



COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD E HIDRÓGENO EN CENTRALES NUCLEARES: ESTRATEGIAS PARA LA INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES NO GESTIONABLES

Autor: Berta López Martín

Director: José Rubén Pérez Domínguez

Madrid
Agosto de 2025

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
**PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD E HIDRÓGENO EN CENTRALES
NUCLEARES: ESTRATÉGIAS PARA LA INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES
NO INTEGRABLES**
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2024-2025 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.: Berta López Martín Fecha: 27/08/2025



Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: José Rubén Pérez Domínguez

Fecha: 27/08/2025



PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD E HIDRÓGENO EN CENTRALES NUCLEARES: ESTRATEGIAS PARA LA INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES NO GESTIONABLES

Autor: López Martín, Berta.

Director: Pérez Domínguez, José Rubén

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

1. Introducción

Este Trabajo de Fin de Máster analiza la viabilidad técnica, económica y ambiental de producir hidrógeno mediante electrólisis alimentada por energía nuclear en España, tomando como referencia la central de Almaraz (Cáceres), que cuenta con dos reactores en operación a largo plazo (LTO). El estudio se centra en el hidrógeno rosa y evalúa su capacidad para incrementar la flexibilidad operativa de las centrales nucleares, diversificar sus fuentes de ingresos y apoyar la descarbonización industrial.

La transición hacia un sistema energético bajo en carbono exige soluciones que permitan integrar un volumen creciente de energías renovables, como la solar y la eólica, garantizando al mismo tiempo la estabilidad y fiabilidad del suministro. En este contexto, las centrales nucleares se han visto perjudicadas por episodios de exceso de generación que reducen los precios del mercado y limitan su participación. Como respuesta a esta situación, este trabajo propone generar hidrógeno rosa mediante electrólisis alimentada con electricidad de hidrógeno nuclear, aprovechando así los excedentes eléctricos, mejorando la flexibilidad operativa y contribuyendo a la reducción de emisiones de CO₂.

2. Metodología

El análisis se ha realizado empleando el software Hydrogen Economic Evaluation Program (HEEP) de la Agencia Internacional de Energía Atómica, una herramienta que permite calcular el coste nivelado del hidrógeno (LCOH) y evaluar la influencia de parámetros técnicos y económicos sobre su viabilidad. Para ello, se han modelado tres configuraciones:

1. PWR en operación a largo plazo (LTO) + electrólisis alcalina
2. PWR en LTO + electrólisis de alta temperatura (HTSE)
3. Nueva central Gen III+ APWR + electrólisis alcalina

En cada caso se han definido parámetros como potencia nominal, eficiencia, horas anuales de operación, CAPEX, OPEX y costes de combustible. El modelo calcula el LCOH y desglosa los costes por fases: generación eléctrica, producción de hidrógeno, transporte y almacenamiento. Paralelamente, se ha cuantificado y valorado qué cantidad de agua requiere el electrolizador para producir el hidrógeno. Además, se han planteado tres escenarios para

estudiar la viabilidad económica: (a) la operación continua de un reactor destinado únicamente a la producción de hidrógeno, (b) el funcionamiento de los electrolizadores únicamente durante las horas de excedente eléctrica, y (c) la incorporación de un subsidio de 0,5 €/kg aplicado a ambos esquemas anteriores. Se ha establecido que, en todos los casos, el segundo reactor, no empleado para la producción de hidrógeno, puede vender su producción a la red eléctrica y generar beneficios. Asimismo, se ha estimado la reducción de emisiones de CO₂ derivada de sustituir hidrógeno gris por hidrógeno rosa. Finalmente, se han comparado los resultados y realizado un análisis de sensibilidad para identificar las variables con mayor impacto, como las horas de operación del electrolizador, su eficiencia y el coste de capital de las instalaciones.

Por último, declaro el uso de inteligencia artificial durante la elaboración de este Trabajo de Final de Máster utilizado únicamente como apoyo a la redacción, reformulación de texto, corrección ortográfica y a la detección de erratas. Todo el contenido técnico, cálculos, resultados y conclusiones han sido realizados y verificados por la autora.

3. Resultados

Después de evaluar los tres modelos planteados se ha obtenido que el coste nivelado del hidrógeno (LCOH) puede variar significativamente entre las configuraciones analizadas, tal y como muestra la Figura 1. El escenario más competitivo corresponde al uso de una PWR en extensión de vida (LTO), que alcanza un coste nivelado del hidrógeno de 3,51 €/kg H₂. Esto se debe principalmente a que las centrales nucleares en extensión de vida ya tienen gran parte de su inversión amortizada y a que la electrólisis alcalina es una tecnología madura, con costes de capital reducidos y amplia disponibilidad comercial.

En el caso del PWR en LTO con electrólisis de alta temperatura (HTSE), el LCOH aumenta hasta 5,28 €/ kg H₂, más de un 50% más elevado que el caso de electrólisis con baja temperatura, reflejando el elevado CAPEX de esta tecnología a pesar de su mayor eficiencia. Por último, la nueva central Gen III+ con electrólisis alcalina alcanza un LCOH de 4,17 €/ kg H₂, un 18% más elevado que en el caso planteado con central nuclear en extensión de vida (LTO).

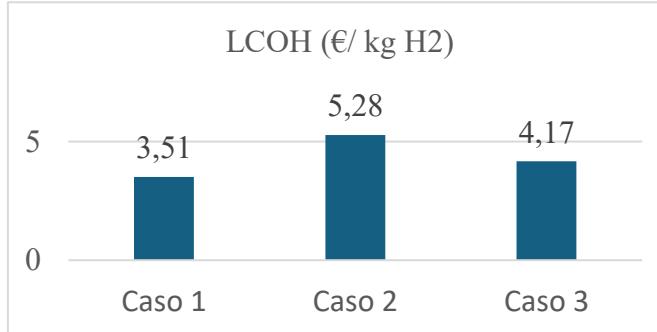


Figura 1. Resultado del coste nivelado del hidrógeno para cada una de las configuraciones planteadas

El análisis de sensibilidad confirma que los parámetros más influyentes son las horas anuales de operación del electrolizador y su eficiencia. Una reducción del tiempo de funcionamiento provoca que el LCOH se dispare por encima de 10€/ kg H₂ (ver Figura 2), mientras que un uso



continuo y estable permite mantenerlo en niveles competitivos. En cambio, el impacto de incluir el transporte y almacenamiento resulta mínimo cuando la producción se sitúa próxima al punto de consumo.

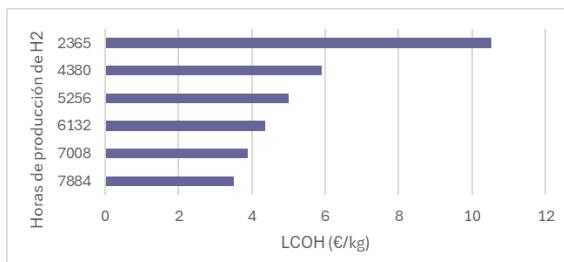


Figura 2. Análisis de sensibilidad del coste nivelado de hidrógeno (LCOH) en función de las horas de producción de hidrógeno para el caso 1

En cuanto a los modelos de negocio, se han evaluado tres esquemas operativos. En el escenario A, que estudia la operación continua de un reactor dedicado a la producción de hidrógeno, se han obtenido resultados positivos en los tres casos, con especial rentabilidad en el caso de PWR en LTO con electrólisis alcalina, con unos beneficios anuales de 297 millones de euros, incluyendo los ingresos por la venta de electricidad del segundo reactor a la red. El escenario B, que plantea operar los electrolizadores solo durante las horas de excedente eléctrico, según datos de REE aproximadamente un 27% del año [1], genera pérdidas económicas que llegan a superar los 400 millones de euros en el PWR en LTO con HTSE, reflejando el impacto que provoca el bajo factor de utilización del electrolizador. Por último, el escenario C incorpora un subsidio de 0,5 €/kg de hidrógeno y, aunque sí que supone una mejora sustancial en el primer caso con beneficios que llegan a superar los 430 millones de euros anuales en el mejor de los casos, no se logra obtener beneficios al aplicar el subsidio al segundo caso, con pérdidas superiores a 390 millones de euros anuales. En la Figura 3 se muestra la comparativa entre los tres modelos de negocio planteados y puede observarse que, en ninguna de las configuraciones, el escenario B obtiene beneficios, tanto con subsidios (Escenario C.1) como sin ellos (Escenario B).

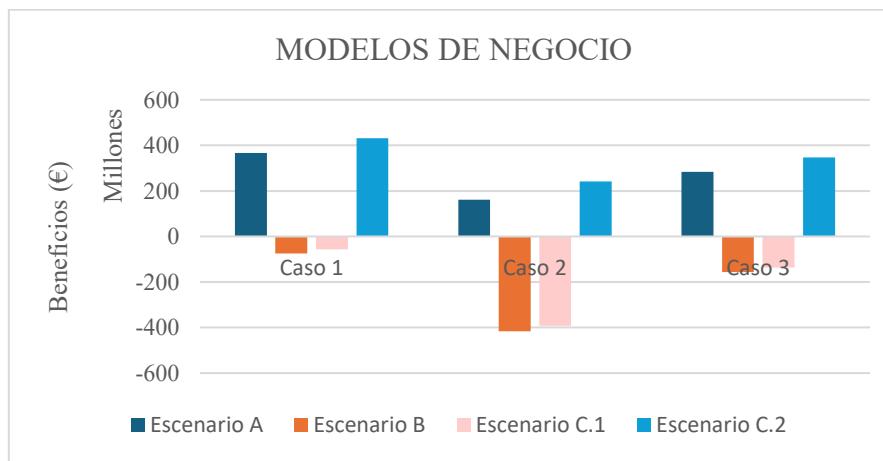


Figura 3. Resultados económicos obtenidos en cada uno de los modelos de negocio propuestos según la configuración



Desde el punto de vista ambiental, los tres casos presentan beneficios claros al sustituir hidrógeno gris por rosa. En los casos de mayor capacidad se podrían evitar hasta 1,5 millones de toneladas de CO₂ al año, demostrando que puede ser una herramienta de descarbonización en la industria española.

4. Conclusiones

El estudio confirma la viabilidad técnica y económica para integrar la producción de hidrógeno en centrales nucleares mediante electrólisis. Los resultados evidencian que la reutilización de reactores existentes en operación a largo plazo (LTO) junto con tecnologías maduras de electrólisis, como la alcalina, permite obtener unos costes más competitivos, alcanzando un LCOH de 3,51 €/ kg H₂.

Desde el punto de vista económico, los modelos de negocio planteados muestran que la operación continua de un reactor de Almaraz destinado íntegramente a la producción de hidrógeno es la más rentable en todos los casos, llegando a obtener 297 millones de euros. En contraste, el esquema basado únicamente en horas de excedente eléctrico resulta deficitario debido al bajo factor de utilización de los electrolizadores, lo que coincide con conclusiones señaladas por la IEA (2019) sobre la importancia de la operación estable y continua [2]. Por otro lado, la incorporación de subsidios específicos, como el incentivo de 0,5 €/kg propuesto en el marco europeo del Hydrogen Bank [3], incrementa significativamente la rentabilidad en el escenario de operación continua.

En el ámbito ambiental, la sustitución de hidrógeno gris por hidrógeno rosa permitiría evitar hasta 1,5 millones de toneladas de CO₂ al año en los escenarios de mayor capacidad, contribuyendo a la descarbonización de sectores industriales intensivos en emisiones. Estos valores se alinean con las estimaciones del Hydrogen Council (2021) y la IEA (2023), que destacan el potencial del hidrógeno bajo en carbono como herramienta clave en la transición energética [4].

Por otra parte, los resultados ponen de manifiesto la importancia de la evolución tecnológica de los electrolizadores. Reducir su CAPEX y mejorar su eficiencia será determinante para que el hidrógeno nuclear pueda competir en igualdad de condiciones con otras alternativas. De acuerdo con Hydrogen Europe (2024), las reducciones esperadas hacia 2030-2040 podrían rebajar el LCOH en más de un 20 %, reforzando su competitividad en el mercado energético [5].

En conjunto, los resultados indican que el hidrógeno de origen nuclear puede ser una solución competitiva si se aprovechan infraestructuras ya amortizadas, se fomenta el despliegue de tecnologías de electrólisis maduras y se aplican mecanismos de apoyo adecuados. Bajo estas condiciones, el hidrógeno rosa se posiciona como una alternativa eficaz para complementar al hidrógeno renovable, contribuir a los objetivos climáticos europeos y reforzar la seguridad energética en el contexto español y europeo.

5. Bibliografía



-
- [1] R. E. España, «Demanda eléctrica en tiempo real - Península,» (s.f.). [En línea]. [Último acceso: 10 diciembre 2024].
 - [2] I. E. Agency, «The future of hydrogen: Seizing today's opportunities (Report prepared for the G20, Japan),» 2019.
 - [3] E. I. Unit, «EU approves first subsidies for hydrogen projects,» 29 Septiembre 2023.
 - [4] I. E. Agency, «Global Hydrogen Review 2023».
 - [5] H. Europe, «Clean Hydrogen Production Pathways Report 2024,» 2024.

Palabras clave: Hidrógeno rosa, energía nuclear, electrólisis alcalina, electrólisis de alta temperatura (HTSE), coste nivelado del hidrógeno (LCOH)

ELECTRICITY AND HYDROGEN PRODUCTION IN NUCLEAR POWER PLANTS: STRATEGIES FOR THE INTEGRATION OF NON-DISPATCHABLE RENEWABLE ENERGIES

1. Introduction

This Master's Thesis analyses the technical, economic, and environmental feasibility of producing hydrogen through electrolysis powered by nuclear energy in Spain, taking as reference the Almaraz nuclear power plant (Cáceres), which has two reactors currently in long-term operation (LTO). The study focuses on pink hydrogen and evaluates its potential to increase the operational flexibility of nuclear power plants, diversify revenue streams, and support industrial decarbonization.

The transition towards a low-carbon energy system requires solutions that allow the integration of an increasing share of non-dispatchable renewable energies, such as solar and wind, while ensuring the stability and reliability of supply. In this context, nuclear power plants have been affected by episodes of excess generation that lower market prices and limit their participation. As a response, this work proposes the production of pink hydrogen through electrolysis powered by nuclear electricity, thereby making use of surplus generation, enhancing operational flexibility, and contributing to CO₂ emissions reduction.

2. Methodology

The analysis has been carried out using the Hydrogen Economic Evaluation Program (HEEP) from the International Atomic Energy Agency, a tool that allows calculating the levelized cost of hydrogen (LCOH) and assessing the influence of technical and economic parameters on feasibility. Three configurations were modelled:

1. PWR in long-term operation (LTO) + alkaline electrolysis
2. PWR in LTO + high-temperature steam electrolysis (HTSE)
3. New Gen III+ APWR + alkaline electrolysis

In each case, parameters such as nominal power, efficiency, annual operating hours, CAPEX, OPEX, and fuel costs were defined. The model computes the LCOH and breaks down costs by phase: power generation, hydrogen production, transport, and storage. In parallel, the amount of water required by the electrolyser to produce the hydrogen was quantified. In addition, three scenarios were considered to assess economic viability: (a) continuous operation of one reactor dedicated solely to hydrogen production, (b) operation of the electrolyzers only during hours of surplus electricity and (c) application of a €0.5/kg subsidy to both preceding schemes. It was established that, in all cases, the second reactor, not used for hydrogen production, can sell its output to the grid and generate revenue. The reduction in CO₂ emissions resulting from replacing grey hydrogen with pink hydrogen was also estimated. Finally, results were compared, and a sensitivity analysis was performed to identify the

variables with the greatest impact, such as electrolyser operating hours, its efficiency, and the capital cost of the facilities.

Lastly, I declare that generative artificial intelligence was used during the preparation of this Master's Thesis solely for editorial support, writing assistance, text rephrasing, spelling/grammar correction, and error detection. All technical content, calculations, results, and conclusions were produced and verified by the author.

3. Results

The evaluation of the three models shows that the leveled cost of hydrogen (LCOH) varies significantly among configurations, as it can be seen in Figure 1. The most competitive scenario corresponds to a PWR in LTO with alkaline electrolysis, which achieves an LCOH of €3,51/kg. This advantage is mainly because nuclear plants in long-term operation, such as Almaraz, have largely amortized their initial investment, combined with the use of mature electrolysis technology with reduced capital costs and wide commercial availability.

For the PWR in LTO with HTSE, the LCOH rises to €5,28/kg, more than 50% higher than the low-temperature case, reflecting the high CAPEX of this technology despite its greater efficiency. Finally, the new Gen III+ with alkaline electrolysis results in an LCOH of €4,17/kg, about 18% higher than the LTO scenario.

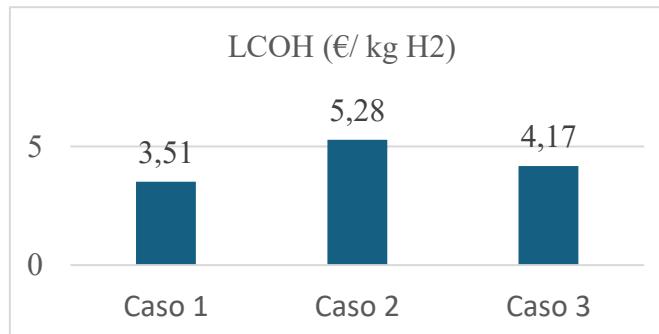


Figure 1. Result of the leveled cost of hydrogen (LCOH) for each of the proposed configurations

The sensitivity analysis confirms that the most influential parameters are the annual operating hours of the electrolyser and its efficiency. A reduction in operating hours raises the LCOH above €10/kg, whereas continuous and stable operation keeps it competitive. In contrast, the inclusion of transport and storage costs is marginal when production takes place close to consumption.

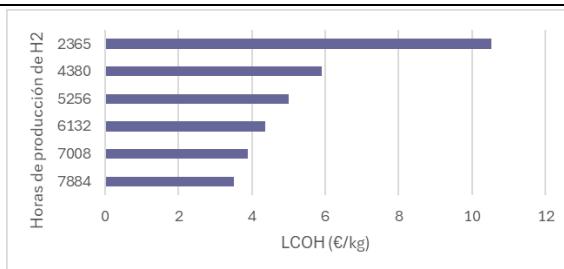


Figure 2. Sensitivity analysis of the leveled cost of hydrogen (LCOH) as a function of hydrogen production hours for Case 1.

Regarding business models, three operational schemes were evaluated. The scenario A, involving continuous operation of a reactor dedicated to hydrogen production, produced positive results in all cases, with profitability for the LTO + alkaline electrolysis configuration, reaching annual profits of €297 million. The scenario B, where electrolyzers operate only during surplus electricity hours, approximately 27% of the year according to REE data [1], results in losses exceeding €400 million in the case of LTO + HTSE, due to the low utilization factor. The third scenario, which incorporates a €0,5/kg subsidy, substantially improves results in the first case, with profits exceeding €430 million annually, but fails to achieve profitability in the second, where losses remain above €390 million. Figure 3 shows the comparison among the three proposed scenarios, where it can be observed that Scenario B does not achieve profits under any configuration, either with subsidies (Scenario C.1) or without them (Scenario B).

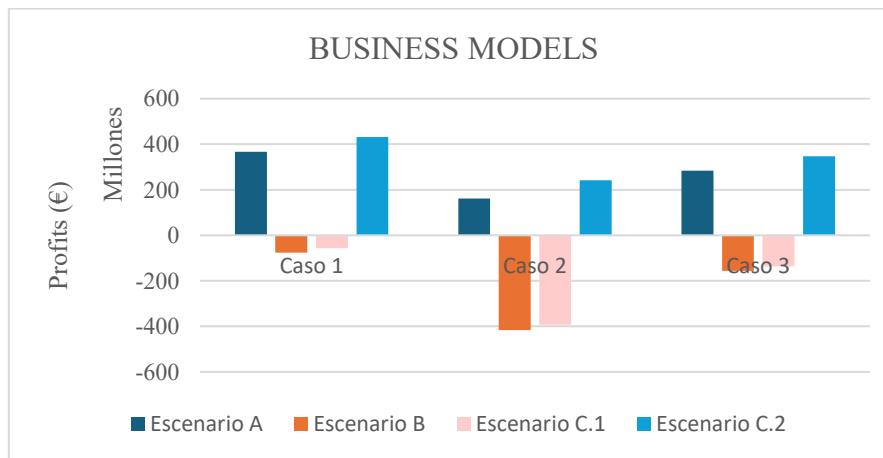


Figure 3. Economic results obtained in each of the proposed business models according to the configuration

From an environmental perspective, all three scenarios deliver clear benefits by replacing grey hydrogen with pink hydrogen. In the largest capacity scenarios, this substitution could avoid up to 1,5 million tons of CO₂ per year, highlighting its potential as a decarbonization tool for Spanish industry.

4. Conclusions

The study confirms the technical and economic feasibility of integrating hydrogen production into nuclear power plants through electrolysis. The results show that reusing existing reactors

in long-term operation together with mature electrolysis technologies, such as alkaline, yields the most competitive costs, reaching an LCOH of €3,51/kg.

Economically, the business models indicate that continuous operation of a reactor dedicated exclusively to hydrogen production is profitable in all cases, achieving up to €297 million in the case of Almaraz, which operates two reactors, one supplying the grid and the other producing hydrogen. In contrast, the scheme based solely on surplus hours is unprofitable due to the low utilization factor of electrolyzers, consistent with IEA (2019) conclusions on the importance of stable operation [2]. Meanwhile, the incorporation of targeted subsidies, such as the €0,5/kg incentive proposed within the EU Hydrogen Bank, significantly enhances profitability in continuous-operation scenarios [5].

From an environmental standpoint, replacing grey hydrogen with pink hydrogen could avoid up to 1,5 million tons of CO₂ annually in the largest scenarios, aligning with estimates from the Hydrogen Council (2021) and the IEA (2023), which underline the potential of low-carbon hydrogen as a key tool for the energy transition [4].

Finally, the results emphasize the importance of continued technological progress in electrolysis. Reducing CAPEX and improving efficiency will be decisive for nuclear hydrogen to compete on equal terms with alternative pathways. According to Hydrogen Europe (2024), expected cost reductions by 2030–2040 could lower the LCOH by more than 20%, strengthening its competitiveness in the energy market [5].

Overall, the findings suggest that nuclear-based hydrogen can be a competitive solution if existing infrastructure is leveraged, mature electrolysis technologies are deployed, and appropriate support mechanisms are implemented. Under these conditions, pink hydrogen is positioned as an effective complement to renewable hydrogen, contributing to EU climate targets while reinforcing energy security in Spain and Europe.

6. Bibliography

- [1] R. E. España, «Demanda eléctrica en tiempo real - Península,» (s.f.). [En línea]. [Último acceso: 10 diciembre 2024].
- [2] I. E. Agency, «The future of hydrogen: Seizing today's opportunities (Report prepared for the G20, Japan),» 2019.
- [3] E. I. Unit, «EU approves first subsidies for hgydrogen projects,» 29 Septiembre 2023.
- [4] I. E. Agency, «Global Hydrogen Review 2023».
- [5] H. Europe, «Clean Hydrogen Production Pathways Report 2024,» 2024.

Keywords: Pink hydrogen; nuclear energy; alkaline electrolysis; high-temperature (steam) electrolysis (HTSE); leveled cost of hydrogen (LCOH).



INDICE

1.	INTRODUCCIÓN	14
2.	ESTADO DE LA CUESTIÓN	15
3.	MOTIVACIÓN.....	16
4.	OBJETIVOS	16
5.	ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE	17
6.	ESTADO DEL ARTE	18
6.1.	CONTEXTO ENERGÉTICO	18
6.2.	PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO Y SU PAPEL EN LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA	19
6.3.	ENERGÍA NUCLEAR EN ESPAÑA Y EUROPA.....	21
6.4.	TIPOS DE CENTRALES NUCLEARES.....	25
6.5.	TECNOLOGÍAS PARA LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO CON ENERGÍA NUCLEAR ..	27
6.6.	COSTE NIVELADO DEL HIDRÓGENO (LCOH)	29
6.7.	COSTE NIVELADO DE LA ELECTRICIDAD (LCOE).....	32
6.8.	PROYECTOS PILOTO ACTUALES	34
7.	INTEGRACIÓN DE UN ELECTROLIZADOR CON UNA CENTRAL NUCLEAR	38
7.1.	JUSTIFICACIÓN DE LA INTEGRACIÓN	38
7.2.	CONSIDERACIONES REGULATORIAS PARA LA COGENERACION NUCLEAR-HIDRÓGENO EN ESPAÑA	38
7.3.	EMPLAZAMIENTO DE LA PLANTA DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO.....	40
7.4.	NECESIDADES TÉCNICAS Y ECONÓMICAS DE UNA PLANTA DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO	41
7.5.	MODELOS DE INTEGRACIÓN CON LA CENTRAL NUCLEAR	43
7.6.	CONFIGURACIÓN OPERATIVA DEL SISTEMA	43
8.	METODOLOGÍA	45
8.1.	USO DEL SOFTWARE HEEP PARA LA EVALUACIÓN TECNOECONOMICA	45
8.2.	PARÁMETROS SOFTWARE HEEP	47
8.3.	DIAGRAMAS DE FLUJO	49
8.4.	HIPÓTESIS Y LIMITACIONES DEL MODELO.....	50
8.5.	ESCENARIOS ANALIZADOS	51
8.6.	CONSUMO DE AGUA.....	54
8.7.	COMPARACIÓN ENTRE REACTORES EN EXTENSIÓN DE VIDA (LTO) Y NUEVAS INSTALACIONES GEN III	55
8.8.	RESULTADOS.....	56
8.9.	ESTUDIOS DE SENSIBILIDAD.....	59
8.10.	SUBVENCIONES DEL HIDRÓGENO ROSA	70
8.11.	MODELO DE NEGOCIO	71
8.12.	RESULTADOS MODELO DE NEGOCIO	74



9.	EVALUACIÓN DEL IMPACTO AMBIENTAL: REDUCCIÓN DE EMISIONES DE CARBONO ...	76
9.1.	COMPARATIVA DE EMISIONES POR TECNOLOGÍA	76
9.2.	METODOLOGÍA DE CÁLCULO	77
9.3.	RESULTADOS E IMPACTO ESTIMADO.....	78
10.	CONCLUSIONES.....	80
11.	TRABAJOS FUTUROS.....	86
12.	BIBLIOGRAFÍA.....	87

1. INTRODUCCIÓN

El contexto energético actual, caracterizado por la creciente incorporación de energías renovables intermitentes como la eólica y la solar, plantea desafíos significativos para la sostenibilidad y viabilidad de las centrales nucleares. Estas plantas, que tradicionalmente han operado de forma continua como base del sistema eléctrico, se enfrentan ahora a la necesidad de adaptarse a un mercado donde la variabilidad de las renovables y la caída de los precios en determinadas horas limitan su capacidad para operar de manera rentable. La rigidez de las centrales nucleares para reducir carga o desacoplarse con garantías de una rápida puesta en funcionamiento posterior, junto con la inelasticidad de la demanda eléctrica, provocan excedentes de energía renovable que son desaprovechados.

En este escenario, surge la necesidad de buscar soluciones innovadoras que permitan a las centrales nucleares mantener su relevancia dentro del mix energético. Una de estas soluciones radica en la integración de tecnologías para la producción de hidrógeno rosa, como la electrólisis de baja temperatura y los procesos termoquímicos, que se presentan como una respuesta prometedora para abordar este desafío. La Comisión Europea, por ejemplo, ha establecido como meta alcanzar una capacidad instalada de 40 GW de electrolizadores para 2030, lo que permitiría generar hasta 333 TWh de hidrógeno renovable y dar un uso eficiente al excedente de energía de las fuentes renovables [1].

El análisis de costos nivelados de electricidad (LCOE) destaca la competitividad de la energía nuclear, específicamente en extensiones de vida útil (LTO), con costos inferiores a 50\$/ MWh, siendo una de las opciones más rentables para la generación de electricidad de bajas emisiones [2]. Estas tecnologías no solo aportan flexibilidad operativa, sino que también permiten diversificar la producción y promover la transición hacia una economía del hidrógeno, un vector energético clave para el futuro. Adicionalmente, los micro reactores emergen como una solución disruptiva, ya que su capacidad para operar en ubicaciones remotas y suministrar tanto electricidad como calor de proceso los posiciona como aliados estratégicos en la generación del hidrógeno.

El presente Trabajo de Final de Máster nace precisamente en este contexto, con el objetivo de explorar y analizar las posibilidades que ofrecen la coproducción de electricidad e hidrógeno en centrales nucleares. A través de esta propuesta, se busca aportar una solución que responda a las necesidades del sistema energético actual, contribuyendo a la integración eficiente de las renovables y al desarrollo de una estrategia energética sostenible a largo plazo.



2. ESTADO DE LA CUESTIÓN

Las centrales nucleares aportan garantía al sistema, pero sus características técnicas y económicas necesitan de su funcionamiento a plena carga, por lo que su implicación debe ir ligada a sistemas de almacenamiento y generación flexible que compatibilice su uso con las energías renovables de carácter intermitente.

Frente a esta problemática, la IEA sugiere soluciones como el uso de electrolizadores para generar demanda adicional [3]. La producción de hidrógeno mediante energía nuclear se presenta como una solución viable para generar hidrógeno con bajas emisiones de carbono, aprovechando la capacidad de generación continua y estable de las plantas nucleares. Esta integración permite diversificar la producción energética y utiliza el hidrógeno como vector energético de exportación de energía limpia.

Los reactores nucleares de potencia pueden combinarse con una planta de producción de hidrógeno para obtener de modo eficiente energía e hidrógeno en un sistema de cogeneración. Actualmente, el 95% del hidrógeno se produce mediante procesos intensivos en carbono, como el reformado de metano con vapor. La integración de la energía nuclear en la producción de hidrógeno podría disminuir significativamente las emisiones del CO₂. De hecho, se estima que, si el 4% de la producción actual de hidrógeno se generaría con energía nuclear, se reducirían hasta 60 megatoneladas de CO₂ anuales [4].

Según los datos proporcionados por la IEA, el LCOE de las plantas nucleares está dominado por los altos costos de capital (72%), lo que las hace sensibles a los riesgos de financiamiento y retrasos en la construcción [3].

Para la producción de hidrógeno, se pueden utilizar diversas fuentes. Los reactores nucleares actuales y de Gen III pueden alimentar electrolizadores de baja temperatura mientras que los reactores de alta temperatura de Gen IV podrían emplearse en ciclos termoquímicos y electrolizadores de alta temperatura [4].

Una estrategia efectiva es la coproducción de electricidad e hidrógeno en plantas nucleares existentes. Al utilizar la electricidad generada para alimentar electrolizadores de baja temperatura, se puede producir hidrógeno de manera eficiente. Este enfoque permite a las plantas nucleares adaptarse a la variabilidad de la demanda eléctrica y a la penetración de energías renovables intermitentes, evitando la necesidad de reducir la carga o detener la producción.

Por otro lado, los reactores nucleares de alta temperatura (HTGR) ofrecen la posibilidad de producir hidrógeno mediante ciclos termoquímicos, como el ciclo azufre-yodo (S-I). La implementación de estos reactores y ciclos podría reducir significativamente las emisiones de carbono en la producción de hidrógeno.



En este trabajo se propone integrar un electrolizador con una central nuclear, de modo que, en momentos de exceso de generación, la electricidad que no pueda exportarse a la red se utilice para alimentar el electrolizador. Esto proporcionará flexibilidad operativa sin necesidad de reducir carga del reactor. Además, se van a analizar dos modelos de negocio aplicables tanto a centrales en extensión de vida (LTO) como a nuevas instalaciones de Gen III.

3. MOTIVACIÓN

La transición energética hacia un modelo sostenible es uno de los mayores retos del siglo XXI, marcado por la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y avanzar hacia un sistema energético más limpio y eficiente. En este contexto, las energías renovables, como la solar y la eólica, han ganado un protagonismo sin precedentes. Sin embargo, su carácter intermitente y no gestionable plantea desafíos significativos para garantizar la estabilidad del sistema eléctrico y maximizar su integración.

Paralelamente, la energía nuclear, históricamente considerada como una fuente de generación continua y fiable, enfrenta nuevos retos derivados de la variabilidad en los precios del mercado eléctrico y la creciente penetración de renovables. Ante esta situación, las centrales nucleares requieren estrategias innovadoras que no solo aseguren su viabilidad económica, sino que también contribuyan a la transición energética.

La motivación principal de este trabajo radica en explorar cómo la producción conjunta de electricidad e hidrógeno en centrales nucleares pueden convertirse en una estrategia eficaz para facilitar la integración de energías renovables no gestionables en la red. Este enfoque se alinea con la necesidad de desarrollar modelos de negocio sostenibles para las centrales nucleares y contribuir al desarrollo de tecnologías que permitan alcanzar los objetivos climáticos globales.

En el plano personal y académico, este trabajo presenta la oportunidad para aplicar y profundizar conocimientos adquiridos en el máster, combinando aspectos técnicos, económicos y medioambientales en una propuesta que responda a desafíos reales y actuales. La intersección de la energía nuclear, las tecnologías del hidrógeno y las energías renovables ofrece un campo multidisciplinario apasionante que puede generar contribuciones significativas a la sostenibilidad del sector energético.

4. OBJETIVOS

Los objetivos principales que se van a tratar durante este Trabajo de Final de Máster son los siguientes:

1. Analizar la viabilidad técnica y económica de la producción conjunta de electricidad e hidrógeno en centrales nucleares. Mediante el coste nivelado de la electricidad (LCOE) en las centrales nucleares se busca determinar su influencia en la sostenibilidad financiera de la producción conjunta de electricidad e hidrógeno.
2. Estudiar el impacto de la integración de energías renovables no gestionables en el sistema eléctrico, identificando los desafíos técnicos y económicos derivados de su intermitencia y proponiendo soluciones que aprovechen la flexibilidad operativa de las centrales nucleares mediante la coproducción de electricidad e hidrógeno.
3. Proponer estrategias de coproducción de electricidad e hidrógeno que permitan maximizar la flexibilidad operativa de las centrales nucleares. Diseñar y proponer modelos operativos donde la central nuclear destine parte de su generación eléctrica al electrolizador durante períodos de bajos precios en el mercado eléctrico, y exporte electricidad a la red cuando los precios sean más favorables.
4. Cuantificar la reducción de emisiones de carbono asociada a la producción de hidrógeno rosa mediante energía nuclear. Estimar el impacto ambiental de sustituir métodos convencionales de producción de hidrógeno con aquel producido a partir de centrales nucleares.
5. Comparar los 2 modelos de negocio basados en la coproducción de hidrógeno y electricidad, identificando las condiciones óptimas para cada enfoque. Calcular los costes de inversión (CAPEX) y los costes operativos (OPEX), determinando las condiciones más favorables para la sostenibilidad económica y técnica de cada modelo.

5. ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), establecidos por las Naciones Unidas en 2015, son 17 metas globales diseñadas para abordar los principales retos sociales, económicos y ambientales del planeta. A continuación, se detalla como este proyecto se alinea con varios de estos objetivos, especialmente en áreas como la energía limpia, la acción climática y el desarrollo tecnológico sostenible.

1. ODS 7: Energía asequible y no contaminante. Este trabajo promueve el desarrollo de sistemas energéticos sostenibles y accesibles mediante la integración de energías renovables con la energía nuclear para la producción de hidrógeno, una solución clave para un sistema energético más limpio y eficiente.
2. ODS 9: Industria, innovación e infraestructura. La implementación de tecnologías avanzadas como la coproducción de electricidad e hidrógeno fomenta la

innovación en el sector energético. Además, mejora la infraestructura energética existente al diversificar los usos de las centrales nucleares y facilitar la transición hacia modelos energéticos sostenibles.

3. ODS 12: Producción y consumo responsables. La integración de la coproducción en las centrales nucleares optimiza el uso de recursos energéticos, promoviendo una gestión más eficiente de la energía y reduciendo los desperdicios asociados a la generación eléctrica.
4. ODS 13: Acción por el clima. Al favorecer la descarbonización de sectores difíciles de electrificar, este proyecto contribuye directamente a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, ayudando a mitigar el cambio climático y avanzar hacia un futuro con bajas emisiones de carbono.
5. ODS 17: Alianzas para lograr los objetivos. El desarrollo de este tipo de proyectos requiere la colaboración entre instituciones académicas, industriales y gubernamentales. Fomenta alianzas estratégicas para compartir conocimiento, impulsar la investigación y establecer modelos de negocio viables que promuevan un desarrollo sostenible.

6. ESTADO DEL ARTE

6.1. CONTEXTO ENERGÉTICO

En la actualidad, la energía ocupa una posición fundamental en todas las actividades humanas, y su demanda está aumentando exponencialmente en todo el mundo. Este incremento está ejerciendo una gran presión sobre las reservas de hidrocarburos, con el riesgo de escasez convirtiéndose en una realidad en las próximas décadas. Además, la explotación de hidrocarburos, incluidos su producción, transporte y uso, tienen impactos negativos significativos en el medio ambiente. En este contexto, la creciente integración de energías renovables intermitentes, como la solar y la eólica, plantea desafíos significativos debido a su variabilidad y la falta de capacidad para gestionar el suministro. Estos fenómenos complican la estabilidad del sistema eléctrico, obligando a los operadores a desarrollar estrategias innovadoras para balancear la oferta y la demanda.

Por su parte, las centrales nucleares enfrentan nuevos retos. Su limitada capacidad para ajustar su operación en función de fluctuaciones de demanda las sitúa en desventaja en el mercado energético. La rigidez operativa de los reactores nucleares implica que, durante períodos de baja demanda, estos deben reducir su carga o incluso detener su operación, lo que aumenta los costos y disminuye su rentabilidad. Este problema se acentúa debido a la escasa elasticidad en la demanda energética y a la limitada capacidad de almacenamiento de energía en muchos sistemas actuales.

Dentro de este contexto, surge la producción de hidrógeno como una solución innovadora y estratégica. El hidrógeno se posiciona como una opción clave debido a su capacidad para almacenar grandes cantidades de energía, facilitar su transporte y contribuir a la descarbonización de sectores difíciles de electrificar, como el transporte pesado, la industria química y la producción de acero. Sin embargo, el 95% del hidrógeno producido actualmente a nivel global proviene de combustibles fósiles, lo que representa emisiones anuales de más de 900 millones de toneladas de CO₂. Este hecho contrasta con el potencial del hidrógeno producido mediante energía nuclear, que podría generar cero emisiones directas y aprovechar eficientemente la energía excedentaria de las plantas nucleares.

Los gobiernos y organizaciones internacionales están empezando a reconocer este potencial. Programas de apoyo, objetivos regulatorios y nuevas tecnologías están emergiendo para facilitar esta integración. Sin embargo, persisten barreras importantes, como la falta de una infraestructura adecuada para el transporte y almacenamiento del hidrógeno, costos iniciales elevados y desafíos regulatorios que complican la viabilidad de estos proyectos. La necesidad de superar estas barreras coloca a la producción de hidrógeno mediante energía nuclear en una posición estratégica dentro de la transición energética global.

Actualmente, se utilizan varios métodos para gestionar el excedente de energía producido por las centrales nucleares, dependiendo de la infraestructura y las políticas energéticas de cada país. Uno de los métodos más extendidos es el bombeo hidroeléctrico, que permite almacenar el excedente mediante el uso de electricidad sobrante para bombear agua a un embalse elevado. Posteriormente, esta agua se libera para generar electricidad en momentos de alta demanda [5]. Este sistema es ampliamente utilizado en países como España, Suiza y Francia, que cuentan con centrales nucleares y plantas de bombeo hidroeléctrico integradas en su red eléctrica.

Otro enfoque común es la exportación de electricidad en regiones interconectadas. En la Unión Europea, Francia es un ejemplo destacado, ya que su gran capacidad nuclear le permite exportar excedentes de energía a países vecinos como Alemania, Italia y España. Este intercambio energético garantiza un uso eficiente de la electricidad generada y contribuye a la estabilidad de la red en el continente.

6.2. PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO Y SU PAPEL EN LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

El hidrógeno es un recurso clave para múltiples industrias y su producción sigue en aumento. La producción de hidrógeno alcanzó 97 millones de toneladas en 2023, marcando un incremento del 2,5% con respecto al año anterior (Global Hydrogen



Review, 2024). A pesar de este crecimiento, la mayor parte del hidrógeno consumido sigue produciéndose a partir de combustibles fósiles sin tecnologías de captura de carbono, en particular menos del 1% correspondió a hidrógeno de bajas emisiones.

Actualmente, el hidrógeno se produce a través de diferentes tecnologías que varían según la fuente de energía, el proceso empleado y el impacto ambiental. La tecnología más utilizada en el mundo es el reformado de metano con vapor (SMR, por sus siglas en inglés), que representa más del 50% de la producción global. Este método utiliza gas natural como materia prima, que reacciona con vapor a alta temperatura para producir hidrógeno y dióxido de carbono. Su principal desventaja radica en las significativas emisiones de gases de efecto invernadero, lo que limita su sostenibilidad.

Otro método ampliamente empleado es la gasificación de carbón, responsable de alrededor del 20% de la producción mundial, tal y como se muestra en la Figura 1. Este proceso termoquímico convierte carbón en gas de síntesis (syngas), del cual se extrae hidrógeno. Sin embargo, es una de las tecnologías más contaminantes debido a las grandes cantidades de CO₂ que genera durante su operación.

Por su parte, la electrólisis del agua está ganando popularidad como una opción más limpia. Este método utiliza electricidad para dividir el agua en hidrógeno y oxígeno, representando apenas el 1% de la producción global. Esta tecnología resulta especialmente prometedora al combinar electricidad y calor, siendo ideal para integrarse con reactores nucleares avanzados.

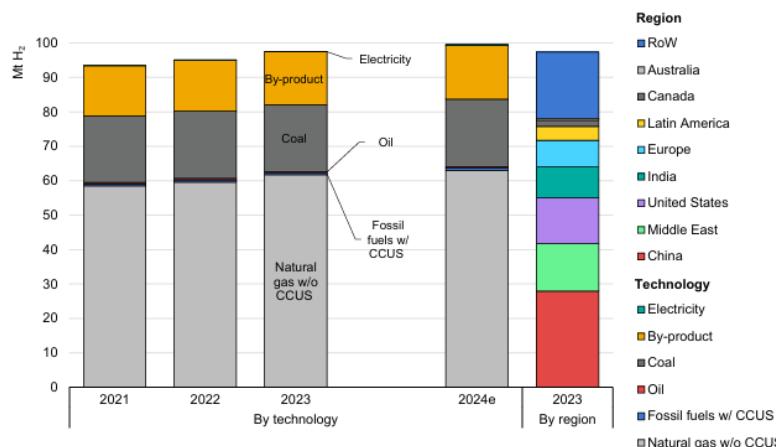


Figura 1. Producción de hidrógeno por tecnología y por región. Fuente: Global Hydrogen Review 2024

El hidrógeno producido a partir de estas tecnologías se clasifica según su impacto ambiental. El "hidrógeno gris", producido a partir de combustibles fósiles sin captura de carbono, representa actualmente el 95% de la producción mundial. El "hidrógeno azul", generado mediante combustibles fósiles con captura y almacenamiento de carbono, supone cerca del 5%. Por último, el "hidrógeno verde", producido mediante electrólisis



utilizando energía renovable, representa menos del 1%, aunque se espera un rápido crecimiento gracias a los proyectos anunciados y al abaratamiento de la electricidad renovable.

La Comisión Europea ha lanzado la Plataforma Europea de Hidrógeno para acelerar el desarrollo y la implementación de proyectos relacionados con el hidrógeno renovable y bajo en carbono [5]. Este esfuerzo busca consolidar el papel del hidrógeno como una solución clave para descarbonizar sectores como la industria, el transporte y la generación eléctrica.

En el caso de España, la producción de hidrógeno se realiza mayoritariamente mediante reformado con vapor de gas natural sin captura de carbono, lo que se conoce como hidrógeno gris. Según la Hoja de Ruta de Hidrógeno publicada por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO, 2020), el consumo anual de hidrógeno en el país se sitúa en torno a las 600.000 toneladas, de las cuales más del 95% se produce mediante tecnologías basadas en combustibles fósiles [6].

La producción de hidrógeno renovable, generado por electrólisis alimentada con electricidad procedente de fuentes renovables (hidrógeno verde), representa todavía una fracción muy pequeña del total. Según el informe de la Fundación Naturgy (2023), la producción nacional de hidrógeno verde en 2022 fue inferior a las 3.000 toneladas, lo que representa menos del 1 % del total consumido. Por otro lado, el hidrógeno rosa, producido mediante electrólisis alimentada por energía nuclear, no se encuentra aún implementado en España.

Este contexto evidencia que la producción de hidrógeno en España continúa dominada por tecnologías intensivas en carbono, lo que refuerza la necesidad de avanzar hacia opciones con menores emisiones. En este sentido, el análisis del impacto ambiental del hidrógeno rosa resulta especialmente relevante para valorar su papel en la transición energética nacional.

6.3. ENERGÍA NUCLEAR EN ESPAÑA Y EUROPA

En España, la energía nuclear es una parte fundamental del mix energético, contribuyendo aproximadamente con el 20% de la electricidad generada en el país. Actualmente, España cuenta con cinco centrales nucleares operativas que albergan un total de siete reactores. Estas centrales se encuentran detalladas en la Tabla 1.



Tabla 1. Centrales nucleares operativas en España. Fuente: IAEA [7]

Central Nuclear	Reactor	Tipo	Localización	Inicio	Fin	Potencia Neta [MW]	Electricidad Suministrada 2023 [GWh]
Almaraz	Almaraz I	PWR	Cáceres	1983	2027	1101	7735
	Almaraz II	PWR	Cáceres	1984	2028	1006	8517
Ascó	Ascó I	PWR	Tarragona	1984	2030	995	6635
	Ascó II	PWR	Tarragona	1986	2031	997	7209
Cofrentes	Cofrentes	BWR	Valencia	1984	2030	1064	7966
Trillo	Trillo	PWR	Guadalajara	1988	2034	1003	7735
Vandellós	Vandellós II	PWR	Tarragona	1988	2035	1047	8574



Figura 2. Mapa de ubicación de centrales nucleares. Fuente: MITECO [8]

En conjunto, las centrales nucleares en España tienen una capacidad instalada total aproximadamente de 7.500 MW y producen cerca de 58.000 GWh anuales, lo que las convierte en una fuente de energía esencial para la estabilidad y seguridad del suministro eléctrico nacional. Además de su contribución al sistema energético, estas instalaciones desempeñan un papel destacado en la reducción de emisiones de carbono y en el impulso de las economías locales, generando miles de empleos directos e indirectos.

No obstante, el plan de cierre progresivo de las centrales nucleares (Figura 3), programado entre 2027 y 2035, plantea retos significativos para la transición energética del país. Mientras se busca reemplazar su capacidad por fuentes renovables, las centrales nucleares siguen siendo un pilar clave para garantizar un suministro estable y cumplir con los objetivos de descarbonización en los próximos años. Su futuro será un tema estratégico crucial en el contexto del mix energético español y la seguridad energética del país.

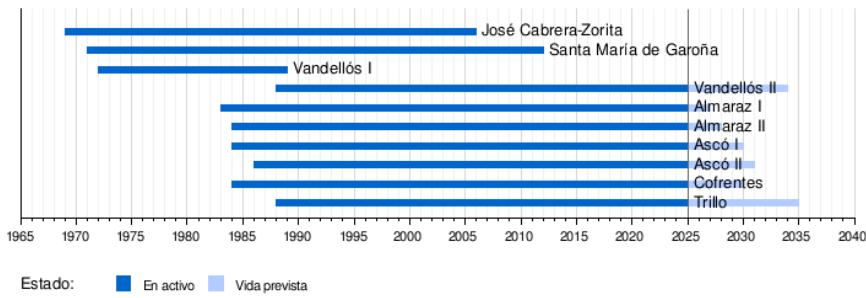


Figura 3. Vida útil de los reactores de España. Fuente: Wikipedia [9]

Las Figuras 4 y 5 indican cómo varía la estructura de la generación de energía eléctrica a lo largo de un día en España. Aunque la producción nuclear se mantiene constante a lo largo del día, su participación relativa dentro del total de la demanda varía según la disponibilidad de las otras fuentes de generación, en especial las renovables, lo cual provoca que haya excedentes de energía nuclear. Durante la noche y las primeras horas de la madrugada, la energía nuclear representa un mayor porcentaje del suministro eléctrico (Figura 4), mientras que, en horas centrales del día, cuando la generación solar es más alta, su participación se reduce en proporción al total generado (Figura 5).



Figura 4. Seguimiento de la demanda de energía eléctrica a las 02:25. Fuente: REE [10]



Figura 5. Seguimiento de la demanda de energía eléctrica a las 11:10. Fuente: REE [10]



De forma similar, la energía nuclear es una de las principales fuentes de electricidad en Unión Europea, representando más 27% del mix energético agregado (Figura 6). Los datos del Foro Nuclear (Figura 7) muestran que en Europa operan más de 100 reactores nucleares, lo que representa un tercio de los reactores en funcionamiento a nivel mundial.

Share of energy production by source, 2022
(in %)

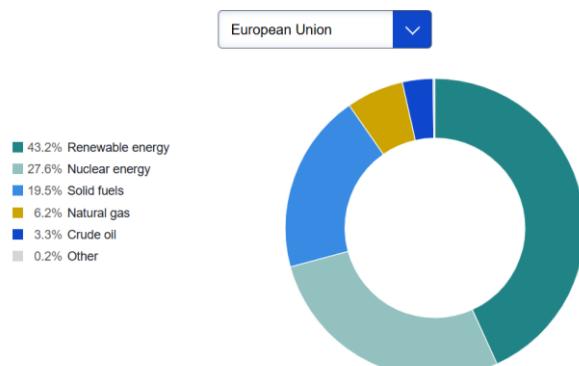


Figura 6. Mix energético Europa. Fuente: EUROSTAT [11]

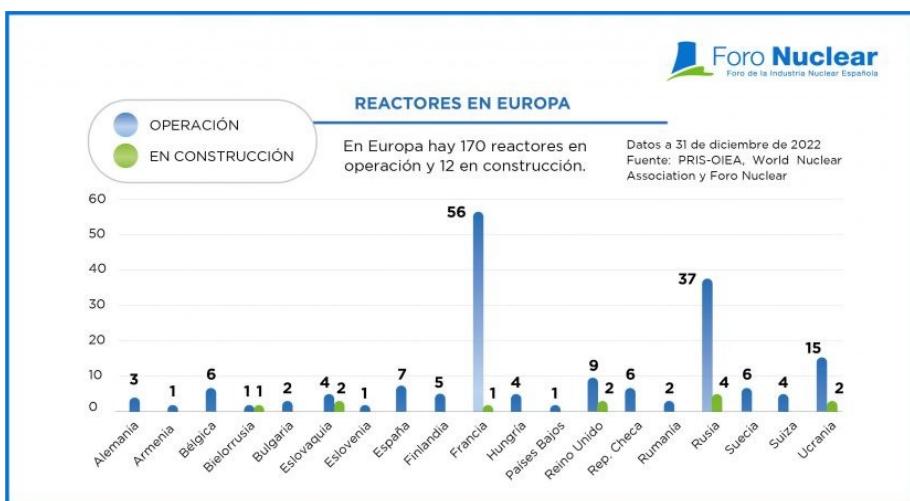


Figura 7. Reactores en Europa. Fuente: Foro Nuclear [12]

Francia lidera en capacidad nuclear, siendo el país europeo con mayor dependencia de esta fuente de energía. Más del 70% de su electricidad proviene de reactores nucleares, posicionándose como un referente en la descarbonización de su sistema energético [10]. Otros países como Ucrania, Bélgica y Hungría también dependen significativamente de la energía nuclear para su suministro eléctrico con un porcentaje en el mix energético del 52.3%, 50.8% y 46.8%, respectivamente. Por otro lado, Alemania ha decidido cerrar sus centrales nucleares, lo que ha incrementado su dependencia del gas natural [13] y sus emisiones de CO₂, alcanzando un promedio de 381 gramos por kWh producido, muy por encima de los 56 gramos de Francia.



En el marco europeo, la fisión nuclear ha sido incluida en la taxonomía verde de la UE como una actividad sostenible para apoyar la descarbonización, y el Consejo Europeo la ha reconocido como una tecnología estratégica en su Net Zero Industry Act [14]. Sin embargo, la soberanía energética de los estados miembros permite a cada país decidir su propio mix energético, lo que ha llevado a la formación de la Alianza Nuclear, un grupo de 14 países liderados por Francia que busca promover políticas favorables al desarrollo nuclear [15].

Estas discrepancias subrayan los diferentes enfoques y prioridades de los países europeos en su camino hacia la descarbonización, enfrentando desafíos de seguridad energética y compromisos climáticos en un contexto de creciente presión por cumplir con los objetivos del Pacto Verde Europeo.

Para lograr estos objetivos, la UE fomenta la integración del mercado energético, la diversificación del suministro y el desarrollo de tecnologías limpias como el hidrógeno verde. Se prioriza el desarrollo de infraestructuras transfronterizas y proyectos de interés común para garantizar un mercado único de la energía. Además, instrumentos únicos como el Sistema de Comercio de Emisiones (ETS) y el Mecanismo de Recuperación y Resiliencia financian iniciativas clave en la transición energética. Estas políticas permiten a Europa avanzar hacia un sistema energético más sostenible, seguro y competitivo en el contexto de sus compromisos climáticos [16].

6.4. TIPOS DE CENTRALES NUCLEARES

La energía nuclear ha experimentado una evolución significativa desde sus inicios, desarrollando diferentes tipos de reactores para optimizar la producción de electricidad, mejorar la seguridad y reducir el impacto ambiental. Las centrales nucleares pueden clasificarse según su generación tecnológica, el tipo de refrigerante y modelador utilizado, así como su aplicación específica en la industria energética. Esta sección presenta una descripción detallada de los principales tipos de reactores nucleares, con un enfoque en su desarrollo histórico y su papel en la generación de energía.

El desarrollo de la tecnología nuclear se ha estructurado en cuatro generaciones principales, cada una con avances en seguridad, eficiencia y sostenibilidad.

Reactores de Primera Generación (Gen I)

Los reactores de primera generación fueron los primeros en utilizarse para la producción de energía eléctrica en la década de 1950 y 1960. Se trataba de diseños experimentales y prototipos con una vida operativa limitada, utilizados principalmente para demostrar la viabilidad de la energía nuclear. Caracterizados por su baja eficiencia térmica (25-30%), la ausencia de medidas de seguridad avanzadas y el uso de



materiales como grafito y agua pesada como moderadores. Actualmente, no quedan centrales de Generación I en operación comercial.

Reactores de Segunda Generación (Gen II)

Desarrollados entre las décadas de 1970 y 1990, estos reactores fueron diseñados para la comercialización masiva de la energía nuclear, con mejoras en seguridad y eficiencia operativa. Incorporaron sistemas de contención más robustos, redundancias en los sistemas de seguridad y una mayor vida operativa, extendiéndose hasta 40 años.

Reactores de Tercera Generación (Gen III y III+)

Estos diseños son el resultado de las mejoras significativas que se han introducido desde la década de los 90. Caracterizados por una mejora en la eficiencia térmica (35-37%), una vida útil de hasta 60 años y una reducción en la generación de residuos radioactivos.

Reactores de Cuarta Generación (Gen IV)

Actualmente en desarrollo, los reactores de cuarta generación buscan mejorar la eficiencia y seguridad, reducir la generación de residuos y permitir una mejor integración con fuentes de energía renovables y la producción de hidrógeno. Se prevé que estos reactores operen a temperaturas más altas, permitiendo aplicaciones industriales adicionales.

Reactores Modulares Pequeños (SMR) y Micro reactores

Los reactores modulares pequeños (SMR, Small Modular Reactors) y los micro reactores representan el futuro de la energía nuclear descentralizada. Estos diseños compactos permiten una mayor flexibilidad operativa y se pueden desplegar en zonas remotas o integrarse con energías renovables.

Centrales Nucleares en Extensión de Vida (LTO)

Las centrales nucleares con extensión de vida (Long-Term Operation-LTO) son aquellas plantas que han superado su vida operativa de diseño original, pero continúan funcionando gracias a modificaciones y actualizaciones en sus sistemas de seguridad y eficiencia. Estas centrales están originalmente diseñadas para operar entre 30 y 40 años, pero con ciertas mejoras pueden alcanzar los 60 años o más de vida útil.

Este tipo de centrales no son una nueva generación de reactores, sino que pertenecen principalmente a la segunda y tercera generación (Gen II y Gen III) y han sido modernizadas para cumplir con estándares de seguridad recientes, adoptando características de los reactores de tercera generación avanzada (Gen III+).

Por otra parte, las centrales nucleares también se pueden clasificar según el método de generación de energía. A continuación, se detallan los reactores más comunes en el mercado:

- Reactor de agua a presión (Pressurized Water Reactor-PWR): Funcionan con un circuito primario donde el agua, a alta presión, circula por el núcleo del reactor, calentándose sin hervir. Un presurizador mantiene la presión estable, evitando la formación de vapor. El calor se transfiere a un circuito secundario a través de los generadores de vapor, produciendo el vapor que acciona las turbinas para generar electricidad. Su diseño garantiza una operación segura y eficiente, con una eficiencia térmica del 30-33% [17].
- Reactor de agua en ebullición (Boiling Water Reactor-BWR): Generan electricidad al hervir el agua directamente en la vasija del reactor, produciendo vapor que acciona las turbinas. A diferencia de los PWR, no requiere generadores de vapor, lo que simplifica su diseño. Las barras de control se insertan desde abajo mediante un sistema hidráulico, y las bombas de recirculación regulan el flujo del refrigerante para controlar la potencia del reactor [18].
- High temperature gas-cooled reactor (HTGR): Usa helio como refrigerante y permite temperaturas superiores a 900°C, ideales para la producción de hidrógeno.
- Molten Salt Reactor (MSR): Utiliza sales fundidas como refrigerante y combustible, con la ventaja de operar con torio, lo que reduce el riesgo de proliferación nuclear [19].
- SFR (Sodium Fast Reactor): Un reactor rápido refrigerado por sodio, capaz de reciclar combustible nuclear y reducir la cantidad de residuos radiactivos [19].

6.5. TECNOLOGÍAS PARA LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO CON ENERGÍA NUCLEAR

La producción de hidrógeno utilizando energía nuclear se basa en tecnologías avanzadas que aprovechan el calor y la electricidad generados por los reactores nucleares para dividir moléculas de agua en oxígeno e hidrógeno. Este proceso puede realizarse mediante electrólisis de baja y alta temperatura, así como ciclos termoquímicos especializados. Cada una de estas tecnologías presenta ventajas y limitaciones en términos de eficiencia, costo y aplicabilidad a diferentes tipos de reactores.

Electrólisis

La electrólisis es un método bien establecido para la producción de hidrógeno de alta calidad usado desde mediados del siglo XIX. Este proceso implica la descomposición de agua en hidrógeno y oxígeno mediante electricidad, convirtiendo la energía eléctrica en energía química. Una aplicación relevante es el uso de la electricidad nuclear



excedentaria durante períodos de baja demanda para generar hidrógeno, el cual puede almacenarse y utilizarse más tarde. En momentos de alta demanda, este hidrógeno almacenado puede convertirse en electricidad mediante celdas de combustible.

Electrólisis de baja temperatura

A bajas temperaturas, actualmente se utilizan 2 tipos de celdas: celdas de electrólisis alcalina y celdas de membrana de intercambio de protones (PEM, por sus siglas en inglés). Las celdas alcalinas pueden utilizar catalizadores metálicos más baratos y no nobles para sus electrodos, mientras que las celdas PEM tienen mayores eficiencias.

La electrólisis alcalina se ha convertido en una tecnología bien desarrollada para la producción de hidrógeno hasta el rango de megavatios y es una tecnología comercializada a nivel mundial. La celda de electrólisis consta de dos electrodos: un ánodo y un cátodo, que están inmersos en un electrolito. El electrolito, una solución acuosa (aproximadamente 30% de KOH), asegura el flujo de iones (OH^-) desde el lado del ánodo hacia el lado del cátodo. Se utiliza una membrana debe permitir el flujo de iones (OH^-) pero no el flujo de electrones.

La electrólisis PEM utiliza una membrana delgada (de 20 a 300 μm de espesor) que proporciona alta conductividad de protones, bajo cruce de gases, un diseño compacto del sistema y operación a alta presión. Capaz de operar a densidades de corriente más altas y con mayores costos operativos que las celdas de electrólisis alcalina, aunque es una tecnología que se encuentra en plena expansión.

Electrólisis de alta temperatura

La electrólisis de vapor a alta temperatura (HTE) es una tecnología prometedora para la producción de hidrógeno a partir de las centrales nucleares que utiliza energía térmica y eléctrica. Las altas temperaturas (800 °C -1000 °C) se emplean para calentar agua hasta vapor a alta temperatura, reduciendo la necesidad de electricidad en la división de moléculas de agua. Por otro lado, la electricidad generada por la central nuclear se usa en la electrólisis para dividir el vapor de agua en hidrógeno y oxígeno. Este método es más eficiente que la electrólisis de tradicional a temperatura ambiente porque parte de la energía se suministra en forma de calor. El componente central de la HTE es la celda de electrólisis de óxido sólido (SOEC), que consta de un electrolito cerámico que permite la conducción de iones de oxígeno. Este electrolito sólido funciona como separador y conductor iónico, manteniendo separados los gases producidos (hidrógeno y oxígeno) mientras transporta los iones de oxígeno desde el ánodo al cátodo. En el cátodo, los iones de oxígeno reaccionan con el vapor de agua, liberando hidrógeno. Este diseño permite que el sistema opere a altas temperaturas con una mayor eficiencia energética en comparación con la electrólisis a baja temperatura.

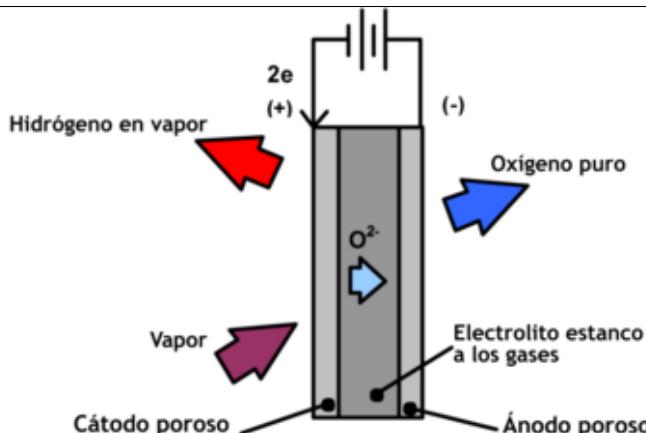


Figura 8. Esquema de electrólisis a alta temperatura. Fuente: Wikipedia [9]

Ciclos termoquímicos

Los ciclos termoquímicos son procesos avanzados para la producción de hidrógeno que utilizan calor, en lugar de electricidad, para la producción de hidrógeno mediante la descomposición de la molécula de agua en los átomos de hidrógeno y oxígeno gracias a una serie de reacciones químicas intermedias. Estas reacciones son químicamente acopladas y ocurren a diferentes temperaturas, permitiendo que el agua se descomponga sin necesidad de procesos eléctricos como la electrólisis. Estos ciclos se pueden integrar con fuentes de calor de alta temperatura, como los reactores nucleares avanzados o sistemas de energía solar concentrada.

6.6. COSTE NIVELADO DEL HIDRÓGENO (LCOH)

El Costo Nivelado del Hidrógeno (LCOH) es una métrica fundamental para evaluar la viabilidad económica de las distintas tecnologías de producción de hidrógeno. Estos costos pueden variar según múltiples factores, incluyendo costos de capital, costos operativos, políticas de subsidios y consideraciones ambientales. A continuación, se detalla la fórmula del LCOH:

$$LCOH \left(\frac{EUR}{kg} \right) = CAPEX + \text{Coste de Electricidad} + OPEX + \text{Peajes de acceso} \\ + \text{Impuestos} + \text{Subsidios} + \text{Venta de Oxígeno}$$

Ecuación 1. Cálculo del Coste Nivelado de Hidrógeno (LCOH) in EUR/kg. Fuente: Clean Hydrogen Joint Undertaking. (2024, junio)

En la Tabla 2 se recopilan los valores de LCOH según la tecnología de producción utilizada y detallan las características principales de cada una de ellas. Se comparan las tres tecnologías de electrólisis más comunes: alcalina (AEL), membrana de intercambio de protones (PEM) y electrólisis de alta temperatura (HTE), incluyendo valores de LCOH típicos sin subsidios y con subsidios.

Tabla 2. Coste nivelado del hidrógeno (LCOH) por tecnología de producción.

Tecnología de producción	LCOH sin subsidios (USD/kg)	LCOH con subsidios (USD/kg)	Características
Electrólisis alcalina (AEL)	~3,5-5,5 [20]	~1,2-3,0 [20]	Tecnología madura, menor coste de inversión, pero menos flexible
Electrólisis PEM	~2,8-4,5 [20]	~0,5-1,8	Respuesta rápida, adecuada para renovables variables, mayor coste de capital
Electrólisis de alta temperatura (HTE)	~3-6 [21]	Similar reducción con subsidio	Alta eficiencia (-85% LHV, pero requiere calor y CAPEX alto) [22]
Reforma de metano c/CCS	~1,8-4,7 [23]	Subsidios típicos menores, depende de precios CO ₂	Costo depende del gas natural: barato en regiones gasíferas (- \$1,5-2,5) [21]; incluye captura -90% CO ₂
Reformado de metano sin CCS	~1,0-3,0 [23]	No aplica	Tecnología convencional, mayor emisión de CO ₂ ; coste más bajo donde el gas es barato [23]

Los costes nivelados actuales (sin subsidio) de los electrolizadores alcalinos (AEL) y PEM suelen situarse en un rango de ~2,8 a 5,5 USD/kg, significativamente mayores a los del hidrógeno gris o azul [23]. Esto se debe principalmente al coste de la electricidad renovable necesaria y a los gastos de capital (CAPEX) de los electrolizadores [21] [22]. Por ejemplo, un análisis de BloombergNEF estima que hoy el hidrógeno verde tiene un coste de entre \$4,5 y \$12 USD/kg dependiendo del país, comparado con \$1,8-\$4,7 USD/kg para el hidrógeno azul y <\$3 USD/kg para el hidrógeno gris [23].

En un estudio de Lazard y Roland Berger (2023) para EE. UU., el LCOH sin subsidios de un PEM de escala comercial osciló entre \$2,75-\$4,08 USD/kg, algo por debajo de la electrólisis alcalina en un escenario equivalente (\$3,47-5,29/kg) [20]. Con subsidios (por ejemplo, el crédito fiscal de \$3/kg del Inflation Reduction Act en EE. UU.), ambos bajan sustancialmente: el PEM verde sería \$0,5-1,8/kg, y el AEL en \$1,2-3,0/kg, acercándose o incluso por debajo del coste del hidrógeno gris [20].

Según estimaciones de la IAEA [21], una planta nuclear en operación con costes operativos bajos y alta capacidad de factor podría producir hidrógeno a ~\$2,5-3,0/kg. Con subsidios similares, el hidrógeno rosa bajaría a rangos entre \$0,8-2,8/kg.



En resumen, actualmente el hidrógeno verde producido por los electrolizadores sin ayudas es más caro que el azul (reformado c/CCS), pero las brechas se estrechan gracias al apoyo político y las previsiones de reducción de costes. La IEA señala que para 2030, en mercados con electricidad barata, el hidrógeno verde podría igualar o superar en competitividad al gris/ azul incluso sin subsidios [23].

Por otra parte, un sistema de electrólisis de alta temperatura acoplado a un reactor nuclear podría generar H₂ a \$3,23 USD/kg, según la IAEA [21]. No obstante, el HTE tiene CAPEX elevado y menor madurez tecnológica, lo cual equilibra parte del beneficio de eficiencia. El informe de Hydrogen Europe (2024) indica que los costes de inversión de SOEC pueden duplicar actualmente a los del AEL/PEM [22]. En un escenario base europeo (2024) con electricidad de 80€/MWh y 8000h/año de operación, el LCOH de un proyecto HTE ~10MW resultó ~5,7€/kg [22].

En el caso de España, se ha establecido recientemente un índice de referencia nacional para el hidrógeno renovable: el IBHYX, desarrollado por MIBGAS y publicado en su plataforma Green Energy MIBGAS. Este índice proporciona una señal de precios semanal basada en un modelo tipo de producción mediante electrólisis alimentada con energías renovables (solar y eólica) en el entorno ibérico. Según los datos más recientes, el precio actualizado, sin ayudas, a mayo de 2025 se sitúa en 5,85 €/kg de hidrógeno renovable (MIBGAS - Green Energy).

Por último, cabe comentar los factores que afectan el LCOH en todas las tecnologías mencionadas previamente:

- Coste de la electricidad: Es el componente dominante en el hidrógeno verde. Según el análisis del Clean Hydrogen Production Pathways Report 2024 puede representar del 50% al 70% del LCOH [22].
- Factor de utilización del electrolizador (horas operativas al año): Un uso limitado aumenta mucho el LCOH, ya que el CAPEX se amortiza sobre menos producción. Un estudio europeo muestra que incrementar de 3000 a 8000 h/año puede bajar de ~8-9 €/kg a ~5-6€/kg [22].
- Coste de capital (CAPEX): A mayor CAPEX por KW instalado, mayor componente fijo en \$/kg. Según el estudio Hydrogen Europe realizado en 2024, se esperan fuertes reducciones de CAPEX hacia 2030-2040 gracias a economías de escala y mejoras tecnológicas. Una reducción del 50% en CAPEX podría bajar el LCOH en ~15-25% manteniendo otros factores constantes.
- Eficiencia (consumo KWh/kg): Mejores eficiencias reducen el consumo eléctrico por kg de H₂. No obstante, alcanzar mayor eficiencia puede implicar mayor coste del sistema.

- Costos O&M y de insumos: En electrólisis, los gastos operativos no eléctricos (agua desmineralizada, mantenimiento, recambios de electrodos/pilas) suelen ser un porcentaje muy variable según la tecnología usada, alrededor de un 15-20% del CAPEX anual [22].

6.7. COSTE NIVELADO DE LA ELECTRICIDAD (LCOE)

Por otra parte, también es necesario estudiar cual es actualmente el LCOE de las centrales nucleares. El LCOE representa el costo promedio de generación de electricidad a lo largo de la vida útil de una instalación, considerando la inversión inicial (CAPEX), los costos operativos y de mantenimiento (OPEX), la tasa de descuento y el factor de capacidad de la planta. Permite comparar de manera consistente diferentes tecnologías de generación, considerando todos los costos asociados y la producción total de energía esperada.

La fórmula general para calcular el LCOE es:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Ecuación 2. Cálculo del Costo Nivelado de Energía

Donde:

- I_t representa las inversiones de capital (CAPEX) en el año t.
- M_t son los costos de operación y mantenimiento (OPEX) del año t.
- F_t son los costos de combustible del año t.
- E_t es la cantidad de electricidad generada en año t.
- r es la tasa de descuento aplicada
- n es la vida útil de la planta en años

El LCOE de las centrales nucleares está influenciado por varios factores clave:

- Costos de capital: Las plantas nucleares requieren inversiones iniciales elevadas debido a su complejidad técnica y las estrictas medidas de seguridad necesarias. Estos costos suelen representar una proporción significativa del LCOE total.
- Costos de operación y mantenimiento (OPEX): Incluyen personal, materiales, servicios, seguros, impuestos, gestión del combustible usado y contribuciones al fondo de residuos. Pueden ser considerables, especialmente debido a los estrictos protocolos de seguridad y la necesidad de personal altamente cualificado [24].

- Costos de combustible: El uranio, utilizado como combustible nuclear, tiene un costo relativamente bajo (5-7€/MWh) en España y estable en comparación con otros combustibles fósiles [24]. Sin embargo, los procesos de enriquecimiento y gestión de residuos incrementan los costos asociados al combustible. Según un estudio generado por el World Nuclear Association, este coste representa entre el 10-15% del LCOE.
- Tasa de descuento: La tasa de descuento refleja el valor temporal del dinero y puede influir significativamente en el LCOE. Tasa de descuento más altas aumentan el LCOE, mientras que las bajas lo reducen.
- Vida útil de la planta: Las centrales nucleares suelen tener una vida útil prologada, que puede extenderse más allá de los 40 años. Una vida útil más larga permite amortizar los costos de capital en un periodo más extenso, reduciendo el LCOE.
- Factores regulatorios y políticos: Las políticas gubernamentales, las regulaciones ambientales y las percepciones públicas sobre la energía nuclear pueden afectar tanto los costos iniciales como los operativos.
- Costos de desmantelamiento y gestión de residuos: Al finalizar la vida útil de una planta nuclear es necesario desmantelarla y gestionar los residuos radiactivos de manera segura.
- Inversiones de actualización (CAPEX de LTO): Para extensiones de licencia se necesitan mejoras de seguridad y reemplazo de componentes de vida limitada. Son inversiones puntuales repartidas en los años extra de operación.

Para evaluar el coste nivelado de electricidad (LCOE) de la energía nuclear en el contexto español requiere diferenciar entre las plantas en operación prolongada (LTO) y las nuevas plantas nucleares Gen III/III+.

En España las centrales nucleares actuales se construyeron entre las décadas 1980 y 1990 y, por lo tanto, todas al alcanzado o superado su vida de diseño original (~40 años) y están tramitando extensiones para operar 50-60 años. En estas condiciones, el LCOE de una planta nuclear ya amortizada es relativamente bajo ya que los costes de capital inicial se han recuperado y solo se incurren en costes de operación, mantenimiento, combustible y en eventuales inversiones de actualización.

Según los datos de la Agencia Internacional de Energía (AIE) y la Agencia de Energía Nuclear (NEA) de la OCDE, el LCOE de la energía nuclear en Europa se estima en aproximadamente 69 USD/MWh con una tasa de descuento del 7%.

En España, las estimaciones del LCOE para la energía nuclear varían según fuentes y los criterios considerados:

- Foro Nuclear estima que el costo actual de generación nuclear en España es de aproximadamente 57€/MWh, incluyendo una carga impositiva significativa que representa alrededor de 23€/MWh [25].
- Según un análisis de Javier Revuelta publicado en El Periódico de la Energía, el costo de la energía nuclear en España se sitúa más cerca de 45€/MWh que de los 70€/MWh mencionado en algunas estimaciones [26].

En resumen, las centrales nucleares en España presentan LCOE moderados gracias a que la inversión ya está amortizada y solamente es necesario controlar los costes de operación y limitar las inversiones de mejora a las estrictamente necesarias.

La construcción de una nueva central nuclear Gen III+ implicaría costes de capital muy elevados y plazos largos, aumentando el LCOE en comparación al actual. España no tiene actualmente planes de nuevas centrales nucleares, pero si se compara con datos internacionales y europeos se puede estimar cual sería el LCOE de un proyecto hipotético en territorio español.

Se ha tomado como referencia el proyecto Hinkley Point C en el Reino Unido que tiene un LCOE de unos 110 €/ MWh y se sitúa dentro de los rangos recogidos por la IEA (75-110 USD/MWh) para Europa Occidental [27].

Se puede concluir que a menos que exista un fuerte apoyo gubernamental, el LCOE sería elevado. En España, la construcción de una nueva central nuclear es improbable por decisión política. De hecho, el PNIEC prevé el cierre escalonado de las existentes hacia 2035. Por consiguiente, mantener las plantas actuales en LTO es más rentable que sustituir su generación por cualquier alternativa.

La Agencia Internacional de Energía Atómica (IAEA) y la Agencia Internacional de Energía (IEA) han identificado la extensión de vida de reactores como una de las estrategias clave para mantener la capacidad de generación nuclear global, dado que la construcción de nuevas centrales es costosa y conlleva largos períodos de implementación.

6.8. PROYECTOS PILOTO ACTUALES

La integración de tecnologías para la producción de hidrógeno en centrales nucleares es una tendencia emergente en el sector energético. Actualmente, aunque estas tecnologías se encuentren en una fase inicial, existen varios proyectos piloto en todo el mundo que combinan la energía nuclear con la producción de hidrógeno. A continuación, se listan y describen los proyectos más destacados a nivel mundial (en Estados Unidos, Europa y Asia), indicando su estado y objetivo. En la Tabla 3 se resumen las características principales de varios proyectos piloto en operación o desarrollo.



Tabla 3. Resumen detallado de los proyectos piloto de la producción de hidrógeno a través de energía nuclear

País	Proyecto/ Central Nuclear (reactor)	Tecnología electrólisis (potencia)	Inicio	Objetivo y estado actual
EE.UU.	Nine Mile Point (BWR, 2x621 MWe, NY)	PEM baja temperatura (1.25 MW) [28]	2023	Producción demostrativa 560 kg H ₂ /día para uso interno (refrigeración) [29]. Estado: Operativo desde feb. 2023, primer H ₂ nuclear en EE.UU.
EE.UU.	David-Besse (PWR, 908 MWe, Ohio)	PEM baja temperatura (2 MW) [28]	2024-25	Producir H ₂ para venta local (industria o flotas). Estado: En instalación con inicio previsto en 2025.
EE.UU.	Prairie Island (PWR, 2x550 MWe, Minnesota)	SOEC alta temperatura (0,25-1 MW) [28]	2026	Primer piloto HTE en nuclear. Estado: Se encuentra en desarrollo, con arranque esperado en 2026.
EE.UU.	Palo Verde (PWR, 3x1334 MWe, Arizona)	PEM baja temperatura (hasta 17 MW) [28]	2024-26	Producir H ₂ a gran volumen con un proceso de electrólisis. Estado: En planificación, con puesta en servicio hacia 2026.
Suecia	Oskarshamn (BWR, 1450 MWe)	Alcalina (0.7 MW) [28]	1992/2022	Electrolizador existente para producir H ₂ , con exceso de capacidad tras cierre de 2 reactores. Actualmente comercializa H ₂ .
Reino Unido	Heysham 2 (Bay Hydrogen Hub) (AGR, 2x660 MWe)	SOEC alta temperatura (1 MW)	2025	Piloto de electrólisis de óxido sólido usando vapor de la central para abastecer H ₂ para producir asfalto o cemento.
Japón	JAEA HTTR (HTGR, 30 MWt)	Termoquímico IS (piloto de laboratorio)	2019	Producción de H ₂ mediante ciclo de yodo-azufre acoplado a un reactor de alta temperatura HTTR. Estado: Logrado flujo continuo de 150 horas en 2019 [21].
Rusia	Kola NPP H ₂ (VVER, 4x411 Mwe, Murmansk)	Alcalina (piloto, <1MW)	-2023	Rosatom planea usar excedentes de Kola NPP para producir H ₂ , inicialmente a pequeña escala y luego ampliar para usos locales y exportación [28]. Estado: En marcha, primeras unidades piloto hacia 2023.

Estados Unidos ha sido pionero en demostrar producción de hidrógeno en reactores comerciales. A través de programas del DOE, se financiaron inicialmente cuatro proyectos piloto en centrales nucleares existentes [29]. Los objetivos comunes son validar la integración tecnológica (instalación de electrolizadores en sitio, conexiones

eléctricas controles) y evaluar el negocio (uso del H₂ producido, costes, ingresos potenciales).

- Nine Mile Point (Nueva York): Desarrollado con el respaldo del Departamento de Energía de EE.UU.(DOE), utiliza un sistema de electrólisis de baja temperatura dentro de la planta. Es la primera instalación de producción de hidrógeno limpio a partir de energía nuclear en EE. UU. Se inició la producción de hidrógeno en esta planta BWR, usando un electrolizador PEM de 1,25 MW [29]. La producción alcanza unos 560 de kg de H₂ al día, suficiente para cubrir todos los procesos de enfriamiento de la instalación. También se probó con éxito la combinación con una celda de combustible en el mismo sitio, que en 2025 usará parte del H₂ para generar nuevamente electricidad en picos de demanda [30], cerrando un círculo de almacenamiento de energía nuclear en forma de hidrógeno.
- Davis-Besse (Ohio): La empresa Energy Harbor instalará un electrolizador de ~2 MW en una planta PWR de 908 MWe [28]. Este proyecto tiene como objetivo vender hidrógeno a industrias locales y a una flota de autobuses en la zona [30]. Este piloto busca crear un caso de negocio replicable para otras plantas en el Midwest de EE. UU., donde la nuclear podría abastecer a usos en transporte pesado o manufactura de acero libre de CO₂.
- Prairie Island (Minnesota): En colaboración con Bloom Energy y Xcel Energy, esta planta está desarrollando un sistema de electrólisis a alta temperatura, lo que la convierte en un proyecto pionero en su tipo en Occidente [30] . Se busca comparar la eficiencia (se espera de un 20% mayor) y economía frente a los electrolizadores PEM instalados en otros sitios.
- Palo Verde (Arizona): Se planea instalar hasta 17 MW de capacidad de electrólisis PEM [28], en parte financiado por el departamento de Energía de EE. UU (DOE). El objetivo es aprovechar la producción nocturna del trio de reactores, que a veces excede la demanda local para generar hidrógeno en gran volumen. Podría producir del orden de 7-8 toneladas de H₂ por día. Además, se quiere optimizar la producción de hidrógeno cuando los precios de la electricidad nuclear son bajos y potencialmente almacenarlo para venderlo en horas pico como electricidad [20].

En Europa también existe interés por el hidrógeno verde para la descarbonización industrial:

- Suecia (Oskarshamn & Ringhals): Desde 1992 funciona un electrolizador alcalino ~0,7 MW junto a la central, que genera hidrógeno para inyectar en el circuito de refrigerante del reactor [31]. Tras el cierre de Oskarshamn, la planta de producción de hidrógeno quedó sobredimensionada y la empresa OKG decidió



comercializar el excedente. En 2022 se firmaron contratos para vender hidrógeno a Linde Gas y a Hynion.

- Reino Unido (Heysham): EDF Energy (un operador nuclear) también está explorando la producción de hidrógeno rosa como parte de su plan de innovación. En 2022, un consorcio liderado por EDF obtuvo apoyo gubernamental por valor de £6.1 millones para el proyecto Bay Hydrogen Hub-Hydrogen4Hanson, asociado a la central de Heysham 2 [32]. El H₂ producido servirá para alimentar quemadores de una planta de asfalto de Hanson reduciendo el CO₂ en el proceso industrial pesado [33].

En Asia, particularmente en países con programas nucleares avanzados como Japón, China y Corea del Sur, la integración nuclear-hidrógeno se enfoca más en reactores avanzados de alta temperatura:

- Japón: El HTTR (High-Temperature Test Reactor) de la JAEA ha sido un banco de pruebas para la producción de hidrógeno mediante procesos termoquímicas. En 2019, se logró producir hidrógeno durante 150 horas seguidas usando calor nuclear, acoplando una sección piloto del proceso IS al reactor 30 MWt.

Se pueden identificar varios aprendizajes de estos proyectos piloto:

- Es técnicamente factible acoplar electrolizadores a centrales nucleares existentes sin comprometer la seguridad ni la operación del reactor. Las interfaces (eléctrica, de control, de suministro de agua, etc.) se han resuelto en los proyectos en curso.
- Los usos inmediatos del hidrógeno nuclear pueden ser internos o cercanos, lo que ayuda a dar valor sin depender de una gran red de transporte de hidrógeno.
- Uso productivo de excedentes y mejora de la flexibilidad nuclear: En vez de reducir la potencia cuando la demanda eléctrica cae, es factible desviar la potencia a electrolizadores. Esto permite mejorar la rentabilidad de la planta y estabilizar la red, evitando rampas de potencia abruptas en el reactor [28].
- Seguridad y regulación adaptada: Es crítico asegurar que la producción de hidrógeno no produce riesgos al sitio nuclear. Para ello, hay que implementar sistemas de seguridad, ventilación y separación física adecuada. Este aprendizaje regulatorio reduce barreras para futuros proyectos gracias a las guías de cómo manejar hidrógeno en entornos nucleares.
- Economía y subsidios: La expectativa es que, tras la curva de aprendizaje, los proyectos comerciales tengan economías de escala. Un aprendizaje preliminar es el Nine Mile Point que con un subsidio (\$3/kg) y sin costes de distribución, el

hidrógeno rosa producido puede ser competitivo con el comprado convencionalmente [34].

7. INTEGRACIÓN DE UN ELECTROLIZADOR CON UNA CENTRAL NUCLEAR

7.1. JUSTIFICACIÓN DE LA INTEGRACIÓN

La integración de un electrolizador con una central nuclear permite aprovechar los excedentes eléctricos que no se exportan a la red debido a la alta penetración de las energías renovables que sufren algunos sistemas eléctricos. Esto evita la reducción de carga del reactor y mejora la flexibilidad operativa de la planta.

Este enfoque se puede aplicar tanto a centrales en extensión de vida (LTO) como a nuevas instalaciones de Generación III/III+. En el caso de las LTO, la producción de hidrógeno puede representar una oportunidad para diversificar ingresos y mejorar la rentabilidad de activos existentes. Por otro lado, en los reactores de Generación III/III+, ya diseñados con mejoras en la eficiencia y flexibilidad, la integración de la producción de hidrógeno se puede planificar desde un inicio en la fase de diseño para optimizar la inversión y la infraestructura.

7.2. CONSIDERACIONES REGULATORIAS PARA LA COGENERACION NUCLEAR-HIDRÓGENO EN ESPAÑA

La producción de hidrógeno en España no dispone actualmente de un marco normativo específico que regule de forma diferenciada las instalaciones destinadas a este fin. En su lugar, las plantas de producción de hidrógeno (HPP, por sus siglas en inglés) son consideradas instalaciones industriales o químicas convencionales, por lo que se rigen por el conjunto de normativas aplicables al sector de los gases inorgánicos, independientemente del tipo de tecnología empleada (electrólisis PEM o alcalina, reformado con vapor, etc.), del volumen de producción, del sistema de almacenamiento o del uso final del gas.

En el caso particular de proyectos de cogeneración de hidrógeno vinculados a centrales nucleares (NPP, por sus siglas en inglés), como los considerados en el proyecto europeo NPhyCo (2024), se debe atender a un marco regulador adicional que contempla implicaciones significativas tanto desde el punto de vista de la seguridad nuclear como desde el procedimiento de autorización [35]. En este sentido, la integración de una HPP en el perímetro de una NPP se considera una modificación de diseño de la instalación nuclear, de acuerdo con el artículo 25 del Real Decreto 1836/1999. Esto implica que el titular de la instalación debe realizar un análisis técnico para verificar que se mantiene el cumplimiento de los criterios de seguridad y protección radiológica, y que, en caso de que se alteren las condiciones originales de autorización de explotación, deberá



solicitar aprobación previa al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO).

Asimismo, el Real Decreto 1400/2018 establece la necesidad de realizar una evaluación de seguridad sobre el emplazamiento, el diseño y la operación de la planta, para confirmar que se alcanza un nivel de seguridad nuclear adecuado. Esta evaluación debe documentarse en un Estudio de Seguridad que se mantenga actualizado, incorporando los análisis y modificaciones realizadas sobre la instalación. Este estudio debe considerar expresamente los nuevos eventos postulados que puedan derivarse de la cercanía entre la planta de hidrógeno y la instalación nuclear, conforme al artículo 19 del mismo decreto.

Por otro lado, la normativa española requiere también la aplicación del enfoque basado en el análisis probabilista de seguridad (PSA, por sus siglas en inglés), tal como se detalla en la Instrucción de Seguridad IS-25 del Consejo de Seguridad Nuclear (CSN). Esta normativa impone la obligación de actualizar el PSA en caso de que existan modificaciones relevantes en la instalación o en el entorno, como podría ser la incorporación de una HPP, debido al potencial de generar eventos internos como explosiones, incendios o proyecciones de objetos, con consecuencias sobre sistemas de seguridad de la NPP.

Desde el punto de vista del riesgo químico e industrial, debe tenerse en cuenta la Directiva Seveso III (2012/18/UE), transpuesta a la legislación española mediante el Real Decreto 840/2015. Dicha normativa establece un régimen escalonado de requisitos en función de la cantidad de sustancias peligrosas almacenadas. En el caso del hidrógeno, si la cantidad supera las 5 toneladas, se considera una instalación de nivel inferior; y si supera las 50 toneladas, se clasifica como de nivel superior. Las obligaciones incluyen la elaboración de una Política de Prevención de Accidentes Graves (MAPP) y, para instalaciones de nivel superior, la redacción de un informe de seguridad, así como la cooperación con las autoridades en el desarrollo de planes de emergencia internos y externos, conforme a lo establecido por Protección Civil.

En términos de autorizaciones necesarias, la instalación de una planta de hidrógeno en España con vínculo a una central nuclear requerirá la tramitación simultánea de:

- Permisos ambientales e industriales, incluyendo la Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) según la Ley 21/2013 y la aplicación de la Directiva de Emisiones Industriales (2010/75/UE).
- Autorización nuclear, regulada por el CSN y el MITECO en tanto que la instalación afecta a la seguridad de una instalación nuclear.
- Autorización Seveso, cuando se superan los umbrales establecidos de almacenamiento de sustancias peligrosas como el hidrógeno.



Finalmente, deberá considerarse el impacto de la HPP en los planes de emergencia y la organización de la seguridad de la central nuclear, incluyendo la revisión del Plan de Emergencia Interior (PEI), la coordinación con el Plan de Emergencia Exterior (PEN) y la adecuación del plan de actuación radiológica según la normativa vigente (RD 1302/2007 y RD 989/2015).

En conjunto, el marco regulador aplicable a España exige una planificación rigurosa que integre aspectos de seguridad industrial, protección radiológica, prevención de accidentes mayores y evaluación de riesgos, garantizando la compatibilidad operativa entre la planta nuclear y la instalación de producción de hidrógeno, y asegurando al mismo tiempo la protección de los trabajadores, la población y el medio ambiente.

7.3. EMPLAZAMIENTO DE LA PLANTA DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO

En el contexto español, y considerando las características de las centrales nucleares en operación, todas ellas ubicadas en zonas con infraestructuras consolidadas y, en la mayoría de los casos, con disponibilidad de espacio circundante, la opción más conveniente es ubicar la planta de producción de hidrógeno (HPP) dentro o lo más próximo posible al emplazamiento de la central nuclear (NPP). Aunque en España no existe una normativa que prohíba explícitamente la instalación de infraestructuras industriales en estos emplazamientos, si deben cumplirse ciertos requisitos técnicos, urbanísticos y de seguridad. Por ejemplo, la legislación exige que la HPP se ubique en suelo clasificado como industrial (según la Ley del Suelo y Rehabilitación Urbana), y que cualquier integración con la central nuclear implique una modificación de diseño, conforme al Real Decreto 1836/1999, lo cual requiere aprobación del Ministerio para la Transición Ecológica (MITECO) y supervisión del Consejo de Seguridad Nuclear (CSN). A pesar de estos requisitos adicionales, la proximidad física entre ambas plantas ofrece ventajas operativas claras: minimiza las pérdidas energéticas por transporte eléctrico, reduce la necesidad de infraestructuras externas y permite aprovechar sistemas ya existentes de suministro (agua desmineralizada, refrigeración, nitrógeno, etc.) y seguridad.

Por lo tanto, y siguiendo las recomendaciones preliminares del proyecto europeo NPHyCo (2024), este estudio opta por ubicar la planta de electrólisis en el emplazamiento de la central nuclear, condicionando su implementación a la viabilidad técnica del terreno, a la disponibilidad de servicios compartidos y a la obtención de las autorizaciones regulatorias correspondientes

7.4. NECESIDADES TÉCNICAS Y ECONÓMICAS DE UNA PLANTA DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO

Para poder integrar una planta de producción de hidrógeno (HPP) con una central nuclear (NPP), es esencial identificar las necesidades de esta. A continuación, se detallan en la Tabla 4 los requerimientos y las consideraciones del estudio:

Tabla 4. Resumen necesidades de una planta de producción de hidrógeno [62]

Elemento	D descripción	Coste
Electricidad	Se va a utilizar la electricidad excedente producida por la central nuclear a modo de autoconsumo para suministrar a la HPP. La cantidad de hidrógeno producida depende del tipo de tecnología utilizada. Eficiencia: AEL y PEM >60%, SOEC ~90%.	Suministro energético
Agua desmineralizada vapor	Materia prima esencial para producir hidrógeno mediante electrolisis [40]. El agua requerida es de muy alta pureza y es posible que se necesiten unidades adicionales de purificación. o 9 kg de agua por kg de hidrógeno. Los sistemas AEL y PEM generan calor residual que debe eliminarse mediante intercambiadores de calor y circuitos de refrigeración. Para SOEC, el calor del proceso se recicla, pero puede requerirse enfriamiento adicional en la etapa de Agua enfriada	Influye en el gasto operativo asociado a la obtención y purificación del agua.
Refrigeración	Necesaria para condensar vapor en la purificación del gas, normalmente no está disponible en las NPP.	El coste del agua enfriada influye en el gasto operativo asociado a la purificación del hidrógeno.
Aire comprimido nitrógeno	El nitrógeno se usa para purgar sistemas que contienen hidrógeno. Es técnicamente obligatorio. El aire comprimido evita chispas en zonas con hidrógeno.	El coste debe incluirse como parte del OPEX, pero es bajo en comparación con otros parámetros.
Tratamiento de aguas residuales	La purificación del agua y del gas genera aguas residuales que deben ser gestionadas. Requiere cumplimiento normativo.	Incluido en el OPEX, dependiente del sistema existente.
Stacks electrolizador	Los stacks se degradan con el tiempo. La frecuencia depende de la tecnología (PEM, AEL, SOEC).	El coste de reemplazo de los stacks es una parte relevante del coste operativo (OPEX), representando actualmente hasta un 30-39 % del coste de inversión directo (CAPEX).
Entorno seguro	La planta necesita un espacio adecuado. Por ejemplo, para una planta PEM de 30MW se estima un área de 80 x 60 metros. La tecnología SOEC requiere más espacio por su complejidad y equipamiento adicional.	Afecta al CAPEX inicial y condiciona la ubicación.
Personal operativo	Idealmente mínimo, con apoyo del personal de la NPP	Afecta al CAPEX y los requisitos de seguridad y espacio.
Almacenamiento del hidrógeno	Existen varias soluciones: almacenamiento presurizado (más común), licuefacción, LOHC, o hidruros metálicos.	Relevante para CAPEX y eficiencia del sistema
Especificaciones del sistema compresión	Se necesita una estación de compresión para ajustar la presión del hidrógeno según el uso o transporte.	Regulaciones
Permisos construcción	Antes de construir, se debe realizar una evaluación de impacto ambiental (EIA), adaptar el plan de uso del suelo y asegurar que el diseño cumpla todos los requisitos legales de edificación.	Costes de gestión, estudios y tiempos de ejecución.
Permisos operación	Para obtener una licencia de operación, la instalación debe pasar por una fase de puesta en marcha y demostrar que cumple con el diseño aprobado y los requisitos de seguridad. Se requiere una actualización del informe de seguridad (SAR), que debe ser validada por el regulador competente.	Influye en tiempos de puesta en marcha y compliance.

7.5. MODELOS DE INTEGRACIÓN CON LA CENTRAL NUCLEAR

Algunas de las necesidades de una planta de hidrógeno se pueden obtener aprovechando la infraestructura que ya tiene la central nuclear a la que esta acoplada. El nivel de integración de la planta de hidrógeno en la central nuclear dependerá de qué recursos tiene disponible la central nuclear, qué efectos tendría esa conexión y si realmente es económicamente viable.

La figura 9 ilustra los flujos de recursos entre la central nuclear y la planta de producción de hidrógeno que se han considerado en este estudio. Además, se contempla la opción de verter la electricidad generada a la red eléctrica, en lugar de destinarla al proceso de electrólisis.

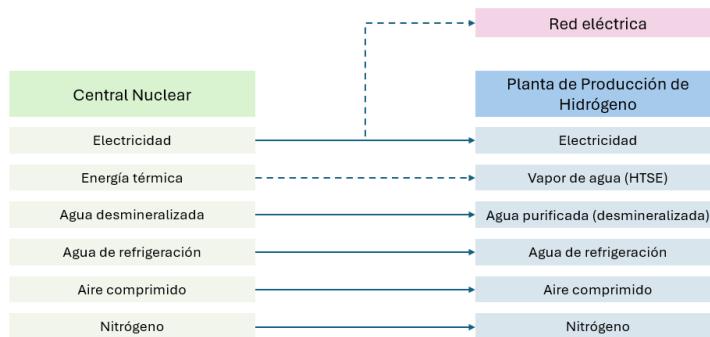


Figura 9. Esquema del flujo de recursos entre la central nuclear y la planta de producción de hidrógeno

7.6. CONFIGURACIÓN OPERATIVA DEL SISTEMA

Para comprender y justificar la hipótesis de partida del proyecto, es esencial analizar a qué precios se vende la electricidad en el mercado mayorista y durante qué horas esos precios resultan tan bajos que hacen inviable económicamente la venta de electricidad nuclear.

Se ha elaborado un gráfico con los precios marginales promedio horarios por mes, basado en datos del sistema eléctrico español [36]. Esta representación permite identificar visualmente las franjas horarias en las que el funcionamiento del electrolizador resulta más conveniente, desde el punto de vista económico, aprovechando así la electricidad excedente que, de otro modo, sería infrautilizada.

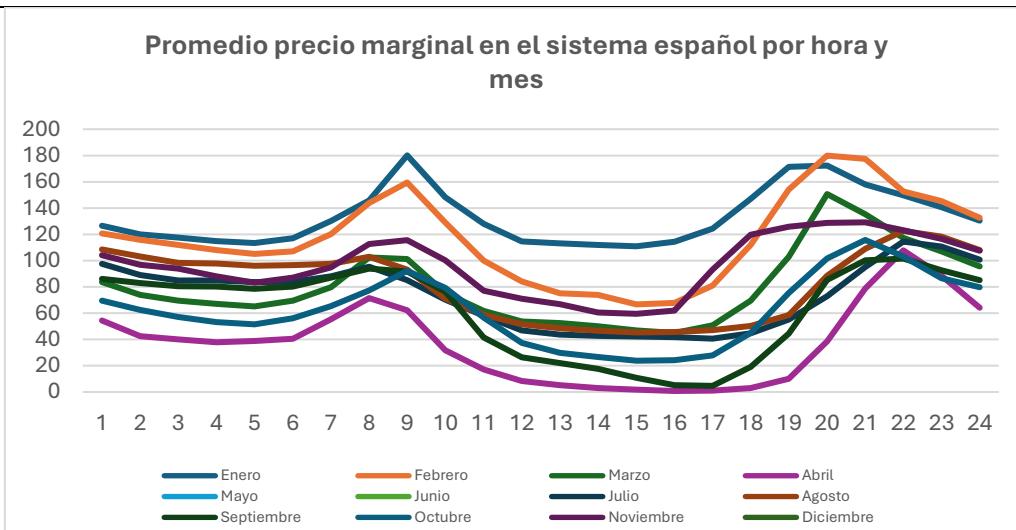


Gráfico 1. Precio marginal en el sistema español por hora y mes. Fuente: OMIE [36]

El gráfico 1 muestra una fuerte variabilidad estacional y horaria, influida principalmente por el comportamiento de la demanda y la penetración de energías renovables no gestionables, especialmente solar fotovoltaica.

Uno de los patrones más destacados es la caída pronunciada del precio marginal en las horas centrales del día (de 11.00 a 17.00 h) durante los meses de primavera y verano. Esta reducción coincide con la máxima producción solar fotovoltaica, que inyecta grandes cantidades de energía al sistema y desplaza la generación más cara del mix eléctrico. Este efecto implica que los precios del mercado eléctrico se reducen significativamente debido al exceso de oferta renovable frente a una demanda que no crece en la misma proporción. Por el contrario, en los meses de invierno, los precios son más elevados.

Para identificar el exceso de volumen de electricidad que una central nuclear está generando, es necesario establecer un umbral de rentabilidad por debajo del cual no resulta atractivo vender la electricidad al mercado mayorista. Según el Periódico de la Energía, el coste total de generación nuclear en España, considerando costes operativos, mantenimiento, tasas específicas e impuestos, se sitúa en torno a los 50 €/MWh, especialmente en el caso de centrales ya amortizadas (LTO).

Por tanto, para este estudio se ha adoptado un umbral de 50 €/MWh. Se considera que todas las horas año en las que el precio marginal del mercado se sitúe por debajo de dicho valor son potencialmente aprovechables para desviar la producción eléctrica nuclear hacia un electrolizador. De este modo, se puede absorber la electricidad excedente que no tiene valor en el mercado y transformarla en hidrógeno bajo en carbono, mitigando las pérdidas económicas de la planta nuclear y favorecer a la descarbonización del sistema energético.



La tabla 5 muestra la distribución mensual de horas clasificadas como rentables o no rentables para una central nuclear, en función del umbral de precio del mercado mayorista fijado anteriormente en 50 €/MWh.

A lo largo del año se identifican un total de 2.383 horas no rentables, equivalentes al 27% del total anual (8.760 horas), donde la central nuclear podría estar vendiendo electricidad a un coste inferior al de producción y, por lo tanto, generando pérdidas económicas. Las horas rentables, en las que sí conviene vender la electricidad al mercado, suman 6.378 horas (73% del año).

Tabla 5. Resumen mensual de horas rentables y no rentables para una central nuclear según el precio del mercado eléctrico

	No Rentables		Rentables	
	Horas por Día	Horas por Mes	Horas por Día	Horas por Mes
Enero	0	0	24	744
Febrero	0	0	24	672
Marzo	2	62	22	682
Abril	16	480	8	240
Mayo	21	651	3	93
Junio	11	330	13	390
Julio	7	217	17	527
Agosto	5	155	19	589
Septiembre	9	270	15	450
Octubre	7	217	17	527
Noviembre	0	0	24	720
Diciembre	0	0	24	744
Total		2382		6378

8. METODOLOGÍA

8.1. USO DEL SOFTWARE HEEP PARA LA EVALUACIÓN TECNOECONOMICA

Para evaluar la viabilidad económica de la producción de hidrógeno utilizando energía nuclear se utilizará el software Hydrogen Economic Evaluation Program (HEEP), desarrollado por la Agencia Internacional de Energía Atómica (IAEA). Este software permite analizar el costo nivelado de producción de hidrógeno (LCOH), considerando distintas configuraciones de reactores nucleares y plantas de electrólisis, así como factores económicos y operativos clave.

El programa consta de tres módulos: el primero es el módulo de preprocesamiento, que permite al usuario introducir los datos; el segundo es el módulo de ejecución, que calcula el coste del hidrógeno a partir de los datos introducidos; y el tercero es el módulo de posprocesamiento, que presenta los resultados tras la ejecución.

HEEP trabaja con un modelo de flujo de caja descontado, que considera costos de capital (CAPEX), operación y mantenimiento (O&M), combustible nuclear, costos de desmantelamiento y financiación. Además, tal y como muestra la figura 11, el programa modela la producción de hidrógeno en cuatro etapas: la central nuclear como fuente primaria de energía, la planta de generación de hidrógeno, y las fases de almacenamiento y transporte del hidrógeno. Para cada etapa, el modelo requiere datos técnicos y económicos de entrada para realizar la simulación.

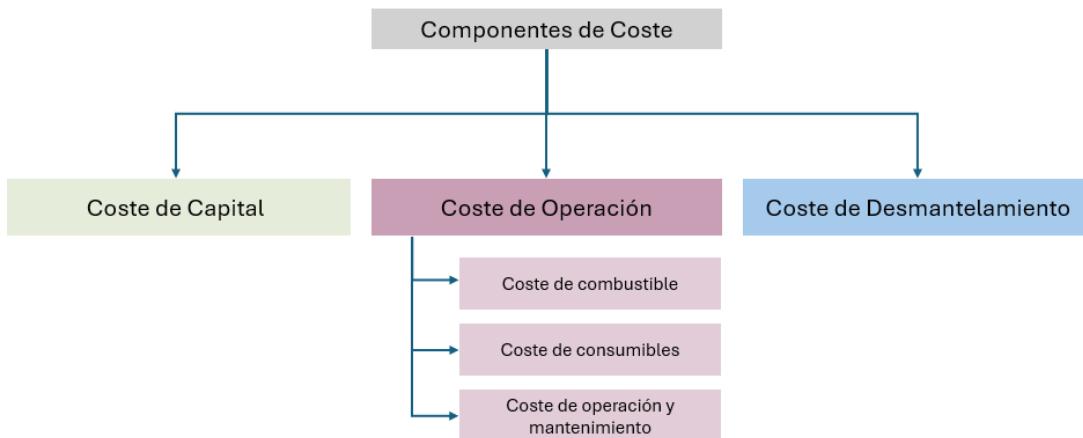


Figura 10. Componentes de coste considerados en el modelo HEEP

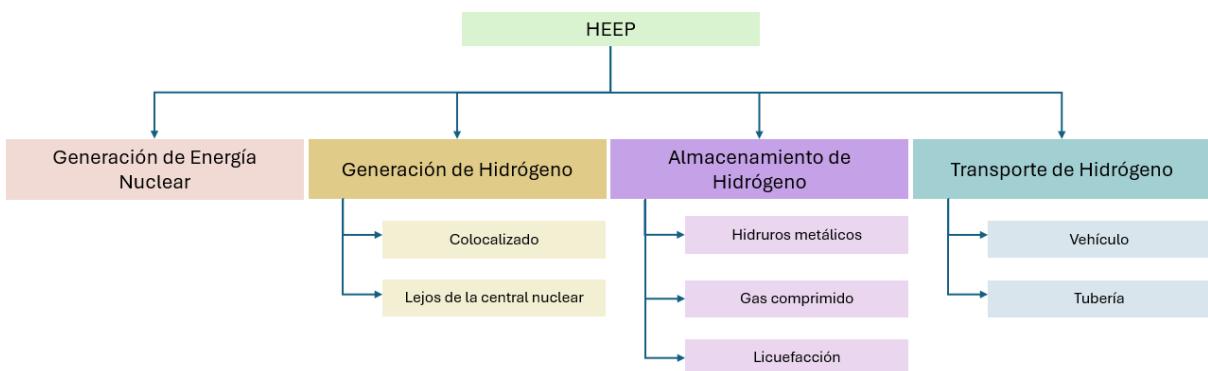


Figura 11. Estructura del modelo HEEP para el cálculo del costo nivelado de producción de hidrógeno nuclear

Para el cálculo del costo nivelado de la producción de hidrógeno (LCOH) usa la siguiente fórmula:

$$LCOH = \frac{E_{NPP}(t_0) + E_{H2GP}(t_0) + E_{H2T}(t_0)}{G_{H_2}} \left[\frac{\text{€}}{\text{kg}} \right]$$

Ecuación 3. Fórmula para calcular el costo nivelado del hidrógeno según HEEP

Donde:

- $E_{NPP}(t_0)$ es el valor actual de los gastos de una central nuclear en el año base t_0

-
- $E_{H2GP}(t_0)$ es el valor actual de los gastos de la planta de generación y almacenamiento de hidrógeno en el año base t_0
 - $E_{H2T}(t_0)$ es el valor actual de los gastos de transporte de hidrógeno en el año base t_0 .
 - $G_{H2}(t_0)$ es el valor actual de la producción bruta de hidrógeno en t_0 .

Por otro lado, el valor actual de los gastos se estima en:

$$E(t_0) = \sum_{t=0}^{t_{end}} \frac{CI_t}{(1+r)^{t-t_0}} + \sum_{t=0}^{t_{end}} \frac{R_t}{(1+r)^{t-t_0}} + \sum_{t=0}^{t_{end}} \frac{DC_t}{(1+r)^{t-t_0}}$$

Ecuación 4. Fórmula para calcular el coste de los gastos del LCOH

Donde:

- CI_t es la inversión en gastos de capital en el año t.
- R_t son los gastos operativos de la planta en el año t.
- DC_t es el coste de desmantelamiento en el año t.
- t_0 es el año base de comparación
- r es la tasa de descuento anual

8.2. PARÁMETROS SOFTWARE HEEP

Con el objetivo de calcular el coste nivelado de hidrógeno (LCOH), es necesario definir una serie de parámetros técnicos y económicos que sirven como variables de entrada en el modelo de simulación del software HEEP. Estos parámetros abarcan desde características del sistema de generación eléctrica y del electrolizador, hasta aspectos relacionados con la infraestructura de transporte y almacenamiento del hidrógeno.

En la Tabla 6 se recopilan todos los valores introducidos en el modelo, junto con una breve descripción de cada uno, permitiendo así entender con claridad las hipótesis consideradas y garantizar la trazabilidad de los resultados obtenidos.



Tabla 6. Definición de parámetros del software HEEP

VARIABLES DE ENTRADA	DESCRIPCIÓN
DISEÑO DE LA CENTRAL NUCLEAR	
Periodo de construcción (años)	Años necesarios para construir la central nuclear
Periodo de operación (años)	Vida útil prevista de la central nuclear
Factor de capacidad (%)	Porcentaje de energía generada en comparación con la que se hubiese generado si la planta operase a plena capacidad
Factor de disponibilidad (%)	Porcentaje de tiempo en que la planta puede producir electricidad respecto al tiempo total considerado
Potencia térmica (MWt/unidad)	Cantidad de energía térmica generada por el reactor
Calor para la planta de H2 (MWth/unidad)	Potencia térmica suministrada para la producción de hidrógeno
Potencia eléctrica (MWe/unidad)	Potencia eléctrica neta generada por la central nuclear
Número de unidades	Número de unidades de la central nuclear
Carga inicial de combustible (kg/unidad)	Cantidad de combustible nuclear necesaria para la primera carga de cada reactor
Carga anual de combustible (kg/unidad)	Cantidad de combustible nuclear que debe reponerse anualmente en cada reactor
Coste de capital overnight (€/unidad)	Inversión total necesaria para construir una unidad de la central
Fracción del coste de capital - infraestructura de generación eléctrica (%)	Proporción del coste de capital total que se destina a los sistema de generación eléctrica
Coste del combustible (€/kg)	Precio por kilogramo de combustible nuclear utilizado en el reactor
Otros costes de O&M (% del coste de capital)	Coste anual de operación y mantenimiento expresado como porcentaje del coste de capital de la central.
Coste de desmantelamiento (% del coste de capital)	Estimación del coste de desmantelar la central al final de su vida útil, expresado como porcentaje del coste de capital.
DISEÑO DE LA PLANTA DE HIDRÓGENO	
Tipo de tecnología	Tipo de tecnología usada para la generación de hidrógeno (alcalina o HTSE)
Factor de capacidad (%)	Porcentaje de uso efectivo de la capacidad instalada en la planta de hidrógeno.
Factor de disponibilidad (%)	Porcentaje del tiempo en que la planta de hidrógeno puede operar respecto al total
Producción de hidrógeno (kg/año)	Cantidad de hidrógeno producida anualmente por cada unidad de la planta
Consumo térmico (MWth/unidad)	Energía térmica consumida por cada unidad de la planta de hidrógeno
Electricidad requerida (MWe/unidad)	Potencia eléctrica necesaria para operar una unidad de la planta de hidrógeno
Número de unidades	Número de unidades de producción de hidrógeno
Coste de capital overnight (€/unidad)	Inversión necesaria para construir una unidad de la planta de hidrógeno
Costes eléctricos (€)	Coste asociado al consumo energético proveniente de la red eléctrica en la planta de hidrógeno
Otros costes de O&M (% del coste de capital)	Costes adicionales de operación y mantenimiento, expresados como porcentaje del coste de capital
Coste de desmantelamiento (% del coste de capital)	Estimación del coste de desmantelar la planta al final de su vida útil, expresado como porcentaje del coste de capital
ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO	
Capacidad de almacenamiento (kg)	Capacidad de almacenamiento de hidrógeno
Agua de refrigeración del compresor (L/h)	Requerimiento de agua de refrigeración
Electricidad requerida (kWe)	Electricidad requerida por el sistema de almacenamiento
Coste de capital overnight (€)	Coste total de inversión necesario para construir y poner el sistema en marcha el sistema de almacenamiento
Coste de operación del compresor (€)	Gastos anuales asociados al funcionamiento del compresor, como energía auxiliar derivada de la red
Otros costes de O&M (% del coste de capital)	Costes adicionales de operación y mantenimiento, expresados como porcentaje del coste de capital
Coste de desmantelamiento (% del coste de capital)	Estimación del coste de desmantelar el sistema al final de su vida útil, expresado como porcentaje del coste de capital
TRANSPORTE DE HIDRÓGENO	
Distancia de transporte (km)	Longitud total del recorrido que debe realizar el hidrógeno desde su punto de producción hasta el punto de consumo
Coste de capital overnight (€)	Inversión inicial necesaria para instalar la infraestructura de transporte
Costes eléctricos (€)	Costes anuales de consumo eléctrico derivados del transporte
Otros costes de O&M (% del coste de capital)	Costes adicionales de operación y mantenimiento, expresados como porcentaje del coste de capital
Coste de desmantelamiento (% del coste de capital)	Estimación del coste de desmantelar el sistema al final de su vida útil, expresado como porcentaje del coste de capital



8.3. DIAGRAMAS DE FLUJO

En esta sección se presentan los diagramas de flujo generados mediante el software HEEP, que representan la configuración operativa de una planta de producción de hidrógeno integrada en una central nuclear. Estos esquemas reflejan de manera esquemática los flujos de energía entre los distintos bloques del sistema: producción eléctrica y térmica, electrólisis, almacenamiento y transporte de hidrógeno.

La estructura del sistema varía en función de la tecnología utilizada:

- En el caso de la electrólisis alcalina, representado en la figura 12, la planta de hidrógeno demanda únicamente energía eléctrica, lo que simplifica la conexión con la central nuclear y evita la necesidad de integración térmica.
- En la electrólisis de alta temperatura (HTSE), plasmado en la figura 13, el sistema requiere tanto electricidad como calor de alta temperatura, por lo que se representa un doble flujo energético (eléctrico y térmico) desde la central nuclear hacia la planta de producción de hidrógeno.

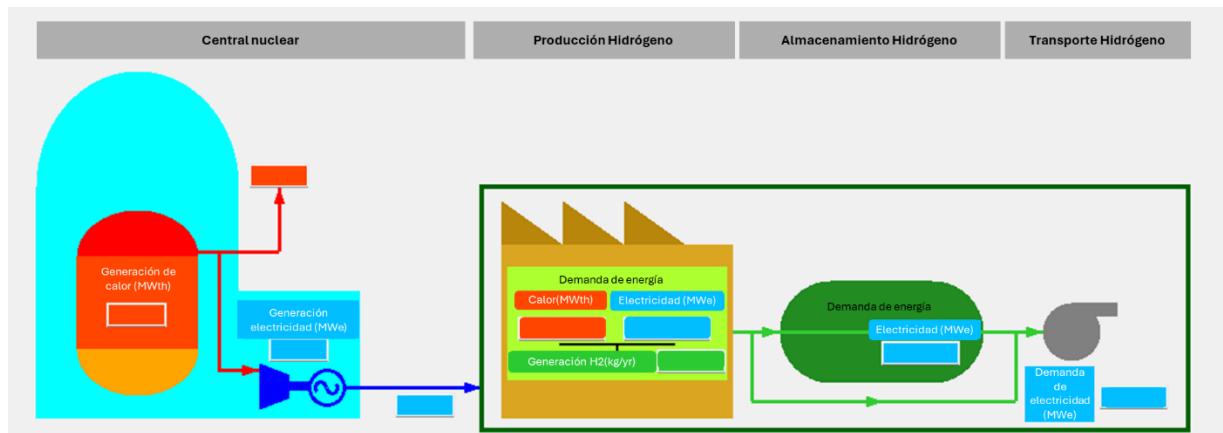


Figura 12. Diagrama de flujo de integración de NPP con HPP para la tecnología alcalina

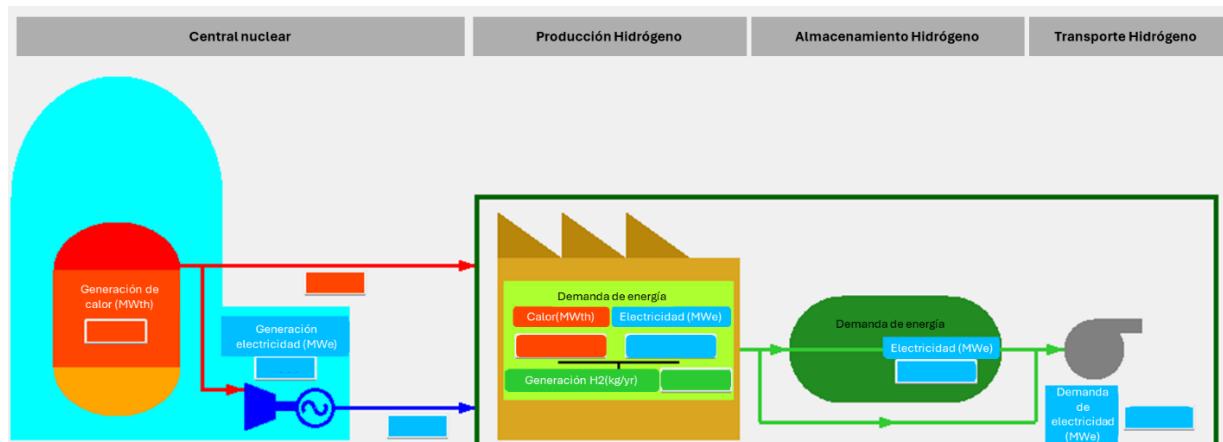


Figura 13. Diagrama de flujo de integración de NPP con HPP para la tecnología alcalina

8.4. HIPÓTESIS Y LIMITACIONES DEL MODELO

El trabajo se ha centrado en recrear la integración de una planta de electrólisis con una central nuclear, tomando como referencia los reactores Almaraz I y II, localizados en la provincia de Cáceres, España. Cada unidad tiene una potencia eléctrica neta de aproximadamente 1.011 MWe y una potencia térmica de diseño de 2.947 MWt. Ambas unidades entraron en operación comercial en los años 1981 y 1983 y han sido objeto de revisiones periódicas para su posible operación comercial a largo plazo (LTO), lo cual las convierte en candidatas idóneas para estudios de integración con sistemas de producción de hidrógeno.

La hipótesis de partida consiste en evaluar si destinar de forma exclusiva uno de esos reactores a la producción de hidrógeno mediante electrólisis puede constituir una solución técnica y viable para absorber el excedente de electricidad producido. Esta estrategia permitiría evitar la reducción de carga o el vertido de energía. Por ello, uno de los reactores se dedicaría íntegramente a la producción de hidrógeno, mientras que el otro continuaría inyectando toda su electricidad a la red.

Esta configuración no solo es técnicamente viable, sino que también resulta económicamente justificada en el contexto actual del sistema eléctrico español. Destinar uno de los reactores de Almaraz a la producción exclusiva de hidrógeno supondría retirar aproximadamente 8,4 TWh anuales del sistema, lo que equivale a un 3,2 % de la generación eléctrica total nacional y representa en torno al 14 % de la producción nuclear anual. No obstante, según los análisis realizados en este estudio, alrededor del 27 % del tiempo operativo de las centrales nucleares coincide con precios de mercado inferiores a su coste de producción, lo que implica pérdidas económicas recurrentes para los operadores. Es por ello, que reasignar esa energía a uno de los reactores de Almaraz para la producción de hidrógeno no alteraría el equilibrio del sistema eléctrico español.

Uno de los parámetros de entrada con más relevancia es la producción de hidrógeno que puede generar un electrolizador en un año. Para su cálculo se ha utilizado la siguiente fórmula:

$$\text{Producción}_{H_2} \left(\frac{\text{kg}}{\text{año}} \right) = \frac{P \cdot t \cdot \eta_{HHV}}{HHV_{H_2}}$$

Ecuación 5. Fórmula para el cálculo de la producción nominal de hidrógeno

Donde:

- P es la potencial nominal del electrolizador, en este caso se define en 100 MWe.
- t es el tiempo de operación anual, 8.760 horas.
- η_{HHV} es la eficiencia respecto al poder calorífico superior del hidrógeno (HHV)

- HHV_{H_2} es el poder calorífico superior del hidrógeno (39,4 kWh/kg) [21]

Utilizando una eficiencia de 60% LHV para la tecnología alcalina y 75% LHV para la tecnología HTSE, el resultado de la producción anual es de 15.668 y 19.710 toneladas de hidrógeno, respectivamente [37].

Por otro lado, el modelo presenta varias limitaciones. En primer lugar, HEEP no incluye una base de datos con valores de referencia actualizados, por lo que el usuario debe introducir manualmente todos los datos técnicos y económicos.

En segundo lugar, el modelo no permite representar interacciones dinámicas entre los distintos componentes del sistema como la carga flexible del electrolizador en función de señales de precio o disponibilidad renovable. Esto limita su aplicabilidad a contextos con perfiles horarios y reduce la capacidad para optimizar la operación bajo condiciones de mercado realistas. Es por ello, dado que la hipótesis inicial plantea un funcionamiento continuo y estable del sistema nuclear-electrolizador, con operación sin modulación horaria, esta limitación queda neutralizada en el marco del enfoque adoptado inicialmente.

Asimismo, HEEP no evalúa el impacto ambiental ni considera emisiones de CO₂, por lo que los resultados económicos obtenidos no van acompañados de una valoración desde el punto de vista ambiental o de sostenibilidad ni tampoco proporciona un desglose transparente de todos los cálculos intermedios, lo que dificulta la trazabilidad.

Finalmente, cabe destacar que este trabajo se ha centrado inicialmente en la producción de hidrógeno, sin incluir los costes de almacenamiento y transporte. Estos elementos han sido introducidos posteriormente como estudios de sensibilidad, para evaluar su influencia sobre el coste nivelado, pero no forman parte del modelo base.

8.5. ESCENARIOS ANALIZADOS

Este apartado presenta tres escenarios de integración entre centrales nucleares y sistemas de electrólisis para la producción de hidrógeno, con el objetivo de analizar su viabilidad técnica y económica en el marco del software HEEP de la IAEA. Cada caso representa una configuración distinta en cuanto al tipo de reactor, tecnología de electrólisis empleada y estado de la central nuclear.

En los escenarios analizados se ha considerado el uso de diferentes tipos de reactores nucleares en función de la naturaleza del caso: los escenarios de nueva construcción emplean reactores del tipo APWR (Advanced Pressurized Water Reactor), mientras que los escenarios de operación a largo plazo (LTO) utilizan los reactores PWR (Pressurized Water Reactor) actualmente existentes en España.

Caso 1: PWR en LTO + electrólisis convencional (alcalina)



El primer caso simula una instalación formada por un reactor PWR en régimen de extensión de vida útil (Long-Term Operation, LTO) durante 20 años. Se han considerado los valores de referencia de los reactores existentes de Almaraz I.

Para la caracterización económica de la central nuclear, se han empleado los datos de la herramienta Levelised Cost of Electricity Calculator de la IEA, tomando como referencia una planta de nuclear de 1.000 MWe en Francia. Se ha adoptado un CAPEX asociado a la extensión de vida de 8,41 USD/MWh (equivalente a unos 7,4 €/MWh) [38] y un coste de operación y mantenimiento de 12,92 USD/MWh (alrededor de 11,37 €/MWh), lo que representa en torno al 9% del CAPEX anualizado.

La producción de hidrógeno se realiza mediante el sistema de electrólisis alcalina convencional, que contiene 9 plantas de 100 MWe. Utilizando una eficiencia de 60% LHV para la tecnología alcalina el resultado de la producción anual, por electrolizador, es de 15.668 toneladas de hidrógeno [37]. Por otro lado, de acuerdo con los valores definidos por el European Hydrogen Observatory en su Levelised Cost of Hydrogen Calculator [39], el coste del electrolizador alcalino se ha fijado en 2.500 USD/kWe (equivalente a 2.310 €/kWe). Además, los costes de operación y mantenimiento se elevan a un 17%, incluyendo el “Stack replacement costs” y otros costes de OPEX.

Caso 2: PWR en LTO + electrólisis de alta temperatura HTSE

El segundo escenario también contempla un reactor PWR en régimen de LTO, con características técnicas y económicas idénticas a las del caso 1. La diferencia principal radica en el tipo de electrólisis utilizada, que en este caso corresponde a una planta de electrólisis de vapor de alta temperatura (HTSE o SOEC).

La central nuclear suministra 30 MWt de calor a cada electrolizador, 300MWt en total considerando que hay 9 electrolizadores y pérdidas de calor entre la central y el electrolizador, mientras que el resto del suministro energético se realiza mediante electricidad. Para esta tecnología, se ha adoptado un CAPEX de 5.600 USD/kWe (equivalente a 4.928 €/kWe), un valor que se encuentra dentro del rango estimado por la IEA en su informe The Future of Hydrogen (2019) para esta tecnología en su estado actual. Los costes de OPEX representan un 20%, ligeramente superiores a los de la tecnología alcalina debido a que la tecnología todavía se encuentra en estado de desarrollo.

Caso 3: Nueva central Gen III+ APWR + electrólisis convencional

El tercer escenario representa una central de nueva construcción con un reactor APWR de Generación III+, diseñados para una vida útil de 60 años.

Para plasmar los valores económicos de esta nueva planta, se ha tomado como referencia una instalación de Generación III con una potencia eléctrica de 1.011 MWe, representativa de los nuevos proyectos previstos en Francia [38]. De acuerdo con el IEA,



el coste de capital se ha fijado en de 47,51 USD/MWh (aproximadamente 41,8 €/MWh), mientras que los costes de operación y mantenimiento se estiman en 14,26 USD/MWh (unos 12,55 €/MWh), lo que representa aproximadamente el 5% del capital anualizado.

La electrólisis del hidrógeno en este escenario se realiza nuevamente mediante tecnología alcalina, permitiendo así una comparación directa con el caso 1 en términos de tecnología de electrólisis, pero con una infraestructura nuclear más avanzada.

La tabla 7 muestra el detalle de todos los parámetros de entrada introducidos en el software HEEP. Similarmente, la tabla 8 muestra los parámetros financieros que se han utilizado en los tres casos estudiados.

Tabla 7. Datos de entrada para la central nuclear (NPP) y la planta de producción de hidrógeno (HPP)

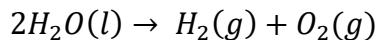
	Caso 1: PRW (LTO)+ALCALINA	Caso 2: PRW (LTO)+HTGR	Caso 3: APWR (nuevo)+ALCALINA
DISEÑO DE LA CENTRAL NUCLEAR			
Periodo de construcción (años)	0	0	8
Periodo de operación (años)	20	20	60
Factor de capacidad (%)	93%	93%	93%
Factor de disponibilidad (%)	95%	95%	95%
Potencia térmica (MWth/unidad)	2.941	2.941	2.941
Calor para la planta de H2 (MWth/unidad)	0	300	0
Potencia eléctrica (MEe/unidad)	1.011	1.011	1.011
Número de unidades	1	1	1
Carga inical de combustible (kg/unidad)	0	0	75.000
Carga anual de combustible (kg/unidad)	28.000	28.000	25.000
Coste de capital overnight (€/unidad)	60.956.059	60.956.059	340.078.273
Fracción del coste de capital - infraestructura de generación eléctrica (%)	25	25	25
Coste del combustible (€/kg)	2.500	2.500	2.500
tros costes de O&M (% del coste de capital)	9%	9%	5%
Coste de desmantelamiento (% del coste de capital)	15%	15%	15%
DISEÑO DE LA PLANTA DE HIDRÓGENO			
Localización de la planta de H2	Colocalización	Colocalización	Colocalización
Tipo de tecnología	Alcalina	HTSE	Alcalina
Factor de capacidad (%)	93%	93%	93%
Factor de disponibilidad (%)	100%	100	100
Producción de hidrógeno (kg/año)	15.688.803	19.710.552	15.688.803
Consumo térmico (MWth/unidad)		30	
Electricidad requerida (MWe/unidad)	100	100	100
Número de unidades	9	9	9
Coste de capital overnight (€/unidad)	231.000.000	404.800.000	231.000.000
Costes eléctricos (€)	0	0	0
tros costes de O&M (% del coste de capital)	17%	20%	17%
Coste de desmantelamiento (% del coste de capital)	10%	10%	10%

Tabla 8. Parámetros financieros

Tasa de descuento (%)	7%
Tasa de inflación (%)	2%
Capital (%)/ Deuda (%)	70% / 30%
Interés de la deuda (%)	5%
Tasa impositiva (%)	10%

8.6. CONSUMO DE AGUA

El agua constituye el insumo esencial en la producción de hidrógeno por electrólisis, ya que es la materia prima directa de la reacción. En el caso de los electrolizadores alcalinos, este proceso se desarrolla en el cátodo, donde se genera el hidrógeno, y el ánodo, en el que se libera oxígeno [40]. La reacción global sigue la siguiente expresión estequiométrica:



Desde el punto de vista estequiométrico, para obtener 1 kg de hidrógeno se necesita consumir 9 kg de agua [41]. Este valor representa en mínimo teórico e indica la cantidad transformada en hidrógeno y oxígeno.

No obstante, en una planta de electrólisis real, el consumo de agua es mayor debido a las necesidades operativas del sistema:

- Tratamiento de agua ultrapura: Los electrolizadores requieren agua libre de sales e impurezas, con una resistividad superior a $1 \text{ M}\Omega\cdot\text{cm}$, para evitar daños en membranas y electrodos [42]. Además, cabe tener en cuenta que los sistemas de purificación por ósmosis inversa pueden rechazar entre un 40% y 60% del caudal de entrada [43].
- Purgas y enjuagues: Se necesita efectuar descargas periódicas para mantener la calidad química en el electrolizador y evitar la acumulación de contaminantes [44].

Además de estos requisitos técnicos, es clave que exista un margen de diseño para que el sistema esté dimensionado considerando un exceso de capacidad para garantizar el suministro ininterrumpido. Por estos motivos, en anteriores estudios y guías de diseño de plantas se ha recomendado adoptar un rango de entre 18 y 24 kg de agua por cada kg de hidrógeno producido [37].

Tomando como referencia las producciones anuales de hidrógeno obtenidas en este estudio y un consumo medio de 22 kg de agua por cada kg de hidrógeno producido, se

presentan en la tabla 9 las cantidades que se necesitan de agua para cada uno de los casos presentados:

Tabla 9. Cantidad de agua requerida para cada una de las configuraciones estudiadas

	Caso 1	Caso 2	Caso 3
H₂ PRODUCIDO (kg H₂año)	126.910.800	159.651.000	126.910.800
H₂O Requerida (kg H₂O / kg H₂)	22	22	22
Consumo H₂O anual (toneladas H₂O/año)	2.792.038	3.512.322	2.792.038

Los resultados obtenidos en la tabla 9 se enfocan únicamente en el consumo de agua correspondiente al electrolizador, sin incluir las necesidades de agua que hacen referencia a los consumos de refrigeración u otros auxiliares de la central nuclear.

El sistema de refrigeración de Almaraz se apoya en el embalse de Arrocampo, construido para ese fin como fuente fría para ambos reactores, con un volumen nominal de 35,5 hm³, una longitud de aproximadamente 10 km y una superficie de unas 800 ha [45]. A partir de estos datos se puede concluir que el requerimiento de agua para la producción de hidrógeno es coherente y técnicamente factible. Los resultados muestran que las cifras son muy reducidas frente al caudal que circula por el sistema de refrigeración de Almaraz, alrededor de 44 m³/s por reactor, lo que representa 3,80 millones de m³ al día por reactor, de modo que la electrólisis apenas representa entre un 0,20-0,25% del caudal diario de refrigeración [45].

Hay parte del consumo de agua del electrolizador que se retornan al embalse tras tratamiento debido a que corresponden a rechazos de osmosis inversa (RO), electrodeionización (EDI) y purgas. De hecho, el consumo neto tiende al mínimo teórico de unos 9 kg H₂O / kg H₂, más algunas pérdidas menores [41]. Si se contempla que solo se detraen 11 kg H₂O / kg H₂ y, teniendo en cuenta que el embalse de Arrocampo tiene un volumen de 35,5 hm³, el electrolizador tendría una demanda aproximada anual de entre un 4% y un 5%. Por lo tanto, la viabilidad hídrica es favorable siempre que haya recuperaciones altas en RO/EDI, retorno autorizado de rechazos/ purgas y control de vertido [41].

8.7. COMPARACIÓN ENTRE REACTORES EN EXTENSIÓN DE VIDA (LTO) Y NUEVAS INSTALACIONES GEN III

En el marco de este estudio, se han considerado las particularidades económicas de operar una central nuclear en extensión de vida útil (LTO).



Dado que una central en extensión de vida útil (LTO) ya está en funcionamiento, no se requiere un nuevo periodo de construcción. Las mejoras necesarias para operar más allá del límite de diseño original (normalmente 40 años) se implementan mediante intervenciones programadas durante paradas de mantenimiento o mediante campañas específicas de modernización. Por esta razón, en el modelo se establece un periodo de construcción igual a cero años.

Asimismo, tampoco se incluye el coste asociado a la carga inicial de combustible en el análisis económico. Esta decisión se fundamenta en que dicha carga fue adquirida y amortizada durante las primeras décadas de operación de la central, por lo que no representa un gasto actual relevante. El enfoque adoptado se centra exclusivamente en los costes marginales relacionados con la extensión operativa de la planta y con la instalación del sistema de producción de hidrógeno. Esta metodología permite evaluar únicamente los costes incrementales.

Aunque no se incurre en los costes de obra nueva, sí es necesario acometer determinadas inversiones, asignadas a los costes de operación y mantenimiento, para permitir la operación prolongada más allá de la vida útil de diseño. Estas pueden incluir la sustitución de componentes envejecidos (generadores de vapor, sistemas de control, etc.), refuerzos estructurales, mejoras en la seguridad y el licenciamiento, y adaptación a nuevos estándares regulatorios.

8.8. RESULTADOS

En este apartado se presentan los resultados de los tres casos descritos anteriormente.

El primer escenario analizado es una central nuclear con un reactor PWR en régimen de extensión de vida útil durante 20 años. La eficiencia térmica de la central nuclear se estima en un 34,38%, mientras que la eficiencia del sistema de electrólisis alcanza un 60%.

En el primer caso de estudio se ha obtenido un coste nivelado del hidrógeno (LCOH) de 3,51 €/kg H₂, siendo este el más bajo de los tres casos analizados. Este resultado se justifica principalmente por dos razones: en primer lugar, al tratarse de una planta nuclear ya existente, el coste del capital es muy reducido, al estar limitado únicamente a los costes de reacondicionamiento y extensión de vida útil. En segundo lugar, los costes de capital de la planta de electrólisis alcalina también resultan más moderados en comparación con tecnologías en desarrollo como HTSE.

Un aspecto relevante que se observa en el desglose del coste de hidrógeno proporcionado por el software HEEP (ver Tabla 10) es la aparición de valores negativos en los componentes del capital. Este comportamiento se debe a que HEEP calcula el LCOH a partir del flujo de caja después de impuestos, determinando el valor presente neto de los costes asociados a la producción de hidrógeno. En particular, el modelo



considera una depreciación lineal del 90% del CAPEX, considerando un valor residual del 10% al final del periodo de vida útil del activo.

El desglose de costes revela que la mayor contribución al LCOH procede de la planta de generación de hidrógeno, con un total de 3,01 €/kg H₂, lo que representa el 85,8% del coste total. La generación nuclear aporta 0,5 €/kg H₂ (14,2% del total), siendo el coste del combustible el componente más significativo dentro de este bloque (0,44 €/ H₂), seguido por los costes operativos y de desmantelamiento.

El conjunto, este escenario muestra cómo la reutilización de infraestructuras nucleares existentes y el uso de electrólisis más madura, como es la alcalina, permiten alcanzar un LCOH muy competitivo. La estructura de costes evidencia el fuerte peso del consumo energético en el proceso de electrólisis, así como la importancia de controlar los costes logísticos asociados al transporte del hidrógeno hasta su punto de uso.

Tabla 10. Resultados del coste nivelado del hidrógeno (LCOH) del caso 1

	CASO 1*					
	Coste de capital (Deuda)	Coste de capital (Capital)	O&M + Reacondicionam	Coste de desmantelam	Coste de combustible	Total
Central nuclear	0	0	0,04	0,02	0,44	0,5
Producción de hidrógeno	-0,04	-0,02	2,78	0,29	0	3,01
Total	-0,04	-0,02	2,82	0,31	0,44	3,51

Caso 1

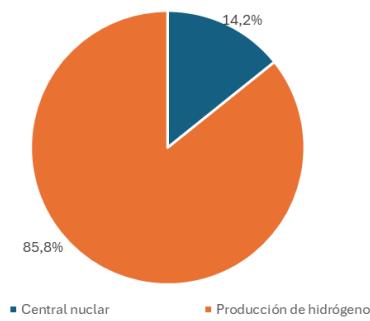


Figura 14. Distribución porcentual del coste nivelado del hidrógeno (LCOH) del caso 1, según el peso aportado en cada fase del proceso

El segundo escenario simula una configuración con un reactor PWR en régimen de extensión de vida útil (LTO) que suministra electricidad y calor a una planta de electrólisis de alta temperatura (HTSE). En este caso, se ha calculado una eficiencia del sistema de producción de hidrógeno del 75 %, y una eficiencia térmica del 38,28%.

El coste nivelado del hidrógeno (LCOH) calculado para este caso asciende a 5,28 €/kg H₂, lo que representa un incremento significativo respecto al caso 1. Esta diferencia se debe principalmente al elevado coste de inversión requerido por la tecnología HTSE considerablemente superior al de la electrólisis alcalina convencional.

Del desglose de costes se observa que la generación de hidrógeno representa el componente dominante, con 4,89 €/kg H₂, representando un 92,6% del LCOH. Los

costes atribuidos a la central nuclear representan solamente un 7,4% (0,39€/kg H₂), principalmente por el coste del combustible (0,35 €/kg H₂).

Este caso pone de manifiesto el elevado impacto económico asociado a la electrólisis de alta temperatura en su estado actual de desarrollo. Aunque ofrece una mayor eficiencia en la conversión energética, debido a su incremento de generación de hidrógeno frente a la tecnología alcalina, el alto coste de inversión y los requisitos técnicos asociados al uso de calor nuclear dificultan su competitividad frente a tecnologías más maduras como la electrólisis alcalina. No obstante, se trata de una tecnología con potencial a medio plazo, especialmente si se materializan las reducciones de costes previstas por los organismos internacionales en el horizonte 2030.

Tabla 11. Resultados del coste nivelado del hidrógeno (LCOH) del caso 2

	CASO 2					Total
	Coste de capital (Deuda)	Coste de capital (Capital)	O&M + Reacondicionam	Coste de desmantelam	Coste de combustible	
Central nuclear	0	0	0,03	0,01	0,35	0,39
Producción de hidrógeno	-0,06	-0,03	4,57	0,41	0	4,89
Total	-0,06	-0,03	4,6	0,42	0,35	5,28

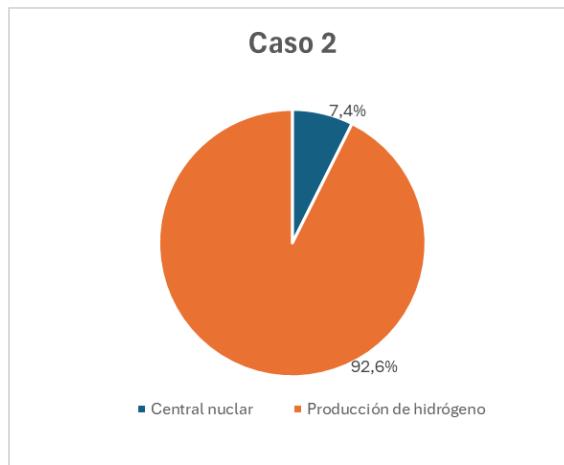


Figura 15. Distribución porcentual del coste nivelado del hidrógeno (LCOH) del caso 2, según el peso aportado en cada fase del proceso

En el tercer caso de estudio se ha simulado la construcción de una nueva central nuclear de Generación III+, compuesta por un reactor APWR y una vida útil de 60 años. La eficiencia térmica de la planta nuclear es de 35,6%, mientras que el sistema de electrólisis presenta una eficiencia de 60%.

El análisis económico realizado por el software HEEP refleja un coste nivelado del hidrógeno (LCOH) de 4,17€/kg. Este resultado explica que el hecho de que se trate de una central de nueva construcción implica un aumento en el coste de capital, con un

CAPEX nuclear de 46,92 \$/MWh y un periodo de amortización de 40 años, factores que repercuten directamente en el coste de la electricidad suministrada al electrolizador.

El desglose del LCOH muestra de nuevo que el componente más significativo del coste corresponde a la producción de hidrógeno, con 3,68 €/kg, lo cual representa un 87,1% del total.

Este escenario pone de manifiesto que, aunque una central nuclear de nueva construcción puede aportar ventajas tecnológicas y operativas, desde el punto de vista económico puede resultar más rentable optar por una central existente en operación a largo plazo (LTO). Este enfoque permitiría reducir significativamente el CAPEX asociado, abaratar el coste de la electricidad y, en consecuencia, disminuir el LCOH. Por tanto, la reutilización de activos nucleares ya amortizados puede representar una alternativa más eficiente para la producción competitiva de hidrógeno rosa.

Tabla 12. Resultados del coste nivelado del hidrógeno (LCOH) del caso 3

	CASO 3					
	Coste de capital (Deuda)	Coste de capital (Capital)	O&M + Reacondicionam	Coste de desmantelam	Coste de combustible	Total
Central nuclear	0,07	0,04	0,1	0,01	0,32	0,54
Producción de hidrógeno	0,5	0,32	2,78	0,03	0	3,63
Total	0,57	0,36	2,88	0,04	0,32	4,17

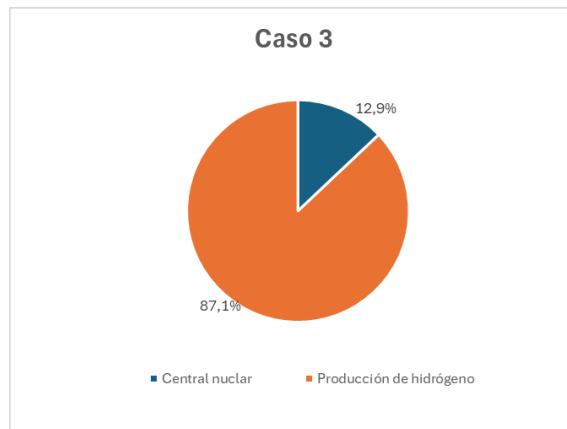


Figura 16. Distribución porcentual del coste nivelado del hidrógeno (LCOH) del caso 3, según el peso aportado en cada fase del proceso

8.9. ESTUDIOS DE SENSIBILIDAD

Con el objetivo de evaluar la robustez de los resultados obtenidos y comprender el impacto de las principales variables técnicas y económicas sobre el coste nivelado de producción de hidrógeno (LCOH), se ha realizado un análisis de sensibilidad para cada uno de los tres casos analizados previamente. Las variables evaluadas en los tres casos son:

- Número de horas anuales de operación del electrolizador: La producción de hidrógeno depende directamente de la cantidad de electricidad disponible. Por ello, se analizan distintos escenarios de operación modificando el factor de capacidad, lo que permite reflejar variaciones en la flexibilidad operativa de la central nuclear o en la disponibilidad energética.
- Tasa de descuento (WACC): Evalúa cómo afectan distintos valores de la tasa de descuento al LCOH, ya que este parámetro influye en la valoración de los costes de capital a lo largo de la vida útil del proyecto.
- Electricidad requerida para la generación de hidrógeno: Analiza cómo afecta la modificación de la potencia eléctrica nominal asignada a los electrolizadores, manteniendo constante la cantidad de hidrógeno producido.
- Coste de inversión (OCC) de la central nuclear: Evalúa cómo influye el coste inicial de construcción de la planta nuclear en la rentabilidad del sistema, considerando diferentes tecnologías y condiciones de implantación. Este coste repercute en el LCOE que, a posteriori, se ve reflejado en el LCOH.
- Coste de inversión (OCC) de la planta de hidrógeno: Permite valorar cómo afecta la madurez de la tecnología de electrólisis utilizada al LCOH. Los componentes que pueden hacer variar este factor son las economías de escala, la madurez y los avances tecnológicos.
- Coste del combustible nuclear: Contempla la variabilidad del precio del combustible, que puede depender de múltiples factores, como la cotización internacional del uranio, los costes de enriquecimiento, el transporte y la gestión de residuos.
- Cantidad de combustible suministrado anualmente: Este parámetro permite estudiar cómo afectan los requerimientos energéticos del sistema a la cantidad de combustible necesario cada año, y, en consecuencia, a los costes operativos.

El análisis de sensibilidad realizado para el Caso 1 permite identificar los parámetros que más influyen en la variación del coste nivelado del hidrógeno (LCOH).

Entre los factores analizados, el número de horas anuales de operación del electrolizador destaca como el más determinante. Tal como muestra la Figura 23, cuando la planta opera únicamente durante el 27% de las horas anuales, aquellas en las que no es rentable vender electricidad a la red, el LCOH supera los 10 €/kg. Por el contrario, si se incrementa el número de horas anuales en las que se produce hidrógeno, el LCOH se reduce de forma significativamente demostrando la importancia de maximizar la utilización del sistema.



El segundo parámetro con mayor impacto es la potencia eléctrica nominal del electrolizador, analizado en la Figura 18. Manteniendo constante la cantidad de hidrógeno producido, reducir la potencia necesaria implica que el sistema requiere menos energía para generar la misma producción, lo cual se traduce en una menor demanda eléctrica específica (kWh/kg H_2). Este comportamiento refleja una mejora tecnológica que permite disminuir el LCOH en más de 1 €/kg entre los escenarios más y menos eficientes.

La tasa de descuento (WACC) tiene un impacto moderado. Un aumento del 5 % al 9 % incrementa el LCOH en aproximadamente 0,3 €/kg, evidenciando el peso de los costes de capital. En cuanto a la inversión inicial, el modelo es más sensible a variaciones en el coste de la planta de electrólisis que a cambios en el coste de la central nuclear.

En cuanto a los costes de inversión, el sistema muestra una mayor sensibilidad al coste de capital de la planta de electrólisis (HPP) que al de la central nuclear (NPP). Tal como se observa en la Figura 20, variaciones de hasta 450 millones de euros en el OCC de la planta de hidrógeno provocan oscilaciones en el LCOH de aproximadamente 0,05 €/kg. Esto se debe a que dicha inversión afecta de forma directa al coste de producción del hidrógeno, al tratarse de la instalación responsable de su generación. Por el contrario, según la Figura 19, el impacto del coste de capital de la central nuclear sobre el LCOH es más limitado. Esto se explica porque su inversión inicial no repercute directamente en el LCOH, sino en el coste nivelado de la electricidad (LCOE). Dado que el electrolizador depende de la electricidad suministrada por la planta nuclear, un aumento en el LCOE se traduce en un encarecimiento indirecto del hidrógeno producido. Sin embargo, este efecto es leve en contextos donde la central ya está amortizada parcialmente, como ocurre en el Caso 1.

Los parámetros relacionados con el combustible nuclear, tanto su coste unitario como la cantidad anual utilizada, presentan una influencia más limitada. Aunque su efecto sobre el LCOH es menor, pueden adquirir relevancia en escenarios con precios del uranio elevados o con baja eficiencia térmica.

En resumen, los resultados del análisis muestran que los factores operativos, especialmente las horas anuales de funcionamiento del electrolizador y la eficiencia eléctrica por unidad producida, son los principales determinantes del coste del hidrógeno en este caso. Además, los costes asociados a la central nuclear influyen únicamente en el coste de la electricidad suministrada, que representa solo uno de los componentes del LCOH. Por el contrario, los factores que repercuten de forma directa en la planta de electrólisis como las características técnicas y económicas del sistema de electrólisis, como su eficiencia, coste de inversión u operación y su disponibilidad tienen un peso determinante en la viabilidad económica del proyecto. Los elementos económicos como el WACC o el CAPEX también son relevantes, pero con un impacto

más contenido. Para alcanzar un LCOH competitivo, es esencial maximizar el aprovechamiento del sistema y optimizar el diseño energético de la planta.

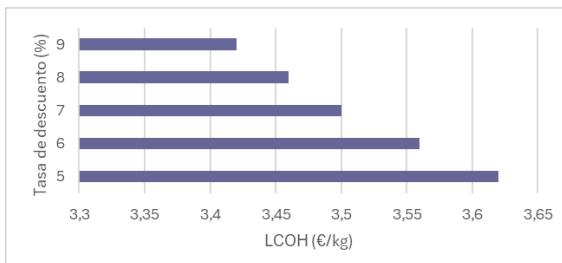


Figura 17. Análisis de sensibilidad del coste nivelado de hidrógeno (LCOH) respecto a la tasa de descuento para el caso 1

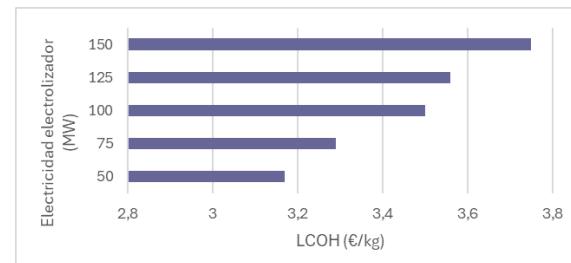


Figura 18. Análisis de sensibilidad del coste nivelado de hidrógeno (LCOH) en función de la potencia eléctrica nominal de cada electrolizador para el caso 1

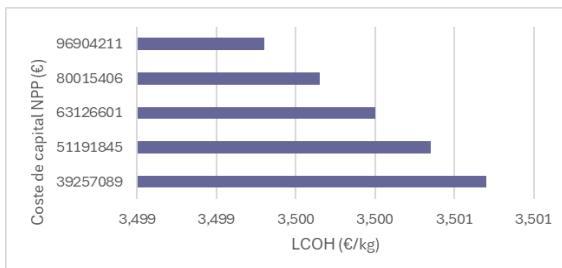


Figura 19. Análisis de sensibilidad del coste nivelado de hidrógeno (LCOH) en función del coste de capital de la central nuclear (NPP) para el caso 1

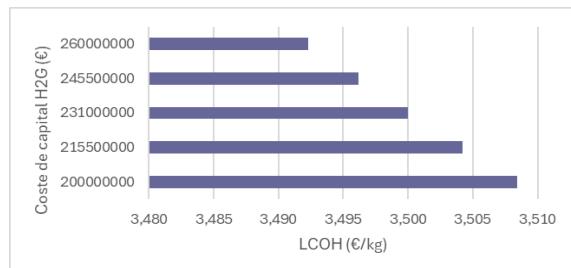


Figura 20. Análisis de sensibilidad del coste nivelado de hidrógeno (LCOH) en función del coste de capital de la planta de producción de hidrógeno (HPP) para el caso 1

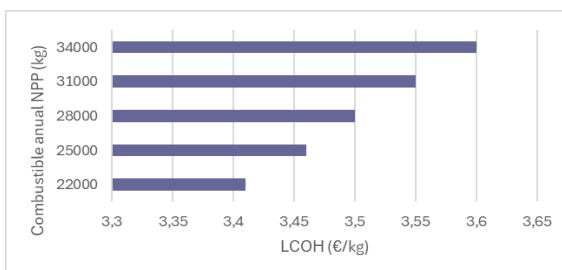


Figura 21. Análisis de sensibilidad del coste nivelado de hidrógeno (LCOH) en función de la cantidad de combustible anual empleado en la central nuclear (NPP) para el caso 1

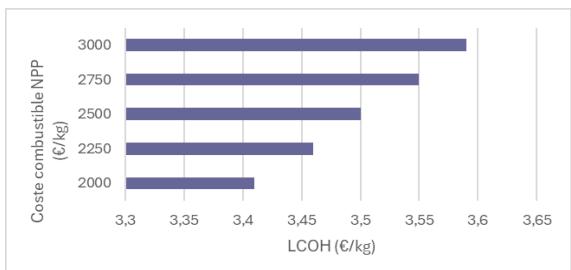


Figura 22. Análisis de sensibilidad del coste nivelado de hidrógeno (LCOH) en función del coste del combustible de la central nuclear (NPP) para el caso 1

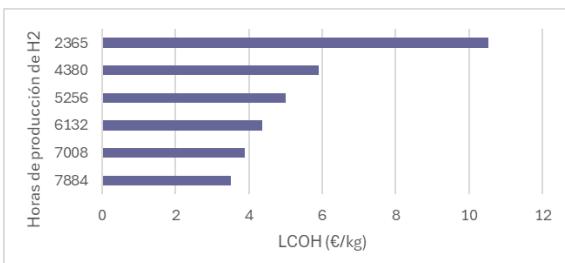


Figura 23. Análisis de sensibilidad del coste nivelado de hidrógeno (LCOH) en función de las horas de producción de hidrógeno para el caso 1

Los resultados del estudio de sensibilidad realizado para el caso 2 son similares a los encontrados en caso 1.

Se observa que el parámetro con mayor impacto sobre el LCOH es el número de horas anuales de operación del electrolizador (Figura 31). Una reducción en las horas de funcionamiento incrementa significativamente el coste del hidrógeno, lo que reafirma la necesidad de mantener una alta utilización de la capacidad instalada para garantizar la competitividad del sistema.

En este caso también se observa una alta sensibilidad asociada a la potencia eléctrica nominal del electrolizador (Figura 26). Dado que se mantiene constante la producción de hidrógeno, una menor potencia instalada refleja un diseño más eficiente, con menos consumo energético específico (kWh/kg H₂), lo que se traduce en una reducción notable del LCOH.

Una particularidad del caso 2 es la posibilidad de aprovechar el calor térmico residual de la central nuclear para asistir el proceso de electrólisis. La inclusión de esta fuente térmica reduce la demanda eléctrica del electrolizador, disminuyendo así el coste del hidrógeno. Aunque el impacto del calor térmico es moderado en comparación con otros parámetros, su aportación contribuye de forma positiva a la optimización energética del sistema.

La tasa de descuento sigue mostrando un efecto moderado, con una variación de aproximadamente 0,3 €/kg entre los extremos del análisis (5 % a 9 %). En este caso, debido al mayor CAPEX asociado a la planta de hidrógeno, la sensibilidad del LCOH al WACC es algo más notable que en el caso 1.

Respecto a los costes de capital, el sistema presenta mayor sensibilidad al Overnight Capital Cost de la planta de hidrógeno (Figura 28) que al de la central nuclear (Figura 27), en línea con lo observado en el Caso 1. La inversión en la planta HTSE, considerablemente más elevada, tiene un efecto directo sobre el LCOH.



Los parámetros relacionados con el combustible nuclear (cantidad anual y coste por kg) siguen teniendo una influencia menor en el LCOH, aunque algo más marcada que en el caso 1 debido al mayor requerimiento energético total del sistema. En cualquier caso, su efecto global sigue siendo secundario en comparación con los factores operativos y económicos del sistema de electrólisis.

En conjunto, los resultados refuerzan la importancia de los factores operativos y de dimensionamiento del sistema. Aunque la tecnología HTSE permite un aprovechamiento térmico que mejora la eficiencia global, su mayor complejidad y costes de capital la hacen especialmente sensible a las condiciones económicas y a la optimización del funcionamiento continuo del electrolizador.

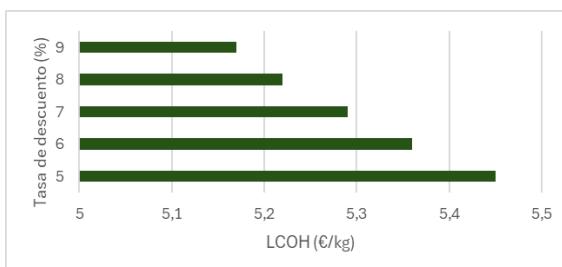


Figura 24. Análisis de sensibilidad del coste nivelado de hidrógeno (LCOH) respecto a la tasa de descuento para el caso 2

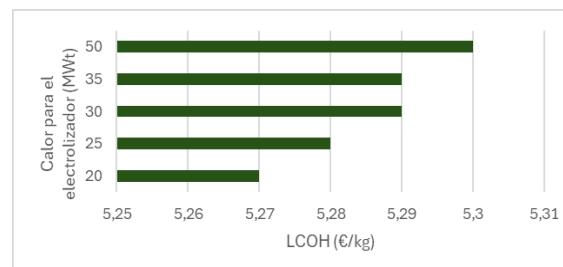


Figura 25. Análisis de sensibilidad del coste nivelado de hidrógeno (LCOH) en función del calor térmico destinado al electrolizador para el caso 2

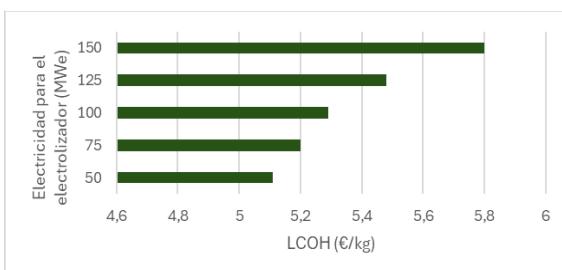


Figura 26. Análisis de sensibilidad del coste nivelado de hidrógeno (LCOH) en función de la potencia eléctrica nominal de cada electrolizador para el caso 2

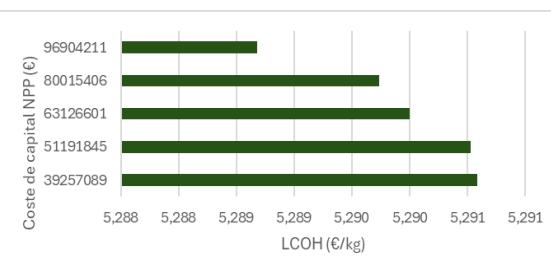


Figura 27. Análisis de sensibilidad del coste nivelado de hidrógeno (LCOH) en función del coste de capital de la central nuclear (NPP) para el caso 2

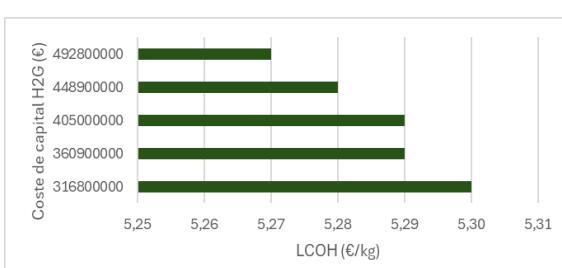


Figura 28. Análisis de sensibilidad del coste nivelado de hidrógeno (LCOH) en función del coste de capital de la planta de producción de hidrógeno (HPP) para el caso 2

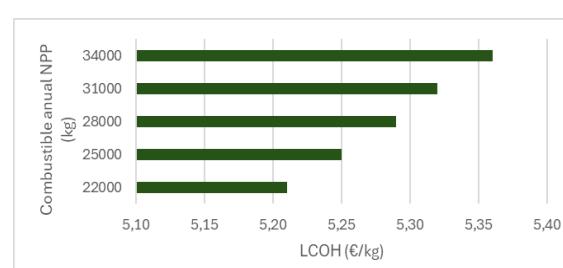


Figura 29. Análisis de sensibilidad del coste nivelado de hidrógeno (LCOH) en función de la cantidad de combustible anual empleado en la central nuclear (NPP) para el caso 2

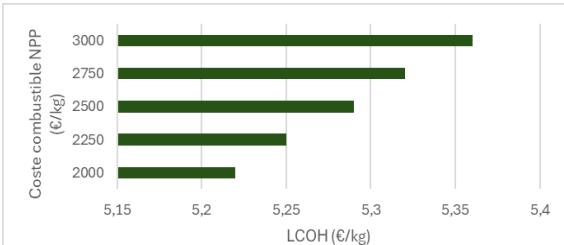


Figura 30. Análisis de sensibilidad del coste nivelado de hidrógeno (LCOH) en función del coste del combustible de la central nuclear (NPP) para el caso 2

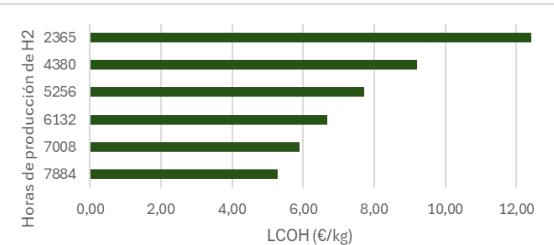


Figura 31. Análisis de sensibilidad del coste nivelado de hidrógeno (LCOH) en función de las horas de producción de hidrógeno para el caso 2

El último análisis de sensibilidad pone de manifiesto como la magnitud de la inversión requerida en este escenario provoca una mayor influencia de los parámetros financieros y de capital respecto a los casos anteriores.

Los resultados de este tercer análisis de sensibilidad muestran que, al igual que en los casos anteriores, el número de horas de operación del electrolizador es el parámetro más influyente. Una baja utilización anual dispara el LCOH por encima de los 10 €/kg, mientras que una operación continua permite mantenerlo por debajo de los 4,5 €/kg.

La potencia eléctrica nominal del electrolizador (Figura 33) también muestra una sensibilidad notable. El aumento de eficiencia energética del sistema se corresponde con una reducción del LCOH.

En este caso, la tasa de descuento (WACC) presenta un impacto más pronunciado que en los anteriores (Figura 32), debido al mayor volumen de inversión, en particular en la construcción de la central nuclear. Un incremento del WACC del 6 % al 9 % puede elevar el LCOH en más de 0,5 €/kg.

La sensibilidad al coste de capital de la planta de electrólisis (Figura 35) sigue siendo significativa, pero se ve superada en este caso por la del coste de capital de la central nuclear (NPP) (Figura 36), que muestra un efecto más notable debido a la envergadura de la inversión (más de 3.200 millones de euros en el escenario base).

Los parámetros relacionados con el combustible nuclear presentan un impacto moderado. Tanto la cantidad anual consumida (Figura 34) como el coste unitario de combustible (Figura 37), afectan al LCOH con una variación de aproximadamente 0,15 €/kg, superior a los casos anteriores.



En resumen, el Caso 3 combina un coste del hidrógeno intermedio con una elevada inversión inicial y una fuerte dependencia de las condiciones financieras. Aunque la electrólisis alcalina permite mantener los costes tecnológicos controlados, la construcción de una nueva central nuclear impone requisitos de rentabilidad más exigentes. Por tanto, asegurar un elevado número de horas de operación y un entorno financiero favorable es fundamental para que este tipo de proyectos resulte económicamente viable.

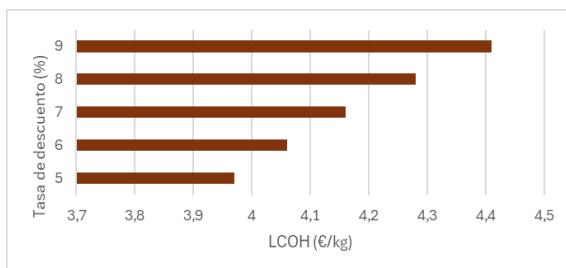


Figura 32. Análisis de sensibilidad del coste nivelado de hidrógeno (LCOH) respecto a la tasa de descuento para el caso 3

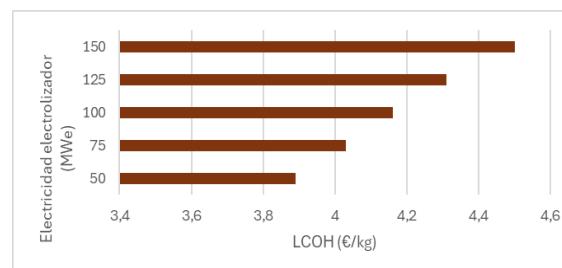


Figura 33. Análisis de sensibilidad del coste nivelado de hidrógeno (LCOH) en función de la potencia eléctrica nominal de cada electrolizador para el caso 3

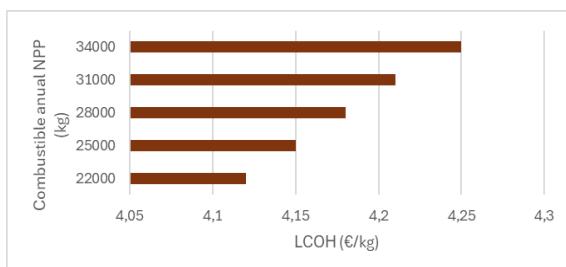


Figura 34. Análisis de sensibilidad del coste nivelado de hidrógeno (LCOH) en función de la cantidad de combustible anual empleado en la central nuclear (NPP) para el caso 2

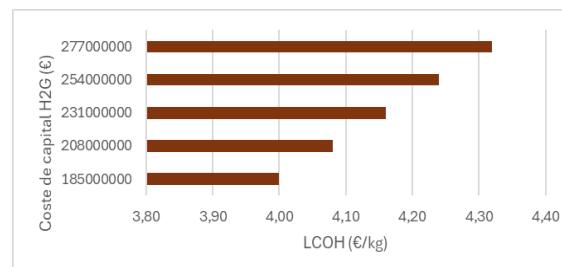


Figura 35. Análisis de sensibilidad del coste nivelado de hidrógeno (LCOH) en función del coste de capital de la planta de producción de hidrógeno (HPP) para el caso 3

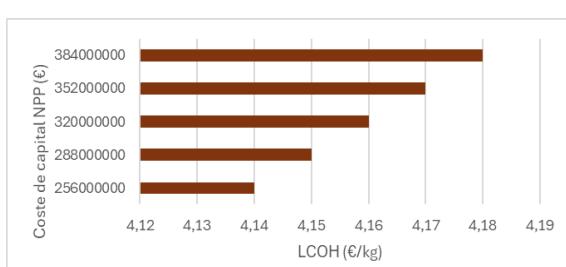


Figura 36. Análisis de sensibilidad del coste nivelado de hidrógeno (LCOH) en función del coste de capital de la central nuclear (NPP) para el caso 3

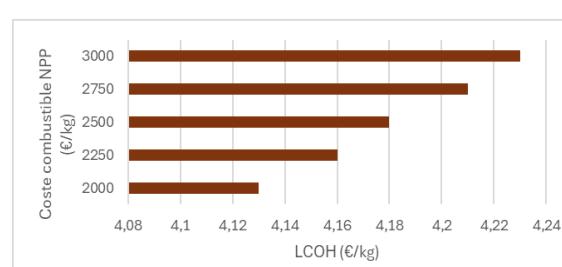


Figura 37. Análisis de sensibilidad del coste nivelado de hidrógeno (LCOH) en función del coste del combustible de la central nuclear (NPP) para el caso 3

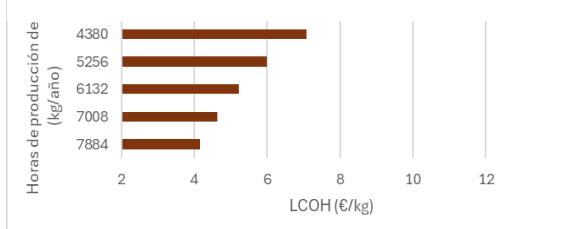


Figura 382. Análisis de sensibilidad del coste nivelado de hidrógeno (LCOH) en función de las horas de producción de hidrógeno para el caso 3



Además de los parámetros técnicos y económicos previamente analizados, se ha incorporado un caso adicional dentro del análisis de sensibilidad para evaluar el impacto del almacenamiento y el transporte de hidrógeno sobre el coste nivelado del hidrógeno (LCOH). El objetivo es determinar en qué medida estas fases complementarias, cuando se integran en el sistema, modifican el coste final del hidrógeno producido.

En este contexto, se ha considerado una configuración con almacenamiento en gas comprimido y transporte mediante tubería. Estas opciones reflejan soluciones técnicamente viables para entornos industriales, donde el hidrógeno se puede almacenar de forma intermedia antes de su uso y enviarse directamente a través de infraestructura fija hacia puntos de consumo próximos.

La inclusión de estas fases como escenarios dentro del análisis de sensibilidad permite identificar su peso relativo dentro del LCOH y analizar si su incorporación compensa en función del tipo de aplicación o del modelo logístico planteado.

El coste de capital del sistema de almacenamiento de hidrógeno (compresor y tanque) ha sido calculado automáticamente por el software HEEP, utilizando formulaciones basadas en ecuaciones de escalado de capacidad y presión. Estas fórmulas se derivan del estudio de Wade A. Amos (Cost of Storing and Transporting Hydrogen, NREL/TP-570-25106, 1998), y emplean como base precios de equipos de referencia y exponentes de ajuste empíricos ampliamente utilizados en análisis económicos energéticos. Esta metodología permite estimar con coherencia y trazabilidad los costes de equipos en función de su tamaño operativo real.

Para el apartado de transporte de hidrógeno por tubería, el software HEEP calcula automáticamente los costes utilizando parámetros internos basados en una distancia de referencia de 200 km. El coste de capital incluye tanto la construcción de la tubería como el coste del compresor necesario para bombear el hidrógeno y compensar las pérdidas por fricción. El cálculo de la pérdida de presión se realiza mediante la fórmula empírica Panhandle B, considerando un coeficiente de fricción de 0,01 y una temperatura de transporte de 293 K. La capacidad del compresor se dimensiona para alcanzar una presión de entrega de 5 MPa, y su coste se determina a partir de precios base de 1995. Además, el coste de operación del compresor incluye tanto el consumo eléctrico como el agua de refrigeración.



A continuación, se presentan, por separado, los resultados de cada uno de los casos presentados anteriormente.

Tabla 13. Resultados del coste nivelado del hidrógeno (LCOH) del caso 1 incorporando almacenaje y transporte de hidrógeno

	CASO 1					
	Coste de capital (Deuda)	Coste de capital (Capital)	O&M + Reacondicionam	Coste de desmantelam	Coste de combustible	Total
Central nuclear	0	0	0,04	0,02	0,44	0,5
Producción de hidrógeno	-0,04	-0,02	2,78	0,29	0	3,01
Almacenaje de hidrógeno	-0,01	0,01	0	0	0	0
Transporte de hidrógeno	-0,01	-0,01	0,02	0,01	0	0,01
Total	-0,06	-0,02	2,84	0,32	0,44	3,52



Figura 39. Distribución porcentual del coste nivelado del hidrógeno (LCOH) del caso 1, según el peso aportado en cada fase del proceso

Tabla 14. Resultados del coste nivelado del hidrógeno (LCOH) del caso 2 incorporando almacenaje y transporte de hidrógeno

	CASO 2					
	Coste de capital (Deuda)	Coste de capital (Capital)	O&M + Reacondicionam	Coste de desmantelam	Coste de combustible	Total
Central nuclear	0	0	0,03	0,01	0,35	0,39
Producción de hidrógeno	-0,06	-0,03	4,57	0,41	0	4,89
Almacenaje de hidrógeno	-0,01	0,01	0	0	0	0
Transporte de hidrógeno	-0,01	-0,01	0,02	0,01	0	0,01
Total	-0,08	-0,03	4,62	0,43	0,35	5,29

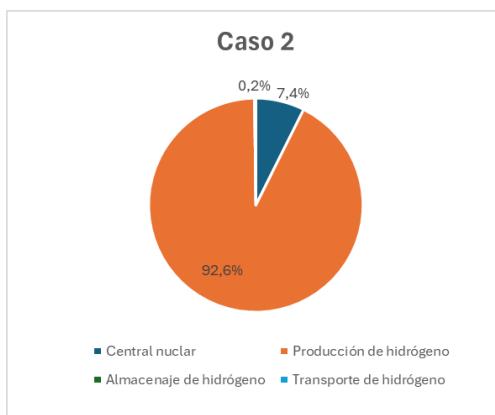


Figura 40. Distribución porcentual del coste nivelado del hidrógeno (LCOH) del caso 2, según el peso aportado en cada fase del proceso



Tabla 15. Resultados del coste nivelado del hidrógeno (LCOH) del caso 3 incorporando almacenaje y transporte de hidrógeno

	CASO 3					
	Coste de capital (Deuda)	Coste de capital (Capital)	O&M + Reacondicionam.	Coste de desmantelam.	Coste de combustible	Total
Central nuclear	0,07	0,04	0,1	0,01	0,32	0,54
Producción de hidrógeno	0,5	0,32	2,78	0,03	0	3,63
Almacenaje de hidrógeno	0,07	0,05	0,01	0	0	0,13
Transporte de hidrógeno	0,17	0,11	0,02	0	0	0,3
Total	0,81	0,52	2,91	0,04	0,32	4,6



Figura 41. Distribución porcentual del coste nivelado del hidrógeno (LCOH) del caso 3, según el peso aportado en cada fase del proceso

Los resultados muestran que tanto el coste del almacenaje como el de transporte representan un incremento muy poco significativo del LCOH, sobre todo cuando la central es de larga duración, como en el caso 1 y 2, donde su contribución es prácticamente residual en comparación con el resto de los componentes del proceso.

Este comportamiento se explica, en primer lugar, por el diseño compacto e integrado del sistema donde tanto la central nuclear como el electrolizador y el almacenamiento están co-localizados, lo que minimiza la necesidad de infraestructura adicional y reduce los costes logísticos. Además, se ha definido que el transporte por tubería puede alcanzar una distancia de 200 km bajo condiciones estándar, considerando que entre la central nuclear de Almaraz I y Madrid hay una distancia aproximada de 200km.

Por otro lado, el sistema de almacenamiento presenta una capacidad moderada en relación con la producción anual. En concreto, permite almacenar el equivalente a unos 8 días de operación a pleno rendimiento, lo que representa aproximadamente el 2,2% de la producción anual de hidrógeno. Este dimensionamiento responde a una estrategia orientada a la flexibilidad operativa, más que a un almacenamiento masivo o estacional, y permite reducir significativamente el coste de capital asociado.

En conjunto, la cercanía física entre los componentes, la optimización de las distancias de transporte y el dimensionamiento racional del almacenamiento, explican por qué ambas fases apenas contribuyen con un 0,3% del LCOH total. Este resultado pone de manifiesto la importancia de un diseño eficiente del sistema en términos de integración

espacial y funcional, especialmente en entornos industriales donde los costes fijos y la escala de operación pueden jugar un papel determinante.

En el caso 3, a diferencia de los anteriores, se observa un mayor impacto del almacenamiento y transporte de hidrógeno sobre el coste nivelado del hidrógeno (LCOH). En este escenario, el LCOH alcanza los 4,60 €/kg, de los cuales 0,13 €/kg corresponden al almacenamiento y 0,30 €/kg al transporte. Estas dos fases representan conjuntamente un 9,3% del coste total.

Este incremento se debe principalmente al coste de capital imputado a ambas infraestructuras. A diferencia de los casos 1 y 2, donde estos componentes tienen un peso residual o incluso valores negativos, en este escenario se modela una infraestructura completamente nueva, sin aprovechar activos existentes. Esto se refleja en los valores positivos del CAPEX tanto del sistema de transporte como del almacenamiento.

Como se ha visto anteriormente, este efecto se ve además acentuado por la forma en que el software HEEP distribuye los flujos económicos a lo largo de la vida útil del proyecto. El modelo reparte el coste de capital de forma uniforme durante los 40 años de operación, lo que implica que cualquier inversión inicial elevada, como en las infraestructuras logísticas, se traslada directamente a los flujos de caja anuales. Al no existir activos previamente amortizados, el impacto del CAPEX sobre el LCOH es más significativo que en los casos anteriores.

8.10. SUBVENCIONES DEL HIDRÓGENO ROSA

Uno de los parámetros clave para determinar la viabilidad comercial de una planta de producción de hidrógeno es el coste nivelado del hidrógeno. Tal y como se especifica en el punto 7.6., el LCOH, sin ayudas, a mayo de 2025 se sitúa en 5,85 €/kg [46].

Para que el hidrógeno nuclear (rosa) resulte competitivo en el mercado español, su LCOH debería igualar o mejorar el umbral marcado por el hidrógeno renovable (verde), especialmente en escenarios donde existan ayudas públicas o incentivos fiscales.

El desarrollo del hidrógeno renovable en España cuenta con un marco de apoyo público relevante, que busca reducir el coste nivelado de producción (LCOH) y acelerar su competitividad frente a otras formas de hidrógeno, como el gris o el azul. Aunque los índices de referencia como el IBHYX, publicado por MIBGAS, reflejan el coste teórico sin considerar subsidios directos, existen varios instrumentos de financiación que inciden de manera significativa sobre la viabilidad de los proyectos.

Entre las principales medidas, destaca el plan de ayudas públicas aprobado por la Comisión Europea en abril de 2025, dotado con 400 millones de euros, que se enmarca en la estrategia del Banco Europeo del Hidrógeno. Este programa permitirá financiar la

producción de hasta 221.000 toneladas de hidrógeno renovable en España, mediante la construcción de 345 MW de capacidad instalada de electrólisis [47].

Además de esta iniciativa nacional, España también participa activamente en programas europeos como IPCEI Hy2Use e Hy2Tech, que canalizan inversiones público-privadas para proyectos industriales y tecnológicos relacionados con el hidrógeno. Estos proyectos tienen acceso a ayudas estatales autorizadas por Bruselas por su carácter estratégico, y en muchos casos incluyen subvenciones para CAPEX, investigación aplicada y despliegue de infraestructuras.

Adicionalmente, el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR) incluye diversas convocatorias vinculadas al PERTE de Energías Renovables, Hidrógeno Renovable y Almacenamiento (PERTE ERHA), dotado con más de 1.500 millones de euros en ayudas directas para la primera fase [48]. Estas convocatorias apoyan tanto la instalación de electrolizadores como la infraestructura de almacenamiento, distribución y consumo de hidrógeno.

Sin embargo, debe señalarse que actualmente, en España, ninguna de estas ayudas está destinada al hidrógeno rosa. Aunque esta forma de hidrógeno no genera emisiones directas de CO₂, queda fuera del ámbito de las subvenciones por no estar basada en una fuente renovable según los criterios actuales de elegibilidad [49]. Esta exclusión limita el acceso de los proyectos nucleares a los mecanismos de apoyo financiero vigentes en España, a la espera de que futuros desarrollos normativos o revisiones de la taxonomía europea puedan permitir su inclusión.

8.11. MODELO DE NEGOCIO

En este apartado se analiza cómo se reparte la electricidad generada por la central nuclear entre dos posibles usos: la venta directa al mercado eléctrico y la producción de hidrógeno mediante electrólisis.

A partir de los datos del modelo, se ha calculado cuánta electricidad se destina a cada opción y qué ingresos se obtienen en ambos casos. Esto permite comparar los dos escenarios y valorar si, en términos económicos, resulta más interesante vender toda la electricidad a la red o reservar una parte para producir hidrógeno. El objetivo es definir un modelo de negocio viable que combine ambas estrategias de forma equilibrada y rentable.

Para el desarrollo del modelo económico, se ha considerado que el hidrógeno producido mediante electrólisis se destina a su venta en el mercado nacional. Como referencia, se ha utilizado el índice IBHYX publicado por MIBGAS, que proporciona un precio orientativo para el hidrógeno renovable en la península ibérica, fijado en 5,85€/kg [46].



Por otra parte, las centrales nucleares participan en el mercado diario de electricidad (OMIE), donde el precio de casación varía diariamente en función de la oferta y la demanda. Según los datos reales disponibles para 2025, el precio medio en el primer semestre se sitúa en aproximadamente 66 €/MWh [50]. Se va a utilizar este valor para estimar los ingresos derivados de la venta de electricidad generada por una central nuclear a la red y comparar con la producción de hidrógeno.

Con el objetivo de analizar la viabilidad económica de la producción de hidrógeno a partir de energía nuclear bajo diferentes condiciones operativas, se han definido tres escenarios representativos aplicables a cada caso de estudio. Estos escenarios permiten evaluar como varia el beneficio obtenido.

Cada uno de los escenarios definidos a continuación se aplicarán de forma independiente a los tres casos tecnológicos previamente planteados. Este enfoque permite obtener una visión completa del comportamiento del sistema bajo diferentes condiciones realistas, y se identifican las combinaciones más favorables en términos de coste del hidrógeno (LCOH) y aprovechamiento de los recursos nucleares disponibles.

Escenario A – Producción estándar

Este escenario representa la situación de referencia, basada en las condiciones óptimas en el contexto energético actual de España, ya que no contempla la carga parcial de la planta nuclear.

Siguiendo la misma línea de estudio que en los casos analizados, uno de los reactores se destina íntegramente a la venta de electricidad a la red, mientras que el segundo reactor suministra el 100 % de su producción eléctrica a una planta de generación de hidrógeno mediante electrólisis. Esta configuración permite asegurar que, al menos, uno de los reactores opere siempre a plena carga, garantizando la estabilidad de la producción y el cumplimiento de los compromisos de suministro eléctrico.

Escenario B – Producción en horas excedentarias

Este escenario representa una situación operativa en la que la producción de hidrógeno se limita a las horas en las que no resulta rentable vender electricidad a la red, es decir, cuando el precio del mercado eléctrico es demasiado bajo o cuando existe saturación en la red de transporte.

En este caso, se plantea que ambas plantas de electrólisis, una asociada a cada reactor nuclear, operen únicamente durante aproximadamente el 27 % de las horas anuales, coincidiendo con las franjas horarias de excedente.

El objetivo es maximizar el aprovechamiento de electricidad no rentable en el mercado y contribuir a mejorar la flexibilidad del sistema eléctrico sin comprometer el suministro a la red.

No obstante, este es un escenario altamente flexible y variable a lo largo del año, ya que depende directamente de las condiciones del mercado eléctrico y de la disponibilidad de excedentes. Esta operación intermitente exige que el sistema de electrólisis se adapte de forma continua a los cambios en la oferta y la demanda energética, lo que plantea desafíos importantes a nivel técnico y operativo. En concreto, los electrolizadores pueden perder eficiencia si no se operan a una carga constante o si se ven sometidos a arranques y paradas frecuentes, lo que puede afectar negativamente tanto a su rendimiento global y vida útil [61].

Cabe señalar que este escenario incorpora una limitación metodológica ya que para el cálculo del coste nivelado del hidrógeno (LCOH) se ha asumido que el electrolizador opera un 27% del año de forma continua y estable, lo cual no refleja con precisión la naturaleza intermitente y fluctuante del electrolizador. Por lo tanto, en los resultados obtenidos no se contemplan las pérdidas de eficiencia, los costes asociados al funcionamiento variable ni el impacto sobre la degradación del sistema, que podrían ser significativos en un caso real.

Escenario C – Producción subvencionada (subsidio de 0,5 €/kg H₂)

En este escenario se analiza el impacto de una ayuda económica directa sobre el coste nivelado del hidrógeno (LCOH), en forma de subsidio de 0,5 €/kg de hidrógeno producido [51]. Esta medida se alinea con las iniciativas impulsadas por la Comisión Europea, como el Hydrogen Bank, cuyo objetivo es acelerar el despliegue del hidrógeno renovable y bajo en carbono, haciéndolo competitivo frente a tecnologías convencionales más contaminantes.

El subsidio actúa como una compensación parcial del coste de producción, permitiendo mejorar la rentabilidad de los proyectos, especialmente en contextos con baja utilización de los electrolizadores o con mayores niveles de incertidumbre regulatoria y financiera.

Para evaluar su impacto, se han definido dos variantes dentro del Escenario C:

- Escenario C.1: corresponde al Escenario B pero incorporando el subsidio
- Escenario C.2: corresponde al Escenario A pero aplicando el subsidio

Esta distinción permite analizar en qué medida el incentivo económico mejora la rentabilidad en cada uno de los casos planteados.

La comparación entre escenarios con y sin subsidio permite extraer conclusiones sobre la efectividad de los mecanismos de apoyo económico para fomentar la adopción del

hidrógeno bajo en carbono, así como para diseñar políticas públicas más ajustadas a las condiciones reales de operación de este tipo de sistemas.

8.12. RESULTADOS MODELO DE NEGOCIO

Los resultados obtenidos muestran diferencias significativas en función del escenario operativo planteado y de la configuración tecnológica considerada. El Escenario A, basado en una operación estable donde uno de los reactores nucleares se destina íntegramente a la producción de hidrógeno y el otro a la venta de electricidad, arroja beneficios anuales positivos en los tres casos tecnológicos analizados. El más rentable es el Caso 1 (reactor PWR en operación extendida con electrólisis alcalina), con un beneficio total estimado de 367 millones de euros al año. Este modelo se presenta como sólido desde el punto de vista económico, al garantizar una alta utilización de los activos y una operación continua que minimiza los costes unitarios del hidrógeno producido.

En contraste, el Escenario B, que plantea una operación de los electrolizadores restringida a aproximadamente el 27% del año, coincidiendo con las horas de excedente eléctrico, resulta deficitario en todos los casos. Las pérdidas anuales alcanzan valores superiores a los 500 millones de euros en el Caso 2, lo que evidencia la escasa viabilidad económica de este enfoque bajo las condiciones actuales del mercado. Esta situación se debe, principalmente, al bajo factor de utilización de los equipos de electrólisis, lo que impide amortizar sus elevados costes de inversión. Además, este escenario incorpora una limitación metodológica relevante, ya que el modelo asume una operación continua durante el 27% del año, sin reflejar adecuadamente la intermitencia real, lo que podría estar infraestimando aún más los costes de operación.

El Escenario C, que introduce un subsidio de 0,5 €/kg de hidrógeno producido, ha sido desglosado en dos subcasos con el fin de evaluar su impacto bajo distintas condiciones operativas.

En el caso del Escenario C.1, el subsidio mejora ligeramente los resultados, pero no logra revertir la situación deficitaria. Las pérdidas se reducen, pero siguen siendo considerables (hasta 392 millones de euros en el Caso 2), lo que demuestra que, en contextos de baja utilización, el incentivo actual no es suficiente para hacer viable la producción de hidrógeno. En cambio, en el Escenario C.2, los beneficios aumentan significativamente respecto al Escenario A, alcanzando hasta 430 millones de euros anuales en el Caso 1, lo que consolida este modelo como el más rentable entre todos los analizados.

En relación con la venta directa de electricidad al mercado, tomando como referencia un precio medio de 66 €/MWh, se han estimado ingresos de aproximadamente 70,4



millones de euros al año cuando solo opera un reactor y de 102,8 millones de euros cuando operan ambos reactores durante el 73% de las horas anuales.

En conclusión, el Escenario C.2 se configura como el modelo de negocio más atractivo, al combinar una operación técnica y económicamente estable con el impulso adicional de un subsidio público específico por kilogramo de hidrógeno. Esta combinación permite maximizar la rentabilidad del sistema sin comprometer la estabilidad operativa, superando ampliamente tanto los beneficios del Escenario A como los ingresos por venta directa de electricidad.

El Escenario A se mantiene como una alternativa sólida en contextos sin incentivos públicos, mientras que el Escenario B, incluso con subvenciones, resulta inviable bajo las condiciones actuales, y solo podría plantearse en contextos con precios del hidrógeno considerablemente más altos o con políticas de apoyo más ambiciosas.

Tabla 16. Resultados de los 3 modelos de negocio planteados para los tres casos

	Caso 1	Caso 2	Caso 3
VENTA DE HIDRÓGENO			
H2 producido (kg/año)	126.910.800	159.651.000	126.910.800
Coste producción H2 Escenario A (€/kg H2)	3,51 €	5,28 €	4,17 €
Coste producción H2 Escenario B (€/kg H2)	10,53 €	16,70 €	12,64 €
Coste producción H2 Escenario C (€/kg H2)	0,50 €	0,50 €	0,50 €
Precio venta H2 (€/kg H2)	5,85 €	5,85 €	5,85 €
Beneficio Escenario A (€/año)	296.971.272 €	91.001.070 €	213.210.144 €
Beneficio Escenario B (€/año)	-178.182.763 €	-519.664.005 €	-258.517.300 €
Beneficio Escenario C.1 (€/año)	-159.146.143 €	-495.716.355 €	-239.480.680 €
Beneficio Escenario C.2 (€/año)	360.426.672 €	170.826.570 €	276.665.544 €
VENTA DE ELECTRICIDAD A LA RED			
Electricidad generada (kWh/año)	15.649.188	15.649.188	15.649.188
Electricidad destinada a la red Escenario A	7.824.594	7.824.594	7.824.594
Electricidad destinada a la red Escenario B	11.423.907	11.423.907	11.423.907
LCOE (€/MWh)	57,00 €	57,00 €	57,00 €
Precio venta electricidad a la red (€/MWh)	66,00 €	66,00 €	66,00 €
Beneficio Escenario A (€/año)	70.421.347 €	70.421.347 €	70.421.347 €
Beneficio Escenario B (€/año)	102.815.166 €	102.815.166 €	102.815.166 €
TOTAL			
Beneficio Escenario A (€/año)	367.392.619 €	161.422.417 €	283.631.491 €
Beneficio Escenario B (€/año)	-75.367.597 €	-416.848.839 €	-155.702.134 €
Beneficio Escenario C.1 (€/año)	-56.330.977 €	-392.901.189 €	-136.665.514 €
Beneficio Escenario C.2 (€/año)	430.848.019 €	241.247.917 €	347.086.891 €



9. EVALUACIÓN DEL IMPACTO AMBIENTAL: REDUCCIÓN DE EMISIONES DE CARBONO

9.1. COMPARATIVA DE EMISIONES POR TECNOLOGÍA

La descarbonización del sistema energético requiere sustituir gradualmente el hidrógeno producido a partir de combustibles fósiles, actualmente dominante a nivel global, por alternativas con menor huella de carbono. Según la Agencia Internacional de Energía (IEA, 2023), más del 95% del hidrógeno generado en el mundo procede de procesos convencionales como el reformado con vapor de gas natural (SMR), la oxidación parcial de productos derivados del petróleo o la gasificación de carbón [52].

En concreto, el reformado de gas natural sin captura de carbono genera aproximadamente 10 toneladas de CO₂ por cada tonelada de hidrógeno producido, mientras que los procesos basados en petróleo y carbón alcanzan las 12 y 19 t CO₂/t H₂, respectivamente. Estas emisiones son responsables de cerca de 830 millones de toneladas de CO₂ al año [37].

Frente a esta realidad, tecnologías basadas en electrólisis, como el hidrógeno verde (renovables) o rosa (energía nuclear), ofrecen una huella de carbono mucho más baja, con valores estimados entre 0 y 1,5 tCO₂/tH₂ en el caso del hidrógeno verde, y 0,6 tCO₂/tH₂ para el hidrógeno rosa, teniendo en cuenta emisiones indirectas asociadas al ciclo de vida del combustible nuclear y las infraestructuras [53].

La tabla 17 resume las emisiones estimadas por tecnología de producción de hidrógeno:

Tabla 17. Emisiones de CO₂ asociadas a la producción de hidrógeno según la tecnología empleada

Tipo de hidrógeno	Materia prima	Emisiones estimadas (t CO₂/tH₂)
Gris	Reformado con vapor (SMR), sin captura	9,2-11,1 [54]
Azul	SMR + Captura y almacenamiento de carbono	1,2-3,9 [54]
Verde	Electrólisis con electricidad renovable (eólica, solar, hidráulica)	0,3-1 [54]
Rosa	Electrólisis con energía nuclear	0,6 [53].

9.2. METODOLOGÍA DE CÁLCULO

Con el objetivo de cuantificar el impacto ambiental de la producción de hidrógeno rosa mediante energía nuclear, se han empleado dos metodologías.

La primera consiste en el cálculo directo de emisiones de CO₂ evitadas, comparando la huella de carbono del hidrógeno rosa con la del hidrógeno gris convencional, producido mediante reformado de gas natural sin captura. Este enfoque permite estimar cuántas toneladas de dióxido de carbono pueden evitarse anualmente al sustituir un método intensivo en carbono por una alternativa baja en emisiones, ofreciendo una medida tangible del potencial de descarbonización del sistema.

Para ello, se ha utilizado la siguiente fórmula de cálculo de emisiones evitadas:

$$\text{Emisiones evitadas } \left(\frac{tCO_2}{\text{año}} \right) = \text{Prod anual de } H_2 \text{ (kg)} \times \frac{\text{Emisiones } H_2 \text{ gris } \left(\frac{CO_2}{kg} \right) - \text{Emisiones } H_2 \text{ rosa } \left(\frac{CO_2}{kg} \right)}{100}$$

Ecuación 6. Fórmula que calcula las emisiones evitadas cuando al generar hidrógeno rosa en lugar de hidrógeno gris

Donde:

- Producción anual de H₂ es la cantidad anual de hidrógeno producido en cada caso de estudio.
- Emisiones de H₂ gris, son las emisiones específicas del reformado de gas natural sin captura, asumidas como 10 kg $\frac{CO_2}{kg}$ [37].
- Emisiones de H₂ rosa, son las emisiones indirectas asociadas a la electrólisis con energía nuclear, estimadas en 0,6kg $\frac{CO_2}{kg}$ [37].

La segunda metodología aplicada es el cálculo del coste evitado del carbono, que relaciona el sobrecoste económico del hidrógeno bajo en carbono respecto al hidrógeno gris con las emisiones que consigue evitar. Esta métrica, expresada en euros por tonelada de CO₂ evitada (€/ tCO₂), resulta especialmente útil para evaluar la eficiencia económica de la mitigación climática, permitiendo comparar tecnologías entre sí o frente a otros instrumentos de política climática como el comercio de derechos de emisión. La combinación de ambos enfoques proporciona una visión completa del valor ambiental y económico del hidrógeno rosa, y refuerza la justificación para su desarrollo en el contexto de transición energética.

$$\text{Coste evitado del } CO_2 \left(\frac{\epsilon}{tCO_2} \right) = \text{Prod anual de } H_2 \text{ (kg)} \times \frac{LCOH_{rosa} \left(\frac{\epsilon}{kg H_2} \right) - LCOH_{gris} \left(\frac{\epsilon}{kg H_2} \right)}{Emisiones_{gris} \left(\frac{kg CO_2}{kg H_2} \right) - Emisiones_{rosa} \left(\frac{kg CO_2}{kg H_2} \right)}$$

Ecuación 7. Fórmula para el cálculo del coste emitido de CO₂

Donde:

- $LCOH_{rosa}$: Coste nivelado del hidrógeno producido con energía nuclear (€/kg H_2)
- $LCOH_{gris}$: Coste nivelado del hidrógeno producido con reformado de metano (€/kg H_2)
- Emisiones de H_2 gris: Emisiones específicas del reformado de gas natural sin captura, asumidas como $10 \text{ kg } \frac{CO_2}{kg}$ [37].
- Emisiones de H_2 rosa: Emisiones indirectas asociadas a la electrólisis con energía nuclear, estimadas en $0,6 \text{ kg } \frac{CO_2}{kg}$ [37].

Según datos del IDAE, aproximadamente el 99 % del hidrógeno consumido en España corresponde a esta modalidad, sin incorporación de tecnologías de captura de carbono ni uso de fuentes renovables [55]. La producción total se estima en torno a 600.000 toneladas anuales [56], destinadas principalmente a sectores industriales como el refino y la producción de fertilizantes. En este estudio se ha considerado que la totalidad del hidrógeno producido en España es de tipo gris, lo cual permite evaluar de forma más realista el impacto ambiental que supondría su sustitución por hidrógeno de origen nuclear.

9.3. RESULTADOS E IMPACTO ESTIMADO

Desde el punto de vista ambiental, la sustitución de hidrógeno gris por hidrógeno producido mediante electrólisis alimentada por energía nuclear permite una reducción sustancial de las emisiones de gases de efecto invernadero.

Considerando que la producción convencional de hidrógeno mediante reformado de gas natural con vapor (SMR) genera en promedio 10 kg de CO₂ por cada kilogramo de H₂ producido, y que el hidrógeno rosa presenta unas emisiones del ciclo de vida en el rango de 0,1-0,3 kg CO₂/kg H₂, se ha adaptado como valor de referencia conservador 0,2 kg CO₂/kg H₂ para las estimaciones de este estudio.

Bajo estos supuestos, se han calculado las emisiones evitadas para cada escenario analizado. En los casos 1 y 3, con una producción anual de 126.910.800 de kilogramos de H₂, se evitarían unas 1.192.962 toneladas de CO₂ al año, mientras que en el caso 2, al alcanzar una producción de 159.651.00 de kilogramos, las emisiones evitadas ascienden a 1.500.719 toneladas de CO₂ al año. Esto representa, respectivamente, un 19,88% y un 25,01% del total potencial de emisiones evitables en el contexto actual español donde se producen un total de 600.000.000 kilogramos de H₂ gris.

Desde una perspectiva económica, también se ha calculado qué valor tendría evitar dichas emisiones si se estuviera operando dentro de un mercado como el EU ETS,



donde las emisiones tienen un coste explícito para las empresas, del cual España forma parte. Considerando un precio de referencia medio del CO₂ de 80 €/tCO₂ [60], la tabla 18 muestra que el coste evitado de emitir esta cantidad de CO₂ es de 95,4 millones de euros en los casos 1 y 3 y de 120 millones de euros en el caso 2.

Por otro lado, los resultados de la segunda metodología muestran una diferencia notable entre los escenarios analizados. En el caso 1, el coste evitado del CO₂ se sitúa en 0,21 €/tCO₂, lo que refleja una alta eficiencia económica relativa de la descarbonización, especialmente teniendo en cuenta que parte de una instalación nuclear existente con bajo CAPEX. En el caso 2, este valor asciende a 0,40 €/tCO₂, lo cual, aunque superior, sigue siendo un coste razonablemente bajo considerando el aumento en la eficiencia energética del sistema gracias a la electrólisis de alta temperatura. Por su parte, el caso 3 presenta un coste evitado intermedio de 0,28 €/tCO₂, que se explica por el impacto del mayor coste de capital asociado a la construcción de una nueva central nuclear.

Estos resultados demuestran que el uso de energía nuclear para la producción de hidrógeno permite evitar emisiones de CO₂ a un coste marginal relativamente bajo, especialmente cuando se aprovechan infraestructuras existentes o se logra una mayor eficiencia del sistema. Esta metodología permite priorizar opciones de inversión en función de su capacidad de reducir emisiones a menor coste, un criterio cada vez más relevante en la toma de decisiones energéticas y medioambientales.

Tabla 18. Emisiones de CO₂ evitadas y ahorro económico anual en los tres casos de estudio, comparando el hidrógeno rosa frente al gris

	Caso 1	Caso 2	Caso 3
Prod anual H2 (kg)	126.910.800	159.651.000	126.910.800
Emisiones H2 rosa (kg CO ₂ /kg H2)	0,6	0,6	0,6
Emisiones H2 gris (kg CO ₂ /kg H2)	10	10	10
Emisiones evitadas (tCO₂/año)	1.192.962	1.500.719	1.192.962
Pord anual H2 gris España (kg)	600.000.000	600.000.000	600.000.000
Emisiones actuales H2 (tCO ₂ /kg)	6.000.000	6.000.000	6.000.000
Porcentaje del total evitado	19,88%	25,01%	19,88%
LCOH (Rosa) (€/kg H2)	3,51	5,28	4,17
LCOH (Gris) (€/kg H2)	1,5	1,5	1,5
Coste evitado del CO₂ (€/tCO₂)	0,21 €	0,40 €	0,28 €
Coste evitado del CO₂ (€/año)	95.436.922 €	120.057.552 €	95.436.922 €



10. CONCLUSIONES

Este trabajo ha evaluado en detalle la viabilidad técnico-económica de la producción de hidrógeno mediante electrólisis alimentada con electricidad de origen nuclear, comparando tres escenarios que combinan tecnologías de reactor nuclear (un PWR en operación a largo plazo (LTO) vs. un reactor Gen III+ de nueva construcción) y tipos de electrólisis (convencional alcalina vs. de alta temperatura). A partir de simulaciones con el software HEEP del IAEA, se han obtenido indicadores clave como el coste nivelado del hidrógeno (LCOH) en cada caso, el desglose de costes por fases (producción de electricidad, producción de hidrógeno, transporte, almacenamiento) y el impacto ambiental en términos de emisiones de CO₂ evitadas frente a métodos convencionales. Las conclusiones de este estudio permiten valorar con claridad el potencial y las limitaciones de producir hidrógeno con energía nuclear en un contexto de transición energética hacia la descarbonización y de gestión eficiente de excedentes renovables. Cabe destacar que la producción de hidrógeno con apoyo nuclear se considera una opción con gran potencial y ventajas frente a otras fuentes, siempre que se seleccione adecuadamente la tecnología de electrólisis según el tipo de reactor disponible [57].

En todos los escenarios analizados se ha constatado la viabilidad técnica del esquema nuclear-electrólisis para generar hidrógeno, asegurando un suministro continuo y libre de emisiones directas de carbono. Sin embargo, los resultados económicos ponen de manifiesto la influencia determinante de ciertos factores sobre la competitividad del hidrógeno rosa. En particular, el coste de la electricidad suministrada al electrolizador, la tecnología de electrólisis empleada y el grado en que se aprovechan infraestructuras nucleares preexistentes han resultado ser variables críticas para el coste final del hidrógeno. Estos hallazgos coinciden con análisis internacionales que sitúan el LCOH del hidrógeno nuclear en un rango amplio (aprox. 0,7 a 6,8 USD/kg, según condiciones) y evidencian que solo bajo ciertas combinaciones óptimas de costos se acercaría a las metas de competitividad fijadas por la industria [58].

Uno de los aspectos más relevantes revelados por este trabajo es la marcada diferencia económica entre aprovechar centrales nucleares existentes (en LTO) frente a construir nuevos reactores dedicados. Los resultados muestran que la reutilización de activos nucleares ya amortizados supone una ventaja económica extraordinaria, al reducir drásticamente los costes de capital asociados a la generación eléctrica. En concreto, el escenario con menor LCOH obtenido, de 3,52 €/kg de H₂, corresponde a un reactor PWR en operación prolongada combinado con electrólisis alcalina. En cambio, cuando se considera un reactor de nueva construcción Gen III+ alimentando el mismo tipo de electrolizador alcalino, el LCOH se elevó hasta 4,17 €/kg. Es decir, pese a usar idéntica tecnología de electrólisis, el hidrógeno producido con un reactor nuevo resulta cerca de 0,65 €/kg más caro que con uno existente. Esta diferencia confirma que la



amortización previa de la infraestructura nuclear es un factor decisivo para la competitividad del hidrógeno de origen nuclear. Dicho de otro modo, la electricidad nuclear de bajo costo permite obtener hidrógeno a precio significativamente menor que la electricidad de un reactor nuevo con elevados cargos de capital. Este hallazgo está alineado con otros estudios: por ejemplo, análisis en EE. UU. estiman que el hidrógeno producido en reactores operativos puede variar desde aproximadamente 3–5 USD/kg en ciertas plantas hasta menos de 1 USD/kg en configuraciones muy favorables [58]. En particular, se ha reportado un caso de estudio (central de Prairie Island, EE. UU.) donde, bajo condiciones especiales de alta eficiencia, el coste podría bajar a 0,7 USD/kg [58] ilustrando el enorme impacto positivo que tiene contar con electricidad nuclear ya instalada y de bajo coste marginal. En general, los resultados encontrados refuerzan la idea de que prolongar la vida útil de reactores existentes o destinar su potencia no utilizada a la producción de hidrógeno puede ser una estrategia más rentable que construir reactores nuevos exclusivamente con ese fin.

El análisis comparativo entre tipos de electrólisis ha aportado también conclusiones interesantes. La elección de la tecnología de electrólisis no solo afecta a la eficiencia energética del proceso, sino también a la inversión requerida y a los costos operativos. En los escenarios planteados, se ha evaluado la electrólisis alcalina tradicional frente a una opción más avanzada de electrólisis de alta temperatura. Tal como era esperable, la electrólisis de alta temperatura mostró una mayor eficiencia termodinámica, al aprovechar calor para reducir la cantidad de electricidad necesaria por cada kg de H₂ producido. Sin embargo, los resultados indican que en las condiciones actuales la electrólisis de alta temperatura conlleva una penalización económica que contrarresta su mejora de eficiencia. Principalmente, el coste de capital de estos sistemas y sus mayores requerimientos de operación y mantenimiento hacen que, en el modelo evaluado, el LCOH resultante no experimente una reducción sustancial respecto a la electrólisis alcalina convencional e incluso pueda ser superior. Este hallazgo concuerda con informes recientes que señalan que sus costes iniciales siguen siendo elevados en comparación con las tecnologías alcalina o PEM, aunque están tendiendo a bajar gracias a avances tecnológicos [37]. Es decir, por el momento la ventaja de eficiencia no se traduce en un coste por kg claramente menor, pero a medio y largo plazo podría materializarse conforme madure la tecnología y disminuyan los costos de fabricación.

Otro elemento analizado ha sido el transporte y almacenamiento del hidrógeno producido. Sorprendentemente, se ha observado que en la mayoría de los escenarios estas etapas aportan un coste adicional relativamente reducido al LCOH total, especialmente cuando se aprovecha infraestructura existente y cuando la producción de hidrógeno se ubica cerca del consumo. En el mejor de los casos planteados, los costes de almacenamiento y transporte contribuyen con una fracción muy reducida



respecto del coste total (del orden de unos céntimos por kilogramo). En el caso más desfavorable que se ha obtenido, las etapas de almacenamiento y distribución suman aproximadamente 0,43 €/kg al LCOH. Este resultado es consistente con el estudio de la NEA en el que estima que para un electrolizador de 500 MWe operando en carga base, los costes de transporte y almacenamiento podrían rondar solo 0,16 \$/kg, mientras que para un electrolizador intermitente en condiciones similares podrían subir a 0,77 \$/kg debido a la infrautilización de la capacidad logística [59]. Estas conclusiones van en consonancia con lo plasmado en el trabajo ya que se ha considerado que no había interrupciones y que la demanda era continua. Asimismo, ponen de relieve que la integración eficiente entre la planta de generación, la planta de electrólisis y la red de distribución es clave para aprovechar todo el potencial económico del hidrógeno.

El análisis hídrico realizado confirma la viabilidad del esquema planteado en Almaraz. Utilizando un consumo de 22 kg H₂O / kg H₂, contemplando las pérdidas por RO, EDI y purgas, los resultados se sitúan en torno a 2,79 hm³/año en los casos 1 y 3 y 3,51 hm³/año para el caso 2, cifras que equivalen aproximadamente al 8-10% del volumen del embalse Arrocampo (35,5 hm³) [45] y a menos del 0,2% del caudal diario que recircula por el sistema de refrigeración (unos 44 m³/s por reactor). Además, teóricamente solo se consumen 9 kg H₂O / kg H₂, el resto corresponde a rechazos de RO/EDI y purgas que pueden tratarse y retornarse al embalse, de modo que, considerando un tren de agua de alta recuperación, el make-up neto se ha establecido de unos 11 kg H₂O / kg H₂. Bajo esta hipótesis, la cantidad neta de agua retirada del embalse desciende a 3-5% del volumen. En conjunto, y sujeto a permisos de vertido y a una operación robusta del sistema de tratamiento, el consumo de agua no aparece como un impedimento para la implantación de los casos presentados.

Desde el punto de vista ambiental, todos los escenarios estudiados muestran beneficios contundentes al sustituir hidrógeno gris hidrógeno producido con energía nuclear. La generación de hidrógeno nuclear mediante electrólisis es un proceso prácticamente libre de emisiones directas de CO₂, por lo que cada kilogramo de hidrógeno rosa evita la emisión de una cantidad considerable de CO₂ que sí se produciría en el caso del hidrógeno fósil. Tal y como se ha mencionado anteriormente, la ruta convencional de reformado de gas natural (SMR) emite típicamente entre 9 y 12 kg de CO₂ por cada kg de H₂ generado. Al alimentar un electrolizador con electricidad nuclear, esas emisiones se reducen prácticamente a cero en el punto de producción. Los resultados obtenidos muestran que en el escenario de mayor escala evaluado permitiría evitar más de 1,5 millones de toneladas de CO₂ al año en comparación con obtener ese hidrógeno a partir de gas natural. Además, tiene un impacto económico indirecto: considerando los precios actuales del CO₂ en el mercado europeo (en el entorno de 80 € por tonelada en 2023 [59], dicha reducción de emisiones implicaría un ahorro potencial de hasta 120 millones de euros anuales en derechos de emisión si se



valorizan las toneladas de CO₂ evitadas. Este valor añadido por evitar emisiones de efecto invernadero refuerza el interés del hidrógeno de origen nuclear como alternativa baja en carbono dentro de las estrategias de transición energética. En términos cualitativos, los resultados confirman que el hidrógeno producido con electricidad nuclear presenta una huella de carbono despreciable y contribuye de forma notable a la mitigación del cambio climático, equiparable en este aspecto al hidrógeno verde renovable.

Finalmente, es importante enmarcar estos hallazgos en la realidad económica y las perspectivas de futuro. Aunque en la situación actual los costes calculados (3,5–4,6 €/kg, según el escenario) pueden competir con los del hidrógeno en el mercado, los resultados de este trabajo deben interpretarse a la luz de posibles cambios en el panorama energético y político que pueden influir en la viabilidad comercial del hidrógeno de origen nuclear. Entre los factores clave que podrían mejorar sustancialmente la competitividad de estas soluciones en el corto y medio plazo, cabe mencionar:

- Incremento en el precio del CO₂: A medida que los mercados de carbono endurezcan sus objetivos, un precio del CO₂ más elevado encarecerá el hidrógeno gris y dará mayor valor al H₂ bajo en carbono. Un precio del CO₂ suficientemente alto (p. ej., >100 €/t CO₂) serviría de incentivo para aumentar de producción de hidrógeno y, como consecuencia, buscar alternativas para su producción, aumentando así la demanda de hidrógeno en el mercado.
- Economías de escala e industrialización: El despliegue masivo de electrolizadores reduciría sus costes de fabricación. Tecnologías maduras como la electrólisis alcalina ya presentan costes decrecientes, y se espera que tanto los sistemas PEM como los de óxido sólido alcancen costes de capital mucho menores hacia 2030, del orden de 300 €/kW en el caso de PEM/alcalina y reducciones significativas en SOEC, según el International Journal of Energy [60]. A medida que se construyan plantas de hidrógeno de mayor tamaño (del orden de cientos de MW o más), se lograrán eficiencias de escala en la instalación y en la cadena de suministro del hidrógeno que podrían rebajar sensiblemente el LCOH.
- Mejoras tecnológicas en electrolizadores: La eficiencia y vida útil de los electrolizadores sigue en aumento gracias a la I+D. Por ejemplo, se están desarrollando materiales más resistentes y catalizadores más baratos para electrolizadores alcalinos y PEM, aumentando su rendimiento. Si estas tendencias continúan, la combinación de eficiencia más alta y menores requerimientos de reemplazo de células reducirá tanto los costes operativos como los de capital amortizado por kg de H₂. En un escenario futuro con

electrolizadores de alta temperatura maduros y potencialmente integrados con calor nuclear, se podría lograr un salto competitivo significativo reduciendo el consumo eléctrico y aprovechando calor que hoy se pierde, consolidando la ventaja que en teoría tienen estas tecnologías [59].

- Incentivos y regulación favorable: Las políticas públicas desempeñarán un papel determinante. La clasificación del hidrógeno de origen nuclear como hidrógeno bajo en carbono en normativas y esquemas de certificación permitiría que acceda a incentivos financieros, subvenciones o contratos por diferencia similares a los del hidrógeno renovable. De hecho, ya se observan señales en esa dirección: países como Francia, Reino Unido, EE. UU. o Japón están lanzando estrategias para el hidrógeno bajo en carbono que incluyen explícitamente la opción nuclear. Mecanismos como créditos fiscales (por ejemplo, el *Hydrogen Production Tax Credit* en EE. UU.), subvenciones a proyectos demostrativos o cuotas de mezcla de hidrógeno limpio en la industria, podrían mejorar sensiblemente la rentabilidad de estos proyectos, acelerando su adopción. En esta línea, los resultados de este estudio muestran que una subvención de 0,5 €/kg de hidrógeno, como la propuesta en iniciativas europeas como el Hydrogen Bank, puede ser clave para hacer viables económicamente modelos operativos con baja utilización de los electrolizadores.

En definitiva, este trabajo demuestra que el uso de energía nuclear para la producción de hidrógeno es una opción técnicamente factible y con un margen real de mejora económica a corto y medio plazo. Si bien la construcción de nueva capacidad nuclear dedicada conlleva desafíos financieros importantes, la reutilización de infraestructuras existentes y la optimización del diseño operativo surgen como vías claras para obtener hidrógeno de bajo impacto ambiental a costes cada vez más competitivos. A medida que las condiciones del mercado evolucionen y las tecnologías involucradas maduren, el hidrógeno de origen nuclear podría ocupar un nicho significativo dentro del mix energético descarbonizado, complementando al hidrógeno renovable. La energía nuclear ofrece la ventaja de una generación estable, que permite operar los electrolizadores a altos factores de carga. Esto, combinado con estrategias de integración con fuentes renovables, podría resolver el dilema de proveer hidrógeno limpio de forma constante y flexible al mismo tiempo. En suma, las conclusiones de este estudio resaltan que el hidrógeno rosa puede jugar un rol valioso en la transición energética: es técnicamente viable, ambientalmente beneficioso, y potencialmente competitivo si se dan las condiciones adecuadas.



Las lecciones aprendidas en este trabajo sirven como base para futuras investigaciones y proyectos piloto basados en España, orientando el desarrollo de sistemas nuclear-hidrógeno más eficientes y económicos. En últimas, la trayectoria hacia la neutralidad climática probablemente requerirá de todas las soluciones bajas en carbono disponibles y, las centrales nucleares, combinadas con electrólisis, tienen el potencial de ser una de esas soluciones, brindando hidrógeno limpio a gran escala mientras se aprovecha al máximo la inversión en activos nucleares y se integran mejor las energías renovables en el sistema energético.

En este sentido, el caso de Almaraz representa un ejemplo particularmente ilustrativo. Destinar uno de sus reactores exclusivamente a la producción de hidrógeno supondría retirar del sistema eléctrico español aproximadamente 8,4 TWh anuales, lo que equivale a un 3,2 % de la generación eléctrica nacional y representa alrededor del 14–15 % de la producción nuclear anual del país. Esta energía, utilizada de forma continua y estable, permitiría generar en torno a 160.000 toneladas de hidrógeno al año con una huella de carbono muy baja, sustituyendo hidrógeno gris en sectores industriales intensivos en emisiones.

Si bien este desvío implica una pérdida directa de electricidad vertida a red, se compensa por el valor estratégico del hidrógeno producido, su utilidad para la descarbonización industrial y el hecho de que esta electricidad se destinaría a un uso constante y flexible, independiente de la volatilidad del mercado. Además, según el análisis realizado en este estudio, aproximadamente el 27 % del tiempo operativo de las centrales nucleares coincide con precios de mercado inferiores a su coste de generación, lo que provoca pérdidas económicas para los operadores. En este contexto, destinar parte de la capacidad nuclear a la producción de hidrógeno puede ofrecer una alternativa más eficiente y rentable.

Por otra parte, en un sistema con creciente penetración renovable como es España, se producen episodios frecuentes de exceso de oferta. Es por ello, que la instalación de una planta de electrólisis acoplada directamente al reactor permitiría absorber estos excedentes estructurales como carga flexible, evitando vertidos o pérdidas de producción, y mejorando la integración entre tecnologías gestionables y renovables. Este tipo de sinergia contribuye a un uso más eficiente de la infraestructura existente y a una mayor estabilidad del sistema energético nacional.



11. TRABAJOS FUTUROS

A partir de los resultados obtenidos, se identifican varios trabajos que podrían realizarse en un futuro:

- Estudio de usos industriales específicos: evaluar la aplicación del hidrógeno nuclear en sectores como siderurgia, refino o transporte pesado, cuantificando los beneficios ambientales y económicos para cada caso.
- Economías de escala y proyectos piloto: explorar el impacto de plantas de mayor tamaño o de proyectos demostrativos a escala industrial para validar hipótesis técnicas y económicas.
- Análisis de ciclo de vida: realizar un estudio más exhaustivo de las emisiones asociadas a la construcción, operación y desmantelamiento tanto de la central nuclear como de los electrolizadores, para obtener una visión completa del impacto ambiental.
- Ampliación de escenarios operativos: incluir análisis dinámicos del mercado eléctrico, considerando precios horarios reales del mercado ibérico (OMIE) y estrategias de operación híbrida que combinen venta de electricidad e hidrógeno en función de la rentabilidad.



12. BIBLIOGRAFÍA

- [1] F. C. a. H. J. Undertaking., «A Sustainable Pathway for the European Energy Transition - Hydrogen Road Europe 2029.,» 2019.
- [2] N. IEA, «Projected costs of generating electricity.,» 2020.
- [3] NEA, «Unlocking Reductions in the Construction Costs of Nuclear: A Practical Guide for Stakeholders,,» NEA Nº 7530, 2020.
- [4] Y. N. S. Kwak, «Comparison of APR1400(Shin-Hanul 1,2) and AP1000(Vogtle 3,4),» Korea, 2024.
- [5] C. Europea, «La Comisión establece normas para el hidrógeno renovable,,» 13 febrero 2023.
- [6] M. p. l. T. E. y. e. R. Demográfico, «Hoja de ruta del hidrógeno: Una apuesta por el hidrógeno renovable,,» 2020.
- [7] I. A. E. Agency, «Power Reactor Information System (PRIS): Spain,,» 8 diciembre 2024. [En línea]. Available: <https://pris.iaea.org/PRIS/CountryStatistics/CountryDetails.aspx?current=ES> .
- [8] M. p. a. T. E. y. e. R. Demográfico, «Centrales nucleares en España,,» (s.f.). [En línea]. Available: <https://www.miteco.gob.es/en/energia/nuclear/centrales/espana.html>. [Último acceso: 8 diciembre 2024].
- [9] W. contributoris, «Electrólisis de alta temperatura,,» [En línea]. [Último acceso: 10 diciembre 2024].
- [10] R. E. España, «Demanda eléctrica en tiempo real - Península,,» (s.f.). [En línea]. [Último acceso: 10 diciembre 2024].
- [11] Eurostat, «Energy, transport and environment statistics: Interactive publication 2024,,» [En línea]. Available: <https://ec.europa.eu/eurostat/cache/interactive-publications/energy/2024/02/index.html>.
- [12] F. Nuclear, «Energía nuclear en el mundo,,» 2022.
- [13] C. Días, «La energía nuclear divide a Europa en el futuro de su lucha climática,,» 23 diciembre 2024.
- [14] W. N. News, «MEPs fully include nuclear in Net-Zero Industry Act,,» 22 noviembre 2023.
- [15] F. Nuclear, «La Alianza Nuclear pide el reconocimiento del papel,,» 19 julio 2023.
- [16] P. Europeo, «La política energética: principios generales,,» [En línea]. Available: <https://www.europarl.europa.eu/factsheets/es/sheet/68/la-politica-energetica-principios-generales>.
- [17] C. d. S. Nuclear, «Reactores de agua a presión (PWR),» [En línea]. Available: <https://www.csn.es/reactores-de-agua-a-presion-pwr-> . [Último acceso: 3 enero 2025].
- [18] C. d. S. Nuclear, «Tipos de instalaciones nucleares,,» [En línea]. Available: <https://www.csn.es/tipos-de-instalaciones-nucleares>. [Último acceso: 3 enero 2025].
- [19] W. N. Association, «Nuclear Power Reactors,,» [En línea]. Available: <https://world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/nuclear-power-reactors/nuclear-power-reactors>. [Último acceso: 3 enero 2025].
- [20] S. Matalucci, «The Hydrogen Stream: LCOH of subsidized green hydrogen under \$2/kg,,» *PV Magazine International*, 2023, 14 de abril.
- [21] W. N. Association, «Hydrogen Production and Uses,,» 2024, 19 de mayo.
- [22] H. Europe, «Clean Hydrogen Production Pathways Report 2024,,» 2024.
- [23] K. Schelling, «Green Hydrogen to Undercut Gray Sibling by End of Decade,,» *BloombergNEF*, 2023, 9 de agosto.
- [24] W. N. Association, «Economics of Nuclear Power,,» 2023.
- [25] E. y. Sociedad, «La nuclear se ahoga en España por los impuestos,,» *El Periódico de la Energía*, 18 marzo 2021.



-
- [26] J. Revuelta, «¿Cuánto cuesta la energía nuclear en España?»,» *El Periódico de la Energía*, 9º enero 2025.
 - [27] I. E. Agency, «The Path to a New Era for Nuclear Energy,» 2021, 28 de marzo.
 - [28] I. A. E. Agency, «Hydrogen Production with Operating Nuclear Power Plants: Business Case,» 2023.
 - [29] C. Energy, «Constellation starts production at nation's first one megawatt demonstration scale nuclear-powered clean hydrogen facility,» 2023.
 - [30] U. D. o. Energy, «3 Nuclear Power Plants Gearing Up for Clean Hydrogen Production,» 2022.
 - [31] W. N. News, «Fortum, OKG announce hydrogen plans,» 2024, 9 de mayo.
 - [32] L. Collins, «EDF on course to produce UK's first nuclear hydrogen - to decarbonise asphalt - after winning government grant,» *Hydrogen Insight*, 2022, 26 de noviembre.
 - [33] W. N. News, «Nuclear- generated hydrogen considered for asphalt production,» 2022, 16 de noviembre.
 - [34] D. Dalton, «Constellation begins production at Nine Mile Point Nuclear Power Station,» *NucNet*, 2023.
 - [35] M. Glückler, «Scenario Definition (Deliverable D1.2, Revision A). Framatome GmbH. Proyecto NPHyCo. Founded by the European Union,» 2023.
 - [36] OMIE, «Precio del mercado diario,» 2024.
 - [37] I. E. Agency, «The future of hydrogen: Seizing today's opportunities (Report prepared for the G20, Japan),» 2019.
 - [38] I. E. A. (IEA), «Levelized cost of energy calculator,» (n.d.). [En línea]. Available: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/levelised-cost-of-electricity-calculator>. [Último acceso: 13 marzo 2025].
 - [39] C. H. Partnership, «Levelised Cost of Hydrogen Calculator,» Hydrogen Observatory, [En línea]. Available: <https://observatory.clean-hydrogen.eu/tools-reports/levelised-cost-hydrogen-calculator>. [Último acceso: 30 mayo 2025].
 - [40] Renovables.blog, «¿Qué son los electrolizadores alcalinos?,» *Renovables.blog*, 2025.
 - [41] A. C. d. H. (H2Chile), «Cadena de valor del hidrógeno,» H2Chile, s.f.. [En línea]. Available: <https://h2chile.cl/cadena-de-valor-del-hidrogeno/#:~:text=Desde%20el%20punto%20de%20vista%20del%20balance%20que%C3%ADmico,ad%C3%A9m%C3%A1s%20de%20kg%20de%20ox%C3%ADgeno%20puro%20como%20subproducto.> . [Último acceso: 15 agosto 2025].
 - [42] D. Y. O. a. V. V. L. Pavel A. Pivarov, «Seawater Electrolysis for Hydrogen Production: A Solution Looking for a Problem,» ChemRxiv, 2021.
 - [43] X. D. E. M. W. Kate McMordie Stoughton, «Reverse Osmosis Optimization,» U.S. Department of Energy (DOE), 2013.
 - [44] E. I. G. A. (EIGA), «Guideline for Small Scale Hydrogen Production,» 2023.
 - [45] C. N. A. - T. (CNAT), «El sistema de refrigeración,» <https://www.cnat.es/almaraz-refrigeracion.php>, 2023.
 - [46] MIBGAS, «Green Energy MIBGAS - Índice IBHYX del precio del hidrógeno renovable,» 2025. [En línea]. Available: <https://greenenergy.mibgas.es/> .
 - [47] S. G. C. Insights, «EC approves Spanish hydrogen auction under European Hydrogen Bank,» 15 abril 2025. [En línea].
 - [48] G. d. España, «Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR). Fondos Europeos,» (s.f.). [En línea]. [Último acceso: julioº10 2025].
 - [49] C. Europea, «Reglamento Delegado (UE) 2023/1184 de la Comisión, de 10 de febrero de 2023, por el que se complementa la Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo en lo que respecta a la metodología para determinar las emisiones de gases de efecto inv,» Diario Oficial de la



Unión Europea. [En línea].

- [50] C. SER, «Estas son las horas en las que este domingo la luz tendrá coste cero o negativo,» 11 mayo 2025.
- [51] E. I. Unit, «EU approves first subsidies for hydrogen projects,» 29 Septiembre 2023.
- [52] I. E. Agency, «Global Hydrogen Review 2023».
- [53] H. Council, «Hydrogen decarbonization pathways: A lifecycle assessment - Part 1.,» 2021.
- [54] H. Council, «Hydrogen decarbonization pathways: Part 2 - Supply scenarios,» 2021.
- [55] M. p. l. T. E. y. e. R. Demográfico, «Hoja de ruta del hidrógeno: Una apuesta por el hidrógeno renovable.,» 2020.
- [56] M. & Company, «The Iberian green industrial opportunity: Green Hydrogen,» 2022.
- [57] I. A. E. Agency, «Nuclear hydrogen production,» (n.d.). [En línea]. Available: <https://www.iaea.org/topics/non-electric-applications/nuclear-hydrogen-production>. [Último acceso: 16 Julio 2025].
- [58] J. E.-H. A. A. S. R. J. R. H. H. N. M. & H. J. H. Kim, «Estimation of the levelized cost of nuclear hydrogen production from light water reactors in the United States. Processes, 10 (8), 1620,» 2022.
- [59] I. N. Network, «How nuclear energy can establish the hydrogen economy,» 25 Enero 2023. [En línea]. [Último acceso: 13 Julio 2025].
- [60] L. & M. D. Bühler, «Projecting technological advancement of electrolyzers and the impact on the competitiveness of hydrogen.,» *International Journal of Hydrogen Energy*, 2025.
- [61] [En línea].
- [62] M. H. M. C. C. J. F. M. J. K. M. & B. V. Glückler, «Requirements that need to be fulfilled by the H2 plant to be coupled to a NPP (Deliverable D2.4). Proyecto NPHyCo».