



COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS
INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

**APROVECHAMIENTO DEL
EXCEDENTE DE ENERGÍA
RENOVABLE MEDIANTE
HIDRÓGENO VERDE**

AUTOR: Carlos Álvarez-Novoa Herranz

Director: Julio Moreno Alonso

MADRID

Julio, 2025

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título:
**APROVECHAMIENTO DEL EXCEDENTE DE ENERGÍA RENOVABLE MEDIANTE
HIDRÓGENO VERDE**

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 24/25 es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es plagio de
otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada
de otros documentos está debidamente referenciada.

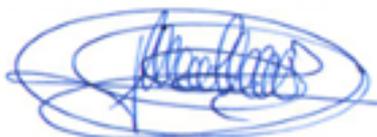
Fdo.: Carlos Álvarez-Novoa Herranz Fecha: 24/ 07/ 25



Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Julio Moreno Alonso Fecha: 27/ 07/25



APROVECHAMIENTO DEL EXCEDENTE DE ENERGÍA RENOVABLE MEDIANTE HIDRÓGENO VERDE

Autor: Carlos Álvarez-Novoa Herranz

Director: Julio Moreno Alonso

Entidad Colaboradora: ICAI-Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

En este proyecto se propone el hidrógeno verde como tecnología para aprovechar el excedente de energía renovable de nuestro país y más concretamente de Burgos. Para ello, se analizan los tipos de electrolizadores, de pila de combustible y técnicas de almacenamiento de hidrógeno disponibles en el mercado para estudiar la viabilidad del proyecto.

Palabras clave: Hidrógeno, electrólisis, cátodo, ánodo, pila de combustible, fragmentación, capacidad gravimétrica.

1. Introducción

En este trabajo se va a analizar el impacto del excedente de renovables en el sistema eléctrico español y se va a proponer como alternativa el hidrógeno verde. Para ello se van a estudiar todos los pasos para obtenerlo y como convertirlo posteriormente en electricidad.

2. Planteamiento del Problema

España es uno de los países con más generación renovable del mundo, y aunque esto es muy positivo, el uso de renovables añade restricciones que pueden comprometer el correcto funcionamiento del sistema eléctrico. Es por esto por lo que se deben desarrollar tecnologías capaces de almacenar energía y que sean sostenibles con el medio ambiente, por lo que el hidrógeno verde es muy prometedor.

3. Solución Propuesta

En este trabajo se plantea la posibilidad de emplear la energía que producen los parques eólicos y los paneles fotovoltaicos, en horas valle o cuando la demanda no es elevada (finde de semana) para producir hidrógeno a través de un electrolizador únicamente utilizando agua. Este hidrógeno podrá ser almacenado y usarse posteriormente para producir energía eléctrica cuando la demanda sea más elevada.

4. Objetivos

Aprovechamiento del excedente de energía renovable mediante hidrógeno verde

Carlos Álvarez-Novoa Herranz

Los principales objetivos de este proyecto son:

- Proponer una solución para el excedente de renovables, entendiendo el problema, las dificultades a las que nos enfrentamos y las principales causas.
- En segundo lugar, estudiar los principales electrolizadores del mercado y cuál sería el más indicado para desarrollar un proyecto de hidrógeno verde para producir energía.
- En tercer lugar, analizar el funcionamiento y la eficacia de la pila de combustible y las dificultades que presenta el almacenamiento de hidrógeno.
- En cuarto lugar, se comentará el efecto de la implantación de esta tecnología en el sistema eléctrico español, sus ventajas y desventajas. Con un análisis económico.
- Y por último, se hará una propuesta para enfocar el proyecto en Burgos y poder aprovechar las instalaciones de la central nuclear de Santa María de Garoña.

5. Descripción del sistema

El sistema propuesto está formado por parque generador de energía renovable, eólico, conectado a un electrolizador donde se produce hidrógeno verde con la energía de los parques. El hidrogeno obtenido se llevará al elemento en el que se almacenará hidrógeno, que estará conectado al electrolizador, a su vez conectado a una pila de combustible. La pila de combustible transformará la energía electroquímica del hidrógeno en electricidad que podrá ser vertida a la red.

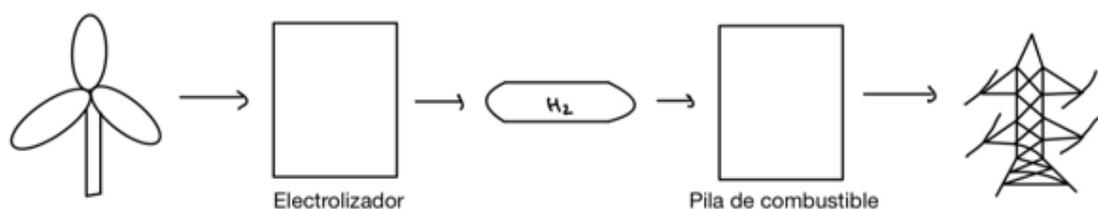


Figura 1: Descripción del sistema

6. Resultados

Tras analizar los aspectos técnicos de la electrólisis, el almacenamiento de hidrógeno y la pila de combustible, para el estudio realizado en este proyecto se han seleccionado electrolizadores de tipo alcalino, como sistema de almacenamiento se han empleado tanques de compresión a alta presión y la pila de combustible tipo PEM.

Así mismo, se ha podido comprobar como Castilla y León y en concreto Burgos, presentan características muy positivas para una instalación de hidrógeno verde que sirva como almacenamiento de energía y sea capaz de consumir energía para generar hidrógeno en horas y valle y generar energía eléctrica a partir del hidrógeno almacenado en horas pico.

En el estudio económico se ha obtenido un VAN negativo por lo que el proyecto actualmente no sería viable.

7. Conclusión

El reciente aumento de las tecnologías de generación renovable ha ocasionado la necesidad de desarrollar métodos de almacenamiento de energía. Actualmente ya se emplean algunos como la acumulación por bombeo y las baterías, pero estos representan algunas desventajas como el gran impacto medioambiental que requiere su construcción y la gran necesidad de metales como el litio, respectivamente.

El hidrógeno, conocido como hidrógeno verde si es obtenido a través de energía renovable se plantea como una gran solución a este problema gracias a su alta energía contenida por masa. Sin embargo, la ligereza de este elemento dificulta mucho almacenamiento. Tras el estudio técnico y económico se ha llegado a la conclusión de que actualmente esta tecnología no es viable económicamente al igual que ocurría con la energía eólica y solar hace unos años. Es por esto por lo que sin el uso de subvenciones económicas no sería posible su implantación.

Bibliografía

C. M. Kalamaras and A. M. Efstathiou. “Hydrogen Production Technologies: Current State and Future Developments”. Conference Papers in Science 2013, Article ID 690627, (2013). <https://doi.org/10.1155/2013/690627>

A. Pino. Aprovechamiento de recursos energéticos renovables no integrables en la red eléctrica. Capítulo 2. El caso de la producción de Hidrógeno. Escuela Superior de Ingenieros. Universidad Politécnica de Sevilla (2008).

Hydrogen generation in Europe: Overview of costs and key benefits. European Comision. Julio 2020.

M. Sánchez. Desarrollo y validación de un modelo de sistemas de electrolisis alcalina para la producción de hidrógeno a partir de energías renovables. Tesis Doctoral. UPM (2020).

J. García. “Pilas de combustible. Parte I: Conceptos y estado tecnológico”. Máster en Energías Renovables y Mercado Energético. EOI. 2014.

Green Hydrogen Storage in an Underground Cavern: A Case Study in Salt Diapir of Spain. Valle-Falcones, L.M., Grima-Olmedo, C., Mazadiego-Martínez, L.F., Eguilior-Díaz, S., Rodríguez-Pons, R. Applied Sciences (Switzerland), 2022, 12(12), 6081. <https://doi.org/10.3390/app12126081>

UTILIZATION OF RENEWABLE ENERGY SURPLUS THROUGH GREEN HYDROGEN

Author: Carlos Álvarez-Novoa Herranz

Advisor: Julio Moreno Alonso

PROJECT SUMMARY

This project proposes green hydrogen as a technology to take advantage of the renewable energy surplus in our country, specifically in Burgos. To this end, the types of electrolyzers, fuel cells, and hydrogen storage techniques available on the market are analyzed to study the feasibility of the project.

Keywords: Hydrogen, electrolysis, cathode, anode, fuel cell, fragmentation, gravimetric capacity.

1. Introduction

This work analyzes the impact of renewable energy surplus on the Spanish electrical system and proposes green hydrogen as an alternative. All the steps to obtain it and subsequently convert it into electricity will be studied.

2. Problem Statement

Spain is one of the countries with the highest renewable energy generation in the world. Although this is very positive, the use of renewables adds restrictions that can compromise the proper functioning of the electrical system. Therefore, technologies capable of storing energy and that are environmentally sustainable must be developed, making green hydrogen very promising.

3. Proposed Solution

This work considers the possibility of using the energy produced by wind farms and photovoltaic panels during off-peak hours or when demand is low (weekends) to produce hydrogen through an electrolyzer using only water. This hydrogen can be stored and later used to generate electricity when demand is higher.

4. Objectives

The main objectives of this project are:

- To propose a solution for renewable surplus by understanding the problem, the difficulties faced, and the main causes.
- To study the main electrolyzers on the market and identify which is best suited to develop a green hydrogen project for energy production.

To analyze the operation and efficiency of fuel cells and the challenges presented by hydrogen storage.

- To discuss the impact of implementing this technology on the Spanish electrical system, including its advantages and disadvantages.
- Finally, to propose an approach focusing on Burgos to take advantage of the facilities of the Santa María de Garoña nuclear power plant.

5. System Description

The proposed system consists of a renewable energy generation park—either wind or photovoltaic—connected to an electrolyzer where green hydrogen is produced using the energy from the parks. The obtained hydrogen is sent to a storage unit, which is connected to the electrolyzer and a fuel cell. The fuel cell converts the electrochemical energy of hydrogen into electricity, which can be fed into the grid.

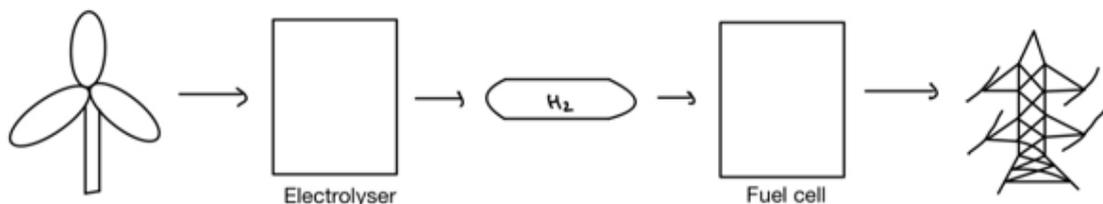


Figura 2: System description

6. Results

After analyzing the technical aspects of electrolysis, hydrogen storage, and fuel cells, alkaline electrolyzers have been selected for the study carried out in this project. High-pressure compression tanks were used as the storage system, and a PEM-type fuel cell was chosen.

Likewise, it has been confirmed that Castilla y León, and specifically Burgos, present very favorable conditions for installing a green hydrogen facility that serves as an energy storage system—capable of consuming electricity to produce hydrogen during off-peak hours, and later using that hydrogen to generate electricity.

In the economic analysis, a negative Net Present Value (NPV) was obtained, meaning that the project is currently not financially viable.

7. Conclusion

The recent rise in renewable generation technologies has led to the need to develop energy storage methods. Some options are already in use, such as pumped hydro storage and batteries, but these present certain

disadvantages, such as the significant environmental impact of construction and the high demand for metals like lithium, respectively.

Hydrogen, known as green hydrogen when produced using renewable energy, is proposed as a promising solution to this issue due to its high energy content per unit of mass. However, the lightness of this element makes storage particularly challenging.

Following the technical and economic analysis, it has been concluded that this technology is not currently economically viable—similar to what happened with wind and solar energy a few years ago. For this reason, its implementation would not be possible without financial subsidies.

Bibliography

C. M. Kalamaras and A. M. Efstathiou. “Hydrogen Production Technologies: Current State and Future Developments”. Conference Papers in Science 2013, Article ID 690627, (2013). <https://doi.org/10.1155/2013/690627>

A. Pino. Aprovechamiento de recursos energéticos renovables no integrables en la red eléctrica. Capítulo 2. El caso de la producción de Hidrógeno. Escuela Superior de Ingenieros. Universidad Politécnica de Sevilla (2008).

Hydrogen generation in Europe: Overview of costs and key benefits. European Comision. Julio 2020.

M. Sánchez. Desarrollo y validación de un modelo de sistemas de electrolisis alcalina para la producción de hidrógeno a partir de energías renovables. Tesis Doctoral. UPM (2020).

J. García. “Pilas de combustible. Parte I: Conceptos y estado tecnológico”. Máster en Energías Renovables y Mercado Energético. EOI. 2014.

Green Hydrogen Storage in an Underground Cavern: A Case Study in Salt Diapir of Spain. Valle-Falcones, L.M., Grima-Olmedo, C., Mazadiego-Martínez, L.F., Eguilior-Díaz, S., Rodríguez-Pons, R. Applied Sciences (Switzerland), 2022, 12(12), 6081. <https://doi.org/10.3390/app12126081>

Tabla de contenido

Lista de figuras	12
Lista de tablas	13
1. Introducción	14
2. Situación actual del sistema eléctrico	14
2.1 Seguridad energética	14
2.2 Eficiencia económica	14
3. Excedente de renovables	16
4. Hidrógeno.....	23
5. Electrolisis.....	26
5.1 Electrólisis del agua	27
5.2 Electrolisis a baja temperatura	28
5.3 Electrólisis a alta temperatura	28
5.4 Comparativa electrólisis	29
5.5 Electrolizadores alcalinos	30
5.5.1 Componentes:.....	30
5.5.2 Sistemas auxiliares	32
6. Almacenamiento hidrógeno	32
6.1 Almacenamiento de hidrógeno a pequeña escala.....	33
6.1.1 Tanques a temperatura ambiente	33
6.1.2 Licuefacción de hidrógeno	34
Fragilización por hidrógeno	34
6.2. Almacenamiento a gran escala.....	35
6.2.1 Gasómetros.....	35
6.2.2 Cavidades subterráneas.....	35
7. Transporte de hidrógeno	36
7.1 Tuberías	36
7.2 Por carretera:.....	36
7.3 Por mar	36
8. Pila de combustible.....	37

Aprovechamiento del excedente de energía renovable mediante hidrógeno verde

Carlos Álvarez-Novoa Herranz

8.1	Introducción	37
8.2	Historia pila de combustible	37
8.3	Funcionamiento	38
8.4	Tipos de pilas de combustible	39
8.4.1	Pilas de baja temperatura	39
8.4.2	Pilas de alta temperatura	40
8.5.	Análisis PEM	41
8.5.1	Pérdidas	42
9.	Caso práctico	44
9.1	Estado del arte energía renovable Catilla León y Burgos	44
9.1.2	Mega parque solar en Burgos	44
9.1.2	Central hidroeléctrica reversible en Burgos	45
9.1.3	Caverna subterránea para almacenamiento hidrógeno	46
9.2	¿ Porque es una buena localización para el proyecto?.....	47
10.	Análisis económico	48
10.1	Equipos necesarios	48
10.1.1	Electrolizador.....	49
10.1.2	Bomba de agua	50
10.1.3	Instalación para bombear el electrolito	51
10.1.4	Tanques de almacenamiento de hidrógeno	52
10.1.5	Pila de combustible.....	53
10.2	Costes de la inversión	54
10.3	Costes de operación	55
10.4	Valor actual neto	58
11.	Conclusión.....	59
	Bibliografía	61

Lista de figuras

Figura 1: Descripción del sistema	4
Figura 2: System description.....	8
Figura 3: Distribución de la emisión de CO ₂ en España en el año 2021	15
Figura 4: Gráfica potencia instalada nacional a julio de 2025 (%).....	16
Figura 5: Negociación por tecnologías 17 de enero de 2025	17
Figura 6: Central de bombeo Cortes-Muela	18
Figura 7: Batería de la planta de hidrógeno verde de Puertollano (Ciudad Real) ..	19
Figura 8: Infografía funcionamiento planta hidrógeno verde Puerto Llano.....	20
Figura 9: Negociación por tecnologías 28 de abril de 2025.	20
Figura 10: Producción de hidrógeno mundial en 2018.....	26
Figura 11: Esquema electrólisis del agua	27
Figura 12: Electrolizador en configuración monopolar (izq) y en configuración bipolar (dcha)	31
Figura 13: Tanque de hidrógeno	35
Figura 14: Pila de combustible PEM	41
Figura 15: Curva de polarización pila de combustible PEM	42
Figura 16: Mapa diseño central hidráulica reversible	46
Figura 17: Despacho por tecnologías del 3 de junio al 8 de junio de 2025	48
Figura 18: Atmospheric Alkaline Electrolyser.....	49
Figura 19:Pila de combustible PEM zzSMRT	54
Figura 20: Precio del mercado del día 22 de junio de 2025	57
Figura 21: Precios de la energía 20 de enero de 2025	58

Lista de tablas

Tabla 1: Equivalencias de hidrógeno	23
Tabla 2: Comparativa propiedades gases	24
Tabla 3: Balances termodinámicos para la reacción de la electrólisis a 1 atm para diferentes temperaturas	28
Tabla 4: Tabla comparativa tipos de electrólisis	30
Tabla 5: Características de los tipos de tanques empleados en el almacenamiento de hidrógeno.....	34
Tabla 6: Coste de los equipos.....	55
Tabla 7: Amortización de equipos	55
Tabla 8: Costes normalizado	57

1. Introducción

En este proyecto se propone el uso de hidrógeno verde como solución al excedente de renovables en España, concretamente en Burgos. Para ello se va a estudiar la problemática que ocasionan los excedentes de renovables y los procedimientos para obtener hidrógeno y posteriormente convertirlo en electricidad, desde la electrólisis, pasando por el almacenamiento, el transporte y finalmente las características de la pila de combustible.

También se realizará un análisis de porque Burgos puede ser una buena localización para situar el proyecto. Por último, se realizará un estudio económico para analizar la viabilidad del proyecto.

2. Situación actual del sistema eléctrico

El desarrollo de un sistema eléctrico sostenible es una de las grandes preocupaciones que existen en la actualidad. Para que pueda llevarse a cabo se debe de tener en cuenta los siguientes 3 principios fundamentales: seguridad energética, eficiencia económica y respeto al medio ambiente.

2.1 Seguridad energética

La seguridad energética está estrechamente relacionada con la dependencia energética. Actualmente la mayor parte de los países exportan combustibles fósiles están bajo tensiones geopolíticas. Con el estallido de la guerra entre Ucrania y Rusia el sector eléctrico europeo pasó por una gran crisis debido a la subida de precios. Cerca del 80 % del gas ruso destinado a los países europeos es transportado por gasoductos a través de Ucrania, por lo que muchos países se quedaron sin suministro y tuvieron que recurrir a otros métodos de obtención de energía. Por este motivo a nivel internacional se ha considerado el reto de diversificar la mezcla de energía.

Las energías renovables contribuyen a la disminución de la dependencia ya que son autóctonas, es decir, se aprovecha el recurso allí donde se encuentra. Sin embargo, presentan la desventaja de no ser gestionables, su suministro no puede asegurarse en todo momento, por lo que necesitan el respaldo de otras tecnologías.

2.2 Eficiencia económica

Actualmente las energías renovables son muy competentes económicamente, pero esto no ha sido así desde el inicio. Gracias a subvenciones se han podido desarrollar tecnologías como la generación eólica y fotovoltaica. Hace unos años,

un porcentaje de la factura de la luz estaba destinado para que las centrales de energía recuperasen su inversión. El Real Decreto 436/2004 y el RD 661/2007 establecieron primas muy atractivas para las instalaciones fotovoltaicas, llegando hasta 0,44 €/kWh, con el objetivo de promover el desarrollo del sector. Esto impulsó una expansión significativa entre 2007 y 2008.

Sin embargo, estos esfuerzos tienen su fundamento en los beneficios adicionales que las renovables aportan al sector, como alcanzar emisiones nulas de gases de efecto invernadero y la disminución de la dependencia energética.

Medio ambiente

La discusión sobre el Calentamiento Global que se viene dando en la sociedad desde hace varios lustros ha llevado a las instituciones a establecer medidas en contra de la emisión de gases de efecto invernadero. En el sector energético español el desarrollo de las energías renovables, principalmente los parques eólicos y los parques de paneles fotovoltaicos han permitido disminuir considerablemente las emisiones.

3.

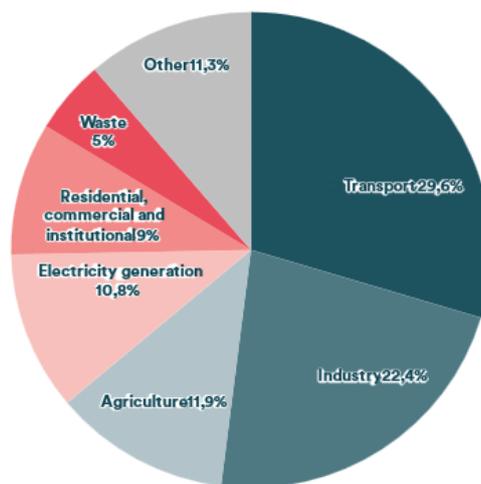


Figura 3: Distribución de la emisión de CO₂ en España en el año 2021

En la Figura 13 se puede observar que el porcentaje de emisión de CO₂ del sector de generación eléctrica respecto a los demás sectores era únicamente del 10,8 %, mientras que en 2007 era del 24,3 %. Por lo que se puede concluir que la descarbonización y la disminución de emisiones nocivas para el medio ambiente en el sector eléctrico se está llevando a cabo satisfactoriamente, tanto es así que como se aprecia en la Figura 6, el día 28 de abril de 2025 no había ninguna tecnología que emitiese gases contaminantes como los ciclos combinados o las centrales de carbón.

A pesar de que es importante reducir las emisiones cabe destacar que las centrales de ciclo combinado y las centrales de carbón siguen teniendo un papel importante en el sector. Fueron claves en la restauración de la red durante el apagón, aportan inercia al sistema y al ser tecnologías gestionables permiten ser usadas en cualquier momento. Es por esto, por lo que, aunque es positivo que su uso se vaya reduciendo, es importante no abandonarlas del todo hasta que se encuentre una tecnología con características similares.

3. Excedente de renovables

El excedente de renovables es la energía renovable generada que no puede ser aprovechada o inyectada a la red eléctrica.

Este fenómeno se produce debido al exceso de producción, la falta de capacidad de almacenamiento, las limitaciones de la red eléctrica y las restricciones regulatorias o técnicas.

Aunque actualmente existen muchas tecnologías generadoras de energías renovables, para este trabajo se va a analizar únicamente el impacto de la energía solar y la energía eólica, ya que, son las que más capacidad tienen en el sistema, como se puede ver en la Figura 1.

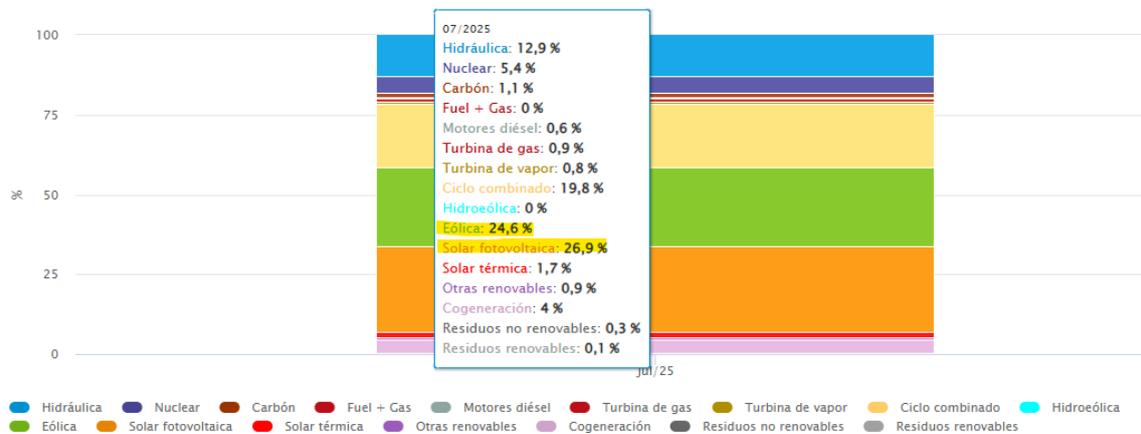


Figura 4: Gráfica potencia instalada nacional a julio de 2025 (%)

A continuación, se va a explicar con ejemplos las causas mencionadas anteriormente:

En primer lugar, se ha comentado el exceso de producción, esto es debido a que la solar fotovoltaica es, con 32.043 MW, la tecnología con más MW de capacidad de producción en nuestro país tras ponerse por delante de la eólica (32.007 MW), según las cifras que ofrece Red Eléctrica en sus diferentes plataformas de datos.

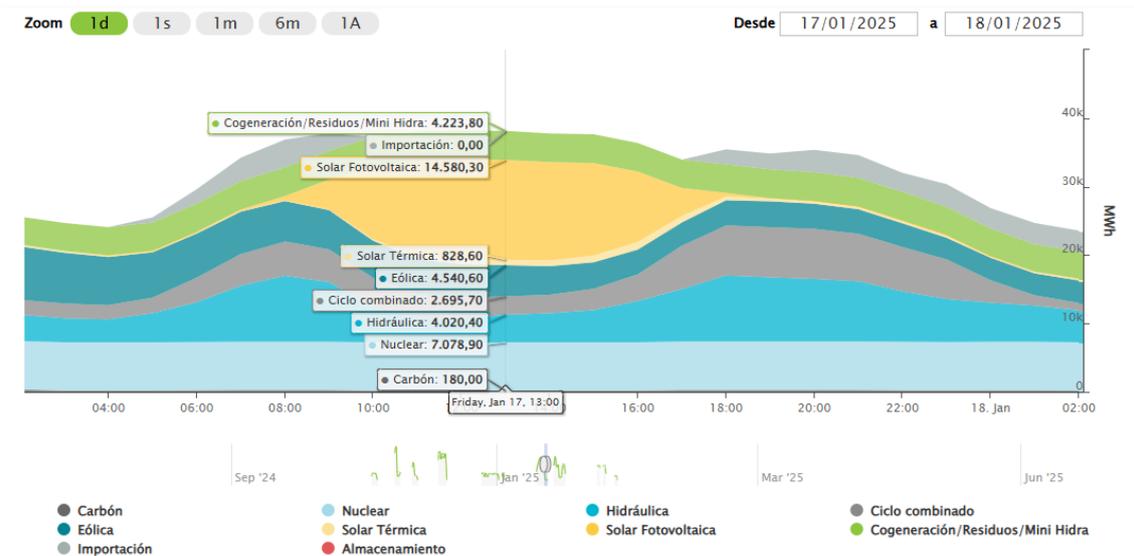


Figura 5: Negociación por tecnologías 17 de enero de 2025

En la Figura 2 se puede observar la negociación por tecnologías del día 17 de enero de 2025, donde la energía solar fotovoltaica producía 14.580,3 MW y la eólica 4.540,6 MW, muy lejos de la capacidad instalada para cada tecnología.

Esta diferencia puede deberse a una gran variedad de factores como la meteorología, precios de entrada al mercado, restricciones del mercado o incluso que algunas de las instalaciones estén en mantenimiento y no puedan ser utilizadas en ese momento, pero aun teniendo todo esto en cuenta, la energía de origen renovable que se consume es menor a la que se produce y mucho menor a la que se podría producir, dando lugar a excedentes de energía limpia.

La falta de capacidad de almacenamiento también es uno de los problemas a los que es necesario hacer frente para frenar el vertido de renovables y poder sacar el máximo partido de estas tecnologías. Según un informe del año 2024 de REE, España cuenta con una potencia instalada de almacenamiento de 3.356 MW, lo que queda muy lejos de los aproximadamente 64.000 MW de energía renovable instalada. En este informe, Red Eléctrica incluía por primera vez magnitudes de almacenamiento energético como las baterías o el bombeo, dos tecnologías que optimizan la integración de la generación renovable y permiten la devolución posterior de energía al sistema.

Actualmente algunas de las tecnologías empleadas para el almacenamiento son :

- Almacenamiento hidroeléctrico por bombeo: se emplea el agua como medio de almacenamiento. En horas valle se bombea agua a un embalse elevado y luego se turbinan para generar energía en horas de alta demanda. Actualmente esta tecnología cuenta con 3331 MW de potencia instalada. En la Figura 3 se muestra una imagen de la central de bombeo Cortes-La

Muela, la mayor central de bombeo de Europa. Con capacidad de 1.762 MW en turbinación y 1.293 MW en bombeo. La energía generada por estas instalaciones es considerada energía renovable, sus principales ventajas son que permiten un almacenamiento a gran escala, con una eficiencia muy elevada, una velocidad de respuesta muy rápida y aportan inercia al sistema eléctrico. Las principales desventajas que presentan las centrales de almacenamiento eléctrico por bombeo son el elevado impacto ambiental, la elevada inversión necesaria y que dependen de la climatología, siendo más utilizadas en épocas lluviosas que en épocas secas .



Figura 6: Central de bombeo Cortes-Muela

- Baterías: generalmente de iones de litio, se plantean como una muy buena solución a corto y mediano plazo. Actualmente se utilizan principalmente es sistemas residenciales teniendo una potencia instalada de 23 MW según el boletín oficial de junio 2025. Además, hay numerosos proyectos de baterías en espera de conexión, que suman más de 22.000 MW. Estos proyectos, si se materializan, podrían igualar la capacidad de almacenamiento que el gobierno español busca tener conectada a la red para 2030.

Las principales ventajas de las baterías son que la eficiencia es muy elevada (90-95%) , se pueden instalar en módulos pequeños o grandes y que tienen una respuesta rapidísima, lo que puede ser muy útil para servicios de estabilización de la frecuencia. Sin embargo, aunque cada vez su precio es menor todavía no son competitivas y su implantación ha sido

debatida socialmente debido al elevado impacto medioambiental de los metales necesarios para fabricarlas y el riesgo de incendio que presentan.



Figura 7: Batería de la planta de hidrógeno verde de Puertollano (Ciudad Real)

- Aire comprimido: similar al almacenamiento hidroeléctrico por bombeo, pero en vez de utilizar agua, se utiliza aire. En horas de exceso de energía se comprime aire, que es almacenado para posteriormente hacerlo pasar una turbina que convierta toda la energía contenida en electricidad. Existen algunos proyectos en desarrollo de esta tecnología en Tenerife y en Málaga, pero todavía no están en uso en España para el almacenamiento de energía a gran escala.
- Pilas de combustible de hidrógeno: es la tecnología que se va a debatir en este trabajo, ya empleada en España para usos industriales, la más destacada se encuentra en Puerto Llano (Ciudad Real) y pertenece a Iberdrola. Está integrada por una planta solar fotovoltaica de 100 MW, un sistema de baterías de ion-litio con una capacidad de almacenamiento de 20 MWh y uno de los mayores sistemas de producción de hidrógeno mediante electrólisis del mundo (20 MW).

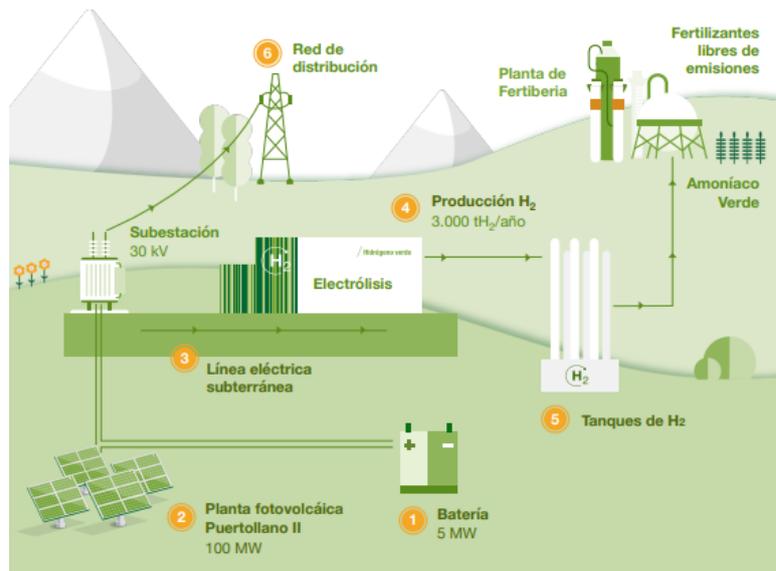


Figura 8: Infografía funcionamiento planta hidrógeno verde Puerto Llano.

Como se comenta al inicio del trabajo, otro de los problemas a los que se tiene que hacer frente para eliminar el vertido de renovables son los límites de la red y las restricciones técnicas de la misma.

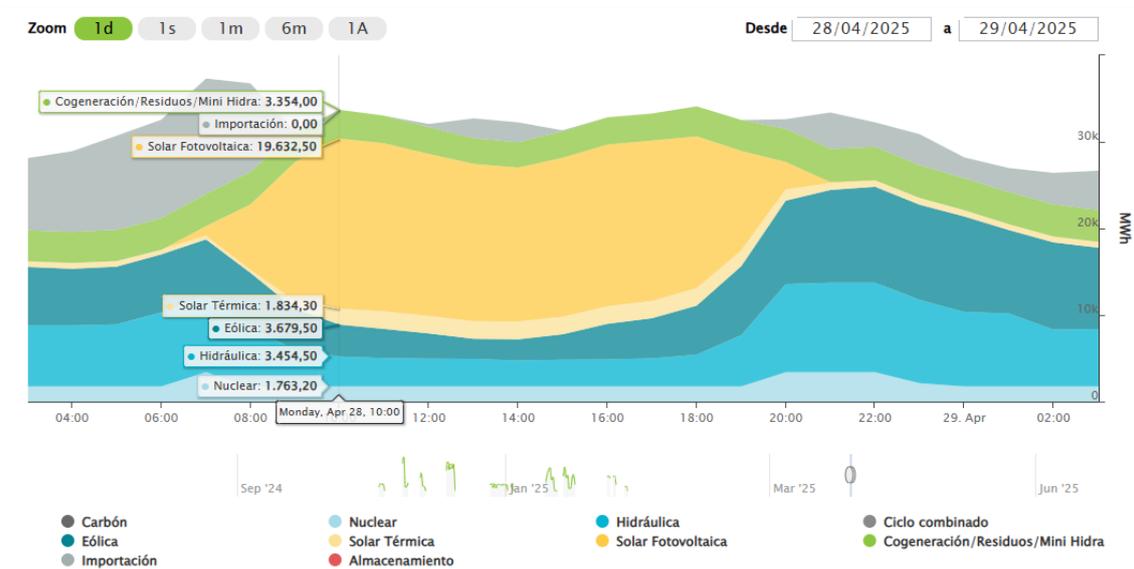


Figura 9: Negociación por tecnologías 28 de abril de 2025.

Este gráfico muestra la negociación por tecnologías del día 28 de abril de 2025 a las 10:00, día en el que se produjo un apagón que afectó a Portugal, España y una región de Francia.

Aunque todavía se están investigando las causas del apagón, muchos expertos sostienen que una de las claves para que se diese el incidente fue la falta de inercia en el sistema. El contexto en el que se produjo es de baja demanda de

Aprovechamiento del excedente de energía renovable mediante hidrógeno verde

Carlos Álvarez-Novoa Herranz

electricidad, atendiendo a la época primaveral, que en contexto de red mallada puede contribuir al incremento de las tensiones por efectos de capacidad de la red.

Como se observa en la gráfica, de los 33.718 MW de demanda, la energía solar fotovoltaica cubría 19.632,5 MW y la eólica 3.679,5 MW, abarcando un 69% de la demanda de manera no síncrona y sin apostar inercia al sistema.

La ENTSO-E recomienda que la demanda de energía no sea capaz de frenar los rotores antes de 6 segundos.

Sin embargo, la ENTSO-E recomienda para España, que tiene mucha energía renovable, y sistemas de control adecuados, que la demanda de energía no sea capaz de frenar los rotores antes de 2 segundos.

Realizando algunas aproximaciones se va a calcular la inercia aproximada del sistema a las 12:30 del 28 de abril (momento en el que se produjo la incidencia) teniendo en cuenta que la demanda en ese momento era de 30.000 MW:

Se va a suponer que la masa de los rotores en funcionamiento era de 200 toneladas y su radio de 0,75 m. Como en ese instante había únicamente 14 en funcionamiento y el sistema tiene una frecuencia de 50 Hz:

$$I = \frac{1}{2} * M * r^2 = \frac{1}{2} * 200 * 10^3 * 0,75^2 = 56250 \text{ kg} * \text{m}^2$$

$$E = \frac{1}{2} * I * \omega^2 = \frac{1}{2} * 56250 * (2 * \pi * 50)^2 = 2775,8 \text{ MJ}$$

$$E_{tot} = 14 * E = 14 * 2775,8 = 38861,57 \text{ MJ}$$

$$T = \frac{E_{tot}}{Dem} = \frac{38861,57}{30000} = 1,3 \text{ s} < 2 \text{ s}$$

Por tanto, el sistema en ese momento era más inestable y sensible a cambios en la frecuencia. Es por esto por lo que, al desconectarse 2.200 MW del suroeste de España por causa aún desconocida, el sistema no fue capaz de aguantar la elevada bajada de frecuencia, llegando incluso a los 48 Hz.

Así mismo, por precaución Francia se desconectó del sistema español y seguidamente se desconectaron el resto de las centrales peninsulares debido a los sistemas de seguridad que tienen integradas.

Este fenómeno ha servido para tomar medidas, recientemente se publicó un Boletín Oficial del Estado en el que se establecen medidas para que no vuelva a ocurrir, ya que estas medidas tienen como objetivo reforzar el sistema eléctrico.

Así mismo, en el informe también se reconstruye de forma detallada y rigurosa los hechos acontecidos.

Entre las medidas propuestas se incluyen medidas dirigidas a reforzar la capacidad de control de la tensión, aumentar la visibilidad operativa sobre los distintos elementos del sistema, reforzar el marco de servicios de ajuste, incrementar la demanda eléctrica o facilitar la mayor integración de almacenamiento y flexibilidad.

En el boletín se manifiesta la importancia del almacenamiento y la flexibilidad, ya que son elementos que, contribuyen a la resiliencia y robustez del sistema. Además, pueden reducir costes al permitir una integración más eficiente de la energía en cada momento.

En relación con este trabajo, se señala que el almacenamiento con tecnología electroquímica stand alone o hibridado supone una herramienta clave para impulsar los objetivos en España de integración de energía renovable no gestionable y que la aceleración en la tramitación de instalaciones de almacenamiento energético es crucial para garantizar la seguridad y estabilidad del sistema eléctrico.

Además, se introduce una medida específica para impulsar, el almacenamiento hibridado en proyectos renovables. Se trata de instalaciones que, al formar parte de un proyecto de generación renovable, se ubicarán en terrenos previamente antropizados en los que otras instalaciones han obtenido la declaración de impacto ambiental.

En este documento se anuncia que se introduce un marco facilitador para el desarrollo de instalaciones renovables con almacenamiento que aportan flexibilidad y permiten incrementar la integración de las energías renovables en el sistema eléctrico. Así mismo, se comenta que las instalaciones de almacenamiento tendrán permisos de acceso flexibles desde la perspectiva de la demanda.

Por otra parte, se menciona que la que la respuesta de la demanda en el mercado es muy importante, ya que, puede ser una nueva fuente de flexibilidad y que el sistema evoluciones hasta un consumidor cada vez más proactivo.

En el artículo 9. Simplificación de tramitación en el almacenamiento electroquímico hibridado en instalaciones competencia de la Administración General del Estado. Se declara de urgencia por razones de interés público, los procedimientos de autorización de los proyectos de almacenamiento hibridado siempre que no requieran de declaración de impacto ambiental.

El vertido de renovables tiene también un impacto económico. Se estima que en 2023 el 9% de la producción termo solar se desperdicia debido a la falta de demanda y que los vertidos totales costaron 8 veces más que en 2019.

Tras un análisis de la consultora Aurora, los costes para España por el desperdicio de energía verde por redes necesarias para impulsarla y falta de demanda se estiman alrededor de 2100 millones de euros.

Es por esto por lo que el aprovechamiento de la energía renovable es un gran reto para el futuro que puede traer muchos beneficios.

4. Hidrógeno

Como se ha comentado anteriormente este trabajo se va a centrar en el aprovechamiento de los excedentes de renovables mediante el hidrógeno, pero ¿por qué se propone el hidrógeno como la principal solución?

Antes de conocer el proceso de la electrólisis y de la pila de combustible es necesario entender ciertas características del hidrógeno.

El hidrógeno no es una fuente primaria de energía como el carbón, el petróleo o el gas natural, es un transportador de energía como la electricidad, es decir, hay que producirlos a partir de energías primarias ya que no se encuentra libre en la naturaleza. Es por esto por lo que se conoce al hidrógeno como un vector energético.

Kg./h de H ₂	Nm ³ /h de H ₂ gas	l/h de H ₂ líquido	Potencia (kw)
1,0	11,12	14,12	33,33
0,0899	1,0	1,270	3,00
0,0708	0,788	1,0	2,359
0,0300	0,333	0,424	1,0

Tabla 1: Equivalencias de hidrógeno

En la Tabla 1 se expone la potencia que puede llegar a generarse a partir de cierta cantidad de hidrógeno, el volumen que ocupa y la masa. A continuación, se va a realizar un cálculo empleando los datos de la Tabla 1:

Se supone un electrolizador con rendimiento del 60 % que produce 10 Nm³/h de hidrógeno, tiene un consumo eléctrico de:

$$P = \frac{H_2 \text{ gas} (Nm^3) * \text{Energía} (KW * h)}{\eta} = \frac{10 * (Nm^3) * 3(KW * h)}{0,6} = 50 KW$$

El consumo de agua será:

$$\text{Consumo agua} = 10 * 0,0899 * \left(\frac{18}{2}\right) = 8,091 \text{ kg } H_2O/h$$

Suponiendo una pila de combustible de 10 KW, con un rendimiento global del 50%, el consumo de hidrógeno será:

$$\text{Consumo } H_2 = \frac{10 * 0,333}{0,5} = 6,66 \frac{Nm^3}{h} \text{ de } H_2 = \frac{10 * 0,03}{0,5} = 0,6 \frac{kg}{h} \text{ de } H_2$$

La cantidad de agua producida será:

$$H_2O \text{ producida} = 0,6 * \left(\frac{18}{2}\right) = 5,4 \text{ kg } H_2O/h$$

En los cálculos se representa la cantidad de hidrógeno que se obtiene en un proceso electrolítico y la cantidad de agua que se resulta de una pila de combustible.

	H ₂	Gasolina	Gasóleo	Metano	Gas natural	Propano	Butano	Metanol
En masa (kg)	1	2,78	2,8	2,4	2,54-3,14	2,59	2,62	6,09
En volumen (l)	1	0,268	0,236					0,431
En volumen a 350 bar (l)	1	0,0965	0,085	0,24	0,3-0,35	0,117	0,127	0,191

Tabla 2: Comparativa propiedades gases

Las principales ventajas de usar hidrógeno verde como vector energético son :

- No se produce contaminación ni se consumen recursos naturales y no se producen productos tóxicos.
- Los sistemas de hidrógeno son más seguros que los combustibles utilizados hoy en día, ya que, se disipan de forma rápida en caso debido a su ligereza. Sin embargo, hay que tomar medidas de seguridad y preparar correctamente las instalaciones porque el riesgo está lejos de ser 0.
- En un funcionamiento correcto es silencioso.

Aunque no se encuentra de forma libre, actualmente el hidrógeno es el elemento más abundante del universo, ya que forma una gran variedad de compuestos como el agua y los hidrocarburos.

El hidrógeno se utiliza en aplicaciones industriales como la producción de amoníaco, el uso de fertilizantes y el refino del petróleo. Hasta el momento, la mayor parte del hidrógeno empleado en estos procesos es obtenido de combustibles fósiles por lo que su producción lleva asociada la emisión de CO₂. Sin embargo, presenta la ventaja de que los costes asociados son relativamente bajos y que el rendimiento energético de la cadena de producción es bueno.

En 2019 se produjeron aproximadamente 120 millones de toneladas de hidrógeno en todo el mundo, siendo el 95 % de origen fósil mientras que únicamente el 5 % restante provenía de electrólisis.

Según el método de obtención, el hidrógeno recibe un nombre u otro, los más desatacados son:

- Hidrógeno gris: procedente de gas natural sin captura de CO₂.
- Hidrógeno azul: procedente de gas natural con captura de CO₂.
- Hidrógeno verde: procedente de renovables, normalmente por electrólisis.
- Hidrógeno rosa/púrpura: procedente de electrólisis nuclear.
- Hidrógeno marrón: procedente del carbón.
- Hidrógeno turquesa: Procedente de la pirólisis de carbón o gas natural.

Aunque varía según las fuentes, se pueden establecer unos precios medios de venta aproximados del hidrógeno, siendo de 6 €/GJ para el reformado con vapor de agua y la oxidación parcial, de 9-12 €/GJ para la gasificación de la biomasa, de 8-14 €/GJ para la pirólisis de la biomasa y de 16-31 €/GJ para la electrólisis. Estos precios ya incluyen el coste de producción, compresión, almacenamiento y transporte. Como se puede observar el precio del hidrógeno conformado mediante electrólisis esta aún lejos de ser competitivo.

En este trabajo se va a hacer hincapié en la obtención de hidrógeno verde mediante electrólisis.

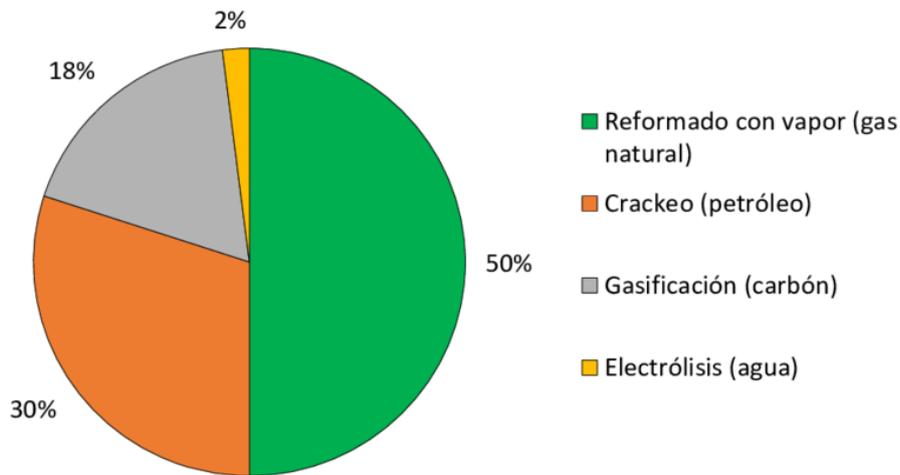


Figura 10: Producción de hidrógeno mundial en 2018

El hidrógeno es un elemento que lleva mucho tiempo empleándose en la sociedad y del que se tiene un gran nivel de conocimiento, por lo que puede ser una buena solución para el futuro.

5. Electrólisis

La electrólisis es un proceso conocido desde hace más de 200 años, en 1800 los químicos británicos William Nicholson y Sir Anthony Carlisle llevaron a cabo la primera electrólisis. Este fenómeno consiste en hacer pasar una corriente eléctrica continua que provoque una reacción de reducción-oxidación, capaz de separar un compuesto en los elementos que lo forman.

La electrólisis puede ser empleada con numerosos compuestos como alcoholes, agua o salmuera, sin embargo, el proceso electrolítico con agua es el más utilizados y el que se estudiará en este documento.

Tiene una eficiencia de entre el 40-60 % y como materia prima únicamente se necesita agua y electricidad.

Sus principales ventajas son:

- Es una tecnología ya implantada anteriormente
- No contamina si se usa fuentes renovables
- Materia prima abundante
- El subproducto es O₂.

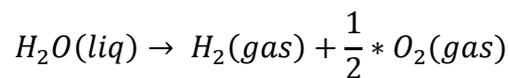
Sus principales desventajas son:

- Baja eficiencia global
- Elevado coste de capital

- Elevados requerimientos energéticos
- Alta dependencia del precio de la energía

5.1 Electrólisis del agua

La electrólisis del agua es un proceso electroquímico que permite la producción de hidrógeno a partir de agua, es decir consiste en la ruptura de la molécula de agua por acción de una corriente eléctrica. Actualmente es la vía principal de producción de hidrógeno verde. La reacción global viene dada por la siguiente ecuación:



En este proceso, como se ha comentado anteriormente se utiliza la electricidad como fuente primaria de energía, la corriente se aplica mediante electrodos, el electrodo positivo (ánodo) y el electrodo negativo (cátodo).

Al pasar la corriente eléctrica se produce un intercambio de electrones entre los electrodos y los iones, los iones negativos o aniones ceden electrones y los iones positivos o cationes toman electrones del cátodo.

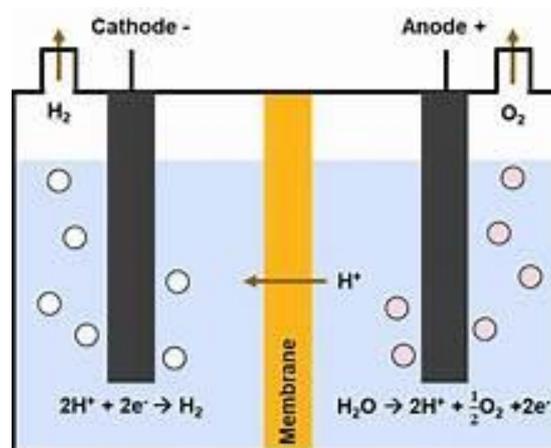


Figura 11: Esquema electrólisis del agua

Las reacciones que tienen lugar dependen del pH y de la temperatura. Los equipos en los que se lleva a cabo el proceso de electrólisis se llaman electrolizadores.

En función de la temperatura de operación, la electrólisis se puede realizar a baja temperatura (<80 °C), mediante electrolizadores alcalinos o de membrana de intercambio protónico, o a alta temperatura (>120 °C) empleando electrolizadores de óxido sólido.

A partir de los datos de la Tabla 3 se obtiene que la electricidad (Δg) necesaria para disociar 1 mol de H₂O líquido a 25°C es 237.75 kJ, resultando 1 mol de hidrógeno. Como el poder calorífico inferior del hidrógeno es de 241,82 kJ /mol resulta que se

Aprovechamiento del excedente de energía renovable mediante hidrógeno verde

Carlos Álvarez-Novoa Herranz

consumen 237.75 kJ eléctricos por cada 241.82 kJ contenidos en el hidrógeno, es decir, se producen 1.02 kJ de hidrógeno por cada kJ eléctrico consumido. Sin embargo, si la reacción transcurre con vapor de agua a 1000°C se producen 1.36 kJ de hidrógeno por cada kJ eléctrico consumido.

Es decir, cuanto mayor sea la temperatura de operación mayor es la cantidad de hidrógeno obtenido. Sin embargo, debido a que la temperatura necesaria para que esto ocurra es demasiado elevada, el método más empleado es el de electrólisis a baja temperatura.

Temperatura	Δh (kJ/mol)	$T\Delta s$ (kJ/mol)	Δg (kJ/mol)
25° C	286,43	48,72	237,75
1.000° C	249,87	72,17	177,66

Tabla 3: Balances termodinámicos para la reacción de la electrólisis a 1 atm para diferentes temperaturas

5.2 Electrólisis a baja temperatura

La operación habitual se encuentra entre 60-80°C, por lo que el consumo eléctrico resulta elevado. Este método es empleado para producir pequeñas cantidades de hidrógeno o mediante la integración con energías renovables.

Dentro de la electrólisis a baja temperatura destaca la electrólisis en medio básico y en medio ácido.

- Los electrolizadores en medio básico emplean una disolución de KOH o de NaOH como electrolito, siendo los iones OH^- los encargados del transporte iónico. Cabe destacar que los electrodos se encuentran separados por un medio poroso que impide la mezcla de gases generados en cada electrodo. Estos equipos reciben el nombre de electrolizadores alcalinos, fueron los primeros en desarrollarse, ya que, en medios básicos muchos materiales se pasivan y se evita la corrosión.
- En la electrólisis en medio ácido, los iones encargados del transporte iónico son los H^+ , por lo que se emplea una disolución de H_2SO_4 o de NaOH. Esto dificulta mucho la implementación de la tecnología, debido a que generan problemas de corrosión. Sin embargo, mediante el desarrollo de un electrolito polimérico sólido ha permitido desarrollar esta tecnología conocida como electrolizadores PEM.

5.3 Electrólisis a alta temperatura

Utilizando esta técnica el consumo de electricidad disminuye considerablemente, sin embargo, precisa disponer de una fuente térmica de elevada temperatura y de

vapor de agua. La electrólisis a alta temperatura también es conocida como electrólisis de óxidos sólidos.

5.4 Comparativa electrólisis

	ALCALINA	ACIDA (PEM)	ÓXIDO SÓLIDO
Tipos de electrodos y catalizadores	Ánodo: Ni, Fe/aleaciones Ni, óxidos metálicos Cátodos: Acero + Ni/ Ni-Co	Ánodo: Grafito-PTFE+Ti/RuO ₂ , IrO ₂ Cátodo: Grafito + Pt/Pt	Ánodos: Cerámicos(Mn,La,Cr)/Ni Cátodo: Zr+Ni / CeOx
Tipo de electrolito	KOH, NaOH	Electrolito polimérico sólido (PFSA, Nafión)	Y ₂ O ₃ -ZrO ₂
Medio separador	Diafragma(PAM,ZrO ₂ en PPS, NiO)	Membrana polimérica de intercambio protónico	Membrana cerámica
Ion	OH ⁻	H ⁺	O ²⁻
Temperatura	60-85 ° C	40-80 °C	800-1000 ° C
Presión	1-30 bar	1-350 bar	1-5 bar
Consumo energético	5-5,9 kWh/Nm ³ de H ₂	5-6,5 kWh/Nm ³ de H ₂	3,2-3,5 kWh/Nm ³ de H ₂
Eficiencia	50-60 %	50-60%	80-95%
Costes del sistema	1000-1500 €/kW (tecnología muy madura y comercial)	1900-2300 €/kW (comercial a media y pequeña escala)	Tecnología en desarrollo
Capacidad	1-500 Nm ³ /h	1-230 Nm ³ /h	<1 Nm ³ /h
Densidad de corriente	0,2-0,5 A/cm ²	0-2 A/cm ²	0-2 A/cm ²
Ventajas	Actualmente tecnología comercial de menor coste y mayor eficiencia. Tecnología muy desarrollada comercialmente.	Electrolito sólido (no corrosivo). Posibilidad de operación a altas densidades de corriente, lo	Utiliza energía térmica para reducir consumo de electricidad. Producción de gas a alta presión.

Aprovechamiento del excedente de energía renovable mediante hidrógeno verde

Carlos Álvarez-Novoa Herranz

		que permite diseños compactos. Producción de gas a alta presión.	
Desventajas	Bajas densidades de corriente. Electrolito limita la respuesta y aumenta el mantenimiento. Necesaria compresión auxiliar. Purificación	Elevado costes de las membranas poliméricas y los catalizadores de metales nobles. Agua de alimentación ultra-pura.	La temperatura de aplicación limita posibles aplicaciones. Equipos experimentales.

Tabla 4: Tabla comparativa tipos de electrólisis

A continuación, se va a realizar un estudio más detallado sobre los electrolizadores alcalinos, ya que, como se ha mencionado es la tecnología más empleada actualmente, y por tanto la que se plantea como solución al aprovechamiento de los excedentes de energía renovable a través de hidrógeno.

5.5 Electrolizadores alcalinos

En el cátodo se lleva a cabo la reacción de reducción del agua a hidrógeno, generándose OH^- . Estos iones avanzan hacia el ánodo donde ceden sus electrones y cierran el circuito eléctrico de la celda de electrólisis. Cabe destacar que la membrana del diafragma permite el paso de iones, pero es impermeable a los gases y que la presión en ambos compartimentos debe ser igual, para el correcto funcionamiento.

5.5.1 Componentes:

- Electroodos

Deben de tener una buena conductividad, adecuadas propiedades catalíticas, elevada resistencia a la corrosión y buena integridad estructural. Como se refleja en la tabla los electrolizadores alcalinos emplean electrodos de Ni ya que no se requieren metales nobles porque la corrosión no es peligrosa a pH altos. Esto hace que los electrolizadores alcalinos tengan un precio más competitivo.

- Electrolito

Como se ha comentado anteriormente, los electrolitos más empleados en este tipo de electrolizadores son el KOH entorno a 32% p/p o NaOH al 15-25% p/p. Si se

aumenta o disminuye la concentración de electrolito la conductividad se ve afectada negativamente, mientras que el aumento de temperatura mejora la conductividad considerablemente.

Cabe destacar que la concentración de electrolito va aumentando a medida que tiene lugar la electrólisis, ya que solo se electróliza el agua y no el KOH o el NaOH. Es por esto por y por la acumulación de impurezas procedentes del agua por lo que la solución tiene que ser cambiada regularmente.

- Diafragma

Separa el electrolito en dos cavidades. Evita la mezcla de H_2 y O_2 . Se fabrican de materiales porosos, inicialmente amianto, pero al tratarse de un material cancerígeno se ha sustituido por óxidos cerámicos y membranas de polisulfona.

- Stack

Una única celda de electrólisis produce muy poca cantidad de H_2 , por lo que suelen agruparse diferentes celdas para construir un “stack”.

Las celdas pueden conectarse de forma monopolar o bipolar.

La configuración monopolar consiste en colocar las celdas en paralelo de forma que la reacción electroquímica es igual en ambos lados de cada electrodo. La ventaja de este diseño es que es robusto y simple, lo que facilita mucho el mantenimiento, sin embargo, presenta la desventaja de requerir mucho espacio.

La configuración bipolar consiste en colocar las celdas en serie, es decir, el ánodo de una celda se conecta al cátodo de la siguiente. Esta configuración es la utilizada actualmente en electrólizadores comerciales, ya que permite lograr diseños más compactos y un mayor rango de presiones y temperaturas de trabajo.

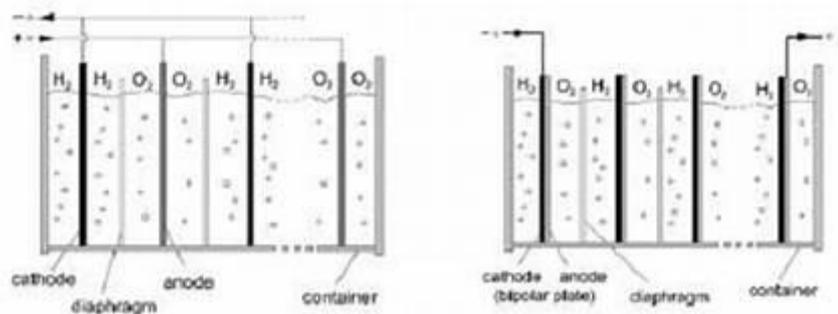


Figura 12: Electrólizador en configuración monopolar (izq) y en configuración bipolar (dcha)

La Figura 9 muestra a la izquierda un electrólizador en configuración monopolar y a la derecha en configuración bipolar

5.5.2 Sistemas auxiliares

Aunque el elemento más importante del electrolizador es el stack, para poder realizar la electrólisis, se debe de instalar un conjunto de sistemas auxiliares que se denomina balance de planta (BoP), estos subsistemas son:

- Sistema de producción de gases: constituido por el stack.
- Sistema de separación.
- Sistema de agua desionizada: repone el agua que se va gastando durante la electrólisis.
- Sistema de control de presión: debido al uso de los diafragmas la presión debe de mantenerse igual en todo el electrolizador. Además, una ligera variación podría influir en el proceso por lo que es vital contar con un sistema que regule la presión.
- Sistema de gestión térmica: diseñado para refrigerar el stack mediante el enfriamiento del electrolito.
- Sistema de eliminación de arrastre de electrolito y secado de las corrientes: este sistema se encarga de eliminar lo máximo posible el electrolito arrastrado por las corrientes gaseosas.
- Sistema de purificación: consiste en un catalizador de paladio para eliminar las impurezas de oxígeno arrastradas y obtener un hidrógeno de alta pureza.
- Sistema de análisis de gases producidos: sistema encargado de analizar las corrientes de aire resultantes.
- Sistema de electrónica de potencia: el proceso de electrólisis requiere de corriente continua por que se necesitan unos equipos capaces de transformar corriente alterna en continua.
- Sistema de monitorización y control: reúne toda la información proveniente de los sensores para asegurar el correcto funcionamiento.

6. Almacenamiento hidrógeno

Aunque se observa que el hidrógeno presenta características que lo postulan como candidato a almacenamiento de grandes cantidades de energía durante largos periodos de tiempo , el almacenamiento de hidrógeno es una de las mayores dificultades de este proyecto, ya que es elemento más ligero del universo y tiene una densidad energética muy alta por masa, pero muy baja por volumen. Esto significa que para contener una gran masa de hidrógeno en un pequeño espacio se tienen que emplear presiones muy altas.

Actualmente existen diferentes tecnologías para llevar a cabo el almacenaje de hidrógeno, pero aún están lejos de ser competitivas. El método empleado para

Aprovechamiento del excedente de energía renovable mediante hidrógeno verde

Carlos Álvarez-Novoa Herranz

almacenar hidrógeno depende principalmente de la cantidad, es por esto por lo que surgen dos grupos:

- Almacenamiento a gran escala
- Almacenamiento a pequeña escala

Existen más métodos para el almacenamiento de hidrógeno, pero que aún se encuentran en desarrollo por lo que no se mencionan en este documento. Algunos ejemplos son la fisisorción de hidrógeno en zeolitas y la quimisorción de hidrógeno en hidruros.

Como ya se ha comentado el hidrógeno es un elemento gaseoso único, debido a que posee el peso molecular más bajo de todos los gases, además, tiene la mayor conductividad térmica, la menor viscosidad y densidad de todos los gases. Estas propiedades dotan al hidrógeno de una gran capacidad de fuga. Tardando 3,3 veces menos que el aire y 2,8 veces menos que el metano en abandonar un recipiente por un agujero pequeño.

El hidrógeno es también un gas altamente inflamable, lo que se debe tener en cuenta a la hora de diseñar las instalaciones, pero como se ha comentado anteriormente, no es más peligroso que otros gases que se emplean a diario en la industria. Su baja densidad complica mucho tener una gran cantidad de hidrógeno en un espacio reducido lo que es positivo para evitar la ignición. También se debe de considerar que la llama es invisible al ojo humano, tal y como ocurre con otros gases.

6.1 Almacenamiento de hidrógeno a pequeña escala

6.1.1 Tanques a temperatura ambiente

A pequeña escala el hidrógeno puede comprimirse a temperatura ambiente en el interior de tanques. Es necesario que estos tanques resistan elevadas presiones y el fenómeno de fragilización por hidrógeno. Aunque sigue siendo un método costoso y complicado, es el más sencillo para almacenar hidrógeno actualmente.

Estos tanques se clasifican en 4 categorías (tipo I, II, III, IV), en función del material en el que están fabricados y la presión que soportan.

Tipo	Presión	Material	Uso
I	<200 bar	Acero o aluminio	Industrial, estacionario
II	250 bar	Acero con refuerzo de fibra	Uso limitado

III	350-750 bar	Revestimiento metálico y fibra de carbono	Vehículos
IV	700 bar	Polímero más fibra de carbono	Vehículos

Tabla 5: Características de los tipos de tanques empleados en el almacenamiento de hidrógeno

En la tabla se puede observar los distintos tipos de tanques para almacenar hidrógeno. Destaca el uso de materiales como fibra de carbono que además de aportar gran resistencia aligera mucho el peso del tanque que para ciertas aplicaciones como los vehículos es determinante. La desventaja de estos tanques de materiales más ligeros es que presentan un precio considerablemente superior a los tanques metálicos.

La capacidad gravimétrica (masa de hidrógeno que puede almacenarse por unidad de masa del sistema que lo contiene) es del orden del 1 % cuando la presión esta entre 200 y 300 bar, mientras que cuando presión es de 450 bar es del orden del 5%.

6.1.2 Licuefacción de hidrógeno

Esta es otra técnica empleada para pequeñas cantidades, su uso es frecuente en la industria y la medicina. La NASA también emplea este tipo hidrógeno, posee unos tanques de 3200 m³, para asegurarse un suministro continuo de hidrógeno durante el programa espacial.

La principal desventaja de esta técnica es la necesidad de reducir la temperatura hasta los 20 K (-253 °C) , para poder aumentar la densidad hasta 70,78 kg/m³ y alcanzar una capacidad gravimétrica del 5,5 %.

El proceso de reducir la temperatura requiere aproximadamente entre el 20 %-45% del PCI del hidrógeno, que es considerablemente mayor que el 5%-20% del PCI que requiere el proceso de compresión mencionado anteriormente.

Fragilización por hidrógeno

Consiste en la debilitación de los metales cuando átomos de hidrógeno penetran en la estructura cristalina del material. Este fenómeno disminuye la resistencia mecánica y la ductilidad del material provocando fracturas inesperadas que son muy peligrosas.

El proceso suele verse agravado cuando existen defectos en el material, ya que, es hidrógeno atómico se acumula y aparecen microrroturas internas que se propagan rápidamente.

Para prevenir este efecto es necesario utilizar materiales resistentes al H_2 como acero inoxidable, controlar la presión y la temperatura. Así mismo, es muy importante diseñar el tanque sin puntos de concentración de tensión como esquinas afiladas o soldaduras críticas, y emplear recubrimientos protectores como polímeros.

Es por esto por lo que, actualmente los tanques más empleados son los de tipo III y IV, porque además de una gran resistencia, por los materiales que los forman están preparados contra la fragmentación y su peso es considerablemente menor a los tanques tipo I y II.



Figura 13: Tanque de hidrógeno

En la figura 10 se observa un tanque de hidrógeno, en el que como se ha comentado anteriormente no existen esquinas afiladas o soldaduras críticas para evitar la concentración de tensiones y la rotura del tanque.

6.2. Almacenamiento a gran escala

6.2.1 Gasómetros

A media y gran escala el hidrógeno puede almacenarse en dispositivos similares a los empleados para el almacenamiento de gas natural, con presiones entre 1,5 y 20 bar y volúmenes de 300.000 m³.

6.2.2 Cavidades subterráneas

Cavidades subterráneas como minas, yacimientos de gas natural y cavernas de sal pueden ser empleadas también para almacenar hidrógeno, especialmente estas últimas, ya que, la extracción de agua de los yacimientos salinos dota a las paredes de una gran estabilidad y hermetismo, situando las pérdidas anuales en torno a un 1 o 3 %. Algunos ejemplos de caverna de sal empleadas para el almacenamiento son: la de Diadema en Argentina a 10 bar y al de Spindletop en EE.UU. que alcanza los 202 bar.

7. Transporte de hidrógeno

Aunque en este proyecto se plantea la posibilidad de situar el electrolizador y la pila de combustible en la misma instalación en la que se almacena el hidrógeno, para ahorrar gastos de transporte, se va a estudiar de forma breve los métodos de transporte de hidrógeno.

7.1 Tuberías

El hidrógeno puede ser transportado al igual que el gas natural, mediante tuberías, posibilitando el intercambio energético a larga distancia y descongestionando la red eléctrica. Se plantea incluso emplear la red de gas natural ya construida, es decir, mezclar el gas natural con el hidrógeno en los gasoductos. Sin embargo, existen ciertas limitaciones que complican su transporte mediante conductos que deben tenerse en cuenta:

- Depende de la presión de operación y del material empleado, pero de forma general la fragilización por hidrógeno limita al 20% o 30% la concentración de hidrógeno en los conductos.
- La densidad energética de la mezcla gaseosa de gas natural y hidrógeno es menor que la de solo gas, por lo que si la mezcla tiene una proporción del 20 % de hidrógeno el gas debería aumentar un 10% su flujo para satisfacer la demanda de gas natural.
- Los consumidores finales de gas (turbinas, compresores...) toleran únicamente un 2 % de hidrógeno.

7.2 Por carretera:

El hidrógeno verde puede ser transportado por carretera a través de camiones. El vector energético es trasladado en tanques y puede estar en estado gaseoso a alta presión o en estado líquido a muy baja temperatura.

7.3 Por mar

Para el transporte internacional del hidrógeno, se emplea buques diseñados para almacenar hidrógeno en estado líquido al igual que ocurre con el gas.

8. Pila de combustible

8.1 Introducción

El proceso que ocurre en la pila de combustible es el inverso al que ocurre en un electrolizador, ya que, se transforma la energía química de reacción directamente en energía eléctrica y como residuo se obtiene agua.

Las partes principales de una pila de combustible son los electrodos, el cátodo (polo positivo), el ánodo (polo negativo), el electrolito y la placa bipolar que actúa como colector de corriente y distribuidor de gas.

En este trabajo se va a estudiar el funcionamiento de la pila de combustible con hidrógeno como combustible y oxígeno como oxidante. Ya que el hidrógeno presenta una alta reactividad en presencia de los catalizadores adecuados y el oxígeno al ser extraído del aire es muy económico y su almacenamiento es muy sencillo.

Teóricamente cualquier sustancia susceptible de oxidación química, que pueda suministrarse de forma continua a la pila, puede emplearse como combustible, por ejemplo, el amoníaco y el gas natural. Así mismo, cualquier sustancia que se reduzca químicamente de forma rápida puede utilizarse como oxidante, por ejemplo, los peróxidos.

8.2 Historia pila de combustible

En 1839 Sir William Grove demostró que la combinación de hidrógeno y oxígeno generaba electricidad además de agua y calor, dando lugar a la primera pila de combustible en 1839. Para ello sumergió dos electrodos de platino en ácido sulfúrico, alimentados por oxígeno e hidrógeno.

Sin embargo, no fue hasta 1889 cuando apareció el término pila de combustible de la mano de L. Mond y C. Langer.

En 1937, Baur y Preis desarrollaron la primera pila de combustible de óxido sólido.

Aunque no fue hasta 1952 cuando se produjo el primer avance significativo de esta tecnología, con la construcción de una planta de 5 kW gracias a Francis T. Bacon. Esta planta estaba formada por un ánodo de níquel, un cátodo de óxido de níquel litiado, y un electrolito de hidróxido de potasio, operaba entre 200-240 °C y a una presión de 30-40 bar que impedía la ebullición del electrolito. Esta pila sirvió como base para desarrollar fuentes de energía auxiliares en vehículos espaciales y era capaz de accionar una máquina de soldadura.

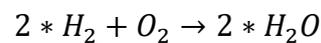
Durante la década de 1980, se comenzó a probar el uso de pilas de combustible en servicios público y en automóviles. Mientras que en la década de los 90 se construyeron células de combustible fijas para locales comerciales e industriales.

En 2014 la Toyota lanza en primer coche comercial de pila de combustible.

8.3 Funcionamiento

Cabe destacar que las pilas de combustibles transforman directamente la energía química del combustible en electricidad sin realizar ninguna combustión, es decir es un proceso isoterma, por lo que no está afectada por las limitaciones del segundo principio de la termodinámica y el ciclo de Carnot.

La reacción global que tiene lugar en una pila de combustible es la siguiente:



En el ánodo ocurre la oxidación del combustible, en el cátodo el oxidante consume los iones positivos del electrolito y los electrones generados en el ánodo. Los electrones generados en el ánodo se mueven por diferencia de potencial entre los dos electrodos.

Como ocurría en los electrolizadores, la cantidad de electrolito es un factor clave en la reacción. Tanto una cantidad superior de electrolito como una cantidad inferior a la necesario pueden disminuir el rendimiento de la reacción. Ya que, un exceso de electrolito dificulta el acceso de los gases a los centros reactivos y una falta de electrolito limita el transporte de los iones.

Una pila de combustible está compuesta por un conjunto de celdas electroquímicas. Cada celda está compuesta por un ánodo, un cátodo y su electrolito. El intercambio iónico se produce con el H₂ y el O₂ que se hacen llegar al ánodo y al cátodo, respectivamente.

La razón de emplear un conjunto de celdas es que de esta manera se consigue generar más potencia. La configuración monocelda es únicamente utilizada en laboratorios para realizar ensayos.

En las pilas de combustible multicelda, las celdas se encuentran en serie por lo que es necesario implementar una placa separadora, que además de separar el ánodo de una celda con el cátodo de otra, funciona de colector de la corriente eléctrica. Como ocurría en los electrolizadores, al apilamiento de celdas en la pila de combustible se le denomina “stack”.

8.4 Tipos de pilas de combustible

A continuación, se va a dar una breve explicación de los tipos de pilas de combustible que existen actualmente en el mercado con el objetivo de llegar a la tecnología idónea para este proyecto.

Las pilas de combustibles pueden clasificarse en función de diferentes criterios, como el tipo de combustible y oxidante, el lugar donde se lleva a cabo el procesamiento del combustible, la temperatura de operación, el tipo de electrolito o el sistema de alimentación de los reactivos. No obstante, se suelen clasificar en los siguientes grandes grupos:

- Pilas de baja temperatura: en las que encontramos las Pilas de Combustible Alcalinas (AFC), Pilas de Polímeros Sólidos (PEMFC), Pilas de Combustible de Metanol Directo (DMFC) y las Pilas de Combustible de Ácido Fosfórico (PAFC).
- Pilas de alta temperatura: destacando las Pilas de Combustible de Carbonatos Fundidos (MCFC) y las Pilas de Combustibles de Óxidos Sólidos (SOFC).

8.4.1 Pilas de baja temperatura

8.4.1.1 Pilas de combustible Alcalinas (AFC)

El electrolito está formado por una solución de un 35-40% KOH y agua. Los electrodos utilizan carbón activado y PTFE, además de una pequeña cantidad de platino que actúa como catalizador.

Este proceso permite alcanzar un buen nivel económico en relación con otros tipos de pilas debido a que no se llevan a cabo etapas de alta temperatura.

La eficiencia de estas pilas se encuentra en torno al 63 %, si se emplea oxígeno puro, mientras que utilizando aire la eficiencia se reduce al 50 %. En la mayoría de las ocasiones se emplea aire en vez de oxígeno puro, ya que, aunque el rendimiento disminuye, la utilización de oxígeno puro eleva los costes y las condiciones de seguridad necesarias.

La temperatura de funcionamiento de este proceso se encuentra entre los 60 °C y los 90 °C. Así mismo, se ha comprobado que a temperaturas elevadas (cerca de 90 °C) el aumento de concentración de KOH en el electrolito aumenta el rendimiento y que, aunque el incremento de presión en el proceso genera mayor dificultad técnica, aumenta la densidad de potencia y por tanto disminuye el volumen de la instalación.

8.4.1.2 Pilas de combustibles de Polímeros Sólidos (PEMFC)

La implantación de las pilas de combustible en diferentes sectores es debido a esta tecnología. Actualmente podemos verlas en algunas aplicaciones como la automoción o la producción de energía.

La principal ventaja de esta tecnología es que utiliza un electrolito sólido, lo que permite alcanzar una densidad de potencia elevada permitiendo un fabricar instalaciones más compactas y ligeras.

La temperatura de operación es de 80° C aproximadamente, permitiendo un arranque y un enfriamiento rápido.

Su eficacia es de un 55 % con hidrógeno puro y de un 45-50 % con gas reformado.

8.4.1.3 Pilas de Combustible de Metanol Directo (DMFC)

Estas pilas destacan por emplear metanol como combustible de alimentación, por lo que no se van a estudiar en este trabajo.

8.4.1.4 Pilas de Combustible de Ácido Fosfórico (PAFC)

Su desarrollo comenzó en los Estados Unidos en los años 60, la temperatura de operación se encuentra entre los 180°C y los 210°C.

Presentan una eficiencia del 40 %, sin embargo, gracias al vapor obtenido por la elevada temperatura de operación se puede alcanzar un 80% si se combina con cogeneración.

La desventaja de esta tecnología es que requiere de la utilización de metales nobles como catalizadores, lo que encarece la inversión.

El gas con el que se alimenta puede ser de síntesis con una proporción del 80 % de hidrógeno.

8.4.2 Pilas de alta temperatura

Al requerir una temperatura muy elevada, las pilas que emplean esta tecnología presentan tiempos de arranques muy elevados. Sin embargo, implementando las pilas de combustible en sistemas de cogeneración se pueden alcanzar rendimientos muy elevados que compensan el tiempo de arranque.

8.4.2.1 Pilas de Combustible de Carbonatos Fundidos (MCFC)

Esta tecnología emplea como combustible gas natural, gas de refinería o biogas, por tanto, no se va a analizar en este trabajo.

8.4.2.2 Pilas de Combustibles de Óxidos Sólidos (SOFC)

De esta tecnología destaca la gran capacidad de generar energía en combinación con una turbina de gas. La operación a altas temperaturas provoca temperaturas

muy altas de salida de los gases y este calor residual puede dirigirse hacia la mejora de eficiencia de los ciclos térmicos, dando lugar a altísimos rendimientos.

Esta tecnología acaba de comenzar y su desarrollo de momento es demasiado costoso, pero se estima que la temperatura de funcionamiento ronde los 450°C.

Se puede concluir que actualmente la pila de combustible de Polímeros Sólidos (PEM) es la más adecuada para el uso que se plantea en este trabajo, a continuación, se realizará un estudio más detallado de las principales características de las pilas de combustible diseñadas con esta tecnología.

8.5. Análisis PEM

Como ya se ha comentado anteriormente, las pilas de combustible PEM son pilas de combustible de baja temperatura. Esta tecnología está constituida por una membrana polimérica que separa la parte anódica y catódica de la celda. Esta membrana es impermeable, pero permite el paso de los iones H^+ .

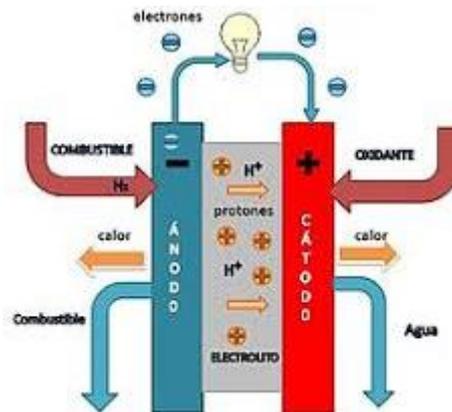


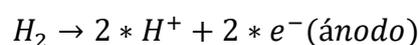
Figura 14: Pila de combustible PEM

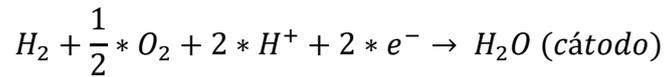
Como se observa en la Figura 11, el electrodo cargado negativamente recibe el nombre de cátodo (por donde se introduce el hidrógeno), mientras que el electrodo cargado positivamente es el ánodo (por donde se introduce el oxidante). Entre los electrodos se encuentra la membrana electrolítica comentada anteriormente donde se transportan los iones y los protones.

Los electrones al no poder trasladarse por la membrana debido a que no es conductora son conducidos por un circuito alternativo generando electricidad.

Los protones que pasan a través de la membrana se combinan con el oxígeno con el que se alimenta a la pila formando moléculas de agua y calor.

Por tanto, las reacciones electroquímicas que tienen lugar en el ánodo y en cátodo son :





Las principales dificultades que presenta esta tecnología son la gestión del calor y del agua , ya que tanto un defecto de agua o de calor perjudican las propiedades de la membrana y afectan al rendimiento de la pila.

Como ocurría en los electrolizadores, el potencial teórico de la pila es de 1,23 V, sin embargo, si potencial real es inferior al ideal debido a las pérdidas. Las pérdidas que sufre una pila de combustible PEM se explican a continuación.

8.5.1 Pérdidas

Son debidas a las reacciones y a los fenómenos de transporte principalmente.

Pueden agruparse como:

- Pérdidas por activación: proviene de la energía de activación y depende del material del electrocatalizador (y por tanto su uso)
- Pérdidas Óhmicas: causadas por la resistencia iónica en el electrolito y los electrodos. Son proporcionales a la densidad de corriente y dependen del material empleado.
- Pérdidas por concentración: limitaciones debido a las tasas finitas de transferencia de materia de los reactantes y dependen de la densidad de corriente.

Las prestaciones de una pila de combustible se ven reflejadas en la curva de polarización, donde se puede ver el efecto que tienen las pérdidas en el rendimiento de la pila. En la curva de polarización se representa la densidad de corriente en A/cm² o la intensidad en A en el eje de abscisas (eje x) mientras que en el eje de coordenadas se representa la tensión en V.

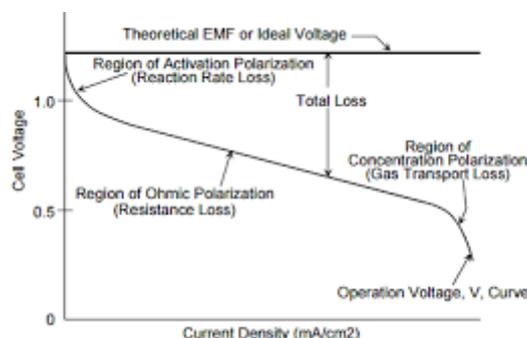


Figura 15: Curva de polarización pila de combustible PEM

8.5.1.1 Pérdidas por activación

Se producen a bajas densidades de corriente y representan la energía necesaria para iniciar la reacción. Se reconoce de manera sencilla ya que se produce una caída exponencial de la tensión. Los principales factores que influyen en las pérdidas de activación son:

- Mecanismo de reacción: cuanto más complejo sea, más energía de activación será necesaria. La pila de combustible PEM presenta un mecanismo de reacción sencillo ya que solamente consta de una etapa.
- Catalizador: la elección del catalizador no es sencilla y es crítica ya que puede reducir la energía necesaria de activación. Las características del catalizador idóneo varían en función de la temperatura de operación, así mismo, hay que tener en cuenta que el comportamiento del catalizador varía en función del número de ciclos que haya realizado.
- Condiciones de operación: aunque todos los factores mencionados deben de optimizarse al máximo para disminuir la energía de optimización, el factor más determinante es la temperatura de operación. Cuanto mayor sea la temperatura de operación, mayor serán las pérdidas por activación.
- Envenenamiento: la presencia de impurezas afecta al rendimiento del catalizador y aumenta la energía de activación requerida. Estas impurezas generalmente son gases como el CO y el CO₂ presentes en el aire.

8.5.1.2 Pérdidas óhmicas

Como se ha comentado anteriormente el comportamiento de las pérdidas óhmicas es prácticamente lineal. Cabe destacar que estas pérdidas tienen lugar sobre todo en el interior de la pila de combustible. Los factores más influyentes son:

- Conductividad del material: los catalizadores y la membrana deben de tener la máxima conductividad iónica posible, mientras que los demás componentes deben de tener una gran conductividad eléctrica.
- Espesor del metal: se busca materiales del mínimo espesor posible, ya que las pérdidas son proporcionales al área recorrida por la corriente.

8.5.1.3 Pérdidas por concentración

Este tipo de pérdidas se produce cuando el equipo opera a corrientes muy elevadas, cuando el caudal consumido es mayor que el caudal transportado. En este fenómeno la tensión cae drásticamente debido a que la generación de agua es excesiva y bloquea los poros de la GDL (capas difusoras) y el cátodo. Por lo que se impide que el oxígeno avance. Los factores que más influyen son:

- Difusión limitante en la fase gaseosa: limitada a un valor que no debe sobrepasarse.
- Acumulación de la fase líquida y bloqueo de poros
- Acumulación de gases inertes: ocurre cuando el cátodo es alimentado con aire y puede formarse una capa de gas que restrinja la reacción.
- Superficie bloqueada por impurezas

9. Caso práctico

9.1 Estado del arte energía renovable Catilla León y Burgos

Una vez ya se han abarcado todos los aspectos teóricos, se va a comenzar a resolver el problema puesto.

En 2024 Catilla y León fue la comunidad autónoma que más energía renovable produjo. Cabe destacar que en esta comunidad se producen 1 de cada 5 GWh eólicos españoles y el 92,8 % de la electricidad que produjo fue renovable.

Respecto al almacenamiento, en 2024 se han podido integrar un total de 2.288 GWh de energía, situándose como o la segunda región del país. Mientras que la demanda fue de 13.170 GWh.

La estructura de potencia instalada en Castilla y León está compuesta por la tecnología eólica, con una participación del 47,8%, la hidráulica (29%), la solar fotovoltaica (18,7%), la cogeneración (3,8%) y el contingente de otras renovables que supone el 0,7% de su potencia instalada.

Dentro de Catilla y León, Burgos es el líder en producción de energía renovable. En 2024 se generó 4.237.967 MWh de energía eólica y 115.481 MWh de energía solar fotovoltaica. La generación total de esta provincia fue de 5.106.598 MWh y el consumo de energía fue únicamente de 2.276.432. Con esta información se puede concluir que la provincia de Burgos aprovecha sus condiciones climatológicas para producir energía y abastecer a otras regiones.

En 2024 Burgos también fue el líder autonómico en consumo de gas natural, sin embargo, su producción de electricidad fue un 87,9 % renovable.

9.1.2 Mega parque solar en Burgos

Hoy en día siguen surgiendo nuevas iniciativas para lograr una energía más limpia en la provincia de Burgos y alrededores. Recientemente se aprobó la construcción de un mega parque solar en La Bureba, se estima que este proyecto produzca energía verde para 300.000 hogares y cree más de 2400 empleos.

En mayo de 2020, Solaria anunció que había obtenido el Informe de Viabilidad de Acceso favorable (IVA) para la instalación de 695 MW fotovoltaicos en el nudo de Barcina-Garona 400 kV, ubicado en la provincia de Burgos, en el que Solaria ejerce como Interlocutor Único de Nudo (IUN).

Casi un año después, en marzo de 2021, el Boletín Oficial del Estado (BOE) sometía a Información Pública las solicitudes de Declaración de Impacto Ambiental y de Autorización Administrativa Previa para la instalación.

La compañía ha obtenido la declaración de impacto ambiental para cuatro parques fotovoltaicos que sumarán 595 MW y 1.453.598 paneles repartidos en el territorio burebano por un volumen de inversión que rondará los 341 millones de euros.

El proyecto recogido en el BOE se trata de las plantas Agrupación Maira Alpha, de 169,991 MWp; Agrupación Maira Beta, de 149,983 MWp; Agrupación Maira Delta, de 124,998 MWp; y Agrupación Maira Gamma, de 149,975 MWp

Este proyecto diseñado por la empresa Solaria tiene como objetivo reemplazar la central nuclear de Santa María de Garona para producir energía no contaminante y barata, ya que, la central alcanzó su vida útil hace varios años. Este parque fotovoltaico es el proyecto insignia de la compañía y producirá la electricidad equivalente al consumo anual de toda la provincia de Burgos.

9.1.2 Central hidroeléctrica reversible en Burgos

Otro proyecto reciente que está llevando a cabo es la construcción de una central hidroeléctrica reversible, en la localidad de Poza y Lences. En un principio se había diseñado a instalación para 606 MW, pero debido a alegaciones de ayuntamientos y vecinos la potencia final va a ser de 200 MW. La empresa encargada del proyecto es Atalaya Generación, especializada en energías renovables.

La central estará compuesta por dos embalses, uno en el Páramo de Masa y otro en la Encinilla. El agua utilizada para el bombeo y la turbinación, provendrá del río Ebro. Como se explica al inicio de este documento, el agua se bombeará al embalse superior en las horas valle (menos demanda) y se turbinará en las horas pico (más demanda).

La planta se ha diseñado de modo que sea capaz de amortiguar las oscilaciones de sobreproducción o de escasez de producciones de plantas solares y parques eólicos del norte de la provincia.

La inversión se estima en unos 250 millones de euros y espera que la central entre en funcionamiento en 2028 o 2029.

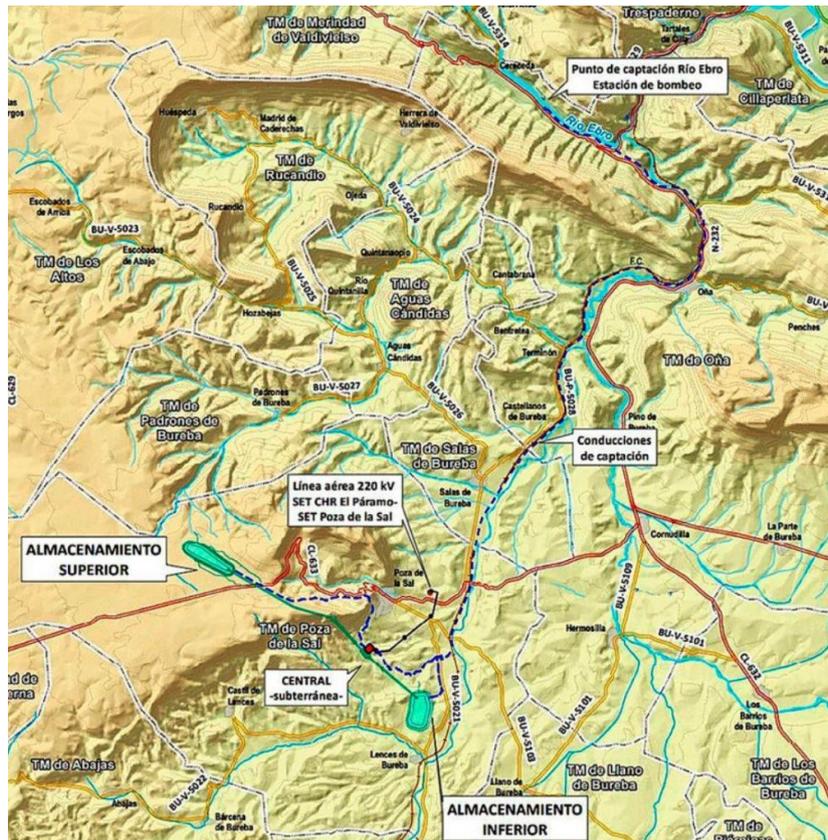


Figura 16: Mapa diseño central hidráulica reversible

9.1.3 Caverna subterránea para almacenamiento hidrógeno

En noviembre de 2022 unos investigadores de la Universidad Politécnica de Madrid propusieron almacenar hidrógeno verde en una caverna subterránea de Burgos, concretamente en el diapiro de Poza de la Sal.

En el informe, se afirma que, aunque el almacenamiento de hidrógeno es un reto muy complejo, esta localización podría ser perfecta, ya que, cumple los criterios, técnico-económicos y medioambientales para el almacenamiento de hidrógeno verde.

El diapiro de Poza de la Sal se trata de una depresión circular formada por yesos, arcillas del Keuper y una gran extensión de sal, que junto con la baja actividad sísmica de la zona, la reducida permeabilidad y porosidad de las cavernas de sal y la cercanía al parque eólico Páramo de Poza lo convierten en lugar ideal para el almacenamiento de hidrógeno verde.

Los autores proponen el almacenamiento a una profundidad de 1.000 metros, para lograr la temperatura y la presión adecuada. Cabe destacar que una cantidad de hidrógeno mínima de 2.3 millones de kilogramos debe permanecer siempre en la cavidad para mantener la presión, esta cantidad recibe el nombre de gas de

colchón. Se dispondrá de espacio para 3.5 millones de kilogramos de hidrógeno de libre uso.

Otro elemento que facilita el desarrollo de un proyecto de almacenamiento de hidrógeno verde en Burgos es la presencia de la prestigiosa empresa Hiperbaric, que, con más de 20 años de experiencia en el manejo de líquidos y gases de muy alta presión, que ha desarrollado una tecnología capaz de comprimir el hidrógeno hasta a 1.000 bar.

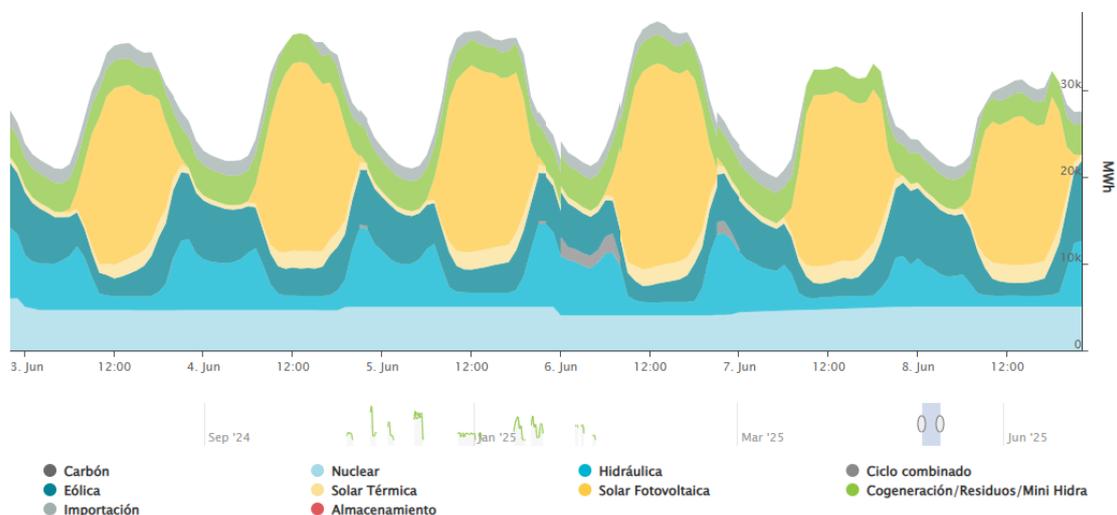
9.2¿ Porque es una buena localización para el proyecto?

Como se puede observar Castilla y León es la comunidad autónoma que más energía renovable produce gracias a la gran cantidad de parques eólicos y fotovoltaicos. Así mismo, Burgos es la provincia que más energía limpia al mix nacional, y como se ha podido comprobar su compromiso con mejorar el sistema eléctrica eléctrico español a través de las energías renovables.

Es por esto, por lo que burgos presenta un gran potencial para implantar el hidrógeno verde como posible método de almacenamiento de energía.

El entorno de Garoña donde se quieren poner las bases de este proyecto presenta grandes ventajas para el mismo, ya que está situado a las orillas del río Ebro, por tanto, podría obtener el agua necesaria para electrólisis, ya existe un nodo al que sería sencillo conectarse y como se ha comentado antes existen muchas plantas de generación de energía renovable entre los que destacan el nuevo parque solar que está desarrollando Solaria.

La implantación del hidrógeno verde como almacenamiento puede ser muy positiva sobre todo para los fines de semana, ya que debido a la disminución de la demanda y la poca flexibilidad de las centrales nucleares, generalmente se elige desconectar las energías renovables.



Aprovechamiento del excedente de energía renovable mediante hidrógeno verde

Carlos Álvarez-Novoa Herranz

En la figura 16 se puede observar cómo durante los días de la semana la demanda es notablemente mayor que durante los fines de semana, esto es debido a que las fábricas, oficinas, universidades y colegios no generan demanda. Observando la figura con más detalle se puede apreciar que la energía de base es la nuclear y que aproximadamente se mantiene constante a lo largo de la semana, mientras que la solar es la que más varía llegando a ser casi la mitad el domingo, por último, se aprecia que la energía demandada por la noche es mucho menor que por la mañana.

Cabe destacar que el uso de carbón empleado es mínimo, solamente se utilizó el jueves y el viernes por la noche.

Con el desarrollo de sistemas capaces de almacenar energía sería posible aprovechar más energía renovable, ya que en los momentos en los que el sistema eléctrico no la necesita, se almacenaría, como en este caso los fines de semana y cuando fuese necesaria como en este caso las noches del jueves y del viernes.

10. Análisis económico

Se va a plantear el coste que tendría la producción de hidrógeno a partir del excedente de energía renovable.

Se van a realizar los cálculos a partir del parque eólico de Montija situado en el término municipal Merindad de Montija cuya sociedad promotora es Gas Natural Fenosa Renovable. La potencia instalada es de 36,96 MW, gracias a la colocación de 28 aerogeneradores de la marca MADE modelo AE 61 con una potencia unitaria de 1.320 kW.

10.1 Equipos necesarios

Los equipos necesarios para construir la instalación son:

- Fuente de energía renovable.
- Rectificadora de corriente alterna a continua.
- Bloque de celdas electrolíticas conectadas (electrolizador).
- Instalación de purificación de agua.
- Instalación para bombear el electrolito.
- Instalación para la refrigeración y lavado de los gases.
- Catalizadores para purificar el H₂ y el O₂.
- Instalación de compresión del H₂.
- Instalación de almacenamiento.

- Pila de combustible.

Para simplificar los cálculos únicamente se va a calcular el impacto económico de los siguientes elementos:

10.1.1 Electrolizador

Como electrolizador se ha seleccionado el Atmospheric Alkaline Electrolyser fabricado por la empresa Noruega Nel Hydrogen Electrolyser. Se ha seleccionado esta tecnología, ya que como se ha mencionado anteriormente es la más desarrollada actualmente y la que mejores características presenta para usos de estas características.

Las especificaciones de este electrolizador son las siguientes:

- Máxima producción de 485 Nm³/h y 1.046 kg/24 h
- Rango de operación del 15 al 100 %.
- Temperatura de operación 80-90 °C.
- Presión de operación 0.03-0.1 barg.
- Máxima corriente eléctrica 5,150 A
- Consumo de potencia al 100% de capacidad 4.5 kWh/Nm³ (±0.1%) – 50 kWh/kg (±1.1%)
- Pureza del H₂ generado 99%.
- Pureza del O₂ generado 99,5 %.
- Electrolito 25% KOH en solución acuosa
- Espacio requerido 60 m².

Además, este electrolizador permite apilarse con otros con el objetivo de aumentar la potencia. El máximo número de stacks que se pueden juntar son 8, por lo que a máxima potencia que se puede alcanzar es:

$$P_{max} = 8 * 485 \frac{Nm^3}{h} * 4,5 \frac{kWh}{Nm^3} = 17.460 kW = 17,46 MW$$



Figura 18: Atmospheric Alkaline Electrolyser

Aprovechamiento del excedente de energía renovable mediante hidrógeno verde

Carlos Álvarez-Novoa Herranz

Recientemente Nel firmó un contrato en el que vendió 40 MW de electrolizadores alcalinos por 12 millones, lo que implica un coste de 300 €/kW. Teniendo en cuenta que para este estudio se está empleando únicamente un stack, la potencia sería de:

$$P = 485 \frac{Nm^3}{h} * 4,5 \frac{kWh}{Nm^3} = 2.182,5 kW = 2,183 MW$$

Por tanto, el precio del electrolizador rondaría los:

$$Precio = 300 \frac{€}{kW} * 2.182,5 kW = 654.750 €$$

Como se requieren 8 electrolizadores de estas características, el precio total de los electrolizadores será:

$$Precio = 300 \frac{€}{kW} * 2.182,5 kW * 8 = 5.238.000 €$$

10.1.2 Bomba de agua

La elección de la bomba está basada en las características del electrolizador. Teniendo en cuenta que para cada Nm³ de hidrógeno producido se necesitan 9 litros de agua, el caudal mínimo de la bomba debe ser:

$$Q = 485 \frac{Nm^3}{h} * 9 = 4.365 \frac{l}{h} = 4,4 \frac{m^3}{h}$$

Así mismo, la presión requerida es muy baja, la temperatura de operación ronda los 90 °C. Es por esto por lo que se va a elegir una bomba multietapa Grundfos, concretamente el modelo CRE 5-6, ya que su caudal nominal se encuentra entre 4-6 m³/h y aguanta presiones de hasta 6-8 bares. Su precio estimado se encuentra en 3400 €.

No obstante, como se ha mencionado anteriormente se va a disponer de 8 stacks alcanzado un caudal necesario 8 veces mayor, por lo que, en este caso, la bomba más adecuada será la Grundfos CRE 32-4 con un caudal nominal de 30-40 m³/h y un precio aproximado de 5500 €.

El agua empleada para el proceso de electrólisis debe de ser destilada y desionizada, por lo que es necesario implantar procesos de filtrado y purificación. Como se ha comentado anteriormente, se propone obtener el agua del río Ebro.

Se recomienda un sistema de osmosis inversa con electrodeionización, con un caudal mínimo de 40 m³/h (con margen respecto a los 35,2 m³/h necesarios). Por tanto, sistema de filtración para obtención agua desmineralizada para un electrolizador, estará formado por las siguientes etapas:

- Pretratamiento: en el que el agua será filtrada a través de arena y carbón, y donde se realizará una dosificación de cal. Con un precio aproximado para el conjunto de electrolizadores de 30.000 €.
- Osmosis inversa y electrodeionización: para eliminar el 98% de las sales y bajar la conductividad. Esta etapa requiere una inversión aproximada de 37.500 €.
- Tanque acumulador y bomba: para estabilizar la presión y el caudal hacia los electrolizadores. Con un impacto económico de 15.000 €.

El coste total de este sistema oscila alrededor de los 82.500 € . Algunos de los principales fabricantes son Veolia, Pure Aqua o Suez.

10.1.3 Instalación para bombear el electrolito

Como ya se ha comentado la solución acuosa en el electrolizador debe de tener una concentración del 25 % de KOH y con el paso del tiempo la concentración va cambiando por lo que es necesario un sistema que lo controle. El sistema formado por una bomba tendrá que soportar la corrosión ocasionada por el KOH y el caudal será un 25% del empleado para la bomba de agua. Por lo que los requisitos que debe cumplir la bomba son:

- Caudal máximo mayor o igual a:

$$Q = 35 \frac{m^3}{h} * 0,25 = 8,75 \frac{m^3}{h}$$

- Temperatura de operación de 80-90 °C
- Presión de operación baja
- Materiales compatibles: acero inoxidable 316L, PVDF o polipropileno

Teniendo en cuenta estas restricciones se ha seleccionado la bomba Tapflo CTM-25 PVDF con caudal max de 13 m³/h (para tener margen) y un precio estimado de 2.750 €.

Instalación de compresión de hidrógeno

Para el almacenamiento de hidrógeno se va a emplear tanques a alta presión, ya que actualmente es la tecnología más desarrollada y más sencilla dentro de su elevada complejidad.

Previo al almacenamiento es necesario aumentar la presión del gas, para ello se empleará una instalación de compresión de hidrógeno. El tipo de compresor utilizado va a ser compresores de diafragma, ya que, presentan una elevada fiabilidad, no requieren aceite y son utilizados generalmente para estaciones y energía.

Se va a seleccionar el compresor Hoerbiger HCP 500, que permite una presión superior a 350 bares y su precio estimado es de 210.000 €. Las principales características de este compresor son:

- Caudal mayor de 250 kg/h
- Presión hasta 500 bar
- Espacio requerido de 72 m²

10.1.4 Tanques de almacenamiento de hidrógeno

Para calcular la dimensión del tanque de almacenamiento de hidrógeno se va a partir de la energía que puede producir el parque eólico de 36,96 MW en un día.

Se va a suponer que durante los fines de semana el parque de Montija no participa en el mix nacional debido a la bajada de demanda, por lo que el sistema de almacenamiento de hidrógeno deberá ser capaz de almacenar la energía producida durante ese periodo de tiempo. A continuación, se calcula de manera aproximada la energía que produce el parque eólico de Montija en un día:

El factor típico de capacidad en Burgos está entre el 30- 35 %, lo que significa que tiene buen recurso eólico durante 2600-3000 horas al año. Para los cálculos se va tomar un valor medio del 33 % . Por tanto:

$$\text{Energía} = 36,96 \text{ MW} * 24 \text{ h} * 0,33 = 292,72 \text{ MWh/día}$$

También se van a tener en cuenta los siguientes coeficientes de pérdidas:

- 3% de pérdidas de transformación y transporte en el interior del parque
- 4% de pérdidas en concepto de indisponibilidad, motivado por operaciones de mantenimiento y reparaciones de averías.
- 9% de pérdidas producidas por el efecto estela y posibles turbulencias de vientos

Se obtiene una energía total de

$$\text{Energía} = 292,72 \frac{\text{MWh}}{\text{día}} * 0,97 * 0,96 * 0,91 = 248,051 \frac{\text{MWh}}{\text{día}}$$

Por tanto, considerando un poder calorífico alto del hidrógeno de 39,4 kWh/kg y una eficiencia e la pila de combustible del 55 %:

$$\text{Hidrógeno necesario} = \frac{248,051 \text{ kWh}}{39,4 \frac{\text{kWh}}{\text{kg}} * 0,55} = 11,444 \text{ kg de H}_2$$

Como se ha comentado anteriormente se va a almacenar el hidrógeno en tanques presurizados de tipo IV que pueden soportar presiones de 350-700 bar. Para el

diseño se ha supuesto un precio de 13,425 €/kg por tanto el precio final del tanque será de 12,1 millones de euros.

Aunque presenta un futuro prometedor, sobre todo debido al estudio publicado por la Universidad Politécnica de Madrid, se descarta el uso de una caverna geológica, ya que para recuperar la inversión sería recomendable que el proyecto requiriese de más de 50 toneladas de hidrógeno.

Suponiendo que los tanques cilíndricos son de 150 litros cada uno, se necesitarían 1.817 cilindros, que ordenados ocuparían un área en torno a 200-300 m².

Por último, cabe destacar que se descarta el almacenamiento en estado líquido ya que la energía requerida es demasiado alta, como ya se ha comentado.

10.1.5 Pila de combustible

Como ya se ha comentado, se va a seleccionar una pila de combustible de tipo PEM debido a que sus características se adaptan mejor al uso requerido en este proyecto.

Tras analizar las posibilidades del mercado, se ha elegido la pila combustible PEM zzSMRT de 150 kW, diseñada por la marca NUEN, ideal para generación estacionaria. Este equipo opera con un rendimiento del 55 % y presenta un montaje modular, ideal para sistemas de generación eléctrica. Cabe destacar que la vida útil de este equipo es de 20.000 horas.

Con el objetivo de aumentar la potencia se pueden montar más unidades, en este caso se van a requerir 10. De esta forma, obtendremos una potencia de 15 MW. El coste de una pila de combustible de las características mencionadas se encuentra entre 350.000-500.000 €, por lo que teniendo en cuenta que para este proyecto se requieren 10, el precio final será de 4.250.000 tomando el precio medio.



Figura 19:Pila de combustible PEM zzSMRT

10.2 Costes de la inversión

Equipo	Precio(€)
Sistemas de bombeo de agua	5500
Sistema de filtración para obtención agua desmineralizada	82.500
Electrolizadores	5.238.000
Instalación para preparar y bombear el electrolito	2.750
Instalación de compresión de hidrógeno	210.000
Instalación de almacenamiento de hidrógeno	12.100.000
Pila de combustible	4.250.000
Total	21.888.750

Aprovechamiento del excedente de energía renovable mediante hidrógeno verde

Carlos Álvarez-Novoa Herranz

Tabla 6: Coste de los equipos

10.3 Costes de operación

- Consumos de agua: como el agua empleada para electrólisis sería directamente captada del río el precio será menor que el agua de red. El precio estará entre los 0,04-0,12 €/m³. No obstante, será necesario un permiso de la Confederación Hidrográfica del Ebro. El electrolizador presenta unas necesidades de volumen de agua de 11,1 l/kgH₂ producido.
- Consumo de electrolito: como se ha comentado anteriormente la concentración del electrolito varía con el tiempo, porque tiene que ser controlada. Se estima que el volumen de electrolito necesitado para mantener una concentración del 25 % de KOH en la solución acuosa es de 0,01 l/kgH₂.
- Mano de obra: se va a considerar unos costes de mano de obra de 40.500 €/año, con un incremento salarial del 2 %. Estos gastos van destinados a 2 trabajadores.

Amortizaciones equipos

Equipo	Periodo de amortización (años)	Amortización (anual)
Sistemas de bombeo de agua	4	1.375
Sistema de filtración para obtención agua desmineralizada	4	20.625
Electrolizadores	10	523.800
Instalación para preparar y bombear el electrolito	4	687.5
Instalación de compresión de hidrógeno	10	21.000
Instalación de almacenamiento de hidrógeno	4	3.025.000
Pila de combustible	8	531.250

Tabla 7: Amortización de equipos

Como se puede observar en la tabla 6 la inversión más cara del proyecto es el almacenamiento de hidrógeno.

La inversión se realiza al inicio del proyecto y se debe de devolver a lo largo de la vida útil. La devolución se denomina amortización y es una cantidad constante

Aprovechamiento del excedente de energía renovable mediante hidrógeno verde

Carlos Álvarez-Novoa Herranz

para pagar anualmente para que al final del proyecto se haya cubierto la inversión y los intereses.

Para calcular la amortización se emplea la siguiente fórmula:

$$A = INV \cdot f_a$$

Teniendo en cuenta que:

$$f_a = \frac{i \cdot (1+i)^N}{(1+i)^N - 1}$$

Se obtiene un $f_a=0,11133$

Y que N es la vida útil y la i es la tasa de descuento. En este trabajo se va utilizar una tasa de descuento del 2 %.

A se conoce como el coste normalizado de la inversión (CAPEX).

Los gastos anuales como combustible, mantenimiento, materiales se recogen en la siguiente fórmula:

$$C_{x,j} = C_{x,0} \cdot (1+r_x)^j$$

Sin embargo, este importe hay que traerlo al día de hoy por lo que se obtiene:

$$C_{x,j0} = C_{x,0} \cdot \frac{(1+r_x)^j}{(1+i)^j} = C_{x,0} \cdot \left(\frac{1+r_x}{1+i}\right)^j = C_{x,0} \cdot k_x^j$$

Generalizando para todos los años:

$$C_x = C_{x,0} \cdot \sum_{j=1}^N k_x^j = C_{x,0} \cdot \left(\frac{k_x^j \cdot k_x - k_x}{k_x - 1}\right) = C_{x,0} \cdot \frac{k_x \cdot (1 - k_x^N)}{1 - k_x}$$

$f_{\Sigma,x}$

La r_x empleada en este proyecto va a ser de un 2,1 % para no confundirla con la i, mencionada anteriormente.

Si ese coste acumulado en el año 0 se amortiza, se distribuye uniformemente a lo largo de los N años:

$$C_{Nx} = C_{x,0} \cdot f_{\Sigma,x} \cdot f_a$$

Como se ha comentado a lo largo del documento, el objetivo de esta tecnología es generar hidrógeno en horas en las que se produce energía renovable de más por lo que su consumo es 0 o incluso negativo, por lo que no se va a tener en cuenta el precio de la electricidad para calcular los coste, ya que, se va a asumir que es 0.

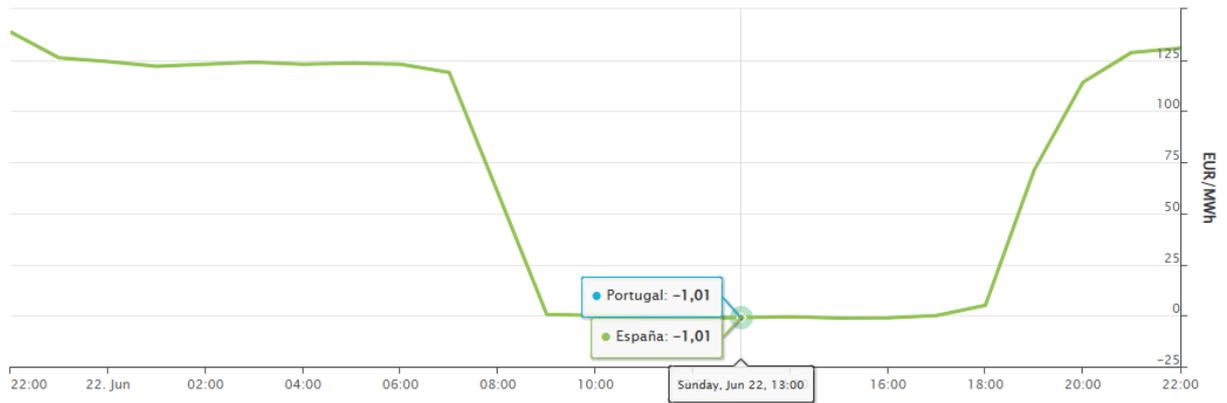


Figura 20: Precio del mercado del día 22 de junio de 2025

En la Figura 18 se puede observar que el precio de la energía en España y Portugal el día 22 de junio a las 13:00 horas era negativo, eso significa que lejos de costar dinero, se estaría ganando dinero para consumir energía. Este fenómeno ha sido acelerado debido al incremento de generación de energía renovable no gestionable que generalmente durante las horas de más sol alcanza su pico.

Para solucionar este problema y con el objetivo de aplanar la curva de precios diaria y que el precio sea constante a lo largo de todo el día, como ya se ha comentado, se está estudiando que la demanda tenga una participación más activa en el sector pudiendo vender su consumo no consumo de energía en horas que sean necesarias.

Operando para todos los gastos se obtiene:

	fa	kx	fΣ	Cx,0	Cx	CNx	INV	INV*fa
Sistemas de bombeo de agua	0.111326528	1.00098	10.05408	1375	13824.36	1539.018	5500	612.2959
Sistema de filtración para obtención agua desmineralizada	0.111326528	1.00098	10.05408	20265	203745.9	22682.33	825000	91844.39
Electrolizadores	0.111326528	1.00098	10.05408	523800	5266327	586281.9	5238000	583128.4
Instalación para preparar y bombear el electrolito	0.111326528	1.00098	10.05408	687.5	6912.18	769.509	2750	306.148
Instalación de compresión de hidrógeno	0.111326528	1.00098	10.05408	21000	211135.7	23505	210000	23378.57
Instalación de almacenamiento de hidrógeno	0.111326528	1.00098	10.05408	3025000	30413593	3385840	12100000	1347051
Pila de combustible	0.111326528	1.00098	10.05408	531250	5341230	594620.6	4250000	473137.7

Tabla 8: Costes normalizado

Teniendo todo esto en cuenta, y poniendo como ejemplo un proyecto cuyos gastos sean de combustible y de mantenimiento únicamente tendrá un coste normalizado:

$$C_N = \underbrace{INV \cdot f_a}_{CAPEX} + \underbrace{C_{F,0} \cdot f_{\Sigma,F} \cdot f_a + C_{OM,0} \cdot f_{\Sigma,OM} \cdot f_a}_{OPEX} \quad [€]$$

$$LCOX = \underbrace{\frac{INV \cdot f_a}{P}}_{CAPEX} + \underbrace{\frac{C_{F,0} \cdot f_{\Sigma,F} \cdot f_a + C_{OM,0} \cdot f_{\Sigma,OM} \cdot f_a}{P}}_{OPEX} \quad [€/uP]$$

Por tanto, aplicando estas fórmulas a este proyecto y operando los valores obtenidos en la Tabla 7, resulta un coste normalizado de la inversión de :

$$CN = 7.134.696,66 \text{ €}$$

$$LCOE = 408.630,965 \text{ €/MW}$$

Llama la atención que se obtiene un LCOE muy elevado, mucho más el mencionado anteriormente.

A continuación, se va a realizar un estudio de viabilidad económica empleando el valor actual neto.

10.4 Valor actual neto

El valor actual neto o VAN es la diferencia entre el valor presente de los ingresos y el valor presente de los costes de un proyecto a lo largo del tiempo, usando una tasa de descuento.

Es una herramienta que permite valorar económicamente los proyectos. Si el VAN presenta un valor mayor que 0 significa que el proyecto es rentable, si el resultado del VAN es 0 no se genera beneficio, pero tampoco se pierde y si el VAN es negativo el proyecto no es viable económicamente hablando.

$$T_N[\text{€/uP}] = T_{v,0}[\text{€/uP}] \cdot f_{\Sigma,v} \cdot f_a$$

$$VAN = T_{v,0} \cdot P \cdot f_{\Sigma,v} - C_{F,0} \cdot f_{\Sigma,F} - C_{OM,0} \cdot f_{\Sigma,OM} - INV$$

Como la energía generada a través del hidrógeno verde se va comercializar en horas punta donde la energía es más cara la tarifa el primer año será de:

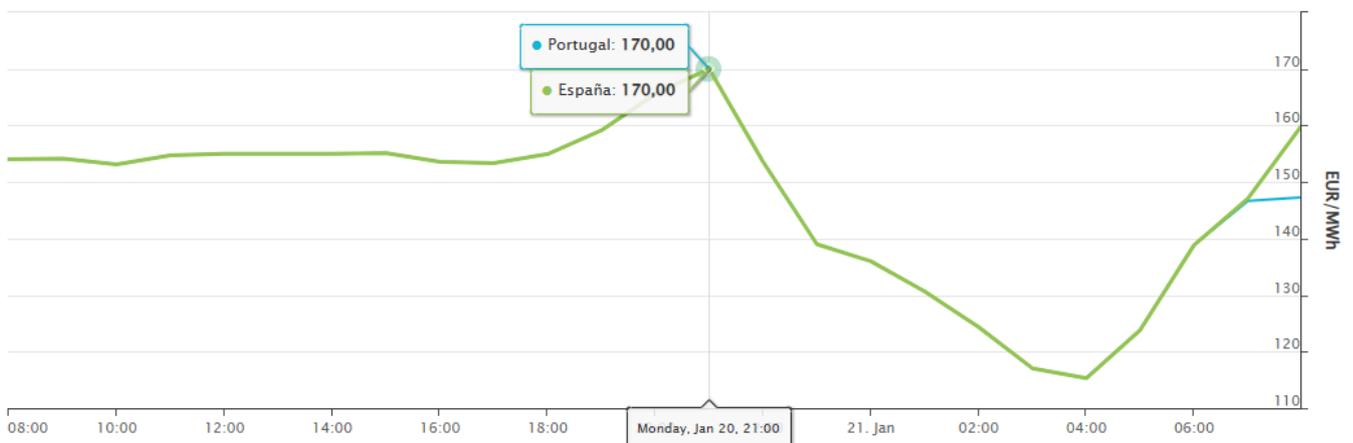


Figura 21: Precios de la energía 20 de enero de 2025

En la figura 19 se puede observar que el precio pico de la energía un lunes de enero es de 170 €/MWh, precio que se va a emplear en los cálculos. En invierno debido al uso de la calefacción el uso de energía incrementa por lo que aumenta el precio de esta. Sistemas de almacenamiento podrían ser muy útiles para contrarrestar esta subida y aplanar la curva, ya que, como se puede observar el pico se da a las 21 horas, cuando la solar ya no aporta al sistema.

Por tanto, siendo:

$$T_{v,0} = 170 \text{ €/MWh}$$

$$T_N = 170 * 10,05408 * 0,11132 = 190,28 \text{ €/MW}$$

$$VAN = 170 * 17,46 * 10,05408 - 41.456.769 - 22.631.250 = -64.058.176,7 \text{ €}$$

Se obtiene un VAN negativo muy inferior a 0, lo que significa que el proyecto está muy lejos del ser rentable. A lo largo del documento se ha visto que a pesar de que es una tecnología muy prometedora, dificultades técnicas como el almacenamiento de hidrógeno encarecen mucho este método de almacenamiento de energía. Esto se ha podido comprobar con el estudio de viabilidad económica.

Así mismo, cabe destacar, que como se ha comentado anteriormente, al principio la energía solar y la eólica contaban con subvenciones para poder ser competitivas. Hoy en día se puede corroborar que esa inversión inicial ha sido recompensada ya que se ha logrado un sistema eléctrico principalmente formado por energía renovable, se han reducido los precios de la energía a largo plazo y se ha impulsado la economía.

11. Conclusión

En este trabajo se ha realizado un estudio de viabilidad sobre la posibilidad de implantar un sistema de generación de hidrógeno verde en la provincia de Burgos, España. Esta instalación pretende servir como almacenamiento de energía y permitir aplanar la curva de precios actual que presenta una forma de pato.

Para el desarrollo del trabajo en primer lugar se ha expuesto la situación actual de la energía renovable en el sistema eléctrico español, lo que supone el vértido de energía renovable y sus principales razones. Donde se ha visto, que a pesar de que el impulso de los parques eólicos y solares ha sido muy positivo también tiene algunos efectos negativos, como las dificultades técnicas que introducen al sistema. Aunque todavía se desconoce al completo lo que ocasionó el apagón el 28 de abril, los expertos están de acuerdo en que la gestión de las renovables puede estar relacionadas. Es por esto, por lo que recientemente se publicó un

BOE en que se apuntaba la necesidad de incrementar la flexibilidad, fiabilidad y el almacenamiento en el sector eléctrico.

Se han comentado las principales características del hidrógeno, siendo este un gas muy ligero, lo que dificulta mucho su almacenamiento. Así mismo, a pesar de que existen varios métodos para su almacenamiento, debido a la elevada dificultad técnica aún no se ha logrado que sean competitivos económicamente. Para este estudio se ha decidido emplear la tecnología de compresión a alta presión, ya que hoy en día es la más extendida y la que menos consumo energético necesita.

Dentro de las numerosas tecnologías de electrólisis se ha concluido que la más apropiada para las características de este proyecto son los electrolizadores alcalinos.

Las pilas de combustible fueron inventadas hace ya muchos años y para este trabajo se ha seleccionado la pila PEM.

Con una vista técnica sobre el problema planteado, se ha analizado porque Burgos podría ser un gran emplazamiento para una instalación de estas características. Los atributos principales que son la posibilidad de obtener agua ilimitada del río Ebro, la elevada potencia instalada de renovables principalmente de energía eólica, el compromiso que presenta la comunidad autónoma de Castilla y León con el desarrollo de las tecnologías y renovables y, aunque no se ha tenido en cuenta para en este caso, la posibilidad de emplear como caverna natural de almacén de hidrógeno el diapiro de Pozas de la Sal.

Finalmente, del estudio económico se ha concluido que a día de hoy el desarrollo de un proyecto de estas características no es viable económicamente. Sin embargo, debido a las grandes ventajas que presenta se plantea la posibilidad de subvencionar proyectos con estas características como ya ocurrió al inicio de los parques eólicos y solares.

Bibliografía

<https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2025/02/la-solar-fotovoltaica-es-ya-la-tecnologia-con-mas-MW-instalados-espana>

<https://www.omie.es/es/spot-hoy>

<https://www.entsoe.eu/publications/blackout/28-april-2025-iberian-blackout/>

<https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2025/03/la-produccion-renovable-crece-en-Espana-un-10-3-por-ciento-2024-alcanza-mayores-registros>

<https://www.iberdrolaespana.com/sostenibilidad/almacenamiento-energia>

<https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-actividad/hidrogeno-verde/puertollano-planta-hidrogeno-verde>

https://www.larazon.es/economia/espana-tira-2100-millones-energias-renovables-falta-demanda-redes-necesarias-impulsarla_2024031665f50bbbd33103000153e8ae.html#:~:text=Espa%C3%B1a%20%C2%ABtira%C2%BB%202.100%20millones%20en,de%20redes%20necesarias%20para%20impulsarla

Asociación Española del Hidrógeno, AeH2. <https://www.aeh2.org/hidrogeno/>.

C. M. Kalamaras and A. M. Efstathiou. “Hydrogen Production Technologies: Current State and Future Developments”. Conference Papers in Science 2013, Article ID 690627, (2013). <https://doi.org/10.1155/2013/690627>

A. Pino. Aprovechamiento de recursos energéticos renovables no integrables en la red eléctrica. Capítulo 2. El caso de la producción de Hidrógeno. Escuela Superior de Ingenieros. Universidad Politécnica de Sevilla (2008).

Hydrogen generation in Europe: Overview of costs and key benefits. European Comision. Julio 2020.

M. Sánchez. Desarrollo y validación de un modelo de sistemas de electrolisis alcalina para la producción de hidrógeno a partir de energías renovables. Tesis Doctoral. UPM (2020).

E. Trillo. “Electrólisis PEM de baja temperatura y sus aplicaciones industriales”. Trabajo Fin de Grado. Escuela Superior de Ingeniería. Universidad de Sevilla. Dpto. de Ingeniería Energética. 2016.

A. López. “Estudio eléctrico de pilas de combustible tipo PEM”. Trabajo Fin de Carrera. Universidad Pontificia de Comillas. ICADE-ICAI. 2015.

Aprovechamiento del excedente de energía renovable mediante hidrógeno verde

Carlos Álvarez-Novoa Herranz

J. García. “Pilas de combustible. Parte I: Conceptos y estado tecnológico”. Máster en Energías Renovables y Mercado Energético. EOI. 2014.

Green Hydrogen Storage in an Underground Cavern: A Case Study in Salt Diapir of Spain. Valle-Falcones, L.M., Grima-Olmedo, C., Mazadiego-Martínez, L.F., Eguilior-Díaz, S., Rodríguez-Pons, R. Applied Sciences (Switzerland), 2022, 12(12), 6081. <https://doi.org/10.3390/app12126081>

https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2025-12857

https://www.ree.es/sites/default/files/07_SALA_PRENSA/Documentos/2025/NP_C yL.pdf

<https://www.burgosconecta.es/provincia/burgos-produce-879-electricidad-partir-fuentes-energia-20230703072421-nt.html>

<https://energia.jcyl.es/web/es/biblioteca/boletin-anual-estadistica-energetica.html>

<https://solariaenergia.com/solaria-obtiene-la-autorizacion-administrativa-de-construccion-para-su-proyecto-garona-de-595-mw/>

<https://www.pv-magazine.es/2022/12/20/luz-verde-a-la-planta-fotovoltaica-de-595-mw-de-solaria-en-garona/>

<https://www.diariodeburgos.es/noticia/z31f00c56-d090-7cf7-9fe24221b1b06836/202211/una-central-hidroelectrica-a-su-medida-en-pozay-lences>

<https://www.atalaya.eu/actualidad/noticias/atalaya-generacion-plantea-construir-una-central-hidroelectrica-reversible-con-una-potencia-de-606-mw-en-la-provincia-de-burgos/>

<https://nelhydrogen.com/water-electrolysers-hydrogen-generators/>

<https://aeeolica.org/sobre-la-eolica/mapa-de-parques-eolicos/castilla-leon/montija/>

<https://product-selection.grundfos.com/es/products/cm-cme/cm?tab=explore>

https://cp.hoerbiger.com/en/products-and-services/package-for-hydrogen-compression/hydrogen-compressor-package.html?utm_source=chatgpt.com

https://www.hyfindr.com/en/shop/products/150kw-pem-fuel-cell?utm_source=chatgpt.com

file:///C:/Users/alvar/Downloads/Viabilidad%20economica%20PFCs_2024_25.pdf

Aprovechamiento del excedente de energía renovable mediante hidrógeno verde

Carlos Álvarez-Novoa Herranz

