



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE GENERACIÓN DE HIDRÓGENO RENOVABLE

Autor: Jorge Rafael Granados Deville-Bellechasse

Director: Jaime Navarro Ocón

Madrid

Julio de 2022

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título **Análisis Técnico-Económico de Generación de Hidrógeno renovable** en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico 2021/2022 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.: Jorge Rafael Granados Deville-Bellechasse Fecha: 07/ 07/ 2022

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Jaime Navarro Ocón Fecha: 7 / 7 / 2022





MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE GENERACIÓN DE HIDRÓGENO RENOVABLE

Autor: Jorge Rafael Granados Deville-Bellechasse

Director: Jaime Navarro Ocón

Madrid

Julio de 2022

ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE GENERACIÓN DE HIDRÓGENO RENOVABLE

Autor: Granados Deville-Bellechasse, Jorge Rafael.

Director: Navarro Ocón, Jaime.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

En el siguiente proyecto se analizará la generación de hidrógeno renovable desde las perspectivas de las tres principales tecnologías en la actualidad y en el futuro. El estudio se realizará con un estudio técnico y económico de costes normalizados para analizar qué factores afectan a los costes finales normalizados y el posible potencial como fuente de almacenamiento en el futuro.

Palabras clave: Hidrógeno Verde, AEC, PEMEC, SOEC, LCOE, LCOH, LCOS, Sector Coupling

1. Introducción: Estado del Arte y Objetivos.

El hidrógeno renovable, denominado así ya que la energía para su producción procede de recursos renovables, se muestra como el vector energético de presente y futuro con mayor potencial por su aplicación en diversos sectores energéticos.

Este alto potencial se debe a sus propiedades físicas y químicas que le permiten tener una gran capacidad energética, aparte de ser el elemento más abundante en nuestra naturaleza. Sin embargo presenta la particularidad de no encontrarse de forma libre en la Tierra, de ahí que se haga este estudio sobre su producción analizando a través de sus costes qué factores van a determinar el futuro del hidrógeno verde, así como poner en contexto su capacidad de almacenar energía.

Cobra también importancia en el proyecto el estado actual de las energías renovables y en el futuro al ser la base del hidrógeno renovable, sobre todo en materia de costes de generación. Sus costes en el futuro y el porcentaje de energía que se podrá abastecer con ellos en el futuro con la idea de obtener excedentes almacenables.

El “Sector Coupling” marca por qué debe producirse una integración de todos los elementos del sistema energético en uno solo, con la idea de actuar como un sistema completo. En este caso el hidrógeno verde puede ser clave para dicha integración ya que puede actuar dentro de la parte de almacenamiento, en el sector transporte como vector y en la electrificación de zonas con menor capacidad.

Las tecnologías analizadas en cuanto a la generación serán el electrolizador alcalino (AEC), electrolizador de intercambio de protones (PEMEC) y el electrolizador de óxidos sólidos (SOEC). Los dos primeros pertenecen a la familia de los que actúan a bajas temperaturas, rondando los 100°, y el electrolizador SOEC actúa cercano a los 1000°, obteniendo mejores

niveles de eficiencia al requerir de una menor tensión umbral para producir hidrógeno de forma libre (El Hidrógeno y la Energía, 2007), aunque es una tecnología todavía en investigación, no como las dos anteriores. Además de esta característica que define a cada tecnología, presentan distintos tiempos de arranque y respuesta, por lo tanto sus aplicaciones pueden ser muy distintas, sobre todo afectando a su integración con las energías renovables, donde la tecnología AEC podría presentar más problemas por la intermitencia de generación de la solar o la eólica por poner un ejemplo.

El hidrógeno verde sin embargo no presenta una gran participación dentro del mercado de generación de hidrógeno, con el hidrógeno gris y azul a la cabeza, o aún lejos de otros tipos de hidrógeno de transición como el hidrógeno dorado. La causa de este efecto son sus altos costes y su poca capacidad de potencia.

Pese a esto, su potencial en Europa y sobre todo en España provocan que se hayan establecido planes estratégicos oficiales por parte de los Gobiernos. En el capítulo del Estado del Arte se analizarán los principales objetivos en cuanto a generación y principales líneas de acción.

2. Definición del proyecto y Metodología

Como se ha comentado, todo el estudio se basa en el análisis de los costes normalizados tanto de las distintas tecnologías y sus costes de generación como de almacenamiento, y de los costes de cada tipo de energía renovables, de las cuales se analizan la eólica, fotovoltaica, termosolar y nuclear, las dos últimas de aplicación para la tecnología SOEC.

Con respecto al precio del LCOE (“Levelized Cost of Energy”) de las renovables, a partir de los datos (IRENA, 2020) de forma global se establece la tendencia de costes para el año 2030 a partir del histórico. En cuanto a la nuclear (IEA, 2022), al ser una tecnología madura se deduce que su coste actual será también el futuro asumiendo un freno a los altos impuestos por su todavía significativa influencia como tecnología de transición a la descarbonización.

Dentro del modelo planteado hay una serie de variables técnicas y económicas particulares de cada tecnología que afectan al coste final y que definen cada tecnología a estudiar. Estas variables son:

Características Técnicas	Características Económicas
Carga eléctrica	Vida útil en años
Tensión del stack	Depreciación
Producción anual	Inflación
Potencia total del electrolizador	WACC (Weighted Average Cost of Capital)
Vida útil del electrolizador	CAPEX (Capital Expenditure)
Degradación del stack	OPEX (Operational Expenditure)
Eficiencia del stack referido al PCI	CAPEX reemplazo
Consumo de agua	LCOE Energía renovable
Factor de capacidad	

Figura 1. Variables Modelo de Costes. Elaboración propia

Con estos datos se calcularán los LCOH (“Levelized Cost of Hydrogen”) y LCOS (“Levelized Cost of Storage”) igualando el VAN a 0 e iterando, obteniendo el coste normalizado como variable de salida. Por último para analizar los resultados finales con los que sacar conclusiones, se harán diversos análisis de sensibilidad variando los factores para ver en qué grado afectan al coste final. Estas variables serán el consumo, la potencia del electrolizador y el factor de capacidad para el cálculo del almacenamiento.

Por último los resultados obtenidos se compararán con el hidrógeno gris y azul, y sus costes normalizados actuales y futuros, y los costes de almacenamiento con las principales tecnologías empleadas para almacenar energía.

3. Resultados

A continuación se presentan los resultados más relevantes del análisis. Por un lado vemos como teniendo en cuenta el LCOE de los últimos diez años, los costes caerán mucho en las energías menos desarrolladas, mientras que la eólica onshore se mantendrá en valores similares por su alto grado de madurez. Estos resultados serán los utilizados para el cálculo posterior del modelo.

Energía	LCOE 2022		LCOE 2030		Horas Funcionamiento
Solar Fotovoltaica	57	€/MWh	37,31	€/MWh	2400
Eólica Onshore	37	€/MWh	34,03	€/MWh	2500
Eólica Offshore	80	€/MWh	47,89	€/MWh	2500
Termosolar	95	€/MWh	60,05	€/MWh	2400
Nuclear	45,14	€/MWh	45,14	€/MWh	8000

Figura 2. LCOE Energías Renovables. Elaboración propia según datos IRENA e IEA.

Para las tablas resumen de los costes normalizados del hidrógeno y de almacenamiento, se ha establecido un coste del pool medio entre las energías renovables, al igual que una eficiencia media dependiendo de la tecnología.

Ya centrándonos en los costes actuales de producción de hidrógeno verde, vemos como en la actualidad los costes se mantienen alejados al producir con AEC y PEMEC, y que en el caso SOEC sí que se mantienen muy alejados. Sin embargo en los casos más favorables, con producción centralizada y precios energéticos bajos el hidrógeno verde ya puede llegar a ser competitivo con el hidrógeno azul pero no con el gris.

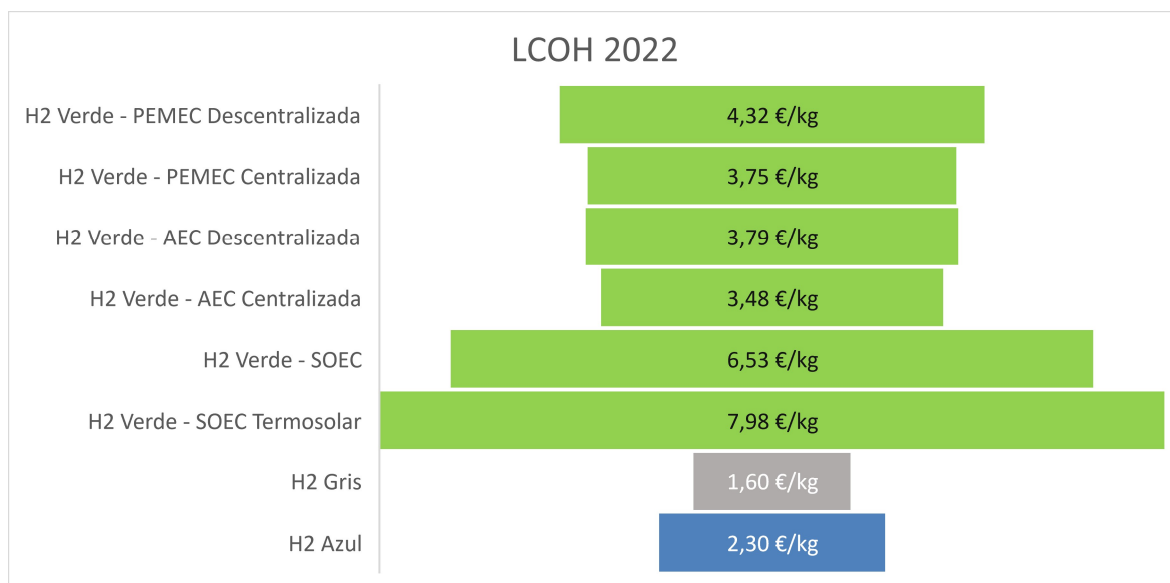


Figura 3. LCOH 2022. Elaboración propia

Los datos obtenidos para el futuro demuestran el gran potencial de este vector a nivel económico y de producción total, donde ya se mantendría el hidrógeno verde competitivo con el hidrógeno azul y en los casos más favorables con el gris, debido a que IEA estima que sus precios aumentarán por los altos impuestos futuros al CO₂. También resulta sorprendente como el coste de la tecnología SOEC integrada junto con las renovables que actúan a alta temperatura son muy positivos debido a sus sinergias, siendo muy relevantes los resultados aplicados a la energía nuclear.

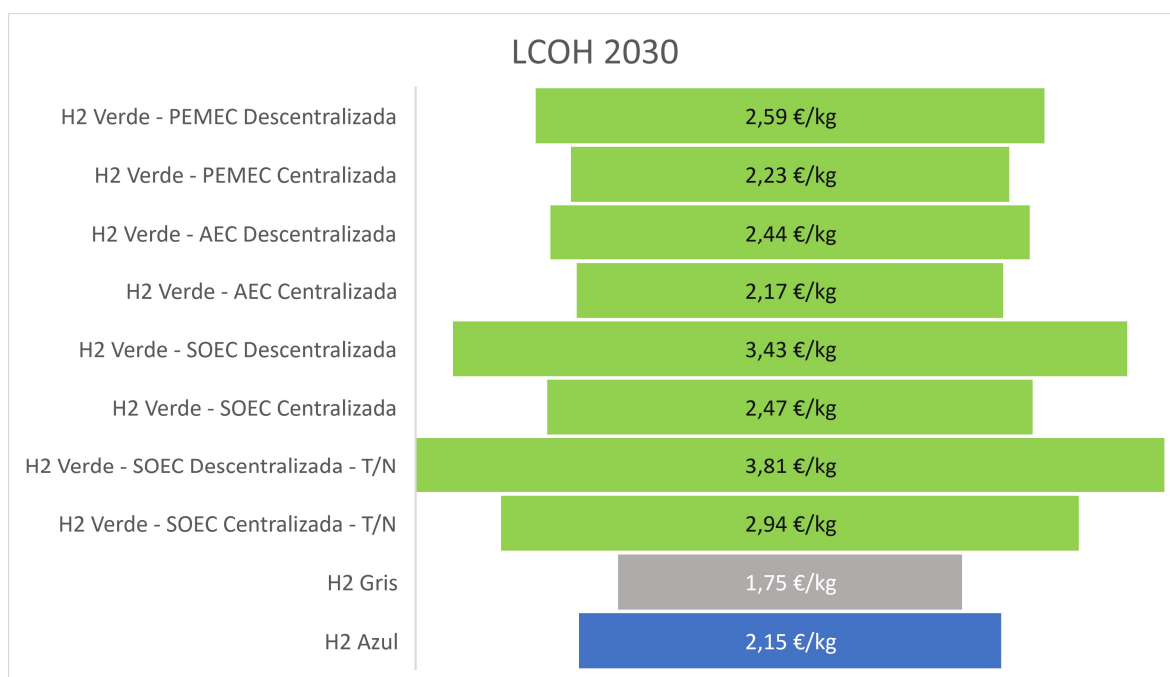


Figura 4. LCOH 2030. Elaboración propia

Por último, en cuanto al coste normalizado de almacenamiento, el factor de capacidad se predispone como variable clave en cuanto a abaratar los costes con lo cual estos estarán muy

asociados en el futuro a la generación de excedentes de energía con cero huella de carbono. En cuanto a la comparación respecto al resto de tecnologías, en los escenarios más favorables se pueden obtener costes inferiores o muy inferiores en los mejores escenarios respecto a las centrales de bombeo con igual o incluso más capacidad energética en MWh. Los costes (Imperial College, 2018) en cuanto a baterías serán buenos en general, sin embargo su poca capacidad pese a que aumentará en el futuro, hace situar al hidrógeno en una posición estratégica más favorable para el futuro.

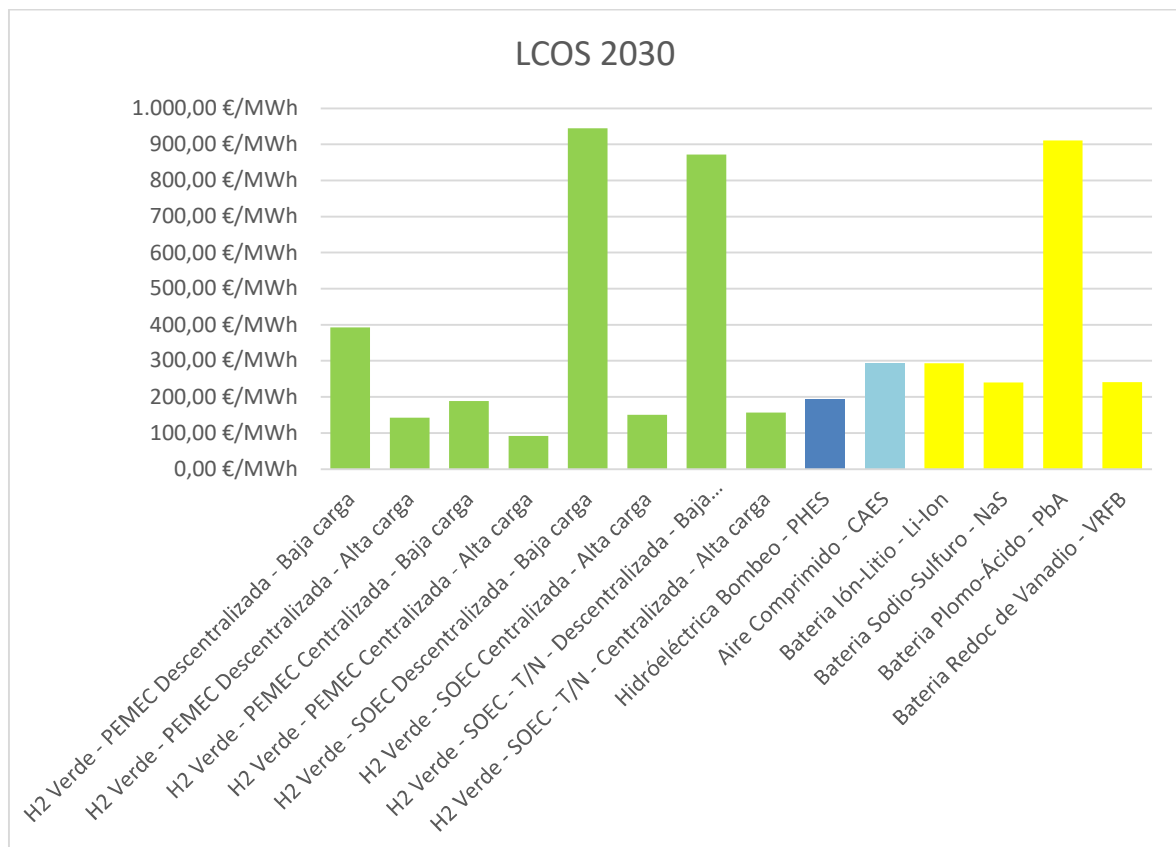


Figura 5. LCOS 2030. Elaboración propia

4. Conclusiones

Los resultados anteriores permiten llegar a las siguientes conclusiones en cuanto al hidrógeno renovable y su contexto, en relación con que líneas futuras y factores serán clave para su desarrollo:

- La tecnología PEMEC y AEC se demuestran como las bases del desarrollo del hidrógeno verde, aunque la aplicación del electrolizador alcalino tome la dirección hacia proyectos más estacionarios debido a su pobre respuesta ante las renovables. La tecnología SOEC presenta un gran potencial y verá reducidos en el futuro a la mitad sus costes pero debe ir acompañado de una fuerte inversión en su desarrollo.
- Los factores clave en la generación serán el precio de las renovables junto con un aumento de la potencia de los electrolizadores, por su CAPEX asociado. La

eficiencia se ve como un factor importante pero menos relevante que los anteriores. En cuanto al almacenamiento, el factor de capacidad será la base para generar un hidrógeno competitivo.

- La energía nuclear plantearla como clave en la transición futura por su buena predisposición de asociarse para generar hidrógeno y actuar como complemento en el futuro del mix energético.
- El hidrógeno verde como vector energético no es competitivo en la actualidad de forma general, sin embargo en el futuro será la base del almacenamiento y de la descarbonización por los resultados económicos obtenidos.

5. Referencias

- [1] International Renewable Energy Agency, IRENA (2021). “Renewable capacity statistics 2021.”
- [2] Naturgy. (2020). “Sector Coupling: Una Visión para España.”
- [3] O. Schmidt; S. Melchior; A. Hawkes; I. Staffell. (2018). “Projecting the future levelized cost of electricity storage technologies”. Imperial College London.
- [4] Linares Hurtado, José Ignacio y Moratilla Soria, Beatriz Yolanda. (2007). “El hidrógeno y la energía”. Universidad Pontificia Comillas, ICAI.
- [5] IRENA. (2022). “Green Hydrogen Cost and Potential”

TECHNICAL-ECONOMIC ANALYSIS OF RENEWABLE HYDROGEN GENERATION

Author: Granados Deville-Bellechasse, Jorge Rafael.

Supervisor: Navarro Ocón, Jaime.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

The following project will analyze renewable hydrogen generation from the perspectives of the three main technologies today and in the future. The study will be carried out with a technical and economic study of normalized costs to analyze what factors affect the final normalized costs and the possible potential as a storage source in the future.

Keywords: Green Hydrogen, AEC, PEMEC, SOEC, LCOE, LCOH, LCOS, Coupling Sector

1. Introduction: State of the Art and Objectives

Renewable hydrogen, so called because the energy for its production comes from renewable resources, is the present and future energy vector with the greatest potential for its application in various energy sectors.

This high potential is due to its physical and chemical properties that allow it to have a great energetic capacity, apart from being the most abundant element in our nature. However, it has the particularity of not being found in free form on Earth, hence this study on its production, analyzing through its costs what factors will determine the future of green hydrogen, as well as putting into context its ability to store energy.

The current state of renewable energies is also important in the project, and in the future, being the basis of renewable hydrogen, especially in terms of generation costs. Their costs in the future and the percentage of energy that can be supplied with them in the future with the idea of obtaining storable surpluses.

The "Coupling Sector" shows why there should be an integration of all the elements of the energy system into one, with the idea of acting as a complete system. In this case, green hydrogen can be key to such integration, as it can act within the storage part, in the transport sector as a vector and in the electrification of areas with lower capacity.

The technologies analyzed in terms of generation will be the alkaline electrolyzer (AEC), proton exchange electrolyzer (PEMEC) and solid oxide electrolyzer (SOEC). The first two belong to the family of those that operate at low temperatures, around 100°, and the SOEC electrolyzer operates close to 1000°, obtaining better efficiency levels by requiring a lower threshold voltage to produce hydrogen in a free form (El Hidrógeno y la Energía, 2007), although it is a technology still under research, unlike the two previous ones. In addition to this characteristic that defines each technology, they have different start-up and response times, therefore their applications can be very different, especially affecting their integration

with renewable energies, where AEC technology could present more problems due to the intermittency of solar or wind generation, for example.

Green hydrogen, however, does not have a large share of the hydrogen generation market, with grey and blue hydrogen leading the way, or even far behind other types of transitional hydrogen such as golden hydrogen. This is due to its high costs and low power capacity.

Despite this, its potential in Europe and especially in Spain has led to the establishment of official strategic plans by governments. In the State of the Art chapter, the main objectives in terms of generation and main lines of action will be analyzed.

2. Project Definition and Methodology

As mentioned above, the entire study is based on the analysis of the normalized costs of the different technologies and their generation and storage costs, and of the costs of each type of renewable energy, of which wind, photovoltaic, solar thermal and nuclear are analyzed, the last two of which are applied to SOEC technology.

With respect to the LCOE ("Levelized Cost of Energy") price of renewables, from the data (IRENA, 2020) globally the cost trend for the year 2030 is established from the historical one. As for nuclear power (IEA, 2022), since it is a mature technology, it is deduced that its current cost will also be the future one, assuming a brake on high taxes due to its still significant influence as a transition technology to decarbonization.

Within the model proposed there are a series of technical and economic variables particular to each technology that affect the final cost and define each technology to be studied. These variables are:

Technical Specifications	Economic Specifications
Electric Charge	Shelf Life in Years
Stack Voltage	Depreciation
Annual Production	Inflation
Electrolyzer Power	WACC (Weighted Average Cost of Capital)
Electrolyzer Life	CAPEX (Capital Expenditure)
Stack Degradation	OPEX (Operational Expenditure)
PCI-related Stack Efficiency	CAPEX replacement
Water Consumption	LCOE Renewable Energy
Capacity Factor	

Figure 1. Variables Cost Model. Own elaboration

With these data, the LCOH ("Levelized Cost of Hydrogen") and LCOS ("Levelized Cost of Storage") will be calculated by equating the NPV to 0 and iterating, obtaining the normalized cost as the output variable. Finally, to analyze the final results with which to draw conclusions, various sensitivity analyses will be performed by varying the factors to see to what degree they affect the final cost. These variables will be consumption, electrolyzer power and the capacity factor for the storage calculation.

Finally, the results obtained will be compared with gray and blue hydrogen, and their current and future normalized costs, and the storage costs with the main technologies used to store energy.

3. Results

The most relevant results of the analysis are presented below. On the one hand, taking into account the LCOE of the last ten years, costs will fall significantly in the less developed energies, while onshore wind will remain at similar values due to its high degree of maturity. These results will be used for the subsequent calculation of the model.

Energía	LCOE 2022		LCOE 2030		Horas Funcionamiento
Solar Fotovoltaica	57	€/MWh	37,31	€/MWh	2400
Eólica Onshore	37	€/MWh	34,03	€/MWh	2500
Eólica Offshore	80	€/MWh	47,89	€/MWh	2500
Termosolar	95	€/MWh	60,05	€/MWh	2400
Nuclear	45,14	€/MWh	45,14	€/MWh	8000

Figure 2. LCOE Renewable Energies. Own elaboration according to IRENA and IEA data.

For the summary tables of normalized hydrogen and storage costs, an average pool cost has been established among renewable energies, as well as an average efficiency depending on the technology.

Focusing on the current costs of green hydrogen production, we see that at present the costs are far apart when producing with AEC and PEMEC, and that in the SOEC case they are very far apart. However, in the most favorable cases, with centralized production and low energy prices, green hydrogen can become competitive with blue hydrogen but not with gray hydrogen.

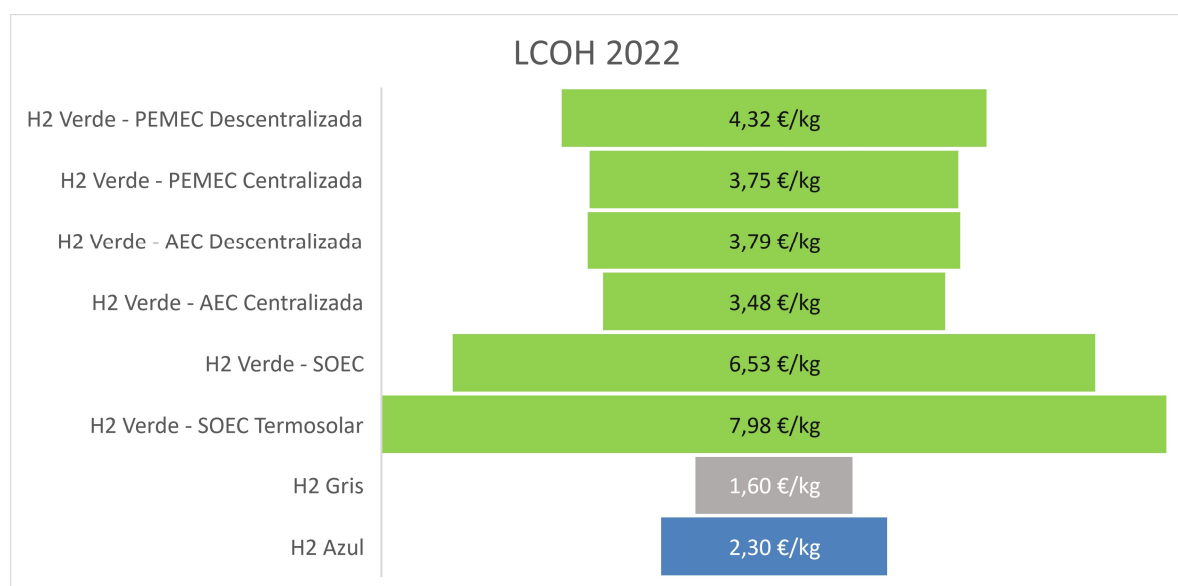


Figure 3. LCOH 2022. Own elaboration

The data obtained for the future demonstrate the great potential of this vector at the economic and total production level, where green hydrogen will remain competitive with blue hydrogen and in the most favorable cases with gray hydrogen, due to the fact that IEA estimates that its prices will increase due to the high future CO₂ taxes. It is also surprising how the cost of SOEC technology integrated with renewables operating at high temperature are very positive due to their synergies, being very relevant the results applied to nuclear energy.

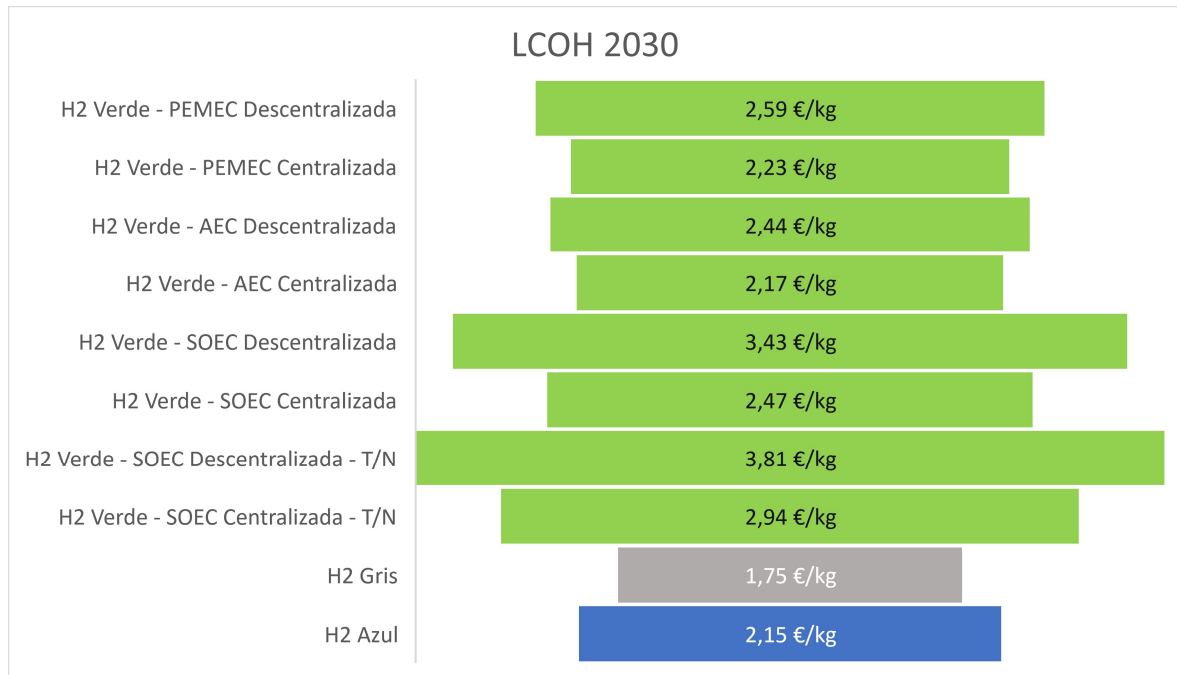


Figure 4. LCOH 2030. Own elaboration

Finally, as regards the normalized cost of storage, the capacity factor is predisposed as a key variable in terms of lower costs, which will be closely associated in the future with the generation of surplus energy with a zero carbon footprint. As for the comparison with respect to other technologies, in the most favorable scenarios, lower costs can be obtained than pumped-storage plants with the same or even more energy capacity in MWh. The costs (Imperial College, 2018) for batteries will be good in general, however their low capacity despite increasing in the future, makes hydrogen in a more favorable strategic position for the future.

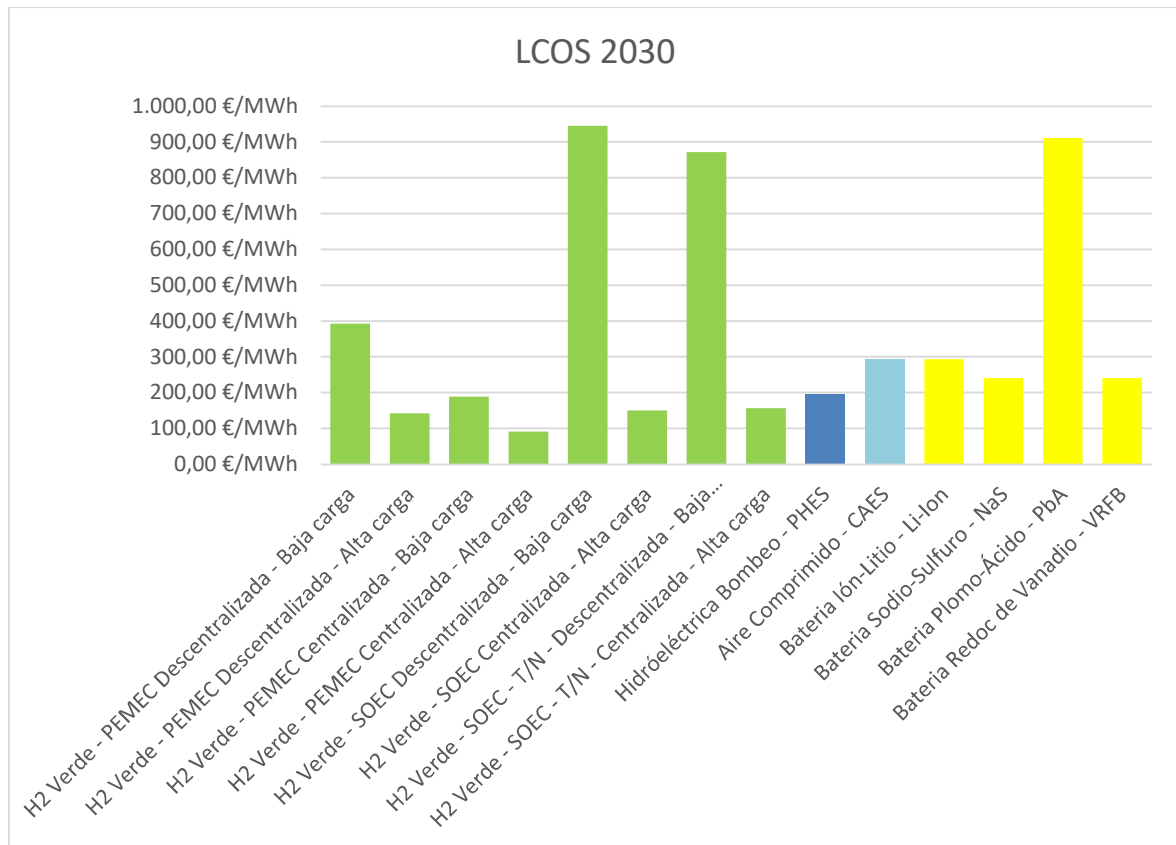


Figure 5. LCOS 2030. Own elaboration

4. Conclusions

The above results allow the following conclusions to be drawn regarding renewable hydrogen and its context, in relation to which future lines and factors will be key to its development:

- PEMEC and AEC technology prove to be the bases for the development of green hydrogen, although the application of the alkaline electrolyzer takes the direction towards more stationary projects due to its poor response to renewables. SOEC technology has great potential and will see its costs halved in the future, but it must be accompanied by heavy investment in its development.
- The key factors in generation will be the price of renewables together with an increase in the power of electrolyzers, due to their associated CAPEX. Efficiency is seen as an important factor but less relevant than the previous ones. As for storage, the capacity factor will be the basis for generating competitive hydrogen.
- Nuclear energy is seen as a key factor in the future transition because of its willingness to join forces to generate hydrogen and act as a complement in the future energy mix.

- Green hydrogen as an energy vector is not currently competitive in general, but in the future it will be the basis for storage and decarbonization due to the economic results obtained.

5. References

- [1] International Renewable Energy Agency, IRENA (2021). “Renewable capacity statistics 2021.”
- [2] Naturgy. (2020). “Sector Coupling: Una Visión para España.”
- [3] O. Schmidt; S. Melchior; A. Hawkes; I. Staffell. (2018). “Projecting the future levelized cost of electricity storage technologies”. Imperial College London.
- [4] Linares Hurtado, José Ignacio y Moratilla Soria, Beatriz Yolanda. (2007). “El hidrógeno y la energía”. Universidad Pontificia Comillas, ICAI.
- [5] IRENA. (2022). “Green Hydrogen Cost and Potential”

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	8
1.1 Motivación del proyecto.....	9
1.2 Objetivos del proyecto.....	11
Capítulo 2. Estado de la Cuestión	13
2.1 Estado actual energías renovables	13
2.2 Gases Renovables.....	18
2.3 El Hidrógeno	20
2.4 Hidrógeno Verde	54
2.5 Marco Legislativo Actual.....	64
Capítulo 3. Definición del Trabajo	74
3.1 Metodología.....	74
3.2 Planificación Temporal	83
Capítulo 4. Modelo Desarrollado.....	84
4.1 Coste Normalizado energía renovable – LCOE	84
4.2 Capex y Opex Electrolizadores	88
4.3 Características Eléctricas.....	93
4.4 Características Técnicas Electrolizador.....	95
4.5 Características Económicas	100
Capítulo 5. Análisis de Resultados.....	102
5.1 Coste Normalizado Energía Renovable – LCOE	102
5.2 Coste Normalizado Hidrógeno renovable – LCOH	106
5.3 Coste Normalizado Almacenamiento - LCOS	121
5.4 Discusión de Resultados.....	129
Capítulo 6. Conclusiones.....	133
Capítulo 7. Bibliografía.....	136
ANEXO I. Alineación del Proyecto con ODS	139

<i>ANEXO II. Tablas Análisis de Sensibilidad.....</i>	<i>141</i>
LCOH PEMEC 2022	141
LCOH PEMEC 2030	142
LCOS PEMEC 2030	143
LCOH AEC 2022.....	144
LCOH AEC 2030.....	145
LCOH SOEC 2022	146
LCOH SOEC 2030	147
LCOS SOEC 2030	148

Índice de Ilustraciones

Ilustración 1. Previsión LCOH por país año 2030. IRENA 2022	10
Ilustración 2. Previsión LCOH detallada hasta 2050. IRENA 2022	11
Ilustración 3. Distribución potencia instalada en España. Elaboración propia según datos REE 2021.....	13
Ilustración 4. Distribución potencia instalada Energías Renovables. Elaboración propia según datos REE. 2021	14
Ilustración 5. Distribución Generación y Potencia España. Elaboración propia según datos REE 2021.....	15
Ilustración 6. Distribución Generación dentro del mix energético.....	16
Ilustración 7. Mix energético mundial. Elaboración propia según datos IRENA 2020.....	17
Ilustración 8. Distribución Energías renovables mundial. Elaboración propia según datos IRENA 2020.....	18
Ilustración 9. Flujograma del Biometano. GasRenovable.org	19
Ilustración 10. Flujograma Gas Sintético. GasRenovable.org.....	20
Ilustración 11. Esquema integración Sector Coupling. Naturgy, 2020	25
Ilustración 12. Almacenamiento de gas y electricidad en Europa. Naturgy, 2020.....	27
Ilustración 13. Comparación características de densidad energética. Centro Nacional del Hidrógeno	28
Ilustración 14. Comparación costes distribución 2020. Bloomberg, 2020.....	35
Ilustración 15. Clasificación producción mundial H2. Elaboración propia según datos CSS Institute. 2020	36
Ilustración 16. Clasificación Procesos de producción H2. Elaboración propia según "El Hidrógeno y la Energía"	38
Ilustración 17. Proceso MCFC. College of Desert, 2001	48
Ilustración 18. Proceso SOFC. College of Desert, 2001	49
Ilustración 19. Proceso AFC. College of Desert, 2001	50
Ilustración 20. Proceso PAFC. College of Desert, 2001	51
Ilustración 21. Proceso PEMFC. College of Desert, 2001	52

Ilustración 22. Esquema Electrolizados Alcalino. Fuente: Renewable Hydrogen Technologies.....	56
Ilustración 23. Curva polarización electrolizador alcalino. Caracterización electrolizadores, 2016	57
Ilustración 24.. Esquema Electrolizador PEM. Tecnologías de Hidrógeno.	59
Ilustración 25. Curva de polarización PEMEC. Institute on Membrane Technology.....	60
Ilustración 26. Esquema Electrolizador SOEC. Tecnologías de Hidrógeno.	62
Ilustración 27. Reacción Electrolizador SOEC	62
Ilustración 28. Curva Polarización SOEC. FuelCell Energy.....	63
Ilustración 29. CAPEX PEMEC. Elaboración propia	89
Ilustración 30. CAPEX reemplazo PEMEC. Elaboración propia	89
Ilustración 31. CAPEX AEC. Elaboración propia	90
Ilustración 32. CAPEX reemplazo AEC. Elaboración propia.....	91
Ilustración 33. CAPEX SOEC. Elaboración propia	92
Ilustración 34. CAPEX reemplazo SOEC. Elaboración propia.....	92
Ilustración 35. Modelo predictivo LCOE 2030. Elaboración propia	104
Ilustración 36. LCOH PEMEC 2022 – Potencia Instalada. Elaboración propia	¡Error!
Marcador no definido.	
Ilustración 37. LCOH PEMEC 2022 - Energía requerida. Elaboración propia	108
Ilustración 38. LCOH PEMEC 2030 – Potencia Instalada. Elaboración propia	109
Ilustración 39. LCOH PEMEC 2030 - Energía requerida. Elaboración propia	111
Ilustración 40. LCOH AEC 2022 – Potencia Instalada. Elaboración propia	112
Ilustración 41. LCOH AEC 2022 - Energía requerida. Elaboración propia.....	113
Ilustración 42. LCOH AEC 2030 – Potencia Instalada. Elaboración propia	115
Ilustración 43. LCOH AEC 2030 - Energía requerida. Elaboración propia.....	116
Ilustración 44. LCOH SOEC 2022 – Potencia Instalada. Elaboración propia	117
Ilustración 45. LCOH SOEC 2022 - Energía requerida. Elaboración propia	119
Ilustración 46. LCOH SOEC 2030 – Potencia Instalada. Elaboración propia	120
Ilustración 47. LCOH SOEC 2030 - Energía requerida. Elaboración propia	121

Ilustración 48. Estimación Generación renovable España. Fuente: Elaboración propia según datos REE	122
Ilustración 49. LCOS PEMEC 2030. Potencia Instalada. Elaboración propia.....	124
Ilustración 50. LCOS PEMEC 2030. Factor de Capacidad. Elaboración propia	125
Ilustración 51. LCOS SOEC 2030. Potencia Instalada. Elaboración propia.....	127
Ilustración 52. LCOS SOEC 2030. Factor de Capacidad. Elaboración propia	128
Ilustración 53. Resultados LCOH 2022. Elaboración propia	130
Ilustración 54. Resultados LCOH 2030. Elaboración propia.	131
Ilustración 55. Resultados LCOS 2030. Elaboración propia.....	132

Índice de Tablas

Tabla 1. Propiedades Hidrógeno. Elaboración propia.....	21
Tabla 2. Balances termodinámicos electrólisis. El Hidrógeno y la Energía, 2007.....	43
Tabla 3. Características Pilas de Combustible. Elaboración Propia.....	47
Tabla 4. Tipos de Hidrógeno según proceso y costes. Elaboración propia.....	54
Tabla 5. Características Eléctricas AEC. Elaboración propia	58
Tabla 6. Características Eléctricas PEMEC. Elaboración propia.....	61
Tabla 7. Características Eléctricas PEMEC. Elaboración propia.....	64
Tabla 8. Diagrama Gantt planificación del Proyecto	83
Tabla 9. LCOE histórico Energías Renovables. Fuente: Elaboración propia a partir de datos IRENA.....	85
Tabla 10. LCOE Energías Renovables 2022. Fuente: Elaboración Propia a partir datos IRENA	85
Tabla 11. LCOE Energía Nuclear. Elaboración propia según datos IEA.....	86
Tabla 12. LCOS tecnologías de almacenamiento. Elaboración propia según datos Imperial College.....	87
Tabla 13. CAPEX PEMEC. Fuente: Elaboración propia según datos J.C Martin	88
Tabla 14. CAPEX reemplazo PEMEC. Fuente: Elaboración propia datos J.C Martín.....	88
Tabla 15. Características eléctricas PEMEC 2030. Elaboración propia.....	93
Tabla 16. Características eléctricas AEC 2030. Elaboración propia.....	94
Tabla 17. Características eléctricas SOEC 2030. Elaboración propia.....	95
Tabla 18. Características Técnicas PEMEC 2022. Elaboración propia	96
Tabla 19. Características Técnicas PEMEC 2030. Elaboración propia	97
Tabla 20. Características Técnicas AEC 2022. Elaboración propia.....	98
Tabla 21. Características Técnicas AEC 2030. Elaboración propia.....	98
Tabla 22. Características Técnicas SOEC 2022. Elaboración propia.....	99
Tabla 23. Características Técnicas SOEC 2030. Elaboración propia.....	100
Tabla 24. Características Económicas Electrolizador. Elaboración propia.....	100

Tabla 25. Datos Históricos Energías Renovables. Elaboración propia según IRENA 2020	103
Tabla 26. LCOE 2030 Energía Renovables. Elaboración propia	105

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

En la actualidad estamos viendo la gran influencia que tienen los costes de energía sobre la sociedad y nuestra forma de actuar en ella. La guerra de Ucrania junto con el alto coste del gas, del que en concreto nuestro país es gran dependiente, está llevando al país y en general al mundo a una fuerte subida de la inflación, ya que el consumo energético está fuertemente ligado a nuestra forma de vida.

Es por ello por lo que se buscan nuevas soluciones que reduzcan esos costes, sin perder de vista el problema del desarrollo sostenible y la gravedad que puede tener en el futuro. Por lo tanto nos enfrentamos a un reto doblemente difícil, y al que debemos aplicar doble de esfuerzos entre todos. Para reducir estos problemas surgen nuevas ideas como la economía circular o el desarrollo de nuevas fuentes renovables que permitan tanto hacer la vida más fácil como más respetuosa con el medio ambiente, y es aquí donde entra el hidrógeno renovable en escena. Su potencial en muchos sectores hace que sea clave en esa transición hacia un modelo social respetuoso con el medio ambiente y las principales empresas energéticas están apostando muy fuerte por él. Aunque se trate de una tecnología muy innovadora y todavía en proceso de desarrollo, la inversión está siendo muy fuerte.

La estructura de la memoria será la siguiente. En primer lugar se expondrán las motivaciones y objetivos claros del proyecto para establecer cuáles son los antecedentes o estado de la cuestión del que parte el hidrógeno verde. Después se hará un estudio de la metodología que se ha seguido durante el proyecto, en el cual se ha utilizado Excel para establecer los modelos económicos de cada tecnología junto con los factores eléctricos y de eficiencia que afectan a los costes normalizados de cada tecnología de electrolizador. Estos modelos serán la base para establecer los resultados y las conclusiones del proyecto. En última instancia, este proyecto está alineado con los objetivos de desarrollo sostenible, por lo que se hará una mención y se explicará cuáles de esos ODSs se tratan de resolver con la realización del estudio.

1.1 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

El interés tan fuerte por el hidrógeno se debe a ser el elemento más abundante en la Tierra y su alta capacidad de almacenar energía por kg de hidrógeno, considerablemente superior a la de otros vectores energéticos de uso convencional. Sin embargo, este hidrógeno nunca se encuentra de forma libre en la naturaleza, requiere de energía que le separe de los elementos a los que está unido por medio de enlaces.

El hidrógeno se puede obtener de la molécula del agua, y para romper dichos enlaces que le une al oxígeno si la energía obtenida proviene de fuente renovable estaremos hablando de hidrógeno verde. Este procedimiento se encuentra en desarrollo y resulta caro en la actualidad, sin poder de mercado si lo comparamos con el resto de hidrógeno. De aquí que la motivación principal del proyecto sea ver qué factores afectan a ese precio, analizarlos y establecer conclusiones que reduzcan esos costes en el futuro, de forma que sea beneficioso para el medio ambiente, sociedad y empresas en el aspecto económico.

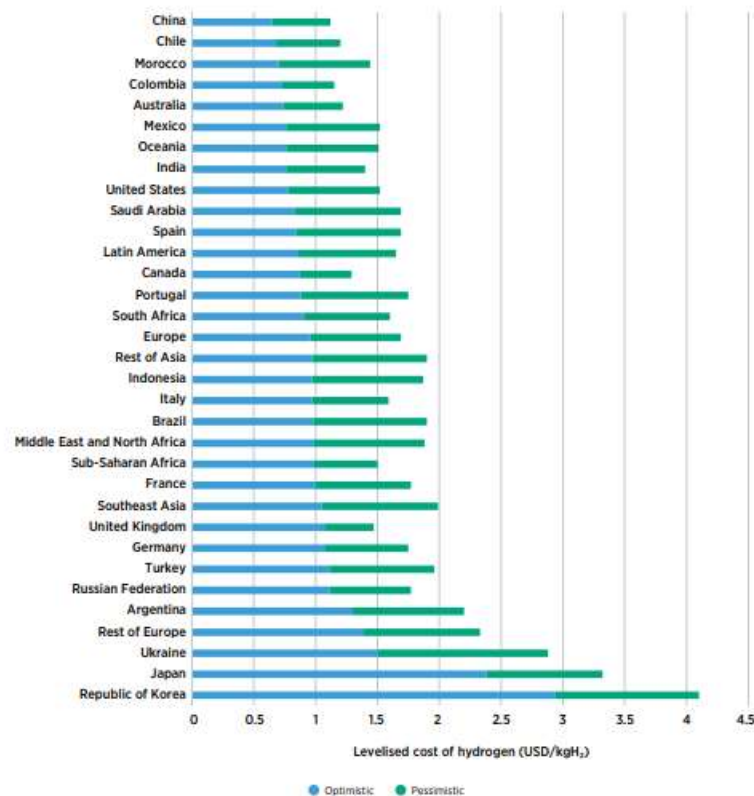


Ilustración 1. Previsión LCOH por país año 2030. IRENA 2022

Como vemos en la Ilustración 1, esos estudios prospectivos de costes ya se están realizando por parte de las instituciones como en este caso IRENA. Este tipo de datos o tablas no permiten un análisis más profundo al no indicar datos de origen de gran relevancia como el origen de la energía renovable ni su coste, que afecta en gran medida al coste normalizado final. Y cuando se intenta dar datos más concretos informativos como la Ilustración 2, no se hace una distinción de cada tipo de tecnología de electrolizador, pese a presentar diferencias entre ellos.

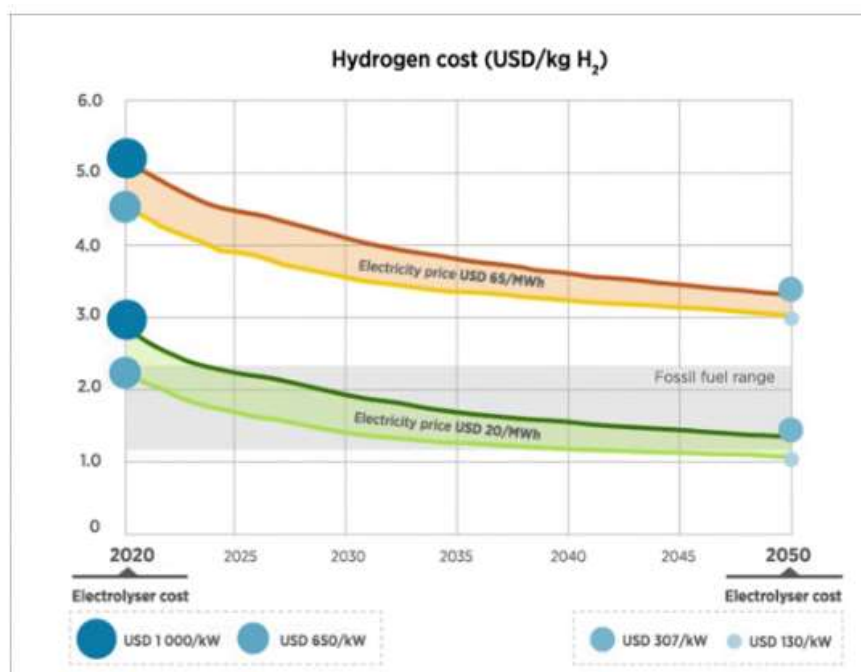


Ilustración 2. Previsión LCOH detallada hasta 2050. IRENA 2022

Esto nos lleva al segundo punto en cuanto a la motivación del proyecto, tratar de dar resultados más concretos en cuanto a los costes finales de cada tecnología para poder generar hidrógeno renovable y que nos permita sacar conclusiones menos generales y más concretas sobre el rumbo de este vector energético.

1.2 OBJETIVOS DEL PROYECTO

Este proyecto tiene como objetivo la evaluación económica y técnica del hidrógeno verde a partir de distintas tecnologías como son AEC, PEMEC y SOEC. Las dos primeras pertenecen al grupo de las tecnologías más desarrolladas y maduras, mientras que la última se trata de la tecnología con mayor potencial al trabajar con altas temperaturas mejorando su rendimiento. El proyecto se centra en la parte de generación del hidrógeno a partir de renovables, no tratando aspectos de posibles aplicaciones futuras.

La viabilidad de dichas tecnologías se hará en perspectiva y no solo haciendo un análisis de los costes normalizados en la actualidad. Este modelo prospectivo tratará de ver el desarrollo de la mayor parte de los factores que condicionan el coste normalizado del hidrógeno verde. Con ello, también se calcularán la evolución de los costes normalizados de las principales energías renovables hasta el año 2030, año final del modelo prospectivo. Por otro lado, gracias a la posibilidad de generación de excedentes en el año 2030 de recursos renovables, se ha hecho un estudio económico de costes por MWh del hidrógeno almacenable y de la capacidad.

Estos cálculos y posteriores resultados obtenidos nos permitirán comparar las distintas tecnologías de electrolizadores en materia económica, distinguiendo por tipo de recurso renovable origen para el funcionamiento del electrolizador, tanto solar fotovoltaica como eólica, y ver posibles sinergias con otro tipo de fuentes renovables como puede ser la energía nuclear, con el objetivo de evaluar su competitividad frente a hidrógenos con emisiones de CO₂.

Por otro lado, el estudio económico de almacenamiento, suponiendo una posible generación de excedentes futuros, nos permitirá comparar el hidrógeno como vector con las distintas tecnologías de almacenamiento tanto a nivel de costes como a nivel de capacidad por MWh, dando conclusiones sobre el potencial del hidrógeno renovable, que también es objeto del proyecto.

Capítulo 2. ESTADO DE LA CUESTIÓN

2.1 ESTADO ACTUAL ENERGÍAS RENOVABLES

El hidrógeno verde, que será materia de estudio en el proyecto, es aquel en el que su obtención procede de energías renovables, de esta manera será importante antes del análisis de esta tecnología, saber cuál es el contexto de las energías renovables en la actualidad, no solo en España sino también en el mundo entero. El rumbo que tomen las energías renovables en el futuro afectará en gran medida al desarrollo del hidrógeno, ya que éste podrá desarrollarse con los excedentes de las renovables y de esta forma servir como fuente de almacenamiento.

2.1.1 ESTADO ACTUAL ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA

A finales del año 2021, la potencia instalada de las energías renovables, la cual se distribuye según la Ilustración 3, representaba casi el 60% de la potencia instalada, dando muestra de la fuerte apuesta que se ha hecho en el último año. Respecto al año pasado, se vivió un incremento del 10%, donde la potencia instalada renovable fue del 54%. (REE, 2021).

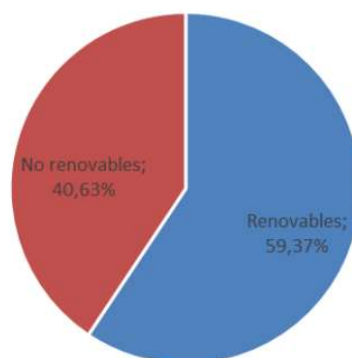


Ilustración 3. Distribución potencia instalada en España. Elaboración propia según datos REE 2021.

Dentro del mix energético de las energías renovables, la distribución de potencia instalada es la mostrada en la Ilustración 4. Destacan la eólica, la solar fotovoltaica y la hidráulica como principales recursos renovables debido a la alta capacidad de generación y materias primas renovables de nuestro país.

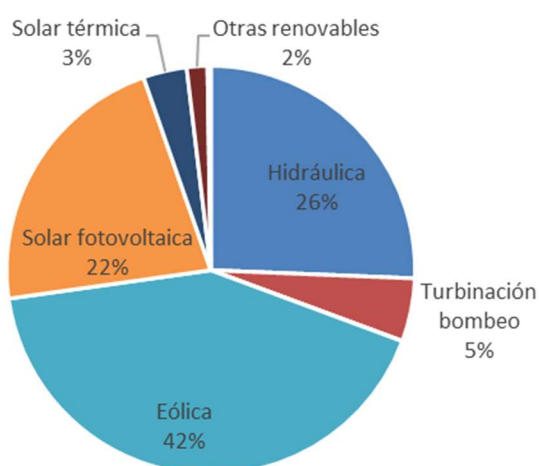


Ilustración 4. Distribución potencia instalada Energías Renovables. Elaboración propia según datos REE. 2021

Sin embargo, los datos de potencia instalada en nuestro país no reflejan el comportamiento de la generación renovable en nuestro país en la actualidad, sólo da una idea del rumbo que quiere tomar el país respecto al mix energético del futuro. Los datos anteriores de potencia instalada se compararán con los datos de generación en ese mismo año. La relación entre potencia instalada y generación se muestra en la Ilustración 5.

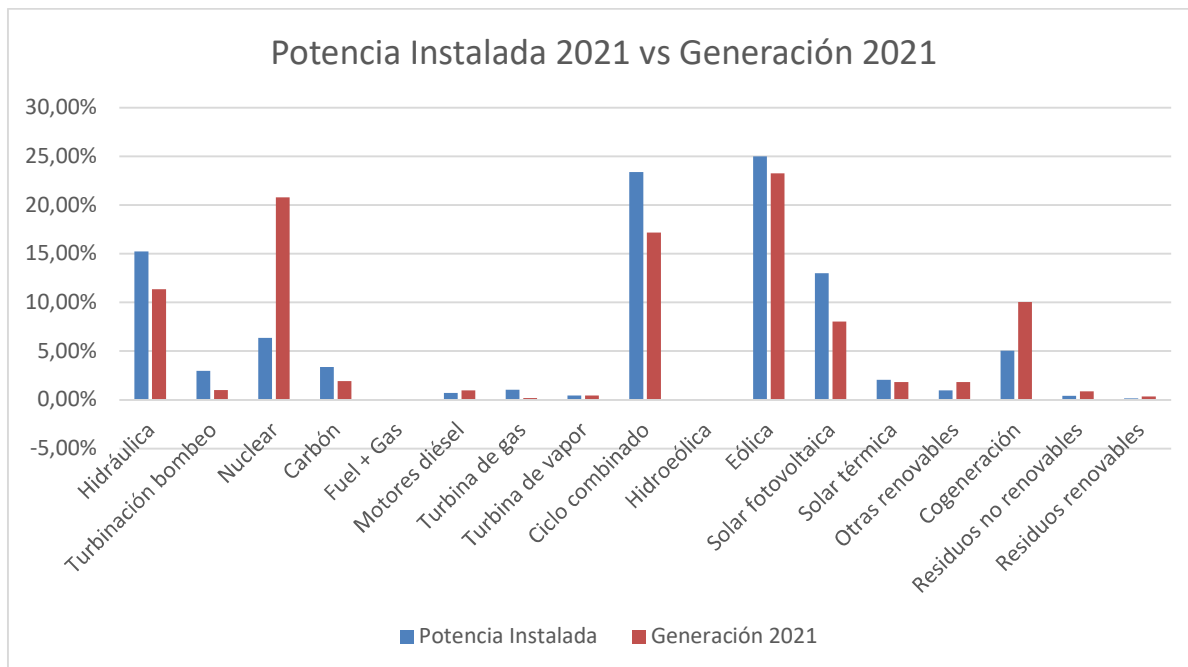


Ilustración 5. Distribución Generación y Potencia España. Elaboración propia según datos REE 2021

Cabe destacar dentro del mix renovable que la potencia instalada de solar fotovoltaica como de hidráulica es superior respecto a su generación en el año 2021, ya que su generación está muy condicionada a los datos meteorológicos. Sin embargo, se observa como la capacidad de generación de la energía eólica es similar a su potencia instalada, con un influencia muy fuerte dentro del mix energético, casi del 25%.

Otro aspecto a tener en cuenta, es la poca cuota de de potencia instalada tanto de nuclear y cogeneración pese a presentar un buen porcentaje de la generación total. La cogeneración presenta esta particularidad ya que es una forma de aprovechar de la energía de un único combustible para generar electricidad y calor, y de esta forma elevar el rendimiento. Por el otro lado, la energía nuclear presenta tanta generación ya que no está expuesta a cambios en el tiempo y su capacidad de generación es mayor por el tiempo durante el que actúa.

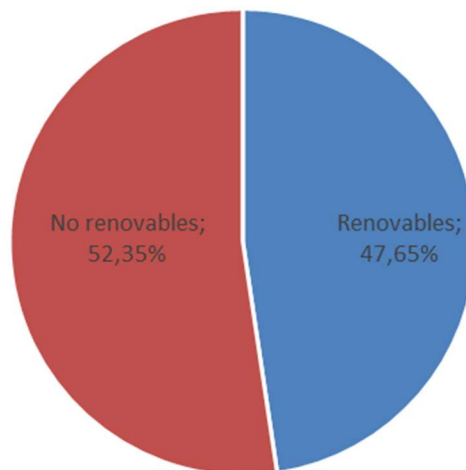


Ilustración 6. Distribución Generación dentro del mix energético

En la Ilustración 6 se ve como todavía la generación no renovable en el año 2021 es mayor a la generación renovable. Nuestro país se encuentra lejos todavía de los objetivos de emisiones de CO₂ a medio y largo plazo propuestos por el Gobierno, pero con buena predisposición a conseguirlos si observamos los datos de potencia instalada.

Aparte, para poner en contexto el hidrógeno verde dentro de estos datos, al ser una tecnología tan innovadora y de recién inversión, su capacidad de generación es casi nula de ahí que en los informes de REE no se vea reflejada su capacidad.

2.1.2 ESTADO ACTUAL ENERGÍAS RENOVABLES EN EL RESTO DEL MUNDO

La situación actual del mix energético en el mundo se incluye en la Ilustración 7. Se observa cómo hay gran cantidad de energía suministrada todavía por combustibles convencionales, hecho que con el desarrollo del hidrógeno verde en el futuro puede cambiar, al ser un vector energético. Por otro lado, todavía en el mundo vemos una fuerte dependencia de las energías no renovables con el 75% de presencia dentro de la capacidad instalada. Sin embargo, el crecimiento de las renovables respecto al año pasado (2019) ha sido del 10%, con lo cual este cambio hacia un mix energético sostenible no sólo se da en España y Europa, sino en el resto del mundo. (IRENA, 2020).

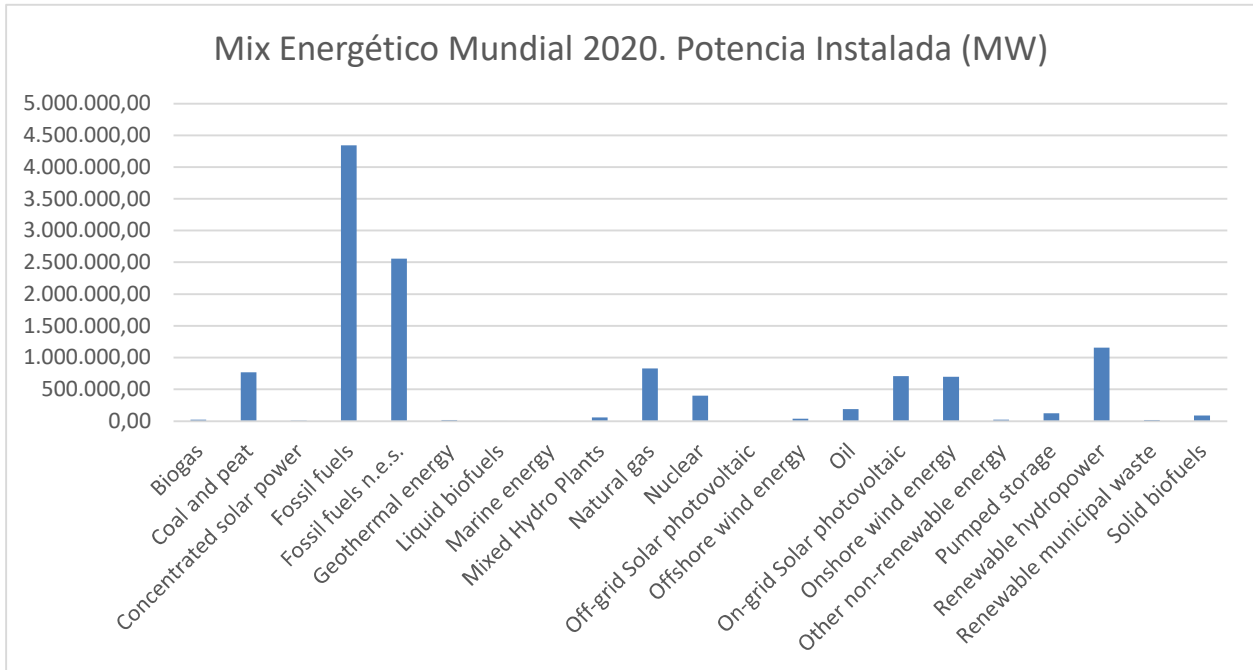


Ilustración 7. Mix energético mundial. Elaboración propia según datos IRENA 2020.

Respecto a la generación renovable mostrada en la Ilustración 8, vemos como la hidráulica se sigue manteniendo como la energía líder, aunque la energía solar como la eólica instalada en la tierra han adquirido una fuerte presencia en los últimos años. Cabe destacar como el mix es distinto a nivel mundial que el español, donde la eólica se presenta como la energía con mayor potencia instalada.

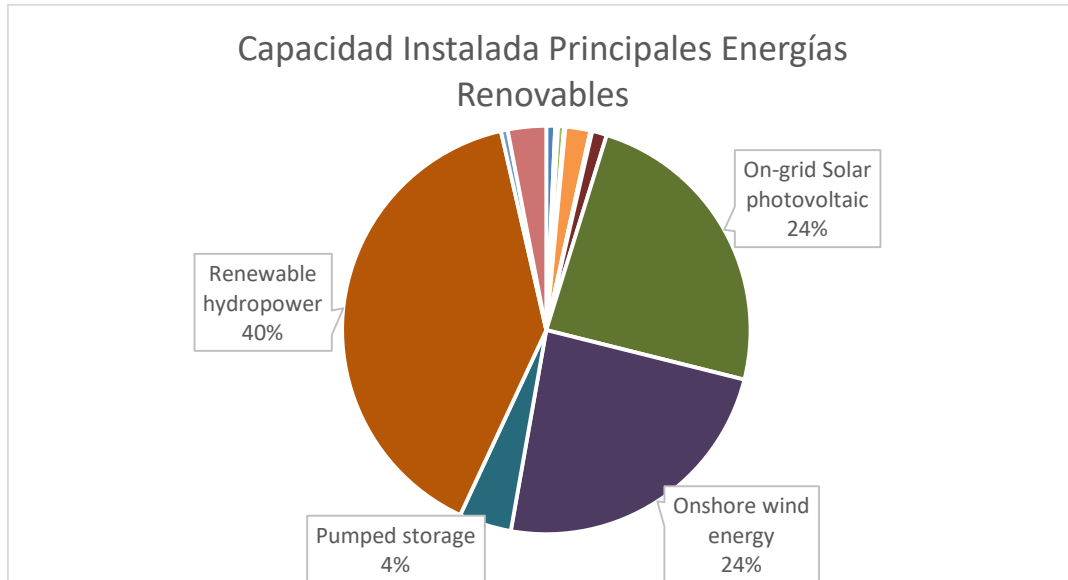


Ilustración 8. Distribución Energías renovables mundial. Elaboración propia según datos IRENA 2020.

2.2 GASES RENOVABLES

Se conoce como gas renovable a todo aquel gas de origen renovable o en el que su proceso de obtención presenta emisiones nulas de CO₂ y que puede actuar como gas combustible, en muchas ocasiones fruto de la gestión de residuos de materia orgánica. Además de estar exento de emisiones, presenta la gran ventaja de que por sus condiciones, es intercambiable con el gas natural y de esta forma se pueden aprovechar los canales de distribución ya presentes en la actualidad. Otra ventaja es la generación de digestato en el proceso de generación del gas renovable, el cual se puede utilizar como fertilizante. (GasRenovable, 2021)

Dentro de la producción de gases renovables, los cuales son los únicos en ser capaces de actuar en las aplicaciones energéticas eléctricas, de combustible y térmicas, se agrupan tres grandes grupos: el biometano, el gas sintético y el hidrógeno renovable. Se expondrán las principales características y usos de los dos primeros sólo, debido a que se hará un estudio más en profundidad del hidrógeno renovable en siguientes apartados.

2.2.1 BIOMETANO

El biometano es el gas renovable obtenido a partir de la digestión anaerobia de materia orgánica biodegradable, principalmente de aquellos residuos de origen doméstico e industrial. A su vez, el biometano presenta una cantidad entre el 40-70% de metano, característica que le hace considerarse combustible. Además tiene características similares al gas natural, con lo cual su distribución es fácil al igual que su consumo a través de la red.

En la Ilustración 9, se describe cual es el proceso de obtención del biometano, desde su generación hasta que llega a los canales de distribución, pasando por el proceso de *upgrading*, hasta llegar a los consumidores finales. Como se ha indicado anteriormente, destaca la capacidad de generar térmica no solo la de generación eléctrica en el proceso.

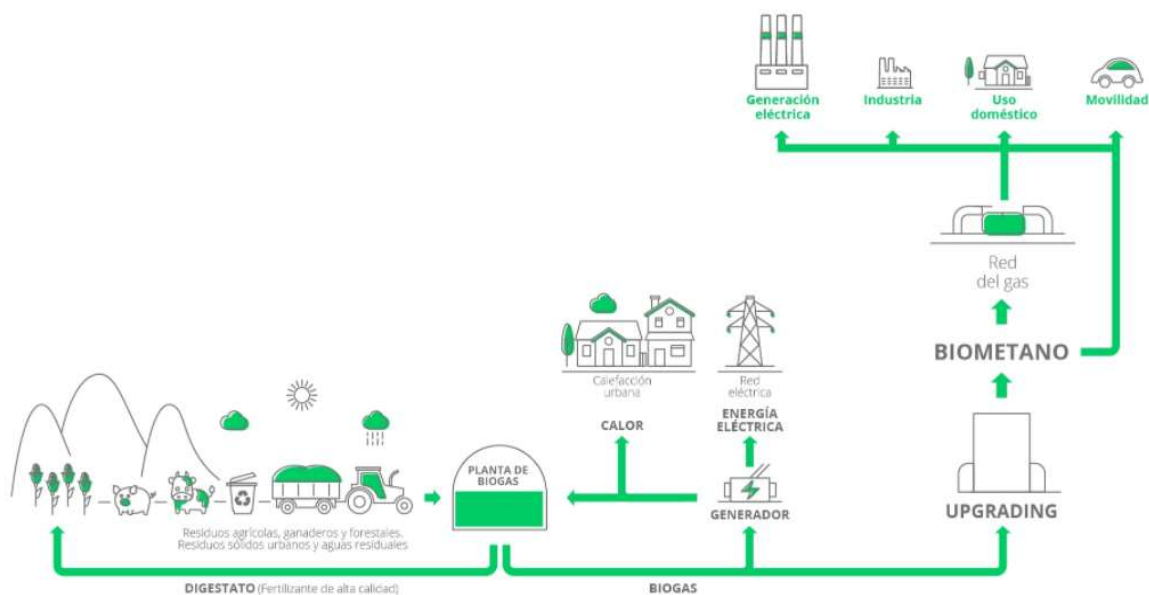


Ilustración 9. Flujograma del Biometano. GasRenovable.org

2.2.2 GAS SINTÉTICO

El gas sintético o syngas, es aquel gas renovable que se obtiene del proceso de gasificación térmica de materiales orgánicos, principalmente aquellos de origen forestal y agrícola. El

agente gasificador puede variar bastante entre oxígeno, vapor de agua, aire e hidrógeno, alterando la calidad del gas sintético y su proceso.

En la Ilustración 10 se condensa el proceso de obtención del gas sintético a través de su flujograma. El gas sintético como se observa en la ilustración se trata de biometano de 2º generación, y no presenta el mismo proceso que el biometano convencional pese a que su destino final sea parecido. Este sufre el proceso de gasificación en primer lugar, para más tarde pasar a la etapa de metanación, donde el gas renovable adquiere el porcentaje de metano que le da la característica de combustible.

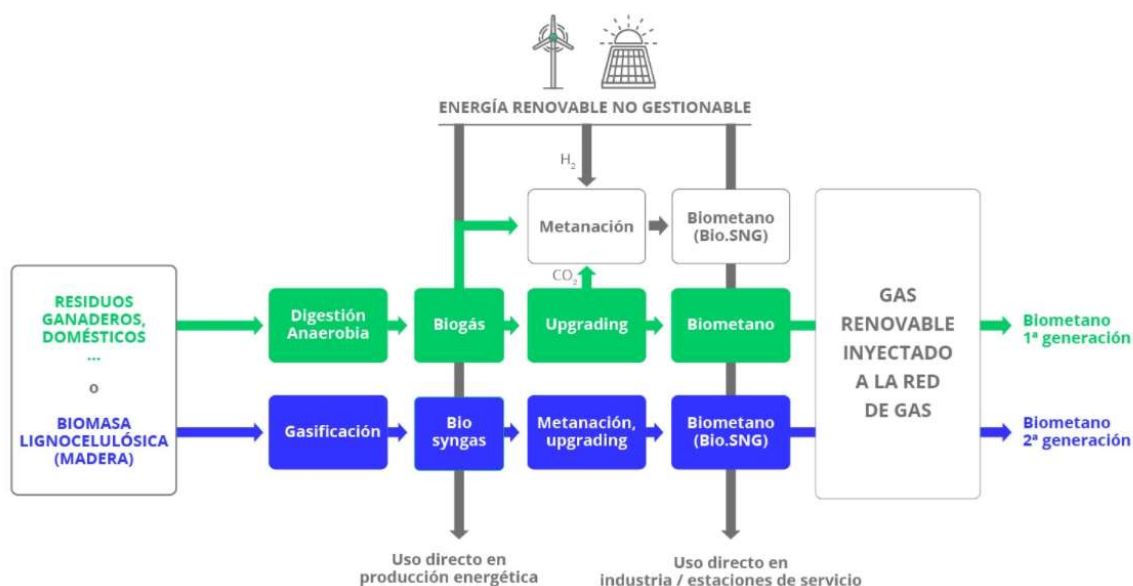


Ilustración 10. Flujograma Gas Sintético. GasRenovable.org

2.3 EL HIDRÓGENO

El hidrógeno es el elemento de la tabla periódica más ligero y de composición más sencilla, donde solo presenta un protón y su núcleo. Aparte de esta característica, también es el elemento de mayor abundancia en la Tierra, pese a que nunca lo vamos a encontrar de forma natural en ella siempre se encontrará formando otras moléculas debido a su alta capacidad de formar enlaces covalentes. De hecho, la forma más común de encontrar hidrógeno es en

la molécula de agua o formando parte de hidrocarburos, o cuando lo encontramos en forma diatómica formando el gas renovable al cual llamamos hidrógeno, y que será materia de estudio del proyecto.

El hidrógeno con el que podemos trabajar está disponible en diversas formas como el hidrógeno gaseoso comprimido, hidrógeno líquido y el que se encuentra en estos dos estados, en suspensión, incluso en formas sólidas. El hidrógeno también está formado por dos isómeros con spin diferentes de moléculas diatómicas, los cuales se diferencian entre sí en el movimiento relativo de sus núcleos. A temperatura y presión estándar (0° y 100 kPa), el hidrógeno presenta un 75% de forma orto (spin paralelo) y un 25% de forma para (spin no paralelo). (LumenLearning, 2021)

Propiedad	Cantidad	Unidades
Número atómico	1	
Masa atómica	1,00784	u
Estado a temperatura y presión estándar	Gas	
Punto de fusión	-259,16	K
Punto de ebullición	-252,88	K
Densidad en estado gas (20° y 1atm)	0,08376	kg/m3
Densidad en estado líquido (1 bar)	70,8	kg/m3
Poder calorífico superior	142,5	MJ/kg
Poder calorífico inferior	120	MJ/kg
Propiedades físicas: Inflamable, inodora, incolora, insípida		
Usos: fertilizante industrial, industria química, craqueo (refinería petróleo), pila combustible		

Tabla 1. Propiedades Hidrógeno. Elaboración propia

En la Tabla 1, se ve reflejado las principales características químicas y físicas del hidrógeno. Las conclusiones sacadas respecto a sus propiedades son que a pesar de tener casi 3 veces más poder calorífico inferior que la gasolina o el diésel, por poner un ejemplo de combustible convencional (43 MJ/kg), sin embargo su densidad es casi 10 veces inferior a la de gasolina en estado líquido (680 kg/m³), por lo tanto el volumen para generar la misma cantidad de energía es muy superior en el hidrógeno, hecho que complica la forma de almacenar este combustible y también el transporte.

Como otras características que presenta el H₂ está su nula toxicidad, hecho que evita que el uso del combustible sea perjudicial para las personas ni para el ambiente. A su vez, se podría creer que su alto poder calorífico podría ser peligroso durante la combustión, poniendo en riesgo a las personas en caso de fallo en su uso, pero su alta volatilidad en el ambiente hace que su uso no sea dañino. Sin embargo, esta característica hace que las fugas de este elemento sean muy difíciles de detectar y también de controlar. Por último, y característica que le hace ser un elemento para el futuro y para el desarrollo sostenible es ser cero contaminante en su proceso de combustión ni en la reacción química de su obtención.

2.3.1 EL VECTOR HIDRÓGENO

Vector energético se define como la sustancia o elemento capaz de almacenar energía que podrá ser utilizada en otro lugar distinto a su generación, por medio de su almacenamiento y posterior distribución. No se tratan de energías primarias debido a que no se encuentran de forma libre en la naturaleza, con lo cual deben ser obtenidos a partir de otras fuentes de energía. Como ejemplos tenemos los volantes de inercia, las pilas, la electricidad, el hidrógeno y en general todos los combustibles fósiles.

En la actualidad la electricidad es el vector energético más utilizado, transportando energía en forma de energía eléctrica desde las centrales generadoras hasta los consumidores, a través de la red eléctrica. Sin embargo, esta energía eléctrica es muy difícil de almacenar por sí misma, por lo tanto requiere de tecnologías de almacenamiento que permitan el mismo. Ahora mismo, en nuestro país solo el 8% de la potencia instalada total se podría almacenar,

con 8,3 GW, esto provoca que nuestro mix de generación esté muy sujeto a la generación y a las predicciones que se hagan de consumos. Ahora mismo, las fuentes de almacenamiento se pueden dividir según la cantidad de MW que son capaces de almacenar (REE, 2021):

- Gran Escala (GW): Centrales de bombeo y almacenamiento térmico.
- Almacenamiento en redes (MW): pilas y baterías, condensadores y volantes de inercia.
- Nivel usuario (kW): baterías, conductores y volantes de inercia a menos escala.

La poca capacidad de almacenamiento dentro de nuestro mix energético, hecho que se puede extrapolar a la generación mundial, hace que sea necesario una fuerte inversión en tecnologías de almacenamiento y vectores energéticos. Aparte, según los objetivos del Gobierno para los próximos años, la generación renovable aumentará en gran medida. Esta presenta como sabemos problemas de intermitencia de servicio, marcados por la disponibilidad de las fuentes primarias de energía que están en consonancia con el tiempo meteorológico y su propia naturaleza como el sol o el viento. Además en el futuro será importante saber gestionar esos excedentes de energía para que sean de provecho pese a no ser utilizados de forma inmediata o distribuidos a la red. Estos problemas de gestión de la energía renovable requieren de soluciones y fuertes inversiones en nuevos vectores energéticos de bajas emisiones como el hidrógeno verde, que permitan dar versatilidad al sector energético y a la generación en particular.

Como se ha comentado, la energía eléctrica tiene la particularidad de ser difícilmente almacenable de forma eficiente, sin embargo la capacidad de integración entre el hidrógeno verde y la energía eléctrica nos hace pensar en el potencial futuro del hidrógeno como fuente de almacenamiento. Este hecho se basa en la gran capacidad y amplio desarrollo de la red gasista en los últimos años, no sólo en nuestro país sino en todo el mundo. En España se cuenta con 11.369 km de gasoductos de transporte primario y 13.361 km contando con el transporte secundario de red básica, mientras que la red de gasista de distribución y transporte cuenta con más de 90.000 km (Sedigas, 2020). Esto sería positivo ya que la mayor parte de la red gasista en nuestro país está fabricada con polietileno, que permitiría la

distribución del hidrógeno verde por la red, dotando de una mayor independencia a España en cuanto a suministro de gas. A su vez, este hecho afectaría de forma favorable al precio de la energía para los consumidores, que ha sufrido una importante subida en el último año. Esto nos hace llegar a la conclusión de la importancia del “Sector Coupling” basado en la integración del sistema eléctrico y de gas que minimizaría los costes y ayudaría al proceso de descarbonización, con gran importancia del hidrógeno verde y en general de los gases renovables en el sector.

2.3.2 SECTOR COUPLING

La idea principal del “Sector Coupling” es poder interconectar sectores que actuaban de forma independiente de forma que su relación lleve a un aumento de la eficacia pasando a formar parte de sistemas completos. En particular, este “Sector Coupling”, con relación al tema del proyecto, estaría orientado en la integración del sector eléctrico con los gases renovables, anteriormente mencionados, y la infraestructura gasista ya existente en nuestro país. Se formaría una relación, que ya se está empezando a vivir, que ayudaría a lograr los objetivos de descarbonización propuestos en el Pacto Verde Europeo, y de igual forma a la electrificación de aquellos lugares donde no es posible. (UFGC, 2020)

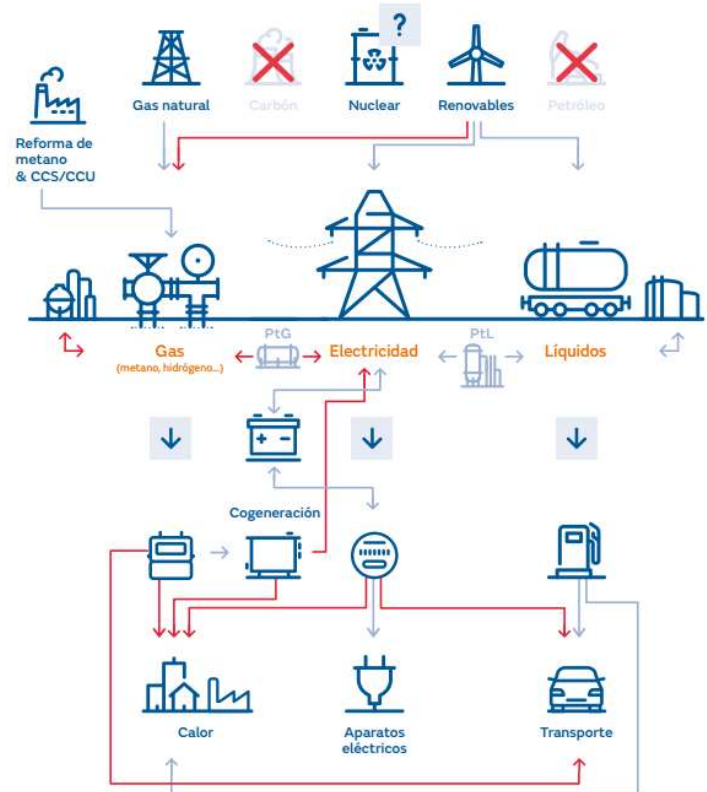


Ilustración 11. Esquema integración Sector Coupling. Naturgy, 2020

El porqué de que esta relación entre sectores sea fructífera, es en base al desarrollo de las energías renovables en los últimos años, siendo ya tecnologías rentables para su desarrollo, y como integrarlas en el mix energético de forma que estén más presentes teniendo en cuenta que por sí solas no pueden lograr la completa descarbonización. En la Ilustración 11, se observa un esquema simplificado de como el mix energético, ya sin contar con la producción de carbón ni petróleo, podría integrarse con el sector del gas para llegar a los consumidores finales.

Los motivos por los cuales debe haber una relación entre sectores se señalan en los siguientes puntos (Naturgy, 2020):

- Los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica durante largos períodos de tiempo están formados principalmente por baterías y centrales de bombeo. Estos

sistemas de almacenamiento presentan una serie de características negativas que hace que sea necesario el desarrollo de tecnologías que ayuden al “Sector Coupling” como el hidrógeno verde.

Por un lado, las centrales de bombeo han sido la principal forma de almacenamiento durante los últimos debido a su gran capacidad de generación aprovechando la energía potencial a través de turbinas de generación, sin embargo el desarrollo de las nuevas energías renovables implica más capacidad de almacenamiento sumado a un presumible aumento de la demanda en los próximos años. La construcción de estas centrales de bombeo implica un elevado uso del terreno con todo el impacto ambiental que supone, y por otro lado la inversión inicial es muy elevada lo que provoca que para ser rentables deben operar en muchas ocasiones durante el año.

Por otro lado está el almacenamiento con baterías, el cual presenta problemas de coste muy elevados en la actualidad, al igual que el hidrógeno verde, pero con un potencial mucho menor de llegar a reducirse. Incluso en los escenarios más optimistas, según IRENA para 2030 podría llegar a tener un coste de 80 €/kWh, totalmente imposible para el almacenamiento estacional al requerir de muchos usos para ser rentable.

- En sectores que requieren gran capacidad de almacenamiento a través de nuevos combustibles con la idea de reducir las emisiones de CO₂, como la aviación o transporte marítimo, y también en sectores de la industria donde la electrificación no es posible por limitaciones de temperatura, por procesos donde la combustión es necesaria o por las similitudes de características entre el petróleo y el carbón con los gases renovables.
- La electrificación conllevaría un aumento del capital invertido, con lo cual poder aprovecharse de la red gasista y de combustibles que ya satisface las demandas energéticas en la actualidad sería un ahorro considerable, que según Naturgy supondrían unos 2.000 millones más de inversión en infraestructura.

La red de gas presenta una elevada capacidad de almacenamiento, muy superior a la de la red eléctrica, y también con mayor capacidad de transporte, al ser una red mucho más mallada.

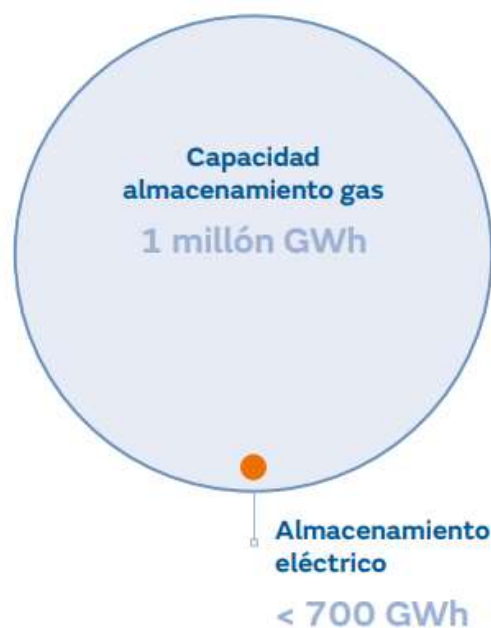


Ilustración 12. Almacenamiento de gas y electricidad en Europa. Naturgy, 2020

2.3.3 ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO

Como se ha comentado con anterioridad, el hidrógeno verde se considera clave para la integración del resto de energías renovables en el sistema energético durante largos periodos de tiempo, debido a la falta de potencial de sus principales competidores a nivel de almacenamiento, razones expuestas en el capítulo 2.3.2. La flexibilidad que puede aportar al mix energético de forma que pueda actuar generando energía ante picos de demanda, y ante la previsible subida de la generación de energías de origen renovable, el hidrógeno verde pueda almacenar los excedentes ante una saturación de la red, son factores clave para el desarrollo de esta tecnología tan innovadora.

Es un hecho que por las características físicas y químicas del hidrógeno, presenta una gran cantidad de energía por unidad de masa, condición fundamental para poder actuar como principal recurso de almacenamiento, sin embargo su cantidad de energía por unidad de volumen es muy baja en comparación con otros vectores energéticos de origen no renovable. Esta última razón, dificulta mucho su almacenamiento de forma que sea rentable sin ocupar un excesivo espacio. También hay que añadir que el hidrógeno a temperatura y presión ambiente aparece en forma de gas. En la Ilustración 13, podemos ver la comparación entre energía por unidad de masa y unidad de volumen entre los principales combustibles.

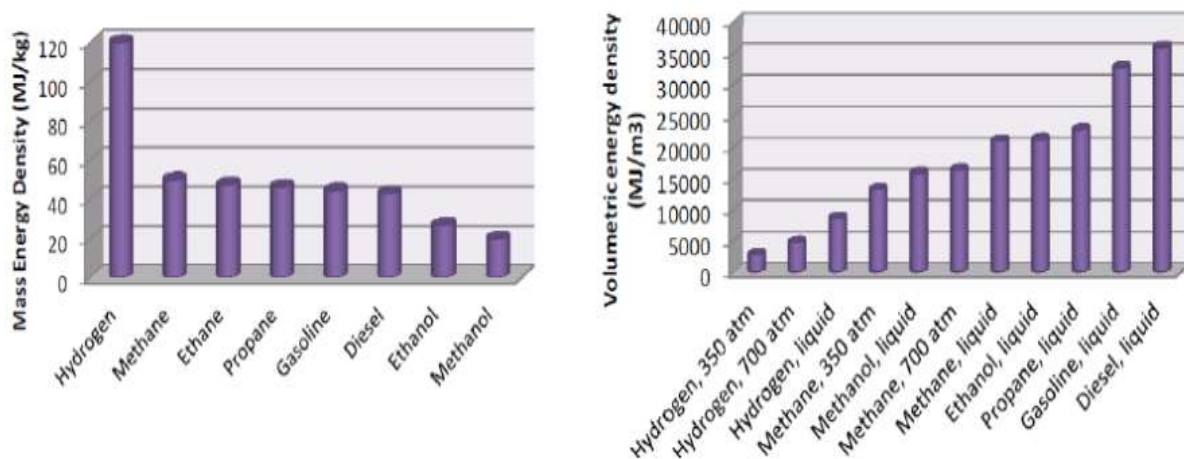


Ilustración 13. Comparación características de densidad energética. Centro Nacional del Hidrógeno

A simple vista se aprecia que la forma más eficaz de almacenar hidrógeno sería en forma de hidrógeno líquido, al presentar mayor densidad energética, sin embargo si lo comparamos con un depósito de diésel o gasolina, combustibles que no favorecen la descarbonización por sus emisiones de CO₂, la diferencia de volumen sería de 3 veces superior que usar diésel o gasolina. Es por ello por lo que el almacenamiento de hidrógeno está limitado en muchas aplicaciones de pequeña escala, como podría ser un móvil, y en la automoción se está buscando poder almacenar 5 kg de hidrógeno en los vehículos variando su densidad hasta el 6%, lo que supondría una autonomía de unos 500km, punto a partir del cual empezaría a ser rentable el uso de coches con pilas de combustible. Para lograr ese punto también hay que tener en consideración que la temperatura a la que debería liberarse el hidrógeno debería

estar entre los 80° y 150°, y que el tiempo y energía para el repostaje debe ser muy rápido. (Asociación Española del Hidrógeno, 2016)

Dependiendo del estado del hidrógeno al almacenarse existen distintas formas de almacenar el hidrógeno de forma eficiente.

2.3.3.1 Almacenamiento de hidrógeno gas

El hidrógeno en condiciones estándar se presenta en forma de gas ocupando un gran volumen, por el almacenamiento en forma de gas buscas reducir ese volumen lo máximo posible manteniendo unas condiciones de seguridad óptimas. Por un lado, se puede reducir el volumen incrementando la presión, de ahí que en la Ilustración 13, se nos indique la densidad energética entre 350 y 700 bar en forma de gas, porque son los valores clásicos de almacenamiento en forma de gas. Por el otro lado, una disminución de la temperatura, menores a los -173°, favorecería la reducción del volumen, siendo más rentable y operable el almacenamiento. Se presentan dos tipos, tanques a presión y a través de microesferas. (Asociación Española del Hidrógeno, 2016).

Tanques a presión

Como se ha comentado, los valores típicos del almacenamiento a través de tanques se sitúan en los 350 y 700 bar. Esta se trata de la forma más sencilla, pero los altos valores de presión que se alcanza requieren de materiales muy resistentes y a su vez al ser el hidrógeno el elemento más pequeño molecularmente, hay mucho riesgo de fugas, liberando gran cantidad de energía en caso de mal almacenamiento, por lo que se requieren materiales con baja permeabilidad al hidrógeno. Existen 4 grupos en los que se agrupa los tipos de tanques dependiendo de las necesidades. (DidionVessel, 2018)

Tipo 1. Diseño totalmente metálico

Tanques que funcionan a presiones más bajas (200 bar), siendo totalmente metálicos su estructura y se plantean como los tanques más pesados de las categorías que se van a

exponer. Su relación entre la masa del hidrógeno almacenado y la del tanque es muy baja, pero en la actualidad son la solución más rentable pese a su peso.

Tipo 2. Diseño metálico con fibra de carbono

Son tanques iguales que los de tipo 1, pero presentan un refuerzo de fibra de carbono en la parte central del tanque, que permite un almacenamiento a una presión superior, hasta alcanzar los 300 bar.

Tipo 3. Fibra de carbono con revestimiento metálico

Su eficiencia a la hora de almacenar es mucho mayor que los de tipo 1. Esta eficiencia se evidencia al poder almacenar 3 veces más de hidrógeno, por lo tanto usando tanques más pequeños y de materiales más ligeros. Pueden llegar a alcanzar los 700 bar de presión.

Tipo 4. Fibra de carbono con revestimiento no metálico

Son iguales que los de tipo 3, pero su revestimiento es de algún polímero, generalmente polietileno de alta densidad. Presentan la misma capacidad de aguantar la presión, unos 700 bar. Tanto el tipo 3 y el 4 son los más caros del mercado, pero en el futuro una disminución del precio de la fibra de carbono podría llevarlos a ser más rentables.

Microesferas de vidrio

Se trata de una alternativa muy innovadora en el campo de la automoción, se basa en las diferencias de temperatura y la permeabilidad del hidrógeno a altas presiones. El proceso de carga de hidrógeno se realiza a 300° en un envase resistente a altas presiones, enfriando a temperatura ambiente el envase, reteniendo el gas dentro de las esferas. Cuando se requiera el uso del hidrógeno para liberar energía, se calientan las microesferas de nuevo hasta los 300°, alimentando la pila combustible. Presenta algunas dudas en su utilización, debido a que las células PEM actúan sobre los 70°C/80°C.

2.3.3.2 Almacenamiento de hidrógeno líquido

El hidrógeno se puede almacenar en estado líquido, presentando las ventajas de tener una mayor densidad energética por unidad de volumen que en estado gas, incluso a presiones más bajas. La condición es que se almacene a temperaturas criogénicas (20 K, -253°), ya que es a la temperatura a la cual a presión ambiente se encuentra en este estado. Se considera temperatura criogénica toda temperatura inferior a los 120 K. También, las pérdidas de energía existentes en el proceso de cambio de estado a líquido son muy grandes llegando casi al 40% sumado a las pérdidas por evaporación en almacenamientos durante largos periodos de tiempo.

2.3.3.3 Almacenamiento de hidrógeno sólido

El almacenamiento sólido presenta la ventaja de poder almacenar hidrógeno durante mucho tiempo de forma que no existen pérdidas, además de ser una forma segura. Dentro de este tipo encontramos dos formas: fisisorción o en forma de hidrógeno atómico. (UAM, 2019)

Fisisorción

Este fenómeno se basa en la adsorción de las moléculas de hidrógeno a las superficies de otros elementos sólidos, gracias a las fuerzas de Van der Waals que permiten la interacción entre moléculas. El almacenamiento que permite este fenómeno es a gran escala. Como desventajas presenta que las condiciones deben ser idóneas tanto de altas presiones como de temperatura relativamente bajas debido a la fragilidad del enlace entre moléculas. Como elementos en los que se desarrolla esta tecnología destacan los nanotubos de carbono o diferentes compuestos nanometálicos.

Hidrógeno atómico

Esta tecnología es la más común en la actualidad, y al igual que la fisisorción se basa en una reacción química del hidrógeno con el elemento, de forma que el hidrógeno se queda formando parte del compuesto. Esta última característica la hace ser una tecnología muy segura, además de poder formar compuestos con una gran densidad energética, superando

incluso al almacenamiento en forma de líquido. Para lograr optimizar el compuesto los parámetros de temperatura y presión serán fundamentales como en la fisisorción, además de la capacidad de almacenar energía por unidad de masa y su estabilidad. La estabilidad será la que defina la familia de elementos y las categorías.

Por un lado se identifica el grupo de los intermetálicos, que se caracterizan por la alternancia entre elementos que lo forman entre baja y alta afinidad (AB_5 , AB_2 y AB). Su enlace metálico no presenta demasiada energía por mol, y su capacidad de absorber y desorber, en pocos minutos, hidrógeno en condiciones de temperatura y presión relativamente asumibles, son factores que le hacen ser una forma eficiente de almacenamiento de forma estacionaria del hidrógeno de origen renovable.

Por otro lado se encuentran los elementos más ligeros como alcalinos y alcalinotérreos. Estos elementos presentan una mayor capacidad gravimétrica (J/kg) que los intermetálicos, además de ser su coste mucho menor. Sin embargo, la característica que no les hace tan eficientes es la estabilidad del elemento, teniendo que generar gran cantidad de energía por mol para liberarlos (80 KJ/mol), siendo muy poco rentables en términos de tiempo y de versatilidad a la hora de poder usarlos en la práctica. En la actualidad se está investigando en la forma de controlar el potencial de generar energía. Los hidruros, pertenecientes a este grupo de elementos, podrían alcanzar hasta un 20% en peso.

2.3.4 DISTRIBUCIÓN DE HIDRÓGENO

La distribución y transporte de hidrógeno desde las centrales de producción hasta los puntos de consumo final incluye todos aquellos procesos e infraestructuras como camiones, buques o medios de transporte, tanto sistema de electricidad como tubos y tuberías. Los sistemas de distribución, al igual que los modelos de almacenamiento, se clasifican según el estado físico en el que se encuentre el hidrógeno.

2.3.4.1 Distribución de hidrógeno gas

La distribución de hidrógeno gas se puede dar a través de la red gasista por medio de gasoductos, o por otro lado a través de la distribución en forma de gas comprimido con camiones.

Actualmente la red gasista solo permite la distribución por las redes de gas natural de mezcla de hidrógeno con hasta un 20% de pureza, de esta forma no sería necesaria la modificación de la red, lo que conlleva una inversión muy alta.

En Estados Unidos actualmente tienen previsto contar con una infraestructura de distribución de 2500 km solo de hidrógeno. Al ser un elemento muy utilizado en las industrias químicas y refinería. Los parámetros físicos de esta red en términos de presión estarían entre 1 MPa y los 10 MPa, fabricadas con acero inoxidable y acero al carbono, materiales utilizados también en las redes gasistas de gas natural a altas presiones. En Europa existe uno de los gasoductos más largos del mundo con hasta 400 km de longitud, perteneciente a la empresa Air Liquide, que va desde Francia hasta Bélgica y Holanda. En Alemania, desde hace muchos años operan con un gasoducto de hidrógeno de 240 km, con un flujo de 8900 kg/h a 2 MPa. Además en Europa se encuentran proyectos de renovación de materiales de la red gasista con el fin de poder obtener hasta un 50% de pureza en la distribución. (Agustín Sigal, 2015).

En España se prevé una fuerte apuesta por el desarrollo de la red, el proyecto en construcción entre Gijón y Bilbao. España además, junto con el resto de los países europeos pretenden tener una red de distribución de hidrógeno de 6800 km para 2030.

Otra opción para el transporte de gas en estado gaseoso sería a través de camiones con módulos transportables de gas comprimido. Sin embargo solo sería rentable para el transporte de pequeñas cantidades. El sistema estaría basado en una serie de cilindros dispuestos en un marco protector. Cada cilindro tendría una capacidad de unos 2 kg a 40 MPa, y la capacidad total de transporte dependería de la cantidad de tubos instalados por camión.

2.3.4.2 Distribución de hidrógeno líquido

En los procesos de licuación y al evaporarse el hidrógeno por las condiciones de temperatura criogénica del mismo, existen una serie de pérdidas asociadas que repercuten en los costes al necesitarse un mayor aislamiento del elemento. Al transportarse en estado líquido, en una primera fase se transporta en camiones con fuerte aislamiento hasta los puntos de distribución secundarios. Es aquí donde se produce el proceso de vaporización que lleva el hidrógeno hasta los puntos de consumo final. (Agustín Sigal, 2015).

2.3.4.3 Comparación costes de distribución 2020

Los costes de distribución de cada una de las tecnologías irán en función de la cantidad de hidrógeno a transportar y su estado, de la distancia a recorrer entre los lugares de producción y el consumidor final. En el coste de distribución también dependerá mucho el rumbo que se quiera en el futuro, respecto a una producción más centralizada o distribuida. La producción centralizada contaría con grandes generadores de hidrógeno, donde los costes de distribución serían mayores debido a la distancia entre los puntos de producción y los lugares de demanda, incluso requiriéndose el transporte en varios estados. Sin embargo el coste de producción se maximizaría debido a una producción a mayor escala. De otra forma, una generación distribuida mantendría los costes de distribución más bajos, sin embargo los costes de producción serían muy altos debido a la escasez de generación por grupo generador.

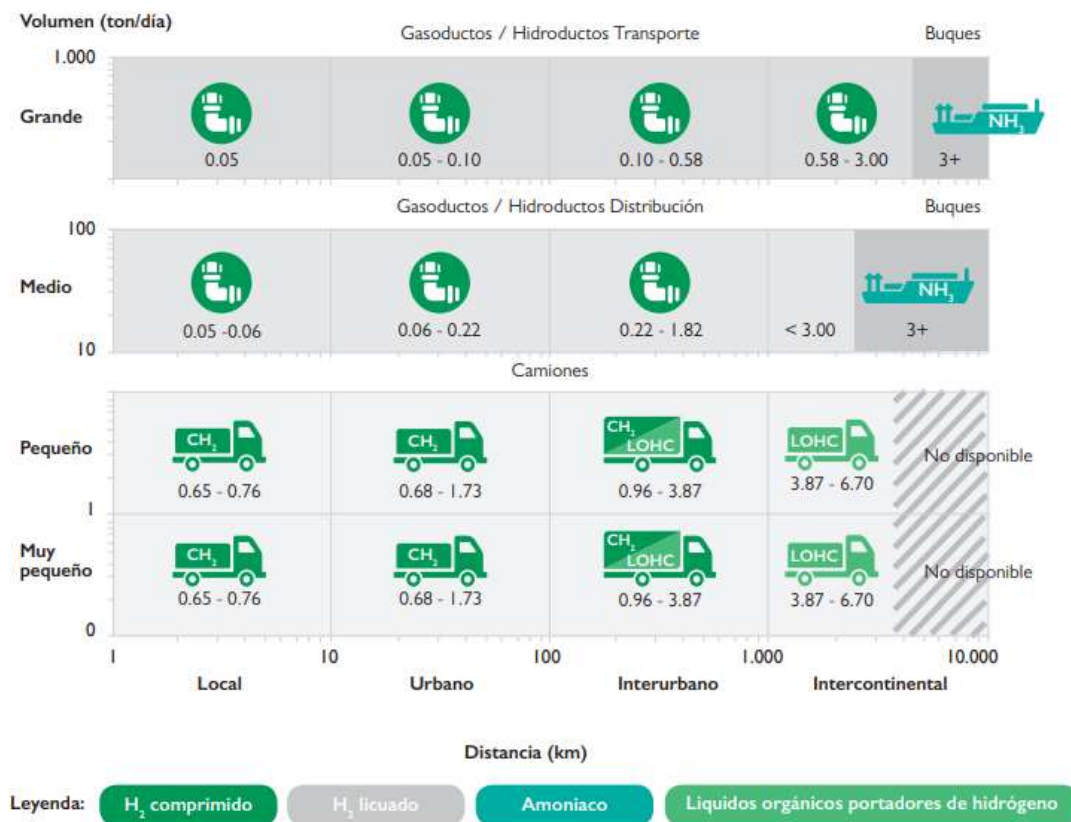


Ilustración 14. Comparación costes distribución 2020. Bloomberg, 2020

En la Ilustración 14, se observa la tabla de comparación entre las diversas tecnologías de distribución, y su coste dependiendo del volumen y de la distancia del consumidor. Se puede observar como el transporte de grandes volúmenes es más rentable a través de gasoductos, aunque si la distancia es muy grande puede conllevar pérdidas considerables y la infraestructura necesaria puede elevar mucho el coste, de ahí que Bloomberg apueste ante grandes distancias apueste por el hidrógeno en forma de amoníaco en grandes buques. Pequeños volúmenes de hidrógeno será más rentable transportarlo por el medio terrestre en forma de gas comprimido o formando elementos portadores de hidrógeno, como hidrocarburos.

2.3.5 PROCESOS DE PRODUCCIÓN HIDRÓGENO

El hidrógeno tiene la particularidad de ser el elemento químico más abundante del universo, sin embargo no se encuentra de forma aislada en la naturaleza, sino formando moléculas de agua junto con oxígeno, o formando hidrocarburos, como se ha comentado. Por lo tanto para su obtención, debe someterse a una serie de procesos de obtención que dan lugar a una clasificación de tipos de hidrógeno según la materia prima utilizada y las emisiones de CO₂, y su proceso de obtención.

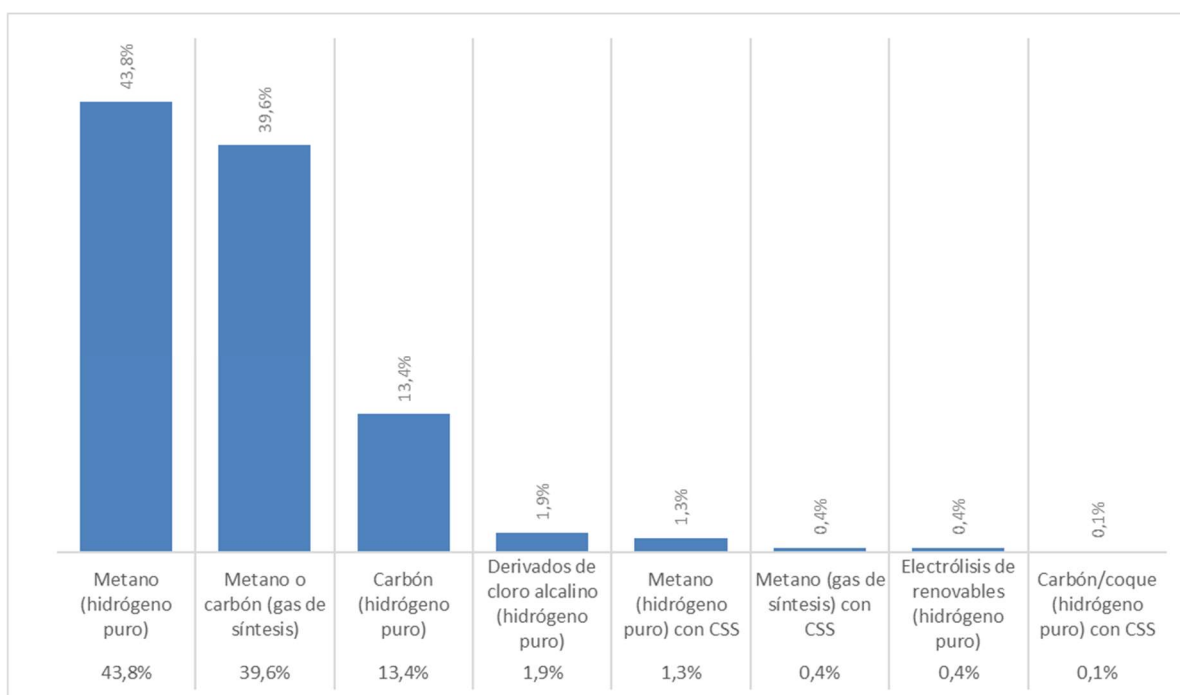


Ilustración 15. Clasificación producción mundial H₂. Elaboración propia según datos CSS Institute. 2020

En la Ilustración 15, se observa cómo se distribuyó la producción de H₂ en el año 2020 acorde a la materia prima utilizada en el proceso. Claramente la producción de hidrógeno verde es muy escasa por la poca eficiencia y competitividad de precios respecto a otros tipos de hidrógeno de la clasificación. El hidrógeno producido en base a metano y otros hidrocarburos es el principal elemento de producción en el mundo y también en España, según lo reflejado en el gráfico. Además, se hace una distinción según haya sistemas de

carga (CSS) o no, tecnología en desarrollo en base a la poca producción en el mundo el año 2020.

En España el consumo de hidrógeno es de unas 500.000 t/años, donde el 99% es producido a partir de hidrógeno gris (metano e hidrocarburos). De ese consumo total, el 70% se consume en refinerías y un 25% en la industria química. (Hoja Ruta del Hidrógeno, 2020). El inconveniente de este hidrógeno es su generación de CO₂ en el proceso de producción, aunque se trate de implementar soluciones a esto a través de la captura y almacenamiento de emisiones (hidrógeno azul).

En los siguientes capítulos se hará una clasificación de los procesos de obtención de hidrógeno, sin tener en cuenta en primer lugar el origen de la energía ni de la materia prima a utilizar. Después se hará una clasificación de los tipos de hidrógeno en base al proceso y su materia prima, comparando costes y eficiencia en el proceso en la actualidad.



Ilustración 16. Clasificación Procesos de producción H₂. Elaboración propia según "El Hidrógeno y la Energía"

En la Ilustración 16, se distribuyen los procesos según la propia naturaleza del proceso. En los siguientes capítulos se hará un desarrollo de las tecnologías más desarrolladas en la actualidad o con mayor potencial.

2.3.5.1 Conversión Química

Los procesos de conversión química están formados por el reformado, pirólisis y gasificación. En todos los procesos de conversión química se emite CO₂ al ambiente, pese a que se puede aplicar a la biomasa como recurso renovable, este motivo es por el cual se trata de desarrollar el secuestro y almacenamiento de las emisiones en forma de sustancias sólidas o diluidas del carbono con el objetivo de reducir la “huella del carbono”. Este proceso encarece la producción.

Proceso de reformado

Los procesos de reformado requieren de una fuente de energía que dé lugar a la reacción y por consiguiente, a la producción de hidrógeno. Existen subcategorías en el proceso de reformado dependiendo de si la reacción es endotérmica, como es el caso del reformado con vapor de agua o exotérmica, como es el caso de la Oxidación, aunque también se pueden encontrar el proceso autotérmico con balance neto nulo de calor. (El Hidrógeno y La Energía, 2007).

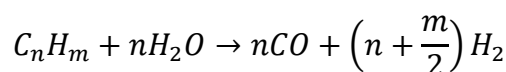
Los procesos de reformado se aplican principalmente al reformado de gas natural, aunque también se pueden aplicar a combustibles fósiles o gasolinas. Todos los procesos de reformado tienen una estructura común, y las distintas subcategorías difieren entre sí en la forma de obtención del hidrógeno en primera estancia.

La primera parte es la etapa de limpieza y tratamiento del combustible, de forma que el proceso dañe lo menos posible los aparatos y elementos dentro del proceso, tanto catalizadores como conductos.

La segunda parte es la producción del hidrógeno como tal, y es la etapa que da lugar a las diferentes categorías dependiendo del tipo de reacción química que se dé:

Proceso de reformado con vapor de agua

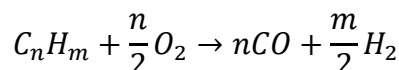
La reacción es de tipo endotérmico, y se produce a temperaturas cercanas a los 900° y presiones muy altas, llegando a superar los 30 bar. Tanto el vapor de agua como el combustible recorren los tubos donde se producen la reacción según la Ecuación 1, dependiendo del hidrocarburo, donde se encuentran los catalizadores de níquel que dan lugar al proceso.



Ecuación 1. Reformado con vapor de agua

Proceso de Oxidación Parcial

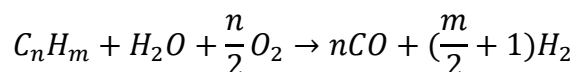
Se trata de un proceso exotérmico, aunque en ocasiones requiere de un quemado previo del combustible. Esta reacción se suele dar en torno a los 800°, y se basa en la oxidación incompleta del hidrocarburo, por lo tanto se libera el hidrógeno contenido en él. En este tipo de reacción el uso de catalizadores puede no ser necesario.



Ecuación 2. Oxidación Parcial

Proceso Autotérmico

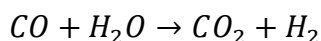
Se trata de un proceso con balance de calor nulo (proceso adiabático), debido a que es una combinación entre los dos procesos anteriores, de modo que el calor liberado en el proceso de oxidación parcial se aproveche para en el proceso de reformado con vapor.



Ecuación 3. Proceso Autotérmico

La siguiente etapa tras la obtención del hidrógeno principal del proceso, con rendimientos entre el 80% y el 70%, es la de aumentar la cantidad de hidrógeno generado al final del

proceso. Para conseguirlo, se hace reaccionar el CO presente en los productos tras la reacción primaria en un reactor con H₂O. Dependiendo del proceso, la relación entre los moles de productos de la primera etapa será distinta, y por lo tanto condicionará esta tercera etapa del proceso de reformado.



Ecuación 4. Producción secundaria de H₂

Tras la etapa de producción secundaria, el producto total, que es un gas rico en H₂ y CO₂ junto con restos de CO y del hidrocarburo correspondiente, se depura en un sistema separador de membranas que resulta en hidrógeno de una pureza cercana al 100%. Si la cantidad de CO es suficientemente alta que altera la pureza del hidrógeno, este se oxida en un proceso similar a la tercera etapa de producción secundaria.

Proceso de pirólisis

Se trata al igual que el reformado en un proceso de conversión química a partir de la descomposición de un combustible sólido. Los productos obtenidos en el proceso de pirólisis dependerán del combustible materia prima utilizado y de las condiciones físicas de temperatura y presión.

En caso de que los productos obtenidos sea un gas de síntesis formado por H₂ y CO, este puede formar parte de un proceso similar al reformado, o si la materia prima es biomasa, los productos tras la pirólisis son líquidos hidrocarbonados que pueden participar en el proceso completo de reformado. (El Hidrógeno y la Energías, 2007)

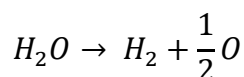
Proceso de gasificación

El proceso de gasificación se da a partir de la combustión de biomasa o carbón con defecto de oxígeno. Si la combustión se hace con aire, se obtiene un gas de gasógeno, sin hidrógeno pero con porcentaje de CO suficiente para que se pueda reaccionar con agua como en la Ecuación 4, de forma que obtendríamos hidrógeno. Si por el contrario el combustible se hace

reaccionar con agua, se obtiene un gas de síntesis de H₂ y CO, siendo más eficiente el proceso en términos de producción de hidrógeno.

2.3.5.2 Electrólisis

Se entiende por electrólisis el proceso de ruptura de una molécula de agua a través de una fuente de energía que genera corriente eléctrica, con el objetivo de disociar dicha molécula en hidrógeno y oxígeno, según la Ecuación 5.



Ecuación 5. Proceso de Electrólisis

Como se observa es un proceso de una naturaleza muy sencilla, pero dependiendo de la temperatura a la que participen los reactivos, en este caso la molécula de agua, el proceso es más o menos eficiente. Si consideramos que el agua se encuentra en condiciones estándar (25°C y 1 atm), el rendimiento del proceso es pobre. La energía eléctrica necesaria para romper la molécula de agua es del orden de 238 kJ/mol y el poder calorífico inferior del hidrógeno es 241 kJ/mol. Según estos dos datos por cada kJ de energía eléctrica podríamos obtener 1 kJ de hidrógeno. Por otro lado, la energía eléctrica necesaria para disociar la molécula de agua en condiciones de 1000°C y 1 atm es de 178 kJ, inferior a 25°C y que permite un mayor rendimiento y capacidad de generación. Por cada kJ eléctrico, se obtendrían 1,34 kJ de hidrógeno. Según estos datos, se divide la electrólisis en baja temperatura y alta temperatura.

La entalpía de reacción que se da en el proceso de electrólisis debe cumplir el balance termodinámico. El análisis termodinámico de las dos formas de electrólisis, alta y baja temperatura, ayuda a comprender la capacidad de obtención de hidrógeno por electrólisis.

$$\Delta H = T\Delta s + \Delta G$$

Ecuación 6. Balance termodinámico electrólisis

El balance termodinámico se basa en que la energía necesaria de reacción (ΔH) es igual al a la suma del término de energía eléctrica y térmica, por lo tanto un aumento de la energía térmica deriva en un descenso de la energía eléctrica y un mayor rendimiento en términos de energía eléctrica necesaria. Según la Tabla 2, los valores para las distintas temperaturas son las siguientes.

	ΔH (kJ/mol)	$T\Delta S$ (kJ/mol)	ΔG (kJ/mol)
25°C	286,43	48,72	237,75
1000°C	249,8	72,17	177,66

Tabla 2. Balances termodinámicos electrólisis. El Hidrógeno y la Energía, 2007

Este balance termodinámico es fundamental a la hora de calcular la capacidad de generación de hidrógeno renovable. Según la reacción, la cual no es la misma para todos los electrolizadores, sin embargo sí que mantiene la relación estequiométrica de moles entre electrones y productos, se puede calcular esta capacidad.



Ecuación 7. Relación estequiométrica electrólisis

Teniendo en cuenta estas relaciones y tomando como base de cálculo 1Ah que corresponde con 3600 C, se puede calcular los moles en la reacción gracias al número de Faraday (F). Este último indica el número de Columbios por mol de electrones.

$$1Ah \rightarrow 3600 C \quad \frac{3600C}{96500 \left(\frac{C}{mol} \right)} = 0,0373 \text{ mol/electrón}$$

Ecuación 8. Moles/electrón reacción de electrólisis

$$0,0373 \frac{\text{moles}}{\text{electrón}} \rightarrow 0,0187 \frac{\text{moles}}{H_2} \rightarrow 0,0093 \frac{\text{moles}}{O_2}$$

Ecuación 9. Relación moles reacción electrólisis

Una vez sabidos el número de moles que se generan, será hará una comparación con los moles en 1000g de H₂, para obtener el valor de Ah. La carga eléctrica final será de 26,81 kAh, la cual pese a estar considerando un proceso ideal, será también la real si no existen reacciones secundarias en el electrolizador.

Por último, para calcular la energía será necesario saber la caída de potencial entre los electrodos, que para el proceso de generación de H₂ será negativo, para el caso de pila de combustible será positivo. En condiciones estándar, y aplicables a la electrólisis de baja temperatura la diferencia de potencial entre los electrodos teórica será de 1,48V por los 1,29V de la electrólisis de alta temperatura. Estos datos apoyan el argumento de que la electrólisis de alta temperatura presenta un mayor rendimiento. Sin embargo esos datos son teóricos, pero están lejos de la realidad por una serie de pérdidas. Los datos de teóricos de diferencia de potencial se basan en la relación entre el número de electrones intercambiados en la reacción y la constante de Faraday.

$$\frac{\Delta H_{baja}}{n * F} = \frac{286,43}{2 * 96500} \approx 1,48 V$$

$$\frac{\Delta H_{alta}}{n * F} = \frac{249,8}{2 * 96500} \approx 1,29 V$$

Ecuación 10. Diferencia potencial teórica entre electrodos. Electrólisis

Las pérdidas extra que aumentan la diferencia de potencial entre electrodos y por lo tanto afectan al rendimiento global del proceso, se basan en (Vincent, Kruger, Bessarabov, 2017):

- Resistencia a la reacción que se da en el ánodo y cátodo que obliga a un sobredimensionamiento del electrolizador. Se trata de un orden de magnitud de unos 0,3-0,4 V/cell.
- Pérdidas que se pueda producir en la membrana, en el caso de que la electrólisis requiera de la misma. Se tratan de unos 0,1/0,15 V/cell, siempre dependiendo de la capacidad del electrolizador.

- Caída de potencial en electrolitos, electrodos y conductores que siempre deberán contarse y que son parte del proceso eléctrico. Sin embargo, en ocasiones en las que se requiera de membrana, este efecto se puede despreciar al estar en contacto electrolito y membrana. Lo que se denomina “zero-gap”. En otro caso si que habría que considerarse, pero no serían de elevada magnitud.
- Pérdidas por polarización que dependen de la densidad de corriente con la que se trabaje, y que hacen variar en gran medida el rendimiento final del electrolizador.

La electrólisis a baja temperatura no es rentable como hemos podido comprobar y más si tenemos en cuenta los rendimientos de los electrolizadores que se tratarán más adelante, sin embargo puede tener sentido si las condiciones de la fuente de generación no permiten un desarrollo a altas temperaturas como puede ser la energía eólica, en la que sea necesario el almacenamiento de excedente energético en la propia planta eólica. Pero nunca debería ser la solución para obtener grandes cantidades de H₂ por su pobre rendimiento.

El proceso a alta temperatura es más aceptable en términos de rendimiento, pero tiene la particularidad de requerir de vapor de agua y de una fuente de energía que permita una elevada temperatura.

En capítulos siguientes se hará un análisis de como integrar las fuentes de energía renovables con procesos con cero emisiones de CO₂, haciendo una comparación de costes y rendimientos.

2.3.5.3 Fotolíticos

Se entiende por proceso de producción fotolítico que a través de la radiación solar consigue la rotura de la molécula de agua, en un proceso de electrólisis pero sin la necesidad de energía eléctrica externa. Se explicará el proceso fotoelectrolítico, aunque el proceso fotobioquímico también es de interés. Este último se basa en la capacidad de algunas bacterias y algas de absorber la radiación solar y convertirla en elementos con alta carga de hidrógeno como la hidrogenasa.

Un cátodo y un ánodo forman parte del proceso fotoelectroquímico. Estos electrodos están conectados cerrando el circuito eléctrico y sumergidos en agua, aunque separados entre ellos. Al incidir la radiación solar sobre el cátodo, existirá una diferencia de potencial ligada a la longitud de onda incidente que será parte de esa energía externa necesaria para romper la molécula de agua. Al ser la diferencia de potencial función de la longitud de onda, el cátodo se podrá impregnar con distintos pigmentos que favorezcan la absorción de radiación solar. La diferencia de potencial será del orden de los 1,8eV en condiciones estándar. (Universidad de Zaragoza, 2014).

2.3.6 PILAS DE COMBUSTIBLE

Una pila de combustible es un dispositivo capaz de convertir energía química de un combustible, en nuestro proyecto nos centraremos en el Hidrógeno, en energía eléctrica sin ningún proceso intermedio térmico o mecánico. Esa energía eléctrica es liberada al entrar en contacto el combustible con un agente oxidante. En un motor convencional esa energía liberada es en forma de calor, que generalmente se ocupa de mover un pistón. En la pila de combustible de hidrógeno se libera energía en forma predominantemente eléctrica en corriente continua y calor, tras un proceso electroquímico.

Tanto las pilas de combustible como las baterías sufren un proceso galvánico. Este proceso es un proceso similar al fotoelectroquímico anteriormente explicado, pero en orden inverso. El proceso cuenta con un ánodo, que se encarga del envío de electrones, y un cátodo, que los recibe, ambos sumergidos en un electrolito. En cada una de las pilas se genera pequeños voltajes en corriente continua, que al juntar todas las pilas da lugar a un voltaje considerable con capacidades de aportar suficiente potencia eléctrica. Sin embargo, la naturaleza del ánodo y el cátodo hace la diferencia entre pila combustible y batería. Ya que en las pilas combustible es el H₂ el que actúa como ánodo y aire como cátodo, mientras que en la batería estos dos son metales. También el tiempo de operación de una pila combustible dependerá de la cantidad de combustible que reciba, mientras que en las baterías está limitado ese tiempo. A diferencia del proceso electroquímico de rotura de la molécula de agua donde se

obtenía hidrógeno y oxígeno, al ser el proceso inverso se produce agua como producto tras la conversión a energía eléctrica. (College of Desert, 2001)

2.3.6.1 Tipos de Pila de Combustible

El tipo de pila viene determinado por el tipo de electrolito que se emplee en el proceso, y es de hecho el tipo de electrolito lo que define la temperatura de operación de la pila. Se distinguen dos tipos, las pilas a alta temperatura, operan a temperaturas superiores a los 600°, y las pilas de baja temperatura que actúan por debajo de los 250°:

- Pilas de Combustible a Alta Temperatura:
 - Pila de Combustible de Carbonato Fundido (MCFC)
 - Pila de Combustible de Óxido Sólido (SOFC)
- Pilas de Combustible a Baja Temperatura:
 - Pilas de Combustible Alcalinas (AFC)
 - Pilas de combustible de Ácido Fosfórico (PAFC)
 - Pilas de Combustible de Intercambio Protónico (PEMFC)

	Electrolito	Catalizador	Tº Operación (°C)	Potencia	Eficiencia (%)	Aplicaciones
MCFC	Carbonatos fundidos	No Platino	650	100 kW - 2 MW	50-60 Pila 47 sistema	Cogeneración Aplicaciones estacionarias
SOFC	Sólido Cerámico	No Platino	800-1000	100 - 250 kW	60-65 Pila 50-60 Sistema	Cogeneración Aplicaciones estacionarias Vehículos de Transporte
AFC	Hidróxido de Potasio y Agua	Metales no preciosos	105-220	10-100 kW	60-70 Pila 62 Sistema	Aplicaciones Espaciales Aplicaciones Militares Vehículos de Transporte
PAFC	Ácido Fosfórico líquido	Platino con Carbono	180-250	50 kW - 11 MW	55 Pila 40 Sistema	Aplicaciones estacionarias Vehículos de Transporte Cogeneración
PEMFC	Polímero Sólido	Platino	80-95	5 - 250 kW	40-60 Pila 30-50 Sistema	Aplicaciones estacionarias Vehículos de Transporte Telecomunicaciones

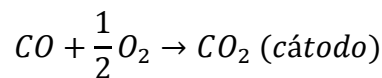
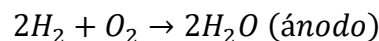
Tabla 3. Características Pilas de Combustible. Elaboración Propia

Se expondrán a continuación las principales ventajas e inconvenientes de cada una de las pilas de combustible, junto con las reacciones particulares que se dan en el ánodo y cátodo.

Carbonato Fundido (MCFC)

Las ventajas de este tipo de pila son su alta eficiencia y rápida respuesta del proceso debido a que actúan a altas temperaturas. Además genera un calor residual de alto grado que puede ser utilizado para otras funciones que se requieran al margen de la generación de energía eléctrica. Los catalizadores usados no son de alto coste como el platino, por lo tanto se abaratan los costes de operación.

Como desventajas presenta sus altas temperaturas que provoca un daño en los elementos por lo tanto requieren materiales más costosos de larga durabilidad y resistentes a la corrosión. El hecho de que su electrolito sea líquido presenta problemas a la hora de gestionar este líquido en sí, aparte de que el ánodo es intolerante al sulfuro, dañándolo gravemente y alterando el funcionamiento normal.



Ecuación 11. Reacciones ánodo y cátodo MCFC

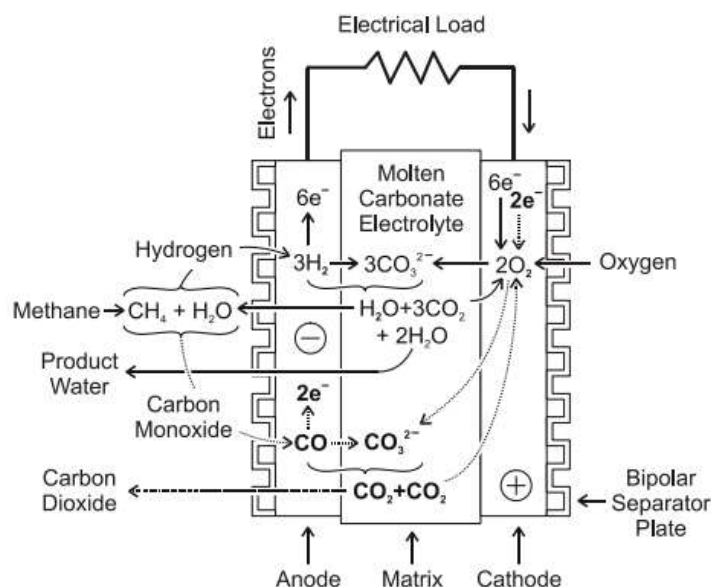
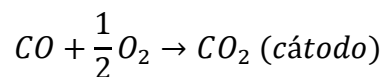
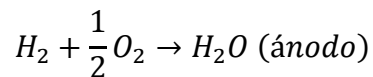


Ilustración 17. Proceso MCFC. College of Desert, 2001

Sólido Óxido (SOFC)

Al igual que MCFC, al trabajar con temperaturas altas su eficiencia y respuesta son considerables. También al comparar con carbonato fundido, su electrolito no es líquido, por lo tanto no existen los problemas de gestión del líquido. A su vez, puede operar con mayores cantidades de material que MCFC, al igual que no es necesario la utilización de catalizadores platinos.

Las principales desventajas son la necesidad de trabajar con materiales que se mantengan sólidos a altas temperaturas, encareciendo el proceso. Su tolerancia es mayor al sulfuro.



Ecuación 12. Reacciones ánodo y cátodo SOFC

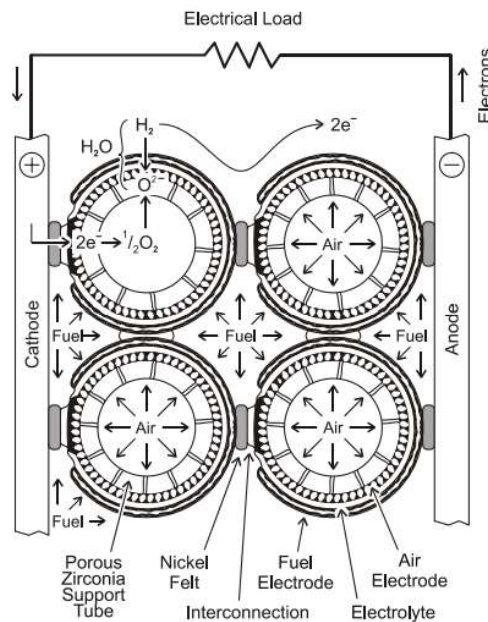
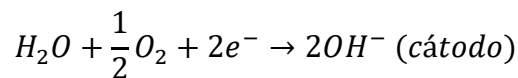
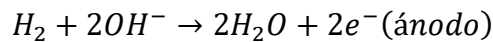


Ilustración 18. Proceso SOFC. College of Desert, 2001

Alcalinas (AFC)

Las pilas de combustible alcalino trabajan con tiempos de arranque rápido, alcanzando el 50% de la potencia nominal a temperatura ambiente. Son pilas de poco peso y volumen, de ahí que se puedan aplicar al transporte. Además el trabajar a temperatura baja, la corrosión es mínima, sin la pérdida excesiva de rendimiento.

Son intolerantes al CO₂ y al CO, limitando mucho su uso ya que el combustible y el oxidante deben tener esta consideración en cuenta, con el objetivo de no dañar el equipo. Su vida útil es menor que las anteriores pese a que trabaje a bajas temperaturas, y su electrolito es líquido.



Ecuación 13. Reacciones ánodo y cátodo AFC

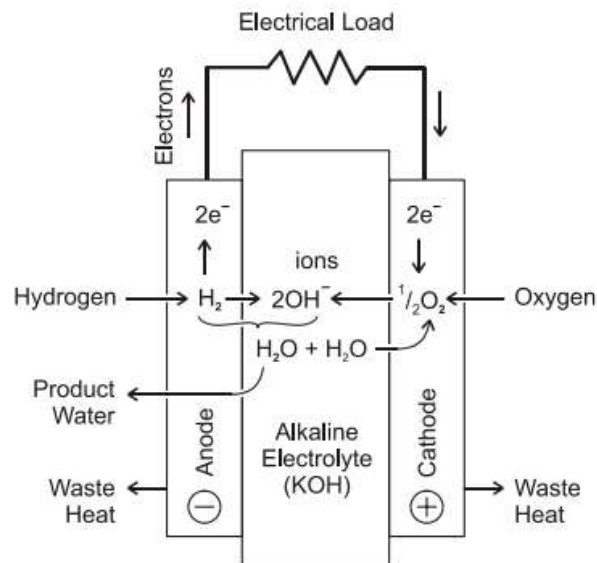


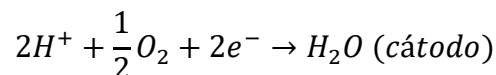
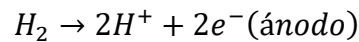
Ilustración 19. Proceso AFC. College of Desert, 2001

Ácido fosfórico (PAFC)

Al contrario que las pilas de combustible alcalinas, tiene una mayor tolerancia al CO₂, y permite utilizar el aire como oxidante. Tiene la capacidad de actuar en aplicaciones

relacionadas con la cogeneración, aumentando el rendimiento del proceso, ya que pese a actuar con bajas temperaturas, son sensiblemente superiores a las de su familia de pilas generando un grado alto de calor del que poder sacar rendimiento.

Como inconvenientes, su peso y volumen, superior al de las alcalinas, las hacen ser menos compatibles con las aplicaciones del transporte. El elemento que utiliza como electrolito es bastante corrosivo, deteriorando los elementos del proceso. Además sus tiempos de respuesta ante un arranque son considerablemente superiores a las pilas de alta temperatura.



Ecuación 14. Reacciones ánodo y cátodo PAFC

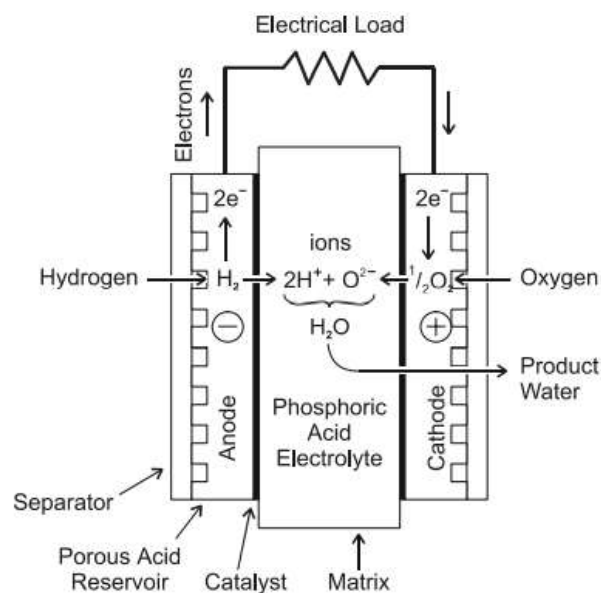


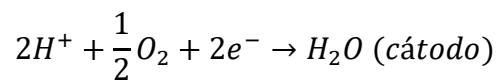
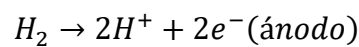
Ilustración 20. Proceso PAFC. College of Desert, 2001

Intercambio protónico (PEMFC)

Su tolerancia al dióxido de carbono es muy superior, utilizando aire como oxidante en la reacción. Su electrolito es agua pura, hecho que provoca corrosión nula en los materiales, al

igual que genera una potencia considerable. Su diseño y los materiales que participan en el proceso son simples.

Como desventajas se tienen el alto coste de su catalizador de platino, al igual que el coste de la membrana que dificulta la operación. Su tolerancia al monóxido de carbono y sulfuro es baja.



Ecuación 15. Reacciones ánodo y cátodo PEMFC

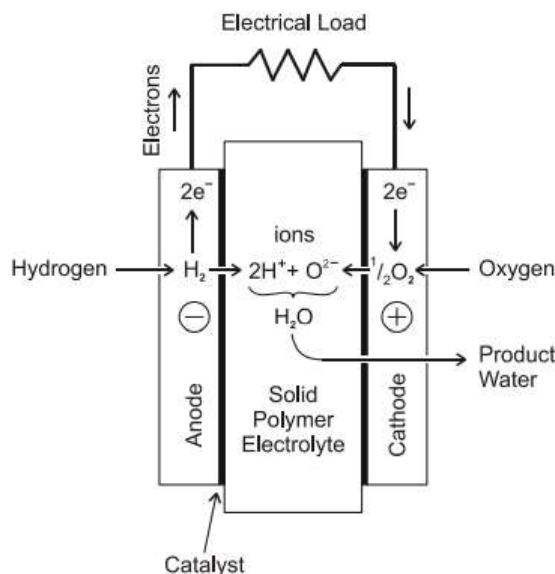


Ilustración 21. Proceso PEMFC. College of Desert, 2001

2.3.7 TIPOS DE HIDRÓGENO

La clasificación de los tipos de hidrógeno se da por colores. Cada color representa un tipo de hidrógeno, y se hace distinción de cada tipo de hidrógeno según las emisiones de CO₂ que emite a la atmósfera y su impacto medioambiental, el tipo de proceso que sufre a la hora de ser producido y la materia prima de la que se aprovecha para su obtención.

Todo aquel hidrógeno que proceda de recursos fósiles e hidrocarburos, y que libere emisiones de CO₂ a la atmósfera, se denomina hidrógeno gris. El proceso de producción del hidrógeno gris, por lo general corresponde a la reacción de reformado, explicada en anteriores capítulos. Por otro lado, si el proceso de producción seleccionado para la obtención del hidrógeno es la gasificación del carbón, se hablará de hidrógeno marrón. Este último también libera CO₂ a la atmósfera. El hidrógeno gris es el mayoritario dentro de la producción global de hidrógeno debido a sus bajos costes, aunque presenta la condición de ser muy contaminante.

El hidrógeno azul sufre los mismos procesos de producción y reacciones químicas que el gris, sin embargo se realiza una captura de las emisiones de CO₂, que podrán ser reutilizadas o en su defecto almacenadas durante un largo periodo de tiempo, superior a 100 años según la legislación. Se ve como la solución a corto plazo y de transición a tecnologías limpias, frente al problema de las emisiones, aunque el sistema de captura de CO₂ encarece bastante los costes. Actualmente, la captura presenta un límite técnico de captura del 90% de emisiones. (Naturgy, 2020)

En nuestra universidad se ha realizado un proyecto de investigación en cuanto a los métodos de producción del hidrógeno, en este caso se denomina hidrógeno d. Este se basa en el reformado con vapor de agua (SMR) por medio de biometano, de tal forma que se obtenga un hidrógeno neutro en emisiones y que permita ser un hidrógeno de transición hacia el hidrógeno verde electrolítico, cuyos precios están lejos de ser competitivos en la actualidad. (Universidad Pontificia Comillas, 2021). Este último se tratará en los siguientes capítulos con más profundidad. Por último, si la tecnología de producción es la pirólisis, donde se obtiene hidrógeno y carbono sólido, evitando su liberación al ambiente, estaremos hablando de hidrógeno turquesa.

Tipo	Proceso	Coste (€/kg)
Gris	SMR - Reformado por Vapor	1-1,5
Marrón	Gasificación	1-1,5
Azul	SMR - CCS (Captura de emisiones)	2-2,5
Dorado	SMR - Biometano	3,5-4
Verde	Electrólisis	4-7
Turquesa	Pirólisis	

Tabla 4. Tipos de Hidrógeno según proceso y costes. Elaboración propia

En la Tabla 4 se exponen los distintos tipos de hidrógeno según lo comentado anteriormente, haciendo la clasificación según el proceso y comparando los costes de cada uno de ellos en la actualidad. Se puede observar como el hidrógeno verde, el de mayor potencial en el futuro, presenta costes elevados siendo el menos competitivo si se compara con el gris, que es el de mayor presencia actualmente por sus bajos costes y desarrollo de la tecnología de obtención.

2.4 HIDRÓGENO VERDE

En este apartado se hablará de forma concreta del hidrógeno verde, aquel que tiene como origen fuentes renovables y que en España se está dando prioridad a su desarrollo en el futuro con la idea de alcanzar los objetivos de desarrollo sostenible. El desarrollo de este tipo de hidrógeno tiene su base en cómo se pueden desarrollar las energías renovables, principalmente eólica y solar, tanto offshore como onshore. Será importante cual es el estado actual de desarrollo de los electrolizadores, elementos encargados de la producción de hidrógeno.

2.4.1 ELECTROLIZADORES

Como se ha comentado con anterioridad se denomina electrolizador aquel equipo que gracias a la entrada de un flujo de agua, consigue con ayuda de electricidad producir hidrógeno gracias a la electrólisis (proceso ya estudiado). De esta forma, tras la reacción química se obtienen moléculas de hidrógeno y oxígeno. En este capítulo se distinguirán tres tipos principalmente, debido a su relevancia en el mercado actual y su capacidad de desarrollo en el futuro, pese a que hay otros tipos. Casualmente, esa clasificación de electrolizadores

coincide con la clasificación ya expuesta de pilas de combustible, con características muy parecidas.

Los tipos de electrolizadores que se estudian serán el electrolizador alcalino (AEC), el de membrana de intercambio protónico (PEMEC) y el electrolizador de sólidos cerámicos (SOEC). Los dos primeros corresponden a la familia de los electrolizadores a baja temperatura y que mayor desarrollo comercial tienen en la actualidad, mientras que los últimos tienen gran potencial si se desarrolla su capacidad de trabajo y vida útil.

Con el objetivo de seguir un orden de estudio, se tendrán en cuenta los siguientes apartados para estudiar las distintas tecnologías. En primer lugar se analizará su esquema y estructura, los cuales son iguales a las pilas de combustible ya analizadas, y por último las características eléctricas y consumo energético para obtener 1 kg de hidrógeno, que variará según las características de cada electrolizador.

2.4.1.1 Electrolizador Alcalino (AEC)

Esta tecnología dentro del uso industrial es de las más utilizadas llevando muchos años en el mercado, al igual que ser la más económica. Su capacidad es del orden de los MW, y a medida que su potencia aumenta genera unos mejores niveles de eficiencia.

Esquema y reacción

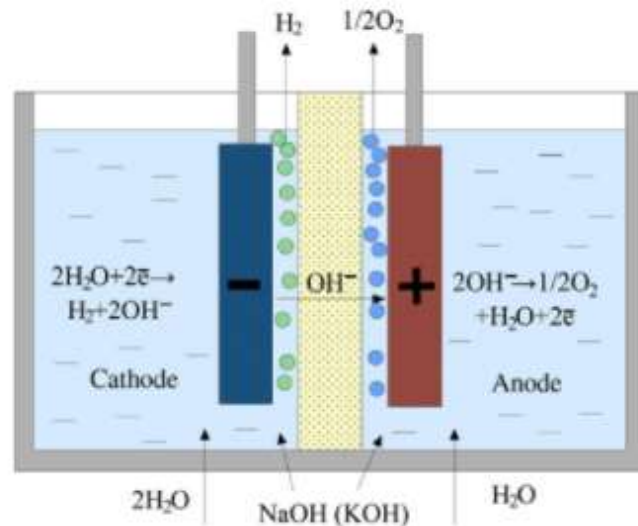
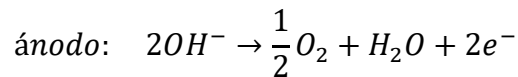
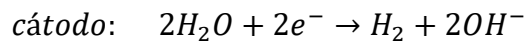


Ilustración 22. Esquema Electrolizadores Alcalino. Fuente: Renewable Hydrogen Technologies



Ecuación 16. Reacción Electrolizador Alcalino

En la Ilustración 22, se observa el esquema correspondiente a un electrolizador convencional alcalino. Cabe destacar como para operar en un medio alcalino, se añade KOH, que hará las funciones electrolito sin el cual la reacción no tendría lugar. También se observa, pese a la sencillez del esquema como tanto el oxígeno como el hidrógeno se recogen en diferentes cámaras, fruto de las reacciones que se dan tanto como en cátodo. Este debe mantenerse en torno al 30% de presencia, para que el flujo de corriente sea máximo.

En la actualidad, el esquema que se muestra no tendría sentido, ya que tras la formación del hidrógeno y oxígeno, en las superficies del ánodo y cátodo surgen una serie de burbujas que alteran el rendimiento del sistema al disminuir la superficie total de contacto. Es por ello que en la actualidad se apuesta por el uso de un filtro en las caras internas, al igual que electrodos porosos y permeables, para que no exista ese fenómeno. Es objeto de investigación el tratar de aumentar la eficiencia total de estos electrolizadores.

Características eléctricas

Dependiendo de la potencia deseada según la cantidad de kg H₂ que queremos diarios de producción, la densidad de corriente tendrá un valor mayor o menor según las curvas de polarización. Esa densidad de corriente también es culpable de una mayor caída de tensión por pérdida de corriente entre los electrodos, a mayor densidad menor pérdidas.

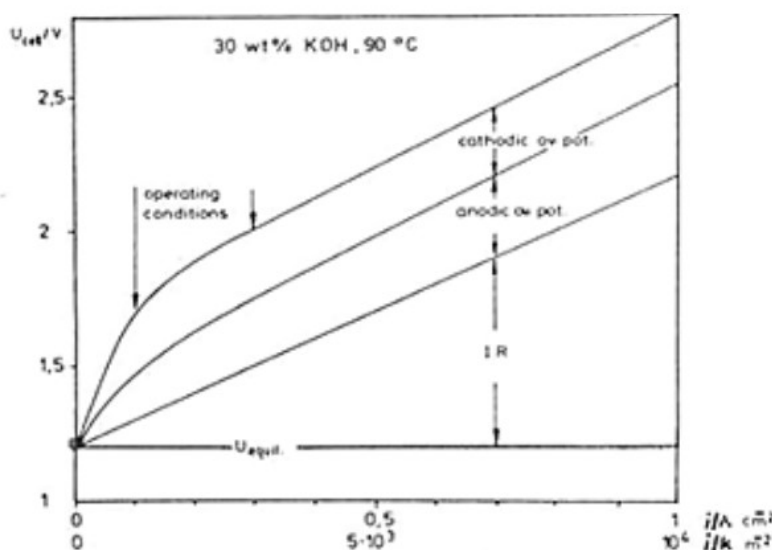


Ilustración 23. Curva polarización electrolizador alcalino. Caracterización electrolizadores, 2016

En la Ilustración 23 se ve una curva de polarización de un electrolizador alcalino general, donde se observa que se suelen operar en torno a 0,1-0,4 A/cm², los cuales corresponden a valores entre 1,8-2,2 V/cell. Este dato es clave para estimar el consumo eléctrico en la generación de H₂. Con los supuestos anteriores se estima que actualmente, año 2022, la energía necesaria con esta tecnología ya madura estaría en torno a los 48-58 kWh/kg, como indica la Tabla 5.

Características Eléctricas - AEC 2022		
Temperatura operación	80	°C
Presión operación	50	bar
Densidad de corriente	0,1 - 0,4	A/cm ²
$\Delta E (<0)$ - Real	1,8 - 2,2	V/cell
Carga Eléctrica	26,81	kAh
Energía requerida	48,258 - 58,982	kWh/kgH ₂
Eficiencia	69% - 57%	kWh/kgH ₃

Tabla 5. Características Eléctricas AEC. Elaboración propia

2.4.1.2 Electrolizador PEM (PEMEC)

Siguiendo la misma filosofía que las pilas de combustible de este tipo, los electrolizadores PEMEC, se basan en el intercambio de protones a través de una membrana. Al estar conectados los electrodos gracias a una membrana, las pérdidas en electrodos y conducción se consideran despreciables, hecho que aumenta las prestaciones de esta tecnología, pese a que la membrana puede presentar distintos grosores.

Las principales diferencias con los sistemas alcalinos, la otra gran tecnología de electrólisis a baja temperatura es la menor durabilidad y capacidad de funcionamiento de este tipo de sistema frente a los alcalinos, evidenciando una falta de madurez todavía de los electrolizadores PEM. También, debido a la anterior cuestión, gracias a los sistemas alcalinos la capacidad de producción a gran escala es mayor, pese a permitir menores densidades de corriente que la tecnología PEM.

Esquema y reacción

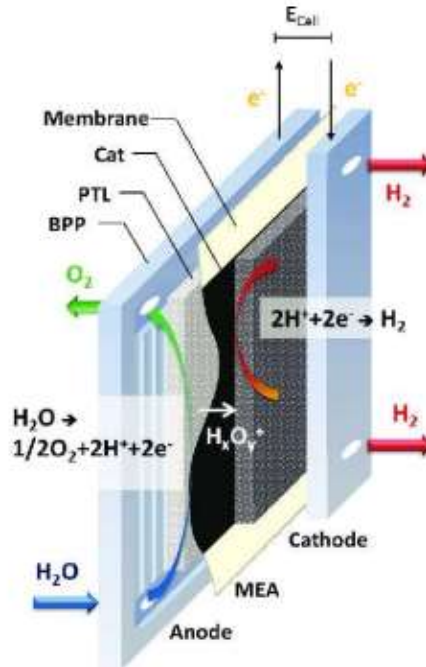
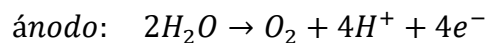
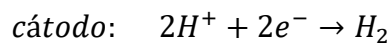


Ilustración 24.. Esquema Electrolizador PEM. Tecnologías de Hidrógeno.



Ecuación 17. Reacción Electrolizador PEM

La membrana está formada por una serie de conductores poliméricos, los cuales se encargan de trasladar las cargas entre electrodos y también de separar los productos finales tras la reacción, expuesta en la Ecuación 17.

La propia naturaleza de la reacción hace que se requiera de catalizadores que aporten estabilidad a la propia reacción. Estos suelen ser el platino, como en las pilas de combustible, para la formación de H_2 , y luego para el ánodo varían mucho los materiales utilizados. Entre esos destaca el iridio o rutenio. La membrana debe presentar propiedades iónicas para que se produzca el intercambio iónico y también el paso del agua a través de esta.

Características eléctricas

Al igual que en los electrolizadores alcalinos, en los electrolizadores PEMEC, existe una curva de polarización que da el fabricante que nos da la relación entre densidades de corriente y voltaje. En este caso destaca, como se ha comentado, que las densidades de corriente son mayores, manteniendo un voltaje de parecida magnitud que células alcalinas.

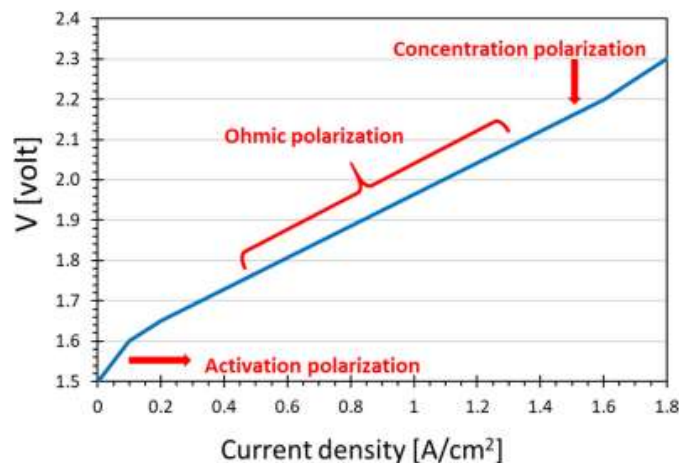


Ilustración 25. Curva de polarización PEMEC. Institute on Membrane Technology

Se observa en la Ilustración 25, cómo las densidades de corriente se encuentran en el intervalo de 0,6-1,6 A/cm², correspondiente a unos voltajes entre 1,8-2,2 V/cell, muy similares a la tecnología alcalina y que han ido mejorando en gran medida años atrás para llegar a tener valores asumibles de eficiencia. Los valores de consumo de energía están en el mismo intervalo que las anteriores, al utilizar el mismo intervalo de voltaje, siendo constante la carga eléctrica, que depende del proceso de electrólisis en general y no del tipo de electrólisis.

Características Eléctricas - PEMEC 2022		
Temperatura operación	80	°C
Presión operación	50	bar
Densidad de corriente	0,6 - 1,6	A/cm ²
$\Delta E (<0)$ - Real	1,85 - 2,2	V/cell
Carga Eléctrica	26,81	kAh
Energía requerida	49,5985 - 58,982	kWh/kgH ₂
Eficiencia	67% - 57%	kWh/kgH ₃

Tabla 6. Características Eléctricas PEMEC. Elaboración propia

2.4.1.3 Electrolizador Sólidos Óxidos (SOEC)

Este es el único tipo de electrolizador a alta temperatura que se analizará debido a que es el que presenta un mayor potencial. Como se explicó anteriormente, la electrólisis a alta temperatura de operación presenta una mejor eficiencia por su potencial termoneutro considerablemente más pequeño. Donde una mayor parte de la formación del hidrógeno corresponde a la energía térmica, disminuyendo el valor de la eléctrica. Es por esto, que este tipo de tecnología presenta muy buena predisposición a integrarse junto a energías renovables térmicas e incluso la nuclear, pudiendo desprejar el término de elevar la temperatura del agua a partir de otras fuentes de energía.

Esquema y reacción

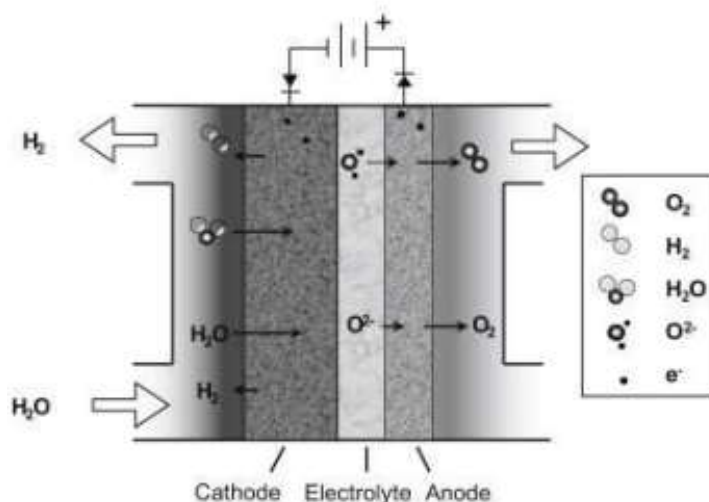


Ilustración 26. Esquema Electrolizador SOEC. Tecnologías de Hidrógeno.

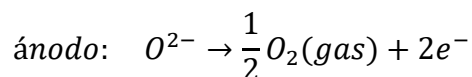
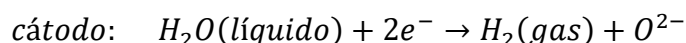


Ilustración 27. Reacción Electrolizador SOEC

El funcionamiento de la celda es simple, donde el agua al trabajar a temperatura cercanas a los 1000°, entra en forma de vapor en el sistema, dando a lugar a hidrógeno en forma de gas y formando aniones de oxígeno. Estos entran en contacto con el electrolito formado por óxidos sólidos, y que también se encargan de separar la parte catódica de la anódica para no mezclar los productos resultantes de la reacción. En el ánodo, se forman moléculas de oxígeno y también electrones que se suelen recircular al circuito eléctrico. El funcionamiento es similar al electrolizador alcalino.

Presenta a su vez una ventaja debido a su temperatura, no es necesario el uso de catalizadores que encarecen el coste, caso que al trabajar a bajas temperaturas sería obligatorio. Además, su rendimiento solo viene condicionado por su temperatura y fuente de calor, teniendo una eficiencia muy superior en términos eléctricos llegando incluso al 90%.

Por otro lado, su capacidad de funcionamiento al igual que su durabilidad son muy pequeñas, de ahí que no sea rentable, siendo cuestión de inversión y tiempo que se eliminen estos inconvenientes.

Características eléctricas

Las curvas de polarización irán asociadas a las temperaturas de funcionamiento, sin embargo se puede estimar el rango de voltaje del electrolizador según la densidad de corriente, como en las anteriores tecnologías.

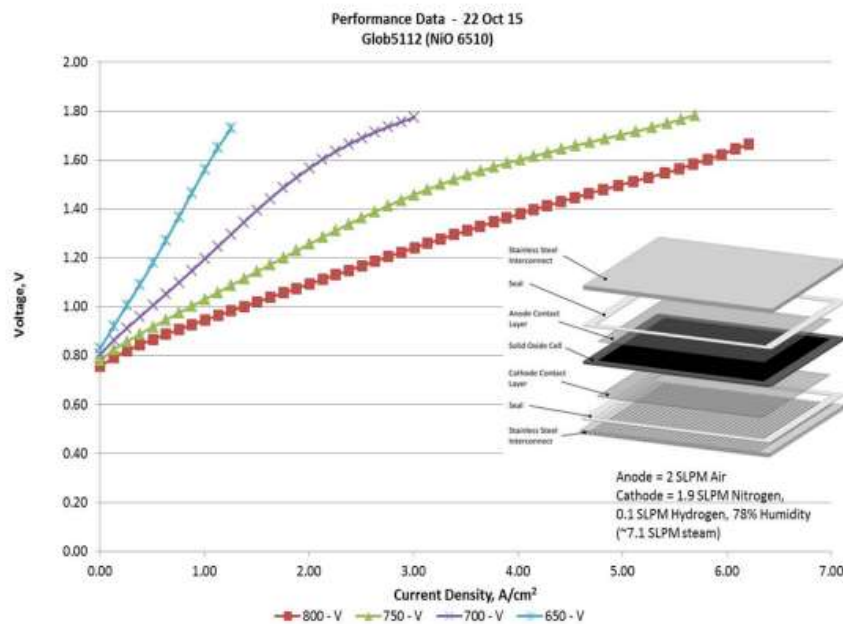


Ilustración 28. Curva Polarización SOEC. FuelCell Energy

Se toma como referencia la tecnología que presenta una mayor temperatura, ya que es la que nos va a dar una mejor referencia respecto a los últimos avances. En este caso es de 800°, teniendo un intervalo de 3-6 A/cm², que se asocian con unos voltajes entre 1,3-1,7 V/cell, que deben ser al menos mayores de 1,29 V, pero que se encuentran muy cercanos a este valor, evidenciando los rendimientos tan altos de esta tecnología, pero que repito, tiene una durabilidad y costes altos todavía.

Características Eléctricas - SOEC 2030		
Temperatura operación	80	°C
Presión operación	50	bar
Densidad de corriente	0,6 - 1,6	A/cm ²
$\Delta E (<0)$ - Real	1,45 - 1,7	V/cell
Carga Eléctrica	26,81	kAh
Energía requerida	38,8745 - 45,577	kWh/kgH ₂
Eficiencia	86% - 73%	kWh/kgH ₃

Tabla 7. Características Eléctricas PEMEC. Elaboración propia

2.5 MARCO LEGISLATIVO ACTUAL

Las líneas de acción actuales por parte de los gobiernos, no solo el español, se tienen en cuenta en las distintas leyes y planes de estratégicos de desarrollo. A continuación se expondrán las bases de las leyes que tienen como fundamento el desarrollo de energías limpias con los objetivos de descarbonización planteados en las mismas, para luego exponer cuáles serán los objetivos y medidas a aplicar en los próximos años para el desarrollo del hidrógeno verde en particular.

2.5.1 MARCO DE CLIMA Y ENERGÍA 2030

Este marco de actuación establece los objetivos de descarbonización para reducir los gases de efecto invernadero dentro de la Unión Europea, a través de un incentivo de energías renovables y sustitución de aquellas energías con emisiones de CO₂. Se trata de la continuación del Paquete de Clima y Energía 2020, presentando unos objetivos más ambiciosos que el anterior, con la idea de acelerar la transición energética y descarbonización. De esta forma, también se quiere conseguir a los objetivos marcados en el Pacto de París. Los objetivos planteados por el Marco son los siguientes:

- Una reducción del 40% de gases de efecto invernadero respecto a los niveles presentados en el año 1990.
- Una presencia dentro del mix energético europeo del 32% de energías renovables.

- Aumento de los niveles de eficiencia energética no inferior al 32,5%.

Estos valores son de acuerdo con la Unión europea, pero dependen del estado actual de cada estado miembro, basándose en su porcentaje de energía limpia y reducción de gases de efecto invernadero que vayan alcanzando. De hecho, cada estado miembro presenta su propio Marco estratégico dependiendo de su situación actual. En el siguiente capítulo se comentan los objetivos particulares de España.

2.5.2 MARCO ESTRATÉGICO DE ENERGÍA Y CLIMA

El Marco Estratégico de Energía y Clima se trata del Marco que establece los objetivos del Estado Español para el año 2030, asegurando de esta forma los valores acordados con la Comisión Europea. La línea de objetivos es la misma que en el Marco Europea, centrando los objetivos en la descarbonización, desarrollo de energías renovables y aumento del rendimiento energético. De igual forma, este Marco debe estar en consonancia con los Objetivos de Desarrollo Sostenible, que se tratarán en apartados siguientes en concreto respecto a este proyecto. El Marco Nacional se divide a su vez en tres documentos:

- **Anteproyecto de Ley de Cambio Climático.** Este documento tiene como objetivo adecuar el desarrollo progresivo de nuestra acción climática a las exigencias que desde Europa se planteen. Presenta elementos de cooperación entre instituciones, herramientas de control marco facilitador de transición energética.
- **PNIEC, Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030.** Determina los objetivos y líneas de actuación para lograr la descarbonización y penetración de las energías renovables.
- **Estrategia de Transición Justa.** Instrumentos para el restablecimiento y desarrollo de nuevas oportunidades de empleo.

Dentro del propio se establecen una serie de medidas en base a los datos obtenidos por parte del gobierno. En este apartado solo se mencionan aquellas que afectan al hidrógeno verde y a este proyecto en concreto.

1. Inversión pública como palanca de la inversión privada

Se describe en este punto la necesidad de incentivar por parte del gobierno a todos los actores económicos presentes como la innovación e inversión privada a través de la inversión pública, estableciendo esta misma como la base de la consecución de los objetivos del Marco. Destaca la emisión de bonos verdes por parte del Tesoro, vinculando la deuda pública a proyectos asociados a energía limpia o que fomenten la descarbonización.

2. Impulso al Crecimiento Económico

Este punto viene en concordancia con el anterior, ya que según el gobierno, dichas inversiones mencionadas junto con el ahorro de energía para el consumidor harán incrementar casi un 2% el PIB del país, siendo la inversión en renovables una importante parte de este incremento.

3. España, potencia renovable

Debido al potencial renovable se establecen una serie de metas respecto a la generación, más ambiciosas si las comparamos con las metas planteadas por la Unión Europea. Por un lado se quiere lograr que un 70% de la generación sea renovable para el 2030 y un 100% para el 2050. Es arriesgado y muy ambicioso si lo comparamos con el 40% que hay en la actualidad, sin embargo nos da una idea de lo mucho que se está apostando y de los recursos que se están invirtiendo.

De igual manera, se plantean objetivos más específicos como la construcción de X GW al año de instalaciones renovables, el fomento del gas renovable como el hidrógeno, la promoción de la movilidad sostenible o el impulso al autoconsumo.

De igual modo que en el Marco Europeo, para el año 2050 deberá obtenerse la neutralidad climática, al igual que tener una cuota de energías renovables del 35% en el consumo final y un 70% en el sector eléctrico. También será de estudio mejorar la eficiencia energética logrando disminuir un 35%. Para promover el uso de renovables, todas aquellas energías

contaminantes tendrán un coste de admisión mayor esta década siguiente, con la idea de dejar de ser rentables e ir dejando sitio a las renovables dentro del mix energético.

4. Impulso a la innovación

Conseguir una mejora en la eficiencia será la base del desarrollo de la innovación, junto con una gran inversión antes comentada.

5. Más Seguridad Energética

España verá disminuida su dependencia energética respecto a combustibles fósiles, cayendo un 15% y liberando 75.379 millones de euros. Hecho significativo ya que España importa la totalidad de los combustibles, y proporcionaría al Estado una estabilidad considerable respecto al precio energético como estamos viviendo ahora con la situación del precio del gas y Rusia. El hidrógeno puede ocupar un papel importante en nuestro país, provocando incluso la tendencia importadora hasta conseguir ser un país de exportador.

6. Movilidad sostenible y eficiente

El sector transporte sufrirá grandes cambios de forma progresiva. Por un lado, este sector aporta al PIB español un 4%, y por el otro, se mantiene como uno de los sectores con mayor participación en la emisión de gases de efecto invernadero. Es por ello por lo que será clave la transformación digital del transporte en vistas de mejorar la eficiencia, al igual que el vehículo eléctrico o el de hidrógeno para largas distancias. Junto con un desarrollo de la infraestructura, que todavía es escasa.

Para elaborar un plan estratégico centrado en el sector transporte, se creará una Mesa de Movilidad Sostenible, compuesta por todos los agentes que participen, con la idea de seguir un rumbo común.

2.5.3 ESTRATEGIA EUROPEA DEL HIDRÓGENO

Dentro de este epígrafe se mencionarán los objetivos más destacables respecto a la generación de hidrógeno verde dentro del plan estratégico, como pueden ser los más de 600

millones inversión para el año 2050, sin embargo no se entrará en materia de objetivos en relación con aplicaciones.

Este documento emitido por la Comisión europea destaca el papel que puede tener en el futuro el hidrógeno renovable por sus numerosas aplicaciones en varios sectores partícipes de la emisión de CO₂, y sus usos como materia prima, combustible y capacidad de almacenamiento de forma limpia. Como datos a tener en cuenta dentro del plan, destaca la capacidad de generación en el mundo de 8,2 GW para el año 2030 ya planteados, con una participación de España del 57%, al igual que un aumento de las compañías que se han sumado a esta causa en los últimos dos años.

Comenta también la poca competitividad del hidrógeno verde con el resto de hidrógeno en términos económicos, pero destaca que sus precios se han disminuido un 60% en esta última década, y que para el año 2030, aquellas regiones con costes de energías renovables menores, como puede ser España, para el año 2030 ya pueden lograr ser competitivos con el hidrógeno azul y gris.

El marco planteado por la UE hasta el año 2030, se divide en dos etapas en cuanto a objetivos de capacidad instalada y kg de hidrógeno renovable generados. Por un lado desde el año 2020 hasta el 2024, el objetivo sería lograr una capacidad de 6 GW y la producción de 1 millón de toneladas de hidrógeno con origen renovable. La segunda fase sería del 2025 al 2030, con una capacidad instalada teórica de 40 GW y 10 millones de toneladas producidas. Cabe destacar la enorme diferencia entre ambas etapas, y como su crecimiento no se pretende que sea lineal sino exponencial a nivel europea con la idea de convertir a Europa en líder del sector, y por lo tanto a la cabeza en materia energética de forma global. También hay que destacar la inclusión de sistemas de cogeneración junto a los electrolizadores, aumentando el rendimiento global de la instalación.

De cara al año 2050, tener una generación renovable masiva con tecnologías bien maduras será obligatorio si se quieren descarbonizar todos los sectores. Se establece una medida

orientativa de destinar un 25% de la generación renovable para la generación de hidrógeno verde con diversas aplicaciones.

2.5.4 HOJA DE RUTA DEL HIDRÓGENO

Este documento emitido por el Gobierno de España, y que se debe actualizar cada 3 años con la idea de mantener un progreso acorde a los objetivos que se vayan alcanzando, va en concordancia con la Estrategia Europea del Hidrógeno y tiene como objetivos establecer los retos futuros y oportunidades en España de generación y aplicaciones. Se trata de un documento ambicioso en su primera edición y que dependerá mucho del desarrollo real que se vaya dando en esta década recién entrada. A continuación se hará una mención de las oportunidades y objetivos específicos de nuestro país, junto con las consecuencias que podrían tener para los próximos años la línea de actuación tomada.

Por un lado, la Hoja de Ruta destaca los aspectos favorables que podrían incurrir con un debido desarrollo de este y las oportunidades que puede aportar para nuestro país en el futuro:

- Oportunidad de poder descarbonizar sectores muy sujetos a este fenómeno de contaminación, con el objetivo siempre a largo plazo de la neutralidad para el año 2050.
- Posicionar a España en la referencia a nivel de producción de hidrógeno por las buenas condiciones de generación de energía renovable y capacidad industrial de desarrollo.
- Solución óptima de cara a almacenar excedentes de energía renovable, haciendo cada vez más partícipe a estas energías en el panorama energético. Rompiendo con las dificultades de la intermitencia de servicio de estas y sirviendo como método de almacenamiento libre de emisiones.
- Convertir a España en un país independiente energéticamente, exportando hidrógeno en el futuro a países con menor capacidad y aportar una mayor estabilidad de precios, no afectando tanto a los consumidores finales.

- Descarbonizar aquellos territorios aislados, en especial las islas.
- Promover el liderazgo de empresas españolas en este sector, beneficiándose las mismas y ocupando un mayor espacio dentro del mercado global y europeo.

Una vez sabidos las ventajas que el hidrógeno verde puede tener, y como puede afectar positivamente al medio ambiente y financieros, se desarrollan los objetivos concretos a alcanzar, y que contará con un presupuesto de 8.900 millones de euros:

- Se pretende el desarrollo de 4 GW de potencia instalada de electrolizadores, idealmente situados cerca de los consumos propios, con la idea de abaratar costes de transporte y distribución. También se prevé una potencia instalada para el año 2024 entre 300 y 600 MW.
- Contribución del 25% del hidrógeno con origen renovable para el año 2030 respecto al consumo de hidrógeno total presente en refinerías e industria química.
- En el sector transporte se pretende dar un vuelco, y apostar muy fuerte por vehículos eléctricos e hidrógeno. Como muestra de ello, se prevé una participación dentro del mercado del transporte del 28% con origen renovable, el doble del que quiere llegar la UE:
 - o Entre 150 y 200 autobuses de combustible renovable en 2030 en el territorio español.
 - o Desarrollo del transporte de mercancías asociado al hidrógeno renovable con hasta 7500 vehículos para 2030.
 - o Desarrollo de la infraestructura de repostaje con más de 100 hidrogeneras de acceso público.
 - o Desarrollo de sector ferroviario en aquellas líneas no electrificadas.
- Para el sector eléctrico no se han puesto datos concretos, esperando el desarrollo de la tecnología, pero sí que se espera una fuerte apuesta por el hidrógeno con el objetivo de almacenar excedentes de energía renovable.

Para el año 2050 no hay objetivos claros esperando cumplir paso a paso los objetivos a medio y corto plazo. Pero sí se tiene la misma idea que en Europa de lograr la neutralidad energética de emisiones de CO₂.

Las líneas de acción del documento son numerosas, pero solo se comentarán aquellas que afecten a la generación de hidrógeno verde, sin entrar en detalle de líneas de actuación sobre el consumo final y aplicaciones. A su vez, se subdividen teniendo en cuenta los instrumentos que afectan a la producción y cuáles serán sus variaciones en el futuro.

2.5.4.1 Instrumentos regulatorios

La producción de hidrógeno es considerada por el gobierno como actividad industrial, por lo tanto el desarrollo de infraestructura destinada a la propia producción está calificada como actividad industrial, requiriendo de unos permisos especiales y rigurosos cumplimientos. Una de las principales líneas de acción será distinguir la producción de hidrógeno renovable del hidrógeno derivado de procesos industriales. AL igual, se tratará de fomentar y facilitar la electrificación con hidrógeno renovable teniendo en cuenta criterios de producción y almacenamiento, y asentar bases regulatorias entre el sector eléctrico y el gasista.

Dentro de los instrumentos regulatorios, será fundamental también el poder regular por medio del fisco la producción de hidrógeno renovable incentivando y rebajando los impuestos a la producción de origen renovable, con la idea de aumentar el atractivo de inversión de estos proyectos y acelerando la transición energética.

2.5.4.2 Instrumentos sectoriales

Desarrollar un sistema de análisis de datos sobre la producción por tipo de hidrógeno y variables que afecten y que sean de ayuda para el desarrollo y estudio de futuras estrategias. De igual modo el consumo también se monitorizará con la misma idea de tener un control sobre las actividades donde más afecta el consumo de hidrógeno verde.

Esta medida anteriormente comentada servirá como instrumento para definir le rumbo a largo plazo del hidrógeno, y en el corto plazo poder desarrollar de forma más realista

políticas de desarrollo. Será importante también para establecer los “clúster de hidrógeno”, con el objetivo de hacer una producción más centralizada que abarataría los costes normalizados finales.

2.5.4.3 Integración vectores energéticos

Nuevos estudios han manifestado que un cambio en válvulas y quemadores de la red gasista podría aumentar el porcentaje de hidrógeno viable en la red, siendo un mecanismo de transporte de hidrógeno más que eficiente. Poder desarrollar estos a través de una base legal podría ser un avance grande para abaratar precios de distribución.

Lo mismo ocurre con los electrolizadores, ya que no son consideradas plantas energéticas y por lo tanto no tienen una base legal firme. Estas leyes pueden estar destinadas a la interacción de los electrolizadores en el sector eléctrico y también de las plantas Power to X.

También se deberá establecer un marco y estudio de viabilidad de producir hidrógeno a partir de residuos, como el llamado hidrógeno dorado, que puede llegar a tomar un papel importante en la transición al hidrógeno verde hasta que sea competitivo con un porcentaje alto en el mercado de la generación.

2.5.4.4 Instrumentos transversales

Hacer un análisis prospectivo continuo, actualizado y en detalle en función de los recursos de cada zona de desarrollo y características distinguiendo por el tipo de producción será necesario para establecer mejores medidas y objetivos. También será necesario evaluar el impacto socioeconómico en referencia a la creación de empleo y desarrollo profesional, como la contribución al valor del país.

La despoblación rural es un tema que preocupa en España y el hidrógeno verde puede ser de ayuda de forma indirecta para paliar este hecho. El desarrollo de infraestructura en aquellas zonas con menos población puede ser beneficioso para esos pueblos cercanos y también para las empresas con costes más bajos respecto a la construcción. De ahí que desde esta Ruta del

Hidrógeno se quiera potenciar. Además, en muchas ocasiones el despoblamiento de esas zonas se ha producido por el desmantelamiento de plantas energéticas contaminantes en el pasado, y se podría buscar sinergias entre esas formas y el desarrollo del hidrógeno verde.

La creación del “Connecting Europe Facility” (CEF) y el desarrollo de diálogo con países cercanos como Portugal o Francia, podría añadir un desarrollo extra al hidrógeno en nuestro país. Muestra de ello es la posibilidad de establecer más conexiones gasistas entre Francia y España.

2.5.4.5 Impulso I+D+i

Los electrolizadores de más de 100 MW están todavía en una primera fase de desarrollo, por lo tanto poder avanzar en el I+D+i de estos será clave ya que propiciará una mejora en rendimientos y en rentabilidad.

Por otro lado, nuevos sistemas de financiación y creación de instituciones enfocadas en el hidrógeno renovable podría ser un gran paso como el Centro Nacional del Hidrógeno. Este último sería un apoyo para las empresas y también sería una buena oportunidad de dar a conocer esta tecnología.

Capítulo 3. DEFINICIÓN DEL TRABAJO

3.1 METODOLOGÍA

Como se ha comentado en los objetivos del proyecto, en este proyecto se hará una evaluación de las tres grandes tecnologías de electrolizadores generadoras de hidrógeno verde para dar una visión de cuál es su estado actual y cual será en el año 2030. No se ha realizado un estudio posterior a estos años porque al ser un tema muy innovador su desarrollo posterior al año 2030 se determinará según se vayan desarrollando los acontecimientos durante esta próxima década.

Para definir el estado actual del hidrógeno verde ahora y en el futuro, nos basaremos en el cálculo del coste normalizado tanto del hidrógeno como de la energía que contenga ese hidrógeno, por lo tanto para abreviar, de aquí en adelante serán referidos como LCOH (“Leveralized Cost of Hydrogen”), LCOE (“Leveralized Cost of Energy”) y al coste referido al almacenamiento como LCOS (“Leveralized Cost of Storage”). El LCOH determina el coste para la planta de producción por cada kg de hidrógeno generado, mientras que LCOE determina el coste por MWh.

Para determinar dichos costes se analizarán aspectos eléctricos y económicos de cada tecnología y planta, y también se hará una previsión de futuros costes por tipo de fuente renovable. Tras conseguir obtener el modelo que calcule según los valores de entrada que se analizarán en los siguientes capítulos, dependiendo de la tecnología, se compararán con los costes actuales de hidrógeno gris y azul, principales competidores, y también con los costes futuros que se han previsto para los mismos. A su vez, se hará una estimación para las tecnologías PEMEC y SOEC, del coste de almacenamiento en función de la cantidad almacenable de energía renovable que se pueda obtener para comparar sus costes con los de las principales fuentes de almacenamiento en el futuro, ya que en la actualidad no se generan excedentes de energías renovables. El análisis a su vez se hará a partir de un análisis de

sensibilidad de distintos factores de entrada para determinar cuáles son los más representativos y los que más afectan a los costes finales, y también determinar si el hidrógeno verde puede ser una fuente de almacenamiento de calidad y económica en el futuro, como los expertos prevén.

A continuación se hará un estudio de cada metodología particular utilizada para el cálculo de cada aspecto final del coste.

3.1.1 COSTE NORMALIZADO

La parte fundamental por lo tanto de la metodología es como calcular el coste normalizado particular de cada situación y tipo de planta. El coste normalizado se define como la suma de los costes durante la vida útil de cada tecnología, dividido entre los kg generados de H₂, si se refiere a LCOH, o dividido entre los MWh generados en LCOE y LCOS. Por lo tanto vemos como en la fórmula final los aspectos eléctricos respecto a la generación de electricidad y de hidrógeno son muy relevantes al igual que los aspectos financieros.

$$LCOH = \frac{\text{Costes totales de producción NPV}}{\text{kg H}_2 \text{ producidos durante vida útil}} = \frac{\text{€}}{\text{kg}}$$
$$LCOE \text{ o } LCOS = \frac{\text{Costes totales de producción NPV}}{\text{MWh producidos durante vida útil}} = \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$$

Ecuación 18. Fórmula Coste Normalizado

La definición de los tres costes normalizados sería la siguiente. Dentro de los costes de producción tendríamos la inversión inicial, los costes de mantenimiento de la planta y los costes generales incurridos para la generación total, al igual que los valores de amortización y depreciación. Los valores de energía y kg de hidrógeno obtenidos serían parte del denominador, y nos darían los valores finales obtenidos.

Estos cálculos se han realizado en Excel, y se ha utilizado la iteración para determinar los costes. Por un lado se ha hecho el análisis de flujos de caja de cada año de vida útil, teniendo en cuenta la inversión inicial CAPEX con correspondiente factor de depreciación de este, y

también del CAPEX de reemplazo, los costes variables de cada año que en capítulos siguientes se determinarán, la financiación y la depreciación. De esta forma obtendremos un balance neto final y posterior cálculo del VAN, también se ha añadido un valor de ingresos anuales. Este último será el que se vaya calculando en cada proceso de iteración realizado con macros, haciendo 0 el valor del VAN según el ingreso por cada kg de hidrógeno. De esta forma, si se quiere variar algún valor de entrada respecto al caso base, se modifica y se obtiene de forma directa el coste normalizado nuevo obtenido y como se ve afectado.

El LCOH se trata del valor mínimo al que debe ser vendido el hidrógeno para lograr el *break even point*, punto en el que costes e ingresos son iguales, es por ello por lo que el VAN se hace 0 según el valor del coste normalizado. Se observa que esta metodología ayuda al cálculo casi inmediato de cada coste teniendo en cuenta varios parámetros y con detalle. (W. Short, 1995)

Para calcular el LCOS del hidrógeno que se obtiene el modelo, se multiplica LCOH por la cantidad de energía contenida en un kg de hidrógeno referida al PCI (Poder Calorífico Inferior), que corresponde a 33,3 kWh/kg H₂.

3.1.2 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS ELECTROLIZADOR

En este apartado se analizará la metodología para llegar a los valores de producción en relación con parámetros técnicos de cada tipo de electrolizador como puede ser la potencia en MW o la cantidad de energía utilizada para producir un kg de hidrógeno. Hay que tener en cuenta que como punto de partida se han utilizado los valores calculados en el apartado de Electrólisis de este proyecto, respecto a carga eléctrica de 26,81 kAh y los valores de tensión mínima para cada temperatura de 1,48 V/cell para baja temperatura y 1,29 V/cell para alta temperatura, valores que en el proceso de producción de hidrógeno no se pueden superar por lo bajo.

De esta forma para calcular la energía requerida para 1kg de hidrógeno se multiplican los valores de carga eléctrica por la tensión de cada celda. Los valores de tensión serán los valores de entrada de cada tipo de electrolizador y que determinarán la eficiencia del

electrolizador también. Como vimos estos valores están asociados a unas pérdidas, por lo tanto para calcular los distintos niveles de eficiencia por cada electrolizador se marcará un intervalo según tensiones y desarrollo de su tecnología.

$$\text{Energía Requerida} \left(\frac{kWh}{kg H_2} \right) = \text{Carga Eléctrica (kAh)} * \text{Tensión Celda (V)}$$

Ecuación 19. Fórmula Energía Requerida kWh/kg H₂

Saber la cantidad de energía que necesito es fundamental, ya que para saber la cantidad de kg de hidrógeno que quiero al día, y luego al año, esto será en función de la potencia del electrolizador y del número de horas que esté funcionando el electrolizador correspondiente. Además de una serie de parámetros asociados al sobredimensionamiento y degradación del electrolizador a lo largo de su vida útil.

La potencia del electrolizador será función de la cantidad de kg de hidrógeno al día que queremos producir, sobredimensionado un cierto porcentaje ante posibles excesos de uso para mantener la seguridad de producción y de la energía requerida calculada.

$$\text{Potencia (kW)} = \frac{kg H_2}{día} * \% \text{ Sobredimensionamiento} * \frac{kWh}{kg H_2} * \frac{día}{24h}$$

Ecuación 20. Fórmula Potencia Electrolizador

Las horas de producción también afectan a la suma total de kg generados, ya que condiciona la vida útil del electrolizador y de igual forma su uso total. En el caso de horas de uso al ser hidrógeno verde de recurso renovable, se han incluido las horas normales de funcionamiento de plantas solares, eólicas y nuclear para el caso de estudio de almacenamiento. Estas horas a su vez de funcionamiento estarán afectadas por un factor de capacidad de uso del electrolizador, que cuando actúe como elemento de almacenamiento dependerá del excedente energético de las plantas renovables.

Hay características que también afectan al desarrollo del electrolizador como un porcentaje de degradación por cada 1000 horas debido al uso y desgaste del electrolizador o de cualquier

parte del sistema, y que nos ayuda también a determinar cuándo ha de haber un reemplazo del stack del electrolizador por desgaste, y por lo tanto que afecta a los costes finales. De igual forma hay una serie de consumo de agua para generar hidrógeno, ya que sería de algún modo nuestra materia prima, y que varía en función de si estamos trabajando a alta temperatura o a baja temperatura.

Con todas estas características por lo tanto podemos determinar la eficiencia total de cada celda del sistema referido al PCI, y también saber la potencia del electrolizador según el kg objetivo a obtener, o también se podría hacer el proceso contrario con la herramienta de hipótesis de Excel, de calcular la cantidad generada según la potencia, la cual de hecho es la fórmula utilizada en los análisis de sensibilidad.

3.1.3 LCOE MIX ENERGÉTICO

El coste de generación de la energía necesaria para romper los enlaces de la molécula de agua, y el coste de agua es un aspecto fundamental para determinar el coste de hidrógeno verde. Además no sólo será importante hacer una estimación del coste actual según diversas bases de datos, sino también tener información histórica de costes para lograr hacer una previsión de esos costes en el año 2030 y lograr de esta forma realizar el estudio futuro del LCOH. Las fuentes de energía en este estudio han sido la energía solar fotovoltaica, la energía solar onshore y offshore, la energía solar de concentración o termosolar, y la energía nuclear, junto con sus respectivas horas de funcionamiento.

De las 4 primeras formas de energía anteriormente nombradas, los valores se han obtenido de la base de datos de IRENA, con sus valores históricos correspondientes desde el año 2010, para poder establecer una previsión a través de los datos y de una estimación potencial logarítmica o exponencial en función del valor de R^2 obtenido de cada gráfica. Estos datos se presentarán en el capítulo del desarrollo del modelo. De igual forma, los datos de LCOE actuales se han obtenido de esa misma base de datos. Estos datos son los correspondientes a los valores medios globales.

Por otro lado, el LCOE nuclear se ha obtenido de los datos actuales de IEA de forma global y se han ponderado según la capacidad de los países de los cuales se han recogido datos y sus costes para obtener el valor medio global. En este caso se ha utilizado este valor para el estudio del año 2030 asumiendo que sus costes no se verán afectados al ser una tecnología madura y presuponiendo su prosperidad en el futuro y rebaja de impuestos, aunque este aspecto se tratará en capítulos siguientes.

El consumo de agua también es un aspecto que condiciona el LCOH, por lo tanto se ha asumido un coste medio global de 1,91 €/m³ según International Water Association. A su vez, el estudio correspondiente a los LCOS hasta el año 2050 (Imperial College London, 2018) se utilizará para sacar conclusiones y comparativas entre el hidrógeno verde como recurso de almacenamiento y las principales tecnologías.

3.1.4 CARACTERÍSTICAS ECONÓMICAS ELECTROLIZADOR

Para definir la metodología correspondiente a las características financieras del electrolizador hay una serie de conceptos que han de ser definidos antes.

- **CAPEX:** Se trata de la inversión en capital o en inmovilizado fijo para realizar el proyecto. En cada caso del proyecto referente al tipo de electrolizador, hay una serie de costes según la potencia del electrolizador con los cuales poder determinar los costes de inversión inicial. De la cantidad total del CAPEX, un determinado porcentaje no se deprecia.
- **OPEX:** Se trata de los costes operativos de funcionamiento de la planta del electrolizador, y se han asumido como constantes a lo largo de los años. Estos gastos están referidos al CAPEX inicial.
- **CAPEX Reemplazo:** Se trata de un coste de mantenimiento para reemplazar el CAPEX que se ha ido deteriorando por uso del electrolizador. El porcentaje de degradación de este es importante para saber el número de veces que se requiere un reemplazo del stack y el año de reemplazo ya que afecta al coste final, ya que el deterioro no debe bajar del 90% según la empresa FRV.

- **WACC:** Es el coste medio ponderado del capital para determinar el valor presente de un flujo de caja futuro, y que se utiliza para valorar la rentabilidad del proyecto en base al valor TIR obtenido con los flujos de caja, aunque en este proyecto no se ha tenido en cuenta ya que no queremos valorar el proyecto sino ver los costes normalizados. Se ha tomado un valor medio del 8% para todos los casos analizados.
- **VAN:** Se define como el valor presente de todos los flujos de caja que se dan en una inversión, y en este caso un teórico proyecto.

Para el análisis de flujo de caja se han tenido los siguientes cálculos para determinarlos año a año, según la vida útil de cada tipo de electrolizador. Esta vida útil en años viene condicionada por el uso por año del electrolizador y su vida útil total en años.

Por un lado tenemos los teóricos ingresos, en los cuales como se ha comentado el precio por cada kg de hidrógeno será el mismo que hace el VAN igual a 0.

$$\text{Teóricos Ingresos} = \text{LCOH} * \text{kg H2 anuales} * \text{Inflación}$$

Ecuación 21. Fórmula Ingresos LCOH

De igual forma tenemos la inversión inicial o CAPEX, la cual la hemos dividido entre CAPEX que luego se deprecia y CAPEX que no se depreciará, ya que los cálculos teóricos de costes de electrolizadores no distinguían entre estos dos tipos. Este factor de depreciación es del 7% según Bloomberg para este tipo de proyectos de hidrógeno verde.

$$\text{CAPEX depreciable} = \text{CAPEX} * \text{MW Electrolizador} * (1 - \text{Factor Depreciación})$$

$$\text{CAPEX no depreciable} = \text{CAPEX} * \text{MW Electrolizador} * \text{Factor Depreciación}$$

Ecuación 22. Fórmula Capex Inicial

Como se ha comentado existe un CAPEX de reemplazo debido al desgaste, y que también se ha incluido dependiendo del año en qué se haya producido y el desgaste propio. Para establecer en qué año se requiere de reemplazo se ha utilizado la siguiente expresión.

$$\text{Año Reemp} = \frac{\%Deterioro \text{ Limit}}{\%Deterioro/1000h} * \frac{1000}{N^{\circ} \text{ Horas funcionamiento} * \text{Factor Capacidad}}$$

$$\text{CAPEX reemp} = \text{CAPEX reemp} * \text{MW Electrolizador} * \text{Inflación}$$

Ecuación 23. Fórmula Capex Reemplazo

Los costes variables correspondientes a cada año son aquellos materiales y actividades necesarias para la producción anual de hidrógeno verde. En este proyecto están formados por tres tipos distintos, por un lado el coste en energía necesario para producir y el coste en agua debido a su consumo, y también el OPEX que está fijado y referido directamente al CAPEX inicial de cada electrolizador. A continuación se presentan las fórmulas correspondientes.

$$\text{Coste Variable Energía} = \text{Precio Energía} \left(\frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right) * \frac{\text{Energía}}{\text{kg H}_2} * \text{kg H}_2$$

$$\text{Coste Variable Agua} = \text{Precio Agua} \left(\frac{\text{€}}{\text{m}^3} \right) * \frac{\text{Agua}}{\text{kg H}_2} * \text{kg H}_2$$

$$\text{OPEX} = \% \text{ OPEX} \left(\frac{\%}{\text{CAPEX}} \right) * \text{CAPEX} * \text{MW Electrolizador}$$

$$\text{Coste Variable Total} = \text{Coste Energía} + \text{Coste Agua} + \text{OPEX}$$

Ecuación 24. Fórmula Coste Variable

Se incluirá la formulación para una posible financiación del proyecto también en el análisis de flujo de caja, pero para la primera valoración de costes y análisis de sensibilidad no se incluirá ninguna financiación, para valorar los costes desde un aspecto puramente económico.

Tras el cálculo de la supuesta financiación respecto a un teórico préstamo de un banco, en el análisis del flujo de caja se evaluarán los ingresos brutos de cada año y del año inicial. A estos ingresos brutos constituidos por la suma de los teóricos ingresos con un precio igual al

LCOH menos los gastos totales de construcción y variables de todos los años, se le aplicarán los impuestos normales a este tipo de proyectos. Dichos impuestos se aplican tanto al margen bruto como a la resta de la depreciación del CAPEX depreciable anteriormente comentado.

Esta amortización se ha desarrollado de forma lineal a lo largo de toda la vida útil de cada proyecto para establecer un criterio más general, debido a la falta de detalles respecto al CAPEX y la depreciación particular de cada elemento que constituye la planta electrolizadora.

Por último una vez obtenidos los flujos de caja de cada año, gracias a la fórmula del VAN de Excel, se calculará el valor presente en el año 0 de todos esos flujos para igualar a 0, e iterar respecto al LCOH.

3.1.5 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

El resultado final del proyecto será una simulación de un proyecto completo de generación de hidrógeno verde lo más realista posible y con el cual se efectuará un análisis de sensibilidad para ver qué factores afectan más al LCOH y resultados que derivan de este valor. Aparte de este análisis de sensibilidad, el proyecto resulta una herramienta útil para evaluar proyectos según criterios técnicos de eficiencia y eléctricos, junto con elementos financieros, los cuales se pueden adaptar a la situación real de cada proyecto.

Los principales factores que se analizarán en los análisis de sensibilidad de cada tecnología serán los siguientes:

- **Energía Requerida:** Se trata de la energía eléctrica específica que consume cada stack del electrolizador para generar un kg de hidrógeno. Este valor puede variar según la calidad de los materiales y nuevas tecnologías innovadoras que afecten a la eficiencia final del stack.
- **Potencia Electrolizador:** Se evaluará como afecta la producción centralizada y descentralizada al coste final respecto a los valores máximos de potencia que encontramos en el mundo, de modo que se adecúe a la realidad actual y futura.

- **Precio Energía Renovable:** Al ser nuestra fuente de energía para el hidrógeno verde, será necesario como afecta su precio al coste final y porque recurso renovable apostar en el futuro y sus sinergias con cada tecnología de electrolizador.
- **Factor de Capacidad:** Este factor será determinante para evaluar la capacidad de almacenamiento y como puede afectar cuando el electrolizador trabaje como fuente de almacenamiento de excedentes, ya que no estará operativo la mayor parte del tiempo como cuando su función específica es la de generación de hidrógeno y las plantas renovables vierten toda su energía al electrolizador.

3.2 PLANIFICACIÓN TEMPORAL

En este capítulo se hará una visión temporal de cuáles han sido las etapas del proyecto durante su realización y cuáles han sido los tiempos de dedicación a cada parte del proyecto a través de un diagrama de Gantt que ayuda a gestionar los tiempos del proyecto. El diagrama incluye las etapas desde el inicio de curso o asignación de proyecto hasta la finalización de la memoria de proyecto.

	Semanas																																
Fases y Tareas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	
Evaluación de Problemas																																	
Objetivos y Justificación																																	
Recopilación de Datos																																	
Tratamiento de Información																																	
Modelar el Cálculo de Costes																																	
Análizar Resultados																																	
Establecer Conclusiones																																	

Tabla 8. Diagrama Gantt planificación del Proyecto

Capítulo 4. MODELO DESARROLLADO

En este capítulo se expondrán las variables de entrada que se han utilizado para hacer el modelo de cálculo de costes, así como todos aquellos valores que por falta de datos veraces o por no poder obtenerse se han tenido que asumir. Todos los valores asumidos se justificarán en cuanto poder realizar un modelo que se ajuste mejor a la realidad actual y futura.

4.1 COSTE NORMALIZADO ENERGÍA RENOVABLE – LCOE

Los costes normalizados de origen de la fuente de energía renovable son necesarios para establecer los costes finales de generación de hidrógeno como se ha comentado anteriormente. En este caso, al no poder contar con una fuente de fiabilidad para obtener no solo datos globales sino de nuestro país, se ha optado por establecer solo un estudio de costes global. El origen de los datos históricos correspondiente a las tres principales energías renovables (solar y eólica on/off) y la energía solar de concentración aportados por la base de datos de IRENA.

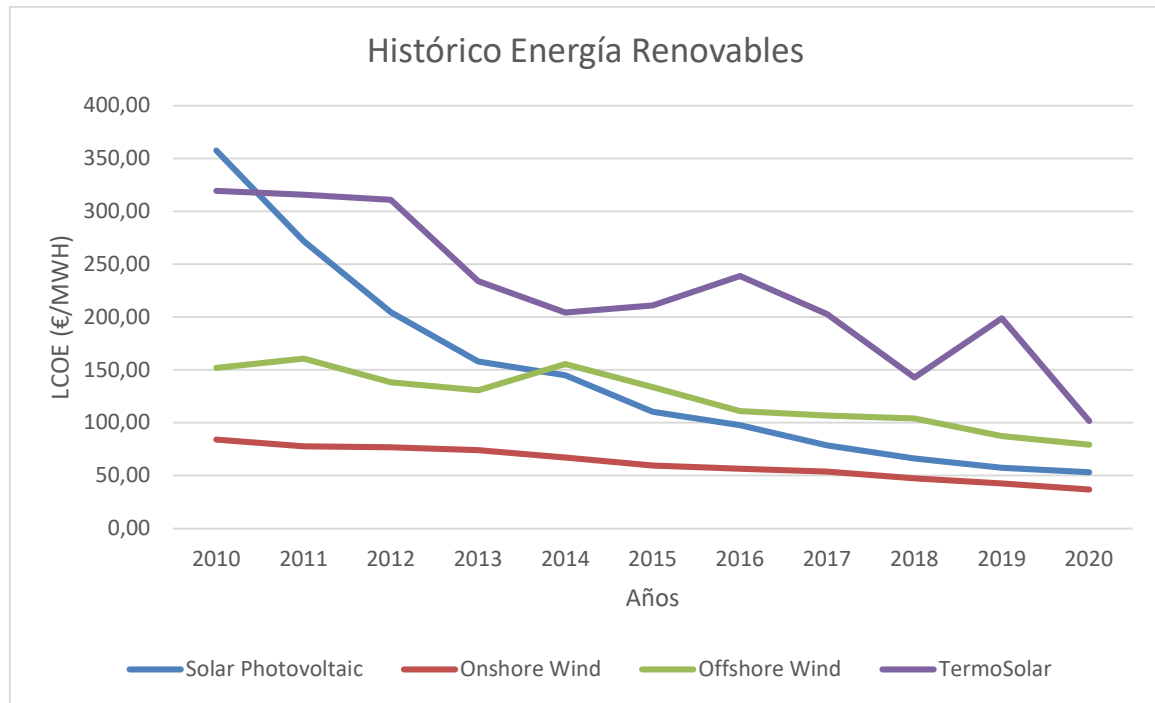


Tabla 9. LCOE histórico Energías Renovables. Fuente: Elaboración propia a partir de datos IRENA

La Tabla 9 muestra los datos de partida para cada tipo de tecnología en Euros, ya que los valores estaban dados en \$US. Gracias a estos valores se ha conseguido hacer una estimación de los costes futuros que se pueden llegar a obtener de estas tecnologías en el año 2030 con sus correspondientes líneas de tendencia y R^2 .

LCOE 2022			Horas Funcionamiento
Energía Solar	57	€/MWh	2400
Energía Eólica Onshore	37	€/MWh	2500
Energía Eólica Offshore	80	€/MWh	2500
Energía Termosolar	95	€/MWh	2400

Tabla 10. LCOE Energías Renovables 2022. Fuente: Elaboración Propia a partir datos IRENA

La Tabla 10 muestra el LCOE de cada energía solar junto con las horas de funcionamiento medio anual de cada tecnología, los cuales se han asumido teniendo en cuenta horas medias de funcionamiento de cada energía. Estos valores han sido los utilizados para cada escenario de LCOH actual.

Con respecto a los LCOE nucleares, los cuales han sido solo utilizados en el cálculo de la tecnología SOEC del año 2030, se ha asumido que esos costes serían los mismos que ha habido en este año 2022, y que se han obtenido de IEA. Al igual que los anteriores son cálculos globales y ponderados respecto a la potencia de cada país. Se han asumido costes similares para el año 2030, ya que se ve la energía nuclear como todavía una energía capaz de aportar grandes cantidades de energía sin coste alguno de emisiones y que puede ser la clave para la transición hacia el 100% de energías renovables. Con esto se asume que habrá un descenso de impuestos que la encarecen en gran medida y que los gobiernos apostarán por alargar su vida útil por el enorme coste de desmantelamiento, aunque en España ya son pocas las que quedan.

País	Costes	MW	Generación	Coste Ponderado
Suecia	28,18 €/MWh	1000	5,78%	1,53 €
Suiza	29,60 €/MWh	1000	5,78%	1,61 €
Francia	30,65 €/MWh	1000	5,78%	1,66 €
Suecia	31,36 €/MWh	1000	5,78%	1,70 €
USA	33,25 €/MWh	1000	5,78%	1,81 €
Suiza	33,53 €/MWh	1000	5,78%	1,82 €
Francia	35,15 €/MWh	1000	5,78%	1,91 €
USA	36,04 €/MWh	1000	5,78%	1,96 €
Rusia	42,02 €/MWh	1122	6,48%	2,56 €
India	47,64 €/MWh	950	5,49%	2,46 €
Corea	53,30 €/MWh	1377	7,96%	3,99 €
China	66,01 €/MWh	950	5,49%	3,41 €
Francia	71,10 €/MWh	1650	9,53%	6,37 €
USA	71,25 €/MWh	1100	6,36%	4,26 €
Japón	86,67 €/MWh	1152	6,66%	5,42 €
Eslovaquia	101,84 €/MWh	1004	5,80%	5,55 €
Total				45,14 €

Tabla 11. LCOE Energía Nuclear. Elaboración propia según datos IEA.

La Tabla 11 recoge los datos referentes a costes y que se han incluido en el modelo de costes. Quizás no se incluye gran variedad de países pero si los más relevantes a nivel mundial en cuanto a energía nuclear, observando que sus costes son bajos comparados todavía con el resto LCOE renovables. Las horas de funcionamiento se han considerado de unas 8000 h/año.

Por último, también se ha comentado la idea de analizar respecto a diversas tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica, el recurso del hidrógeno renovable para el año 2030, cuando se presupone que empezarán a haber excedentes de energía renovable, la cual hasta entonces se inyectará a la red si no se hacen proyectos enteramente dedicados a la generación de hidrógeno verde.

Levelized cost of storage (EUR/MWh)							
2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Pumped hydro (PHES)							
117,03 €	122,24 €	130,46 €	122,02 €	121,25 €	124,91 €	121,96 €	110,43 €
184,07 €	180,14 €	187,75 €	194,82 €	175,90 €	189,38 €	193,35 €	198,32 €
208,20 €	209,31 €	207,42 €	205,61 €	208,92 €	209,45 €	210,51 €	211,85 €
Compressed air (CAES)							
204,83 €	209,86 €	211,25 €	205,85 €	204,55 €	200,55 €	200,82 €	209,17 €
285,75 €	313,11 €	312,60 €	294,80 €	292,14 €	298,80 €	338,71 €	323,70 €
327,90 €	328,87 €	332,87 €	331,86 €	336,39 €	333,97 €	333,91 €	337,49 €
Lithium-ion (Li-ion)							
406,14 €	222,72 €	137,62 €	91,99 €	79,76 €	81,69 €	80,21 €	76,88 €
614,07 €	419,59 €	330,05 €	293,61 €	222,97 €	215,98 €	181,09 €	165,99 €
636,18 €	384,39 €	260,87 €	197,70 €	171,62 €	161,07 €	154,48 €	149,92 €
Sodium-sulfur (NaS)							
432,94 €	381,18 €	284,71 €	235,45 €	203,46 €	176,89 €	166,50 €	147,76 €
351,60 €	338,89 €	259,43 €	240,66 €	212,02 €	185,31 €	206,86 €	212,48 €
580,87 €	495,37 €	395,38 €	322,21 €	288,94 €	256,61 €	248,49 €	233,74 €
Lead-acid (PbA)							
465,04 €	381,91 €	329,42 €	318,05 €	310,35 €	320,82 €	305,34 €	320,47 €
1.425,77 €	1.201,50 €	1.021,09 €	911,49 €	926,51 €	836,27 €	890,10 €	861,01 €
932,60 €	776,96 €	674,43 €	625,85 €	598,22 €	582,08 €	597,74 €	576,36 €
Vanadium redox-flow (VRFB)							
434,40 €	217,80 €	137,95 €	118,91 €	100,27 €	100,08 €	105,37 €	106,92 €
410,27 €	293,04 €	271,43 €	240,93 €	217,46 €	196,65 €	170,71 €	159,75 €
617,61 €	340,90 €	259,33 €	214,31 €	194,09 €	181,74 €	177,01 €	172,19 €

Tabla 12. LCOS tecnologías de almacenamiento. Elaboración propia según datos Imperial College

Los datos presentados en Tabla 12 (Imperial College London, 2018) serán de ayuda para comparar con los resultados de nuestro modelo, aunque no se considere el mismo precio de origen de la energía serán relevantes para ver la posición futura del hidrógeno verde y su

LCOS en el año 2030. El precio tomado por la universidad como LCOE de origen es de 47 €/MWh, y el LCOS corresponde al coste medio según el número de ciclos y la cantidad de energía almacenada.

4.2 CAPEX Y OPEX ELECTROLIZADORES

Analizar el coste de la inversión inicial de cada tipo de electrolizador ha sido tarea de estudio del proyecto por su fuerte influencia en el coste final, adelantando una de las conclusiones del proyecto. Para su cálculo se ha hecho una aproximación por medio de unos datos (Juan Carlos Marín Vaiño, 2020) referentes al año 2017 y al precio que se tendrá en el año 2025 respecto a la potencia de cada electrolizador. Estos datos son respecto a un electrolizador de tipo PEMEC, sin embargo dentro del estudio se han utilizado una serie de valores asumidos para determinar el coste futuro y del resto de tecnologías. También cabe destacar que la misma lógica se ha aplicado para el cálculo de los costes de reemplazo correspondientes.

CAPEX PEMEC - €/kW					
Año	200	1000	5000	20000	100000
2017	1800,00	1200,00	850,00	750,00	No aplica
2025	1200,00	900,00	600,00	480,00	No aplica
2022	1425,00	1012,50	693,75	581,25	No aplica
2030	1000,00	750,00	500,00	400,00	281,91

Tabla 13. CAPEX PEMEC. Fuente: Elaboración propia según datos J.C Martin

CAPEX reemplazo PEMEC - €/kW				
Año	1000	5000	20000	100000
2017	525	455	420	No aplica
2025	300	270	210	No aplica
2022	384,38	339,38	288,75	No aplica
2030	250	225	175	120

Tabla 14. CAPEX reemplazo PEMEC. Fuente: Elaboración propia datos J.C Martín

En las tablas anteriores se muestran los datos de partida correspondientes al año 2017 y 2025 de la tecnología PEMEC, con los cuales se ha realizado una interpolación lineal para obtener

los valores del año 2022 y 2030 respecto a los kW, asumiendo que la forma de la curva del CAPEX se mantendrá, sin embargo todos los valores se verán reducidos y por lo tanto desplazando la curva según se dispone a continuación.

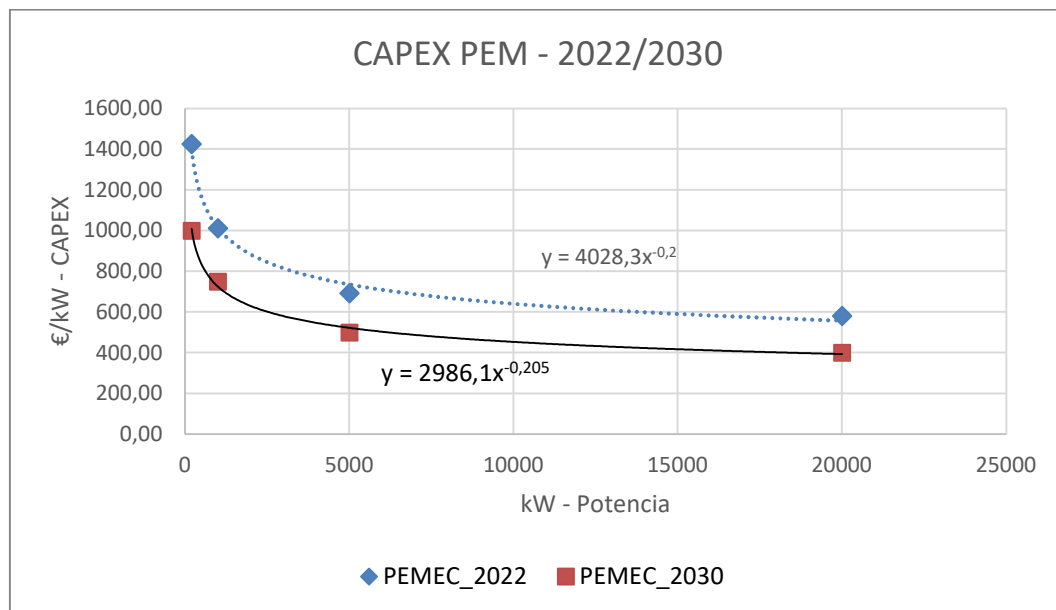


Ilustración 29. CAPEX PEMEC. Elaboración propia

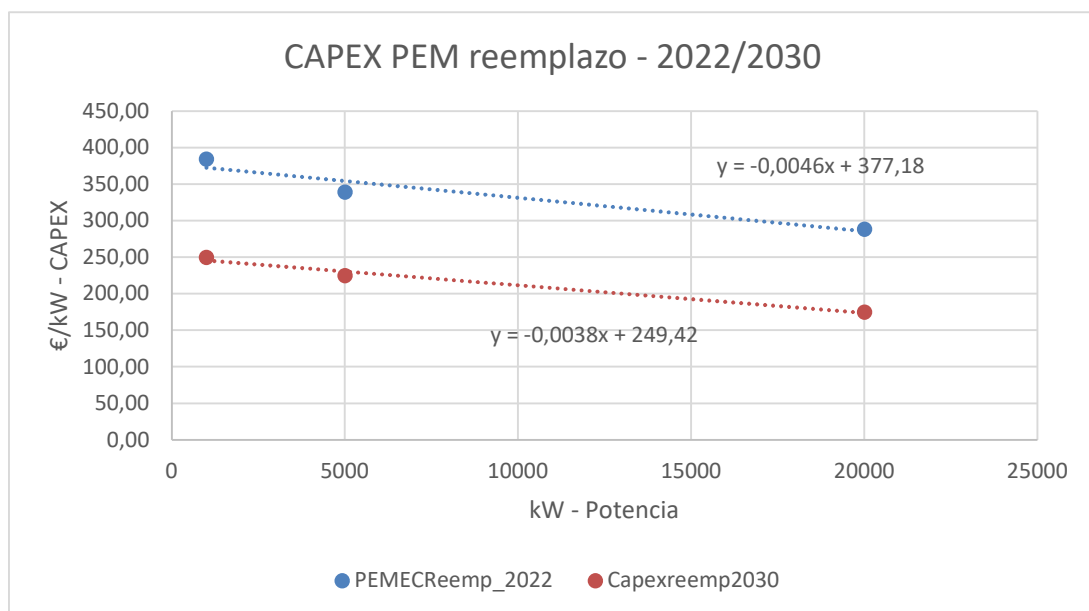


Ilustración 30. CAPEX reemplazo PEMEC. Elaboración propia

En los gráficos se observa la tendencia respecto a cada potencia con una gran relación de los datos respecto a los datos obtenidos, dando por válido por tanto las ecuaciones para determinar el coste según la potencia, resumidas también en los gráficos. Cabe destacar como para el valor del año 2030 respecto al CAPEX se ha evaluado según la curva de tendencia y en el reemplazo, se ha capado a los 120 €/kW en los 100 MW.

Las curvas de tendencia que presentaban más correlación ($R^2 > 0,95$) son la potencial, para los datos de CAPEX inicial, y lineal para CAPEX de reemplazo. Estas se asumen iguales para los datos AEC y SOEC.

Como antes se comentaba, tanto para los AEC y SOEC, la metodología es la misma, por lo tanto se presentan los gráficos obtenidos junto con las consideraciones tenidas en cuenta justificadas y curvas de tendencia utilizadas en el modelo.

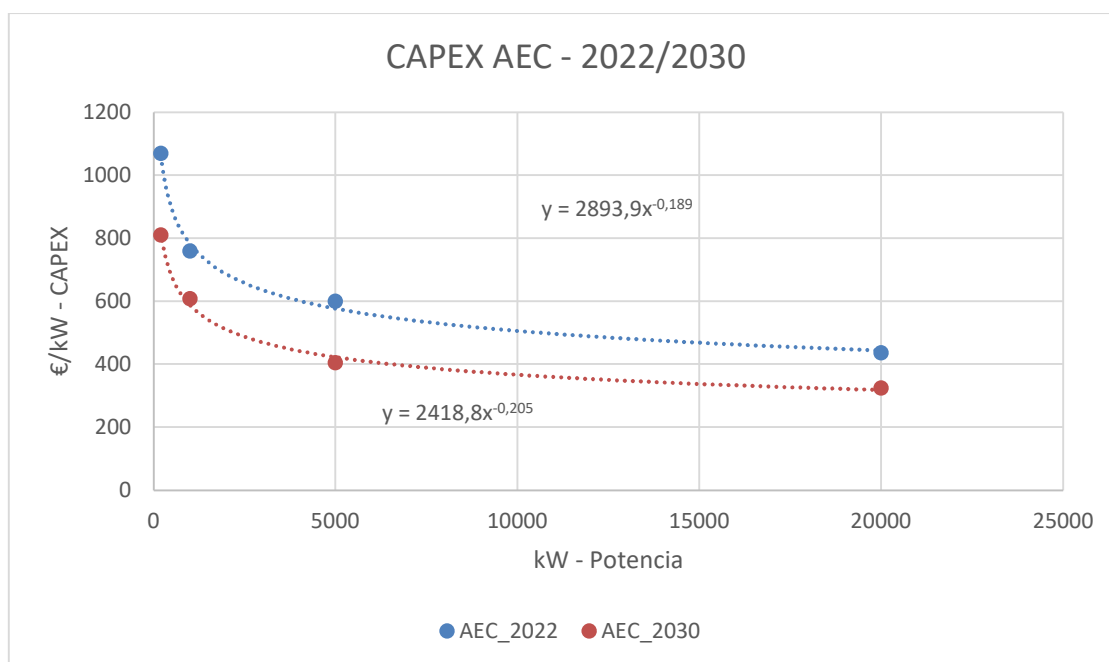


Ilustración 31. CAPEX AEC. Elaboración propia

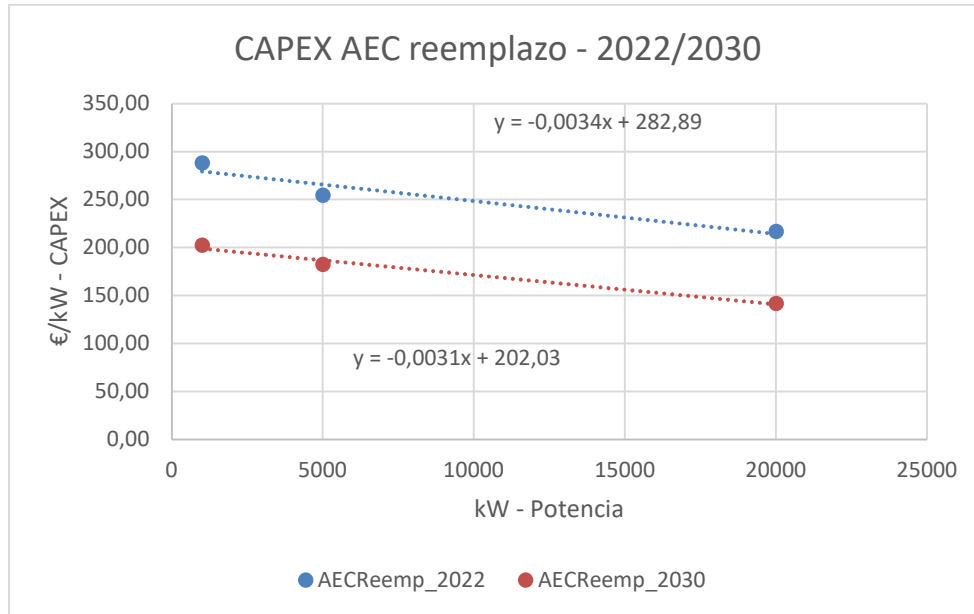


Ilustración 32. CAPEX reemplazo AEC. Elaboración propia

Tomando de partida los datos de la tecnología PEMEC, según la Hoja de Ruta del Hidrógeno, en la actualidad los costes del CAPEX para AEC son un 25% más baratos, por lo tanto se utilizaron los datos de partida y se multiplicaron por un factor correspondiente a esa rebaja, para luego aplicar la interpolación para los años 2022 y 2030. De igual forma, el valor correspondiente a los 100 MW del año 2030, se evaluó con respecto a dichas curvas de tendencia.

Para el cálculo del CAPEX correspondiente a la tecnología SOEC, se ha seguido el mismo procedimiento, variando el factor respecto a la tecnología PEMEC, ya que en este caso el factor sería tres veces superior. En este caso, se ha estimado que ni en la actualidad ni en el año 2030 se obtendrán electrolizadores con potencias tan elevadas al estar en sus primeras etapas de desarrollo, por lo tanto se ha estimado el límite en 20 MW para el año 2030. A continuación se presentan los datos correspondientes a estos cálculos.

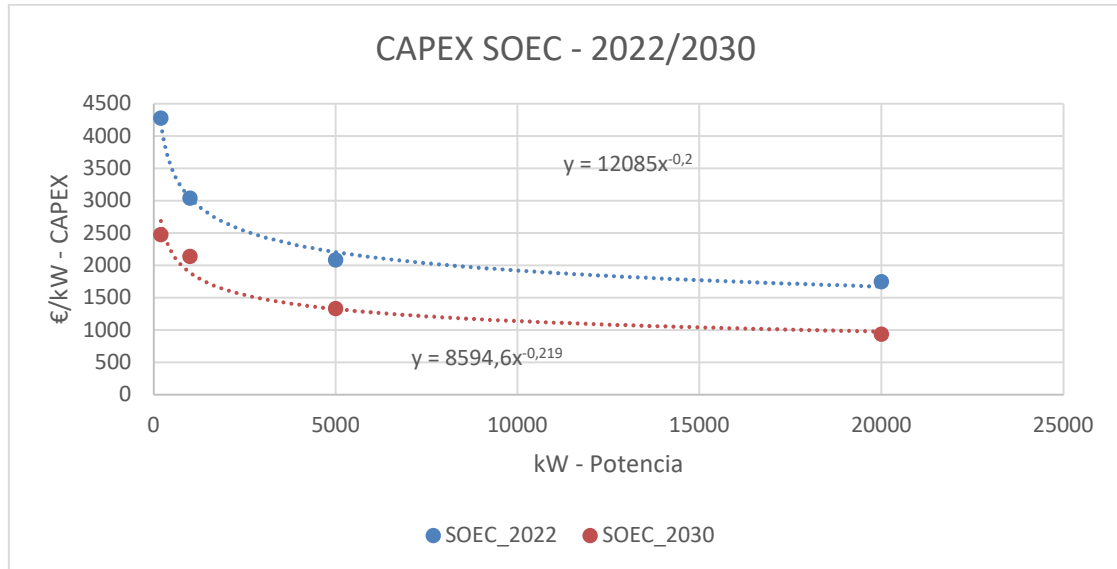


Ilustración 33. CAPEX SOEC. Elaboración propia

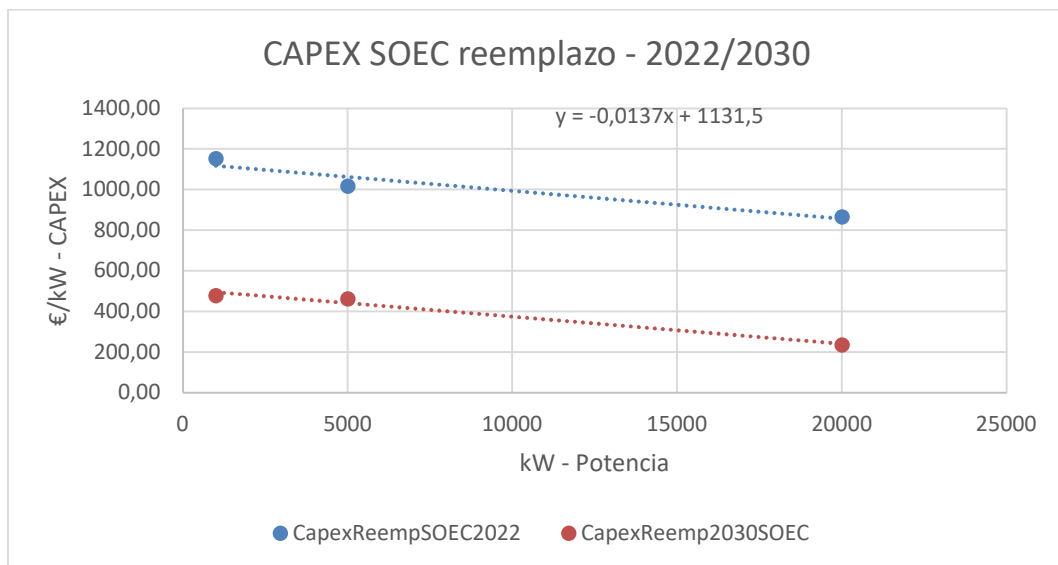


Ilustración 34. CAPEX reemplazo SOEC. Elaboración propia

Respecto al cálculo del coste variable anual u OPEX, se han dividido en tres partes según el origen de esos costes. Por un lado los costes de electricidad, que son en base al LCOE de origen junto a la potencia del electrolizador y la calidad de la tecnología; por otro lado el consumo de agua por cada kg de H₂ que se ha fijado en 10 litro/kgH₂ (estequiométricamente serían 9 litro/kgH₂), pero se han asumido unas pérdidas por operación), menos para la

tecnología SOEC debido a que trabaja a mayores temperaturas con lo cual tiene un consumo de 8 litro/kgH₂.y por último tendríamos los costes de operación y mantenimiento que suponen un 3% del CAPEX inicial. Este valor se ha estimado teniendo en cuenta proyectos de generación de hidrógeno renovable al igual que modelos financieros de plantas electrolizadoras.

El coste del agua se ha asumido medio de forma global, aunque este podría disminuir en función de la región donde se ponga en marcha el proyecto, y se ha asumido un coste de 1,91 litro/m³

4.3 CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

En este capítulo se expondrán los datos en referencia a tensión, carga eléctrica y consumo junto con eficiencia del electrolizador en cuanto a sus valores nominales. Cabe destacar que los valores de eficiencia se han calculado respecto al Poder Calorífico Inferior (PCI) de 33,33 kWh, ya comentado.

En la Tabla 6 se exponen los valores correspondientes a la tecnología PEMEC actual. Para el modelo económico que se ha desarrollado, solo es relevante el consumo por cada kg de H₂ generado, ya que deriva en mayores costes cuanto más alta sea su energía requerida. Los valores obtenidos de eficiencia están dentro de los baremos establecidos para esta tecnología en torno al 60%.

Características Eléctricas - PEMEC 2030		
Temperatura operación	80	°C
Presión operación	50	bar
Densidad de corriente	0,6 - 1,6	A/cm ²
$\Delta E (<0)$ - Real	1,7 - 2	V/cell
Carga Eléctrica	26,81	kAh
Energía requerida	45,577 - 53,62	kWh/kgH ₂
Eficiencia	73% - 62%	kWh/kgH ₃

Tabla 15. Características eléctricas PEMEC 2030. Elaboración propia

En la tabla anterior se exponen los datos según la estimación realizada en cuanto a una mejora en las tensiones por celda con el correspondiente aumento en rendimiento que provoca. Esta mejora sobre todo se verá en unas menores pérdidas en la membrana, desarrollando una tecnología que permita la no aparición de burbujas que provoca pérdidas de tensión, y también por una mejor polarización con respecto a la densidad de corriente, aunque en este estudio no se han valorado en profundidad estos efectos, de ahí que se estimen en una reducción del 10% respecto a la tensión del stack.

Respecto a la tecnología AEC, se ha estimado que ya en la actualidad la tecnología PEMEC le ha alcanzado respecto a su desarrollo pese su mayor integridad en el mercado y también por ser una tecnología más madura, por lo tanto presenta los mismos valores de consumo y eficiencia que la tecnología AEC, con una menor densidad de corriente, hecho que no afecta al cálculo de cada tecnología.

Respecto a sus valores futuros, se ha planteado un escenario igual en cuanto a valores de tensión en el stack, ya que la innovación que se ha comentado afectaría a ambas tecnologías por igual como indica la Tabla 16.

Características Eléctricas - AEC 2030		
Temperatura operación	80	°C
Presión operación	50	bar
Densidad de corriente	0,1 - 0,4	A/cm ²
ΔE (<0) - Real	1,7 - 2	V/cell
Carga Eléctrica	26,81	kAh
Energía requerida	45,577 - 53,62	kWh/kgH ₂
Eficiencia	73% - 62%	kWh/kgH ₃

Tabla 16. Características eléctricas AEC 2030. Elaboración propia

Como se comentó en anteriores capítulos, la tecnología SOEC trabajaba a temperaturas más altas llegando casi a los 1000°, lo que afecta al tener una tensión umbral de 1,29 V, menor que las dos anteriores tecnologías, por lo tanto los valores de tensión por stack serán inferiores, mejorando su eficiencia y derivando en costes menores.

Se estima que su mejora y sus altas temperaturas permitirá un mejor rendimiento y mayor densidad de corriente, al igual que el ser una tecnología muy en desarrollo, de ahí que se haya tenido en cuenta un consumo respecto al PCI que pueda llegar cerca del 90% en 2030, en el mejor de los casos, y que sea motivo de investigación en el futuro por sus altos rendimientos.

Características Eléctricas - SOEC 2030		
Temperatura operación	80	°C
Presión operación	50	bar
Densidad de corriente	0,6 - 1,6	A/cm ²
$\Delta E (<0)$ - Real	1,45 - 1,7	V/cell
Carga Eléctrica	26,81	kAh
Energía requerida	38,8745 - 45,577	kWh/kgH ₂
Eficiencia	86% - 73%	kWh/kgH ₃

Tabla 17. Características eléctricas SOEC 2030. Elaboración propia

4.4 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS ELECTROLIZADOR

En este capítulo se presentan las características específicas técnicas correspondientes a cada electrolizador y a su año de estudio que afectan al LCOH y al LCOS final. Como se observa las variables están relacionadas entre sí.

Por un lado se ha sobredimensionado la capacidad del electrolizador con un porcentaje de sobredimensionamiento en caso de picos de producción. De igual manera se ha establecido una vida útil de uso del propio electrolizador con un porcentaje de degradación dependiendo del tipo de electrolizador en funcionamiento, que afecta en gran medida al año de aplicación del reemplazo por desgaste. Estas horas de vida útil están relacionadas con la vida útil en años según el tipo de origen de energía renovable y su factor de capacidad, que indica el tiempo respecto del total que está en operación. Los otros dos factores a tener en cuenta son la energía requerida para la generación de un kilo de hidrógeno y su consumo de agua, que también se ha sobredimensionado como se ha indicado en capítulos anteriores.

Las tablas que a continuación se presentan no son de casos concretos, incluso en algunas de ellas los datos presentados no se han incluido en el estudio, ya que los cálculos en Excel realizados varían según macros utilizadas para variar características según se requiera y ver los cambios en esas variables de entrada como afectarían al coste final. Estas macros se han aplicado para mantener la potencia del electrolizador en un valor y estimar cual sería la producción total anual de hidrógeno renovable, para variar el factor de capacidad, la energía requerida final y la potencia del electrolizador, datos necesarios para realizar los análisis de sensibilidad finales.

Características Técnicas Electrolizador PEMEC 2022		
Producción diaria	7.894,08	kg H2/día
Pico de producción	8.841,37	kg H2/día
Producción anual	2.794.898,06	kg H2/año
Potencia Electrolizador	20,00	MW
Vida útil Electrolizador	60.000,00	horas
Degradación Electrolizador	0,25%	%/1000h
Porcentaje Sobredimensionamiento	12,00%	
Energía requerida	54,29025	kWh/kg H2
Flujo de agua en el proceso	10	litros/kg H2
Factor de capacidad	97,00%	

Tabla 18. Características Técnicas PEMEC 2022. Elaboración propia

Este primer caso corresponde a los datos del electrolizador PEMEC, donde en la Tabla 18 se ha establecido una vida útil de 60.000 horas (Hoja de Ruta del Hidrógeno, 2020) con una degradación de 0,25% (Naturgy, 2020) por cada 1000 horas, lo que causa que alrededor la mitad de los años (25 años) se requiera un reemplazo, que como vimos va en función de la potencia del electrolizador. Cabe destacar que la potencia real máxima de electrolizador en funcionamiento para esta tecnología son 20 MW, en el proyecto de Puertollano, y que para el estudio de costes esto es un factor a tener en cuenta ya que para el estudio actual se ha utilizado como tope máximo.

Características Técnicas Electrolizador PEMEC 2030		
Producción diaria	43.204,07	kg H2/día
Pico de producción	48.388,56	kg H2/día
Producción anual	15.296.401,53	kg H2/año
Potencia Electrolizador	108,11	MW
Vida útil Electrolizador	80.000,00	horas
Degradación Electrolizador	0,15%	%/1000h
Porcentaje Sobredimensionamiento	12,00%	
Energía requerida	53,62	kWh/kg H2
Flujo de agua en el proceso	10	litros/kg H2
Factor de capacidad	97,00%	

Tabla 19. Características Técnicas PEMEC 2030. Elaboración propia

Respecto al año actual, en 2030 el número de horas del electrolizador se verá incrementado un tercio respecto al actual, lo que hará incrementar los años de vida, provocando un aumento de la cantidad total de hidrógeno generado y que permitirá mejorar los costes finales. Estos años de vida aumentarán en 7 años, y se acercarán a los valores de AEC. Por otro lado se estima una mejora en la degradación hasta el 0,13%, retrasando el año de reemplazo y acercándose a los valores del electrolizador alcalino, tecnología más madura y que trabaja a temperaturas similares. Aparte de estos valores, sí que habrá una mejora sustancial en la capacidad de potencia, estimando lograr los 100 MW y reducción en la cantidad de energía consumida.

Características Técnicas Electrolizador AEC 2022		
Producción diaria	12.207,11	kg H2/día
Pico de producción	13.427,83	kg H2/día
Producción anual	4.321.928,72	kg H2/año
Potencia Electrolizador	30,00	MW
Vida útil Electrolizador	100.000,00	horas
Degradación Electrolizador	0,13%	%/1000h
Porcentaje Sobredimensionamiento	10,00%	
Energía requerida	53,62	kWh/kg H2
Flujo de agua en el proceso	10	litros/kg H2
Factor de capacidad	97,00%	

Tabla 20. Características Técnicas AEC 2022. Elaboración propia

Para el electrolizador alcalino se presentan las siguientes características, con un aumento considerable de horas útiles llegando hasta las 100.000 horas y una degradación considerablemente mejor. Respecto al año actual, para el año 2030 se ha estimado que respecto a estos valores no habrá gran diferencia al ser una tecnología con poca capacidad de mejora, sobre todo relacionado con un aumento de la densidad de corriente. Por lo tanto la mejora respecto al año actual vendrá dada por aumento de capacidad y mejor rendimiento.

Es de destacar que el reemplazo del electrolizador según la Ilustración 32 por sus mejores valores de rendimiento se da en los últimos años de uso según los datos obtenidos, pese a haberse calculado con un reemplazo teórico, puede darse el caso que no se necesite ya que estos valores pueden variar respecto a datos reales de cada proyecto, y que el coste final se vea mejorado.

Características Técnicas Electrolizador AEC 2030		
Producción diaria	43.989,60	kg H ₂ /día
Pico de producción	48.388,56	kg H ₂ /día
Producción anual	15.574.517,92	kg H ₂ /año
Potencia Electrolizador	100,00	MW
Vida útil Electrolizador	100.000,00	horas
Degradación Electrolizador	0,12%	%/1000h
Porcentaje Sobredimensionamiento	10,00%	
Energía requerida	49,5985	kWh/kg H ₂
Flujo de agua en el proceso	10	litros/kg H ₂
Factor de capacidad	97,00%	

Tabla 21. Características Técnicas AEC 2030. Elaboración propia

Para el estudio de SOEC, las características varían respecto a datos anteriores por la diferencia respecto a características eléctricas, como la temperatura de operación, y también al presentar menos datos concretos que los anteriores al no presentarse proyectos a media escala por su poca capacidad de generación.

El número de horas de vida útil es considerablemente inferior a las tecnologías que trabajan con bajas temperaturas por ser una generación muy actual e innovadora, al contrario que por ejemplo SOEC. También su degradación es superior al trabajar a grandes temperaturas, el desgaste de los materiales es mucho mayor y también sus pérdidas óhmicas. La temperatura afecta también a la capacidad de carga al pasar de un 97% al 92%, aunque este dato no afecta en gran medida. Los únicos aspectos mejores que las anteriores tecnologías es el consumo de agua y su eficiencia global, y que la hacen ser la tecnología del futuro.

Características Técnicas Electrolizador SOEC 2022		
Producción diaria	465,03	kg H ₂ /día
Pico de producción	511,54	kg H ₂ /día
Producción anual	156.158,05	kg H ₂ /año
Potencia Electrolizador	1,00	MW
Vida útil Electrolizador	30.000,00	horas
Degradación Electrolizador	0,40%	%/1000h
Porcentaje Sobredimensionamiento	10,00%	
Energía requerida	46,92	kWh/kg H ₂
Flujo de agua en el proceso	8	litros/kg H ₂
Factor de capacidad	92,00%	

Tabla 22. Características Técnicas SOEC 2022. Elaboración propia

Esta tecnología se estima que puede llegar a valores de horas de vida útil cercanas a la tecnología PEMEC actual en 10 años, reduciéndose un 25% su degradación, pero que no mejorará respecto a las otras tecnologías por el problema de la temperatura y saber cómo trabajar con ella al igual que su factor de capacidad.

Si que habrá una gran mejora en la potencia máxima del electrolizador, pasando de 1 MW a los 20 MW según estimaciones en cuanto a la gran apuesta en materia económica y su reciente desarrollo, demostrando en estudio realizados un buen potencial.

Características Técnicas Electrolizador SOEC 2030		
Producción diaria	10.334,06	kg H ₂ /día
Pico de producción	11.367,47	kg H ₂ /día
Producción anual	3.470.178,96	kg H ₂ /año
Potencia Electrolizador	20,00	MW
Vida útil Electrolizador	60.000,00	horas
Degradación Electrolizador	0,30%	%/1000h
Porcentaje Sobredimensionamiento	10,00%	
Energía requerida	42,23	kWh/kg H ₂
Flujo de agua en el proceso	8	litros/kg H ₂
Factor de capacidad	92,00%	

Tabla 23. Características Técnicas SOEC 2030. Elaboración propia

4.5 CARACTERÍSTICAS ECONÓMICAS

Las características económicas comunes a cada estimación de costes se presentan a continuación. La Tabla 24 corresponde en concreto a la tecnología actual PEMEC. La vida útil de la planta viene relacionada con el tipo de fuente renovable y sus horas de funcionamiento, en este caso en torno a las 2400 horas, y también a su factor de capacidad. Es por tanto correcto indicar que para cada tipo de electrolizador y año de estimación, este valor variará, no así el resto de los valores económicos.

Características Económicas Electrolizador		
Año Actual	2022	
Periodo de construcción	1	año
Vida Útil Planta	25	años
Años depreciación	25	años
Inflación	1,5%	
WACC	8%	
Impuestos	25,00%	

Tabla 24. Características Económicas Electrolizador. Elaboración propia

El coste medio ponderado de capital (WACC) se he establecido según IRENA en relación con proyectos de valoración energéticos similares de hidrógeno, aunque quizás en el caso

del cálculo de la tecnología SOEC podría llegar a ser superior por ser una tecnología no tan evolucionada. Por otro lado el valor de la inflación se ha establecido en el 1,5% aunque en la actualidad es considerablemente más alto pero viene condicionado por una serie de razones anómalas, y por lo tanto su valor corresponde a valores antes de la pandemia. EL dato de entrada de los impuestos para calcular el flujo de caja neto es común a este tipo de proyectos.

Pese a indicar estos valores como fijos para el cálculo de LCOH del modelo, estos datos se pueden variar según especificaciones de un posible cliente, y con ello el modelo cambiará los costes finales de forma instantánea, por lo tanto estos valores se han utilizado para nuestros cálculos y para analizar cada tecnología, y no como aplicación a un proyecto concreto.

Capítulo 5. ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este apartado se valorarán los costes de producción de hidrógeno renovable en función de las tres tecnologías más punteras en la actualidad. Los resultados obtenidos se analizarán para determinar qué características son más relevantes a la hora de afectar al LCOH y LCOS en función de los resultados del análisis de sensibilidad. De igual forma estos resultados se compararán con el hidrógeno gris y azul, para determinar su posición dentro del mercado global. Por otro lado los costes de almacenamiento serán puestos en un contexto futuro junto con diversos costes de fuentes de almacenamiento. Cabe destacar que se ha realizado un estudio de LCOEs futuros respecto a energías renovables, ya que su cálculo es fundamental para determinar el futuro de cada tecnología.

5.1 COSTE NORMALIZADO ENERGÍA RENOVABLE – LCOE

Como se indicó en el apartado anterior, se ha realizado un modelo predictivo de costes de generación de energía de las 4 principales energías renovables en base a sus datos históricos. Este modelo se ha realizado estableciendo las curvas de tendencia hasta el año 2030 y valorando la calidad de estas respecto a sus coeficientes de determinación. Cabe recordar que el precio de la energía nuclear para el año 2030 se estimó como el mismo calculado para este año 2022, por el grado de madurez de la tecnología y por una estimación de un posible freno a los impuestos aplicados al entender la energía nuclear como un medio limpio en cuanto a emisiones de CO₂ y con un gran potencial de ser clave en la transición a conseguir emisiones netas cero en el futuro. El LCOE de la energía nuclear por tanto es de 45,14 €/MWh de manera global.

Solar photovoltaic										
LCOE database										
2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
357,73	271,91	204,41	158,03	145,04	110,27	97,60	78,43	66,20	57,28	53,27
Onshore wind										
LCOE database										
2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
84,06	77,78	76,80	74,06	67,01	59,54	56,38	53,70	47,51	42,42	36,93
Offshore wind										
LCOE database										
2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
151,92	160,64	138,14	130,68	155,42	133,69	110,88	106,73	103,90	87,39	79,42
Concentrating solar power										
LCOE database										
2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
319,43	315,56	310,89	233,93	204,34	210,92	238,72	202,71	142,78	198,87	101,86

Tabla 25. Datos Históricos Energías Renovables. Elaboración propia según IRENA 2020

Los datos base respecto a los que se ha trabajado para determinar el valor futuro se presenta en la Tabla 25. Con estos datos se ha obtenido el siguiente diagrama de valores con las diversas curvas de tendencia de cada tecnología.

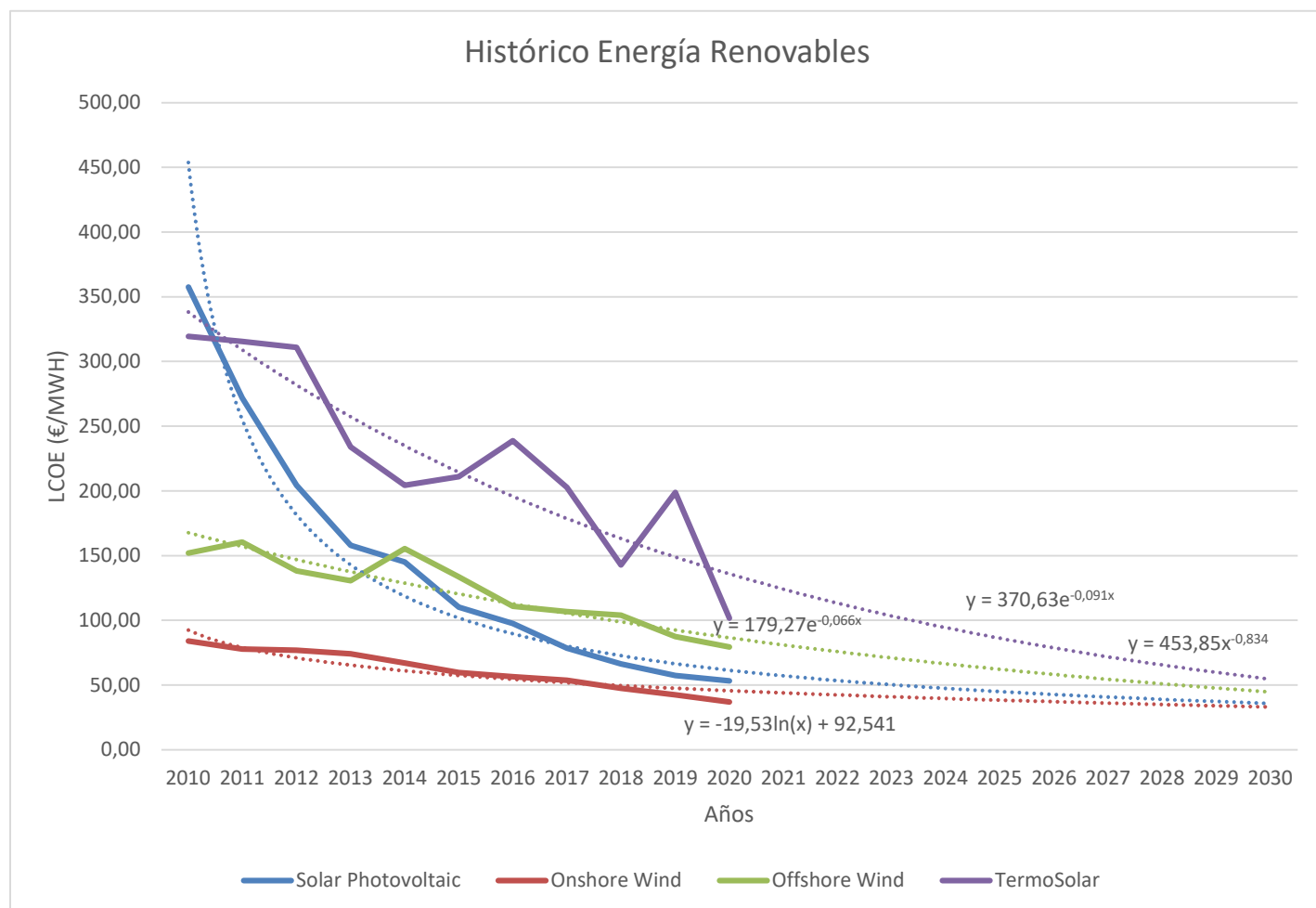


Ilustración 35. Modelo predictivo LCOE 2030. Elaboración propia

En la Ilustración 35 se expresa de forma gráfica como es la tendencia positiva de los costes en cuanto a que se prevé una caída de ellos de forma paulatina. Para valorar de mejor forma estos resultados en la Tabla 26 tenemos los datos de R^2 y el LCOE del año 2030 calculado en base a la función predictiva.

LCOE 2030 - Energías Renovables			
Costes de generación			R ²
OffShore Wind	47,89 €	€/MWh	0,824
Solar Photovoltaic	37,31 €	€/MWh	0,935
OnShore Wind	34,03 €	€/MWh	0,864
Solar Concentración	60,05 €	€/MWh	0,814

Tabla 26. LCOE 2030 Energía Renovables. Elaboración propia

Los coeficientes de determinación obtenidos son superiores a 0,8, hecho que representa que estas curvas se ajustan de forma correcta al modelo de los datos de origen, y por lo tanto más realista y con mejor porcentaje se valoran los costes futuros de cada tipo de energía.

Por otro lado, respecto al análisis de los costes, vemos como la que va a sufrir una considerable mejoría será la energía termosolar debido a que es la tecnología más en desarrollo como demuestra la menor estabilidad de sus costes en los datos históricos. Según el modelo, la energía Solar Fotovoltaica y la Eólica Onshore serán las que presenten menores costes, ya afianzadas en el mix energético mundial y en España como energías base de los sistemas con unos costes muy competitivos y con una gran participación en la generación, que incluso en algunos sistemas podría derivar en excedentes renovables. También respecto a la Eólica Offshore, sus costes disminuirían en gran medida, cuestión a aprovechar por el gran potencial que presenta especialmente en España, con Asturias y Canarias como lugares con gran proyección.

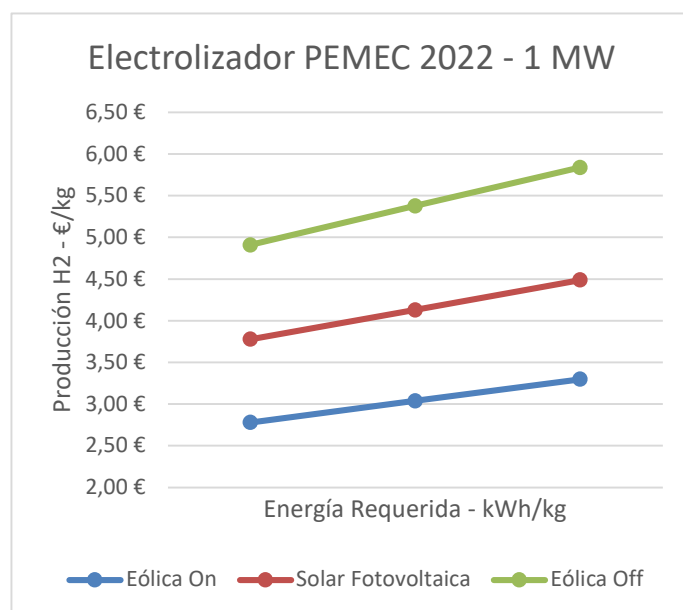
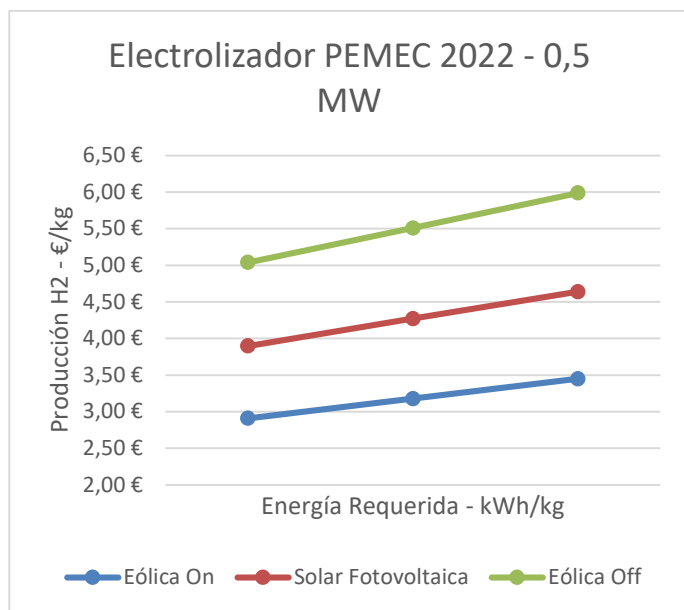
Estos datos han sido los utilizados para establecer los costes futuros de hidrógeno renovable en el año 2030, aunque gracias a obtener la función de sus curvas de tendencia y la flexibilidad de aplicación del modelo, se podría constituir los costes para cualquier año. También hay que tener en cuenta que estos costes están determinados con valores anteriores a la pandemia, hecho que puede haber variado los LCOE, al igual que el ser costes globales y no determinados de una zona o país, por lo que estos podrían ser inferiores.

5.2 *COSTE NORMALIZADO HIDRÓGENO RENOVABLE – LCOH*

En este capítulo se presentan los costes normalizados por cada kilo de hidrógeno verde generado según como varíen sus características para determinar los factores clave que más afectan analizados a través de los análisis de sensibilidad, y así poder definir que parámetros o en qué puntos debe mejorar el hidrógeno verde para llegar a ser competitivo.

Los costes normalizados se han calculado según las características definidas en los anteriores capítulos y siempre teniendo en cuenta el factor de capacidad máximo disponible por el electrolizador. Las ilustraciones definidas para el análisis tienen como origen las tablas del Anexo II.

5.2.1 LCOH PEMEC



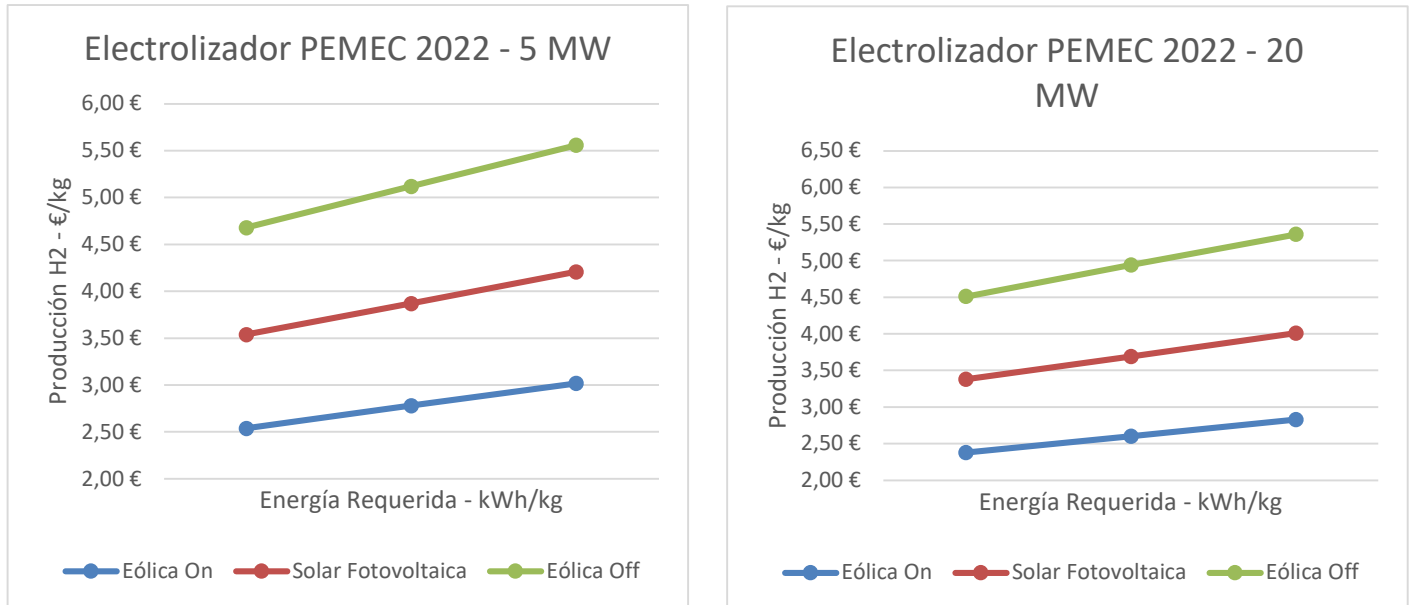


Ilustración 36. LCOH PEMEC 2022 – Potencia Instalada. Elaboración propia

Acorde a los resultados de las gráficas anteriores relativos a la actualidad, se puede afirmar que existe una reducción lineal de los costes a medida que el consumo de energía es mayor dentro del mismo rango de potencia y coste energético. Por otro lado se observa como dentro de cada grupo de distinta potencia, la característica que más afecta al coste es el LCOE de origen, y que la energía de consumo referida a la calidad del electrolizador tiene una mayor influencia en la generación centralizada que en la descentralizada, con un 20% como máximo. También se puede afirmar, que los costes al aumentar la potencia se equiparan entre ellos según el coste de energía y la energía consumida.

Según las gráficas siguientes, la curva de LCOH presenta una forma similar a la curva del CAPEX inicial, aplanándose a medida que se aumenta la potencia, indicador de una gran influencia de este factor. A su vez, según las tablas del Anexo II, cuando la calidad del electrolizador es mejor, el tipo de fuente afecta menos al coste que cuando se requiere un mayor consumo.

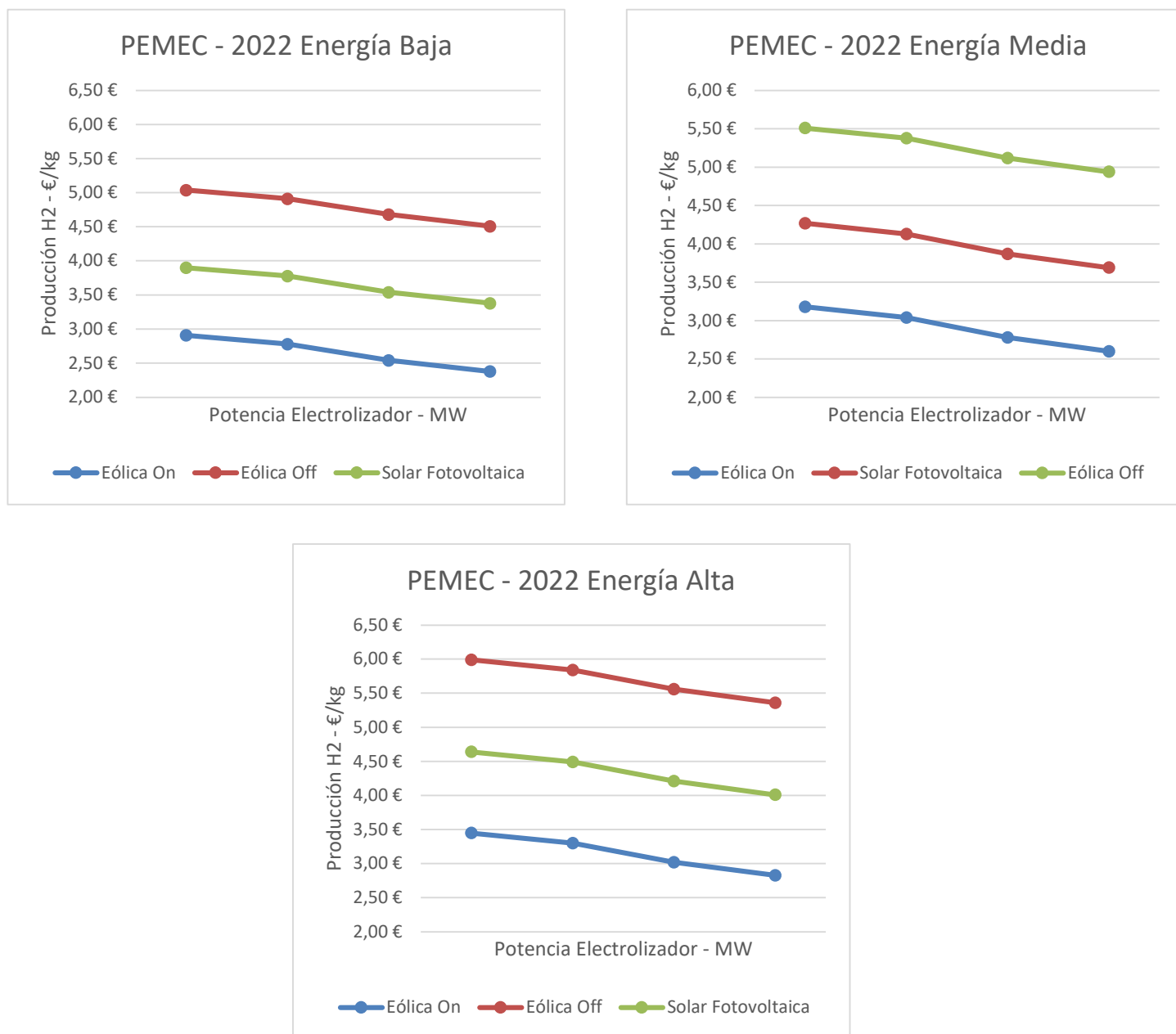


Ilustración 37. LCOH PEMEC 2022 - Energía requerida. Elaboración propia

Los costes actuales en el mejor de los escenarios podrían llegar hasta los 2,38 €/kg y una eficiencia máxima del 67% para la tecnología PEMEC. Esto hace que puedan empezar a ser competitivos con el hidrógeno azul si el LCOE es similar al asumido para la Eólica Onshore, sin embargo se encuentra lejos todavía del hidrógeno gris.

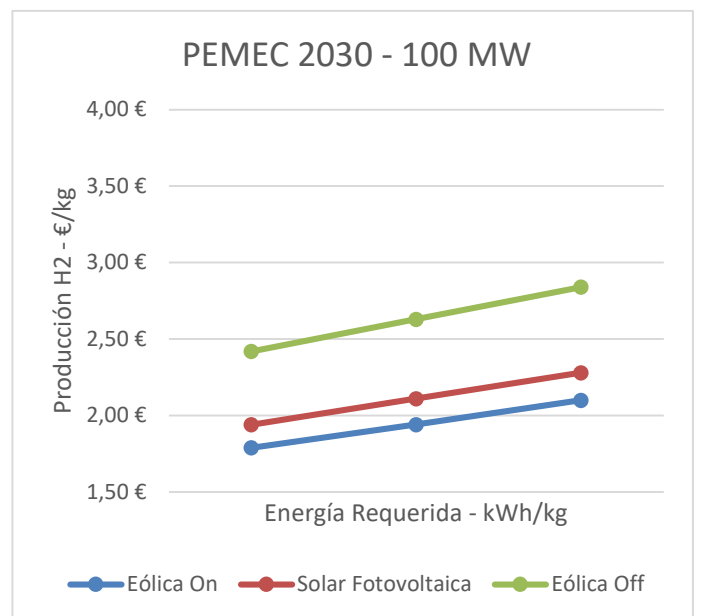
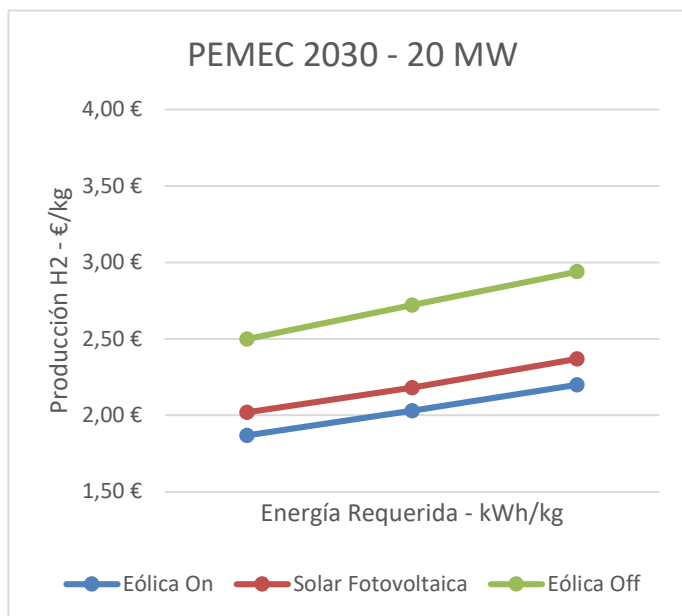
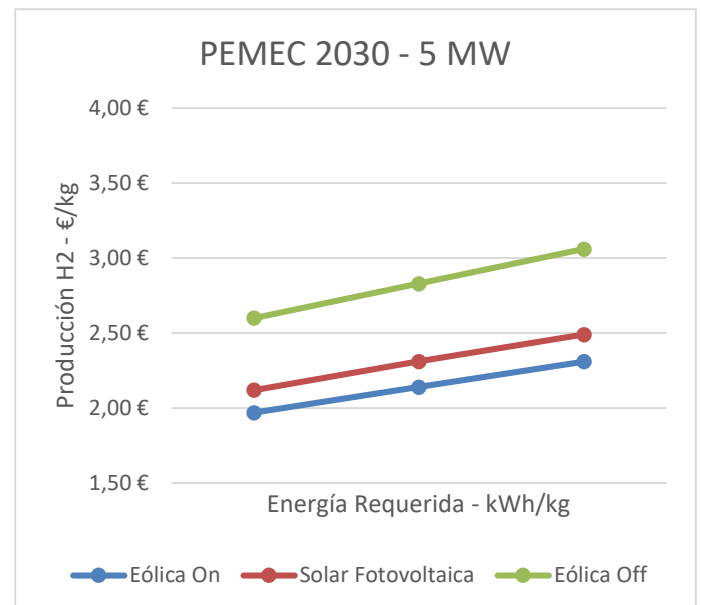
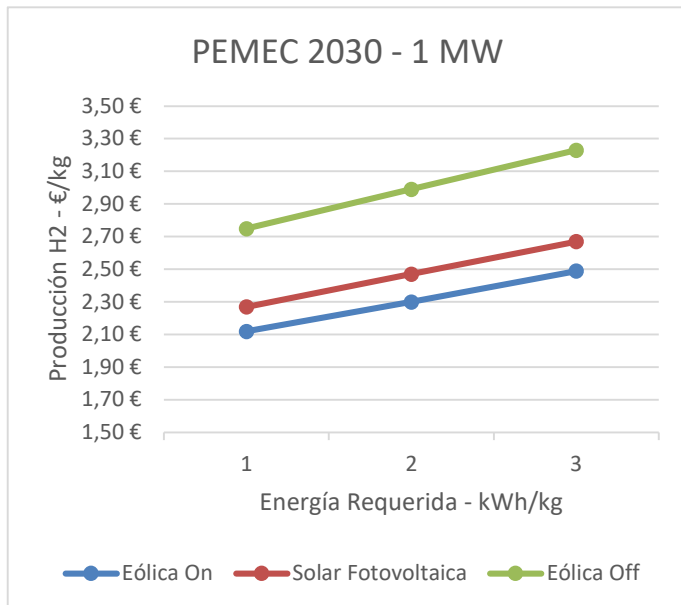
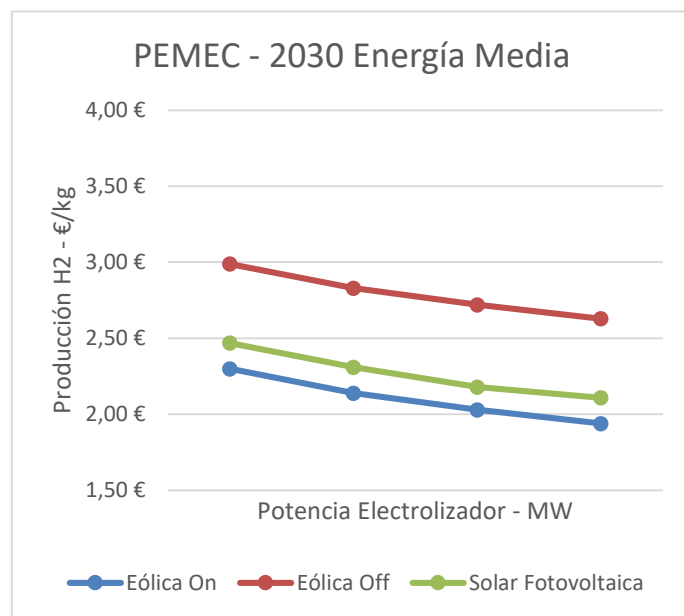
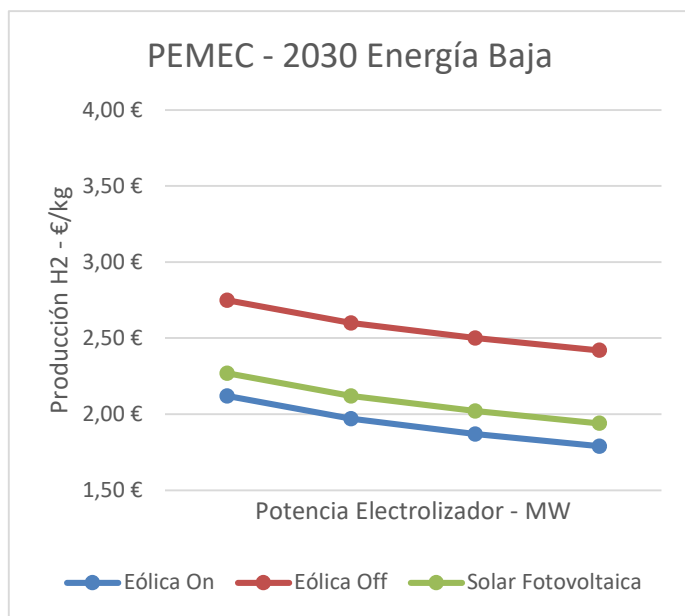


Ilustración 38. LCOH PEMEC 2030 – Potencia Instalada. Elaboración propia

Para el año 2030, los costes de generación se ven muy reducidos debido a una reducción del LCOE de origen, así como una mejor calidad del stack del electrolizador, y asumiendo que se instalen electrolizadores con capacidades cercanas a los 100 MW como máximo. Al igual que en los costes actuales, debido a utilizar el mismo modelo, la generación centralizada

independiza los costes de la calidad del electrolizador con una menor diferencia entre ellos, más aún con un LCOE más barato. Las curvas del CAPEX influyen mucho el coste final, de ahí que la diferencia entre electrolizadores de 20 MW y 100 MW sea de unos 8 céntimos, para energías de consumo bajas, y de unos 10 para energías de consumo alta, pese a ser diferencias casi inapreciables.

El coste máximo que presentaría la tecnología PEMEC para el año 2030 sería de 3,23 €/kg con una eficiencia del 62%, asumiendo generación con tecnología Eólica Offshore y generación descentralizada, y el mínimo sería de 1,79 €/kg con Eólica Onshore y potencia de 100 MW, con una eficiencia superior al 70%. Esto permite que este tipo de hidrógeno verde llegue a valores cercanos de generación en cuanto a costes al hidrógeno gris, tecnología más puntera y barata del mercado, y que se mantendrá así según IRENA a nivel de costes. Lo que si se extrapola de los resultados, es que los costes se reducirían tanto que serían atractivos para las empresas el poder invertir en esta tecnología para el futuro.



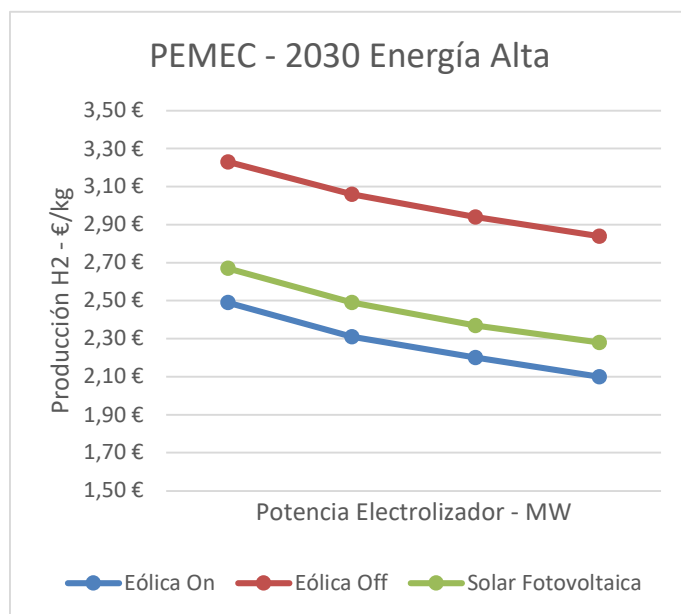
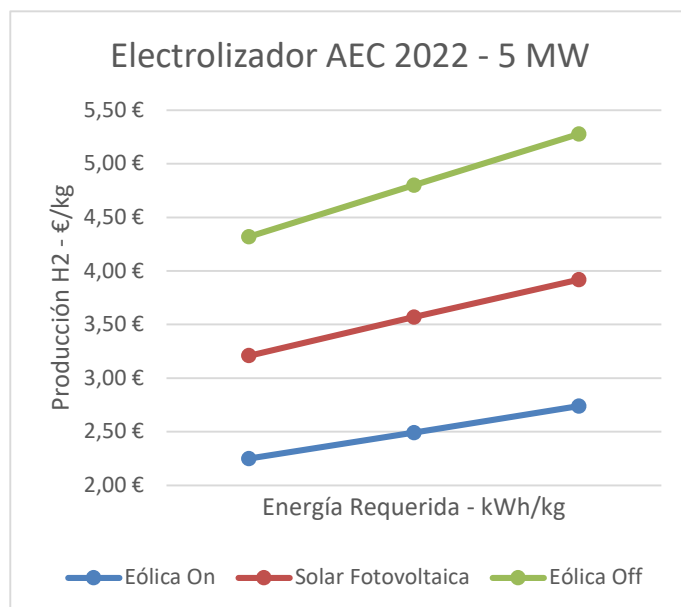
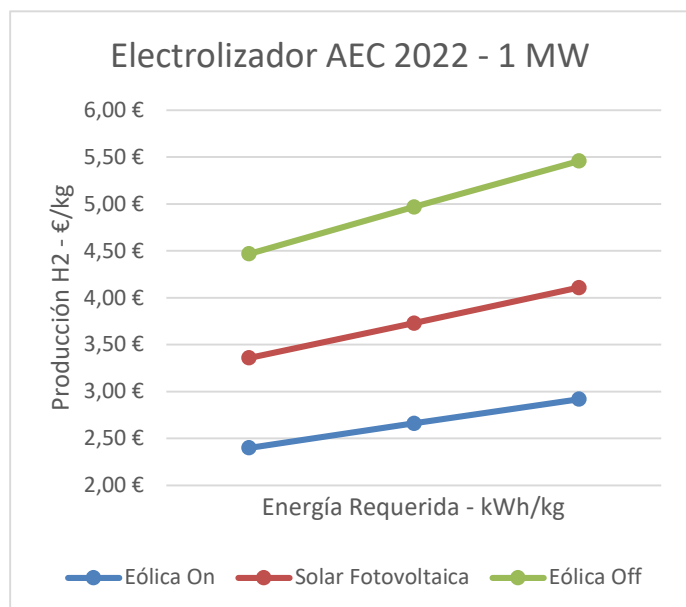


Ilustración 39. LCOH PEMEC 2030 - Energía requerida. Elaboración propia

5.2.2 LCOH AEC



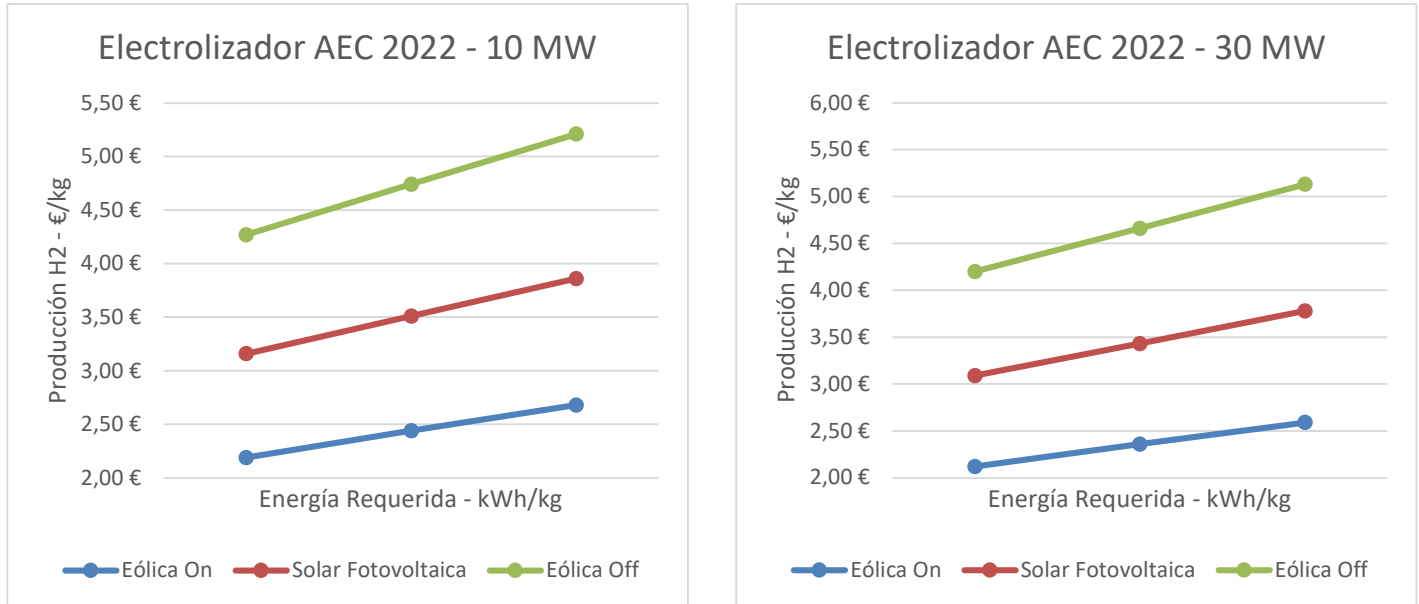


Ilustración 40. LCOH AEC 2022 – Potencia Instalada. Elaboración propia

Los resultados y conclusiones de los análisis de sensibilidad para la tecnología AEC en la actualidad son muy parecidos, asumiendo quizás una mejor calidad del electrolizador al ser una tecnología más evolucionada pero con valores muy similares respecto a este factor. Al igual que ocurría con el electrolizador PEMEC, a medida que la potencia aumenta, la energía requerida para la generación tiene menos influencia en el LCOH, como se observa en la Ilustración 40, donde las curvas son más planas en el caso de 30 MW, potencia máxima en operación en la actualidad, que en el caso de 1 MW.

Al comparar la tecnología AEC con la PEMEC en la actualidad, las cuales presentan valores similares, acorde a la Ilustración 41, la curva de su LCOH es casi planas para mismo tipo de LCOE, con una pendiente muy pequeña, lo que es indicativo de que para este tipo de tecnología la influencia del CAPEX es menor debido a que este en sí presenta una curva menos pronunciada que la del CAPEX PEMEC. De otro modo para valores de energía requerida mayores, la curva sí que toma una forma más pronunciada.

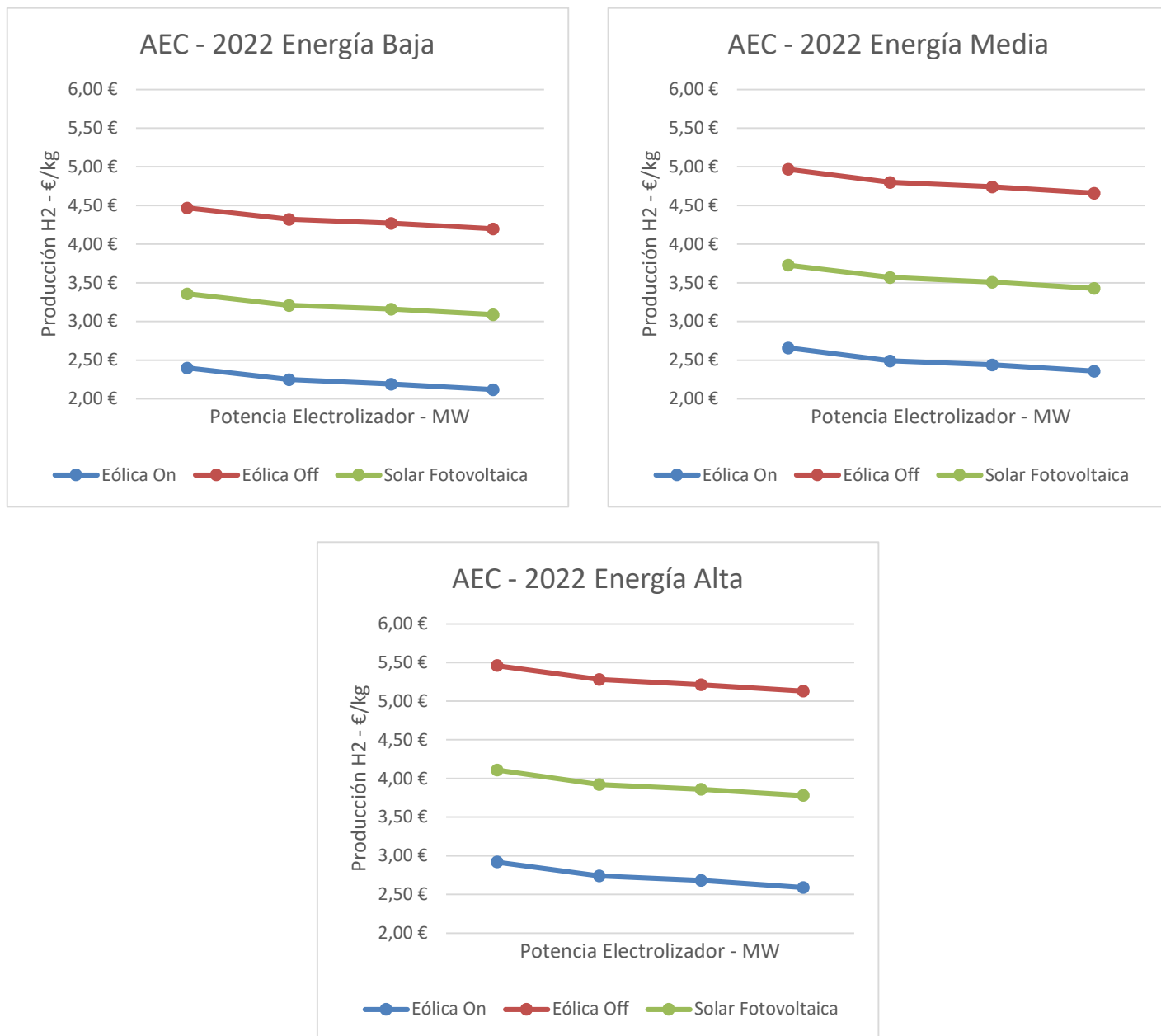
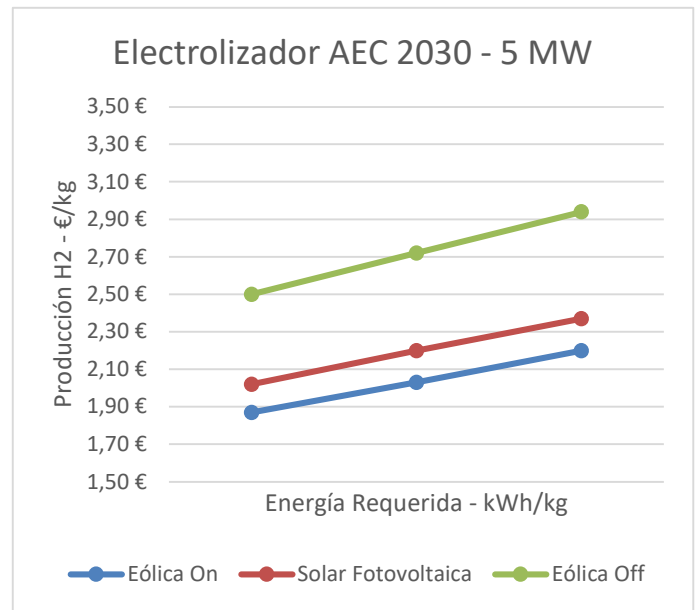
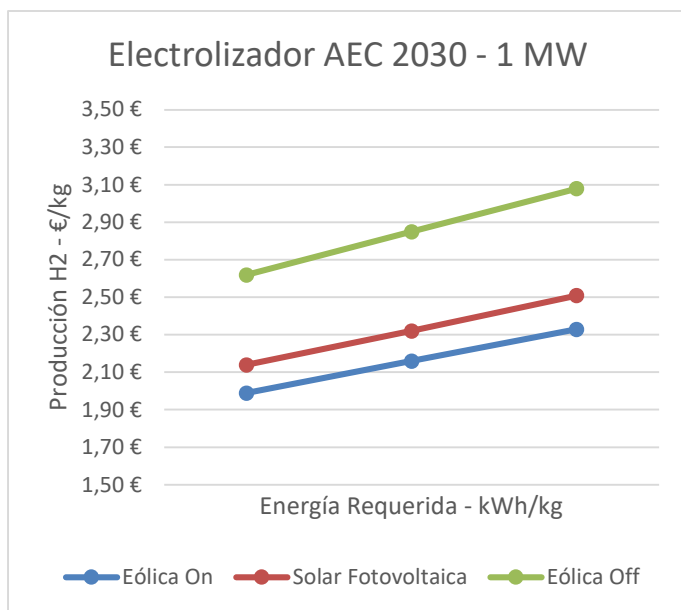


Ilustración 41. LCOH AEC 2022 - Energía requerida. Elaboración propia

Los resultados finales del LCOH AEC para este año 2022 son que en el mejor de los escenarios se llega a los 2,12 €/kg, precio que incluso mejoraría al hidrógeno azul actual en cuanto a costes. De media el precio de esta tecnología se situaría en torno a valores superior a los 3,50 €/kg, influenciado en gran medida por el LCOE, Como muestra de ello es que un

LCOE duplicado, aplica también un incremento del 100% al coste normalizado del hidrógeno final de forma lineal.

En cuanto a los análisis de sensibilidad del año 2030, la tecnología AEC presenta unos costes más unificados entre todas las variables observadas, por lo tanto se puede afirmar que los costes adquirirían una tendencia más homogénea entre ellos. Se observa sin embargo, que al disminuir la calidad del stack, la potencia adquiere mayor relevancia que cuando el stack es de buena calidad donde no tiene tanta influencia la producción más centralizada. La influencia del precio del LCOE sobre el LCOH final es notoria y en este caso la calidad del stack tendría más influencia que la potencia.



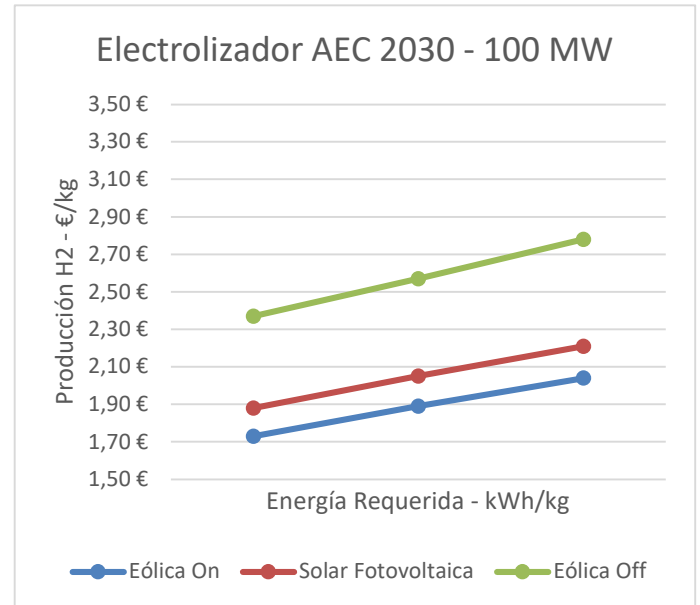
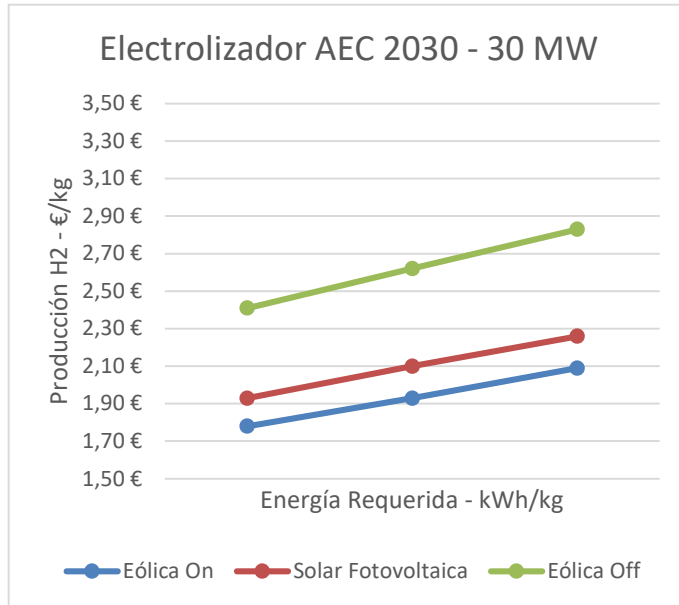
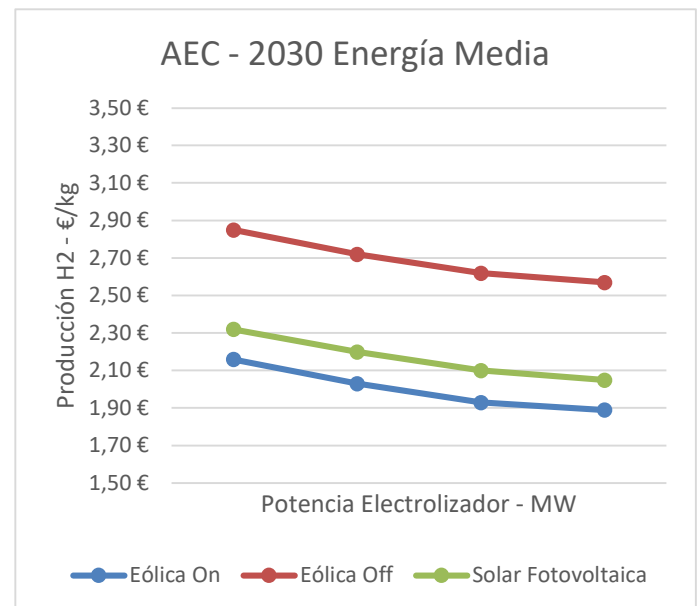
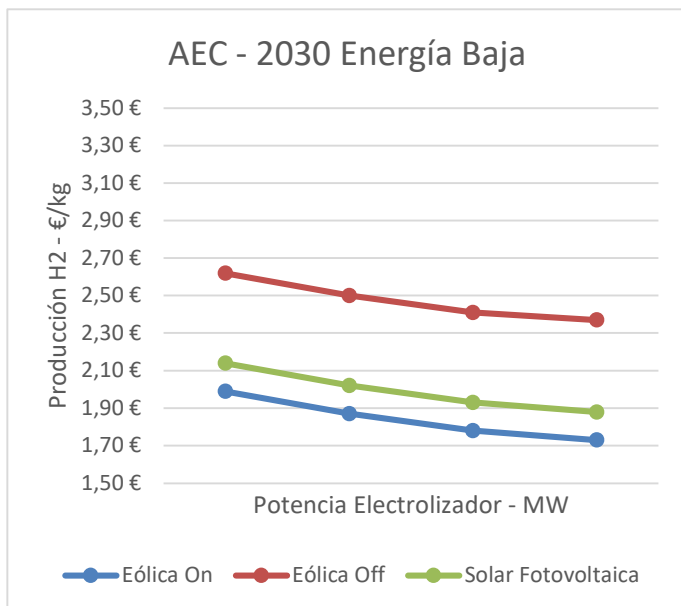


Ilustración 42. LCOH AEC 2030 – Potencia Instalada. Elaboración propia



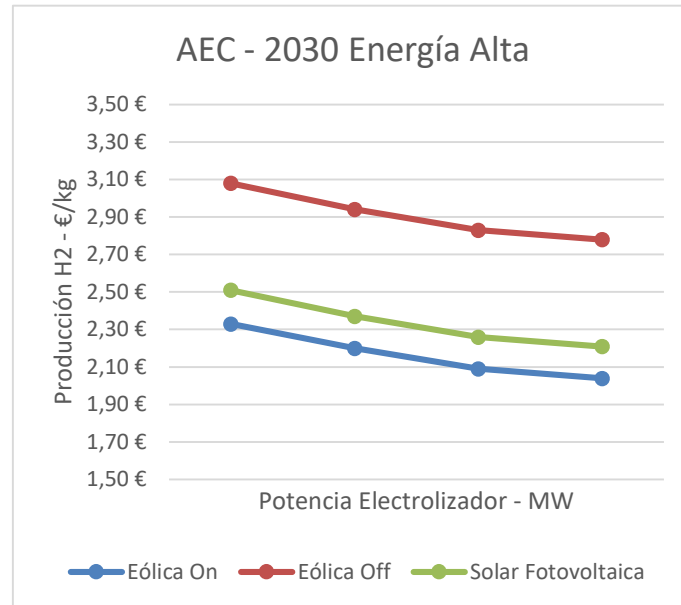


Ilustración 43. LCOH AEC 2030 - Energía requerida. Elaboración propia

Por último, como datos globales del año 2030, se ve como el ser una tecnología más madura con los precios de las energías renovables más baratas según los valores calculados, sus costes pueden ser competitivos con el hidrógeno gris cuando el LCOE sea bajo, y que una mejor eficiencia aunque sin olvidar que al no poder trabajar intermitentemente por su dificultad de carga rápida, el establecer grandes plantas electrolizadoras las haría muy rentables para su generación, pero no para el almacenamiento. En el mejor escenario presentaría un coste de 1,73 €/kg y en el peor 3,08 €/kg muestra de esa unificación de costes antes comentada. Las eficiencias se han previsto iguales a las de la tecnología PEMEC, considerablemente altas debido a las limitaciones de la generación a baja temperatura.

5.2.3 LCOH SOEC

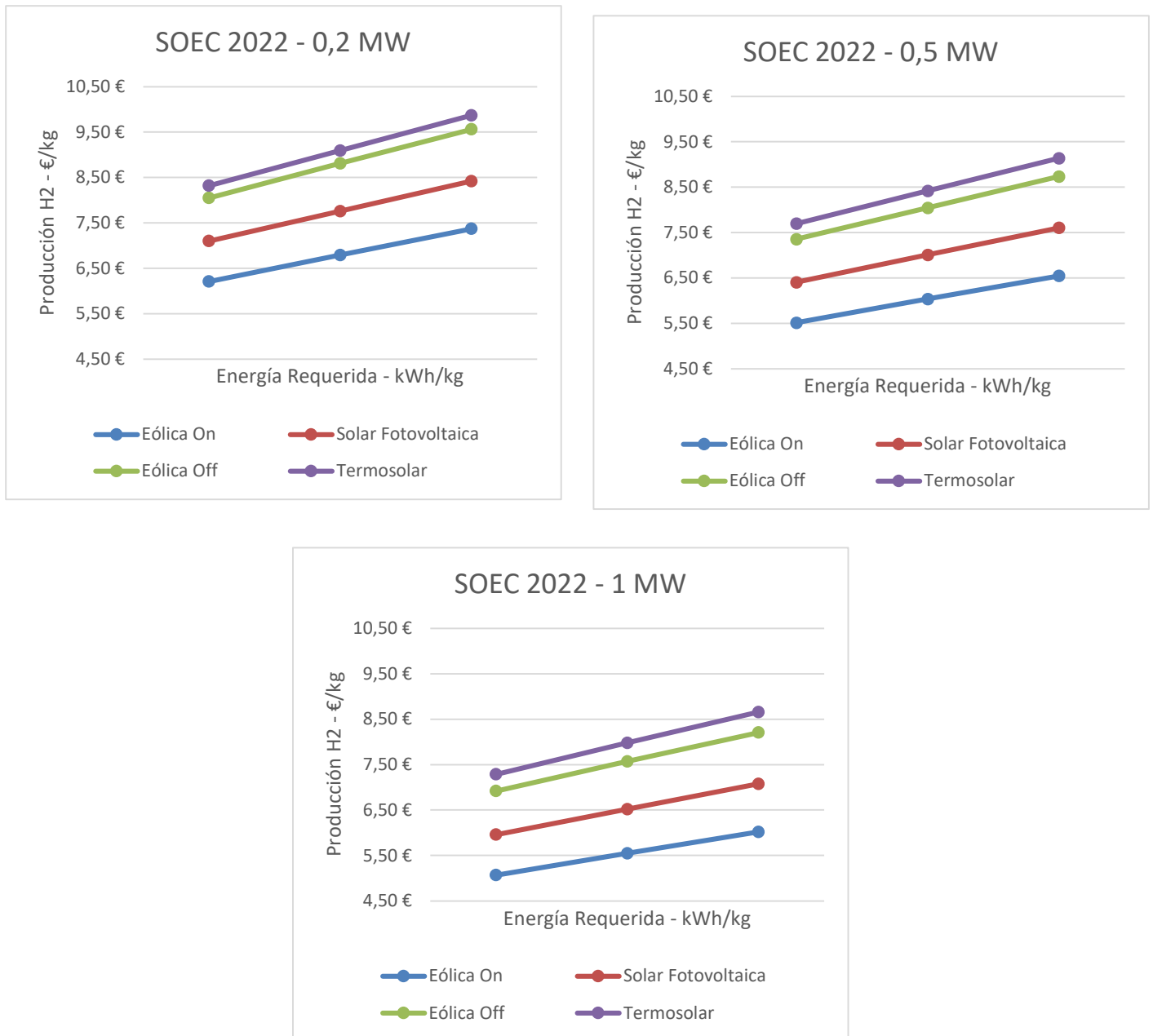


Ilustración 44. LCOH SOEC 2022 – Potencia Instalada. Elaboración propia

La principal característica que se aprecia en Ilustración 44 es el precio poco competitivo que tenemos en la actualidad, alcanzando un precio superior a los 5 €/kg en el mejor de los escenarios. Esto se produce por la capacidad de los electrolizadores con un máximo de 1

MW instalado pese a presentar mejores eficiencias que las tecnologías de baja temperatura. Entrando en detalle de las gráficas cabe destacar la energía termosolar como fuente para la tecnología SOEC, sus sinergias con la alta temperatura que derivan en una reducción del CAPEX inicial provocan que ese hidrógeno tenga valores casi idénticos que el hidrógeno con origen en Eólica Offshore, pese a la diferencia de coste entre energías. También, pese a la poca potencia, un aumento por pequeño que sea, causa una reducción mayor de 0,5 €/kg con el mismo tipo de LCOE y consumo.

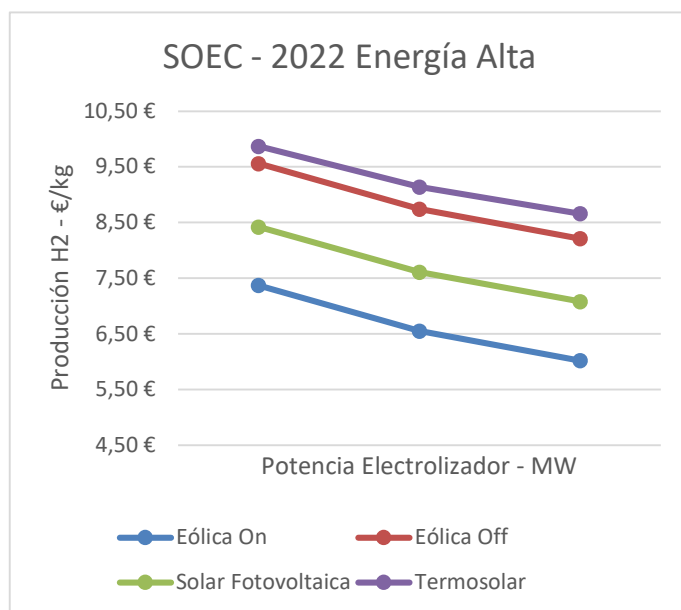
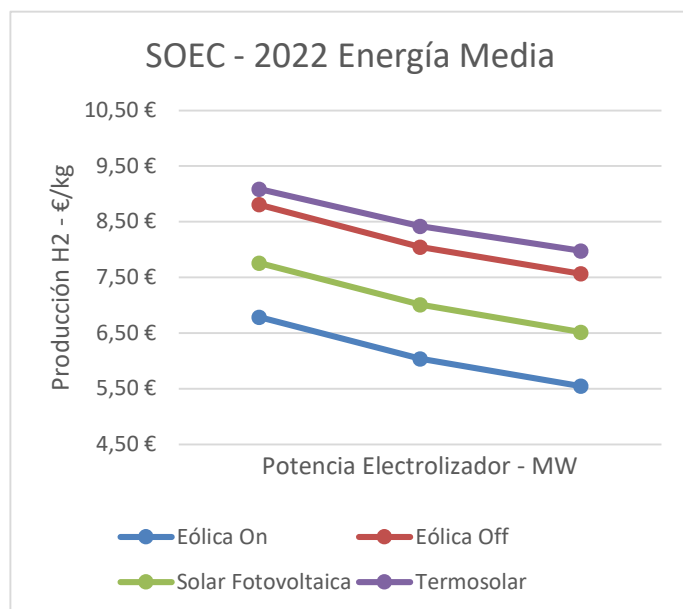
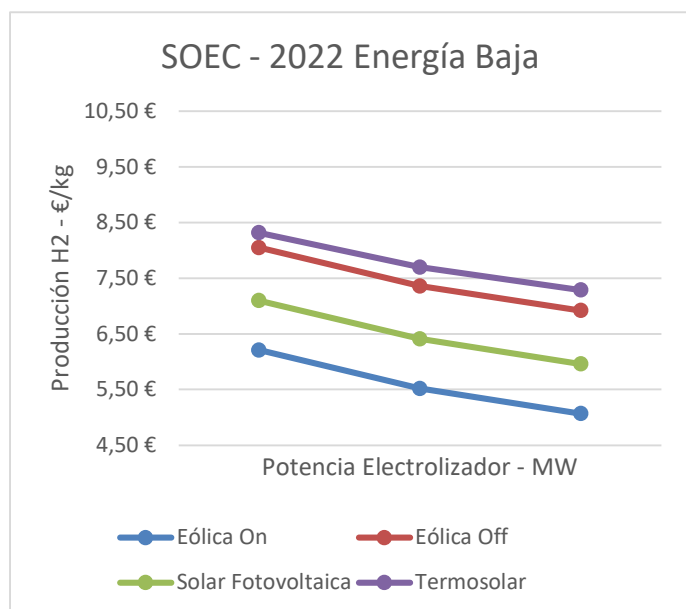
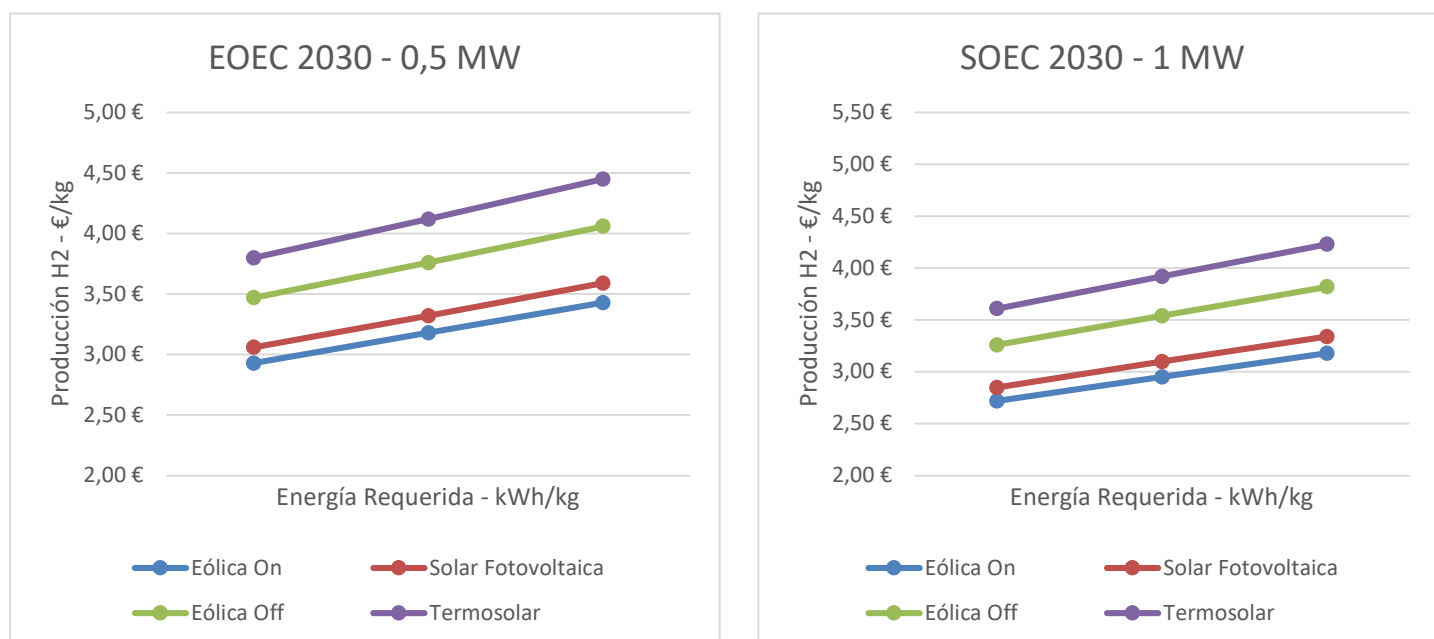


Ilustración 45. LCOH SOEC 2022 - Energía requerida. Elaboración propia

En la Ilustración 45, donde se evalúa la influencia de la potencia para distintos consumos, se observa como el consumo es el principal factor a tener en cuenta y su eficiencia, para lograr mejores costes. Pese a estas observaciones, esta tecnología aún está en fase de desarrollo por lo tanto todavía no se podría evaluar qué factores determinan mejor el coste normalizado, aunque si es una tecnología con gran potencial como demuestran los resultados del año 2030.

En apenas 8 años, los LCOH se verán reducidos en gran medida, quizás por unas consideraciones muy positivas, pero que indudablemente la pueden situar dentro de una tecnología competitiva. La principal mejora puede venir por un aumento de la potencia instalada, colocándose en valores similares como la tecnología PEMEC actual, y a lo mejor no tanto en una mejora de la eficiencia que se observa como un factor de menos influencia. También la reducción considerable del LCOE de la Eólica Offshore hace que la gráfica de la Termosolar se despegue de la misma, y por lo tanto que esa reducción del CAPEX ya no la haga tan competitiva, aunque sería un problema para el futuro ya que sus costes son muy elevados y se espera una mejora de su LCOE tras el 2030.



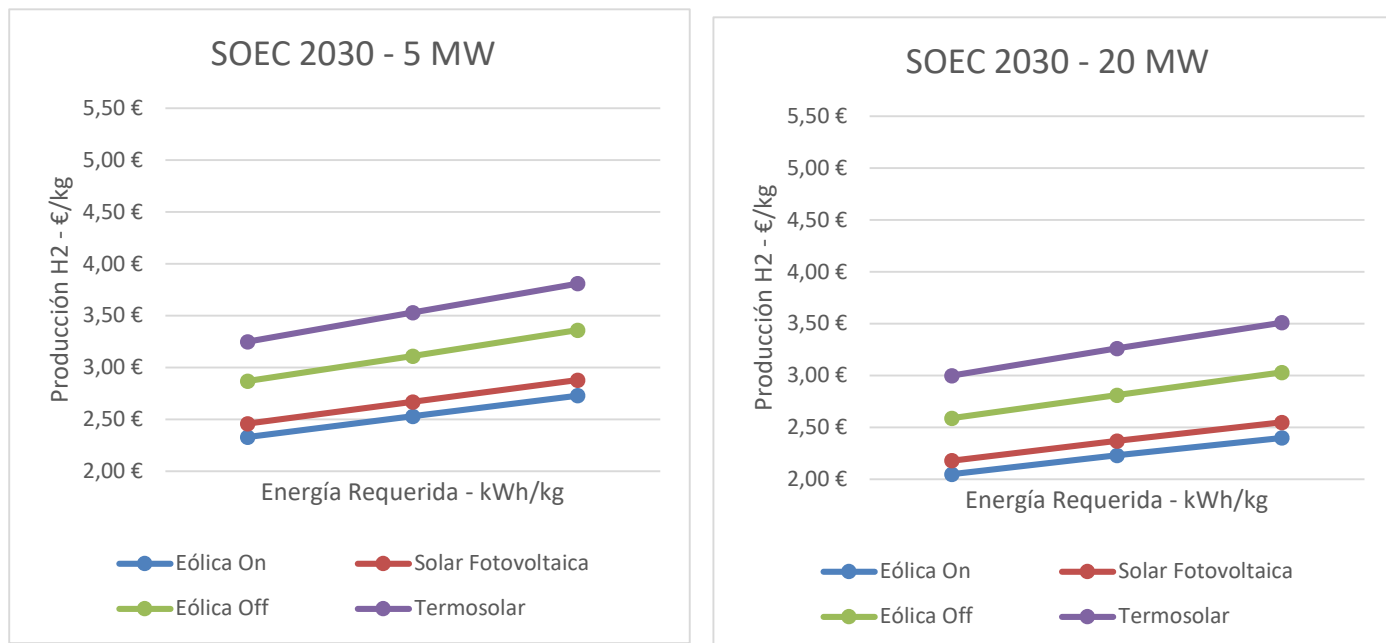


Ilustración 46. LCOH SOEC 2030 – Potencia Instalada. Elaboración propia

Dentro de los resultados que se observan en la Ilustración 47, cabe destacar que la curva de costes no sigue la misma tendencia que la curva de su CAPEX inicial, lo cual sí ocurriría en las tecnologías a baja temperatura. También a medida que el consumo de energía para generar hidrógeno es menor, la centralización de su generación explicada por la potencia instalada pierde influencia, como se observa al perder pendiente, independientemente del tipo de LCOE aplicado al cálculo.

Podemos afirmar de forma global, que la tecnología SOEC podrá llegar a ser competitiva con los costes de hidrógeno azul en los mejores escenarios, con LCOEs bajos y eficiencias altas de generación, alcanzando hasta el 86% según los datos de entrada asumidos. Estos datos también hay que ponerlos en un contexto de ser una tecnología relativamente joven incluso para el año 2030, y que ya cuente con costes normalizados incluso cercano a los 2 €/kg, hace presagiar que en el futuro a medio plazo puede ser la tecnología de referencia en la generación de hidrógeno verde.

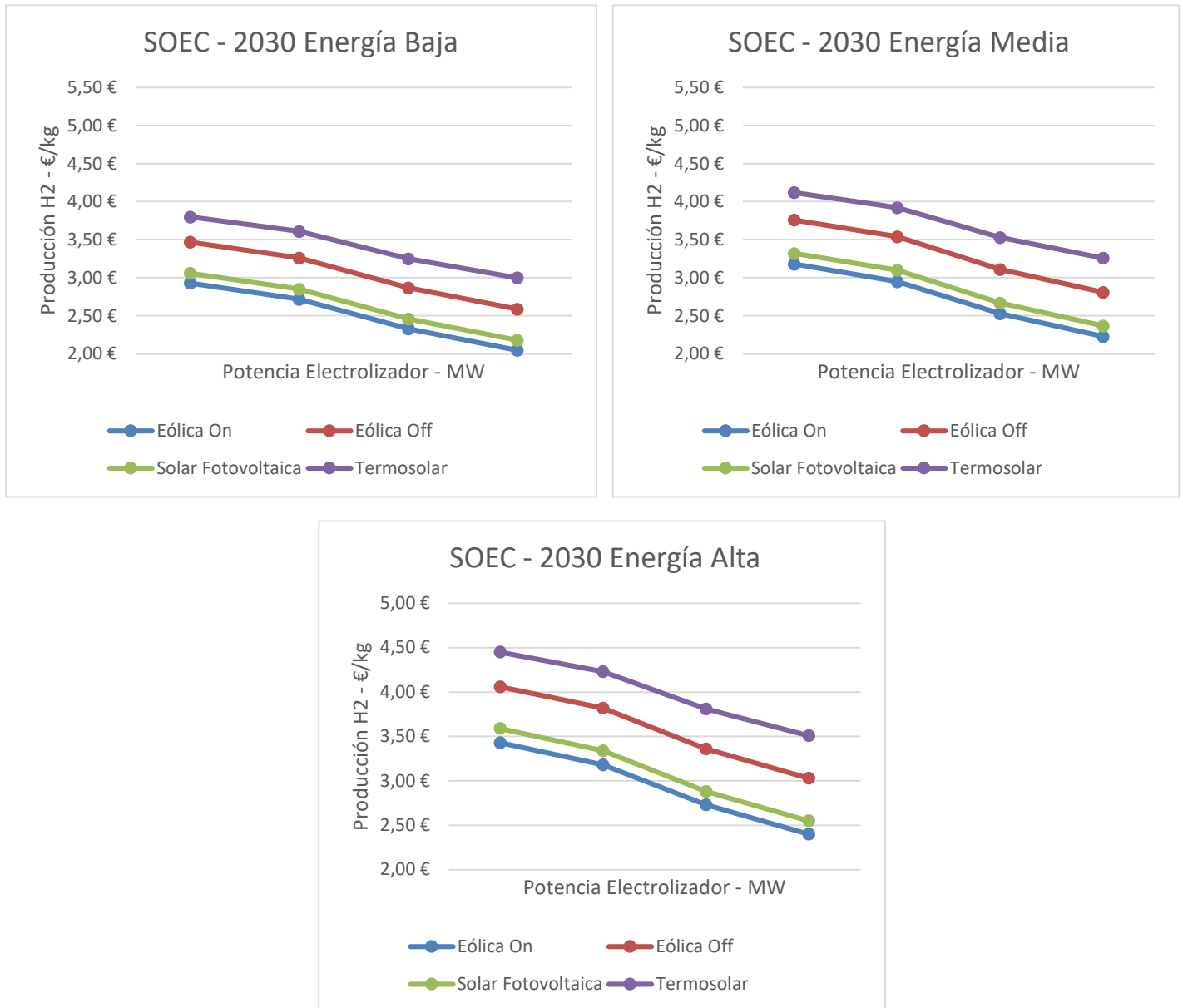


Ilustración 47. LCOH SOEC 2030 - Energía requerida. Elaboración propia

5.3 *COSTE NORMALIZADO ALMACENAMIENTO - LCOS*

En cuanto al cálculo de los resultados obtenidos de los costes normalizados de almacenamiento, como se comentó en apartados anteriores, en la actualidad el sistema

energético no presenta la capacidad de generar todavía excedentes de energía renovable que provoque que se puedan almacenar en forma de hidrógeno renovable, sin embargo en el futuro cercano esto puede ser un hecho como indica la Ilustración 48 superando el 70% de media y con picos incluso solo de generación renovable. Esta generación de excedente se podría dar de forma centralizada en determinadas plantas renovables y en un pequeño porcentaje al tener la necesidad de verter a la red la mayor cantidad de energía renovable posible para liberar al mix energético de otro tipo de fuente con emisiones. De esta forma el cálculo de LCOS se ha incluido solo en los cálculos futuros (2030) y no en la actualidad, y en un porcentaje pequeño determinado por el factor de capacidad.

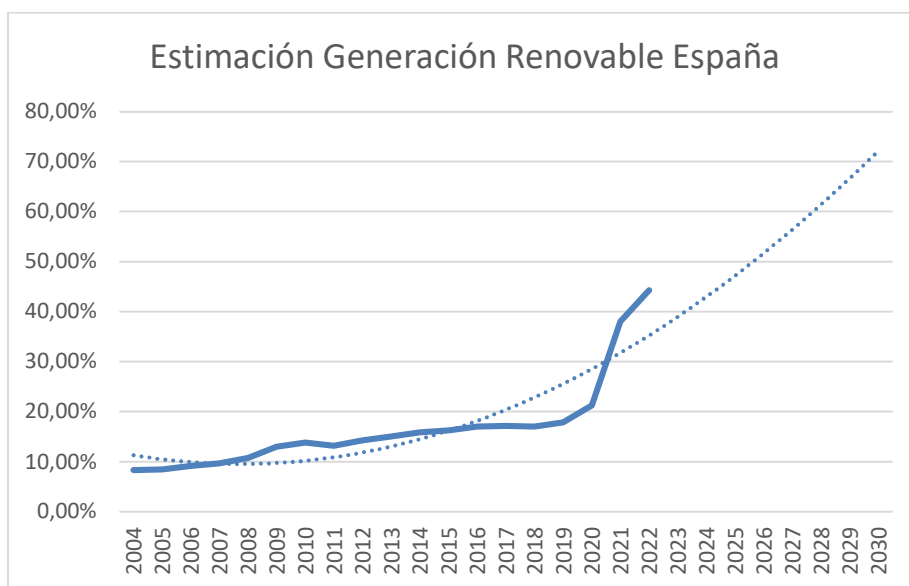


Ilustración 48. Estimación Generación renovable España. Fuente: Elaboración propia según datos REE

Por otro lado, como se conoce, no todas las tecnologías actuales de generación de hidrógeno verde son las más adecuadas. Los electrolizadores AEC presenta una respuesta lenta y difícil puesta en marcha, por lo que no podrían adecuarse al almacenamiento repentino de excedentes renovables, con lo cual en el cálculo LCOS no se ha incluido como tecnología válida. No ocurre lo mismo con la tecnología PEMEC que si se ha incluido en este estudio, por su rápida respuesta que la hace idónea por las sinergias que representa respecto a la flexibilidad de generación de energías renovables y frente a picos de generación renovable

con excedentes en etapas valles de demanda. La tecnología SOEC sí que es verdad que presenta tiempos de arranques más largos por su alta temperatura, aunque este problema se podría solventar con energías que trabajen a alta temperatura como la nuclear y termosolar. También es una tecnología reciente y no se ha probado a gran escala, sin embargo se ha querido establecer su LCOS asumiendo su viabilidad a gran escala y buena predisposición a almacenar excedentes. Cabe destacar también que la energía nuclear se ha referido sólo para el cálculo del coste de almacenamiento ya que presenta una cantidad muy grande de horas de operación (8000 horas) que haría inviable la generación de hidrógeno verde con un factor de capacidad superior al 90%, por lo tanto sólo se evalúa su uso para la tecnología SOEC que trabaja a altas temperaturas con unas sinergias entre ambas tecnologías que podría producir una rebaja del CAPEX inicial del 90%, y con un factor de capacidad reducido, por lo tanto sólo enfocado en el uso de almacenar energía gracias al hidrógeno verde.

El análisis de sensibilidad se ha hecho asumiendo un consumo de energía medio y variando el factor de carga, así como la potencia del supuesto electrolizador y el tipo de energía renovable utilizado. Las tablas utilizadas para obtener los resultados aparecen en el Anexo II como las referidas al cálculo del LCOH. Los resultados se compararán con los costes de otras tecnologías de almacenamiento para el año 2030.

5.3.1 LCOS PEMEC 2030

Según los resultados de la Ilustración 49, vemos como los LCOEs tanto de Eólica Onshore y Fotovoltaica, hace que sus costes sean muy parecidos, y solo la Eólica Offshore se desmarca de estos costes, pero no en gran medida. Para factores de capacidad muy pequeños como podría ser un 5%, que equivaldría a unas 120 horas de operación en un año, el coste de la fuente renovable pierde influencia y no marca el devenir de los costes en porcentaje, hecho que ocurre a medida que nos acercamos a mayores valores de factores de operación, donde las curvas empiezan a tomar tendencias vistas en el análisis del LCOH.

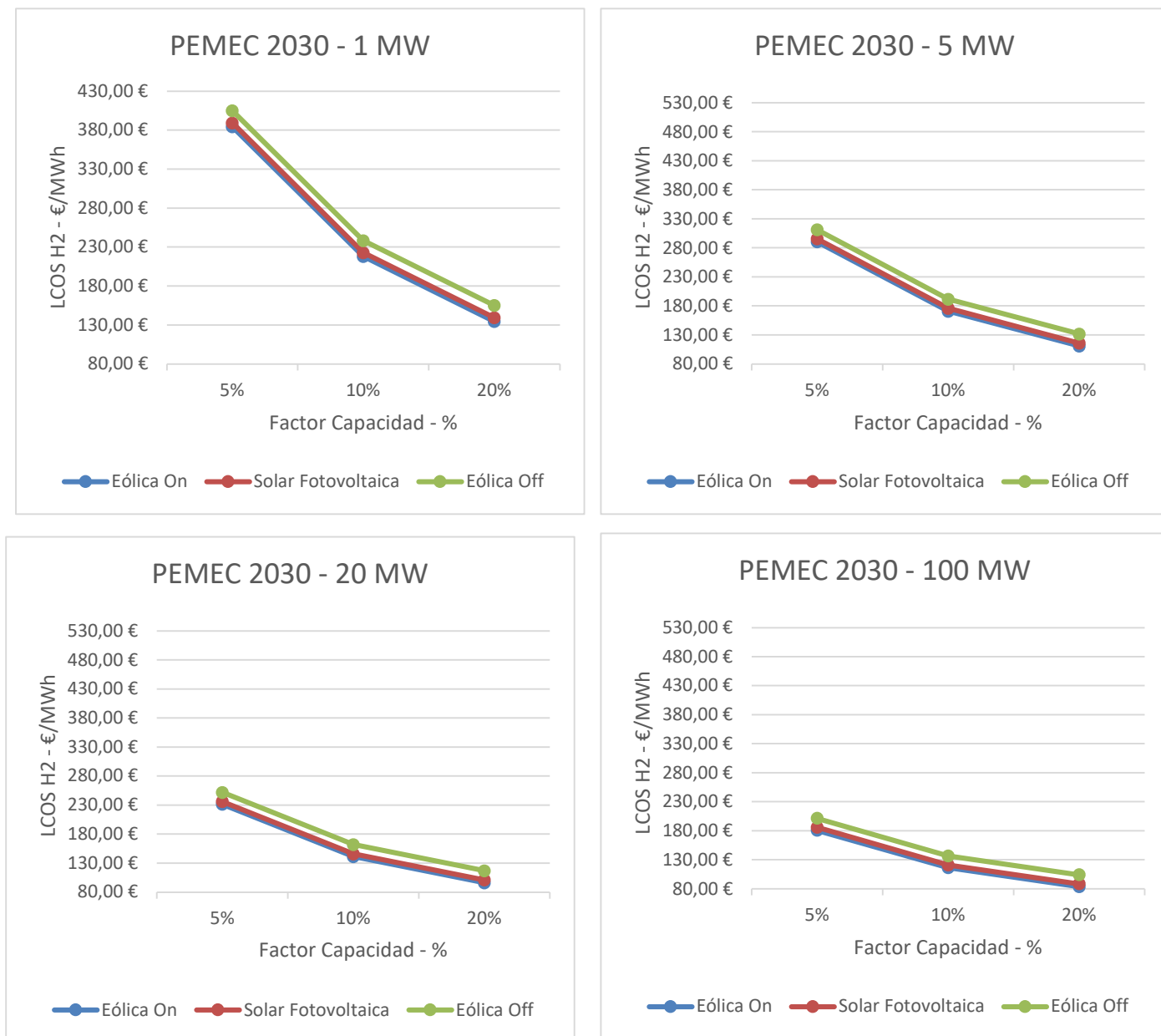


Ilustración 49. LCOS PEMEC 2030. Potencia Instalada. Elaboración propia

Para mismos factores de capacidad, el trabajar con menores valores hace que los valores de potencia sean determinantes y que una producción centralizada provoque costes mucho más bajos que una producción descentralizada, sin embargo a medida que los factores de



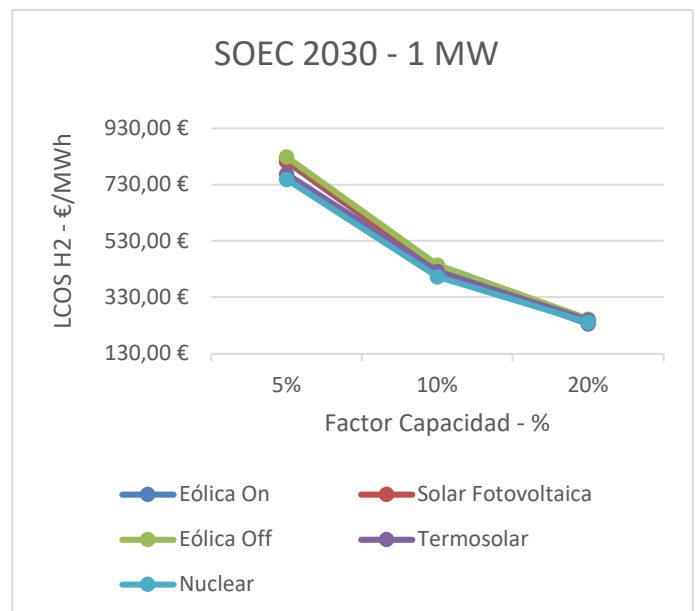
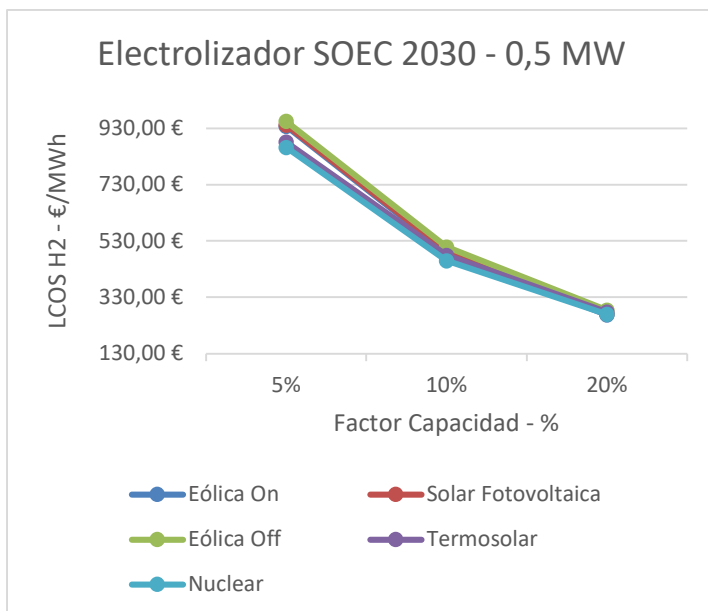
Ilustración 50. LCOS PEMEC 2030. Factor de Capacidad. Elaboración propia

capacidad aumentan, las curvas se aplanan como podemos observar, decreciendo su dependencia respecto al factor de la potencia del electrolizador.

Dentro de los resultados obtenidos, los costes hasta que los se puede llegar se encuentran por debajo de los 100 €/MWh con cantidades de almacenamiento para alta potencia cercana a los 100 GWh para el caso más favorable, con lo cual podría llegar a alcanzar valores de capacidad energética cercanos a las centrales de bombeo en el futuro, y a expensas del desarrollo de las baterías y de la capacidad de generación de fuentes renovables, podría situarse como principal fuente de almacenamiento de energía renovable.

5.3.2 LCOS SOEC 2030

Se observa de las siguientes gráficas como para menores valores de potencia instalada, el factor de capacidad es un factor clave y por lo tanto mayores valores de este provoca unos mejores costes de almacenamiento, sin embargo una generación más centralizada provoca un aplanamiento de las curvas, indicando su menor influencia aunque mayor que en el caso de la tecnología PEMEC de almacenamiento.



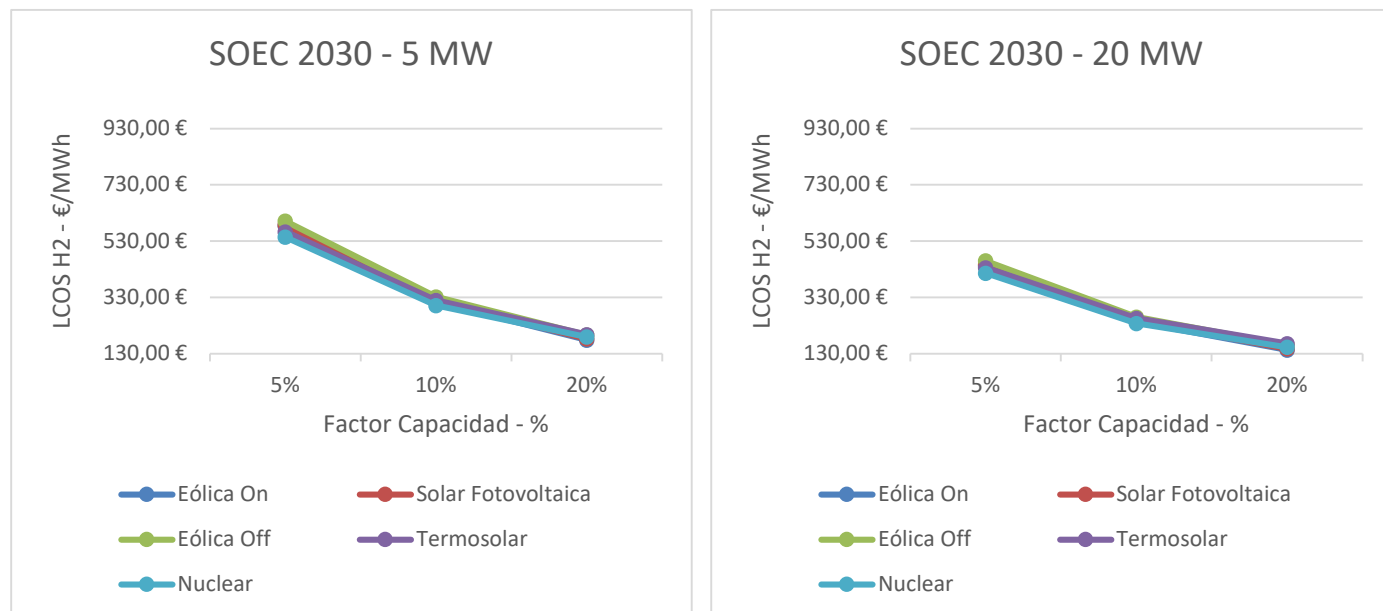


Ilustración 51. LCOS SOEC 2030. Potencia Instalada. Elaboración propia

Aparte de la influencia del factor de capacidad dependiendo de la potencia instalada, también se observa en la Ilustración 52, como las sinergias de la Termosolar y Nuclear provocan que a pequeños factores de capacidad sus costes sean más bajos que el resto de las energías renovables y que a medida que se aumenta el factor de capacidad, la curva de estos se va invirtiendo pero no alcanzan a superar en gran medida los costes con LCOE más bajos, al menos hasta un factor de capacidad del 20%. Esto además se acentúa para potencias instaladas más bajas, donde la diferencia de costes es mayor entre la Termosolar y Nuclear, y el resto utilizando bajos factores de capacidad, que para potencias más altas.

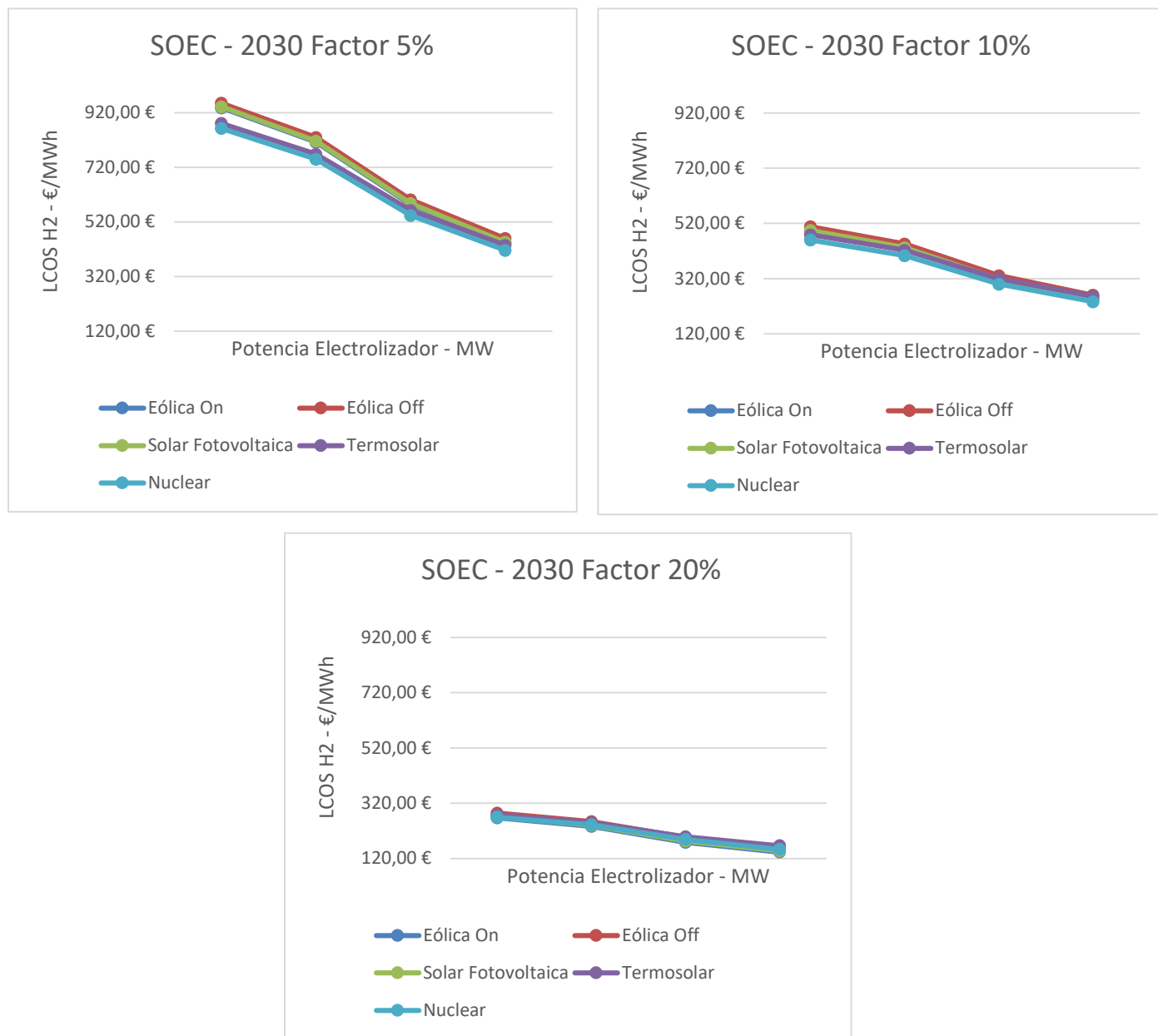


Ilustración 52. LCOS SOEC 2030. Factor de Capacidad. Elaboración propia

Como resultados globales, los costes en el mejor escenario se situarían por debajo de los 200 €/MWh debido a un menor desarrollo de la tecnología, y alcanzado los 25 GWh de almacenamiento como máximo debido a una menor potencia instalada comparada con la tecnología PEMEC.

5.4 DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Los resultados finales del estudio realizado técnico-económico se pueden poner en contexto al compararlos con el resto de las tecnologías de hidrógeno verde, en este caso las principales azul y gris, y por otro lado el estudio realizado sobre el hidrógeno verde como medio de almacenamiento con los principales elementos de almacenamiento y sus costes en el futuro, tipos de baterías y bombeo principalmente. Los LCOH del hidrógeno gris y azul se han obtenido de IEA tanto del presente como en el año 2030, y los LCOS restantes del estudio de la universidad Imperial College. Los resultados distinguen entre el tipo de tecnología de generación y si dicha generación ha sido centralizado o descentralizada.

Cabe destacar que para realizar una comparación general entre tecnologías se ha utilizado un consumo medio de energía por cada kilo de hidrógeno y un LCOE medio para cada tipo de hidrógeno verde calculado, y en el estudio de los costes de almacenamiento se ha hecho una distinción entre las energías renovables que trabajan a altas temperaturas y las renovables convencionales como son la fotovoltaica y la eólica, así como una comparación entre distintos factores de carga. Para analizar el LCOH en el año 2022, el LCOE calculado es de 58 €/MWh y para el año 2030 de 39,74 €/MWh, como resultado del cálculo promedio. Realizando el mismo promedio, el coste medio para renovables de alta temperatura el LCOE es de 52,60 €/MWh.

Se observa de la Ilustración 53 que en la actualidad los costes están lejos de ser competitivos, pero que se están acercando a esos precios de referencia del hidrógeno gris y azul. La mejor alternativa es la producción centralizada AEC como se ve, sin embargo esta tecnología para el futuro puede quedarse obsoleta por su difícil integración con las energías renovables y su intermitencia. La tecnología PEMEC presenta gran diferencia de costes entre la producción centralizada y descentralizada, lo que hace presagiar que en el futuro se apostará por aumentar esa potencia de electrolizador, y la tecnología SOEC está lejos de todas, pero su potencial la hace muy atractiva para aquellas empresas que apuesten por ella. Aunque en la gráfica los resultados se sitúen alejados del gris y azul, el hidrógeno verde ahora mismo, en

los escenarios más positivos, puede rondar costes de hidrógeno azul como 2,38 €/kg para el electrolizador PEM y 2,12 €/kg para la tecnología alcalina. El resultado general es que la transición está cada vez más cerca y que es cuestión de hacer una fuerte inversión tanto en renovables como en tecnologías de generación de hidrógeno renovable, hecho que se está produciendo, y mejorar ciertos aspectos de ésta como la potencia instalada y calidad del stack.

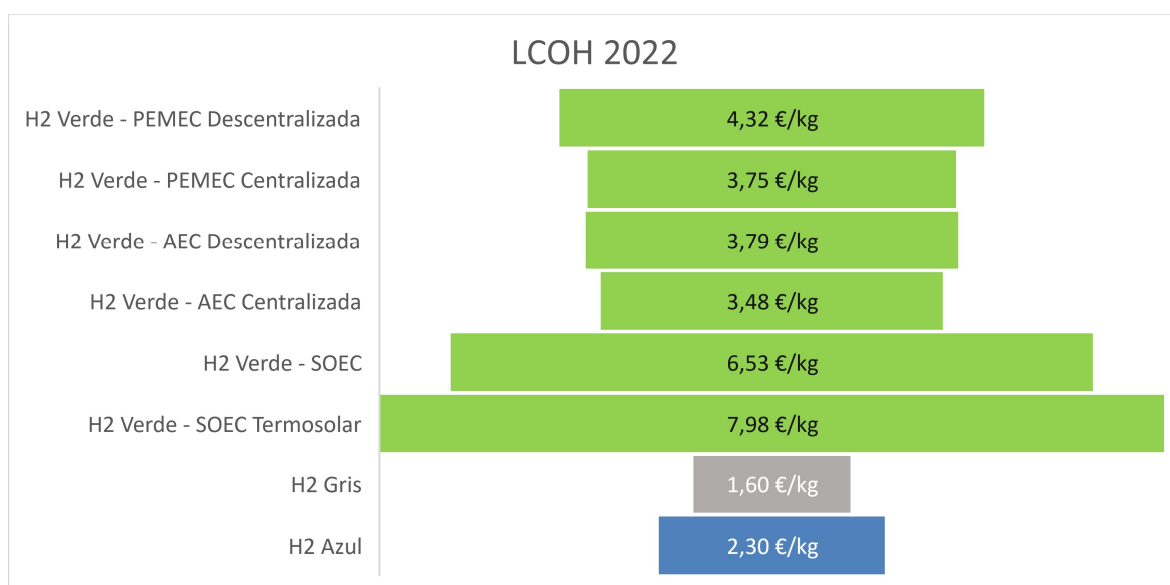


Ilustración 53. Resultados LCOH 2022. Elaboración propia

Los resultados obtenidos para el año 2030 demuestran lo antes comentado, que en cuestión de 8 o 10 años, los costes se equiparán, más aún sabiendo los impuestos que se aplicarán a las tecnologías que emitan CO₂, lo que aumentará sus costes y hará menos atractivo para las empresas el hidrógeno gris, donde se aprecia un aumento de LCOH respecto a la actualidad según IEA, no así el hidrógeno azul o de captura de emisiones que verá disminuido su coste, aunque no en gran medida.

Tanto el electrolizador PEMEC como el AEC tendrán valores muy similares al hidrógeno azul y en el mejor de los casos podrán alcanzar al hidrógeno gris, siempre que se trabaje en la generación centralizada aunque se demuestra que la diferencia de costes entre distintas potencias instaladas dentro de la misma tecnología es cada vez menor. La tecnología SOEC

por otro lado vería reducidos sus costes hasta más de la mitad, llegando a tener LCOH en sus mejores escenarios cercanos al hidrógeno azul. También cabe destacar que la tecnología SOEC aplicada a renovables a de alta temperatura tiene una buena respuesta a nivel económico y puede ser una alternativa en el futuro por sus sinergias, aunque sus costes medios todavía en el futuro se pueden encontrar alejados de las supuestas tecnologías más desarrolladas.

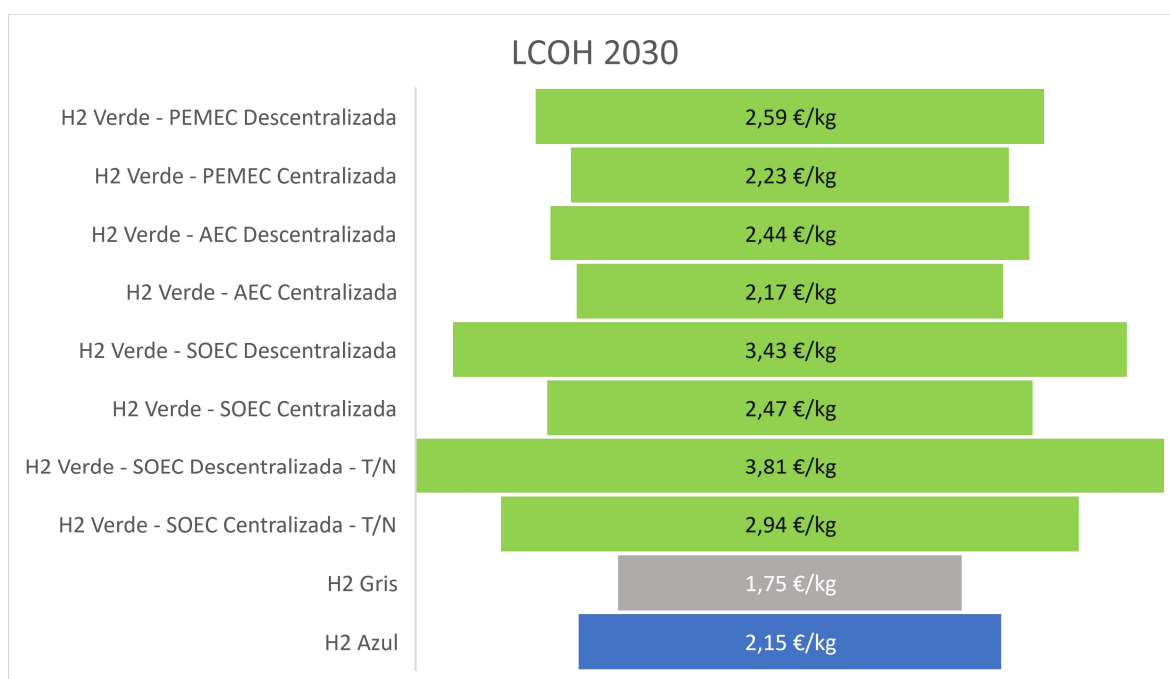


Ilustración 54. Resultados LCOH 2030. Elaboración propia.

En cuanto a los resultados medios de costes de almacenamiento en el futuro, se presenta el factor de capacidad como factor clave del encarecimiento de los costes independientemente del resto de variables tenidas en cuenta, por lo que la capacidad de generar excedentes renovables se presenta como un reto también para hacer atractivo el sector del almacenamiento. Al comparar resultados vemos como sus costes al 20% de capacidad se encuentran por debajo de las centrales de bombeo, principal energía de almacenamiento, aunque ese factor de capacidad puede ser excesivo para el año 2030, sin embargo es una muestra del potencial del hidrógeno renovable. También es de destacar la gran respuesta a nivel económico de la energía nuclear como medio de almacenamiento dando a entender que

quizás haya sido prematura la transición hacia energías renovables sin contar con la nuclear por sus bajos costes y gran capacidad de generación. Ciertamente es también que según el estudio de la universidad las baterías se presentan como solución al almacenamiento, pero lo que sitúa al hidrógeno por encima de ellas es la alta capacidad de almacenamiento del orden de GWh, capacidad a la cual no pueden llegar las baterías aunque permitan una mayor flexibilidad de almacenamiento para centrales energéticas de baja potencia o autoconsumo. En definitiva, ya para el año 2030 el hidrógeno puede ser solución siempre y cuando se generen excedentes suficientes, ya que de otro modo esos costes serían muy elevados y alejados del resto de competidores del mercado del almacenamiento.

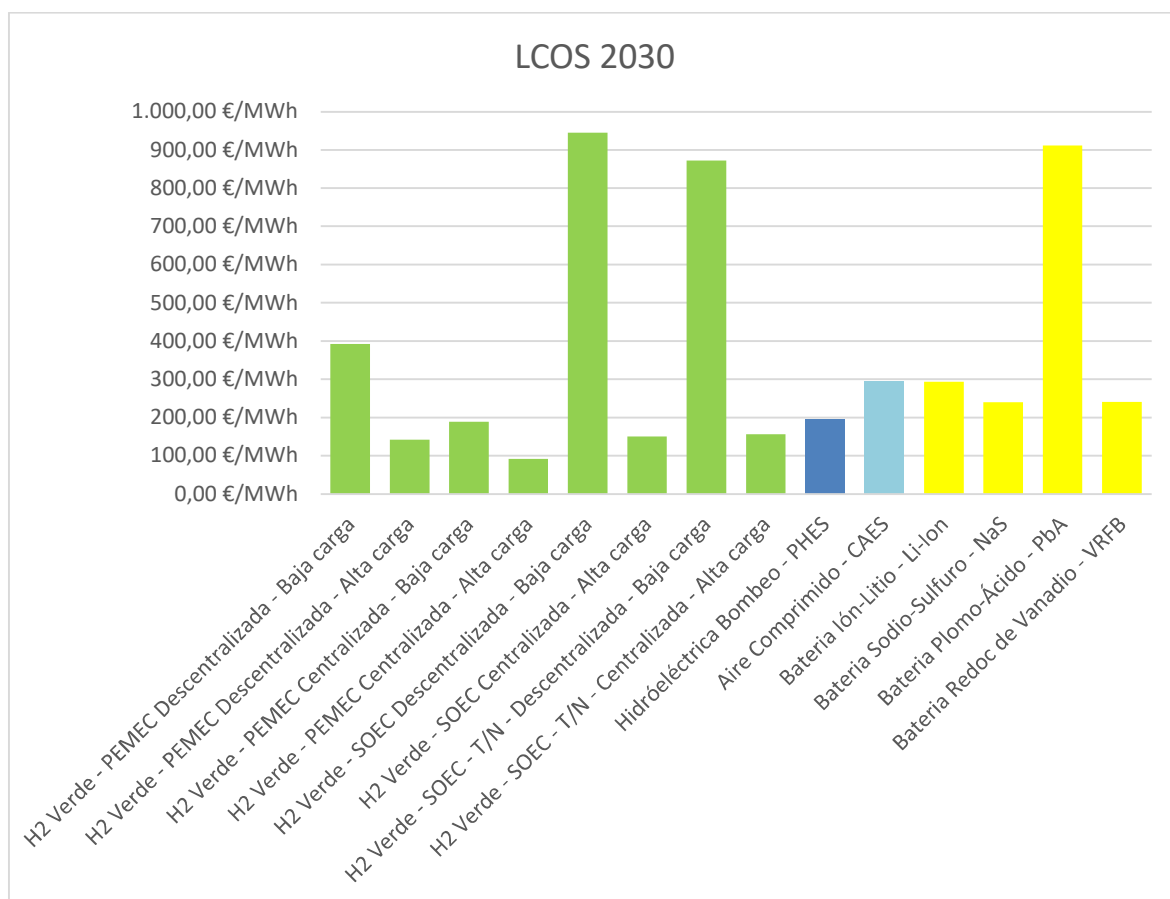


Ilustración 55. Resultados LCOS 2030. Elaboración propia

Capítulo 6. CONCLUSIONES

El hidrógeno verde presenta un potencial único de poder llegar a ser el vector energético del futuro en diversas áreas de aplicación al convertirse en la base del almacenamiento de energía eléctrica, dentro de la transición hacia la descarbonización del sector transporte y también por tener la capacidad de poder electrificar aquellas zonas donde resulta más complicado el uso de la electricidad. En este proyecto se ha hecho un análisis de las distintas tecnologías de generación de hidrógeno renovable y se ha centrado la base del proyecto en la generación, sin tener en cuenta las aplicaciones que se le puede dar y su estudio.

Los resultados que se han obtenido de este estudio centrado en los costes y de los cuales se han sacado unas conclusiones sobre cada tipo de tecnología de generación de hidrógeno renovable se presentan a continuación:

- Por un lado los electrolizadores alcalinos (AEC) empiezan a ser comparables a nivel de costes y eficiencia con los resultados del hidrógeno azul en los mejores escenarios. Para el año 2030, según los resultados obtenidos ésta tecnología podría llegar a valores de LCOH cercanos al hidrógeno gris asumiendo una subida de impuestos sobre las emisiones de CO₂. Sin embargo pese a estos datos positivos, su falta de respuesta rápida la hace una tecnología no viable para aplicaciones de almacenamiento. Cabe destacar que según el estudio actual, a mejor eficiencia los costes pierden dependencia de la potencia.
- La tecnología PEMEC ya presenta niveles de eficiencia similares al electrolizador alcalino, y sus costes ya son cercanos al mismo sobre todo a niveles de potencia elevados y bajos costes de energías renovables. A nivel de almacenamiento puede llegar a ser una tecnología puntera para el futuro por su gran capacidad energética del orden de GWh y costes inferiores, siempre y cuando su factor de capacidad sea lo suficientemente elevado que consiga abaratar la generación de hidrógeno. Para el

año 2030 llegará a ser competitivo al mismo nivel que los electrolizadores alcalinos, con una gran diferencia y es que presenta prestaciones y flexibilidad.

- La tecnología SOEC presenta unos costes muy elevados y una potencia instalada máxima muy inferior al resto de tipos de electrolizadores, del orden de 1 MW, sin embargo presenta grandes sinergias con otro tipo de renovables que actúan con altas temperaturas, que provocan reducir sus costes de inversión inicial, y por lo tanto un gran potencial en el futuro. Para el año 2030 puede llegar a competir con el hidrógeno azul en los mejores escenarios planteados y sus costes de almacenamiento son competitivos siempre y cuando sus horas de uso sean lo suficientemente altas.

Tras las conclusiones específicas de cada tecnología, se abordan unas conclusiones generales sobre la dirección que se podría tomar en un futuro de acuerdo con la estrategia de desarrollo del hidrógeno verde.

- Por un lado se ha demostrado que los principales factores que determinan el coste final es el coste normalizado de la energía de origen y también la potencia del electrolizador en cuanto que se produzca una generación más centralizada, ya que existen relaciones entre el CAPEX inicial y la potencia con una relación convexa. Estos dos factores son más relevantes que la eficiencia del stack del electrolizador, aunque si afecta en una medida aceptable cuando se dispone de una baja capacidad en MW de producción, y un aumento de eficiencia deriva en la pérdida de relevancia de la potencia. Por lo tanto el desarrollo debe ir encaminado a producir electrolizadores más potentes y energías renovables más baratas.
- En relación con el precio de las energías renovables, se ha hecho también un estudio de costes normalizados futuros de energías renovables, sobre las cuales se ha concluido que siguiendo la tendencia que tienen van a verse reducidos sus costes en gran medida.

- Siguiendo con el hilo del coste normalizado renovable, se plantea la energía nuclear como base no sólo de la descarbonización sino también como clave para la generación de hidrógeno renovable como fuente de almacenamiento. Sus costes relativamente bajos, junto con sus sinergias sobre todo con la tecnología SOEC hacen ver que quizás se haya adelantado su final, y que pueda ser base del futuro hacia la transición completamente renovable. El mix que se podría plantear en el futuro sería las renovables como base del sistema y con la nuclear como complemento, generando excedentes en tramos valle de demanda, y almacenando esa energía a través de hidrógeno verde con costes asumibles y con gran capacidad energética, basado en el análisis de sensibilidad del factor de capacidad.
- Al igual que para el coste normalizado de hidrógeno existían variables clave, en este caso el factor de capacidad o horas de uso totales es la clave para conseguir que el hidrógeno sea ese vector con tanto potencial como se ha comentado en cuanto a fuente de almacenamiento.

Capítulo 7. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Red Eléctrica de España, REE. (2020). “Las energías renovables en el sistema eléctrico español 2020.”
- [2] International Renewable Energy Agency, IRENA (2021). “Renewable capacity statistics 2021.”
- [3] SEDIGAS. Asociación Española del Gas (2020). “Tipos de gases renovables.”
<https://www.gasrenovable.org/tipos-gas-renovable/gas-sintetico/>
- [4] LumenLearning. (2021).” Introduction to Chemistry. “
<https://courses.lumenlearning.com/introchem/chapter/properties-of-hydrogen/>
- [5] GeologiaWeb. (2020). “Beneficios del Hidrógeno como combustible y energía renovable.” <https://geologiaweb.com/recursos-naturales/beneficios-hidrogeno-combustible-energia/>
- [6] Sedigas. (2020). “Informe anual 2020. El gas en España.”
- [7] UFGC, Unión Fenosa Gas Comercializadora. (2020). Newsletter – Noviembre 2020. Sector Coupling. [¿Qué es el sector ‘coupling’ y cuáles son sus beneficios? \(ufgcomercializadora.com\)](https://ufgcomercializadora.com)
- [8] Naturgy. (2020). “Sector Coupling: Una Visión para España.”
- [9] Quejido Cabezas, Alberto José. (2015). “Almacenamiento de Hidrógeno.” Centro Nacional del Hidrógeno.
- [10] González García-Conde, Antonio (2016). “Producción, Almacenamiento y Distribución de Hidrógeno.”Asociación Española del Hidrógeno.
- [11] Didion Vessels. (2018). “Hydrogen Storage Tanks: The Types, The Pitfalls, and the Solutions.” <https://didionvessel.com/hydrogen-storage-tanks/>
- [12] José R. Ares, Fabrice Leardini, Carlos Sánchez, José F. Fernández e Isabel J. Ferrer. (2019). “El Hidrógeno como Vector Energético: Mucho hecho pero casi todo por hacer”. Universidad Autónoma de Madrid.

-
- [13] Linares Hurtado, José Ignacio y Moratilla Soria, Beatriz Yolanda. (2007). “El hidrógeno y la energía”. Universidad Pontificia Comillas, ICAI.
- [14] Sigal, Agustín. (2015). Tesis Doctoral. “Abriendo los cuellos de botella de la economía del hidrógeno: Estudios de Almacenamiento y Factibilidad”. Universidad Nacional de Córdoba.
- [15] Bloomberg. (2020). “Hydrogen Economy Outlook 2020”
- [16] Gobierno de España. Marco Estratégico de Energía y Clima. (2020). “Hoja de Ruta del Hidrógeno: Una apuesta por el Hidrógeno renovable.”
- [17] J. Plou, P. Durán, J.A. Peña. (2014). “Perspectiva sobre la Producción de Hidrógeno por métodos emergentes basados en Energía Solar y Alta Temperatura”. Universidad de Zaragoza.
- [18] Lanz, Andre. (2001). “Hydrogen Fuel Cells and Related Technologies”. College of the Desert and SunLine Transit Agency, United States Federal Transit Administration (FTA).
- [19] Naturgy. (2020). “Hidrógeno: Vector energético de una economía descarbonizada”
- [20] Linares Hurtado, José Ignacio; Moratilla Soria, Beatriz Yolanda; Arenas Pinilla, Eva. (2021). “Papel del Hidrógeno Dorado en la descarbonización del sector residencial”. Universidad Pontificia Comillas, ICAI.
- [21] Clemente Jul, María del Carmen; Montes Ponce de León, Manuel; Funez Guerra, Carlos. (2010). “El Hidrógeno como Almacén Energético. Aplicación de la Pila de Combustible Polimérica”. Real Academia de Doctores de España.
- [22] Gandía, Luis; Arzamendi, Gurutze; Diéguez, Pedro. (2013). “Renewable Hydrogen Technologies: Production, Purification, Appplication and Safety”
- [23] Viviana A. Venturino, María Verónica Lare, Facundo Gras. (2016). “Caracterización de Electrolizadores”. Universidad Tecnológica Nacional
- [24] Vincent, Immanuel; Kruger, Andries; Bessarabov, Dmitri. (2018). “Hydrogen Production by water Electrolysis with an Ultrathin Anion-exchange membrane”. DST HySA Infrastructure Centre of Competence, Faculty of Engineering.

- [25] Minotti, Angelo; Esposito, Elisa. (2021). “Green H2 Production by Water Electrolysis Using Cation Exchange Membrane: Insights on Activation and Ohmic Polarization Phenomena”. Institute on Membrane Technology, CNR-ITM.
- [26] Wood, Tony; Tang, Eric. (2018). “Solid Oxide Based Electrolysis and Stack Technology with Ultra-High Electrolysis Current Density ($>3\text{A}/\text{cm}^2$) and Efficiency”. FuelCell Energy.
- [27] Gobierno de España. (2020). “Hoja de Ruta del Hidrógeno: Una apuesta por el hidrógeno renovable.”
- [28] Gobierno de España. (2020). “Marco Estratégico de Energía y Clima: Una oportunidad para la modernización de la economía española y la creación de empleo.”
- [29] Comisión Europea. (2021). “Marco sobre clima y energía para 2030.”
- [30] Comisión Europea. (2020). “Estrategia Europea del Hidrógeno”
- [31] IRENA. (2022). “Green Hydrogen Cost and Potential”
- [32] W. Short; T. Holt; D. J. Packey. (1995). “A Manual for the Economic Evaluation of Energy Efficiency”. NREL
- [33] O. Schmidt; S. Melchior; A. Hawkes; I. Staffell. (2018). “Projecting the future levelized cost of electricity storage technologies”. Imperial College London.
- [34] <https://economipedia.com/definiciones>
- [35] Martín Vaino, Juan Carlos. (2020) “Planta de Producción de Hidrógeno con Autoconsumo de Energía Solar Fotovoltaica”. Universidad Pontificia Comillas.

ANEXO I. ALINEACIÓN DEL PROYECTO CON ODS

Los objetivos de desarrollo sostenible se plantearon por Naciones Unidas con el objetivo de acabar con la pobreza, proteger el planeta y garantizar la paz entre todas las personas. Existen 17 objetivos de desarrollo sostenible, y reconocen que el desarrollo de cualquier aspecto en cualquier área debe equilibrar la sostenibilidad económica, medio ambiental y social. En este proyecto en concreto se han tratado 4, los cuales se indicarán a continuación.

Energía Asequible y No Contaminante. (ODS 7)

El desarrollo del hidrógeno verde se considera clave en la transición energética en consideración a los objetivos de emisiones cero de CO₂ propuestos por los gobiernos y organizaciones. En el futuro liderará parte de la transición liberando al mix energético de energías contaminantes y pudiendo ser respaldo a las energías renovables a través del almacenamiento de sus excedentes. De igual forma, al tener la virtud de ser un vector energético podrá ayudar a liberar al sector transporte de los combustibles en el futuro, aunque en este proyecto no se hayan considerado las aplicaciones del hidrógeno tras su generación.

Aparte, el consumo de hidrógeno en el mundo en la industria química y refinerías es elevado, y en la actualidad se basa en hidrógeno gris principalmente, por lo tanto el hidrógeno renovable viene a descarbonizar estos sectores en el futuro. Es por ello por lo que el proyecto trata de cómo resolver de forma responsable este objetivo de desarrollo sostenible, desde el aspecto económico, comparando los costes de las tecnologías de electrolizadores con los demás tipos e hidrógeno realizando un informe prospectivo de cuál puede ser su papel hasta el año 2030, y que conclusiones se pueden determinar para un desarrollo competitivo del mismo.

Acción por el Clima. (ODS 13)

Este objetivo tiene gran relación con el anterior, en base a evitar esas emisiones perjudiciales para el entorno a través de un estudio de la competitividad del hidrógeno verde en el futuro. De igual forma, el proyecto apuesta por el desarrollo de las energías renovables y tecnologías como la nuclear, sin emisiones como clave del futuro del hidrógeno verde. Esta lucha contra el cambio climático por lo tanto no solo de aborda desde el enfoque del desarrollo del hidrógeno verde, sino también desde el desarrollo de energías con cero emisiones.

Ciudades y Comunidades Sostenibles. (ODS 11)

En la actualidad la mayor parte de la población reside en las grandes áreas urbanas, y se considera que en el futuro los porcentajes crecerán, haciendo muy complicado el desarrollo sostenible y dificultando la gestión de estas áreas. Es por ello por lo que el vector hidrógeno verde puede ser base para la electrificación de zonas menos desarrolladas del mundo reduciendo la acumulación de población de las zonas urbanas. Por lo tanto el proyecto, pese a no hablar en concreto de este hecho, sí que tiene implicación indirecta con dicho ODS.

Salud y Bienestar. (ODS 3)

Las emisiones de CO₂ no solo son dañinas para nuestro planeta y capa de ozono, sino también en muchas ocasiones derivan en problemas de salud de las personas. El hidrógeno con origen fósil tiene un gran porcentaje de culpa en la actualidad, por lo tanto se ve necesario una transición hacia un origen renovable como es el hidrógeno verde.

ANEXO II. TABLAS ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

LCOH PEMEC 2022

0,5MW		Energía Requerida		
		Baja	Media	Alta
Precio Energía	Eolica On	2,91 €	3,18 €	3,45 €
	Solar	3,90 €	4,27 €	4,64 €
	Eolica Off	5,04 €	5,51 €	5,99 €
	Eficiencia	67%	61%	56%

1MW		Energía Requerida		
		Baja	Media	Alta
Precio Energía	Eolica On	2,78 €	3,04 €	3,30 €
	Solar	3,78 €	4,13 €	4,49 €
	Eolica Off	4,91 €	5,38 €	5,84 €
	Eficiencia	67%	61%	56%

5MW		Energía Requerida		
		Baja	Media	Alta
Precio Energía	Eolica On	2,54 €	2,78 €	3,02 €
	Solar	3,54 €	3,87 €	4,21 €
	Eolica Off	4,68 €	5,12 €	5,56 €
	Eficiencia	67%	61%	56%

20MW		Energía Requerida		
		Baja	Media	Alta
Precio Energía	Eolica On	2,38 €	2,60 €	2,83 €
	Solar	3,38 €	3,69 €	4,01 €
	Eolica Off	4,51 €	4,94 €	5,36 €
	Eficiencia	67%	61%	56%

LCOH PEMEC 2030

1MW		Energía Requerida		
		Baja	Media	Alta
Precio Energía	Eolica On	2,12 €	2,30 €	2,49 €
	Solar	2,27 €	2,47 €	2,67 €
	Eolica Off	2,75 €	2,99 €	3,23 €
	Eficiencia	73%	67%	62%

5MW		Energía Requerida		
		Baja	Media	Alta
Precio Energía	Eolica On	1,97 €	2,14 €	2,31 €
	Solar	2,12 €	2,31 €	2,49 €
	Eolica Off	2,60 €	2,83 €	3,06 €
	Eficiencia	73%	67%	62%

20MW		Energía Requerida		
		Baja	Media	Alta
Precio Energía	Eolica On	1,87 €	2,03 €	2,20 €
	Solar	2,02 €	2,11 €	2,37 €
	Eolica Off	2,50 €	2,72 €	2,94 €
	Eficiencia	73%	67%	62%

100MW		Energía Requerida		
		Baja	Media	Alta
Precio Energía	Eolica On	1,79 €	1,94 €	2,10 €
	Solar	1,94 €	2,11 €	2,28 €
	Eolica Off	2,42 €	2,63 €	2,84 €
	Eficiencia	73%	67%	62%

LCOS PEMEC 2030

1MW		Factor Capacidad			
		5%	10%	20%	97%
Precio Energía	Eolica On	384,38 €	218,02 €	134,53 €	69,07 €
	Solar	389,49 €	222,82 €	139,34 €	74,17 €
	Eolica Off	405,11 €	238,44 €	155,26 €	89,79 €
	kg H2 almacenados	7.884,74	15.769,49	31.538,97	No aplica
	MWh almacenados	262,56	525,12	1.050,25	No aplica
5MW		Factor Capacidad			
		5%	10%	20%	97%
Precio Energía	Eolica On	290,69 €	171,17 €	111,11 €	64,26 €
	Solar	295,80 €	175,98 €	115,92 €	69,37 €
	Eolica Off	311,41 €	191,59 €	131,83 €	84,98 €
	kg H2 almacenados	39.423,72	78.847,43	157.694,86	No aplica
	MWh almacenados	1.312,81	2.625,62	5.251,24	No aplica
20MW		Factor Capacidad			
		5%	10%	20%	97%
Precio Energía	Eolica On	231,53 €	141,44 €	96,40 €	60,96 €
	Solar	236,34 €	146,25 €	101,20 €	63,36 €
	Eolica Off	252,25 €	162,16 €	117,12 €	81,68 €
	kg H2 almacenados	157.694,86	315.389,72	630.779,44	No aplica
	MWh almacenados	5.251,24	10.502,48	21.004,96	No aplica
100MW		Factor Capacidad			
		5%	10%	20%	97%
Precio Energía	Eolica On	180,78 €	116,22 €	83,78 €	58,26 €
	Solar	185,89 €	121,02 €	88,59 €	63,36 €
	Eolica Off	201,50 €	136,64 €	104,20 €	78,98 €
	kg H2 almacenados	788.474,31	1.576.948,61	3.153.897,22	No aplica
	MWh almacenados	26.256,19	52.512,39	105.024,78	No aplica

LCOH AEC 2022

1MW		Energía Requerida		
		Baja	Media	Alta
Precio Energía	Eolica On	2,40 €	2,66 €	2,92 €
	Solar	3,36 €	3,73 €	4,11 €
	Eolica Off	4,47 €	4,97 €	5,46 €
	Eficiencia	69%	62%	56%

5MW		Energía Requerida		
		Baja	Media	Alta
Precio Energía	Eolica On	2,25 €	2,49 €	2,74 €
	Solar	3,21 €	3,57 €	3,92 €
	Eolica Off	4,32 €	4,80 €	5,28 €
	Eficiencia	69%	62%	56%

10MW		Energía Requerida		
		Baja	Media	Alta
Precio Energía	Eolica On	2,19 €	2,44 €	2,68 €
	Solar	3,16 €	3,51 €	3,86 €
	Eolica Off	4,27 €	4,74 €	5,21 €
	Eficiencia	69%	62%	56%

30MW		Energía Requerida		
		Baja	Media	Alta
Precio Energía	Eolica On	2,12 €	2,36 €	2,59 €
	Solar	3,09 €	3,43 €	3,78 €
	Eolica Off	4,20 €	4,66 €	5,13 €
	Eficiencia	69%	62%	56%

LCOH AEC 2030

1MW		Energía Requerida		
		Baja	Media	Alta
Precio Energía	Eolica On	1,99 €	2,16 €	2,33 €
	Solar	2,14 €	2,32 €	2,51 €
	Eolica Off	2,62 €	2,85 €	3,08 €
	Eficiencia	73%	67%	62%

5MW		Energía Requerida		
		Baja	Media	Alta
Precio Energía	Eolica On	1,87 €	2,03 €	2,20 €
	Solar	2,02 €	2,20 €	2,37 €
	Eolica Off	2,50 €	2,72 €	2,94 €
	Eficiencia	73%	67%	62%

30MW		Energía Requerida		
		Baja	Media	Alta
Precio Energía	Eolica On	1,78 €	1,93 €	2,09 €
	Solar	1,93 €	2,10 €	2,26 €
	Eolica Off	2,41 €	2,62 €	2,83 €
	Eficiencia	73%	67%	62%

100MW		Energía Requerida		
		Baja	Media	Alta
Precio Energía	Eolica On	1,73 €	1,89 €	2,04 €
	Solar	1,88 €	2,05 €	2,21 €
	Eolica Off	2,37 €	2,57 €	2,78 €
	Eficiencia	73%	67%	62%

LCOH SOEC 2022

0,2MW		Energía Requerida		
		Baja	Media	Alta
Precio Energía	Eolica On	6,21 €	6,79 €	7,37 €
	Solar	7,10 €	7,76 €	8,42 €
	Eolica Off	8,05 €	8,81 €	9,56 €
	Termosolar	8,32 €	9,09 €	9,87 €
	Eficiencia	78%	71%	65%

0,5MW		Energía Requerida		
		Baja	Media	Alta
Precio Energía	Eolica On	5,52 €	6,04 €	6,55 €
	Solar	6,41 €	7,01 €	7,61 €
	Eolica Off	7,36 €	8,05 €	8,74 €
	Termosolar	7,70 €	8,42 €	9,14 €
	Eficiencia	78%	71%	65%

1MW		Energía Requerida		
		Baja	Media	Alta
Precio Energía	Eolica On	5,07 €	5,55 €	6,02 €
	Solar	5,96 €	6,52 €	7,08 €
	Eolica Off	6,92 €	7,57 €	8,21 €
	Termosolar	7,29 €	7,98 €	8,66 €
	Eficiencia	78%	71%	65%

LCOH SOEC 2030

0,5MW		Energía Requerida		
		Baja	Media	Alta
Precio Energía	Eólica On	2,93 €	3,18 €	3,43 €
	Solar	3,06 €	3,32 €	3,59 €
	Eólica Off	3,47 €	3,76 €	4,06 €
	Termosolar	3,80 €	4,12 €	4,45 €
	Eficiencia	86%	79%	73%

1MW		Energía Requerida		
		Baja	Media	Alta
Precio Energía	Eólica On	2,72 €	2,95 €	3,18 €
	Solar	2,85 €	3,10 €	3,34 €
	Eólica Off	3,26 €	3,54 €	3,82 €
	Termosolar	3,61 €	3,92 €	4,23 €
	Eficiencia	86%	79%	73%

5MW		Energía Requerida		
		Baja	Media	Alta
Precio Energía	Eólica On	2,33 €	2,53 €	2,73 €
	Solar	2,46 €	2,67 €	2,88 €
	Eólica Off	2,87 €	3,11 €	3,36 €
	Termosolar	3,25 €	3,53 €	3,81 €
	Eficiencia	86%	79%	73%

20MW		Energía Requerida		
		Baja	Media	Alta
Precio Energía	Eólica On	2,05 €	2,23 €	2,40 €
	Solar	2,18 €	2,37 €	2,55 €
	Eólica Off	2,59 €	2,81 €	3,03 €
	Termosolar	3,00 €	3,26 €	3,51 €
	Eficiencia	86%	79%	73%

LCOS SOEC 2030

0,5MW		Factor Capacidad			
		5%	10%	20%	92%
Precio Energía	Eolica On	938,19 €	490,85 €	267,33 €	95,41 €
	Solar	942,39 €	495,05 €	271,23 €	99,61 €
	Eolica Off	955,60 €	508,55 €	284,73 €	112,81 €
	Termosolar	881,49 €	479,15 €	277,83 €	123,61 €
	Nuclear	862,89 €	460,25 €	269,73 €	No Aplica
	kg H2 almacenados	4.714,92	9.429,83	18.859,67	No Aplica
	MWh almacenados	157,01	314,01	628,03	No aplica
1MW		Factor Capacidad			
		1,50 €	3,00 €	6,00 €	27,60 €
Precio Energía	Eolica On	812,18 €	427,84 €	235,82 €	88,51 €
	Solar	816,38 €	432,04 €	239,72 €	93,01 €
	Eolica Off	829,58 €	445,54 €	253,23 €	106,21 €
	Termosolar	768,38 €	422,44 €	249,32 €	117,61 €
	Nuclear	749,47 €	403,54 €	241,52 €	No Aplica
	kg H2 almacenados	9.429,83	18.859,67	37.719,34	No Aplica
	MWh almacenados	314,01	628,03	1.256,05	No aplica
5MW		Factor Capacidad			
		5%	10%	20%	92%
Precio Energía	Eolica On	583,86 €	313,83 €	178,52 €	75,91 €
	Solar	588,06 €	317,73 €	182,72 €	80,11 €
	Eolica Off	601,26 €	331,23 €	196,22 €	93,31 €
	Termosolar	562,86 €	319,53 €	198,02 €	105,91 €
	Nuclear	543,95 €	300,63 €	189,02 €	No Aplica
	kg H2 almacenados	47.149,17	94.298,34	188.596,68	No Aplica
	MWh almacenados	1.570,07	3.140,13	6.280,27	No Aplica

ANEXO II. TABLAS ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

20MW		Factor Capacidad			
		5%	10%	20%	92%
Precio Energía	Eolica On	442,24 €	243,02 €	143,41 €	66,91 €
	Solar	446,44 €	247,22 €	147,31 €	71,11 €
	Eolica Off	459,95 €	260,43 €	160,82 €	84,31 €
	Termosolar	435,34 €	255,93 €	166,22 €	97,81 €
	Nuclear	416,44 €	237,02 €	152,72 €	No Aplica
	kg H2 almacenados	188.596,68	377.193,36	754.386,73	No Aplica
	MWh almacenados	6.280,27	12.560,54	25.121,08	No aplica