetros económicos en cuenta: el porcentaje de inflación anual, el cual afecta a la subida anual del precio nominal de los costes recurrentes (principalmente, gastos de operación). Para este parámetro, se tomará el objetivo de inflación propuesto tanto por el Banco de España como por el Banco Central Europeo, 2% interanual [158,159].

Por otro lado, se toma el coste del capital, el cual determina el descuento de los flujos de caja y por tanto afecta a la rentabilidad de la inversión. Este parámetro, comúnmente expresado como WACC (*weighted average cost of capital*), proviene de las dos maneras más comunes de obtener financiar un proyecto conjuntamente: utilizando capital de inversores, los cuales esperan un rendimiento mínimo en su inversión, y créditos bancarios, regidos por un tipo de interés sobre el préstamo obtenido para la financiación del proyecto. Este análisis no se centra en aspectos económicos de financiación de proyectos energéticos, por lo que se tomará un único valor de referencia, 8%, atendiendo a tendencias actuales en los mercados y teniendo en cuenta que el coste del capital es altamente variable entre proyectos reales debido a particularidades de cada proyecto como el tipo de empresa promotora, condiciones locales, posibles riesgos al proyecto, etc.

5.2.2. *COSTES NORMALIZADOS DE AMONIACO VERDE*

El coste normalizado (*levelized cost*) es un concepto que permite obtener una única cifra económica, normalizada por unidad de producción (en este caso, por kilogramo de amoníaco verde) que incluya todos los costes asociados con la producción de una unidad de energía, incluyendo costes capitales, costes fijos de operación, y costes variables; esta cifra económica representa el precio mínimo al que el productor debe vender su producto para que su inversión sea rentable durante la vida útil del proyecto. Existen varios métodos y fórmulas para calcular el coste normalizado, pero estos actúan bajo el mismo principio financiero subyacente: el descuento de los flujos de caja del proyecto llevados al presente. Este principio es importante dado que esta tipología de proyecto tiene un patrón de flujos de caja atípico debido al recambio de las celdas de electrólisis, lo cual requiere inyecciones periódicas de capital no uniformes en el tiempo (véase la Ilustración 18). En este caso, se calcula el coste normalizado de amoníaco

(LCOA, *levelized cost of ammonia*), expresado en euros (valor de referencia de 2025) por kilogramo de amoníaco.

La formulación básica del cálculo del coste normalizado de amoníaco mediante descuentos de flujos de caja es la siguiente [160]:

$$LCOA = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{P_A}{(1+i)^t}}$$

CF_t: flujo de caja en el periodo t, euros (nominales)
P_A: producción anual de amoníaco, kilogramos por año
i: tipo de descuento del proyecto (WACC), %
n: vida útil del proyecto, años

Al contrario que otras fórmulas comunes, ésta no incluye la inflación como parámetro explícito; esto se debe a que ya se han incluido, de manera externa a este cálculo final, los incrementos en el coste debidos a inflación el cálculo de los flujos de caja correspondientes a cada periodo.

Cabe mencionar que, en este análisis, al contrario que en el análisis técnico donde los cálculos son puramente lineales, debido a que el coste capital de la instalación de amoníaco no es lineal con el dimensionado de éste, se deberá analizar el dimensionado de la instalación de amoníaco. Para ello, se tomará el dimensionamiento total de la planta y sus distintas instalaciones individuales, escalándola en su totalidad para analizar el efecto del tamaño sobre el retorno económico de la operación.

ELECTRÓLISIS PEM

El tipo de instalación base a considerar sería una instalación con electrólisis PEM. Este tipo de electrólisis es altamente flexible, mejorando su compatibilidad con la intermitencia intrínseca de la mayoría de las tecnologías renovables de energía eléctrica. Sin embargo, las celdas de electrólisis son más caras y sufren de una vida útil corta en comparación con otras tecnologías, lo cual puede reducir el resultado económico respecto a estas otras tecnologías debido a la necesidad de reemplazarlas relativamente frecuente y el aumento del coste de cada recambio.

A continuación, en la Tabla 27 se muestran los valores de LCOA obtenidos para un dimensionado de la planta equipada con electrólisis PEM de 1 kg/s de capacidad nominal en la instalación de Haber-Bosch:

LCOA, electrólisis PEM, dimensionado H-B: 1 kg/s												
		Potencia nominal de electrolizador [kWp, % sobre Pref]										
		35,9 [100%]	39,5 [110%]	43,1 [120%]	46,7 [130%]	50,3 [140%]	53,9 [150%]	57,5 [160%]	61,1 [170%]	64,7 [180%]	68,2 [190%]	71,8 [200%]
Dimensionamiento de instalación FV [% sobre potencia de electrolizador]	100%	2,84	2,79	2,73	2,67	2,61	2,56	2,50	2,46	2,37	2,35	2,34
	125%	2,51	2,44	2,36	2,30	2,24	2,21	2,19	2,19	2,18	2,19	2,21
	150%	2,25	2,16	2,10	2,06	2,05	2,05	2,06	2,08	2,10	2,13	2,17
	175%	2,09	2,01	1,95	1,95	1,96	1,98	2,01	2,04	2,07	2,11	2,16
	200%	2,01	1,92	1,88	1,89	1,92	1,95	1,99	2,03	2,08	2,13	2,18
	225%	1,97	1,88	1,84	1,86	1,90	1,94	1,99	2,04	2,10	2,16	2,23
	250%	1,95	1,86	1,83	1,85	1,90	1,95	2,01	2,08	2,14	2,22	2,29
	275%	1,94	1,86	1,83	1,86	1,92	1,98	2,05	2,12	2,20	2,28	2,35
	300%	1,96	1,88	1,85	1,88	1,94	2,02	2,10	2,18	2,26	2,34	2,42
	325%	1,98	1,90	1,87	1,91	1,98	2,06	2,15	2,23	2,32	2,40	2,49
	350%	2,01	1,93	1,91	1,95	2,02	2,11	2,20	2,29	2,38	2,47	2,56
	375%	2,04	1,97	1,94	1,99	2,07	2,16	2,25	2,35	2,44	2,54	2,63
	400%	2,08	2,00	1,98	2,03	2,11	2,21	2,31	2,40	2,50	2,60	2,70
Unidades: euro (referencia 2025) por kilogramo												

Tabla 27. LCOA, electrólisis PEM, dim. H-B: 1 kg, dim. FV relativo.
El sombreado verde indica valores más bajos de LCOA.

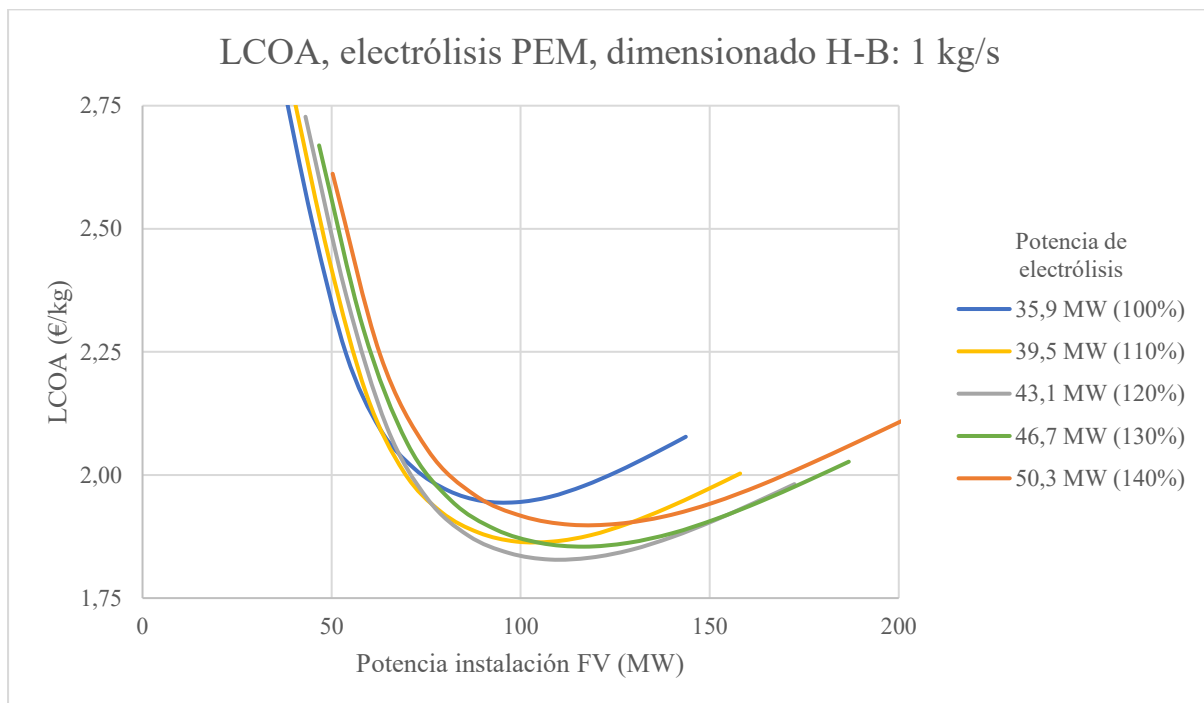


Ilustración 20. LCOA electrólisis PEM, dim H-B: 1 kg, dim. FV absoluto

Como se puede observar, tal como se predijo tentativamente durante el análisis técnico en el apartado 4.2.4, un cierto sobredimensionamiento de las instalaciones fotovoltaicas y de electrólisis es ventajoso económicamente, siendo ventajosa la elección de un sistema de

electrolizador en torno al 120% y el sistema fotovoltaico dimensionado a más del doble del dimensionado de referencia y obteniendo un LCOA resultante de 1,828 €/kg (250% de la potencia del electrolizador, equivalente a 108 MWp con este dimensionado de instalación).

Se observa un patrón en los datos, donde para cada dimensionado de electrolizador dado (véase cada serie de datos en la Ilustración 20) el retorno sobre el dimensionado del sistema fotovoltaico sigue una curva en forma de V. Esto se debe a que en dimensionados menores no se utiliza la capacidad de electrólisis efectivamente durante gran parte del año debido a la restricción de la generación de energía fotovoltaica, todavía incurriendo una gran parte de los costes de las demás instalaciones, pero reduciendo la producción, lo cual se traduce en un coste normalizado mayor. Por otro lado, cuando se aumenta el dimensionado fotovoltaico se produce un exceso de energía eléctrica que debe verse a la red en lugar de ser utilizada para la producción de amoníaco, aumentando los costes relacionados con la energía fotovoltaica sin el suficiente aumento de producción necesario para contrarrestar los sobrecostes. Esto se puede verificar con el desglose del LCOA mostrado en la Ilustración 21:

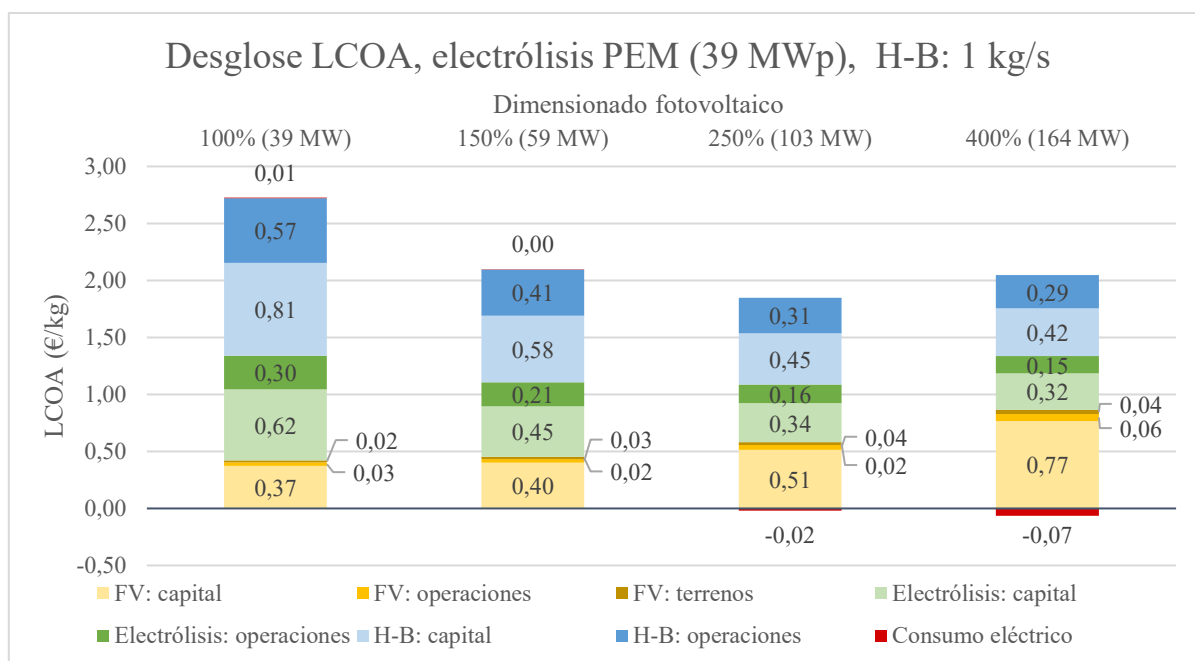


Ilustración 21. Desglose de LCOA por dimensionado FV, electrólisis PEM (dim. 120%), dim. H-B: 1 kg

Para observar el efecto del dimensionado general de la planta en el LCOA, se ha hecho otra serie de cálculos dimensionando todas las instalaciones entre dos y cinco veces más grandes, siendo el valor base de dimensionado de Haber-Bosch 1 kg/s. Una muestra de estos cálculos del LCOA para una serie de plantas de producción desde los 2 kg/s hasta los 5 kg/s se presentan a continuación de la Tabla 28 a la Tabla 31:

LCOA, electrólisis PEM, dimensionado H-B: 2 kg/s												
		Potencia nominal de electrolizador [kWp, % sobre Pref]										
		71,8 [100%]	79,0 [110%]	86,2 [120%]	93,4 [130%]	100,6 [140%]	107,8 [150%]	114,9 [160%]	122,1 [170%]	129,3 [180%]	136,5 [190%]	143,7 [200%]
Dimensionamiento de instalación FV [% sobre potencia de electrolizador]	100%	2,46	2,43	2,39	2,35	2,32	2,28	2,24	2,21	2,14	2,12	2,12
	125%	2,19	2,14	2,08	2,04	2,00	1,98	1,97	1,98	1,97	1,99	2,02
	150%	1,96	1,90	1,86	1,84	1,84	1,84	1,86	1,89	1,91	1,95	1,98
	175%	1,84	1,77	1,74	1,74	1,76	1,79	1,82	1,86	1,89	1,94	1,98
	200%	1,78	1,71	1,68	1,70	1,73	1,77	1,81	1,85	1,90	1,96	2,01
	225%	1,74	1,68	1,65	1,68	1,72	1,77	1,82	1,87	1,93	1,99	2,06
	250%	1,73	1,67	1,64	1,68	1,73	1,78	1,84	1,91	1,98	2,05	2,12
	275%	1,73	1,67	1,65	1,69	1,75	1,81	1,88	1,96	2,03	2,11	2,19
	300%	1,75	1,69	1,67	1,71	1,77	1,85	1,93	2,01	2,09	2,17	2,26
	325%	1,77	1,71	1,70	1,74	1,81	1,89	1,98	2,07	2,15	2,24	2,33
	350%	1,80	1,75	1,73	1,78	1,85	1,94	2,03	2,12	2,21	2,31	2,40
	375%	1,84	1,78	1,77	1,82	1,90	1,99	2,09	2,18	2,28	2,37	2,47
	400%	1,88	1,82	1,81	1,86	1,95	2,04	2,14	2,24	2,34	2,44	2,54
Unidades: euro (referencia 2025) por kilogramo												

Tabla 28. LCOA, electrólisis PEM, dim. H-B: 2 kg, dim. FV relativo.
El sombreado verde indica valores más bajos de LCOA.

LCOA, electrólisis PEM, dimensionado H-B: 3 kg/s												
		Potencia nominal de electrolizador [kWp, % sobre Pref]										
		107,8 [100%]	118,5 [110%]	129,3 [120%]	140,1 [130%]	150,9 [140%]	161,6 [150%]	172,4 [160%]	183,2 [170%]	194,0 [180%]	204,7 [190%]	215,5 [200%]
Dimensionamiento de instalación FV [% sobre potencia de electrolizador]	100%	2,29	2,26	2,24	2,21	2,18	2,15	2,12	2,09	2,03	2,02	2,02
	125%	2,04	2,00	1,95	1,91	1,88	1,87	1,87	1,88	1,88	1,90	1,93
	150%	1,83	1,78	1,75	1,73	1,73	1,75	1,77	1,79	1,82	1,86	1,90
	175%	1,72	1,67	1,63	1,65	1,67	1,70	1,73	1,77	1,81	1,85	1,90
	200%	1,66	1,61	1,58	1,61	1,64	1,68	1,72	1,77	1,82	1,87	1,93
	225%	1,64	1,58	1,56	1,59	1,63	1,68	1,74	1,79	1,85	1,92	1,98
	250%	1,63	1,57	1,56	1,59	1,64	1,70	1,76	1,83	1,90	1,97	2,04
	275%	1,63	1,58	1,57	1,61	1,66	1,73	1,80	1,88	1,95	2,03	2,11
	300%	1,65	1,60	1,59	1,63	1,70	1,77	1,85	1,93	2,01	2,10	2,18
	325%	1,68	1,63	1,62	1,66	1,73	1,82	1,90	1,99	2,07	2,16	2,25
	350%	1,71	1,66	1,65	1,70	1,78	1,86	1,95	2,04	2,14	2,23	2,32
	375%	1,74	1,70	1,69	1,74	1,82	1,91	2,01	2,10	2,20	2,29	2,39
	400%	1,78	1,73	1,73	1,78	1,87	1,96	2,06	2,16	2,26	2,36	2,46
Unidades: euro (referencia 2025) por kilogramo												

Tabla 29. LCOA, electrólisis PEM, dim. H-B: 3 kg, dim. FV relativo.
El sombreado verde indica valores más bajos de LCOA.

LCOA, electrólisis PEM, dimensionado H-B: 4 kg/s												
		Potencia nominal de electrolizador [kWp, % sobre Pref]										
		143,7 [100%]	158,0 [110%]	172,4 [120%]	186,8 [130%]	201,2 [140%]	215,5 [150%]	229,9 [160%]	244,3 [170%]	258,6 [180%]	273,0 [190%]	287,4 [200%]
Dimensionamiento de instalación FV [% sobre potencia de electrolizador]	100%	2,18	2,16	2,14	2,12	2,09	2,06	2,04	2,02	1,96	1,95	1,96
	125%	1,94	1,91	1,87	1,84	1,81	1,80	1,80	1,81	1,82	1,84	1,87
	150%	1,75	1,71	1,68	1,67	1,67	1,69	1,71	1,74	1,77	1,81	1,84
	175%	1,65	1,60	1,57	1,59	1,61	1,64	1,68	1,72	1,76	1,80	1,85
	200%	1,60	1,55	1,52	1,55	1,59	1,63	1,67	1,72	1,77	1,83	1,88
	225%	1,57	1,52	1,51	1,54	1,58	1,63	1,69	1,74	1,80	1,87	1,93
	250%	1,56	1,52	1,50	1,54	1,59	1,65	1,71	1,78	1,85	1,92	2,00
	275%	1,57	1,53	1,52	1,56	1,62	1,68	1,75	1,83	1,91	1,98	2,06
	300%	1,59	1,55	1,54	1,58	1,65	1,72	1,80	1,88	1,97	2,05	2,13
	325%	1,62	1,57	1,57	1,61	1,69	1,77	1,85	1,94	2,03	2,11	2,20
	350%	1,65	1,61	1,60	1,65	1,73	1,82	1,91	2,00	2,09	2,18	2,27
	375%	1,68	1,64	1,64	1,69	1,77	1,87	1,96	2,06	2,15	2,25	2,34
	400%	1,72	1,68	1,68	1,73	1,82	1,92	2,02	2,12	2,21	2,31	2,41
Unidades: euro (referencia 2025) por kilogramo												

Tabla 30. LCOA, electrólisis PEM, dim. H-B: 4 kg, dim. FV relativo.
El sombreado verde indica valores más bajos de LCOA.

LCOA, electrólisis PEM, dimensionado H-B: 5 kg/s												
		Potencia nominal de electrolizador [kWp, % sobre Pref]										
		179,6 [100%]	197,6 [110%]	215,5 [120%]	233,5 [130%]	251,4 [140%]	269,4 [150%]	287,4 [160%]	305,3 [170%]	323,3 [180%]	341,2 [190%]	359,2 [200%]
Dimensionamiento de instalación FV [% sobre potencia de electrolizador]	100%	2,10	2,09	2,07	2,05	2,03	2,01	1,99	1,97	1,91	1,91	1,92
	125%	1,88	1,85	1,82	1,79	1,76	1,76	1,76	1,77	1,77	1,80	1,83
	150%	1,69	1,66	1,63	1,62	1,63	1,65	1,67	1,70	1,73	1,77	1,81
	175%	1,60	1,55	1,53	1,54	1,57	1,60	1,64	1,68	1,72	1,77	1,82
	200%	1,55	1,50	1,48	1,51	1,55	1,59	1,64	1,68	1,74	1,79	1,85
	225%	1,53	1,48	1,47	1,50	1,55	1,60	1,65	1,71	1,77	1,83	1,90
	250%	1,52	1,48	1,47	1,50	1,56	1,62	1,68	1,75	1,82	1,89	1,96
	275%	1,53	1,49	1,48	1,52	1,58	1,65	1,72	1,80	1,87	1,95	2,03
	300%	1,55	1,51	1,50	1,55	1,61	1,69	1,77	1,85	1,93	2,02	2,10
	325%	1,58	1,54	1,53	1,58	1,65	1,73	1,82	1,91	1,99	2,08	2,17
	350%	1,61	1,57	1,57	1,62	1,69	1,78	1,87	1,96	2,05	2,15	2,24
	375%	1,64	1,60	1,60	1,66	1,74	1,83	1,93	2,02	2,12	2,21	2,31
	400%	1,68	1,64	1,64	1,70	1,79	1,88	1,98	2,08	2,18	2,28	2,38
Unidades: euro (referencia 2025) por kilogramo												

Tabla 31. LCOA, electrólisis PEM, dim. H-B: 5 kg, dim. FV relativo.
El sombreado verde indica valores más bajos de LCOA.

Se puede observar que el LCOA alcanza valores mínimos cuando la instalación de electrólisis se dimensiona al 120% de la capacidad de referencia y la instalación fotovoltaica se dimensiona al 250% de la potencia nominal de la instalación de electrólisis para todos los valores de capacidad general de la planta. Asimismo, también se observa que efectivamente el LCOA se reduce gradualmente según aumenta el tamaño general de la planta, indicando que las economías de escala de la instalación de Haber-Bosch es un factor importante en el marco económico de este tipo de proyectos (véase la Ilustración 21, donde se observa que los costes capitales y de operación de la instalación de Haber-Bosch forman una parte importante del LCOA).

Es importante tener en cuenta las limitaciones impuestas por el dimensionado de la instalación fotovoltaica, debido a las limitaciones que una gran instalación puede acarrear en comparación con una instalación más pequeña. En la Ilustración 22 se analiza el LCOA respecto al tamaño absoluto de la instalación fotovoltaica para cada dimensionado general de planta:

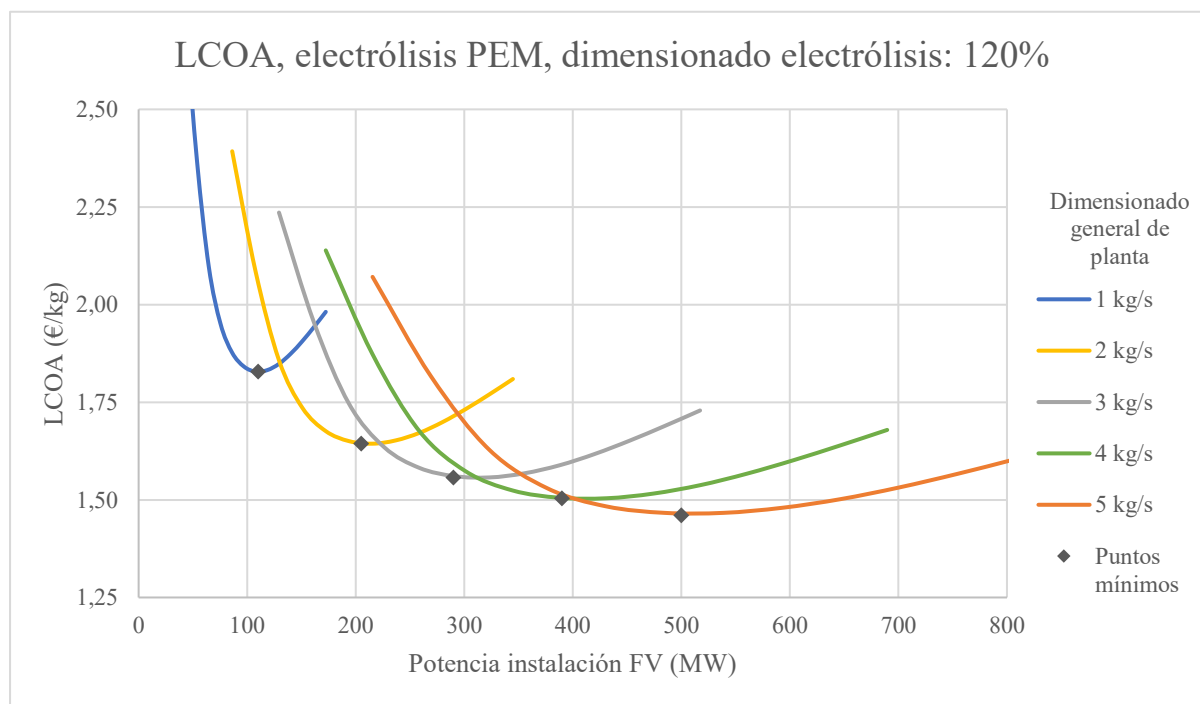


Ilustración 22. LCOA según dim. de planta, electrólisis PEM: 120%, dim. FV absoluto

Se puede observar una clara tendencia a la baja del LCOA mínimo en cada dimensionado, con una curva aparentemente exponencial. Esto era de esperar dada la ventaja de la economía de escala en el capital necesario para las instalaciones de Haber-Bosch, pero para confirmar las causas subyacentes de esta tendencia, se ha analizado el desglose del LCOA para los puntos mínimos, mostrado en la Ilustración 23:

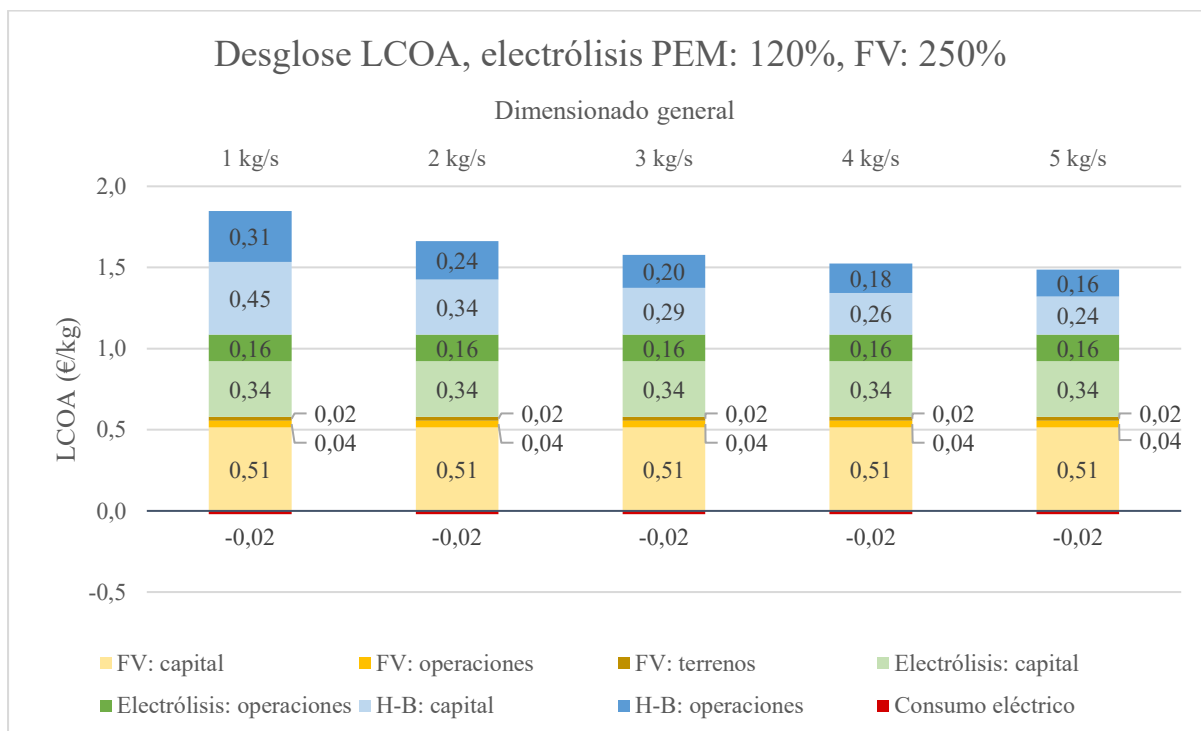


Ilustración 23. Desglose de LCOA por dimensionado H-B, electrólisis PEM: dim. 120%, dim. FV: 250%

Se observa que según aumenta el dimensionado general de la planta, todos los componentes del LCOA se mantienen constantes excepto los componentes asociados al proceso de Haber-Bosch. En base a estos datos, se toma como límite inferior absoluto del LCOA la suma del resto de componentes, los cuales alcanzan un valor de 1,07 €/kg. Este valor es asintótico, por lo que no se puede tomar como valor inferior dado que una planta de estas características no es infinitamente grande, pero sí que sirve para caracterizar económicamente la planta: al aumentar el tamaño total de la planta, tanto el resto de instalaciones así como la producción anual crecen linealmente, por lo que esos aumentos se cancelan entre ellos y no impactan al cálculo del LCOA (véase la ecuación del LCOA en la página 79). Sin embargo, los costes asociados a la instalación de Haber-Bosch aumentan por un factor exponencial de 0,6, por lo que para un aumento m en el dimensionado de la planta, los componentes del LCOA asociados a esta instalación disminuyen por un factor de $m^{0,6-1} = m^{-0,4}$.

Para obtener un valor único de LCOA razonable para su uso en cálculos posteriores, se puede tomar el tamaño máximo de plantas fotovoltaicas que se encuentran operativas o en construcción en la actualidad en España, con las más grandes situándose en torno a los 400-500 MWp [161,162]. Para estos valores, suponiendo que no siempre será alcanzable un tamaño de instalación fotovoltaica de 500 MW, se tomará 400 MWp como valor de referencia, resultando en un valor de LCOA de 1,50 €/kg.

ELECTRÓLISIS ALCALINA

A efectos de este análisis, la electrólisis alcalina comparte varias similitudes con la electrólisis PEM, aunque goza de mejores costes a cambio de menos flexibilidad técnica (aunque como se muestra en la sección 4.2.4, la producción anual es similar a la de la electrólisis PEM).

LCOA, electrólisis alcalina, dimensionado H-B: 1 kg/s												
		Potencia nominal de electrolizador [kWp, % sobre Pref]										
		35,9 [100%]	39,5 [110%]	43,1 [120%]	46,7 [130%]	50,3 [140%]	53,9 [150%]	57,5 [160%]	61,1 [170%]	64,7 [180%]	68,2 [190%]	71,8 [200%]
Dimensionamiento de instalación FV [% sobre potencia de electrolizador]	100%	2,66	2,59	2,53	2,47	2,41	2,35	2,30	2,25	2,17	2,14	2,13
	125%	2,35	2,27	2,20	2,13	2,07	2,04	2,02	2,01	1,99	2,00	2,02
	150%	2,11	2,02	1,95	1,92	1,90	1,90	1,90	1,92	1,93	1,96	1,98
	175%	1,97	1,88	1,82	1,82	1,82	1,84	1,86	1,88	1,91	1,95	1,99
	200%	1,90	1,81	1,76	1,77	1,79	1,81	1,84	1,88	1,92	1,97	2,01
	225%	1,86	1,77	1,73	1,74	1,77	1,81	1,85	1,90	1,95	2,01	2,06
	250%	1,84	1,76	1,72	1,74	1,78	1,83	1,88	1,94	2,00	2,06	2,12
	275%	1,84	1,76	1,73	1,75	1,80	1,85	1,92	1,98	2,05	2,12	2,19
	300%	1,85	1,77	1,74	1,77	1,83	1,89	1,96	2,04	2,11	2,18	2,26
	325%	1,88	1,80	1,77	1,80	1,86	1,94	2,01	2,09	2,17	2,25	2,33
	350%	1,91	1,83	1,80	1,84	1,91	1,99	2,07	2,15	2,23	2,32	2,40
	375%	1,94	1,87	1,84	1,88	1,95	2,03	2,12	2,21	2,29	2,38	2,47
	400%	1,98	1,90	1,88	1,92	2,00	2,09	2,18	2,27	2,36	2,45	2,54

Unidades: euro (referencia 2025) por kilogramo

Tabla 32. LCOA, electrólisis alcalina, dim. H-B: 1 kg, dim. FV relativo.

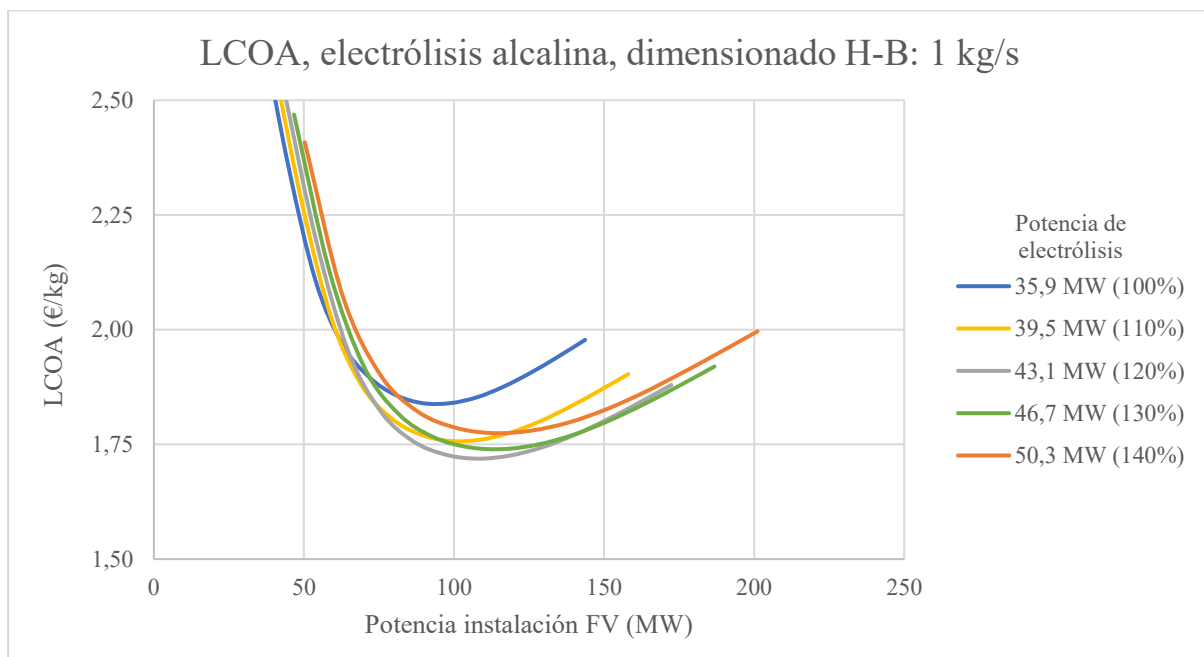


Ilustración 24. LCOA electrólisis alcalina, dim. H-B: 1 kg, dim. FV absoluto

El LCOA obtenido con este método de electrólisis es menor que en el caso de la electrólisis PEM para todas las combinaciones de dimensionado, variando entre 0,10 y 0,20 €/kg, por lo que se demuestra que la reducción en la flexibilidad técnica de esta tecnología no es un impedimento en la aplicación práctica de esta tecnología. También se observa que el valor de LCOA mínimo para esta tecnología se alcanza en torno a los mismos valores de dimensionado que con la tecnología PEM: instalación de electrólisis dimensionada al 120% de la potencia nominal y la instalación fotovoltaica dimensionada al 250% de la potencia nominal del electrolizador.

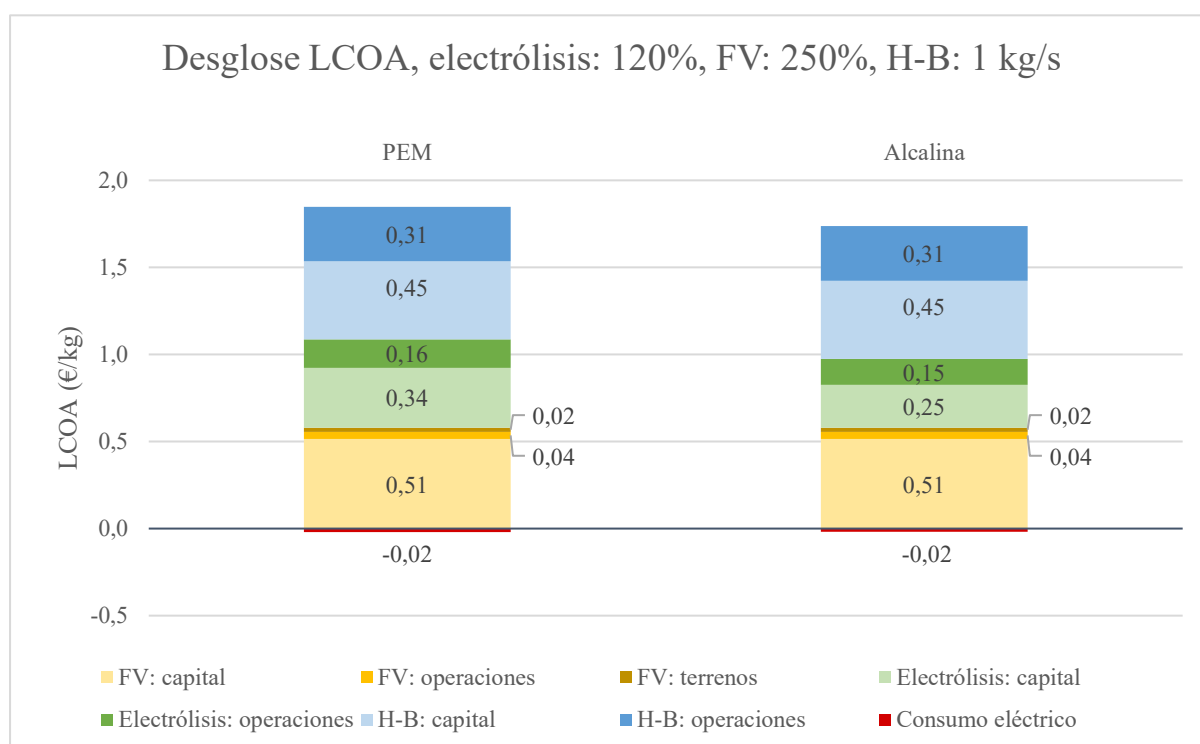


Ilustración 25. Desglose de LCOA, electrólisis alcalina vs. PEM: dim. 120%, dim. FV: 250%, dim. H-B: 1 kg/s

Como se observa en la Ilustración 25, la mayoría de los componentes del LCOA son muy similares entre los dos tipos de electrólisis (mismo coste de otras instalaciones para cada dimensionado y producción anual muy similar entre ellas; compárese los resultados de la Tabla 11 para PEM y la Tabla 14 para alcalina, en la sección 4.2.4). Como era previsible, la menor intensidad de capital de la electrólisis alcalina la hace una opción superior para la producción a escala industrial de amoníaco, siendo este componente el más reducido entre las dos tecnologías.

A continuación, en la Ilustración 26 se muestra la progresión del LCOA según el dimensionado de planta, el cual sigue el mismo patrón que en el caso de la electrólisis PEM con una diferencia

de 0,10 €/kg en todo el rango. Con estos datos y los de la Ilustración 25, se puede estimar que el límite inferior absoluto del LCOA respecto al dimensionado general de la planta equipada con electrólisis alcalina es de 0,96 €/kg, aunque el LCOA de una planta real sea superior ya que hay límites físicos sobre el diseño de éstas.

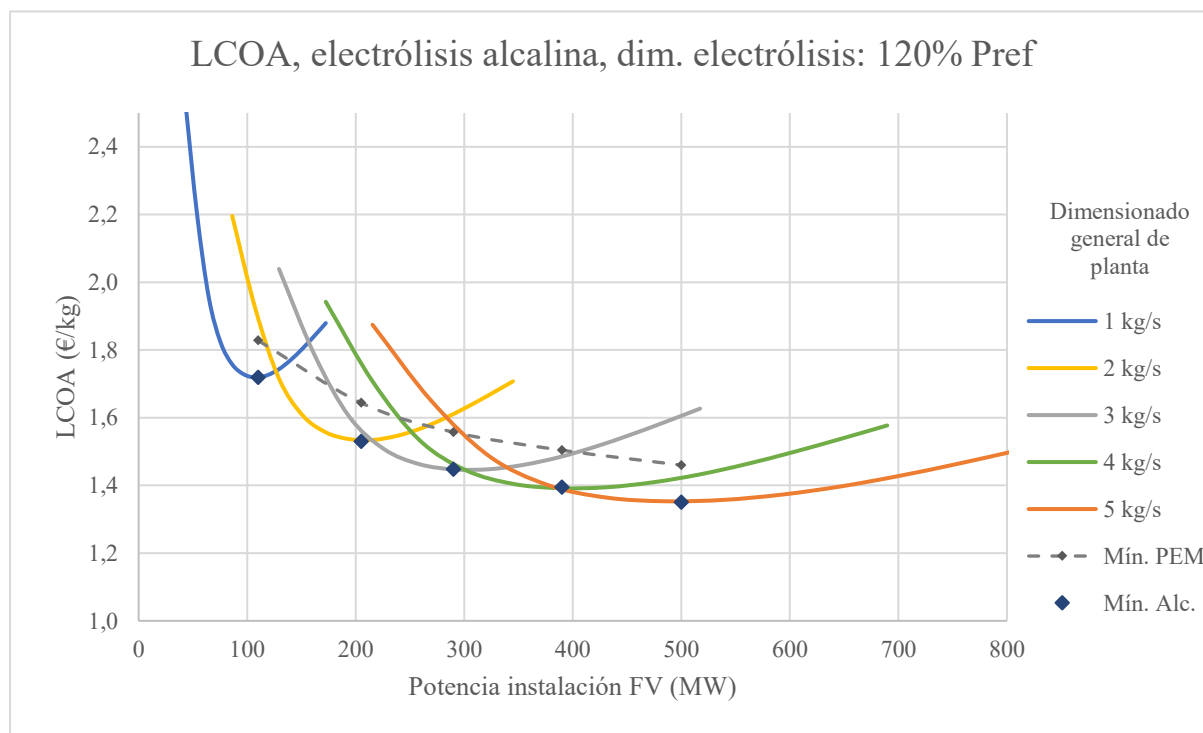


Ilustración 26. LCOA según dim. de planta, electrólisis alcalina: 120%, dim. FV absoluto

Al igual que en el análisis de la electrólisis PEM, se necesita una cifra única de LCOA para cálculos posteriores. Estimando el tamaño de la instalación fotovoltaica en 400 MW, se estima el LCOA de una planta de electrólisis alcalina en 1,39 €/kg.

ELECTRÓLISIS SOE

La electrólisis SOE es la opción de electrólisis más divergente de las tres propuestas, ofreciendo un rendimiento de electrólisis mayor a cambio de un coste unitario también incrementado y debido a su requerimiento de una fuente de calor externa sufre de un patrón diario de funcionamiento menos compatible con las energías renovables que en el caso de las otras técnicas. Sin embargo, su mayor eficiencia permite el uso de instalaciones fotovoltaicas y de electrólisis de menor potencia nominal, indirectamente reduciendo el impacto del mayor coste unitario de esta técnica.

LCOA, electrólisis SOE, dimensionado H-B: 1 kg/s												
		Potencia nominal de electrolizador [kWp, % sobre Pref]										
		28,9 [100%]	31,8 [110%]	34,7 [120%]	37,6 [130%]	40,5 [140%]	43,4 [150%]	46,3 [160%]	49,1 [170%]	52,0 [180%]	54,9 [190%]	57,8 [200%]
Dimensionamiento de instalación FV [% sobre potencia de electrolizador]	100%	2,81	2,75	2,69	2,63	2,58	2,52	2,47	2,42	2,34	2,31	2,31
	125%	2,47	2,39	2,32	2,25	2,20	2,17	2,15	2,14	2,13	2,14	2,16
	150%	2,19	2,11	2,04	2,01	2,00	2,00	2,01	2,02	2,04	2,07	2,10
	175%	2,03	1,95	1,89	1,89	1,90	1,91	1,94	1,97	2,00	2,04	2,08
	200%	1,95	1,86	1,81	1,82	1,84	1,87	1,91	1,95	1,99	2,04	2,09
	225%	1,89	1,81	1,77	1,79	1,82	1,86	1,90	1,95	2,00	2,06	2,12
	250%	1,87	1,78	1,75	1,77	1,81	1,86	1,91	1,97	2,04	2,10	2,17
	275%	1,85	1,78	1,74	1,77	1,82	1,88	1,94	2,01	2,08	2,15	2,22
	300%	1,86	1,78	1,75	1,78	1,84	1,90	1,97	2,05	2,12	2,20	2,27
	325%	1,87	1,80	1,77	1,80	1,86	1,94	2,01	2,09	2,17	2,25	2,33
	350%	1,89	1,82	1,79	1,83	1,90	1,97	2,05	2,14	2,22	2,30	2,38
	375%	1,92	1,84	1,82	1,86	1,93	2,01	2,10	2,18	2,27	2,35	2,44
	400%	1,95	1,87	1,85	1,89	1,97	2,05	2,14	2,23	2,32	2,41	2,50
Unidades: euro (referencia 2025) por kilogramo												

Tabla 33. LCOA, electrólisis SOE, dim. H-B: 1 kg, dim. FV relativo.

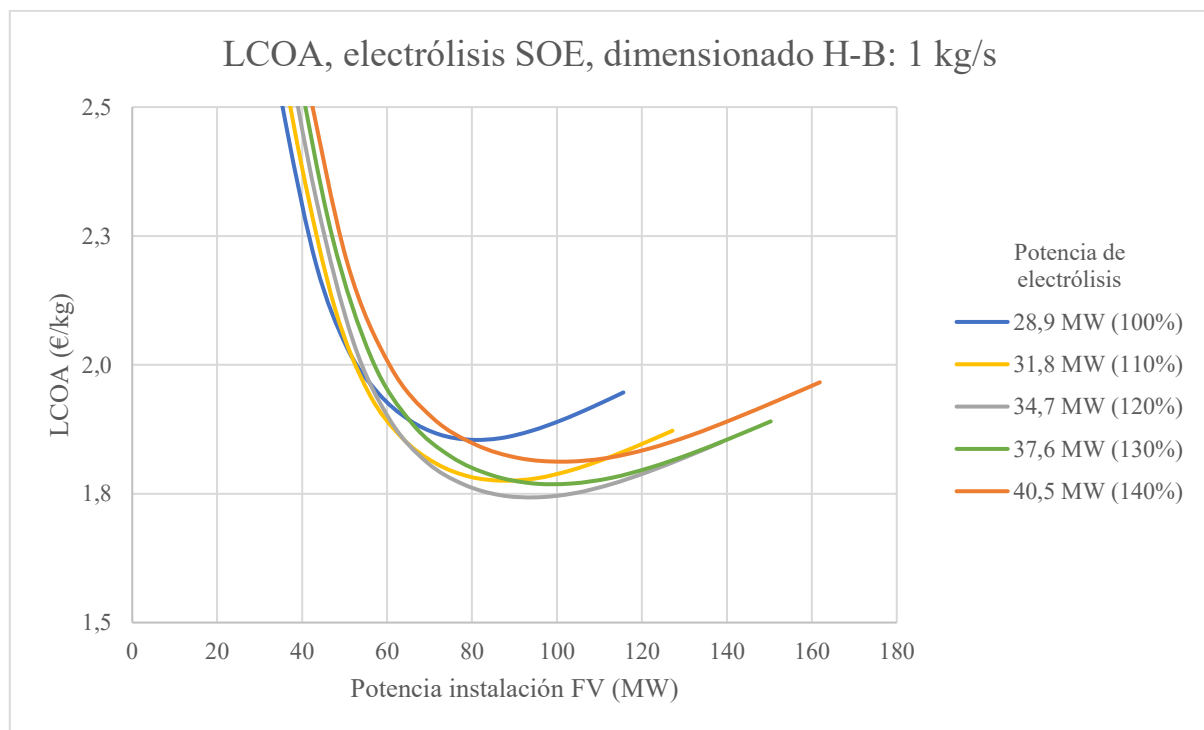


Ilustración 27. LCOA electrólisis alcalina, dim. H-B: 1 kg, dim. FV absoluto

El rango de valores de LCOA obtenido para la planta con electrólisis SOE es similar al caso anterior con electrólisis alcalina, obteniendo un valor mínimo con dimensionado general en Haber-Bosch de 1 kg/s de 1,74 €/kg. Esto demuestra que, a pesar del aumento de costes

relacionado con esta tecnología, el aumento de la eficiencia permite un dimensionado menor en cuanto a las instalaciones fotovoltaicas y de electrólisis, compensando el aumento de coste unitario de la instalación de electrólisis. Además, se observa que aunque el punto de LCOA mínimo se obtiene con un dimensionado de electrólisis similar al de las demás técnicas (120% de la potencia de referencia), el dimensionado de la instalación fotovoltaica es mayor, probablemente porque al aumentar el coste de la instalación de electrólisis, el modelo se apalanca sobre el componente fotovoltaico como factor de crecimiento de la producción. Esto se observa en la Ilustración 28, donde en el caso de la electrólisis SOE, el mayor coste de la unidad de electrólisis obliga a reducir la inversión normalizada en generación fotovoltaica en 0,07 €/kg pero a su vez aumentando los costes de electrólisis en 0,14 €/kg.

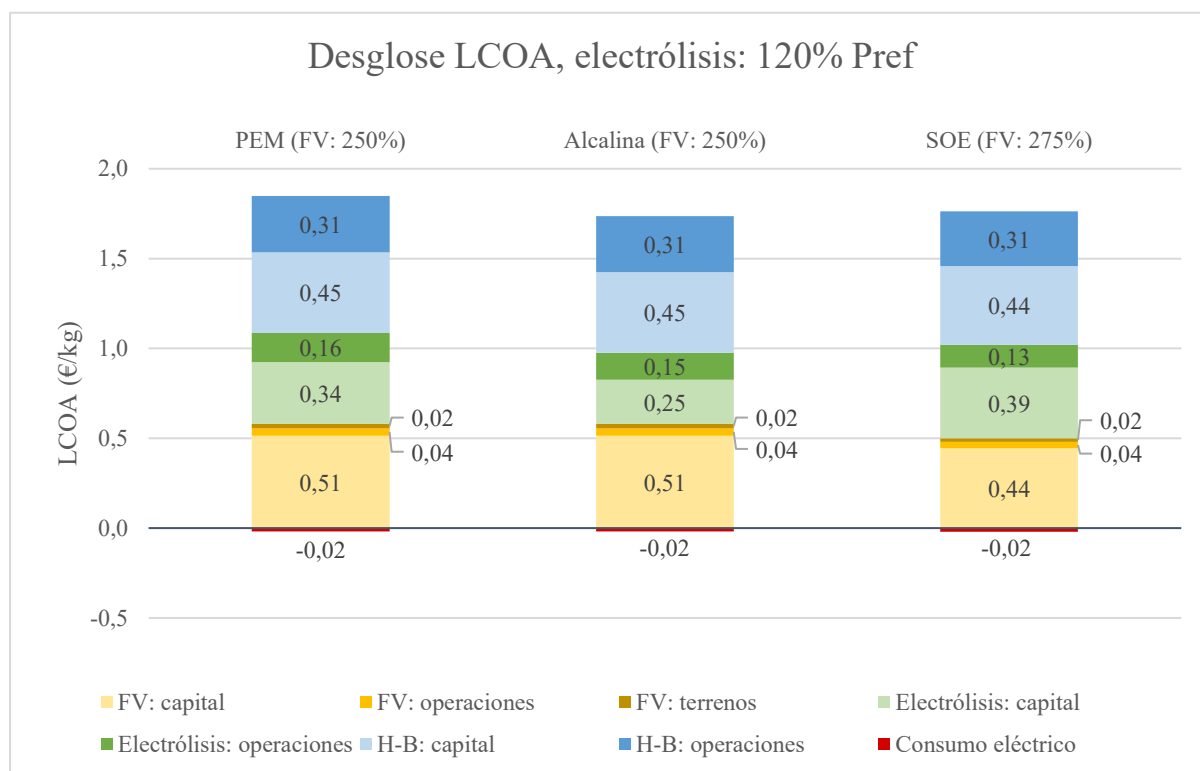


Ilustración 28. Desglose de LCOA mínimos, comparativa por tipo de electrólisis: dim. 120%, dim. H-B: 1 kg/s

Como se observó en los otros tipos de electrólisis, el dimensionado general de la planta es un factor importante debido a la no linealidad de la inversión en los procesos de producción de amoníaco y el alto peso de los costes de dichas instalaciones. En este caso, dado que el rango de dimensionado absoluto de las instalaciones es menor debido a que la potencia de referencia es menor, se añadirá un caso de dimensionado general de 6 kg/s para así tener un rango de dimensionado absoluto comparable.

Como se mencionó anteriormente, la electrólisis SOE goza de costes normalizados similares a los de la electrólisis alcalina tradicional, lo cual se ve corroborado en la Ilustración 29 donde se observa que los puntos mínimos del LCOA de las plantas equipadas con electrólisis SOE siguen a efectos prácticos la misma curva en este rango de dimensionado analizado.

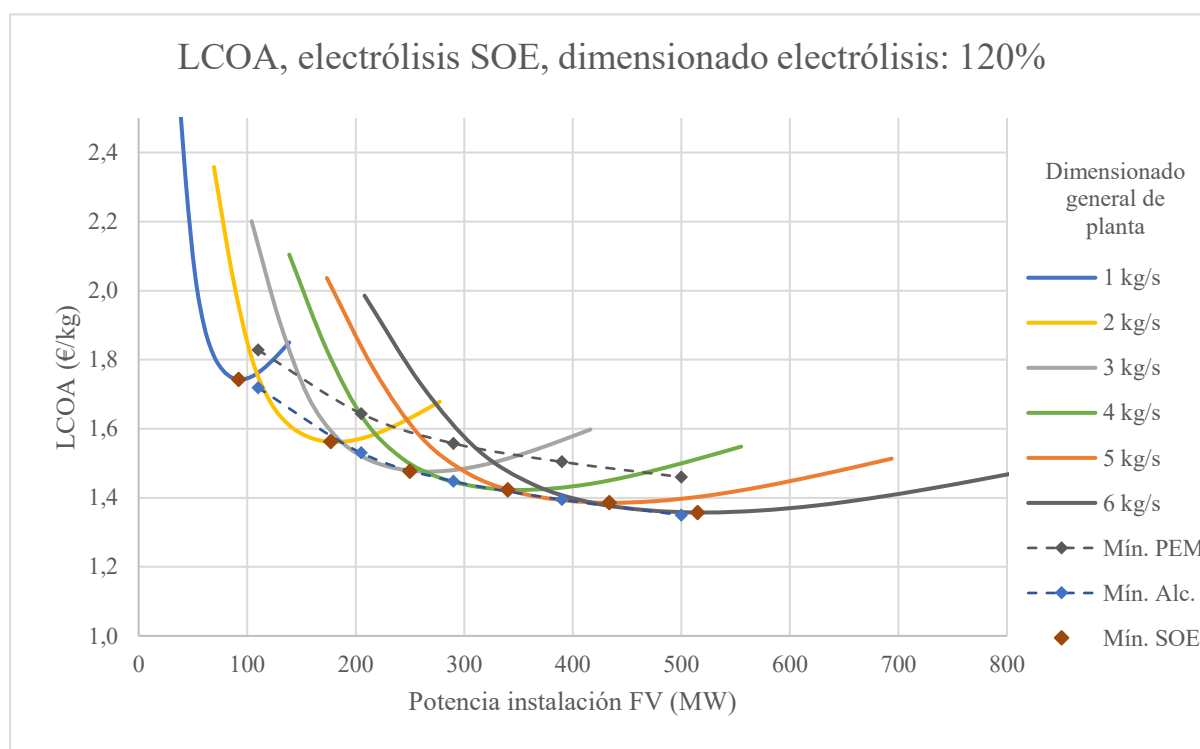


Ilustración 29. LCOA según dim. de planta, electrólisis SOE: 120%, dim. FV absoluto

Atendiendo al desglose del LCOA mostrado en la Ilustración 28 y la tendencia mostrada en la Ilustración 29, se tiene que el LCOA de la producción de amoníaco verde mediante electrólisis SOE tiene un límite inferior asintótico de 0,99 €/kg, situándose el LCOA con el dimensionado fotovoltaico estándar de 400 MW en 1,41 €/kg.

5.2.3. COMENTARIOS SOBRE LOS RESULTADOS DE LCOA OBTENIDO

A lo largo del análisis económico de la producción de amoníaco verde, se observan varios patrones presentes en los datos, principalmente dos efectos relacionados con el dimensionado de las instalaciones: cierto sobredimensionado por encima de la potencia de referencia en las instalaciones fotovoltaicas y de electrólisis es beneficioso debido a que hasta cierto punto, el crecimiento en la producción por cada aumento de capacidad es mayor que el aumento de costes asociados a dichas instalaciones. Asimismo, se observa que el dimensionado general de la planta (aumentando el tamaño de todas las instalaciones por un factor común) también mejora el rendimiento económico debido al coste no lineal de las instalaciones de Haber-Bosch.

En cuanto a los tipos de electrólisis, se observa que dos tecnologías actuales predominan por razones opuestas: la electrólisis alcalina goza de un bajo coste capital y de operación debido a la madurez y sencillez de la tecnología, mientras que la electrólisis SOE disfruta de un alto rendimiento que justifica el gasto adicional en dicha tecnología y la menor intensidad de capital necesaria en instalaciones de producción de energía eléctrica (en este caso, instalaciones fotovoltaicas).

Sin embargo, hay un patrón subyacente no mencionado en el análisis anterior del LCOA, en parte porque se analizan desde un punto de vista principalmente interno al proyecto sin comparar con la vida real: los costes presentados son muy altos en comparación con los costes normalizados, o en su defecto los precios de mercado, obtenidos para el amoníaco verde. Mientras que el menor LCOA obtenido en el apartado 5.2.2 para una instalación autosuficiente y factible según los tamaños de plantas fotovoltaicas actuales se sitúa en 1,39 €/kg, los precios normalizados de otros tipos de instalaciones de producción de amoníaco verde se sitúan más cercano a 0,60-0,70 €/kg [153], una reducción de más de la mitad del coste. Reforzando este punto, el precio actual de mercado del amoníaco verde está situado en 0,80-0,90 €/kg [163], muy por debajo del LCOA obtenido (el cual se puede considerar como el precio mínimo al que el productor debe vender el amoníaco producido para recuperar su inversión).

Se podría dar a entender que esta discrepancia ha sido causada por un error en la formulación del análisis, no teniendo en cuenta algún factor o realizando algún error de cálculo o estimación de factores. Pero uno de los indicadores que no se ha medido es el factor de carga de las instalaciones: como se mencionó en la investigación previa al análisis, uno de los mayores problemas de las energía renovables es su intermitencia, la cual no solo dificulta su implantación a nivel técnico por la adaptabilidad de la demanda, sino que también hace que su justificación económica sea más difícil debido a la incertidumbre en la capacidad real de generación y el bajo factor de carga promedio respecto a una instalación convencional de la misma potencia nominal.

Particularizando a este análisis, se ha obtenido que la carga media de la instalación fotovoltaica es únicamente del 22% de la potencia nominal debido a las horas de noche y la baja producción en invierno como se puede observar en la Ilustración 30 (en línea con instalaciones fotovoltaicas comparables [164]), lo cual explica en gran medida que la producción de amoníaco precise de dimensionados fotovoltaicos tan “exagerados” (potencia nominal en torno

al 250-275% de la potencia nominal del electrolizador). Otras investigaciones han demostrado que el factor de carga de la instalación de generación eléctrica es crucial para el coste normalizado, obteniendo un coste normalizado (1,45 €/kg^h) muy cercano al mínimo presentado en el análisis del apartado 5.2.2 cuando se utilizan plantas fotovoltaicas exclusivamente para alimentar el proceso de producción de amoníaco verde [153].

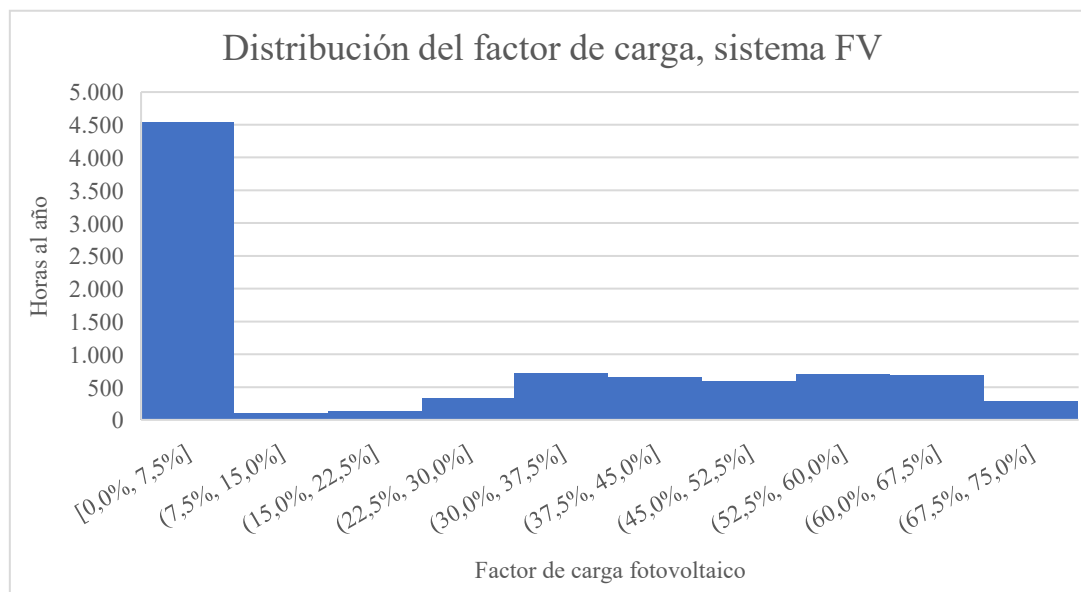


Ilustración 30. Distribución del factor de carga, sistema FV

Dado que esta estrategia de utilizar el amplio recurso solar en España como principal o incluso exclusiva fuente de energía para la producción de amoníaco verde es la que se está actualmente vendiendo como la palanca que hace de España un mejor país de producción de amoníaco verde (por ejemplo, véase [114]), esto puede levantar serias dudas sobre la ventaja competitiva que tiene España sobre otros países con otras energías renovables con mayores factores de carga como la energía eólica *offshore* [164].

Sin embargo, dado que el problema principal es el reducido factor de carga de las energía renovables, es aparente que la mejor solución a este problema es la combinación de energías renovables distintas, como por ejemplo plantas combinadas eólicas-fotovoltaicas, que buscan aprovechar la complementariedad de estas fuentes para proveer de un mayor factor de capacidad a la instalación, pudiendo mejorar enormemente el coste normalizado gracias a una mayor producción y una reducción en el sobredimensionado de las instalaciones de producción eléctrica.

^h Valor ajustado en cambio de divisa e inflación del euro desde 2018 (año de ref. de precios de la fuente [153]).

5.3. *CONSUMO DE AMONIACO EN LA MOVILIDAD MARÍTIMA*

Aunque en el ámbito general la transición al consumo de amoniaco como combustible por parte de los agentes de transporte marítimo sea positiva, en un principio conllevará una serie de inconvenientes y exigencias adicionales, entre ellas un aumento en los costes de transporte. Esto se debe a varios factores directos, tales como el aumento en el coste del nuevo combustible por unidad de energía, así como factores indirectos como la amortización de la inversión en el diseño de nuevas embarcaciones o el retrofit de embarcaciones existentes.

Análogamente a los costes normalizados de producción o generación de recursos o productos (LCOE para la generación eléctrica, LCOH para hidrógeno, etc.), los costes de transporte se expresan como un coste normalizado, *levelized cost of transport* (LCOT), expresado en términos de unidad de carga de transporte por unidad de distancia desplazado (comúnmente se expresa en €/ton/km) [165]. Este concepto permite abordar el análisis de costes de transporte sin necesidad de particularizar a una situación concreta permitiendo asignar costes indirectos difícilmente atribuibles a un desplazamiento en particular, permitiendo a su vez aplicar el concepto a la industria del transporte marítimo en general.

En el transporte por vías acuáticas, dos factores estructurales cambian significativamente la distribución y cuantía de los componentes del coste normalizado: por un lado el tipo de navegación (transporte fluvial, principalmente dentro de un único territorio nacional, o transporte marítimo en mar abierto, principalmente para destinos internacionales), y por otra parte el tipo de embarcación y mercancía: el transporte de mercancías líquidas en grandes cantidades se realiza en buques cisterna mientras que productos sólidos se transportan en graneleros, o si son productos complejos o en menores cantidades se transportan en portacontenedores.

Para este análisis detallando la afección del cambio a amoniaco, se ha decidido realizar un análisis sobre una de las combinaciones de embarcación y navegación más prevalentes en la actualidad: el transporte de larga distancia de contenedores en grandes buques portacontenedores. Para ello, inicialmente se ha tomado un desglose del coste normalizado de transporte, mostrado en la Ilustración 31, donde se observan los diferentes tipos de coste y cuales se verán principalmente afectados por el cambio a amoniaco como combustible.

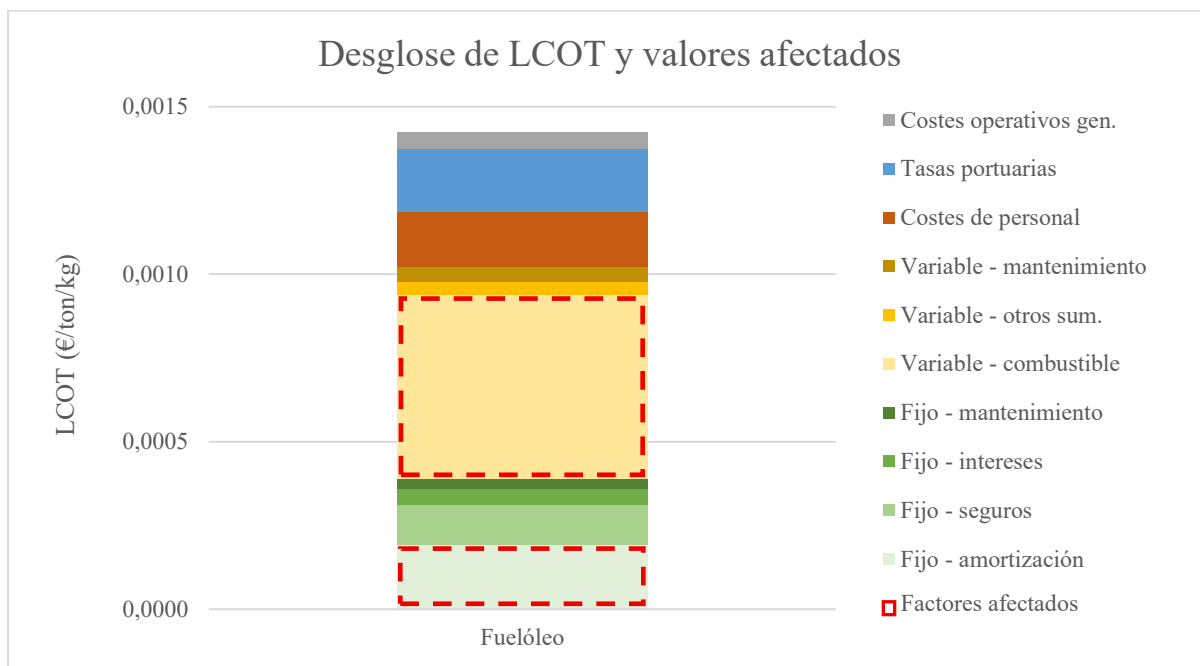


Ilustración 31. Desglose de LCOT y factores afectados por cambio de combustible. Datos de [166]

Hasta cierto punto se puede considerar que todos los parámetros se verán afectados de alguna manera por el cambio, pero se plantea que únicamente dos cambiarán de forma significativa: la amortización del buque como activo financiero (ya que las nuevas embarcaciones de amoníaco serán más caras, y las embarcaciones existentes actualizadas a quemar amoníaco incurrirán en gastos para realizar el cambio), así como el aumento del coste del combustible. A esto hay que añadirle el hecho de que se estima una reducción en torno al 3% en la capacidad de carga de los barcos debida al aumento del espacio utilizado por el almacenamiento de amoníaco [79].

Para el aumento en los costes de amortización, el coste de producción de un nuevo barco basado en tecnología de combustión de amoníaco se estima que es un 16% más caro que una embarcación nueva de características similares basada en fuelóleo, mientras que una embarcación existente de fuelóleo adaptada a funcionar con amoníaco sería entre un 17-24% del precio de una embarcación basada en fuelóleo, dependiendo del sistema existente [79]. De cara al análisis, se tomará que la embarcación a analizar es de nueva construcción.

Para el aumento de los costes de combustible, es necesario tener en cuenta tanto la diferencia de consumo másico de combustible, principalmente debido a diferencias en la densidad energética de los combustibles (ya que no hay variación en el consumo energético: la eficiencia es la misma en ambos tipos de motores, véase el apartado 2.9.1) como la diferencia del coste unitario de ambos, según el precio de mercado de ambos combustibles.

Por la parte de la diferencia de consumo, se calcula el coeficiente de consumo como la proporción de densidad energética entre los combustibles. El fuelóleo posee una densidad energética de 42 MJ/kg [87], mientras que el amoníaco posee una densidad energética de 18,8 MJ/kg, lo cual da lugar a que el consumo másico de combustible aumenta 2,23 veces. Asimismo, se toma que el precio del fuelóleo se mantendrá constante en el valor actual de 0,54 €/kg [167], mientras que para el amoníaco se tomarán tres valores: uno de ellos será el valor del amoníaco verde en el mercado actual, tomado como 0,75 €/kg [163], otro del valor de mercado del amoníaco verde en el futuro tomado como 0,30 €/kg [163], y otro de amoníaco verde según las instalaciones calculadas previamente en el análisis económico de producción (apartado Costes normalizados de amoníaco verde 5.2.2).

Un factor que a futuro aumentará sus costes de operación especialmente a las embarcaciones de fuelóleo es la obligatoriedad de tomar parte en el Sistema de Comercio de Emisiones (*Emissions Trading System*, ETS) de la Unión Europea, según el Reglamento (UE) 957/2023 y la Directiva (UE) 2023/959: a partir de 2026, las compañías de transporte marítimas deberán declarar y pagar por las emisiones directas de sus embarcaciones. Las emisiones de una embarcación portacontenedores se sitúan de media en 0,0161 kgCO_{2e}/ton/km [168], y se tomará el precio actual de los créditos ETS, en torno a 65 euros por tonelada de CO_{2e}, resultando en un aumento de coste de 0,0010 €/ton/km, en línea con el aumento de costes que está suponiendo para las compañías de transporte y que están actualmente transmitiendo a sus clientes mediante cargos adicionales en el transporte desde o hacia Europa [169]. Esta medida también aplicará (aunque de manera mucho más leve) a los barcos de amoníaco debido a sus emisiones de NO_x, las cuales están catalogadas como gases de efecto invernadero y también entran dentro del sistema ETS. Las emisiones de NO_x de los barcos de amoníaco se sitúan en un rango similar aunque reducido ligeramente [68]; sin embargo, las emisiones de NO_x de los barcos de fuelóleo son una ínfima fracción de sus emisiones nocivas, y se estima que el coste del crédito ETS por tonelada por kilómetro sea de en torno a 5×10^{-8} €/ton/km, por lo que no se tomará como un factor decisivo.

Finalmente, para el estado de mercado actual se añadirá un subcaso donde se utilizará un combustible de mezcla con 5% combustible piloto de gasóleo (porcentaje en términos energéticos). Esto se tomará dado que es un posible estado transicional en el futuro próximo hasta que la tecnología de amoníaco puro adquiera cierto grado de madurez

La comparativa con estos dos factores de coste se ha representado en la Ilustración 32, donde se observa que en cualquier caso, el aumento del coste de amortización (coste de la embarcación) no es un factor importante en el proceso de adopción del amoníaco como combustible. Sin embargo, se observa que la subida en el consumo másico de combustible y en el precio de éste aumenta en gran medida los costes normalizados de transporte en más de un 80% en el caso del amoníaco verde con precio de mercado, y más de 170% con los precios obtenidos en el análisis económico de producción (aunque como se ha mencionado en el apartado 5.2.3, esta cifra es imprecisa debido a una premisa errónea del diseño de la planta basado en instalaciones similares: el apalancamiento del proyecto puramente en la energía fotovoltaica).

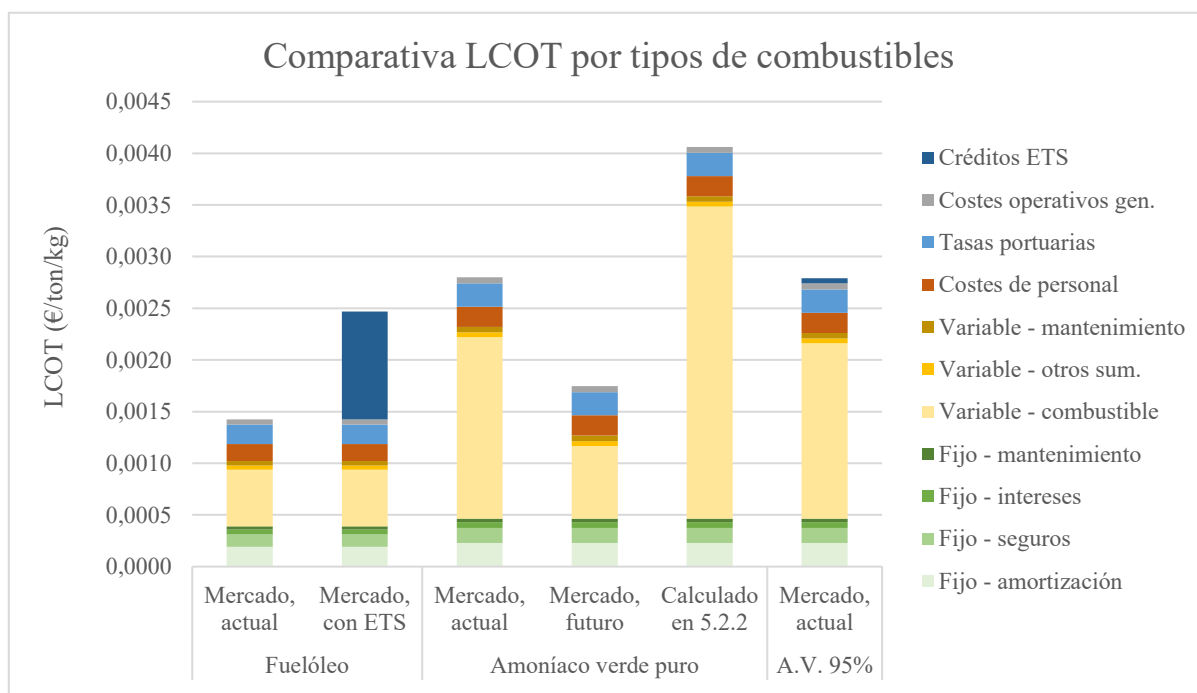


Ilustración 32. Comparativa LCOT por tipos de combustibles

El coste del combustible es uno de los mayores gastos asociados al sector del transporte, incluido el marítimo, y cualquier aumento en el precio de los combustibles tiene un efecto directo sobre los costes del transporte. En vista de estos datos, el cambio a amoníaco parece inviable desde una perspectiva pura de mercado, cuando el LCOT estimado con el precio futuro del amoníaco verde es ligeramente superior al LCOT actual sin créditos ETS.

Otras investigaciones han dado con este mismo problema, donde se estima que el precio del amoníaco debe bajar considerablemente incluso por debajo de las estimaciones actuales más optimistas [163] y que sería necesario la introducción de medidas intervencionistas para

sobrepasar este obstáculo en su adopción. Sin embargo, se observa que el coste de las emisiones en el nuevo sistema de la Unión Europea aumenta considerablemente el LCOT de las opciones tradicionales, haciendo en comparación mucho más atractivo las opciones de transporte sostenible y según estimaciones futuras del precio del amoníaco verde, hace que sea bastante más barato optar por combustibles alternativos sostenibles. Según los resultados obtenidos, se estima que para que el amoníaco sea viable con únicamente necesitando bajar el precio del amoníaco verde a 0,61 €/kg con los mecanismos intervencionistas actuales, el cual ya es cercano al precio actual de mercado, mientras que sin estos mecanismos el amoníaco debería bajar a menos de 0,20 €/kg, por debajo incluso de las previsiones de precios futuros más optimistas, remarcando la inviabilidad de la utilización de amoníaco verde como combustible sin apoyo por parte de organismos públicos.

Finalmente se observa que la utilización de combustibles mezclados es viable como medida de transición, obteniendo un LCOT similar al de la utilización de amoníaco verde pero con tecnologías más maduras y testadas. El coste de combustible se reduce ligeramente, pero se compensa casi completamente por los costes de las emisiones en créditos ETS.

Capítulo 6. CONCLUSIONES

La movilidad es uno de los sectores productivos más contaminantes a nivel mundial, pero también es uno de los más difíciles de mejorar en cuanto a su gran impacto medioambiental. Por ello, la descarbonización de la movilidad es uno de los pilares más importantes en la actualidad para mejorar la sostenibilidad global y frenar el avance del cambio climático debido a las emisiones de gases de efecto invernadero. La movilidad marítima es una de las modalidades de transporte de personas y mercancías más difíciles desde un punto de vista económico debido a los altos costes de inversión y aversión al riesgo y precisan de un plan de transición conciso y accionable con apoyo de grandes entidades públicas y privadas para que dichos retos no supongan una barrera a la adopción de soluciones sostenibles de movilidad, incluyendo el uso de amoníaco verde como combustible renovable y libre de carbono tanto en su producción como en el consumo.

6.1. CONCLUSIONES DE LA INVESTIGACIÓN

En esta investigación, se han realizado tres análisis sobre la viabilidad del amoníaco verde como combustible con énfasis en la producción y el consumo dentro del territorio español, basándose en tendencias actuales en cada uno de los ámbitos aplicables a cada análisis. Las partes del análisis realizado son las siguientes:

- g. Análisis técnico-económico de las **técnicas de producción** de amoníaco verde actualmente disponibles en el mercado, suponiendo un fuerte apalancamiento sobre el factor productivo donde España tiene ventaja competitiva e imitando cómo las primeras instalaciones están siendo implementadas (basadas principalmente en energía solar fotovoltaica).

Este análisis se ha llevado a cabo en los apartados 4.2 (parte técnica) y 5.2. (parte económica).

- h. Análisis técnico de **capacidad de abastecimiento de la demanda** de amoníaco verde en España, utilizando los datos del primer análisis para obtener un valor de capacidad fotovoltaica (como factor limitante de la producción) necesaria para abastecer las necesidades actuales y futuras previstas de amoníaco verde como combustible marítimo a nivel nacional.

Este análisis se ha llevado a cabo en el apartado 4.3.

- i. Análisis económico del impacto sobre el **coste normalizado de transporte** (LCOT) que supone la transición hacia el amoníaco verde como combustible marítimo, teniendo en cuenta los varios factores directos e indirectos que afectan al coste del transporte y utilizando los valores económicos obtenidos en el primer análisis.

Este análisis se ha llevado a cabo en el apartado 5.3.

Cada uno de estos análisis ha aportado una perspectiva distinta sobre la viabilidad de la transición hacia la opción del amoníaco verde como alternativa sostenible para la movilidad marítima de grandes embarcaciones. El primer análisis de las técnicas de producción es el análisis principal de la investigación, ya que es el más complejo y tiene un efecto “cascada” sobre los demás análisis. De éste, se extraen varias conclusiones y recomendaciones útiles relacionados con la producción para definir un plan de transición:

- Se pueden salvaguardar las incompatibilidades técnicas entre las técnicas de generación de electricidad renovable (sistemas con producción no predecible y con picos y valles de producción relacionados con ciclos diarios) y la producción de amoníaco (sistemas que precisan de constancia y son difíciles de parar y arrancar) mediante técnicas de planificación horaria de la producción en cada sistema (factor principal: almacenamiento de hidrógeno). Optimizar la planificación es un factor importante para mejorar la capacidad de producción.
- La eficiencia de la electrólisis es un factor importante en el coste ya que permite reducir costes mediante la minoración de los dimensionados de las instalaciones de generación de electricidad renovable y electrólisis. Algunas opciones exóticas actuales (por ejemplo, la electrólisis de estado sólido) pueden ser atractivas a futuro incluso si los costes permanecen mayores a los de las técnicas maduras actuales.
- El dimensionado general de la planta conjunta de producción es un factor importante en cuanto al coste de producción gracias al escalado no lineal del coste capital de las instalaciones de producción de amoníaco mediante Haber-Bosch.
- El bajo factor de carga de las instalaciones fotovoltaicas reduce seriamente la capacidad de producción de amoníaco verde de la planta integrada, siendo ésta la limitación principal de la producción en estos sistemas y en las simulaciones, dando lugar a sistemas fotovoltaicos con un dimensionado muy por encima del esperado para alcanzar el punto de menor coste de producción. Debido a esto, no es económicamente viable producir amoníaco verde utilizando únicamente energía solar con las tecnologías

actuales, poniendo en serias dudas cualquier plan de apalancar la alta producción solar de España como factor decisivo para producir amoníaco verde con bajo coste.

Este último hallazgo de este análisis es bastante importante ya que pone en duda la premisa sobre la que se basan estimaciones y predicciones de mercado futuras que prevén un auge del amoníaco verde en España debido a su gran recurso solar (territorio amplio y alto índice de irradiación solar). Esto no parece un problema hoy en día, dado que muchas de las instalaciones actuales para producción de amoníaco verde son simplemente la adición de un sistema fotovoltaico y de electrólisis a una instalación de producción de amoníaco existente (probablemente basada en reformado de metano), cuya operación con gas natural es barata (los precios de mercado del amoníaco gris e incluso azul son notablemente más bajos que los precios de mercado del amoníaco verde) y compensa los altos costes de la producción de amoníaco verde ayudando a amortizar la parte más cara del sistema, la instalación de reacción de Haber-Bosch. Sin embargo, cuando estas compañías productoras decidan realizar el salto a la producción exclusiva de amoníaco verde y se basen en sus diseños anteriores, pueden encontrarse con un serio problema de rentabilidad económica de estos proyectos.

España no es especialmente deficiente en otros recursos energéticos naturales como la energía eólica con la que hibridar este tipo de instalaciones (la cual vendría a ser la solución recomendada gracias a la complementariedad de estos dos tipos de energía), pero ésta ya no provee la misma ventaja competitiva: esta energía requiere de niveles medios de inversión de capital en comparación con los bajos costes capitales de las instalaciones fotovoltaicas, limitando su implantación debido a la aversión al riesgo de las compañías en este tipo de proyectos de CAPEX más elevado, y además España está en igualdad o incluso en desventaja con el resto de Europa en recurso eólico. Esto no eliminaría toda la ventaja competitiva de España (ya que la hibridación se puede plantear con más peso en el componente solar) pero sí la diluiría y entraría a competir con otros mercados que tengan más énfasis en la energía eólica (la cual suele tener un factor de carga más alto que la energía fotovoltaica y por tanto es más compatible con la producción de amoníaco verde).

El segundo análisis de capacidad de producción se basa en los resultados del primer análisis para obtener una cifra de la suma de los sistemas destinados a la producción de amoníaco verde. Se obtiene que utilizando la tecnología y dimensionado más económico del primer análisis, la capacidad fotovoltaica total necesaria para abastecer las necesidades actuales de combustibles

marítimos sería de varias veces la capacidad instalada hasta ahora. Sin embargo, este dato se debería tomar con precaución por la última conclusión del análisis anterior: un sistema de producción de amoníaco verde que utiliza únicamente energía fotovoltaica tendrá que estar ampliamente sobredimensionado para compensar los déficits de la energía solar y alcanzar una producción aceptable. El cambio a una solución híbrida eólica-fotovoltaica reduciría la capacidad fotovoltaica necesaria para producir la misma cantidad de amoníaco por dos motivos: por una parte no sería necesario sobredimensionar el sistema de generación de energía eléctrica para obtener el LCOA más bajo debido a que no se debe compensar por la periodicidad e impredecibilidad de la energía solar, y además parte del dimensionado del sistema de generación de energía eléctrica sería cubierto por la instalación eólica. Esto no quita que incluso con estos factores, se necesitaría muy alta capacidad de generación fotovoltaica de escala comparable y seguramente mayor a la capacidad actualmente conectada a red, exclusivamente dedicada a la producción de amoníaco, pudiendo derivar en problemas políticos, administrativos, etc. en cuanto al uso del terreno rural para la implantación del amoníaco verde.

Finalmente, el último análisis de costes normalizados de transporte determina los impactos de la transición hacia el uso de amoníaco verde como combustible en grandes embarcaciones, teniendo en cuenta no solo las variaciones en los costes de combustible sino también el aumento en los costes capitales y reducción en la compra de créditos de emisiones ETS recientemente introducidos por la Unión Europea al transporte marítimo. Es en este análisis donde se percibe más claramente el grado de inviabilidad de las instalaciones planteadas en el primer análisis de técnicas de producción, viendo que estas instalaciones no son viables ni siquiera con la ayuda de la obligatoriedad de los créditos ETS sobre las embarcaciones convencionales. Comparando contra precios de mercado del amoníaco verde se observa otra imagen completamente distinta: con los actuales precios del amoníaco verde, el coste de transporte es similar al coste de transporte de las embarcaciones convencionales gracias al sobre coste que sufren éstas últimas debido a la compra de créditos ETS, siendo completamente rentable contra el fuelóleo incluso con las estimaciones del precio futuro del amoníaco verde más conservadoras.

Esto muestra que el amoníaco verde sí es una alternativa viable a los combustibles marítimos convencionales en su totalidad cuando se toma como concepto general, aunque su planteamiento en España como amoníaco que ‘proviene del sol’ es errónea y puede dar lugar a sistemas poco eficientes y de dudosa rentabilidad económica que perjudiquen la imagen pública de estos proyectos y se interpongan ante la meta de crear una movilidad más sostenible.

6.2. *LIMITACIONES E INVESTIGACIONES FUTURAS*

Esta investigación compuesta de varios análisis se ha realizado con la finalidad de alcanzar los objetivos específicos del proyecto. Este enfoque de investigación ha servido como guía para plantear y diseñar los análisis pertinentes para estos objetivos, pero a su vez ha establecido un camino concreto en detrimento de otras vías alternativas de investigación.

El primer análisis de técnicas de producción de amoníaco verde es el más complejo en cuanto a variables y estructura interna, y por consecuente el más acotado de todos. Los modelos técnicos de simulación creados para este análisis admiten una amplia serie de variables y parámetros de entrada, de las cuales únicamente se han analizado una pequeña parte (principalmente dimensionados fotovoltaicos y de electrólisis, y eficiencia de electrólisis). Acoplado al modelo de coste normalizado, se ha observado que el comportamiento del modelo final técnico-económico es altamente no lineal en cuanto a los parámetros técnicos, por lo que se ve conveniente la realización de un análisis adicional de sensibilidad multifactorial (debido a las interacciones entre los parámetros) para identificar los factores de coste claves que aumentan el precio del amoníaco verde.

Sin embargo, la mayor detracción del modelo de simulación de producción presentado en esta investigación es el alto LCOA obtenido incluso para instalaciones de dimensionado óptimo, resultante del bajo aprovechamiento del resto de instalaciones (y por ende baja producción de amoníaco) debido al bajo factor de carga del sistema fotovoltaico. Más allá del modelo empleado, este es un factor estructural de diseño que debe corregirse para que cualquier modelo (y los proyectos reales basados en él) pueda ser económicamente viable. El paso principal que dar aquí consiste en analizar alternativas y complementos al modelo actual (instalación fotovoltaica única sin almacenamiento) para que el factor de carga efectivo de la instalación de generación de energía sea más alto, para las cuales se incluyen las siguientes alternativas:

- Cambio del sistema fotovoltaico por otro tipo de sistemas de energía renovable de mayor factor de carga medio (por ejemplo, eólica *offshore*).
- Hibridación del sistema fotovoltaico con un sistema complementario (por ejemplo, instalación híbrida eólica-fotovoltaica).
- Almacenamiento de energía a corto plazo para abastecimiento en periodos de baja generación, principalmente por la noche.

- Mayor aprovechamiento de la energía de red durante los periodos de baja generación, principalmente por la noche.

Como faceta final sobre el primer análisis, se ha observado una clara ventaja del aprovechamiento de las economías de escala en cuanto al coste de las instalaciones de producción de amoníaco mediante Haber-Bosch. Sería ideal para minimizar el coste del producto el centralizar al máximo la producción en unas pocas plantas; sin embargo, el modelo empleado hasta ahora supone una planta integrada con todas las instalaciones conectadas directamente, y dado que hay límites prácticos sobre la construcción de grandes instalaciones de generación de electricidad renovable, se plantea la posibilidad de utilizar modelos más descentralizados:

- Descentralización a nivel de generación eléctrica: implantar un gran número de parques de energías renovables remotos junto a un número reducido de grandes plantas que reúnan las instalaciones de electrólisis y producción de amoníaco, vinculados mediante *power purchase agreements* (PPA) o redes eléctricas propias de transporte de corta y media distancia (varios kilómetros).
- Descentralización a nivel de producción de hidrógeno: descentralizar la producción de hidrógeno en un número de pequeñas y medianas plantas conjuntas de generación de electricidad renovable y electrólisis, almacenando y posteriormente transportando el hidrógeno verde producido a las grandes instalaciones de producción de amoníaco verde. Viendo el interés comercial y gubernamental en España por las infraestructuras de transporte y distribución de hidrógeno verde (véase el apartado 3.1.2), esta es una opción interesante de cara a futuro.

Cambiando al segundo análisis, éste toma como punto de partida los valores de producción unitaria en el punto de menor LCOA del primer análisis para calcular la capacidad necesaria para suministrar la demanda estimada de amoníaco verde marítimo en el futuro. En esta investigación se ha hecho este análisis de forma simple, tomando un único valor origen de demanda de combustibles marítimos convencionales en la actualidad y formulando varias hipótesis razonadas sobre la progresión a futuro, lo cual deja lugar a un gran rango de iteraciones sobre este análisis: por una parte, se podrían analizar distintas hipótesis de consumo futuro de amoníaco verde marítimo en España, basándose en un análisis de mercado incluyendo tendencias en otros países respecto a la producción de amoníaco verde y la capacidad de

producción teórica que tiene el territorio español en producir amoníaco verde siguiendo factores estructurales como la capacidad de generación en zonas aprovechables y aversión de las zonas rurales a la implantación de energías verdes en sus terrenos. Similar a esto, se puede analizar la velocidad a la que crecerá esta demanda futura y contrastarla con el crecimiento en energías renovables previsto y posible, y así establecer si el crecimiento de capacidad de producción en el futuro próximo será suficientemente rápido para suplir la demanda y establecer un plan de implementación a corto y medio plazo.

Finalmente, en el tercer análisis se utiliza el LCOA obtenido en el primero junto con los componentes del coste normalizado de transporte (LCOT) actuales para obtener una cifra actualizada de este valor en cuanto a la transición hacia la utilización del amoníaco verde como combustible marítimo. En este análisis se han actualizado los componentes cuya variación es conocida (aumentos en costes capitales, aumentos en costes de combustible, reducción en costes de créditos de emisiones de carbono). Sin embargo, otros factores son considerables pero cuya variación o la tendencia que seguirán es desconocida: el seguro, por ejemplo, puede subir al tratarse de una tecnología más reciente (y por tanto más propensa a fallar, provocando no solamente la necesidad de reparar el barco sino también retrasos en los transportes que pueden llegar a ser increíblemente costosos) junto con el aumento en los costes capitales a asegurar, pero la incertidumbre sobre el futuro de los barcos de combustibles convencionales puede hacer que las aseguradoras se vuelvan reticentes ante éstas y suban sus cuotas de embarcaciones convencionales. Asimismo, las tasas portuarias ya en la actualidad varían considerablemente entre distintos puertos y países, a lo que esto le añade una variable extra dependiendo del tipo de combustible que necesitará la embarcación amarrada: puede que en algunos puertos las tasas portuarias bajen porque los gobiernos locales promuevan esta movilidad, mientras que en otros sitios puede que suban por el sobre coste que les implica el atraque de este tipo de embarcaciones.

Capítulo 7. BIBLIOGRAFÍA

- [1] European Comission. *Causes of climate change - European Commission*. Available: https://climate.ec.europa.eu/climate-change/causes-climate-change_en.
- [2] US EPA. *Causes of Climate Change*. Available: <https://www.epa.gov/climatechange-science/causes-climate-change>.
- [3] European Commission. *Consequences of climate change*. Available: https://climate.ec.europa.eu/climate-change/consequences-climate-change_en.
- [4] H. Ritchie. *Sector by sector: where do global greenhouse gas emissions come from?*. Available: <https://ourworldindata.org/ghg-emissions-by-sector>.
- [5] D. Clarke *et al*, "CO2 emissions from global shipping – a new experimental database," OECD, 2023. Available: [https://one.oecd.org/document/SDD/DOC\(2023\)4/en/pdf](https://one.oecd.org/document/SDD/DOC(2023)4/en/pdf).
- [6] European Commission. *Decarbonising maritime transport – FuelEU Maritime*. Available: https://transport.ec.europa.eu/transport-modes/maritime/decarbonising-maritime-transport-fueleu-maritime_en.
- [7] R. Cossent *et al*, "Informe anual 2023-2024," Universidad Pontificia Comillas, 2025. Available: <https://files.griddo.comillas.edu/20250312-informe-anual-catedra-hidrogeno.pdf>.
- [8] Aziz, Wijayanta and Nandiyanto, "Ammonia as Effective Hydrogen Storage: A Review on Production, Storage and Utilization," *Energies*, vol. 13, (12), pp. 3062, 2020. DOI: 10.3390/en13123062.
- [9] International Energy Agency, "Ammonia technology roadmap," 2021. Available: <https://www.iea.org/reports/ammonia-technology-roadmap/executive-summary>.
- [10] National Center for Biotechnology Information. *Ammonia*. Available: <https://pubchem.ncbi.nlm.nih.gov/compound/222>.
- [11] National Center for Biotechnology Information. *Hazardous Substances Data Bank (HSDB) : 162*. Available: <https://pubchem.ncbi.nlm.nih.gov/source/hsdb/162>.
- [12] L. Huang *et al*, "Influence of pressure on the flammability limits and explosion pressure of ethane/propane-air mixtures in a cylinder vessel," *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, vol. 74, pp. 104638, 2022. DOI: 10.1016/j.jlp.2021.104638.
- [13] W. Fu *et al*, "Flammability Limits of Ammonia in Air from 298 to 423 K at Elevated Pressures," *Energy & Fuels*, vol. 38, (11), pp. 10168–10182, 2024. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.4c01111.
- [14] A. Karan *et al*, "High-pressure and temperature ammonia flame speeds," in Dec 2021. Available: <https://hal.science/hal-03555362>.
- [15] R. P. Padappayil and J. Borger, "Ammonia toxicity," in *StatPearls*, StatPearls, Ed. 2025, Available: <https://www.ncbi.nlm.nih.gov/books/NBK546677/>.
- [16] V. Pattabathula and J. Richardson, "Introduction to ammonia production," *CEP Magazine*, pp. 69–75, 2016. Available: <https://www.aiche.org/sites/default/files/cep/20160969.pdf>.

- [17] M. Appl, "The haber-bosch heritage: The ammonia production technology," in *50th Anniversary of the IFA Technical Conference*, September 1997. Available: <https://www.fertilizer.org/wp-content/uploads/2023/01/HABER.pdf>.
- [18] N. Erfani, L. Baharudin and M. Watson, "Recent advances and intensifications in Haber-Bosch ammonia synthesis process," *Chemical Engineering and Processing - Process Intensification*, vol. 204, pp. 109962, 2024. DOI: 10.1016/j.cep.2024.109962.
- [19] H. Cheng *et al*, "High Efficiency Electrochemical Nitrogen Fixation Achieved with a Lower Pressure Reaction System by Changing the Chemical Equilibrium," *Angewandte Chemie*, vol. 131, (43), pp. 15687–15693, 2019. DOI: 10.1002/ange.201910658.
- [20] A. E. Yüzbaşıoğlu, C. Avşar and A. O. Gezerman, "The current situation in the use of ammonia as a sustainable energy source and its industrial potential," *Current Research in Green and Sustainable Chemistry*, vol. 5, pp. 100307, 2022. DOI: 10.1016/j.crgsc.2022.100307.
- [21] Smith, Hill and Torrente-Murciano, "Current and future role of Haber–Bosch ammonia in a carbon-free energy landscape," *Energy Environ. Sci.*, vol. 13, (2), pp. 331–344, 2020. DOI: 10.1039/C9EE02873K.
- [22] J. Humphreys, R. Lan and S. Tao, "Development and Recent Progress on Ammonia Synthesis Catalysts for Haber–Bosch Process," *Advanced Energy and Sustainability Research*, vol. 2, (1), pp. 2–n/a, 2021. DOI: 10.1002/aesr.202000043.
- [23] Max Appl, "Ammonia, 2. production processes," in *Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry* Anonymous 2011, . DOI: 10.1002/14356007.o02_o11.
- [24] A. R. Smith and J. Klosek, "A review of air separation technologies and their integration with energy conversion processes," *Fuel Processing Technology*, vol. 70, (2), pp. 115–134, 2001. DOI: 10.1016/S0378-3820(01)00131-X.
- [25] A. O. Oni *et al*, "Comparative techno-economic and life cycle greenhouse gas assessment of ammonia production from thermal decomposition of methane and steam methane reforming technologies," *International Journal of Greenhouse Gas Control*, vol. 123, pp. 103819, 2023. DOI: 10.1016/j.ijggc.2022.103819.
- [26] R. Ramachandran and R. K. Menon, "An overview of industrial uses of hydrogen," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 23, (7), pp. 593–598, 1998. DOI: 10.1016/S0360-3199(97)00112-2.
- [27] J. M. M. Arcos and D. M. F. Santos, "The Hydrogen Color Spectrum: Techno-Economic Analysis of the Available Technologies for Hydrogen Production," *Gases*, vol. 3, (1), pp. 25–46, 2023. DOI: 10.3390/gases3010002.
- [28] J. Incer-Valverde *et al*, "'Colors" of hydrogen: Definitions and carbon intensity," *Energy Conversion and Management*, vol. 291, pp. 117294, 2023. DOI: 10.1016/j.enconman.2023.117294.
- [29] Douglas R. MacFarlane *et al*, "A Roadmap to the Ammonia Economy," *Joule*, vol. 4, (6), pp. 1186–1205, 2020. DOI: 10.1016/j.joule.2020.04.004.

- [30] H. Ishaq and C. Crawford, "Review of ammonia production and utilization: Enabling clean energy transition and net-zero climate targets," *Energy Conversion and Management*, vol. 300, pp. 117869, 2024. DOI: 10.1016/j.enconman.2023.117869.
- [31] L. García, "4 - hydrogen production by steam reforming of natural gas and other nonrenewable feedstocks," in *Compendium of Hydrogen Energy*, V. Subramani, A. Basile and T. N. Veziroğlu, Eds. 2015, . DOI: 10.1016/B978-1-78242-361-4.00004-2.
- [32] A. Di Nardo *et al*, "Hydrogen production via steam reforming of different fuels: thermodynamic comparison," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 55, pp. 1143–1160, 2024. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2023.11.215.
- [33] F. Čejka and B. Burr, "Comparison of Process Options for Sustainable Ammonia Production," *Bryan Research & Engineering, LLC*, 2022. Available: <https://www.bre.com/PDF/Comparison-of-Process-Options-for-Sustainable-Ammonia-Production.pdf>.
- [34] T. S. Christensen, "Adiabatic prereforming of hydrocarbons — an important step in syngas production," *Applied Catalysis A: General*, vol. 138, (2), pp. 285–309, 1996. DOI: 10.1016/0926-860X(95)00302-9.
- [35] T. Sperle *et al*, "Pre-reforming of natural gas on a Ni catalyst: Criteria for carbon free operation," *Applied Catalysis A: General*, vol. 282, (1), pp. 195–204, 2005. DOI: 10.1016/j.apcata.2004.12.011.
- [36] F. G. M. de Medeiros, F. W. B. Lopes and B. Rego de Vasconcelos, "Prospects and Technical Challenges in Hydrogen Production through Dry Reforming of Methane," *Catalysts*, vol. 12, (4), pp. 363, 2022. DOI: 10.3390/catal12040363.
- [37] R. Carapellucci and L. Giordano, "Steam, dry and autothermal methane reforming for hydrogen production: A thermodynamic equilibrium analysis," *Journal of Power Sources*, vol. 469, pp. 228391, 2020. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2020.228391.
- [38] T. N. From *et al*, "Electrified steam methane reforming of biogas for sustainable syngas manufacturing and next-generation of plant design: A pilot plant study," *Chemical Engineering Journal*, vol. 479, pp. 147205, 2024. DOI: 10.1016/j.cej.2023.147205.
- [39] D. Mehanovic *et al*, "Energetic, GHG, and economic analyses of electrified steam methane reforming using conventional reformer tubes," *Energy Conversion and Management*, vol. 276, pp. 116549, 2023. DOI: 10.1016/j.enconman.2022.116549.
- [40] K. Großmann, P. Treiber and J. Karl, "Steam methane reforming at low S/C ratios for power-to-gas applications," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 41, (40), pp. 17784–17792, 2016. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2016.08.007.
- [41] Sandoval-Diaz, Schlögl and Lunkenbein, "Quo Vadis Dry Reforming of Methane?—A Review on Its Chemical, Environmental, and Industrial Prospects," *Catalysts*, vol. 12, (5), pp. 465, 2022. DOI: 10.3390/catal12050465.
- [42] D. Pham Minh *et al*, "Chapter 4 - hydrogen production from biogas reforming: An overview of steam reforming, dry reforming, dual reforming, and tri-reforming of methane," in *Hydrogen Supply Chains*, C. Azzaro-Pantel, Ed. 2018, . DOI: 10.1016/B978-0-12-811197-0.00004-X.

- [43] S. T. Oyama *et al*, "Dry reforming of methane has no future for hydrogen production: Comparison with steam reforming at high pressure in standard and membrane reactors," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 37, (13), pp. 10444–10450, 2012. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2011.09.149.
- [44] International Energy Association, "CCUS in clean energy transitions," IEA Publications, 2020. Available: <https://www.iea.org/reports/ccus-in-clean-energy-transitions>.
- [45] S. R. Patlolla *et al*, "A review of methane pyrolysis technologies for hydrogen production," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 181, pp. 113323, 2023. DOI: 10.1016/j.rser.2023.113323.
- [46] H. Li *et al*, "Biomethane Production Via Anaerobic Digestion and Biomass Gasification," *Energy Procedia*, vol. 105, pp. 1172–1177, 2017. DOI: 10.1016/j.egypro.2017.03.490.
- [47] P. Marconi and L. Rosa, "Role of biomethane to offset natural gas," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 187, pp. 113697, 2023. DOI: 10.1016/j.rser.2023.113697.
- [48] P. Sharma *et al*, "Biotransformation of food waste into biogas and hydrogen fuel – A review," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 52, pp. 46–60, 2024. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2022.08.081.
- [49] T. Lepage *et al*, "Biomass-to-hydrogen: A review of main routes production, processes evaluation and techno-economical assessment," *Biomass and Bioenergy*, vol. 144, pp. 105920, 2021. DOI: 10.1016/j.biombioe.2020.105920.
- [50] R. Rauch, J. Hrbek and H. Hofbauer, "Biomass gasification for synthesis gas production and applications of the syngas," *WIREs Energy and Environment*, vol. 3, (4), pp. 343–362, 2014. DOI: 10.1002/wene.97.
- [51] E. Ryckebosch, M. Drouillon and H. Vervaeren, "Techniques for transformation of biogas to biomethane," *Biomass and Bioenergy*, vol. 35, (5), pp. 1633–1645, 2011. DOI: 10.1016/j.biombioe.2011.02.033.
- [52] A. Galvagno *et al*, "Biogas as hydrogen source for fuel cell applications," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 38, (10), pp. 3913–3920, 2013. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2013.01.083.
- [53] J. E. Funk, "Thermochemical hydrogen production: past and present," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 26, (3), pp. 185–190, 2001. DOI: 10.1016/S0360-3199(00)00062-8.
- [54] R. Bhandari, C. A. Trudewind and P. Zapp, "Life cycle assessment of hydrogen production via electrolysis – a review," *Journal of Cleaner Production*, vol. 85, pp. 151–163, 2014. DOI: 10.1016/j.jclepro.2013.07.048.
- [55] S. Imran and M. Hussain, "Emerging trends in water splitting innovations for solar hydrogen production: Analysis, comparison, and economical insights," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 77, pp. 975–996, 2024. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2024.06.254.
- [56] A. Brisse, J. Schefold and M. Zahid, "High temperature water electrolysis in solid oxide cells," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 33, (20), pp. 5375–5382, 2008. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2008.07.120.

- [57] R. Laursen *et al*, "Potential of ammonia as fuel in shipping," EMSA, 2023. Available: <https://www.emsa.europa.eu/component/flexicontent/download/7620/4833/23.html>.
- [58] M. Lee *et al*, "Scalable Photovoltaic-Electrochemical Cells for Hydrogen Production from Water - Recent Advances," *ChemElectroChem*, vol. 9, (24), pp. n/a, 2022. DOI: 10.1002/celec.202200838.
- [59] Z. Wang, Y. Gu and L. Wang, "Revisiting solar hydrogen production through photovoltaic-electrocatalytic and photoelectrochemical water splitting," *Front. Energy*, vol. 15, (3), pp. 596–599, 2021. DOI: 10.1007/s11708-021-0745-0.
- [60] Hao Wu *et al*, "Photocatalytic and Photoelectrochemical Systems: Similarities and Differences," *Advanced Materials*, vol. 32, (18), pp. 1, 2019. DOI: 10.1002/adma.201904717.
- [61] J. T. Tran *et al*, "An updated review and perspective on efficient hydrogen generation via solar thermal water splitting," *Wiley Interdisciplinary Reviews. Energy and Environment*, vol. 13, (4), pp. e528–n/a, 2024. DOI: 10.1002/wene.528.
- [62] H. Du *et al*, "Electroreduction of nitrogen with almost 100% current-to-ammonia efficiency," *Nature*, vol. 609, (7928), pp. 722–727, 2022. DOI: 10.1038/s41586-022-05108-y.
- [63] C. Lee and Q. Yan, "Electrochemical reduction of nitrogen to ammonia: Progress, challenges and future outlook," *Current Opinion in Electrochemistry*, vol. 29, pp. 100808, 2021. DOI: 10.1016/j.coelec.2021.100808.
- [64] Tornatore *et al*, "Ammonia as Green Fuel in Internal Combustion Engines: State-of-the-Art and Future Perspectives," *Front. Mech. Eng.*, vol. 8, 2022. DOI: 10.3389/fmech.2022.944201.
- [65] S. Giddey *et al*, "Ammonia as a Renewable Energy Transportation Media," *ACS Sustainable Chem. Eng.*, vol. 5, (11), pp. 10231–10239, 2017. DOI: 10.1021/acssuschemeng.7b02219.
- [66] E. W. Alturki, "Four-Stroke and Two-Stroke Marine Engines Comparison and Application," *International Journal of Engineering Research and Applications*, vol. 7, (4), pp. 49–56, 2017. DOI: 10.9790/9622-0704034956.
- [67] E. G. Wilche, "Ammonia as a fuel for two-stroke powered vessels," 2024. Available: <https://ammoniaenergy.org/wp-content/uploads/2024/11/E-Wilche-2024.pdf>.
- [68] K. Rouwenhorst. *Emission performance of ammonia-fueled, two-stroke marine engines*. Available: <https://ammoniaenergy.org/articles/emission-performance-of-ammonia-fueled-two-stroke-marine-engines/>.
- [69] C. Lhuillier *et al*, "Performance and emissions of an ammonia-fueled SI engine with hydrogen enrichment," in 2019/09/09.
- [70] J. O. Jensen *et al*, "The energy efficiency of onboard hydrogen storage," *Journal of Alloys and Compounds*, vol. 446-447, pp. 723–728, 2007. DOI: 10.1016/j.jallcom.2007.04.051.
- [71] M. Comotti and S. Frigo, "Hydrogen generation system for ammonia–hydrogen fuelled internal combustion engines," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 40, (33), pp. 10673–10686, 2015. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2015.06.080.

- [72] J. M. Rueda-Vázquez *et al*, "A Review of the Use of Hydrogen in Compression Ignition Engines with Dual-Fuel Technology and Techniques for Reducing NOx Emissions," *Sustainability*, vol. 16, (8), pp. 3462, 2024. DOI: 10.3390/su16083462.
- [73] P. Dimitriou and R. Javaid, "A review of ammonia as a compression ignition engine fuel," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 45, (11), pp. 7098–7118, 2020. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2019.12.209.
- [74] J. N. Klüssmann *et al*, "Ammonia application in IC engines," International Energy Association, 2020. Available: <https://iea-amf.org/app/webroot/files/file/other%20publications/Ammonia%20Application%20in%20IC%20Engines.pdf>.
- [75] Clean Air Technology Center, "Nitrogen Oxides (NOx), Why and How They Are Controlled," 1999. Available: <https://purl.fdlp.gov/GPO/LPS5847>.
- [76] S. Oh *et al*, "Experimental approach for reducing nitrogen oxides emissions from ammonia–natural gas dual-fuel spark-ignition engine," *Fuel*, vol. 332, pp. 126065, 2023. DOI: 10.1016/j.fuel.2022.126065.
- [77] MAN Energy Solutions, "MAN B&W two-stroke engine operating on ammonia," 2023. .
- [78] T. Cai *et al*, "Removal and mechanism analysis of NOx emissions in carbon-free ammonia combustion systems with a secondary fuel injection," *Fuel*, vol. 344, pp. 128088, 2023. DOI: 10.1016/j.fuel.2023.128088.
- [79] C. R. Hansen, "Preparing container vessels for conversion to green fuels," 2022. Available: <https://www.zerocarbonsipping.com/publications/preparing-container-vessels-for-conversion-to-green-fuels>.
- [80] J. C. Ganley, "Ammonia Fuel Cell Systems," 2005. Available: https://www.ammoniaenergy.org/wp-content/uploads/2021/01/ganley_fuelcell.pdf.
- [81] Jeerh, Zhang and Tao, "Recent progress in ammonia fuel cells and their potential applications," *J. Mater. Chem. A*, vol. 9, (2), pp. 727–752, 2021. DOI: 10.1039/D0TA08810B.
- [82] L. Micoli, R. Russo and T. Coppola, "Advancing zero-emission maritime solutions: Case study of an ammonia-powered fuel cell system implementation," *Energy Conversion and Management: X*, vol. 22, pp. 100588, 2024. DOI: 10.1016/j.ecmx.2024.100588.
- [83] L. B. Braga *et al*, "Comparative analysis between a PEM fuel cell and an internal combustion engine driving an electricity generator: Technical, economical and ecological aspects," *Applied Thermal Engineering*, vol. 63, (1), pp. 354–361, 2014. DOI: 10.1016/j.applthermaleng.2013.10.053.
- [84] Karvounis *et al*, "Methanol Combustion Characteristics in Compression Ignition Engines: A Critical Review," *Energies*, vol. 16, (24), pp. 8069, 2023. DOI: 10.3390/en16248069.
- [85] C. Wouters *et al*, "Comprehensive assessment of methanol as an alternative fuel for spark-ignition engines," *Fuel*, vol. 340, pp. 127627, 2023. DOI: 10.1016/j.fuel.2023.127627.
- [86] Argus Media, "Methanol vs green ammonia: The future of marine fuels," in *Argus Green Ammonia - Virtual Conference*, 9 December 2021.

- [87] Ahmad, "Experimental Studies on Fuel Effects in Dual-Fuel Combustion." Tesis doctoral, Aalto University, 2022.
- [88] H. Schulz, "Short history and present trends of Fischer–Tropsch synthesis," *Applied Catalysis A: General*, vol. 186, (1), pp. 3–12, 1999. DOI: 10.1016/S0926-860X(99)00160-X.
- [89] S. Bube *et al*, "Kerosene production from power-based syngas – A technical comparison of the Fischer-Tropsch and methanol pathway," *Fuel*, vol. 366, pp. 131269, 2024. DOI: 10.1016/j.fuel.2024.131269.
- [90] M. T. Timko *et al*, "Particulate Emissions of Gas Turbine Engine Combustion of a Fischer–Tropsch Synthetic Fuel," *Energy Fuels*, vol. 24, (11), pp. 5883–5896, 2010. DOI: 10.1021/ef100727t.
- [91] P. Dimitriou and T. Tsujimura, "A review of hydrogen as a compression ignition engine fuel," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 42, (38), pp. 24470–24486, 2017. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2017.07.232.
- [92] Rivard, Trudeau and Zaghbi, "Hydrogen Storage for Mobility: A Review," *Materials*, vol. 12, (12), pp. 1973, 2019. DOI: 10.3390/ma12121973.
- [93] O. A. Hjelkrem *et al*, "Estimation of tank-to-wheel efficiency functions based on type approval data," *Applied Energy*, vol. 276, pp. 115463, 2020. DOI: 10.1016/j.apenergy.2020.115463.
- [94] König *et al*, "An Overview of Parameter and Cost for Battery Electric Vehicles," *World Electric Vehicle Journal*, vol. 12, (1), pp. 21, 2021. DOI: 10.3390/wevj12010021.
- [95] R. Galvin, "Are electric vehicles getting too big and heavy? Modelling future vehicle journeying demand on a decarbonized US electricity grid," *Energy Policy*, vol. 161, pp. 112746, 2022. DOI: 10.1016/j.enpol.2021.112746.
- [96] Anonymous . *Las energías renovables generan el 56% del ‘mix’ eléctrico español en 2024*. Available: <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2024/12/las-energias-renovables-generan-el-56-del-mix-electrico-espanol-2024>.
- [97] Red Eléctrica. *Datos*. Available: <https://www.ree.es/es/datos/aldia>.
- [98] International Energy Agency, "Renewables 2024," 2024. Available: <https://www.iea.org/reports/renewables-2024>.
- [99] E. W. Corporativa, "La Evolución de la Energía Fotovoltaica en España: Una Década de Transformación y Futuro Sostenible," *ESA*, 2025. Available: <https://esasl.com/la-evolucion-de-la-energia-fotovoltaica-en-espana-una-decada-de-transformacion-y-futuro-sostenible/>.
- [100] T. Huld and I. Pinedo-Pascua, "Photovoltaic Solar Electricity Potential in European Countries," .
- [101] F. Ahmed *et al*, "Dynamic grid stability in low carbon power systems with minimum inertia," *Renewable Energy*, vol. 210, pp. 486–506, 2023. DOI: 10.1016/j.renene.2023.03.082.
- [102] P. y. A. Ministerio de Agricultura, "Extensión de los parques fotovoltaicos en España," 2024. Available: https://www.mapa.gob.es/es/ministerio/servicios/analisis-y-prospectiva/ayp_37_parquefotovoltaico_tcm30-686336.pdf.

- [103] F. Weschenfelder *et al*, "A review on the complementarity between grid-connected solar and wind power systems," *Journal of Cleaner Production*, vol. 257, pp. 120617, 2020. DOI: 10.1016/j.jclepro.2020.120617.
- [104] Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico, "Estadística anual del hidrógeno 2023," 2024.
- [105] Agencia Española del Hidrógeno, "Análisis del censo de proyectos AeH2 2024," 2024. Available: https://aeh2.org/wp-content/uploads/2024/11/Analisis-del-Censo-Proyectos-AeH2_2024.pdf.
- [106] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, "Hoja de Ruta del Hidrógeno: una apuesta por el hidrógeno renovable," 2020. .
- [107] Anonymous . *La UE autoriza a España a dedicar hasta 400 millones a la producción de H2 renovable dentro del esquema de subastas del Banco Europeo de Hidrógeno*. Available: <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/2025/abril/la-ue-autoriza-a-espana-a-dedicar-hasta-400-millones-a-la-produc.html>.
- [108] Enagás, "Propuesta global de infraestructuras españolas de hidrógeno," 2025. Available: https://www.enagas.es/es/transicion-energetica/red-hidrogeno/infraestructuras-hidrogeno-espana/_jcr_content/responsiveGrid/container/image_footer_copy.coreimg.jpeg/1739794076989/mapa-infraestructura-espanola-hidrogeno.jpeg.
- [109] Asociación Nacional de Fabricantes de Fertilizantes. *Capacidad Producción Prod. Intermedios*. Available: <http://www.anffe.com/informaci%F3n%20sectorial/Capacidad%20Producci%F3n%20Prod.%20Intermedios/2023/index.html>.
- [110] U.S. Geological Survey. *Nitrogen Statistics and Information*. Available: <https://www.usgs.gov/centers/national-minerals-information-center/nitrogen-statistics-and-information>.
- [111] Anonymous . *Exploración y producción de hidrocarburos en España*. Available: <https://www.miteco.gob.es/es/energia/hidrocarburos-nuevos-combustibles/petroleo/exploracion.html>.
- [112] Vinardell *et al*, "Sustainability Assessment of Green Ammonia Production To Promote Industrial Decarbonization in Spain," *ACS Sustainable Chem. Eng.*, vol. 11, (44), pp. 15975–15983, 2023. DOI: 10.1021/acssuschemeng.3c04694.
- [113] R. Roca, "El amoníaco renovable tiene un potencial de 9.000 millones anuales en España," *El Periodico De La Energía*, 2024. Available: <https://elperiodicodelaenergia.com/el-amoniacorenovable-tiene-un-potencial-de-9-000-millones-anuales-en-espana/>.
- [114] I. CORPORATIVA. *Iberdrola construye la mayor planta de hidrógeno verde para uso industrial en Europa*. Available: <https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-actividad/hidrogeno-verde/puertollano-planta-hidrogeno-verde>.
- [115] J. L. d. Benito. *El primer corredor marítimo de amoníaco verde de España a Países Bajos*. Available: <https://hidrogeno-verde.es/el-primer-corredor-maritimo-de-amoniacorenovable-verde-de-espana-a-paises-bajos/>.

- [116] Iberdrola. *Iberdrola y Foresa avanzan en su alianza para liderar la producción de metanol verde en España*. Available: <https://www.iberdrola.com/sala-comunicacion/noticias/detalle/iberdrola-y-foresa-avanzan-en-su-alianza-para-liderar-produccion-metanol-verde-espana>.
- [117] L. Caruana de las Cagigas, "Los difíciles orígenes de la industria petrolera española," *Revista Empresa Y Humanismo*, pp. 13–62, 1970. DOI: 10.15581/015.12.33280.
- [118] Anonymous. *Repsol, Aramco develop e-fuels plant in Spain | Latest Market News*. Available: <https://www.argusmedia.com/en/news-and-insights/latest-market-news/2335341-repsol-aramco-develop-e-fuels-plant-in-spain>.
- [119] R. Pareja, "La ofensiva de Repsol con su nuevo diésel que ya se vende en más de 300 gasolineras," *Car and Driver*, 2024. Available: <https://www.caranddriver.com/es/coches/planeta-motor/a61772453/ofensiva-de-repsol-con-su-nuevo-diesel-que-ya-se-vende-en-mas-de-300-gasolineras/>.
- [120] Anonymous "Impacto de la transición energética del sector marítimo en España," in *El Metanol Como Combustible En Buques*, 5 July 2022. Available: <https://ingenierosnavales.com/wp-content/uploads/2022/07/0.2-Presentacion-metanol-by-RGF-2a-parte.pdf>.
- [121] International Maritime Organization. *IMO Data Collection System (DCS)*. Available: <https://www.imo.org/en/OurWork/Environment/Pages/Data-Collection-System.aspx>.
- [122] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, "Conjunto de Datos OTLE: Consumo energético en el transporte por modo, tipo de combustible y tipo de tráfico (nacional e internacional)," vol. Combustibles: Sistema Español de Inventario y Proyecciones de Emisiones a la Atmósfera de gases de efecto invernadero y contaminantes atmosféricos (SEI), 2024. Available: <https://apps.fomento.gob.es/bdotle/visorBDpop.aspx?i=314>.
- [123] T. S. Phan *et al*, "Hydrogen production from biogas: Process optimization using ASPEN Plus®," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 47, (100), pp. 42027–42039, 2022. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2022.01.100.
- [124] Fertilizers Europe (Bruselas), *Best Available Techniques for Pollution Prevention and Control in the European Fertilizer Industry*. 2000.
- [125] Lee *et al*, "Techno-economic performances and life cycle greenhouse gas emissions of various ammonia production pathways including conventional, carbon-capturing, nuclear-powered, and renewable production," *Green Chem.*, vol. 24, (12), pp. 4830–4844, 2022. DOI: 10.1039/D2GC00843B.
- [126] H. Barlow and S. S. Shani, "State of the art: CCS technologies 2024," 2024. Available: <https://www.globalccsinstitute.com/resources/publications-reports-research/technologycompendium2024/>.
- [127] M. Shokrollahi *et al*, "Methane pyrolysis as a potential game changer for hydrogen economy: Techno-economic assessment and GHG emissions," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 66, pp. 337–353, 2024. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2024.04.056.
- [128] A. Grimm, W. A. de Jong and G. J. Kramer, "Renewable hydrogen production: A techno-economic comparison of photoelectrochemical cells and photovoltaic-electrolysis,"

International Journal of Hydrogen Energy, vol. 45, (43), pp. 22545–22555, 2020. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2020.06.092.

[129] Boretti, "Technology Readiness Level of Solar Thermochemical Splitting Cycles," *ACS Energy Lett.*, vol. 6, (4), pp. 1170–1174, 2021. DOI: 10.1021/acsenenergylett.1c00181.

[130] A. Buttler and H. Spliethoff, "Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 82, pp. 2440–2454, 2018. DOI: 10.1016/j.rser.2017.09.003.

[131] H. Nami, P. V. Hendriksen and H. L. Frandsen, "Green ammonia production using current and emerging electrolysis technologies," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 199, pp. 114517, 2024. DOI: 10.1016/j.rser.2024.114517.

[132] H. Lange *et al*, "Technical evaluation of the flexibility of water electrolysis systems to increase energy flexibility: A review," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 48, (42), pp. 15771–15783, 2023. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2023.01.044.

[133] K. Rouwenhorst. *Coupling solid oxide electrolysis to ammonia production*. Available: <https://ammoniaenergy.org/articles/coupling-solid-oxide-electrolysis-to-ammonia-production/>.

[134] M. Schiedeck, R. Nogueira Nakashima and H. L. Frandsen, "Heat integration and part-load performance of an SOEC-coupled Haber–Bosch process," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 116, pp. 242–256, 2025. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2025.02.335.

[135] J. Y. Kim *et al*, "Development of thermal control strategies for solid oxide electrolysis cell systems under dynamic operating conditions - Hot-standby and cold-start scenarios," *Energy*, vol. 317, pp. 134679, 2025. DOI: 10.1016/j.energy.2025.134679.

[136] S. Schulte Beerbühl, M. Fröhling and F. Schultmann, "Combined scheduling and capacity planning of electricity-based ammonia production to integrate renewable energies," *European Journal of Operational Research*, vol. 241, (3), pp. 851–862, 2015. DOI: 10.1016/j.ejor.2014.08.039.

[137] Institute for Sustainable Process Technology, "Power to Ammonia," 2017. .

[138] M. Gardiner and S. Satyapal, "Energy requirements for hydrogen gas compression and liquefaction as related to vehicle storage needs," *DOE Hydrogen and Fuel Cells Program Record*, vol. 9013, (6), 2009. .

[139] Anonymous . *El LCOE español de solar en 2024 está por debajo de 37 €/MWh con una configuración de tracker a un eje, según WoodMac*. Available: <https://www.pv-magazine.es/2024/10/23/para-woodmac-el-lcoe-medio-mundial-de-la-fotovoltaica-alcanza-los-555-e-mwh-2024-frente-a-los-40-e-mwh-de-irena-para-2023/>.

[140] E. y. T. Ministerio de Industrial, "Factores de emisión de CO2 y coeficientes de paso a energía primaria de diferentes fuentes de energía final consumidas en el sector de edificios en España," 2016. Available: https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/Eficiencia/RITE/documentosreconocidosrite/Otros%20documentos/Factores_emision_CO2.pdf.

- [141] European Comission, "PVGIS," ver. 5.3. Available: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/.
- [142] Bauwatch. *Parques de energía solar en España: su rentabilidad depende en gran medida de sus medidas de protección*. Available: <https://www.pv-magazine.es/comunicados/parques-de-energia-solar-en-espana-su-rentabilidad-depende-en-gran-medida-de-sus-medidas-de-proteccion/>.
- [143] B. Bonilla Viñas, "Proyecto De Una Planta Solar Fotovoltaica Tamaño "Utility Scale" Para Producir Energía Eléctrica En Alvarado, Extremadura." , Universidad Pontificia Comillas, 2024.
- [144] R. arquitectos. *Coste Aproximado de un Parque Fotovoltaico: Factores Clave y Desglose de Inversiones*. Available: <https://riscoarquitectos.es/coste-aproximado-de-un-parque-fotovoltaico-factores-clave-y-desglose-de-inversiones/>.
- [145] Unión Española Fotovoltaica. *El Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación desmiente la confrontación entre agricultura, agricultura y energía solar por el uso del suelo*. Available: <https://www.unef.es/es/comunicacion/comunicacion-post/>.
- [146] G. Jiménez-Martín *et al*, "Techno-economic assessment of MW-scale solid oxide electrolysis hydrogen production plant: Integrating possibilities in Spain," *International Journal of Hydrogen Energy*, 2024. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2024.12.239.
- [147] European Hydrogen Observatory. *Electrolyser cost | European Hydrogen Observatory*. Available: <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/hydrogen-landscape/production-trade-and-cost/electrolyser-cost>.
- [148] A. Ursua, L. M. Gandia and P. Sanchis, "Hydrogen Production From Water Electrolysis: Current Status and Future Trends," *JPROC*, vol. 100, (2), pp. 410–426, 2012. DOI: 10.1109/JPROC.2011.2156750.
- [149] S. Krishnan *et al*, "Prospective LCA of alkaline and PEM electrolyser systems," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 55, pp. 26–41, 2024. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2023.10.192.
- [150] J. Beyrami *et al*, "Lifetime and performance of solid oxide electrolysis stacks and systems under different operation modes and conditions," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 102, pp. 980–995, 2025. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2025.01.028.
- [151] A. Christensen, "Assessment of hydrogen production costs from electrolysis: United states and europe," International Council on Clean Transportation, 2020. Available: <https://theicct.org/publication/assessment-of-hydrogen-production-costs-from-electrolysis-united-states-and-europe/>.
- [152] Sposob, Wahid and Fischer, "Ex-situ biological CO2 methanation using trickle bed reactor: review and recent advances," *Rev Environ Sci Biotechnol*, vol. 20, (4), pp. 1087–1102, 2021. DOI: 10.1007/s11157-021-09589-7.
- [153] M. Jain, R. Muthalathu and X. Wu, "Electrified ammonia production as a commodity and energy storage medium to connect the food, energy, and trade sectors," *iScience*, vol. 25, (8), pp. 104724, 2022. DOI: 10.1016/j.isci.2022.104724.

- [154] Rouwenhorst and Lefferts, "Feasibility Study of Plasma-Catalytic Ammonia Synthesis for Energy Storage Applications," *Catalysts*, vol. 10, (9), pp. 999, 2020. DOI: 10.3390/catal10090999.
- [155] S. Kann, "TEA breakdown: green ammonia and synthetic methane," 2024. Available: <https://www.latitudemedia.com/news/catalyst-tea-breakdown-green-ammonia-and-synthetic-methane/>.
- [156] R. Nayak-Luke, R. Bañares-Alcántara and I. Wilkinson, "'Green' Ammonia: Impact of Renewable Energy Intermittency on Plant Sizing and Levelized Cost of Ammonia," *Ind. Eng. Chem. Res.*, vol. 57, (43), pp. 14607–14616, 2018. DOI: 10.1021/acs.iecr.8b02447.
- [157] Red Eléctrica. *Precio medio final | Informes del sistema*. Available: <https://www.sistemaelectrico-ree.es/informe-del-sistema-electrico/mercados/precio-medio-final>.
- [158] European Central Bank. *Inflation and consumer prices*. Available: https://www.ecb.europa.eu/stats/macroeconomic_and_sectoral/hicp/html/index.en.html.
- [159] Banco de España. *¿Qué es la estrategia de política monetaria del BCE?*. Available: <https://www.bde.es/wbe/es/areas-actuacion/politica-monetaria/politica-monetaria-area-euro/que-es-la-estrategia-de-politica-monetaria-del-bce-f5d7566f0820281.html>.
- [160] C. S. Lai *et al*, "A financial model for lithium-ion storage in a photovoltaic and biogas energy system," *Appl. Energy*, vol. 251, pp. 113179, 2019. DOI: 10.1016/j.apenergy.2019.04.175.
- [161] A. Seguridad, "Estas son las plantas fotovoltaicas más grandes de España," 2024. Available: <https://www.acecho.es/estas-son-las-plantas-fotovoltaicas-mas-grandes-de-espana/>.
- [162] A. Escandon, "Las 5 mayores plantas fotovoltaicas en España," 2024. Available: <https://alusinsolar.com/las-5-mayores-plantas-fotovoltaicas-espana/>.
- [163] J. Burgess. *Interactive: Platts Ammonia price chart*. Available: <https://www.spglobal.com/commodity-insights/en/news-research/latest-news/energy-transition/051023-interactive-ammonia-price-chart-natural-gas-feedstock-europe-usgc-black-sea>.
- [164] International Energy Agency. *Average annual capacity factors by technology, 2018*. Available: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/average-annual-capacity-factors-by-technology-2018>.
- [165] H. Miao *et al*, "Levelized cost of long-distance large-scale transportation of hydrogen in China," *Energy*, vol. 310, pp. 133201, 2024. DOI: 10.1016/j.energy.2024.133201.
- [166] S. van der Meulen *et al*, "Cost figures for freight transport – final report," Panteia, 2023. Available: https://www.kimnet.nl/binaries/kimnet/documenten/notities/2023/03/30/kostenkengetallen-voor-het-goederenvervoer/Cost+figures+for+freight+transport_def.pdf.
- [167] W. Schreuder, J. C. Slootweg and B. van der Zwaan, "Techno-economic assessment of low-carbon ammonia as fuel for the maritime sector," *Applications in Energy and Combustion Science*, vol. 22, pp. 100330, 2025. DOI: 10.1016/j.jaecs.2025.100330.

[168] Anonymous . *Emission Factor: Container ship (average) | Transport | Sea Freight | United Kingdom | Climatiq*. Available: <https://www.climatiq.io/data/emission-factor/a7878f0a-10cf-43eb-b301-f4d35511ce6d>.

[169] N. Savvides. *Container lines set out EU ETS surcharges*. Available: <https://www.seatrade-maritime.com/containers/container-lines-set-out-eu-ets-surcharges>.

[170] Global Combustion Systems. *Oil Fuel Properties*. Available: <http://www.globalcombustion.com/oil-fuel-properties/>.

Capítulo 8. ANEJOS

Anejo I. OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

Este proyecto está centrado en la producción y uso del amoníaco como medio de almacenamiento de energía en un ámbito donde las soluciones ‘verdes’ convencionales sufren de problemas como baja densidad energética, alto coste, o dificultades para su implementación a gran escala. Debido a que el problema a tratar es principalmente energético, siendo los problemas económicos y medioambientales subsidiarios a éste, se propone que el Objetivo de Desarrollo Sostenible (ODS) más aplicable a este proyecto es el Objetivo 7.

Objetivo 7: Energía asequible y no contaminante

La energía es uno de los grandes pilares de la sociedad moderna, intrínsecamente ligada tanto a los poderes políticos y económicos alrededor del mundo, así como a la vida diaria de miles de millones de personas. Debido a su utilización en todos los ámbitos cotidianos, como la alimentación, la salud, y el trabajo, es imperativo garantizar el acceso a la energía asequible para todas las personas que la necesiten, y que la producción, transporte y consumo de ésta no sea un riesgo sanitario o medioambiental.

Este Objetivo se concreta mediante varias metas a alcanzar en 2030, enfocándose en desafíos concretos a resolver que actualmente impiden el cumplimiento del objetivo. Las metas del ODS 7 hacia las que este proyecto está enfocado son las siguientes:

- 7.2 *De aquí a 2030, aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas.*
- 7.a *De aquí a 2030, aumentar la cooperación internacional para facilitar el acceso a la investigación y la tecnología relativas a la energía limpia, incluidas las fuentes renovables, la eficiencia energética y las tecnologías avanzadas y menos contaminantes de combustibles fósiles, y promover la inversión en infraestructura energética y tecnologías limpias.*

Por otro lado, se quiere recalcar el hecho de que el ámbito de aplicación de esta investigación se sitúa dentro del sector industrial, particularmente de las industrias de los transportes marítimos a gran escala. Aunque las soluciones planteadas en este proyecto tendrán un impacto

positivo sobre el medioambiente y por ende sobre la población, el desarrollo e implementación se centrarán exclusivamente en entornos industriales. Por ello, se propone un segundo eje secundario de alineamiento con los ODS:

Objetivo 9: Industria, innovación e infraestructuras

El sector industrial es uno de los mayores contribuyentes a la contaminación mundial, con la producción actual de amoníaco consumiendo más del 1% de la energía producida a nivel mundial. Al igual que el objetivo anterior, éste también está asociado a una serie de metas relacionadas con desafíos por vencer a nivel mundial; para este proyecto, las metas más relevantes son las siguientes:

- 9.4 *De aquí a 2030, modernizar la infraestructura y reconvertir las industrias para que sean sostenibles, utilizando los recursos con mayor eficacia y promoviendo la adopción de tecnologías y procesos industriales limpios y ambientalmente racionales, y logrando que todos los países tomen medidas de acuerdo con sus capacidades respectivas.*
- 9.5 *Aumentar la investigación científica y mejorar la capacidad tecnológica de los sectores industriales de todos los países, en particular los países en desarrollo, entre otras cosas fomentando la innovación y aumentando considerablemente, de aquí a 2030, el número de personas que trabajan en investigación y desarrollo por millón de habitantes y los gastos de los sectores público y privado en investigación y desarrollo.*