COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA
ICAI

MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

Viabilidad tecno-económica de la integración de e-metano en plantas de biogás en España

Autor: Teresa María Sainz Martín

Director: José Ignacio Linares Hurtado

Co-director: Ana María Santos Montes

Madrid

Julio de 2026

Declaración de originalidad

Declaro bajo mi responsabilidad que el Proyecto presentado con el título **Viabilidad tecno económica de la integración de e-metano en plantas de biogás en España** en la ETS de Ingeniería – ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico **2025/2026** es de mi autoría 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.

Uso de Inteligencia Artificial[1]

Declaro bajo mi responsabilidad que (indicar la opción correcta):

☐ No he utilizado Inteligencia Artificial en la elaboración del presente documento.

☐ He utilizado Inteligencia Artificial en la elaboración del presente documento y/o del Anexo B siempre en las condiciones permitidas por la Universidad Pontificia Comillas, es decir, aplicando el Nivel 2 de la Escala de Evaluación de Perkins et al. (2024): "*La IA puede utilizarse para actividades previas a la tarea, como la lluvia de ideas, la descripción y la investigación inicial. Este nivel se centra en el uso de la IA para la planificación, las síntesis y la generación de ideas, pero las evaluaciones deben hacer hincapié en la capacidad de desarrollar y refinar estas ideas de forma independiente*". En concreto, las Inteligencia Artificial ha sido empleada para:

(indicar aquí el uso concreto que se ha hecho de la Inteligencia Artificial)
La Inteligencia Artificial se ha utilizado principalmente para la generación de ideas iniciales, la organización del índice del trabajo y la aclaración de algunos conceptos. También ha servido como apoyo en la revisión de la redacción y en la comprensión de ciertos contenidos, No obstante, el desarrollo, el análisis y la redacción final del trabajo se han realizado de forma autónoma.



Firmado (alumno): Teresa María Sainz Martín
Fecha: 01/07/2026

[1] Esta declaración se refiere al uso de la Inteligencia Artificial generativa para realizar los documentos del Proyecto (Anexo B y Memoria). No aplica a Proyectos donde, por su naturaleza, deban emplear inteligencia artificial como parte de los mismos (aplicación de técnicas de aprendizaje automático, redes neuronales, análisis de datos…)

Autorización para la entrega del Proyecto

El Director del Proyecto	El co-Director del Proyecto (si aplica)
LINARES HURTADO JOSE IGNACIO - 00822693Y Firmado digitalmente por LINARES HURTADO JOSE IGNACIO - 00822693Y Fecha: 2026.06.02 09:13:28 +02'00'	Ana Maria Santos Montes Firmado digitalmente por Ana Maria Santos Montes Fecha: 2026.06.02 09:08:12 +02'00'
Fdo:	Fdo:
Fecha:	Fecha:

Agradecimientos

A los directores de este trabajo, José Ignacio Linares y Ana María Santos, por su implicación, disponibilidad y apoyo durante todo el proceso. Su orientación y acompañamiento han sido fundamentales para el desarrollo de este proyecto, así como su disposición constante para resolver dudas.

Asimismo, este proyecto ha resultado especialmente enriquecedor y motivador, incrementando el interés y las ganas de seguir desarrollando mi proyección profesional en el sector de la energía.

VIABILIDAD TECNO-ECONÓMICA DE LA INTEGRACIÓN DE E-METANO EN PLANTAS DE BIOGÁS EN ESPAÑA

Autor: Sainz Martín, Teresa María.
Director: Linares Hurtado, José Ignacio.
Co-director: Santos Montes, Ana María.
Entidad Colaboradora: ICAI.

RESUMEN DEL PROYECTO

Este trabajo analiza la viabilidad técnico-económica de la producción de e-metano a partir de hidrógeno y CO_2 mediante la integración de una planta de biogás con una planta híbrida eólica-fotovoltaica. La planta renovable se utiliza para producir hidrógeno mediante electrólisis, que posteriormente reacciona con el CO_2 procedente del upgrading del biogás para generar metano sintético, el cual se inyecta junto con el biometano en la red de gas. Los resultados muestran que esta integración permite aumentar la producción total de metano renovable y mejorar el aprovechamiento del CO_2 sin requerir nuevas infraestructuras. Por otro lado, la viabilidad económica del sistema depende principalmente del coste de la electricidad y del hidrógeno, así como del tipo de sustrato y del tamaño de la planta.

Palabras clave: Power-to-Gas, e-metano, hidrógeno verde, biogás, descarbonización.

1. Introducción

La transición hacia un sistema energético con menos emisiones de CO_2 es uno de los principales retos actuales para hacer frente al cambio climático. La Unión Europea ha fijado objetivos como reducir las emisiones al menos un 55% en 2030 respecto a 1990 y alcanzar la neutralidad climática en 2050 [1]. Para cumplirlos, es necesario aumentar el uso de energías renovables en el sistema energético. Sin embargo, fuentes como la solar fotovoltaica o la eólica presentan una producción variable e intermitente, lo que dificulta su integración.

Para gestionar esta situación, se están desarrollando distintas alternativas que permitan aprovechar mejor la electricidad renovable. Entre ellas destacan las tecnologías *Power-to-X*, que permiten transformar esta energía en otros vectores como el hidrógeno o combustibles sintéticos, facilitando su almacenamiento y uso posterior [2].

En este contexto, la producción de e-metano se plantea como una opción interesante. Mediante tecnologías *Power-to-Gas*, el hidrógeno renovable reacciona con CO_2 para generar metano sintético, que puede utilizarse directamente en la red de gas existente. Además, su integración con fuentes de CO_2 de origen biogénico permite mejorar el aprovechamiento de recursos y avanzar hacia soluciones energéticas más sostenibles.

2. Definición del proyecto

Este trabajo plantea la integración de una planta de biogás con generación renovable para producir e-metano a partir de hidrógeno y CO_2. Se analiza el funcionamiento del sistema y su capacidad para aumentar la producción de metano renovable. El estudio se centra en evaluar los costes asociados y determinar en qué condiciones esta solución puede resultar interesante frente a otras alternativas, teniendo en cuenta factores como el coste de la electricidad, el hidrógeno y las características de la planta.

3. Descripción del sistema

El sistema propuesto se basa en la integración de una planta de biogás con una planta híbrida de generación renovable.

Por un lado, la planta de biogás produce una corriente gaseosa que, tras el proceso de *upgrading*, se separa en dos fracciones: una corriente de metano enriquecido (biometano), que se destina directamente a la red de gas, y una corriente de CO_2, que se emplea como reactivo en el proceso de metanación.

Por otro lado, la planta híbrida, formada por generación eólica y solar fotovoltaica, suministra electricidad renovable a un electrolizador PEM, donde se produce hidrógeno verde mediante electrólisis del agua. Este hidrógeno se combina posteriormente con el CO_2 procedente del *upgrading* en un reactor de metanación (reacción de Sabatier), dando lugar a la producción de metano sintético (e-metano).

$$4H_2 + CO_2 \rightarrow CH_4 + 2H_2O$$

El e-metano generado se inyecta conjuntamente con el biometano en la red de gas, aumentando la producción total de metano renovable. Además, el sistema se ha dimensionado de forma que el hidrógeno producido permita consumir completamente el CO_2 disponible de la planta de biogás, maximizando el aprovechamiento del carbono y la eficiencia global del proceso.

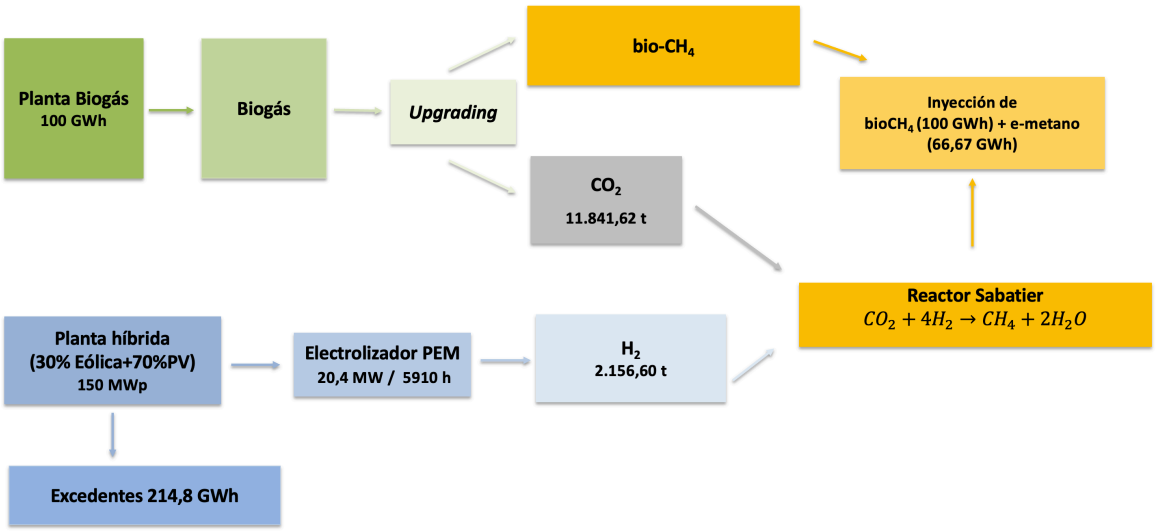


Figura 1: Esquema de integración de biometano y e-metano para la producción de metano renovable.

4. Resultados

Para el análisis del sistema, se ha considerado como base una planta de biogás de 100 GWh/año. La configuración óptima corresponde a una planta híbrida compuesta por un 30% de eólica y un 70% de solar fotovoltaica, con una potencia instalada de 150 MW. Con esta configuración, se obtiene una producción de 66,67 GWh/año de e-metano, que se suma a los 100 GWh/año de biometano.

El coste del hidrógeno obtenido para esta configuración es de 2,47 €/kg (79,75 €/MWh-PCS), siendo el principal contribuyente al coste total del e-metano. Como se observa en la Tabla 1, el proceso de metanación presenta un coste de 10,68 €/MWh-PCS, mientras que el *upgrading* y la inyección a red alcanzan valores de 9,89 €/MWh-PCS y 2,23 €/MWh-PCS, respectivamente, mostrando un impacto menor frente al coste del hidrógeno.

Tabla 1: Costes del e-metano y biometano desglosado por proceso.

Costes del e-metano	**Valor**	**Unidades**
Coste H_2	79,75	€/MWh-PCS CH_4
Sabatier (CAPEX + OPEX)	10,68	€/MWh-PCS CH_4
Coste total e-metano	90,43	€/MWh-PCS CH_4
Costes del biometano		
Biogás vertedero	7,21	€/MWh-PCS CH_4
Biogás RSU/EDAR	31,55	€/MWh-PCS CH_4
Biogás cereal	45,04	€/MWh-PCS CH_4
Biogás purín	63,1	€/MWh-PCS CH_4
Upgrading	9,88	€/MWh-PCS CH_4
Costes de la inyección a red		
Inyección a red	2,23	€/MWh-PCS CH_4

Por otro lado, se ha analizado el coste total del sistema para distintos sustratos (Figura 2). Los resultados muestran diferencias en función del origen del biogás, siendo el coste más competitivo en el caso de vertedero y más elevado en sustratos como purines.

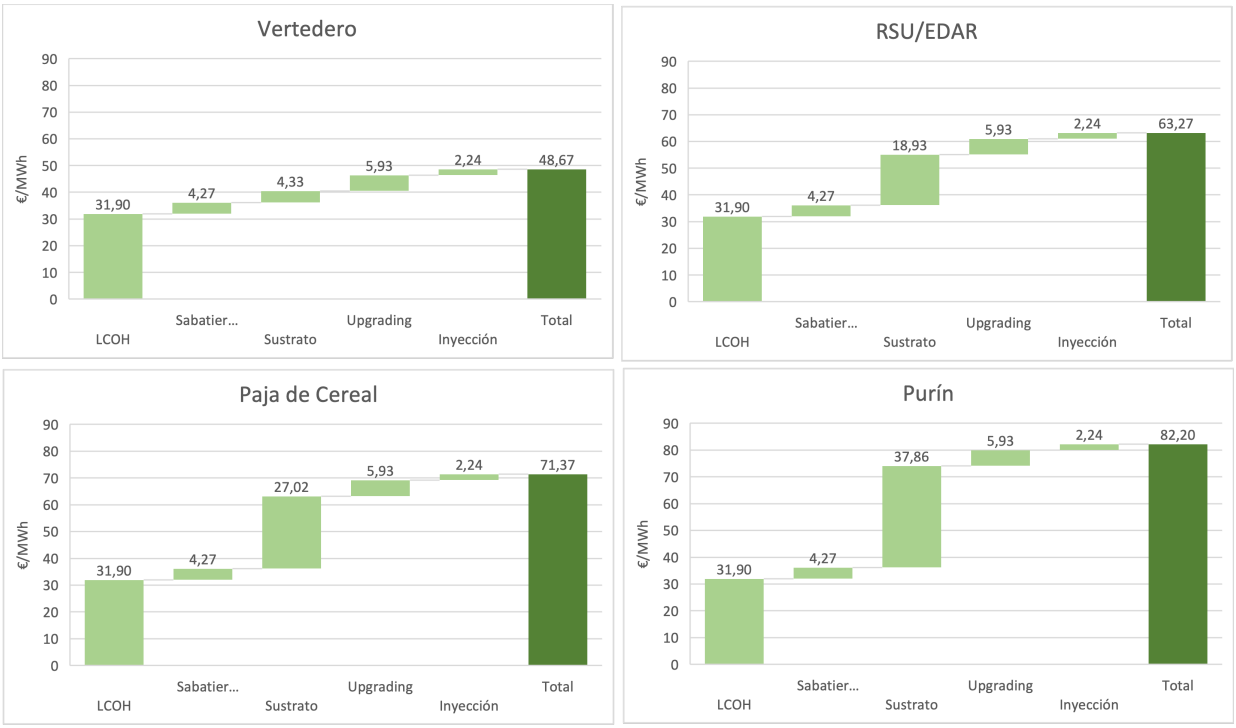


Figura 2: Coste de producción del sistema para una planta de biometano de 100 GWh/año (los costes se refieren al producto final inyectado en red, es decir, la suma del e-metano y el biometano).

Finalmente, el análisis de sensibilidad (Figura 3) muestra que el aumento del tamaño de planta de biogás permite reducir el coste unitario debido a economías de escala, aunque este efecto se atenúa a partir de capacidades del orden de 250-350 GWh/año. Respecto al tipo de sustrato, se aprecia que en los sustratos más caros (propios de instalaciones descentralizadas) la integración supone un coste adicional pequeño, mientras que en los sustratos centralizados (gas de vertedero, lodos de depuradora o fracción orgánica de residuos sólidos urbanos) el extracoste es significativo.

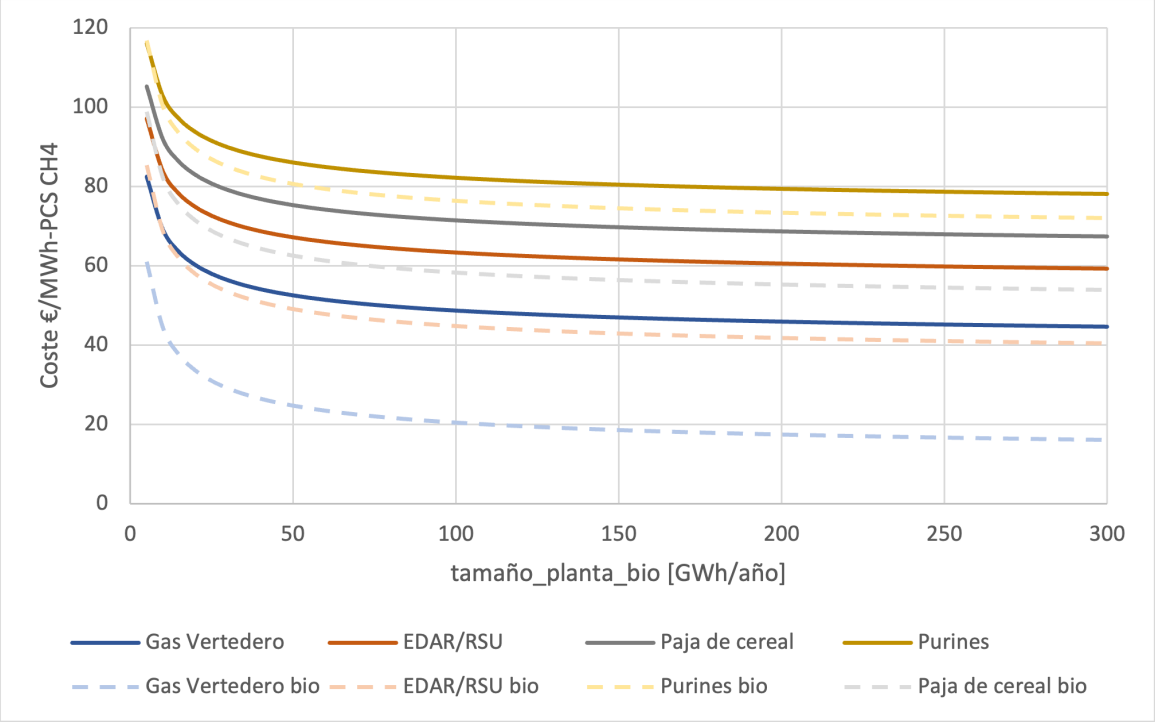


Figura 3: Coste total para cualquier planta de biometano y para distintos sustratos (los costes etiquetados como "bio" se refieren sólo a la producción del biometano; los restantes a la producción integrada de biometano y e-metano).

5. Conclusiones

La producción de e-metano mediante la integración de hidrógeno removable y CO_2 es técnicamente viable y permite aumentar la producción de metano renovable, extrayendo más valor del mismo volumen de biogás y sin desperdiciar carbono. Su viabilidad económica depende principalmente del coste de la electricidad y, en especial, del hidrógeno, siendo este el factor más determinante. Además, el tamaño de planta y el tipo de sustrato influyen de forma significativa en la competitividad del sistema y en la conveniencia de incorporar la producción de e-metano.

6. Referencias

[1] European Parliament; Council of the European Union. (2021). Regulation (EU) 2021/1119 establishing the framework for achieving climate neutrality (European Climate Law). https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2021/1119/

[2] Harrison, S. B. (2026). Expert view: why combining biomass and green hydrogen may solve SAFs scaling problem. GasWorld. https://www.gasworld.com/open-access/expert-view-why-combining-biomass-and-green-hydrogen-may-solve-safs-scaling-problem/2248449.article/

TECHNO-ECONOMIC FEASIBILITY OF E-METHANE INTEGRATION IN BIOGAS PLANTS IN SPAIN

Autor: Sainz Martín, Teresa María.
Director: Linares Hurtado, José Ignacio.
Co-Director: Santos Montes, Ana María.
Entidad Colaboradora: ICAI.

ABSTRACT

This work analyzes the techno-econmic feasibility of producing e-methane from hydrogen and CO_2 by integrating a biogas plant with a hybrid wind-photovoltaic plant. The renewable plant is used to produce hydrogen by electrolysis, which then reacts with the CO_2 obtained from biogas upgrading to generate synthetic methane, which is injected together with biomethane into the gas grid.

The results show that this integration makes it possible to increase the total production of renewable methane and improve CO_2 utilization without requiring new infrastructure. On the other hand, the economic viability of the system mainly depends on the cost of electricity and hydrogen, as well as the type of feedstock and the size of the plant.

Keywords: Power-to-Gas, e-methane, green hydrogen, biogas, decarbonization.

1. Introduction

The transition to a low-carbon energy system is one of the major challenges in tackling climate change. The European Union has established targets such as reducing emissions by at least 55% by 2030 compared to 1990 levels and achieving climate neutrability by 2050 [1]. To meet these goals, it is necessary to increase the use of renewable energy sources in the energy system. However, sources such as solar photovoltaic and wind power present variable and intermittent generation, which complicates their integration.

To manage this situation, different alternatives are being developed to make better use of renewable electricity. Among them, *Power-to-X* technologies enable the conversion of this energy into other energy carriers, such as hydrogen or synthetic fuels, facilitating its storage and later use [2].

In this context, e-methane production is considered an interesting option. Through *Power-to-Gas* technologies, renewable hydrogen reacts with CO_2 to generate synthetic methane, which can be directly used in the existing gas grid. Furthermore, its integration with biogenic CO_2 sources improves resource utilization and advances more sustainable energy solutions.

2. Project Definition

This work proposes the integration of a biogas plant with renewable energy generation in order to produce e-methane from hydrogen and CO_2. The study analyzes the operation of the integrated system and evaluates its potential to increase renewable methane production. Furthermore, it focuses on evaluation the associated costs and determining under wich conditions this solution may be attractive compared to other alternatives, considering factors such as electricity cost, hydrogen cost and plant characteristics.

3. System Description

The proposed system is based on the integration of a biogas plant with a hybrid renewable generation plant.

Firstly, the biogas plant produces a gas a stream that, after the upgrading process, is separated into two fractions: an enriched methane stream (biomethane), which is directly sent to the gas grid and a CO_2 stream, which is used as a reactant in the methanation process.

On the other hand, the hybrid plant, consisting of wind and solar photovoltaic generation, supplies renewable electricity to a PEM electrolyzer, where green hydrogen is produced through water electrolysis. This hydrogen is then combined with the CO_2 from upgrading in a methanation reactor (Sabatier reaction), producing synthetic methane (e-methane).

$$4H_2 + CO_2 \rightarrow CH_4 + 2H_2O$$

The generated e-methane is injected together with biomethane into the gas grid, increasing the total production of renewable methane. In addition, the system has been sized so that the hydrogen produced allows complete consumption of the available CO_2 from the biogas plant, maximizing carbon utilization and the overall efficiency of the process.

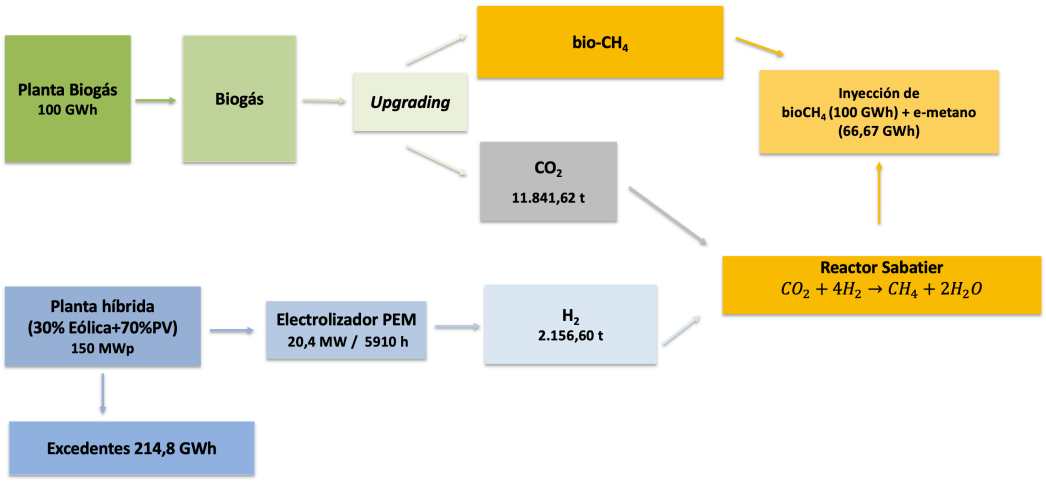


Figure 3: Integration scheme of biomethane and e-methane for renewable methane production.

4. Results

For the system analysis, a biogas plant with a capacity of 100 GWh/year has been considered as the base case. The optimal configuration corresponds to a hybrid a plant composed of 30% wind power and 70% solar photovoltaic power, with an installed capacity of 150 MW. With this configuration, an e-methane production of 66,67 GWh/year is obtained, wich is added to the 100 GWh/year of biomethane.

The hydrogen cost obtained for this configuration is 2,47 €/kg (79,75 €/MWh-HHV), making it the main driver of the total e-methane cost. As shown in Table 1, the methanation process presents a cost of 10,68 €/MWh-HHV, while upgrading and gas grid injection reach values of 9,89 €/MWh-HHV and 2,23 €/MWh-HHV, respectively, showing a lower impact compared to the hydrogen cost.

Table 1: E-methane and biomethane costs by process

Costes del e-metano	**Valor**	**Unidades**
Coste H_2	79,75	€/MWh-PCS CH_4
Sabatier (CAPEX + OPEX)	10,68	€/MWh-PCS CH_4
Coste total e-metano	90,43	€/MWh-PCS CH_4
Costes del biometano		
Biogás vertedero	7,21	€/MWh-PCS CH_4
Biogás RSU/EDAR	31,55	€/MWh-PCS CH_4
Biogás cereal	45,04	€/MWh-PCS CH_4
Biogás purín	63,1	€/MWh-PCS CH_4
Upgrading	9,88	€/MWh-PCS CH_4
Costes de la inyección a red		
Inyección a red	2,23	€/MWh-PCS CH_4

On the other hand, the total system cost has been analyed for different feedstocks (Figure 2). The results show differences depending on the origin of the biogas, with the most competitive cost in the landfill gas case ("Vertedero") and higher costs for feedstocks such as manure ("Purines").

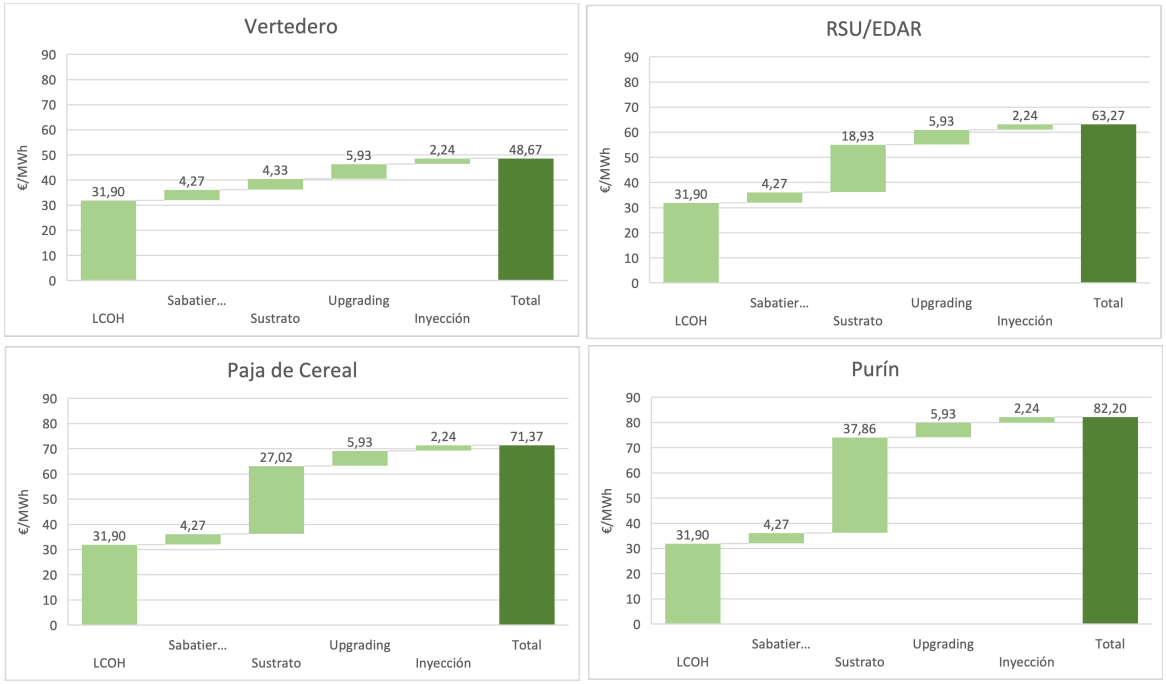


Figura 3: System production cost for a 100 GWh/year biomethane plant (costs refer to the final product injected into the grid, i.e., the sum of e-methane and biomethane).

Finally, the sensitivity analysis (Figure 4) shows that increasing the sized of the biogas plant reduces the unit cost due to economies of scale, although this effect dismishes for capacities around 250-350 GWh/year.

Regarding feedstock type, it can be observed that for more expensive feedstocks (typical of decentralized facilities), integration involves a small additional cost, whereas for centralized feedstocks (landfill gas, wasterwater or the organic fraction of municipal solid waste), the extra cost is significant.

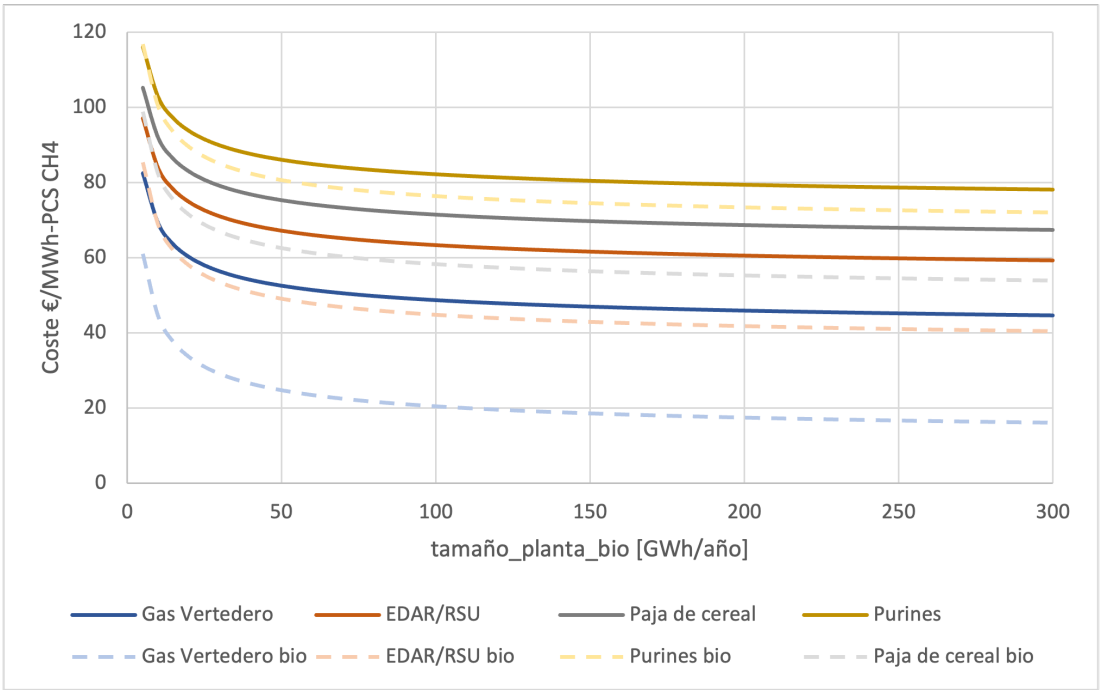


Figure 4: Total cost for any biomethane plant and for different feedstocks (costs labeled as "bio" refer only to biomethane production; the remaining costs correspond to the integrated production of biomethane and e-methane).

5. Conclusions

The production of e-methane through the integration of renewable hydrogen and CO_2 is technically feasible and allows increasing renewable methane production, extracting more value from the same volume of biogas without wasting carbon. Its economic viability mainly depends on the cost of electricity and especially hydrogen, which is the most determining factor.

Furthermore, plant size and feedstock type significantly influence the competitiveness of the system and the convenience of incorporating e-methane production.

6. References

[1] European Parliament; Council of the European Union. (2021). Regulation (EU) 2021/1119 establishing the framework for achieving climate neutrality (European Climate Law). https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2021/1119/

[2] Harrison, S. B. (2026). Expert view: why combining biomass and green hydrogen may solve SAFs scaling problem. GasWorld. https://www.gasworld.com/open-access/expert-view-why-combining-biomass-and-green-hydrogen-may-solve-safs-scaling-problem/2248449.article/

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción ***22***
1.1 Contexto energético y descarbonización 22
1.2 Limitaciones del transporte y almacenamiento del hidrógeno 23
1.3 Producción de e-metano como solución Power-to-gas 23
1.4 Alcance del proyecto 24
1.5 Objetivos generales 25

Capítulo 2. Estado del arte ***26***
2.1 Situación actual del Hidrógeno verde 26
2.2 Hidrógeno verde: Tecnologías de producción 28
2.2.1 Electrolizadores alcalinos (AEL) *28*
2.2.2 Electrolizadores de membrana de intercambio protónico (PEM) *28*
2.2.3 Electrolizadores de óxido sólido (SOEC) *28*
2.2.4 Electrolizadores de membrana de intercambio aniónico (AEM) *29*
2.3 Integración con energías renovables 29
2.3.1 Energía solar fotovoltaica *29*
2.3.2 Energía eólica *30*
2.3.3 Hibridación y almacenamiento energético *30*
2.4 Captura y fuentes de co2 31
2.4.1 CO2 biogénico procedente del biogás *31*
2.4.2 CO2 industrial y procesos SMR *34*
2.5 Producción de metano sintético 35
2.5.1 Metanación catalítica *36*
2.5.2 Metanación biológica *36*
2.6 Infraestructura gasista y papel del e-metano 36
2.7 Antecedentes bibliográficos 38

Capítulo 3. Metodología ***41***
3.1 Selección del emplazamiento 41
3.2 Modelado de la generación renovable 42
3.3 Cálculo del coste nivelado del hidrógeno (LCOH) 42
3.4 Almacenamiento de hidrógeno 46
3.5 Selección de la fuente de co2 47
3.6 Dimensionamiento de la planta de metanación 47

3.7 Cálculo del coste del proceso de upgrading 48
3.8 Cálculo del coste del proceso de metanación 49
3.9 Cálculo del coste de inyección a la red de gas 51
3.10 Modelo de costes totales 52

Capítulo 4. Resultados y discusión 53
4.1 Dimensión de la planta e-metano 53
4.2 Resultados del almacenamiento de hidrógeno 55
4.3 Coste nivelado del hidrógeno 57
4.4 Coste de producción del biometano y e-metano 60
4.5 Integración de la planta híbrida con la planta de biometano 63
4.6 Análisis de sensibilidad 64
4.7 Comparación biometano + e-metano vs. biometano 65

Capítulo 5. Conclusiones 68

Capítulo 6. Bibliografía 70

ANEXO I 73

Índice de figuras

Figura 1: Esquema del proyecto. 24
Figura 2: Número total de proyectos de power-to-hydrogen por país en operación o en construcción en 2024 [5]. 26
Figura 3: Coste medio nivelado de producción de hidrógeno (€/kg de H2) por tecnologías en Europa en 2024 [5]. 27
Figura 4: Coste medio nivelado de producción de hidrógeno (€/kg de H_2) por tecnología en Europa en 2024 [5]. 27
Figura 5: Fases de la producción de hidrógeno dorado [9]. 32
Figura 6: Plantas de biometano en la Península Ibérica [9]. 32
Figura 7: Media de capacidad de producción de biometano [GWh/año] en mayo de 2026 (Elaboración propia a partir de [12]). 33
Figura 8: Capacidad acumulada de producción de biometano [GWh/año] en mayo de 2026 (Elaboración propia a partir de [12]. 33
Figura 9: Producción de Clinker gris en España [ton/año]. 34
Figura 10: Categorización de la producción de e-metano [14] 35
Figura 11: Esquema de la cadena Power-to-SNG. 37
Figura 12: Capacidad de producción de e-metano en Europa (izquierda) y por país (derecha) [14] 37
Figura 13: Localización de la planta de e-metano. 41
Figura 14: Coste del enriquecimiento en función del caudal volumétrico del biogás [27]. 48
Figura 15: Coste de inyección en función del caudal volumétrico del biogás [27]. 51
Figura 16: Modelo de costes totales del sistema. 52
Figura 17: LCOH en función de la potencia instalada de Eólica frente Fotovoltaica. 53
Figura 18: Curva monótona de la suma de potencias en kWh. 54
Figura 19: Curva de excedentes anuales en kWh. 55
Figura 20: Producción media horaria [MWh] 56
Figura 21: Horas medias de operación del electrolizador por estación. 56
Figura 22: Desglose de costes nivelados (LCOH). 59
Figura 23: Integración de biometano y e-metano para producir metano renovable. 63
Figura 24: Coste total para cualquier planta de biometano y para distintos sustratos. 64
Figura 25: A la izquierda: coste de producción biometano + e-metano; a la derecha: coste de producción de biometano para una planta de biometano de 100 GWh/año. 65
Figura 26: Producción de metano renovable según el tamaño de planta de biometano. 66
Figura 27: A la izquierda: coste de producción biometano + e-metano; a la derecha: coste de producción de biometano para una planta de biometano de 300 GWh/año. 67
Figura 28: Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS). 73

Índice de tablas

Tabla 1: Costes de inversión, operación y mantenimiento por tecnología..... 44
Tabla 2: Parámetros..... 44
Tabla 3: Inversión total y costes de operación y mantenimiento anual. 44
Tabla 4: Datos para el cálculo del LCOH. 45
Tabla 5: Coste del enriquecimiento en función del caudal volumétrico del biogás [27] … 48
Tabla 6: Coste de inyección en función del caudal volumétrico del biogás [27]..... 51
Tabla 7: Configuración de la planta. 53
Tabla 8: Total del coste del proyecto. 54
Tabla 9: Balance de producción sobrante de hidrógeno en toneladas..... 57
Tabla 10: Caracterísiticas del electrolizador PEM. 57
Tabla 11: Datos técnicos de producción de hidrógeno. 57
Tabla 12: Producción,consumos y exportaciones. 58
Tabla 13: Parámetros financieros. 58
Tabla 14: Desglose de costes nivelados. 58
Tabla 15: Producción de biometano y e-metano [GWh/año]..... 60
Tabla 16: Coste desglosado del proceso de metanación. 60
Tabla 17: Coste desglosado del proceso de Upgrading..... 60
Tabla 18: Coste desglosado de inyección a la red de gas..... 61
Tabla 19: Costes del e-metano y biometano desglosado por proceso. 61
Tabla 20: Costes desglosados según el tipo de sustrato. 62

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

1.1 CONTEXTO ENERGÉTICO Y DESCARBONIZACIÓN

La transición hacia sistemas energéticos con menores emisiones de carbono se ha convertido en una de las principales prioridades a nivel internacional para hacer frente al cambio climático y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. En este contexto, la Unión Europea ha establecido unos objetivos, entre los que destacan la reducción de las emisiones en al menos un 55% respecto a los niveles de 1990 para el año 2030, así como alcanzar la neutralidad climática en 2050 [1].

Para alcanzar estos objetivos es necesario aumentar la incorporación de energías renovables en el sistema energético. Sin embargo, muchas de estas fuentes, como la energía solar o eólica, presentan un carácter intermitente y variable que dificulta su integración en el sistema.

Por ello, resulta necesario desarrollar no solo soluciones de almacenamiento para gestionar los excedentes de electricidad renovable, sino otras estrategias que aumenten la flexibilidad del sistema. Entre ellas se encuentran distintas alternativas como la tecnología *Power-to-X*, que permite transformar la electricidad renovable en otras formas de energía, como el hidrógeno, combustibles sintéticos o calor, facilitando así una mayor integración de las renovables en distintos sectores y contribuyendo a la descarbonización del sistema energético en su conjunto.

Dentro de este contexto de descarbonización, en los últimos años ha cobrado relevancia el desarrollo de soluciones híbridas que combinan el uso de hidrógeno renovable con fuentes de carbono de origen biogénico o residual. Este tipo de enfoques surge debido a las limitaciones de cada alternativa por separado. Por un lado, las tecnologías basadas únicamente en hidrógeno verde dependen en gran medida de la disponibilidad de electricidad renovable y presentan costes elevados. Por otro lado, los procesos basados en biomasa o residuos generan corrientes ricas en carbono, pero con cantidad insuficiente de hidrógeno, lo que limita la conversión eficiente a combustibles sintéticos.

La combinación de ambas vías permite aprovechar mejor los recursos disponibles, utilizando hidrógeno renovable para complementar estas corrientes y mejorar la eficiencia del proceso. Este tipo de integración se está posicionando como una opción interesante dentro del desarrollo de combustibles sintéticos mediante las tecnologías *Power-to-X* [2].

1.2 LIMITACIONES DEL TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO DEL HIDRÓGENO

El hidrógeno verde se considera uno de los vectores energéticos clave para la descarbonización. No obstante, su implementación a gran escala presenta varios desafíos, principalmente relacionados con su almacenamiento y transporte.

Uno de los principales problemas del hidrógeno es su baja densidad energética volumétrica, lo que implica que para transportarlo es necesario comprimirlo a altas presiones o licuarlo, a muy bajas temperaturas (20 K). Estos procesos requieren un consumo energético adicional y aumentan los costes asociados a su transporte y almacenamiento.

Además, el hidrógeno puede generar problemas de compatibilidad con las infraestructuras existentes, ya que puede provocar fenómenos de fragilización en algunos materiales empleados en gasoductos y sistemas de transporte de gas [3]. Debido a estas limitaciones, resulta más conveniente transformar el hidrógeno en otros combustibles sintéticos que puedan transportarse y almacenarse de forma más sencilla utilizando infraestructuras ya existentes.

1.3 PRODUCCIÓN DE E-METANO COMO SOLUCIÓN POWER-TO-GAS

En este contexto, la producción de e-metano se plantea como una solución para facilitar el transporte y almacenamiento de energía renovable. El e-metano se produce mediante tecnologías *Power-to-Gas*, que permiten convertir electricidad renovable en combustibles gaseosos.

El proceso comienza con la producción de hidrógeno mediante electrólisis del agua, utilizando electricidad procedente de fuentes renovables. Posteriormente, este hidrógeno reacciona con dióxido de carbono en un proceso de metanación para producir metano sintético y agua.

Una de las principales ventajas del e-metano es que puede utilizarse directamente en la infraestructura gasista existente, incluyendo gasoductos y sistemas de almacenamiento. Esto permite almacenar excedentes de electricidad renovable en forma de gas y utilizarlo posteriormente en distintos sectores energéticos.

En Europa ya existen proyectos reales basados en tecnologías *Power-to-Gas.* En el caso de España, el proyecto impulsado por la empresa alemana Turn2X en Miajadas (Extremadura) [4], seleccionado por la Comisión Euorpea, ha conseguido inyectar metano sintético directamente en la red gasista. Este metano se produce a partir de hidrógeno renovable y CO_2 de origen biogénico mediante la reacción de Sabatier, lo que permite su utilización en al infraestructura existente. Este tipo de desarrollos muestra que el e-metano es técnicamente viable y que puede ser una opción interesante para reducir emisiones en sectores donde la electrificación es más complicada.

1.4 ALCANCE DEL PROYECTO

El presente trabajo tiene como objetivo analizar la viabilidad técnico-económica de la producción de metano sintético (e-metano) en España mediante la reacción de Sabatier, utilizando hidrógeno verde y dióxido de carbono capturado (CCU).

$$4H_2 + CO_2 \rightarrow CH_4 + 2H_2O$$

Para ello, se propone un sistema basado en un proceso *Power-to-Gas*, en el que el hidrógeno se produce mediante la electrólisis del agua utilizando electricidad procedente de una planta híbrida solar fotovoltaica y eólica. Asimismo, el dióxido de carbono necesario para la reacción se obtiene de una fuente externa. Se analizan distintas fuentes de CO_2, seleccionándose la más adecuado en función de la compatbilidad con el sistema y el origen de CO_2 disponble.

El estudio aborda el dimensionamiento del sistema de producción de hidrógeno y su integración con el proceso de metanación con el objetivo de determinar las condiciones óptimas de operación del sistema. Por otro lado, se analiza el almacenamiento de hidrógeno necesario para garantizar un suministro continuo de metano sintético, teniendo en cuenta la variabilidad de la generación renovable.

Desde el punto de vista económico, el proyecto evalúa los costes asociados a la producción de hidrógeno, el suministro de CO_2, el proceso de metanación y la inyección a la red de gas, con el fin de estimar el coste final del e-metano producido. Finalmente, se realiza una comparación entre la producción de e-metano mediante metanación y la producción convencional de biometano mediante *upgrading*, con el fin de identificar los principales factores que influyen en la competitividad económica de esta tecnología.

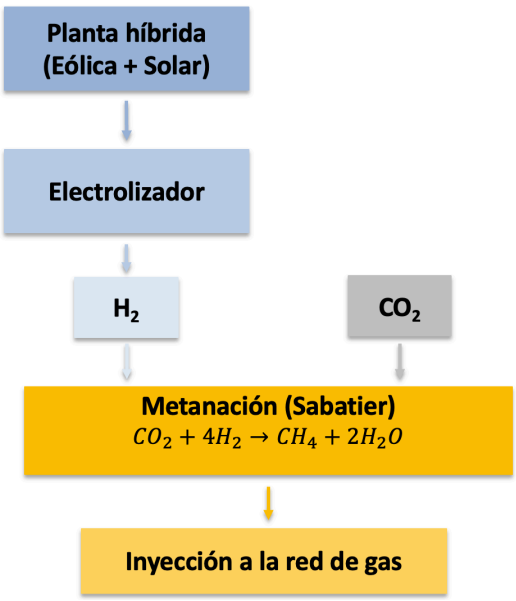


Figura 1: Esquema del proyecto.

1.5 OBJETIVOS GENERALES

El objetivo principal de este proyecto es analizar la viabilidad técnica y económica de la producción de e-metano a partir de hidrógeno electrolítico y de dióxido de carbono. Para ello, se plantean los siguientes objetivos:

- Determinar la proporción óptima de generación eléctrica entre energía solar fotovoltaica y energía eólica que permita minimizar el coste nivelado del hidrógeno (LCOH).
- Analizar las necesidades de almacenamiento de hidrógeno para garantizar un suministro continuo de e-metano, teniendo en cuenta la variabilidad de generación renovable.
- Evaluar y seleccionar la fuente de dióxido de carbono más adecuada para el proceso de metanación considerando criterios técnicos y económicos.
- Dimensionar la planta híbrida y calcular la cantidad de hidrógeno necesaria a partir de la estequiometría de la reacción de Sabatier, en función de la disponibilidad de CO_2 de la fuente seleccionada.
- Estimar los costes asociados al sistema, incluyendo el coste nivelado del hidrógeno, el proceso de metanación, la obtención del dióxido de carbono y la inyección a la red de gas.
- Comparar el coste del e-metano producido con el biometano obtenido por *upgrading* de un planta de biogás, identificando los factores que condicionan la competitividad económica del proceso.

Capítulo 2. ESTADO DEL ARTE

2.1 SITUACIÓN ACTUAL DEL HIDRÓGENO VERDE

El hidrógeno verde se ha convertido en una de las principales opciones para reducir las emisiones en el sistema energético. En los últimos años ha experimentado un desarrollo significativo, especialmente en Europa, debido a los objetivos climáticos y al impulso de las energías renovables.

Actualmente, el número de proyectos relacionados con la electrólisis está creciendo de forma rápida. A finales de 2024 había en Europa 121 proyectos en funcionamiento, con una capacidad total de 376,45 MW. Además, hay 94 proyectos en construcción que aportarán 2.840 MW adicionales entre 2025 y 2028. Esto indica que el sector todavía se encuentra en fase de expansión y que se prevé un crecimiento significativo en los próximos años [5].

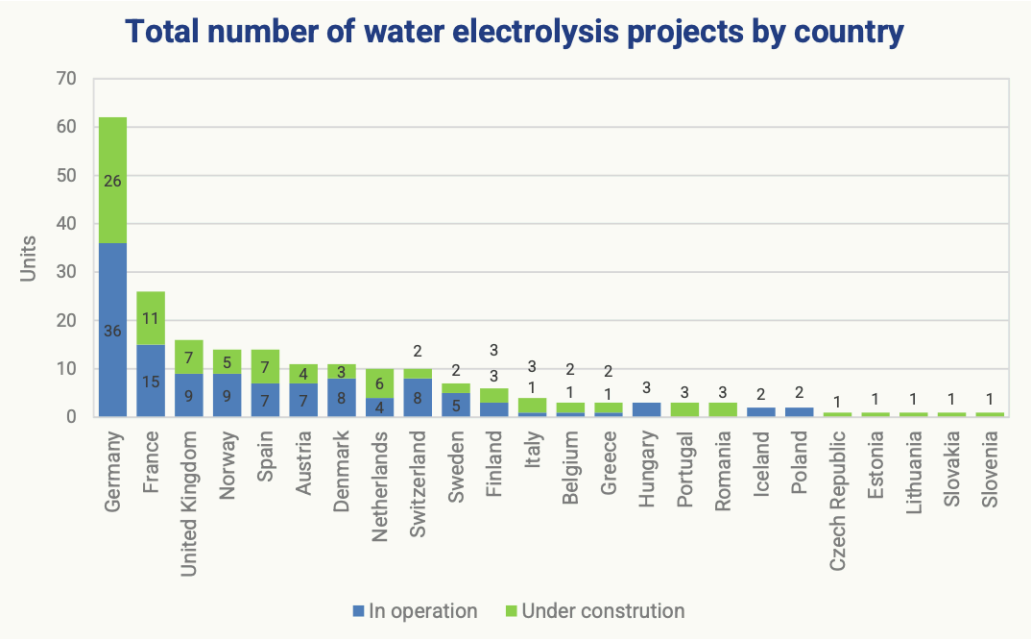


Figura 2: Número total de proyectos de power-to-hydrogen por país en operación o en construcción en 2024 [5].

A pesar de este crecimiento, el principal problema del hidrógeno verde sigue siendo el coste. En 2024, producir hidrógeno mediante electrólisis conectada directamente a energías renovables tiene un coste medio de 6,7 €/kg de H_2. Si la electrólisis se alimenta con electricidad de la red, el coste sube hasta unos 7,4 €/kg. En cambio, el hidrógeno producido a partir de gas natural (reformado de metano) tiene costes bastante más bajos, alrededor de 3,3 €/kg o unos 4,1 €/kg si se añade la captura de carbono. Esto hace que, hoy en día, el hidrógeno verde todavía no sea competitivo sin ayudas o regulación [5].

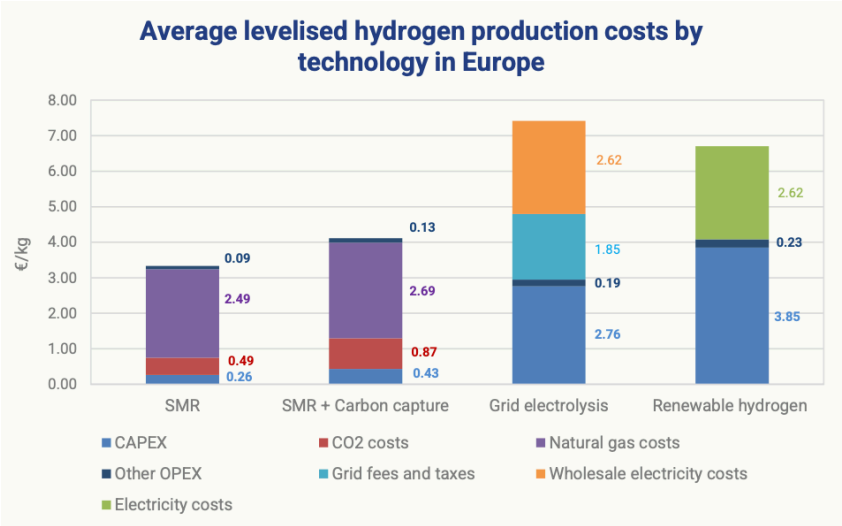


Figura 3: Coste medio nivelado de producción de hidrógeno (€/kg de H_2) por tecnologías en Europa en 2024 [5].

En el caso de la electrólisis alimentada con energías renovables, el coste total del hidrógeno depende en gran medida del coste de inversión de los electrolizadores. En promedio, el CAPEX representa aproximadamente el 57,4% del coste total, seguido del coste de la electricidad, que constituye el segundo factor más relevante. Esta estructura de costes resulta especialmente relevante en aplicaciones como la producción de metano sintético, donde el hidrógeno es un recurso imprescindible para el proceso y determina en gran medida la viabilidad económica del proceso.

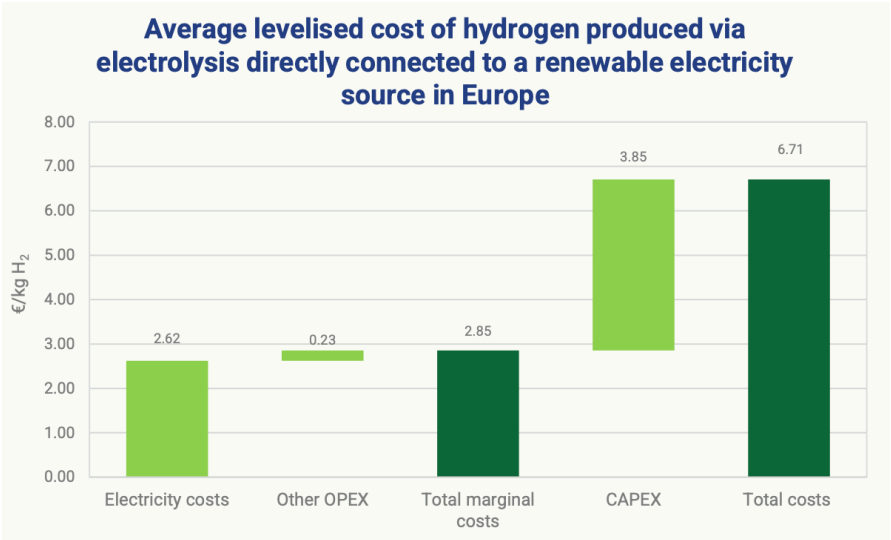


Figura 4: Coste medio nivelado de producción de hidrógeno (€/kg de H_2) por tecnología en Europa en 2024 [5].

2.2 HIDRÓGENO VERDE: TECNOLOGÍAS DE PRODUCCIÓN

En la actualidad, existen diversas tecnologías de electrólisis que difieren en sus costes y requisitos operativos, siendo los más relevantes los electrolizadores alcalinos (AEL), de membrana de intercambio protónico (PEM), de óxido sólido (SOEC) y de membrana de intercambio aniónico (AEM). Estas diferencias también se reflejan en su grado de desarrollo e implantación a nivel industrial.

En este sentido, la capacidad de fabricación de electrolizadores en Europa ha aumentado de forma significativa en los últimos años. En mayo de 2025, dicha capacidad era de 10,6 GW al año y se espera que aumente hasta 14,4 GW a finales de ese mismo año y hasta 15,2 GW en 2026 [5].

2.2.1 ELECTROLIZADORES ALCALINOS (AEL)

Los electrolizadores alcalinos (AEL) representan la tecnología más madura y consolidada a nivel industrial. Estos sistemas emplean un electrolito líquido, típicamente una disolución de hidróxido de potasio (KOH), que permite la conducción iónica entre los electrodos. Su principal ventaja radica en su bajo coste de inversión, que se sitúa generalmente entre 500 y 1400 €/kW [6], así como en su elevada durabilidad y fiabilidad operativa. No obstante, presentan limitaciones con la densidad de corriente que pueden llevar y la flexibilidad, lo que dificulta su integración con fuentes renovables intermitentes.

2.2.2 ELECTROLIZADORES DE MEMBRANA DE INTERCAMBIO PROTÓNICO (PEM)

Los electrolizadores de membrana de intercambio protónico (PEM) han experimentado un notable desarrollo en los últimos años. Estos sistemas utilizan una membrana polimérica sólida que permite el paso de protones, lo que elimina la necesidad de electrolitos líquidos y permite diseños más compactos. Su principal ventaja es la rápida respuesta ante variaciones de carga, lo que los hace especialmente adecuados para su acoplamiento con energías renovables. Sin embargo, el uso de metales nobles como el platino o el iridio incrementa significativamente su coste, con un CAPEX entre 1100 y 1800 €/kW [6].

2.2.3 ELECTROLIZADORES DE ÓXIDO SÓLIDO (SOEC)

Los electrolizadores de óxido sólido operan a altas temperaturas, generalmente entre **800 y 1000 Cº.** Esta característica permite reducir el consumo eléctrico al aprovechar energía térmica, lo que significa que tienen alta eficiencia. Sin embargo, no están muy asentados a nivel comercial, ya que se encuentran todavía en desarrollo. Consecuentemente, sus costes de inversión actuales son elevados (>2000 €/kW) [6], aunque se prevé una reducción de estos a medida que avance su desarrollo.

2.2.4 ELECTROLIZADORES DE MEMBRANA DE INTERCAMBIO ANIÓNICO (AEM)

Los electrolizadores de membrana de intercambio aniónico (AEM) constituyen una tecnología emergente que combina características de los sistemas AEL y PEM. Utilizan una membrana sólida en un entorno alcalino, lo que permite prescindir de metales nobles y reducir los costes. Sin embargo, están en fase de investigación y presentan problemas de durabilidad.

2.3 INTEGRACIÓN CON ENERGÍAS RENOVABLES

La producción de hidrógeno verde mediante electrólisis depende directamente de la disponibilidad de electricidad renovable, por lo que su funcionamiento está condicionado por el comportamiento de fuentes como la energía solar fotovoltaica y la eólica. Estas tecnologías han sido estudiadas como alternativas para reducir las emisiones asociadas a la producción de hidrógeno. Sin embargo, su principal limitación es su intermitencia al generar energía eléctrica.

Esto provoca que el electrolizador no pueda operar de forma continua, ni producir hidrógeno de manera constante, lo que afecta tanto a su rendimiento como al coste final del hidrógeno producido. Por este motivo, una de las soluciones más estudiadas consiste en la hibridación de distintas fuentes renovables, especialmente la combinación de energía solar y eólica, con el objetivo de reducir la intermitencia y mejorar la estabilidad del sistema.

2.3.1 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

La energía solar fotovoltaica se presenta como una de las tecnologías más relevantes para la producción de hidrógeno renovable debido a la reducción de sus costes en la última década y su elevada disponibilidad en muchas regiones del mundo [7]. En particular, se han reportado costes de inversión del orden de 500 €/kW [8] para instalaciones fotovoltaicas, lo que la convierte en una de las opciones más competitivas para la generación eléctrica renovable.

Sin embargo, su principal limitación es que depende de la radiación solar y presenta un número limitado de horas equivalentes de funcionamiento anuales. En este sentido, la producción fotovoltaica se concentra en menos de 4.000 horas al año [8], lo que condiciona la operación del electrolizador. Como consecuencia, el factor de utilización de los electrolizadores alimentados solo con energía fotovoltaica suele ser reducido, lo que incrementa el coste específico del hidrógeno producido.

Además, la variabilidad diaria y estacional de la generación fotovoltaica puede dar lugar a periodos de exceso de producción eléctrica, especialmente cuando los sistemas están sobredimensionados para maximizar la producción anual de hidrógeno. Asimismo, este tipo de configuraciones puede generar excedentes eléctricos cuando el electrolizador opera a mayor capacidad, lo que supone uno de los principales retos en la integración de sistemas *Power-to-X* basados en energía solar.

2.3.2 ENERGÍA EÓLICA

La energía eólica presenta un comportamiento diferente al de la energía solar, ya que su producción se distribuye más uniformemente a lo largo del día y puede mantenerse a lo largo de todo el año. Esto permite aumentar el número de horas de funcionamiento del electrolizador y mejorar su rendimiento.

Esta tecnología presenta costes de inversión superiores a los de la fotovoltaica, situados en torno a 1.100 €/kW [8]. Sin embargo, su principal ventaja es que permite una producción más continua, lo que permite incrementar las horas de operación del electrolizador. Este aspecto resulta relevante en aplicaciones en las que se busca maximizar el factor de utilización del sistema y reducir el coste del hidrógeno producido. No obstante, la generación eólica también es variable y depende de las condiciones meteorológicas, por lo que no garantiza un suministro constante de electricidad.

2.3.3 HIBRIDACIÓN Y ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO

Las energías renovables presentan limitaciones que afectan directamente a los sistemas de electrólisis. Estos inconvenientes son la intermitencia de la energía solar y la variabilidad de la energía eólica. Para hacer frente a este problema, se propone combinar ambas tecnologías, ya que eso permite aumentar el número de horas de funcionamiento del electrolizador y reducir la variabilidad del suministro eléctrico.

En este contexto, se ha observado que los sistemas híbridos permiten mejorar el factor de utilización del electrolizador y reducir el coste del hidrógeno producido. Por ejemplo, las configuraciones híbridas pueden alcanzar costes del hidrógeno en torno a 3,5-8,9 €/kg [9], frente a valores superiores en sistemas basados en una única fuente. Además, estudios recientes señalan que existe una proporción óptima entre ambas tecnologías que minimiza el coste nivelado del hidrógeno (LCOH), situándose alrededor del 30% [8] de contribución eólica en el total.

No obstante, incluso en sistemas híbridos, siguen existiendo desajustes entre la generación de electricidad y la demanda del electrolizador, lo que da lugar a periodos de exceso y de déficit de energía. Cuando el electrolizador opera a potencia nominal, pueden generarse excedentes eléctricos que no se aprovechan directamente, lo que hace que resulta necesario incorporar soluciones de almacenamiento.

Por otro lado, el hidrógeno producido actúa como un vector energético que permite almacenar la energía en forma química, facilitando su uso posterior cuando la generación renovable es insuficiente. Este tipo de almacenamiento resulta especialmente adecuado para aplicaciones estacionales.

Por tanto, la hibridación de fuentes renovables junto con el almacenamiento en forma de hidrógeno se considera una de las estrategias más prometedoras para mejorar la integración de energías renovables en sistemas *Power-to-X*, permitiendo aumentar la estabilidad operativa y reducir los costes asociados a la producción de hidrógeno.

2.4 CAPTURA Y FUENTES DE CO_2

El dióxido de carbono constituye un reactivo clave en los procesos *Power-to-X* en los que se produce una molécula orgánica (metano, metanol, urea…), por lo que la selección de su fuente resulta un aspecto fundamental tanto desde el punto de vista técnico como ambiental. En este contexto, el CO_2 puede obtenerse a partir de fuentes industriales, biogénicas o incluso del aire atmosférico, presentando cada una de ellas características diferentes en términos de pureza, disponibilidad y sostenibilidad.

Las fuentes industriales, como la producción de cemento, acero o productos químicos generan emisiones de CO_2 de forma concentrada y continua, lo que facilita su captura. En particular, la industria del cemento representa aproximadamente el 7% de las emisiones globales de CO_2, siendo una de las principales fuentes emisoras debido tanto a procesos de combustión como a reacciones químicas inherentes al proceso. Este tipo de emisiones presenta concentraciones relativamente elevadas (del orden del 18-22% en gases de combustión), lo que favorece la aplicación de tecnologías de captura [10].

Por otro lado, las fuentes biogénicas, como el biogás procedente de residuos orgánicos, ofrecen una alternativa especialmente interesante, ya que permiten cerrar el ciclo del carbono y, en determinados casos, alcanzar emisiones negativas.

Pese a que el CO_2 capturado en corrientes industriales es de origen fósil, como escenario de transición está permitido su uso hasta 2040, sin perder por ello la molécula formada su calificación renovable. A partir de dicha fecha será imprescindible emplear CO_2 biogénico para ostentar dicha calificación.

2.4.1 CO_2 BIOGÉNICO PROCEDENTE DEL BIOGÁS

Durante la producción y tratamiento del biogás, obtenido mediante digestión anaerobia de residuos orgánicos, se genera CO_2 biogénico. Este proceso suele presentar eficacias comprendidas entre el 72-85% [11] y permite producir biometano tras un proceso de *upgrading* en el que se elimina el CO_2 presente en el gas.

Una de las principales ventajas de esta fuente es su carácter renovable, ya que el carbono contenido en la biomasa procede originalmente de la atmósfera. Asimismo, el uso de CO_2 biogénico, en combinación con hidrógeno renovable, permite producir combustibles sintéticos con un balance de emisiones neutro o incluso negativo. De hecho, cuando el CO_2 generado en procesos como el reformado de biometano es capturado y almacenado, pueden alcanzarse reducciones de emisiones, con eficiencias de captura cercanas al 90% [11], dando lugar al hidrógeno dorado, caracterizado por la posibilidad de generar emisiones negativas.

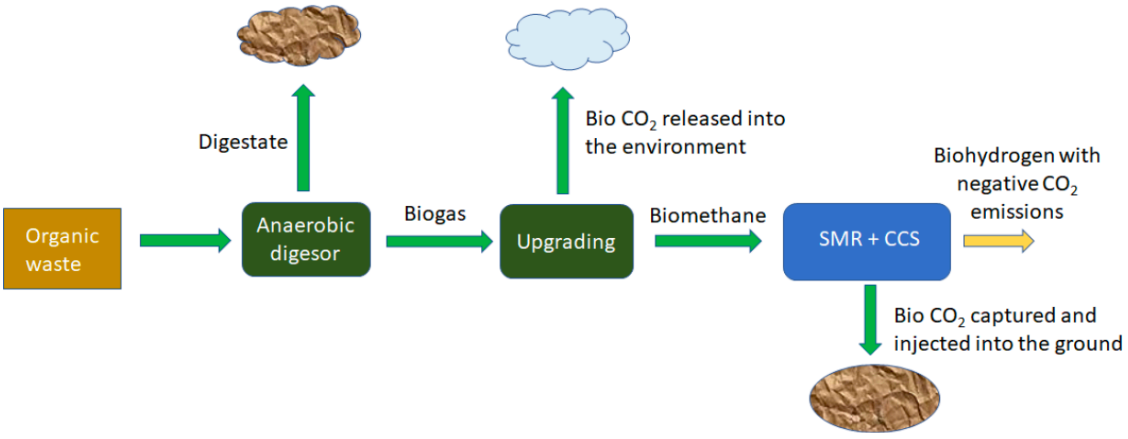


Figura 5: Fases de la producción de hidrógeno dorado [9].

Por otra parte, el potencial de producción de biogás es elevado. En el caso de España, se ha estimado un valor de 163 TWh/año de producción de biometano, que conllevarían aproximadamente 19 millones de toneladas de CO_2 biogénico capturado en el proceso de *upgrading*. Además, el desarrollo de plantas de biogás y biometano está creciendo de forma progresiva, existiendo instalaciones distribuidas por todo el territorio nacional, como se puede observar en el mapa publicado por Gasnam [12].

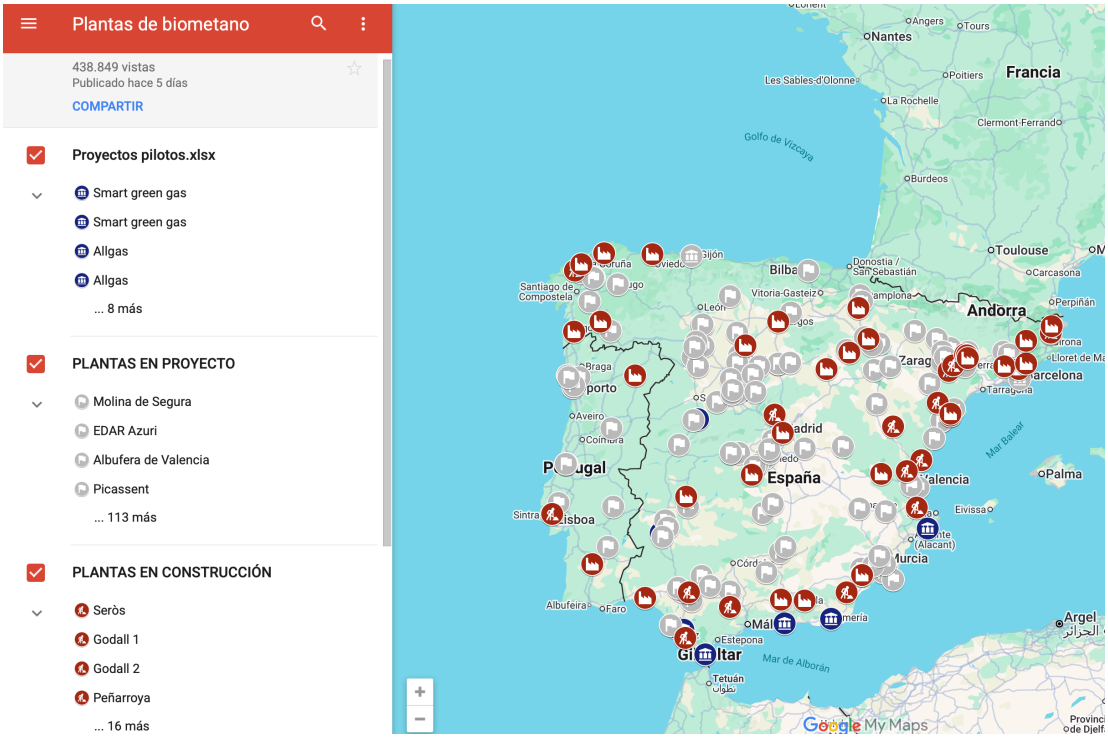


Figura 6: Plantas de biometano en la Península Ibérica [9].

Por otro lado, uno de los principales retos de estas fuentes radica en que la producción de biogás se realiza en muchas instalaciones pequeñas repartidas por el territorio, lo que dificulta la recogida y gestión del CO_2 de forma centralizada. No obstante, esto podría cambiar, ya que la producción media de las plantas en proyecto y en construcción prevé incrementarse en un 125,4 % y en un 54,2%, respectivamente, respecto a la capacidad de las plantas actuales de explotación, tal como recoge la Figura 7.

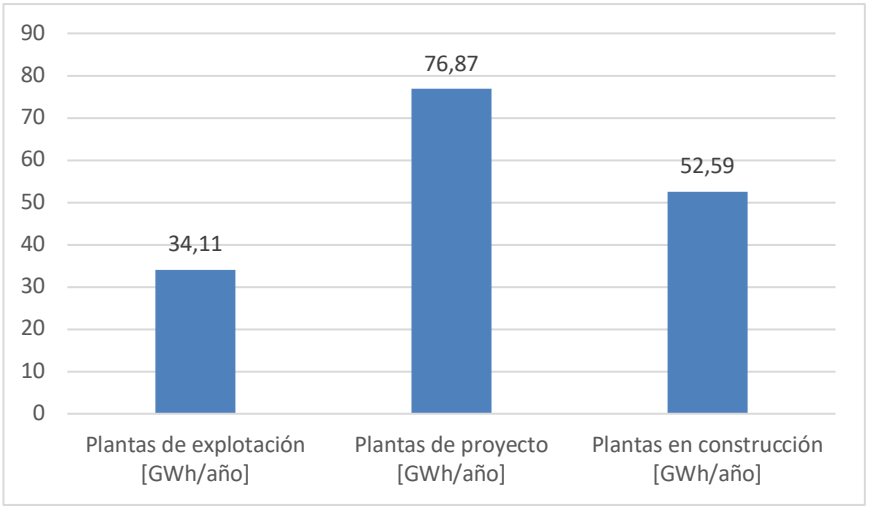


Figura 7: Media de capacidad de producción de biometano [GWh/año] en mayo de 2026 (Elaboración propia a partir de [12]).

Además, en la Figura 8, se observa la capacidad total acumulada de producción de biometano en España.

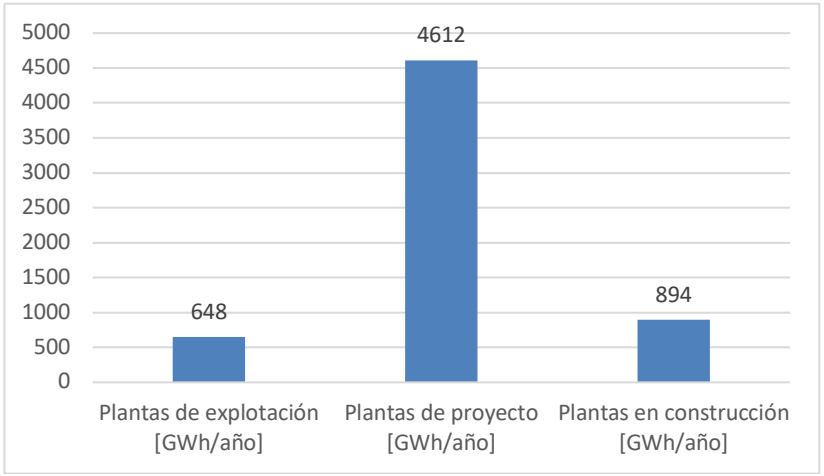


Figura 8: Capacidad acumulada de producción de biometano [GWh/año] en mayo de 2026 (Elaboración propia a partir de [12].

2.4.2 CO_2 INDUSTRIAL Y PROCESOS SMR

El CO_2 industrial constituye actualmente una de las principales fuentes utilizadas en aplicaciones *Power-to-X* debido a su elevada disponibilidad y concentración. Sectores como el cemento, el acero o la industria química generan emisiones de CO_2 como subproducto de sus procesos, lo que permite su captura de forma relativamente eficiente.

En particular, la industria del cemento presenta características especialmente favorables para la captura de CO_2, ya que combina emisiones de proceso y de combustión, con concentraciones elevadas en los gases de salida (del orden del 18-22%) [10]. A nivel nacional, la producción de clínker gris en España alcanza valores del orden de 16 millones de toneladas. A partir de dicha producción y aplicando el factor de emisión de proceso de 0,52 t clínker del IPCC (2006) [13], se estiman unas emisiones de 8,36 Mt de CO2. Esta estimación considera solo las emisiones de proceso, excluyendo las asociadas al consumo energético.

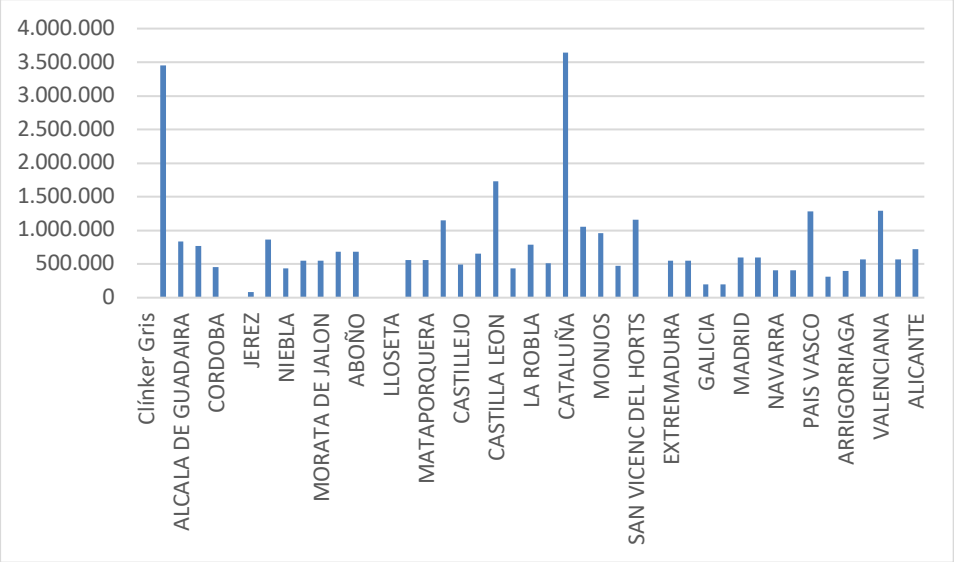


Figura 9: Producción de Clinker gris en España [ton/año].

Además, este tipo de instalaciones opera de forma continua en plantas industriales, lo que facilita la implementación de tecnologías de captura a gran escala. En este contexto, distintos estudios han estimado costes de CO_2 en un rango aproximado de 42 a 84 €/t CO_2, dependiendo de la tecnología empleada [10].

Por otro lado, los procesos de reformado con vapor de metano (SMR), muy utilizados para producir hidrógeno, generan corrientes de CO_2 de alta concentración. En estos sistemas, el hidrógeno producido puede alcanzar concentraciones cercanas al 75%, mientras que el CO_2 generado representa entre el 6% y el 14% del gas de salida [8]. Además, si se aplican tecnologías de captura, es posible recuperar hasta el 90% del CO_2 generado [8].

No obstante, el uso de CO_2 de origen fósil presenta limitaciones desde el punto de vista de la sostenibilidad, ya que no permite cerrar el ciclo del carbono. Por ello, cada vez se apuesta más por utilizar CO_2 de origen biogénico o capturado directamente del aire en sistemas *Power-to-X* a largo plazo.

2.5 PRODUCCIÓN DE METANO SINTÉTICO

La producción de metano sintético se basa en la reacción de metanación en la que el hidrógeno renovable reacciona con dióxido de carbono para formar metano y agua. Esta reacción se conoce como la reacción de Sabatier.

$$4H_2 + CO_2 \rightarrow CH_4 + 2H_2O$$

Esta opción resulta interesante porque permite transformar electricidad renovable en un gas que se puede usar con la infraestructura energética actual. Además, en comparación con el hidrógeno, el metano tiene una densidad energética volumétrica cuatro veces mayor, es más fácil de almacenar y se puede integrar mejor en la red de gas ya existente.

En función del origen de la electricidad empleada y del CO2 utilizado en el proceso, el e-metano puede clasificarse en la siguientes categorías.

- E-metano totalmente renovable: cuando tanto la electricidad empleada como el CO2 utilizado proceden de fuentes renovables, siendo este último de origen biogénico.
- E-metano parcialmente renovable: cuando solo uno de los dos (electricidad o CO2) es de origen renovable.
- E-metano no renovable: cuando tanto la electricidad como el CO2 empleado son de origen no renovable.

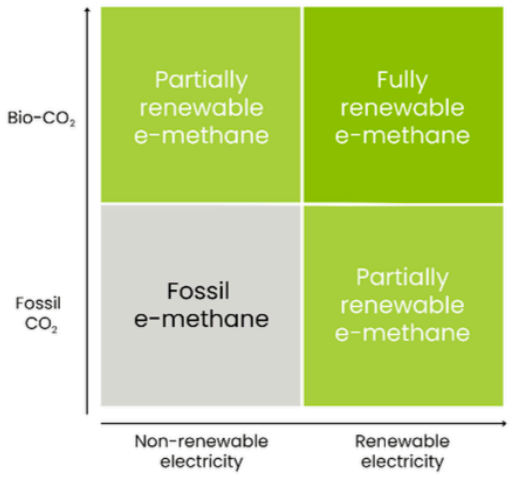


Figura 10: Categorización de la producción de e-metano [14]

2.5.1 METANACIÓN CATALÍTICA

La metanación catalítica es la tecnología más desarrollada actualmente. Se basa en el uso de catalizadores metálicos, normalmente de níquel o rutenio, que favorecen la reacción entre el hidrógeno y el CO_2.

Este proceso suele operar a temperaturas entre 200 y 600° C y a presiones de hasta 40 bar. Debido a su alto grado de desarrollo, se sitúa en niveles de madurez tecnológica elevados (TRL 7-9), lo que la convierte en la opción más utilizada en proyectos actuales [14].

Además, la conversión de CO_2 puede superar el 98% y el gas obtenido presenta una pureza superior al 97% en metano, lo que permite su inyección en la red de gas [15].

Sin embargo, requiere condiciones de operación más exigentes y un control térmico adecuado, ya que la reacción es altamente exotérmica. También depende del coste del hidrógeno renovable, lo cual afecta a la viabilidad económica del proceso.

Desde el punto de vista económico, presenta una vida útil de 25 años y un OPEX de aproximadamente el 4% del CAPEX [16].

2.5.2 METANACIÓN BIOLÓGICA

La metanación biológica utiliza microorganismos, principalmente arqueas metanogénicas, que convierten el CO_2 y el hidrógeno en metano en condiciones menos exigentes que las del proceso catalítico.

Este tipo de proceso suele operar a temperaturas más bajas y presiones cercanas a la atmosférica, lo que reduce las necesidades energéticas del sistema. Además, se integra fácilmente con plantas de biogás, ya que permite aprovechar el CO_2 presenta en el biogás para aumentar la producción de metano.

En cuanto a su madurez tecnológica, se encuentra en niveles intermedios (TRL 6-8). Aunque presenta ventajas como mayor tolerancia a impurezas y condiciones de operación más suaves, también tiene limitaciones, como menores velocidades de reacción y un mayor tamaño del reactor [14].

2.6 INFRAESTRUCTURA GASISTA Y PAPEL DEL E-METANO

Unos de los principales argumentos a favor del e-metano es su alta compatibilidad con la infraestructura gasista ya existente. A diferencia del hidrógeno, que requiere adaptaciones en materiales, equipos, almacenamiento y transporte, el metano sintético es equivalente al gas natural fósil. Por ello, puede utilizarse en gasoductos, almacenamientos subterráneos, terminales de GNL y equipos de consumo final sin apenas modificaciones. Esto lo convierte

en una opción interesante para descarbonizar sectores difíciles de electrificar, aprovechando además infraestructuras ya instaladas [16].

En cuanto al transporte, el e-metano puede desplazarse tanto por gasoducto como mediante la cadena convencional del GNL, que incluye licuefacción, transporte marítimo y regasificación. Además, el metano sintético se puede transportar en buques metaneros convencionales, ya que es químicamente equivalente al gas natural [17].

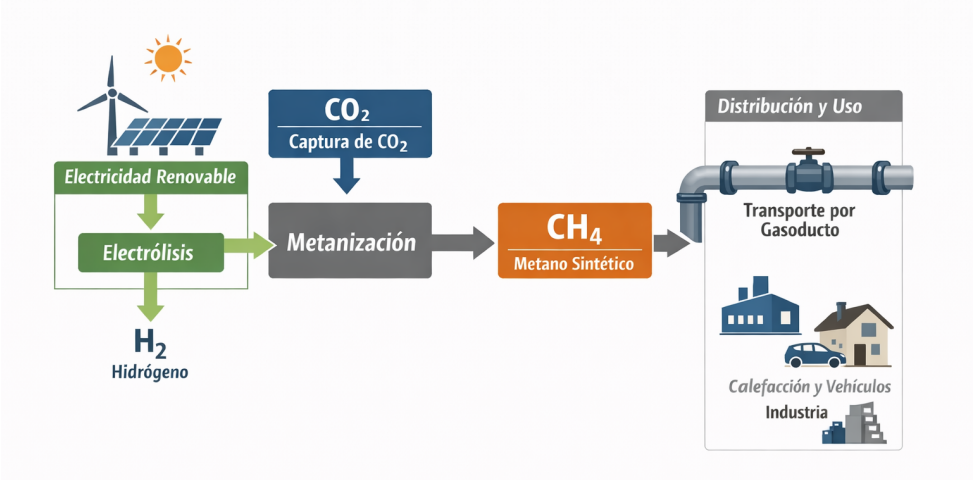


Figura 11: Esquema de la cadena Power-to-SNG.

En el contexto europeo, el desarrollo de esta tecnología está creciendo rápidamente. La capacidad de producción de e-metano ha pasado de unos 20 GWh/año a 449 GWh/año en 2023 y se prevé que alcance valores cercanos a 3.000 GWh/año en 2027 [14]. Actualmente, Finlandia lidera la capacidad instalada, seguida de Alemania y Dinamarca. Aun así, el e-metano todavía se encuentra en una fase de desarrollo con una implantación limitada a gran escala.

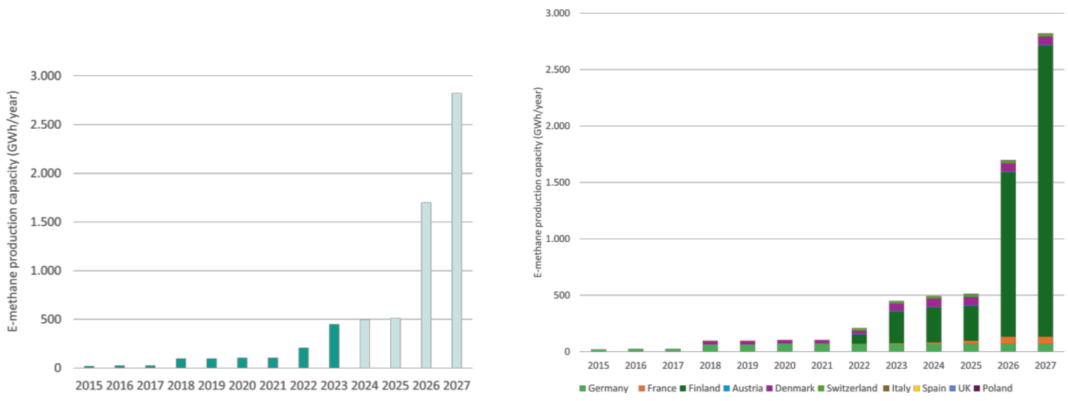


Figura 12: Capacidad de producción de e-metano en Europa (izquierda) y por país (derecha) [14]

2.7 ANTECEDENTES BIBLIOGRÁFICOS

En los últimos años, la producción de metano sintético mediante tecnologías *power-to-gas* ha sido analizada en diversos estudios, destacando su potencial para la descarbonización del sistema energético y el aprovechamiento del CO_2. A continuación se presentan algunos trabajos en este ámbito.

En **Hautala (2025)** [18] se analiza la integración de metanación biológica *ex-situ* (a diferencia de de la tecnología propuesta en este trabajo, que es catalítica) en una planta existente de biogás (AD) en los países nórdicos, aprovechando 18.200 t/año de CO_2 biogénico actualmente emitidos. La planta trata aproximadamente 2.200 Nm^3/h de biogás crudo (≈67% CH_4 y 32–33% CO_2), produciendo ~115 GWh/a de biometano; la metanación permitiría incrementar la producción en torno a un 60–70%.

Se evaluaron dos configuraciones: Escenario A, con corriente rica en CO_2 previamente depurada, y Escenario B, con uso directo de biogás crudo (viable en biológica por su mayor tolerancia a impurezas frente a la catalítica). El estudio incluye balances de masa y energía y una evaluación económica (CAPEX, OPEX y LCOE). El Escenario B resulta más favorable, con menor inversión (86,6 M€ vs. 91,6 M€) y menor LCOE (302 vs. 311 €/MWh, HHV).

La rentabilidad depende principalmente del coste de la electricidad y de la disponibilidad de planta, con impacto limitado de las ayudas. El H_2 se produce mediante electrólisis alcalina presurizada (AEL) con electricidad renovable de red nórdica (≈28 €/MWh, sin peajes), usando un electrolizador de 20 MWe, ≈75% de eficiencia y hasta 8.760 h/año; su coste estimado es 500–800 €/kW. La reacción $CO_2 + 4H_2 \rightarrow CH_4 + 2H_2O$ eleva el metano a >95–99%, en un sistema modular y escalable, integrado con la licuefacción existente ante la ausencia de conexión a red de gas.

En **Hazewinkel et al. (2025)** [19], el trabajo revisa la producción de metano verde a partir de biogás y su evaluación técnico-económica a nivel internacional, mostrando que su coste de producción varía ampliamente entre 15 y 60 USD/GJ (≈26–60 EUR/GJ en estudios europeos), dependiendo principalmente del precio de la electricidad, la tecnología empleada y la escala de planta.

Se destaca que el electrolizador representa más del 75% del coste total, por lo que el precio de la electricidad es el factor más determinante. En comparación, el metano verde es actualmente más caro que el gas natural fósil, pero más competitivo que el hidrógeno verde en términos energéticos, posicionándose como una alternativa viable para descarbonizar el sector gas mediante tecnologías de metanación y *power-to-gas*.

El trabajo de **Marsico et al. (2025)** [15]diseña un proceso integrado de metanación catalítica del biogás acoplado a un sistema de separación por membranas en dos etapas (20 bar) para reciclar el CO_2 y el H_2 no reaccionados y maximizar la producción de metano.

Mediante un modelo 1D y mapas de rendimiento, optimizan la pureza y recuperación de CH_4 para cumplir la normativa italiana de inyección a red. El sistema logra rendimientos de CH_4 de 0,979–0,987, una conversión de CO_2 superior al 98%, y una corriente final con >97,5% molar de CH_4, H_2 <2% y CO_2 <2,5%. Además, el reciclaje de permeados reduce pérdidas y permite una valorización casi completa del CO_2 en metano.

El trabajo de **Nemmour et al. (2023)** [20] ofrece una revisión de los avances recientes en la tecnología *power-to-fuel* (PtF) para la producción de combustibles sintéticos neutros en carbono a partir de hidrógeno verde y CO_2 capturado.

Analiza especialmente rutas como *power-to-methane* ($PtCH_4$) y otros combustibles basados en hidrógeno, evaluando su potencial técnico, su papel en la descarbonización y su capacidad para almacenar excedentes de electricidad renovable. El estudio destaca el PtF como una solución estratégica para integrar energías renovables, equilibrar la red eléctrica y sustituir combustibles fósiles en sectores difíciles de electrificar.

En **Minardi et al. (2023)** [21] se analiza la viablidad técnico-económica y ambiental de la producción de biometano (BNG) y metano sintético (SNG) en una planta de tratamiento de aguas residuales (EDAR), mediante integración de un sistema *power-to-gas* basado en electrólisis y metanación catalítica. El estudio considera una planta con una producción inicial de 330 kNm^3/año de biometano mediante upgrading, que puede incrementarse hasta 495 kNm^3/año mediante la incorporación de 165 kNm^3/año de SNG a partir del CO_2 recuperado, lo que supone un aumento del 50 % en la producción total de metano.

El análisis económico muestra que el coste nivelado del SNG (LCOP_SNG) es de 4,05 €/Sm^3 (≈367 €/MWh-PCS) considerando solo la electrólisis y metanación. El estudio destaca que el precio de la electricidad es el factor más determinante en la viabilidad económica del sistema, pudiendo reducir su coste del SNG hasta 1,39 €/Sm^3 en escenarios futuros con electricidad renovable barata (~50 €/MWh) y reducción del CAPEX.

En **Sanz-Monreal et al. (2025)** [22] se analiza la viablidad técnico, económica de la producción de gas natural sintético (SNG) a partir de biogás de residuos sólidos urbanos mediante la integración de un sistema Power-to-Methane basado en electrólisis alcalina y metanación catalítica. El estudio considera una planta industrial con un caudal de entrada de 1425 Nm^3/h de biogás, capaz de producir 1099 Nm^3/h de SNG, equivalentes a unos 90,7 GWh/año. Asimismo, si se considera el metano contenido en el biogás, la producción es de 69,1 GWh/año, mientras que la incorporación de la metanación permite incrementarla hasta unos 90,7 GWh/año, lo que supone un aumento del 31%.

Por otro lado, el coste de producción del SNG es de 91,75 €/MWh-PCS, incluyendo el sistema completo (desulfurización, metanación, deshidratación y cogeneración). El estudio destaca que la electrólisis y el consumo eléctrico son los factores más importantes dentro del coste.

En el trabajo de **Radosits et al. (2025)** [23], se analiza la viablidad tecno-económica de la producción de metano renovable a partir de biomasa. El estudio aborda tanto la generación

de biometano mediante digestión anaerobia como la producción de bio-SNG a partir de la gasificación de biomasa y su posterior metanación, incorporando hidrógeno procedente de electrólisis para convertir CO_2 (procedente del upgrading del biogás) en metano adicional. El análisis se desarrolla considerando distintas tamaños de planta, con capacidades de 2 a 5 MW en el caso de la planta de biometano y de 20 a 50 MW para bio-SNG.

Desde el punto de vista económica, el estudio calcula el coste total de producción, inluyendo coste del sustrato, los procesos de convserión, el upgrading, la electrólisis, la metanación, así como los costes de inversión y operación. Los resultados sitúan el coste del metano en el rango de 100-180 €/MWh-PCS.

Capítulo 3. METODOLOGÍA

3.1 SELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

La planta de producción de e-metano propuesta se sitúa en la Comunidad Autónoma de Aragón, concretamente en la provincia de Zaragoza, en el entorno de La Muela. Esta localización ha sido seleccionada principalmente por su elevado potencial para la generación de energía renovable, condición fundamental para el funcionamiento del sistema de electrólisis y la producción de hidrógeno verde.

La zona propuesta cuenta con la presencia de varios parques eólicos, como el parque eólico de La Muela, que aprovechan las condiciones de viento características de esta área del valle del Ebro. Asimismo, en los últimos años se han construido instalaciones de energía solar fotovoltaica en la región, favorecida por los altos niveles de irradiación solar y la disponibilidad de suelo.

Es por eso, que la coexistencia de ambos recursos energéticos convierte esta localización en un emplazamiento adecuado para la hibridación entre energía eólica y solar.

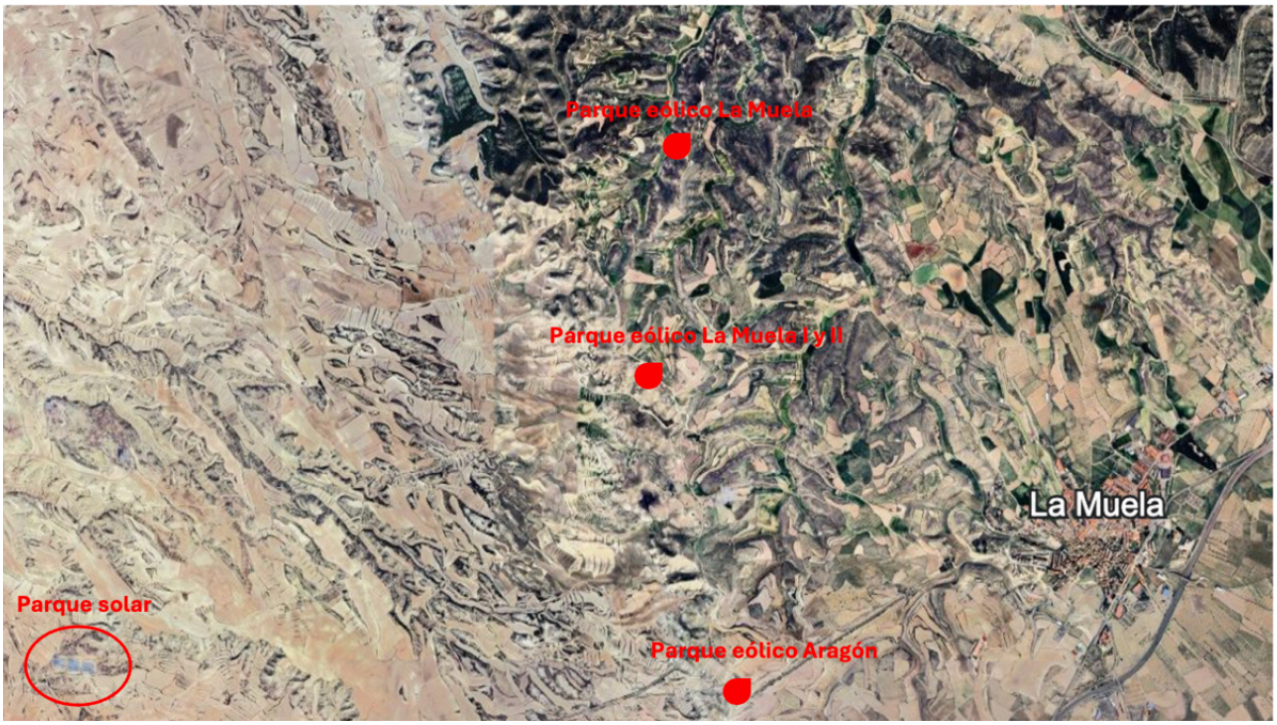


Figura 13: Localización de la planta de e-metano.

3.2 MODELADO DE LA GENERACIÓN RENOVABLE

Para determinar la proporción óptima de generación eólica y solar, se realiza un estudio de optimización basado en el Coste Nivelado del Hidrógeno (LCOH).

Como punto de partida, se decide dimensionar inicialmente el sistema con una potencia instalada total de 100 MWp de generación renovable. Este valor se toma como referencia para evaluar diferentes proporciones de generación eólica y solar y analizar su impacto sobre el LCOH.

Para estimar los perfiles de generación fotovoltaica se utiliza PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System) [24], que permite obtener series horarias de producción basadas en datos meteorológicos y radiación solar históricos.

Por otro lado, para la generación eólica se emplea Renewables Ninja [25], una plataforma que proporciona perfiles de generación eólica a partir de datos meteorológicos analizados y de modelos de turbinas.

A partir de los perfiles horarios obtenidos para ambas tecnologías, se evalúan diferentes combinaciones de capacidad instalada de energía eólica y solar manteniendo constante la potencia total de la planta considerada. En particular, se analizan distintos escenarios con porcentajes de eólica del 10%, 20%, 30%, 40%... hasta el 100%, completando en cada caso el resto de la potencia con generación fotovoltaica. Para cada una de estas configuraciones se calcula el LCOH asociado, lo que permite comparar el impacto que tiene la proporción de cada tecnología en el coste final del hidrógeno producido.

3.3 CÁLCULO DEL COSTE NIVELADO DEL HIDRÓGENO (LCOH)

El coste nivelado del hidrógeno (Levelized Cost of Hydrogen, LCOH) representa el coste medio de producción de hidrógeno durante toda la vida útil de un proyecto. En este trabajo, el cálculo del LCOH se basa en la producción de hidrógeno mediante electrólisis alimentada por un sistema híbrido de generación renovable.

En primer lugar, se calcula la producción eléctrica del sistema híbrido a partir de la potencia generada en cada hora del año. La energía generada en cada hora se calcula mediante la siguiente fórmula, donde P_h es la potencia generada en la hora h (suma de la eólica y fotovoltaica):

$$E_h = \frac{H \cdot P_h}{1000}$$

La producción eléctrica anual del sistema híbrido se obtiene mediante la suma de la producción horaria:

$$E_{hybrid} = \frac{\sum_{h=1}^{8760} P_h}{1000}$$

Dimensionamiento del electrolizador

La potencia instalada del electrolizador y las horas equivalentes de funcionamiento determinan la capacidad de hidrógeno del sistema. El dimensionamiento del electrolizador se realiza a partir de la disponibilidad energética del sistema híbrido renovable y del consumo específico del electrolizador.

Las horas equivalentes de operación del electrolizador se estiman a partir de la producción energética del sistema híbrido. Para ello, se define un umbral energético basado en el 90% del valor máximo de energía disponible.

$$E_{disponible} = 0{,}9 \cdot \max\left(\underbrace{E_h}_{h=1..8760} \right)$$

Se determina la hora en la que la energía acumulada alcanza el valor correspondiente al 90 % de la producción máxima de hidrógeno. Para ello se busca en la serie de energía acumulada el valor más cercano inferior o igual al valor máximo de energía disponible, seleccionando de las dos soluciones la de más horas.

$$H_{op} = \arg\max\{E_h \geq E_{disponible}\}$$

Por otro lado, la potencia instalada del electrolizador (P_{ELY}) se calcula a partir de la producción anual de hidrógeno $(Producción_H_2)$, el consumo específico del electrolizador (e_{spec}) y las horas equivalentes de operación (H_{op}).

$$P_{ELY} = \frac{H_year \cdot e_{spec}}{H_{op}}$$

Donde e_{spec} representa el consumo específico del electrolizador en kWh/kg. En este caso, se ha utilizado un valor de e_{spec} de 55,8 kWh/kg.

Producción de hidrógeno

La producción anual de hidrógeno depende de la energía máxima disponible y del consumo específico. Se calcula como:

$$Producción_H_2 = \frac{E_{disponible}}{e_{spec}}$$

Balance de producción

El consumo eléctrico anual del electrolizador depende de la cantidad de hidrógeno producido y del consumo específico del sistema:

$$E_{ELY} = Producción_H_2 \cdot e_{spec}$$

Por otro lado, la electricidad generada por el sistema híbrido que no se destina a la electrólisis se exportará a la red eléctrica:

$$E_{export}=E_{hybrid} - E_{ELY}$$

Modelo económico

Para calcular el LCOE, se necesitan de los siguientes datos:

Tabla 1: Costes de inversión, operación y mantenimiento por tecnología.

Tecnología	Inversión (€/kW)	O&M (€/kW·año)
Eólica	1100	50
Fotovoltaica	500	5

Para anualizar los costes de inversión se utiliza el factor de amortización.

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

Donde *r* es la tasa de descuento, que se ha tomado un valor de 7,5 %, y *N* es la vida útil del proyecto (25 años).

Tabla 2: Parámetros.

Parámetro	Valor	Unidades
Factor de anualización	0,0897	-
WACC	7,5	%

El coste nivelado de la electricidad del sistema renovable se calcula como:

$$LCOE = \frac{CAPEX_{RES} \cdot f_a + OPEX_{RES}}{E_{hybrid}}$$

Tabla 3: Inversión total y costes de operación y mantenimiento anual.

Tecnología	$CAPEX_{RES}$ (€)	$OPEX_{RES}$ (€)
Eólica	49.500.000	2.250.000
Fotovoltaica	52.500.000	525.000
Total	**102.000.000**	**2.775.000**

Cálculo del LCOH

El LCOH se calcula considerando los costes anualizados del electrolizador, el coste de la electricidad consumida, los costes operativos, los reemplazos del stack y los ingresos por la venta de electricidad. El modelo de costes se ha tomado de las hipótesis del índice ibérico del precio del hidrógeno (IBHYX) [28].

$$LCOH = C_{CAPEX} + C_{elec} + C_{OPEX} + C_{stack} - C_{export}$$

$$C_{CAPEX} = \frac{CAPEX_{ELY} \cdot P_{ELY} \cdot f_a}{H_{year}}$$

$$C_{elec} = \frac{LCOE \cdot E_{ELY}}{H_{year}}$$

$$C_{OPEX} = \frac{OPEX_{ELY} \cdot CAPEX_{ELY} \cdot P_{ELY}}{H_{year}}$$

$$C_{stack} = \frac{C_{stack\%} \cdot CAPEX_{ELY} \cdot P_{ELY} \cdot N_{rep}}{N \cdot H_{year}}$$

$$C_{export} = \frac{E_{export} \cdot p_{elec}}{H_{year}}$$

Dónde,
$CAPEX_{ELY}$: coste de inversión del electrolizador
$CAPEX_{RES}$:coste de inversión del sistema renovable
$OPEX_{ELY}$:coste de operación y mantenimiento de electrolizador
$OPEX_{RES}$:coste de operación y mantenimiento del sistema renovable
$C_{stack\%}$: coste de reemplazo del stack respecto al CAPEX del electrolizador
p_{elec}: tarifa de venta de excedentes (€/MWh)

Tabla 4: Datos para el cálculo del LCOH.

Concepto	Valor	Unidades
$CAPEX_{ELY}$:	2.503	€/kWh
$OPEX_{ELY}$:	2	% CAPEX/año
$C_{stack\%}$:	2	%
p_{elec}:	60	€/MWh

3.4 ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO

El sistema de producción de hidrógeno mediante electrólisis está condicionado por la disponibilidad de energía eléctrica renovable. Como consecuencia, el electrolizador no opera de forma continua durante las 24 horas del día a lo largo de todo el año, ya que su funcionamiento depende de la disponibilidad del recurso energético. En este caso, la electricidad procede de una hibridación de energía eólica y solar, cuya generación presenta un carácter variable e intermitente, lo que impide garantizar un suministro energético constante.

Además, el electrolizador no se ha dimensionado para operar de forma continua durante todo el día, ya que ello implicaría utilizar electricidad en periodos de baja producción renovable, lo que incrementaría el coste de hidrógeno producido. Por este motivo, el electrolizador únicamente opera en aquellas horas en las que la generación renovable disponible es suficiente para cubrir su potencia instalada.

Sin embargo, el proceso de metanación requiere un suministro estable de hidrógeno con el fin de mantener una producción de metano constante. Debido tanto a la variabilidad de la generación renovable como al funcionamiento discontinuo del electrolizador, resulta necesario incorporar un sistema de almacenamiento de hidrógeno que permita almacenar el hidrógeno producido durante las horas de mayor producción energética y utilizarlo posteriormente en aquellas horas en las que el electrolizador no esté en funcionamiento.

Para el dimensionamiento del sistema de almacenamiento, se ha analizado la producción de energía renovable disponible a lo largo del año. Para ello, se ha calculado la producción media horaria por estación, obteniéndose la media de generación para cada hora del día.

Una vez determinada la producción media horaria, esta se ha comparado con la potencia instalada del electrolizador, previamente definida en el cálculo del LCOH. Se ha considerado que el electrolizador sólo opera cuando la producción renovable es igual o superior a dicha potencia instalada. De este modo, se han identificado las horas en las que el electrolizador no puede funcionar debido a la falta de potencia disponible.

Posteriormente, la producción media horaria se ha convertido en toneladas de hidrógeno por hora (t/h) con el objetivo de estimar la cantidad de hidrógeno producida en promedio. Este análisis permite tener en cuenta que el electrolizador no opera las 24 horas del día y evaluar si el hidrógeno producido durante las horas de mayor generación es suficiente para cubrir las horas en las que no se produce hidrógeno. De esta forma, se puede determinar la cantidad de hidrógeno que debe almacenarse durante los periodos de mayor producción para compensar las horas en las que el electrolizador no está en funcionamiento, garantizando así un suministro continuo de hidrógeno al reactor de metanación.

3.5 SELECCIÓN DE LA FUENTE DE CO_2

Para la selección de la fuente de CO_2 se consideran dos posibles vías de suministro. Por un lado, se evalúa la obtención de CO_2 procedente de plantas de biogás mediante procesos de *upgrading*. Por otro lado, se analizan fuentes de CO_2 asociadas a procesos industriales, como las emisiones procedentes de refinerías y otras instalaciones industriales (cementeras o plantas químicas).

La selección se realiza teniendo en cuenta la disponibilidad de CO_2, la compatibilidad con el dimensionamiento del sistema planteado y el origen del CO_2 empleado. En primer lugar, se decide estudiar las cementeras de la península, pero estas presentan niveles de emisión de CO_2 muy superiores a los requeridos por el proyecto, además de tratarse de emisiones de origen fósil.

Por ese motivo, finalmente se opta por seleccionar como fuente de CO_2 una planta de biogás. La principal razón de esta elección es que permite obtener un e-metano completamente renovable, al emplear CO_2 de origen biogénico. Además, esta alternativa permite aprovechar de forma conjunta tanto el CO_2 separado como el metano generado en la propia planta. El CO_2 se emplea en el proceso de metanación, mientras que el biometano producido se puede inyectar en la red de gas junto con el metano sintético generado en el reactor a partir de la reacción entre CO_2 e hidrógeno.

3.6 DIMENSIONAMIENTO DE LA PLANTA DE METANACIÓN

A continuación, se dimensiona la planta de metanación en función de la cantidad de CO_2 disponible procedente de la fuente seleccionada, aplicando la estequiometría de la reacción de Sabatier.

Como punto de partida, se toma como referencia una planta de biometano con una producción de 100 GWh/año de CH_4. Esta referencia se selecciona a partir del análisis del mapa de plantas de producción de biometano publicado por Gasnam [12], en el que donde se recopilan instalaciones en explotación, construcción y proyecto en la península.

A partir de los datos recopilados para este trabajo, se observa que las plantas en proyecto, que son las que se tomaron como referencia para el dimensionamiento, presentan una producción media de 76,87 GWh/año y una mediana de 70 GWh/año. Por este motivo, se opta por trabajar con una planta de 100 GWh/año, un valor que permite realizar un dimensionamiento representativo, teniendo en cuenta la tendencia al incremento en las plantas, ya comentada.

Para el cálculo se asume una composición fija del biogás del 60% de CH_4 y del 40 % de CO_2 en volumen. A partir de la producción anual de metano del digestor se estima la cantidad de CO_2 disponible tras el proceso de *upgrading*, obteniéndose 11.861,63 toneladas de CO_2 al año.

Posteriormente, se aplica la estequiometría de la reacción de Sabatier.

$$CO_2 + 4H_2 \rightarrow CH_4 + 2H_2O$$

A partir de esta relación estequiométrica se determina la cantidad de hidrógeno necesaria para reaccionar con todo el CO_2 disponible.

3.7 CÁLCULO DEL COSTE DEL PROCESO DE UPGRADING

El coste del proceso de *upgrading* se calcula a partir del caudal de biogás tratado, utilizando los datos presentados en la siguiente gráfica y tabla proporcionados por Naturgy [27]:

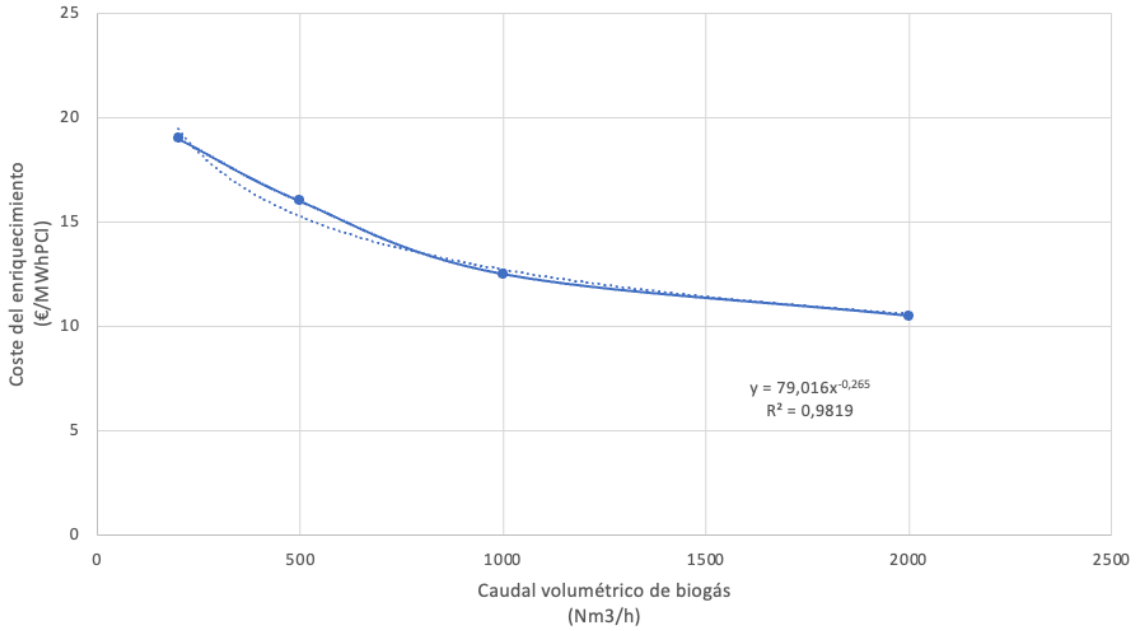


Figura 14: Coste del enriquecimiento en función del caudal volumétrico del biogás [27].

Tabla 5: Coste del enriquecimiento en función del caudal volumétrico del biogás [27] .

Caudal volumétrico de biogás (Nm³/h)	**200**	**500**	**1000**	**2000**
Coste del enriquecimiento (€ / MWh-PCI)	18–20	14–18	11–14	9–12

La cantidad de CO_2 disponible se calcula partir de la energía anual de metano producida y de la proporción existente entre ambos componentes en el biogás. Aplicando la siguiente fórmula:

$$m_{CO2} = \frac{E_{CH_4} \cdot x_{CO_2} \cdot M_{CO_2}}{PCS_{CH_4} \cdot x_{CH_4} \cdot V_m}$$

A continuación, se calcula el caudal de biogás que alimenta el sistema de *upgrading*, ya que este es el parámetro del que depende la correlación de coste:

$$Q_{biogás} = \frac{E_{CH_4}}{PCS_{CH_4} \cdot 8760 \cdot x_{CH_4}}$$

Una vez calculado este caudal, se aplica la correlación del *upgrading* mostrada en la figura 5.

$$c_{up,PCI} = 79{,}016 \cdot Q_{biogás}{}^{-0{,}265}$$

Finalmente, para expresar el coste de *upgrading* en función de la masa de CO_2, se transforma el coste energético en euros por tonelada de CO_2.

$$c_{CO2} = \frac{c_{up,PCS} \cdot x_{CH_4} \cdot V_m \cdot PCS_{CH_4}}{x_{CO_2} \cdot M_{CO_2}}$$

3.8 CÁLCULO DEL COSTE DEL PROCESO DE METANACIÓN

En primer lugar, se calcula la potencia equivalente de metanación del sistema, S_{met} [MW], a partir de la producción anual de metano sintético. Esta potencia representa el tamaño nominal del reactor.

$$S_{met} = \frac{m_{CH4} \cdot 10^3 \cdot V_m \cdot PCS_{CH4}}{M_{CH4} \cdot 8760 \cdot 10^3}$$

donde:
m_{CH4}: producción anual de metano sintético [t/año].
V_m: volumen molar del gas [22,4 Nm^3/kmol].
PCS_{CH4}: poder calorífico superior del metano [11,04 kWh/Nm^3].
M_{CH4}: masa molar del metano [16,04 kg/kmol].

Una vez obtenido la potencia de metanación, se estima el coste de inversión total del reactor mediante una ley de escala, partiendo de una instalación de referencia, en este caso de 5 MW [28] y un factor de escala de 0,67 [29].

$$C_{met} = C_{ref} \left(\frac{S_{met}}{S_{ref}} \right)^n$$

A continuación, este coste se transforma en un coste específico por unidad de potencia instalada y se actualiza a euros de 2024 mediante un factor de corrección basado en el índice CEPCI [30]. Para ello, se emplean los valores de CEPCI correspondientes a 2024 y 2025, de 800 y 556,8, respectivamente.

$$CAPEX_{2015} = \frac{C_{met} \cdot 10^6}{S_{met} \cdot 10^3}$$

$$CAPEX_{2024} = CAPEX_{2015} \cdot \frac{CEPCI_{2024}}{CEPCI_{2015}}$$

A continuación, el coste actualizado se convierte en coste por tonelada anual de metano producido, para realizar el análisis económico más adelante. Así, se obtiene €/tCH4/año.

$$CAPEX_{TPA} = CAPEX_{2024} \cdot \frac{PCS_{CH4} \cdot V_m \cdot 10^3}{8760 \cdot M_{CH4}}$$

Por consiguiente, se le aplica un factor de amortización, que considera una tasa de descuento del 7,5% y una vida útil de 25 años.

A este valor se le añade el coste de operación y mantenimiento, estimado como un porcentaje del coste de inversión . Dicho porcentaje corresponde al factor de operación, que se ha fijado en un 3,5% [16].

$$OPEX = CAPEX_{TPA} \cdot f_{opex}$$

Finalmente, el coste total del proceso de metanación se calcula como la suma del coste anualizado de inversión y el coste de operación:

$$C_{tot,met} = C_{anual,CAPEX} + OPEX$$

Para expresar este valor en términos energéticos, se convierte a euros por MWh de metano producido:

$$c_{met} = \frac{C_{tot,met} \cdot M_{CH4}}{V_m \cdot PCS_{CH4}}$$

3.9 CÁLCULO DEL COSTE DE INYECCIÓN A LA RED DE GAS

El coste de inyección a la red de gas se estimó a partir del caudal de gas a introducir en la red, considerando tanto el biometano procedente de la planta de biogás como el e-metano generado en el reactor de Sabatier. Para su cálculo, se aplicó una correlación de costes en función del caudal tratado.

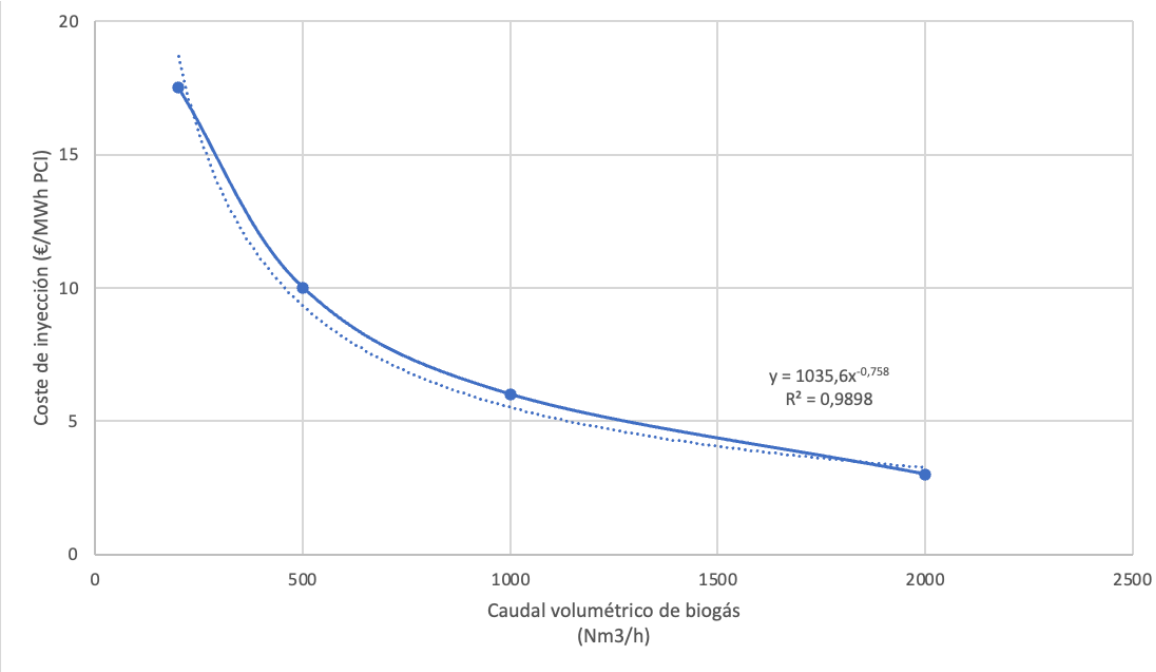


Figura 15: Coste de inyección en función del caudal volumétrico del biogás [27].

Tabla 6: Coste de inyección en función del caudal volumétrico del biogás [27].

Caudal volumétrico de biogás (Nm³/h)	**200**	**500**	**1000**	**2000**
Coste de inyección (€ / MWh-PCI)	15–20	8–12	5–7	2–4

La energía total para inyectar en la red es de 100 GWh/año de biometano y 66,67 GWh/año de e-metano.

A partir de esta energía total, se calcula el caudal de biogás:

$$Q_{biogás} = \frac{E_{CH_4}}{PCS_{CH_4} \cdot 8760 \cdot x_{CH_4}}$$

Una vez calculado este caudal, se aplica la correlación del coste de la inyección mostrada en la figura 15.

$$c_{iny,PCI} = 1035{,}6 \cdot Q_{biogás}{}^{-0{,}758}$$

3.10 MODELO DE COSTES TOTALES

A continuación, se presenta el modelo mediante el cual, para cualquier tamaño de planta de biometano y tipo de sustrato, se calcula el coste total de producción en €/MWh:

$$Coste\ total = f\left(Coste\ del\ sustrato\ \left[\frac{€}{MWh - PCS}\right], Tamaño\ planta\ bio - CH_4\left[\frac{GWh}{año}\right]\right)$$

$$\underbrace{\left(Coste\ del\ sustrato\ \cdot \left(\frac{9{,}952}{11{,}04}\right)\right.}_{\text{Sustrato}} + \underbrace{(17{,}23 \cdot Planta)^{-0{,}265} \cdot 79{,}016 \cdot \left(\frac{9{,}952}{11{,}04}\right)\Big)}_{\text{Upgrading}} \cdot 0{,}6 + \underbrace{(79{,}75}_{H_2} + \underbrace{48{,}836 \cdot (Planta)^{-0{,}33})}_{\text{Metanación}} \cdot 0{,}4 + \underbrace{((1{,}666 \cdot Planta \cdot 17{,}233)\text{^} - 0{,}758) \cdot 1035{,}6 \cdot \left(\frac{9{,}952}{11{,}04}\right)}_{\text{Inyección}}$$

Figura 16: Modelo de costes totales del sistema.

Capítulo 4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1 DIMENSIÓN DE LA PLANTA E-METANO

En este apartado se presentan los resultados obtenidos del dimensionamiento y análisis económico de la planta híbrida compuesta por generación eólica y fotovoltaica.

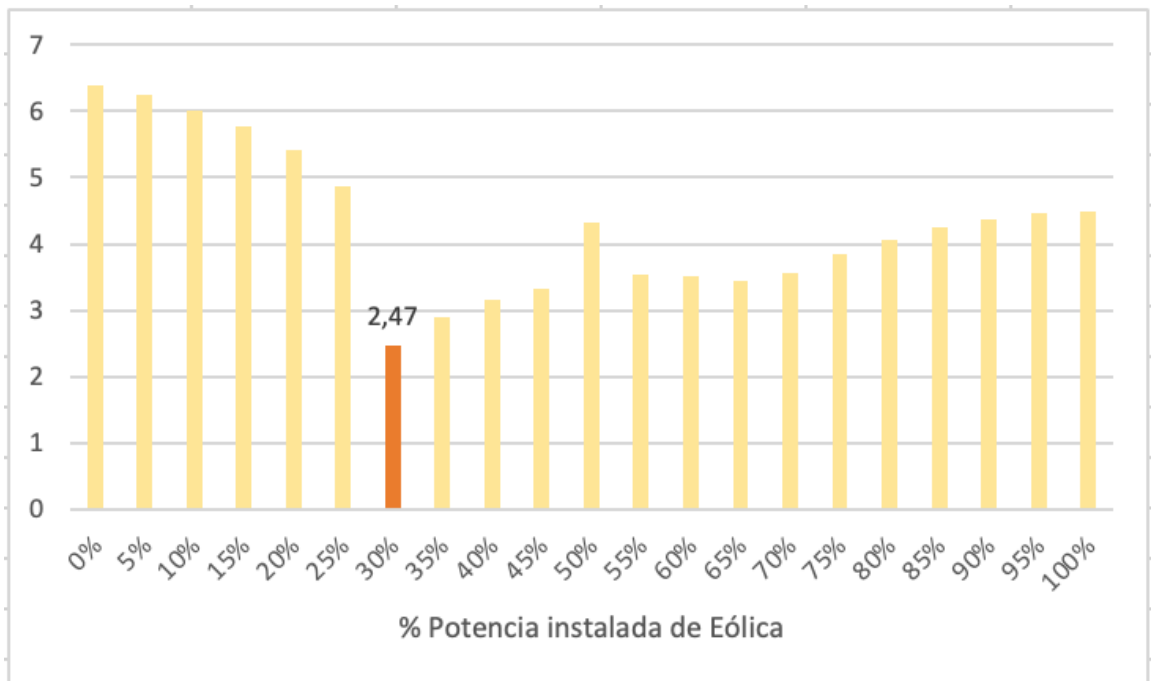


Figura 17: LCOH en función de la potencia instalada de Eólica frente Fotovoltaica.

La configuración final, en la que el LCOH alcanza su valor mínimo [Figura 17] establece una distribución de la potencia instalada de 30% eólica y 70% fotovoltaica. La potencia pico total es de 150 MW, ajustada a una planta de biometano de 100 GWh, que sirve como referencia para el dimensionamiento de los resultados finales.

Tabla 7: Configuración de la planta.

Tecnología	Potencia instalada (MW)	Porcentaje (%)
Eólica	45	30
Fotovoltaica	105	70
Total	**150**	**100**

Tabla 8: Total del coste del proyecto.

Tecnología	Inversión total (€)	Coste O&M anual (€)
Eólica	49.500.000	2.250.000
Fotovoltaica	52.500.000	525.000
Total	**102.000.000**	**2.775.000**

Con la configuración seleccionada (45 MW eólicos y 105 MW fotovoltaicos), se estima una generación anual de 335,5 GWh.

La figura 18 muestra la curva monótona de potencia, donde se observa que la generación fotovoltaica se concentra en menos horas (≈4.000 h), mientras que la eólica presenta una producción más distribuida a lo largo del año. Además, la forma de la curva total se aproxima a la de la eólica, lo que justifica la adopción de una tarifa de excedentes de 60 €/MWh, coherente con valores típicos de contratos PPA eólicos en España [8].

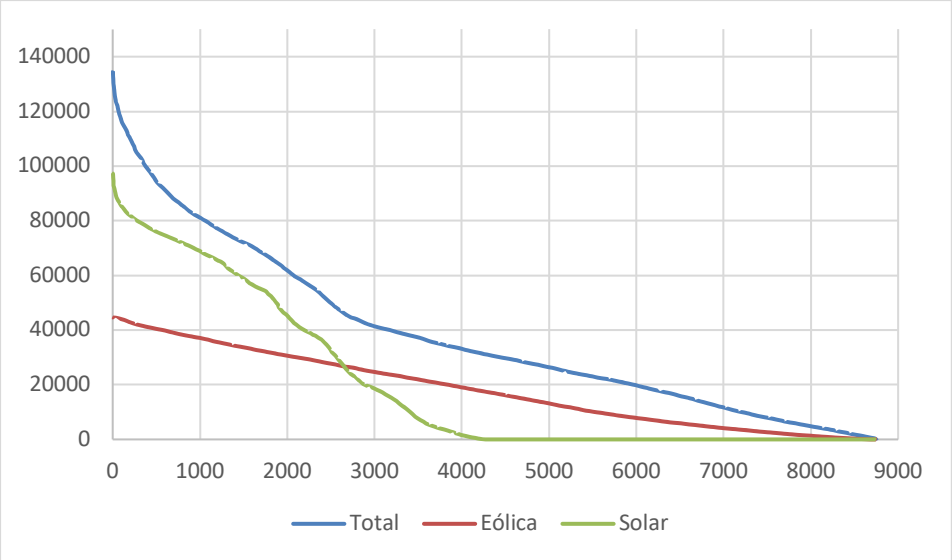


Figura 18: Curva monótona de la suma de potencias en kWh.

Por otro lado, tal y como se observa en la Figura 19, el volumen de excedentes anuales es significativo, lo que confirma la existencia de una sobreproducción renovable respecto a la capacidad de consumo del electrolizador y, por tanto, el sistema propuesto no está diseñado para maximizar la producción de hidrógeno, sino que se pretende utilizar los excedentes eléctricos como otra vía de ingresos. Este comportamiento resulta relevante, ya que los ingresos asociados a la exportación eléctrica tienen un impacto directo en la reducción del coste nivelado del hidrógeno, tal y como se analizará en el siguiente apartado.

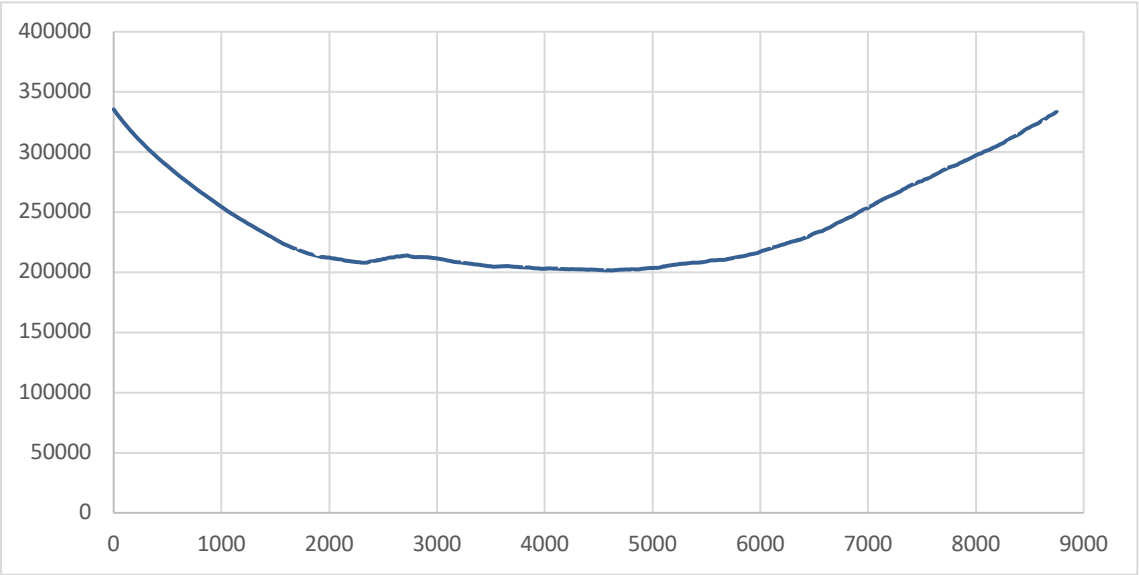


Figura 19: Curva de excedentes anuales en kWh.

4.2 RESULTADOS DEL ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO

En esta sección, se presenta los resultados del análisis del almacenamiento de hidrógeno, evaluando la producción, los excedentes y las necesidades de almacenamiento a lo largo del año.

La Figura 20 presenta la producción media para las distintas estaciones del año, junto con la potencia nominal del electrolizador. Se observa un perfil diario marcado por la disponibilidad del recurso solar, con valores constantes durante la noche y un incremento progresivo hasta alcanzar un máximo en las horas centrales del día. Asimismo, en primavera y verano se observa que, entre las 18:00 y las 6:00, la producción renovable es inferior a la potencia nominal del electrolizador, por lo que en ese intervalo no resulta rentable que opere. Dado que no funciona de forma continua y se requiere una producción constante de e-metano, resulta necesario almacenar hidrógeno para cubrir las horas en las que no está en operación.

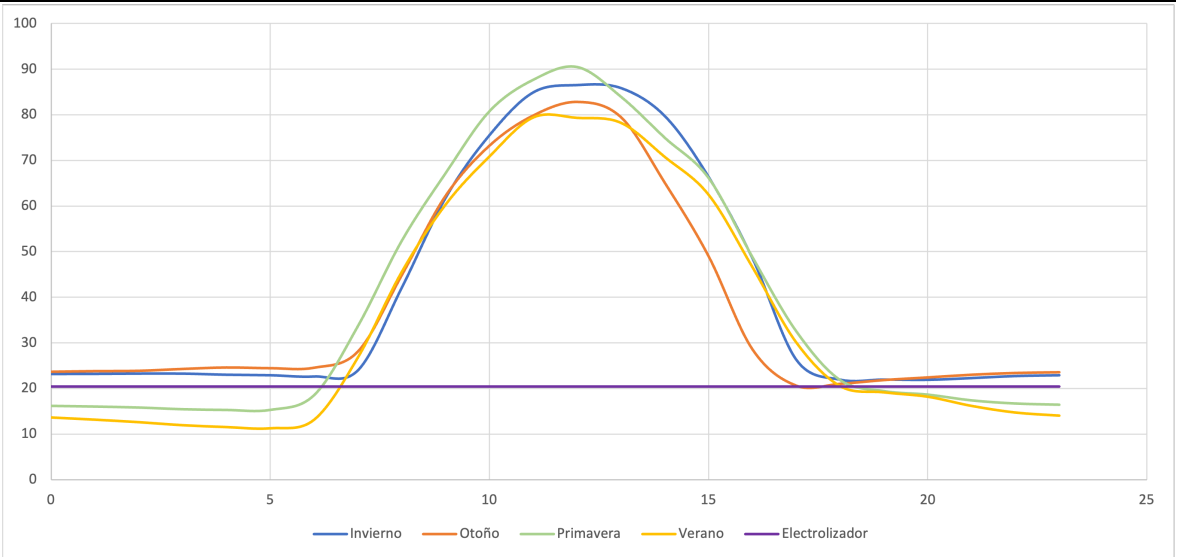


Figura 20: Producción media horaria [MWh]

Por otro lado, la Figura 21 muestra las horas en las que el electrolizador está en operación para cada estación. Se observa que en invierno y otoño el funcionamiento abarca casi todo el día, mientras que en primavera y verano se concentra las horas de funcionamiento en las horas centrales del día.

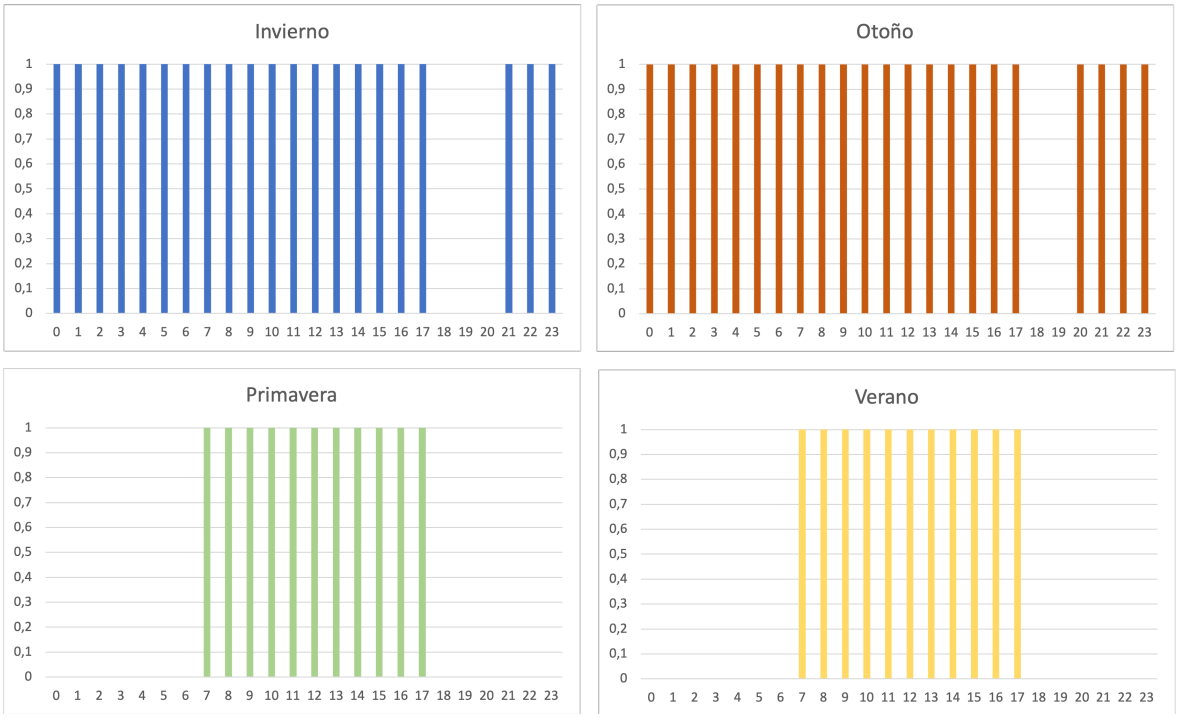


Figura 21: Horas medias de operación del electrolizador por estación.

La Tabla 9 recoge el balance de producción sobrante de hidrógeno para cada estación. Los resultados muestran que la producción sobrante es elevada en todas las estaciones. Por otro lado, la cantidad de hidrógeno necesaria para cubrir los periodos en los que el electrolizador no opera es inferior, lo que indica que el excedente generado durante las horas de mayor producción es suficiente para compensar los déficits.

Tabla 9: Balance de producción sobrante de hidrógeno en toneladas.

	Invierno	Otoño	Primavera	Verano
Producción sobrante [ton/día]	16,32	15,70	12,88	11,66
Producción necesaria para cubrir [ton/día]	0,74	0,49	3,22	3,22
Almacenamiento estacional necesario [ton]	66,78	45,51	292,61	295,83

4.3 COSTE NIVELADO DEL HIDRÓGENO

En este apartado se presenta el cálculo del coste nivelado del hidrógeno (LCOH, Levelized Cost of Hydrogen) producido mediante electrólisis alimentada por la planta híbrida renovable. Este indicador permite evaluar el coste unitario de producción de hidrógeno teniendo en cuenta tanto los costes de la inversión como los costes operativos y energéticos del sistema.

Tabla 10: Caracterísiticas del electrolizador PEM.

Parámetro	Valor	Unidades
Inversión del electrolizador	2503	€/kW
Tarifa de excedentes	60	€/MWh
Potencia instalada	20,4	MW
Capacidad	365,57	kg/h
Horas operativas	5916	h/año
Vida útil del stack	60000	h
Reemplazos de stack	2	-
Degradación anual	0,19	%

Tabla 11: Datos técnicos de producción de hidrógeno.

Parámetro	Valor	Unidades
Consumo específico	53,3	kWh/kg
Consumo medio del stack	56,34	kWh/kg
Consumo medio nominal	55,8	55,8
Producción anual	**2.162,69**	**t/año**

Tabla 12: Producción,consumos y exportaciones.

Parámetro	Valor	Unidades
Producción híbrida	335.507,38	MWh
Consumo eléctrico de equipos auxiliares	1.374	MWh
Electricidad exportada	213.463,43	MWh
Electricidad consumida	122.043,95	MWh

Tabla 13: Parámetros financieros.

Parámetro	Valor	Unidades
LCOE	35,54	€/MWh
Factor de anualización	0,0897	-
WACC	7,5	%

Tabla 14: Desglose de costes nivelados.

Concepto	Valor	Unidades
CAPEX	2,12	€/kg
CAPEX + OPEX (incl. energía)	5,51	€/kg
OPEX otros sistemas	0,47	€/kg
OPEX reemplazo de stack	0,28	€/kg
Ingresos por exportación eléctrica	-5,92	€/kg
LCOH	**2,47**	€/kg

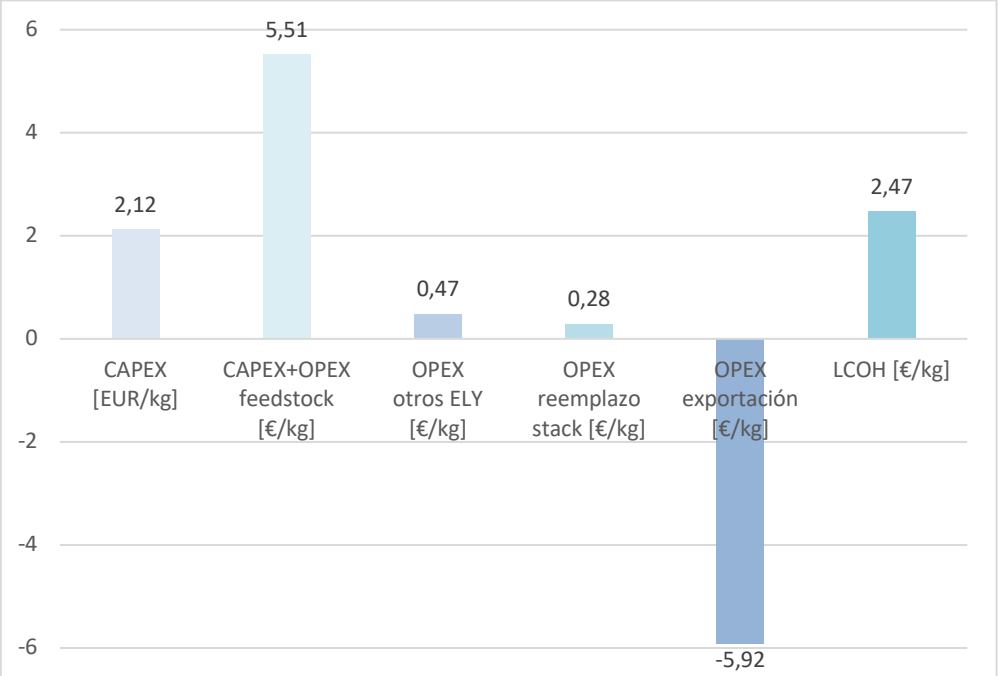


Figura 22: Desglose de costes nivelados (LCOH).

A partir de los cálculos realizados según la metodología descrita en el capítulo 3, se obtiene un coste nivelado del hidrógeno (LCOH) de 2,47 €/kg. Este valor se sitúa por debajo del rango de 2,56 €/kg a 6,83 €/kg reportado por la IEA en su informe [3]. Este resultado puede explicarse por la integración del sistema con generación renovable propia y por considerar los excedentes de electricidad como ingresos, los cuales hacen que el precio final se reduzca,

Las tablas anteriores recogen los principales parámetros técnicos y de operación del electrolizador, así como los datos de producción, donde se obtiene una producción anual de 2,162,60 t/año [Tabla 11].

Por otro lado, la Tabla 14 muestra el desglose de costes considerados en el cálculo del LCOH. En ella se observa que el término dominante corresponde al coste de la electricidad (5,51 €/kg), seguido del coste de inversión del electrolizador (2,12 €/kg), mientras que los costes de operación y reemplazo del stack presentan una contribución menor.

Asimismo, la figura 22 representa gráficamente el desglose del LCOH, donde se aprecia el impacto de los ingresos por exportación de electricidad (-5,92 €/kg), los cuales reducen de forma significativa el coste final del hidrógeno.

4.4 COSTE DE PRODUCCIÓN DEL BIOMETANO Y E-METANO

A continuación, se presenta el análisis de costes asociado a la producción de biometano y e-metano a partir del sistema previamente definido. A partir de los resultados obtenidos para la producción de hidrógeno, se evalúa su integración en el proceso de metanación, así como los costes asociados al tratamiento del biogás.

Tabla 15: Producción de biometano y e-metano [GWh/año].

Configuración del sistema	Valor	Unidades
Producción bioCH_4	100	GWh/año
Producción e-CH_4	66,67	GWh/año
Producción total	166,67	GWh/año
Fracción biometano	60	%
Fracción e-metano	40	%

La tabla 15 recoge la producción anual de biogás y su distribución entre biometano y e-metano, obteniéndose una producción total de 166,67 GWh/año (60% de biometano y 40% de e-metano).

A continuación, se muestra tres tablas con el proceso de metanación, *upgrading* e inyección desglosado:

Tabla 16: Coste desglosado del proceso de metanación.

Costes del proceso de Metanación	Valores	Unidades
Potencia de metanación (Smet)	7,61	MW
CAPEX 2024	750,48	€/kW
CAPEX TPA	1324,13	€/tCH_4/año
CAPEX TPA * fa	118,79	€/tCH_4/año
OPEX	46,34	€/tCH_4/año
Coste de metanación tonelada	**165,13**	**€/tCH_4/año**
Coste de metanación PCS	**10,68**	**€/MWh-PCS CH_4**

Tabla 17: Coste desglosado del proceso de Upgrading.

Costes del proceso de *Upgrading*	Valores	Unidades
Masa de CO_2	11.861,63	tCO2/año
Caudal de biogás	1.723,36	m^3/h
Coste de *upgrading* PCI	10,97	€/MWh-PCI CH_4
Coste de *upgrading* PCS	**9,89**	**€/MWh-PCS CH_4**
Coste de *upgrading* tonelada	**83,34**	**€/t CO_2/año**

Tabla 18: Coste desglosado de inyección a la red de gas.

Costes de inyección a la red de gas	Valores	Unidades
Energía total	166,67	GWh/año
Caudal de biogás	2852,26	m^3/h
Coste de inyección PCI	2,48	€/MWh-PCI CH_4
Coste de inyección PCS	**2,23**	**€/MWh-PCS CH_4**
Coste de inyección tonelada	**34,5**	**€/tCH_4/año**

Por otro lado, se consideran diferentes tipos de sustrato para la producción de biogás, con el objetivo de analizar su impacto en el coste final del metano renovable. Asimismo, se incluyen los costes de *upgrading* e inyección a red, obteniendo el coste total del biometano y del e-metano en términos de €/MWh.

Tabla 19: Costes del e-metano y biometano desglosado por proceso.

Costes del e-metano	Valor	Unidades
Coste H_2 *	79,75	€/MWh-PCS CH_4
Sabatier (CAPEX + OPEX)	10,68	€/MWh-PCS CH_4
Coste total e-metano	90,43	€/MWh-PCS CH_4
Costes del biometano		
Biogás vertedero	7,21	€/MWh-PCS CH_4
Biogás RSU/EDAR	31,55	€/MWh-PCS CH_4
Biogás cereal	45,04	€/MWh-PCS CH_4
Biogás purín	63,1	€/MWh-PCS CH_4
Upgrading	9,88	€/MWh-PCS CH_4
Costes de la inyección a red		
Inyección a red	2,23	€/MWh-PCS CH_4

**Nota: El coste nivelado del hidrógeno (LCOH) se expresa en 2,47 €/kg H_2 .*

En el caso del e-metano, la Tabla 19 muestra que el coste del hidrógeno es de 79,75 €/MWh-PCS CH_4, siendo este el principal componente del coste total. Al sumarle el proceso de metanación, el coste final resulta en 90,43 €/MWh-PCS CH_4. Esto indica que el coste del e-metano depende en gran medida del precio del hidrógeno.

El resultado obtenido muestra que el coste final del e-metano está condicionado por el hidrógeno, mientras que el proceso de metanación tiene una contribución relativamente menor. Esta conclusión es coherente con la literatura, donde se indica que el electrolizador constituye el principal componente del coste en sistemas *power-to-methane*, pudiendo representar en torno al 75% del total en función del precio de la electricidad y de la escala de planta.

Asimismo, el trabajo de Hazenwinkel et al. (2025) [19] reporta costes de producción de metano sintético en el rango de 50-200 €/MWh, dentro del cual se sitúa el valor obtenido en este estudio (90,43€/MWh). Por su parte, Minardi et al. (2023) [21] obtiene un coste de producción de metano sintético de 4,05 €/Sm³ (≈367 €/MWh-PCS CH_4.), un valor bastante superior al de este trabajo, ya que en dicho estudio no se plantea una integración optimizada con generación renovable híbrida, ni se consideran ingresos asociados a la venta de excedentes. En consecuencia, el coste del hidrógeno es mayor, justificando el coste tan elevado.

Tabla 20: Costes desglosados según el tipo de sustrato.

BIOMETANO + E-METANO	**Vertedero**	**RSU/EDAR**	**Cereal**	**Purín**
LCOH	31,90	31,90	31,90	31,90
Sabatier (Capex+Opex OM)	4,27	4,27	4,27	4,27
Sustrato	4,33	18,93	27,02	37,86
Upgrading	5,93	5,93	5,93	5,93
Inyección	2,24	2,24	2,24	2,24
Total del coste €/MWh-PCS CH_4	**48,67**	**63,27**	**71,37**	**82,20**

Para el biometano, la tabla 22 muestra que el coste varía bastante según el tipo de sustrato. En el caso del vertedero, el coste es el más bajo (48,67 €/MWh-PCS CH_4), mientras que para RSU/EDAR asciende a 63,27 €/MWh-PCS CH_4 . Este valor es inferior al mencionado por Sanz-Monreal et al. (2025) [23], donde se obtien un coste de 91,75 €/MWh-PCS CH_4 debido principalmente a que dicho estudio considera una planta completa de producción de metano sintético sin considerar el biometano procedente de la RSU como metano adicional.

Por otro lado, los resultados también son inferiores a los obtenidos por Radosits et al. (2025) [23], donde el coste del proceso completo se sitúa en el rango de 100-180 €/MWh-PCS CH_4. Esta diferencia se debe a las hipótesis adoptadas en cada estudio, especialmente en lo realtivo al coste de la electricidad y, por tanto, del hidrógeno. Además, en Radosits se consideran distintos tipos de biomasa en función del proceso empleado: para la producción de biometano se utilizan residuos orgánicos, estiércol y cultivos, mientras que para la producción de metano sintético se emplea biomasa lignocelulósica, como madera o residuos forestales.

Por otro lado, para sustratos más caros como el cereal y el purín, el coste total aumenta hasta 71,37 y 82,29 €/MWh-PCS CH_4. Como conclusión, se observa que, a medida que el sustrato es más caro, el coste total aumenta, pero el peso del hidrógeno dentro del coste final es menor.

4.5 INTEGRACIÓN DE LA PLANTA HÍBRIDA CON LA PLANTA DE BIOMETANO

Como resultado, se obtiene que, para consumir por completo el CO_2 procedente de la planta de biometano de 100 GWh/año, sería necesario producir 2.156,7 toneladas de hidrógeno al año. Esta producción se obtiene mediante un electrolizador PEM de 20,4 MW, con aproximadamente 5.910 horas de operación anual.

La conversión de esta cantidad de CO_2 mediante el reactor de Sabatier permite generar 66,67 GWh/año de e-metano, que se inyecta a la red de gas junto con el metano procedente de la planta de biometano (100 GWh/año), alcanzando un total de 166,67 GWh/año.

Por otro lado, la planta híbrida (30% eólica y 70% fotovoltaica), con una potencia instalada de 150 MW, genera excedentes energéticos (214.857,8 MWh/año). La Figura 23 muestra el esquema de integración del sistema completo.

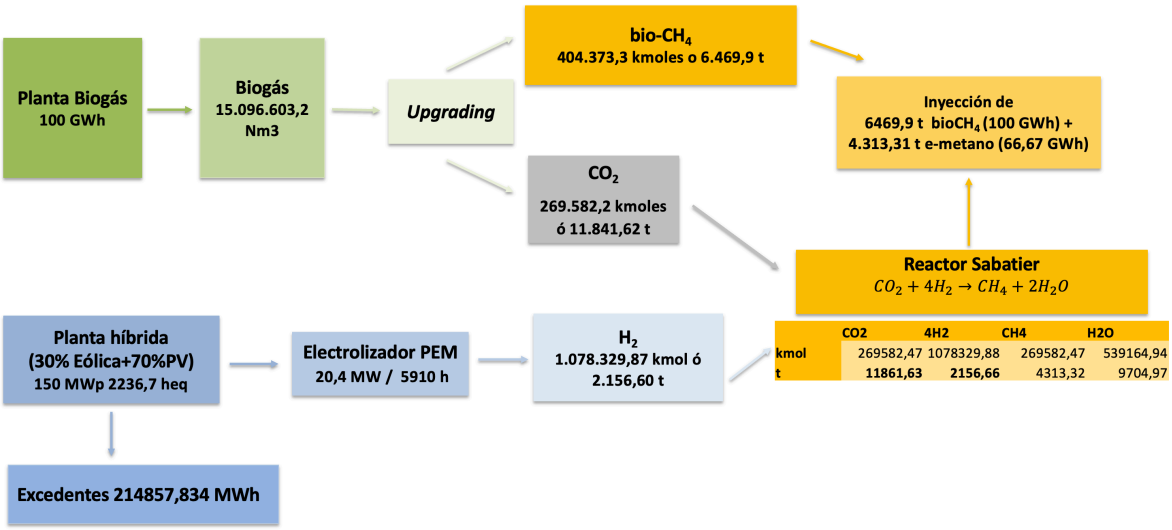


Figura 23: Integración de biometano y e-metano para producir metano renovable.

4.6 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

En este apartado se analiza cómo varía el coste de producción de e-metano dependiendo de dos factores, qué tipo de sustrato se utiliza y qué tamaño tiene la instalación. El objetivo es ver hasta qué punto la economía de escala ayuda a bajar los costes y si la elección del sustrato puede marcar la diferencia entre que el proyecto sea rentable o no.

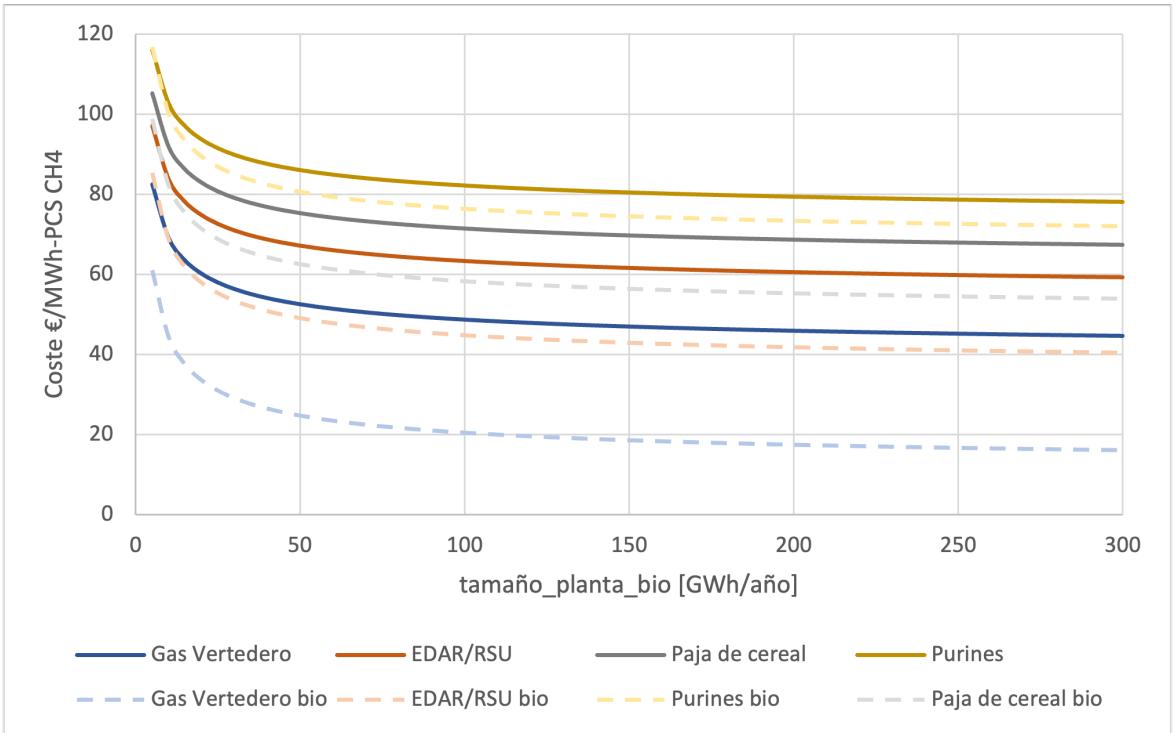


Figura 24: Coste total para cualquier planta de biometano y para distintos sustratos.

Se observa que el tamaño de la planta de biometano es un factor muy importante. Todas las curvas muestran una tendencia descendente a medida que aumenta la producción. En plantas pequeñas (de 5 a 10 GWh/año), los costes son muy elevados. Al pasar a rangos de 10 a 50 GWh/año, se produce una reducción significativa de los costes. Sin embargo, a partir de aproximadamente 250-300 GWh/año, la curva comienza a aplanarse. Esto indica que, más allá de ese umbral, incrementar el tamaño de la planta apenas genera reducciones adicionales en el coste.

4.7 COMPARACIÓN BIOMETANO + E-METANO VS. BIOMETANO

A continuación, se compara la producción de metano renovable a partir de dos enfoques diferentes. Por un lado, se analiza la producción convencional de biometano mediante digestión anaerobia y *upgrading*. Por otro lado, se estudia la configuración propuesta en este trabajo en la que, además del biometano, se produce e-metano a partir del CO_2 separado en el *upgrading*, combinándolo con hidrógeno verde mediante un proceso de metanación. En la figura 25, se muestra el coste total de producir de las dos formas, considerando distintos sustratos.



Figura 25: A la izquierda: coste de producción biometano + e-metano; a la derecha: coste de producción de biometano para una planta de biometano de 100 GWh/año.

Si se analiza en detalle el caso de la planta de 100 GWh/año, se observa que el sobrecoste asociado a la incorporación de la metanación varía según el sustrato. En el caso del vertedero, el sobrecoste es muy elevado, alcanzando un 138,76%, lo que indica que la producción de e-metano penaliza el coste total. Para RSU/EDAR, el incremento se sitúa en el 41,48%, mientras que para la paja de cereal es del 22,6%. Sin embargo, el caso de los purines, a pesar de ser el sustrato más caro, el sobrecoste es considerablemente menor, del 7,77%. Esto indica que, cuando el coste del sustrato es alto, la incorporación de la metanación no incrementa tanto el coste relativo, haciendo que ambas alternativas sean más comparables desde el punto de vista económico.

A pesar de este aumento de coste, también se observa que la producción combinada permite incrementar la cantidad total de metano producido [Figura 25]. En el caso analizado, la planta de biometano total alcanza los 100 GWh/año, mientras que al integrar la metanación la producción total alcanza los 166,67 GWh/año. Este incremento, del 66,67% en el caso estudiado, depende de la composición del biogás de entrada. Para contenidos de metano superiores al 60%, el aumento relativo de la producción es inferior al 66%, mientras que para contenidos inferiores al 40% dicho incremento es mayor.

Estos resultados son coherentes con los obtenidos en la literatura. En particular, Minardi et al. (2023) [21] muestra incrementos de producción en torno al 50% mediante la integración de metanación, mientras que en el estudio de Sanz-Monreal et al. (2025) [22] el incremento es de un 31 %, al pasar de 69,1 a 90,7 GWh/año.

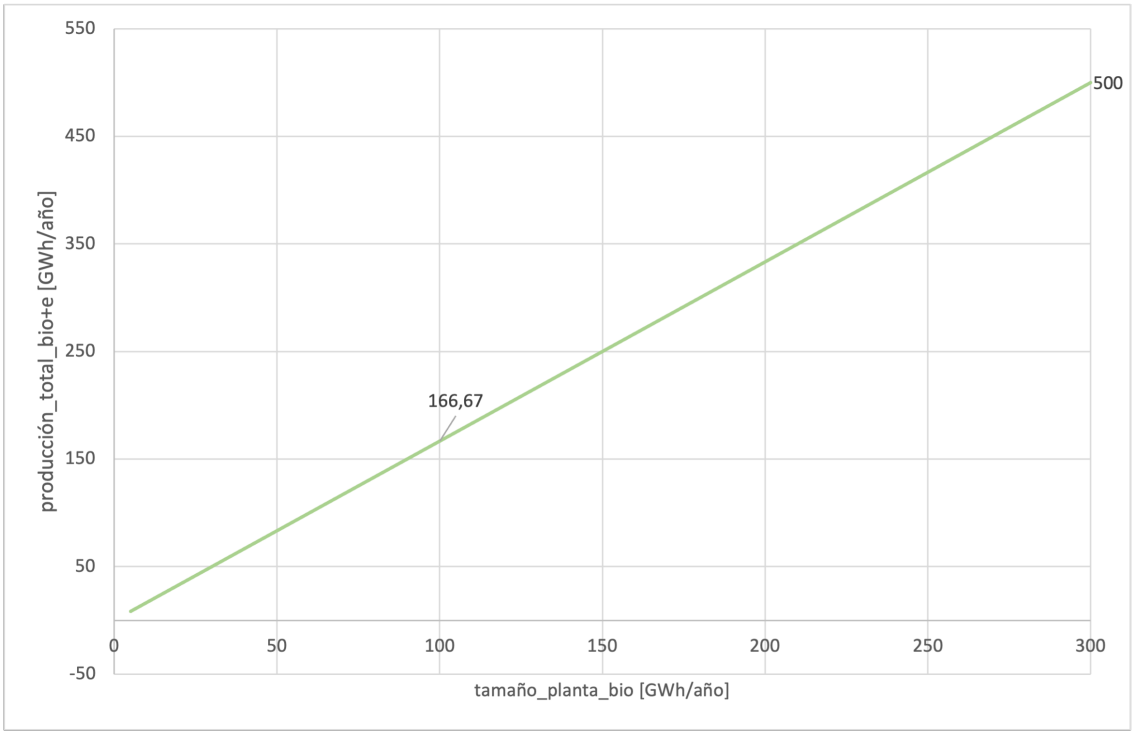


Figura 26: Producción de metano renovable según el tamaño de planta de biometano.

En el caso de plantas de 300 GWh/año, los costes unitarios son más bajos que en las plantas de 100 GWh/año debido a las economías de escala. Sin embargo, el sobrecoste asociado a la incorporación de la metanación es mayor en términos relativos. En concreto, para el vertedero alcanza un 178,29%, mientras que para RSU/EDAR es del 46,67% y para la paja de cereal del 24,97%. De nuevo, el caso de los purines presenta un comportamiento diferente, con un sobrecoste menor, del 8,65%.

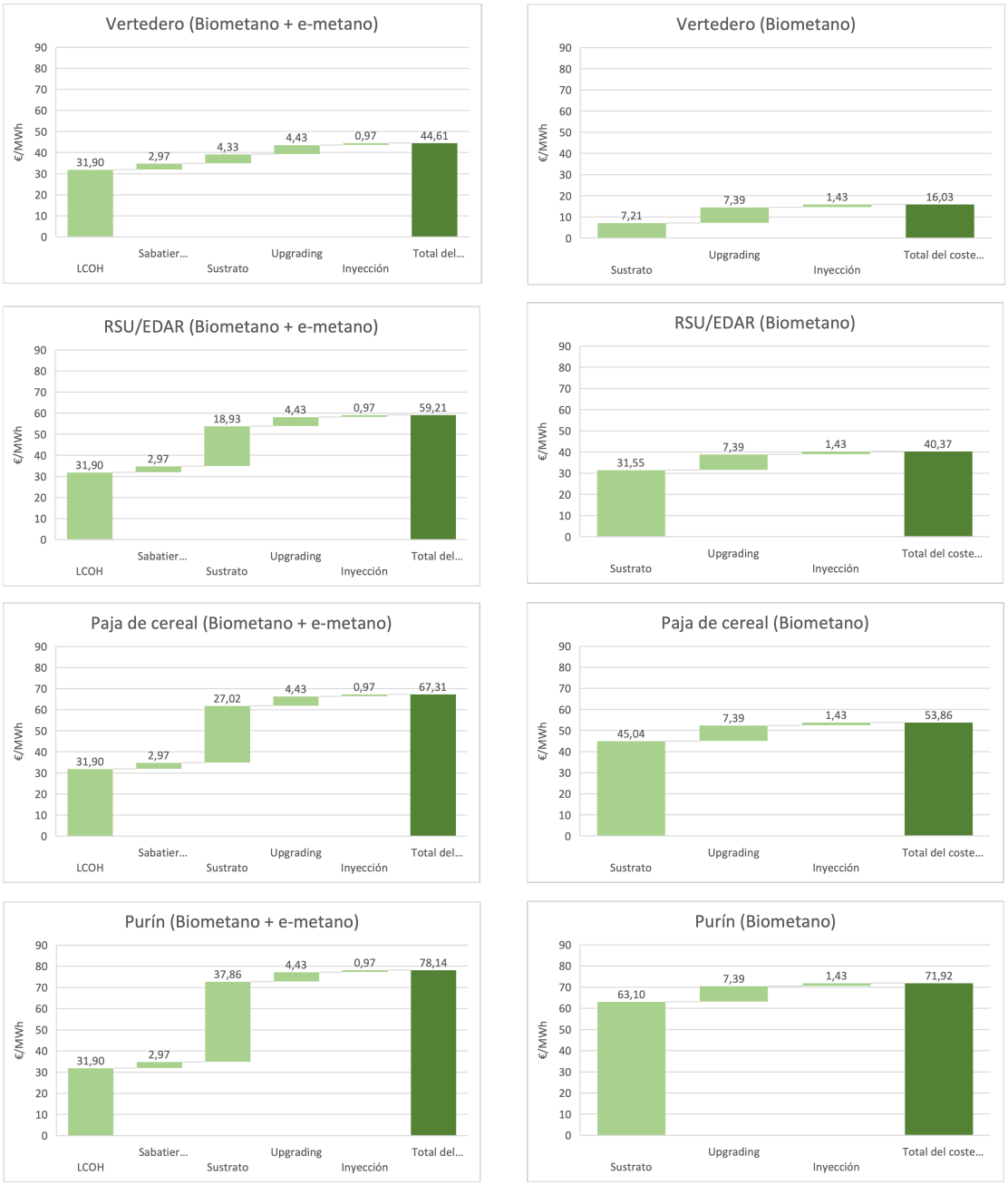


Figura 27: A la izquierda: coste de producción biometano + e-metano; a la derecha: coste de producción de biometano para una planta de biometano de 300 GWh/año.

Capítulo 5. CONCLUSIONES

El trabajo ha permitido analizar la viabilidad técnico-económica de la producción de e-metano en España mediante un sistema *Power-to-Gas* basado en hidrógeno verde y dióxido de carbono. El sistema integra generación renovable híbrida, electrólisis, almacenamiento, metanación e inyección a red. A partir de los resultados obtenidos para una planta de biometano de 100 GWh/año, se pueden extraer las siguientes conclusiones principales:

En primer lugar, el sistema renovable óptimo obtenido corresponde a una planta híbrida compuesta por un 30% de potencia eólica y un 70% fotovoltaica, con una potencia total instalada de 150 MW y una producción anual de aproximadamente 335,5 GWh. Esta combinación permite aprovechar mejor la generación renovable, aumentado las horas de funcionamiento del electrolizador y reduciendo el coste del hidrógeno.

En segundo lugar, se observa que el coste del hidrógeno verde sigue siendo el factor determinante en la viabilidad económica del e-metano. El coste obtenido es de 2,47 €/kg (equivale a 78,53 €/MWh-PCS) y hace que el hidrógeno represente la mayor parte del coste total del combustible sintético. Esto confirma lo indicado en el estado del arte, la competitividad del e-metano está directamente ligada a la reducción del coste de electrólisis y de la electricidad renovable. Es importante indicar que este coste tan bajo se obtiene al asumir que los excedentes se venden al precio de un PPA eólico. Para ello, es preciso asegurar el cliente, que debería ser un consumidor de alta demanda extendida a lo largo del año: por ejemplo, un centro de datos.

A partir de ese hidrógeno, se obtiene una producción de 66,67 GWh/año de e-metano, que se suma a los 100 GWh/año producidos en la planta de biometano. El coste del proceso de metanación se sitúa en 10,68 €/MWh-PCS, mientras que el *upgrading* y la inyección a red presentan costes de 9,89 €/MWh-PCS y 2,23 €/MWh-PCS, respectivamente. Esto indica que estas etapas tienen un impacto económico menor frente al coste del hidrógeno.

Por otro lado, el tipo de sustrato utilizando en la planta de biometano también influye en el coste total. Para el caso estudiado de la planta de 100 GWh/año, el coste total del metano renovable varía desde 48,67 €/MWh-PCS en el caso de vertedero hasta 82,20 €/MWh-PCS en purines, con valores intermedios de 63,27 €/MWh para RSU/EDAR y 71,37 €/MWh-PCS para la paja de cereal.

También, se ha observado que cuanto más caro es el sustrato, menor es la diferencia relativa entre producir únicamente biometano y producir biometano junto con e-metano. Por ejemplo, en el caso del vertedero, que es el sustrato más barato, el incremento de coste alcanza un 138,8 %, mientras que, en purines, que es el sustrato más caro, este incremento se reduce a alrededor de un 7,8%.

Esto se debe a que, en plantas con sustratos de alto coste, el peso del hidrógeno dentro del coste total es relativamente menor, mientras que en sustratos más baratos la incorporación del proceso de producción de e-metano supone un aumento de coste mucho más significativo.

Finalmente, en relación con el análisis de sensibilidad, se observa que el tamaño de planta de biometano tiene un impacto importante en el coste final. Al aumentar la producción, los costes unitarios disminuyen debido a economías de escala, aunque a partir de tamaños cercanos a 250-300 GWh/año esta reducción se vuelve menos significativa.

Capítulo 6. BIBLIOGRAFÍA

[1] European Parliament; Council of the European Union. (2021). Regulation (EU) 2021/1119 establishing the framework for achieving climate neutrality (European Climate Law). https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2021/1119/

[2] Harrison, S. B. (2026). Expert view: why combining biomass and green hydrogen may solve SAFs scaling problem. *GasWorld*. https://www.gasworld.com/open-access/expert-view-why-combining-biomass-and-green-hydrogen-may-solve-safs-scaling-problem/2248449.article/

[3] International Energy Agency (2019). The future of hydrogen: Seizing today's opportunities. https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen

[4] Otero, A. (2026). Primer gas natural renovable en Europa. https://www-xataka-com.cdn.ampproject.org/c/s/www.xataka.com/energia/primer-gas-natural-que-no-depende-fuentes-fosiles-realidad-europa-se-fabrica-extremadura-combinando-hidrogeno-co2

[5] European Hydrogen Observatory (2025). The European hydrogen market landscape. https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/sites/default/files/2025-11/The%20European%20hydrogen%20market%20landscape_November%202025.pdf

[6] Kotowicz, J., Baszczenska, O. & Niesporek, K. (2024). Cost of Green Hydrogen. *Energies*, 17(18), 4651. https://doi.org/10.3390/en17184651

[7] International Renewable Energy Agency (2023). Renewable Power Generation Costs in 2023. https://www.irena.org/Publications/2024/Sep/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2023

[8] Arias-Olivares, J. I. , Battisti, F.G., Cardemil, J., Valenzuela, L. & Escobar, R. (2025). Green Hydrogen Cogeneration Through Solid-Particle Concentrated Solar Power System Integrated With Proton Exchange Membrane Stacks. *Solarpaces* https://doi.org/10.52825/solarpaces.v2i.786

[9] Nnabuife, S.G., Quainoo, K. A., Hamzat, A. K., Darko, C.K. & Agyemang, C. K. (2024). Innovative Strategies for Combining Solar and Wind Energy with Green Hydrogen Systems. *Applied sciences*, *14*(21), 9771. https://doi.org/10.3390/app14219771

[10] Gardarsdottir, S.O., De Lena, E., Romano, M., Roussanaly, S., Voldsund,M., Pérez-Calvo, J.M., Berstad, D., Fu, C., Anantharaman, R., Sutter, D., Gazzani, M.,

Mazzotti, M. & Cinti, G. (2019). Comparison of Technologies for CO2 Capture from Cement Production—Part 2: Cost Analysis. *Energies,* 12(3), 542. **https://doi.org/10.3390/en12030542**

[11] Yagüe, L., Linares, J. I., Arenas, E. & Romero, J. C. (2024). Levelized cost of biohydrogen from steam reforming of biomethane with carbon capture and storage (golden hydrogen)—application to Spain. *Energies*, 17(5), 1134. https://www.mdpi.com/1996-1073/17/5/1134

[12] Gasnam Neutral Transport. (2024). *Mapa de estaciones de gas natural e hidrógeno.* https://gasnam.es/mapa-estaciones-gas-natural-hidrogeno/

[13] IPCC. (2006). *IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories.* https://www.ipccnggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/3_Volume3/V3_2_Ch2_Mineral_Industry.pdf.

[14] Papa, G., Decorte, M., Venturini, A. & Lamon, F. (2024). *Mapping e-methane plants and technologies.* European Biogas Association (EBA). https://www.europeanbiogas.eu/mapping-e-methane-plants-and-technologies-2/

[15] Marsico, L., Brunetti, A., Catizzone, E., Migliori, M. & Barbieri, G. (2025). Integrated membrane gas separation process for the valorisation of H2 and CO2 to biomethane. *ELSEVIER* , 254, 123693. https://doi.org/10.1016/j.renene.2025.123693

[16] Müller, G., Kullmann, F., Linssen, J. & Stolten, D. (2025). The costs of future energy technologies: A comprehensive review of power-to-X processes. *Journal of CO2 Utilization*, 103019. https://doi.org/10.1016/j.jcou.2025.103019

[17] Carels, F., Sens, L. & Kaltschmitt, M. (2024). Synthetic natural gas as a green hydrogen carrier–Technical, economic and environmental assessment of several supply chain concepts. *ELSEVIER*, 321, 118940. https://doi.org/10.1016/j.enconman.2024.118940

[18] Hautala, T. (2025). Techno-economic assessment of scalable synthetic methane production in biogas plants (Master's thesis). Lappeenranta–Lahti University of Technology (LUT), https://lutpub.lut.fi/bitstream/handle/10024/169509/Mastersthesis_Hautala_Tarmo.pdf?sequence=1&isAllowed=y.

[19] Hazewinkel, P., Swinbourn, R., Chao' en, L. & Yang, Y. (2025) A comprehensive review of green methane production from biogas and renewable H_2 and its techno-economic assessment: an australian perspective. *Energies,* 18(17), 4657. https://doi.org/10.3390/en18174657

[20] Taufan, A., Zaki, S.A, Tuck, N. W., Singh, M.N. & Rijal, H.B. (2023) Renewable power-to-fuel pathways for carbon neutrality: A review of technologies and applications. *ELSEVIER*, 183,113479. https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113479.

[21] Minardi, M., Marocco, P. & Gandiglio, M. (2023) Carbon recovery from biogas through upgrading and methanation: A techno-economic and environmental assessment. *ELSERVIER*, 78, 102632. 10.1016/j.jcou.2023.102632

[22] Sanz-Monreal, P., Mercader, V.D., Aragües-Aldea, P., Durán, P., Francés, E., Herguido, J. & Peña, J.A. (2025) *ELSEVIER*, 198,107871. 10.1016/j.biombioe.2025.107871

[23] Radosits, F., Bartik, A., Ajanovic & A., Müller, S. (2025) Production costs and greenhouse gas mitigation potential of hydrogen-enhanced biomethane and bio.-SNG production. *ELSEVIER*, 97, 103105. 10.1016/j.jcou.2025.103105

[24] PVGIS. (s.f.). Photovoltaic Geographical Information System. https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/.

[25] Renewables Ninja. (s.f.). Renewable energy simulation platform. https://www.renewables.ninja.

[26] Green Energy MID GAS. (s.f.). Índices de mercado energético. https://greenenergy.mibgas.es/indice.

[27] Jofre-Jofre, A., Flotats-Ripoll, X. (2019). *Los gases renovables. un vector energético emergente.* Fundacion Naturgy. https://www.researchgate.net/profile/Xavier-Flotats/publication/341931046_Los_Gases_Renovables_Un_vector_energetico_emergente/links/5ed9fa47299bf1c67d41affe/Los-Gases-Renovables-Un-vector-energetico-emergente.pdf

[28] Brynolf, S., Taljegard, M., Grahn, M. & Hansson, J. (2018). Electrofuels for the transport sector: A review of production costs. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *81*, 1887-1905. https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.288

[29] Böhm, H., Zauner, A., Rosenfeld, D. C. & Tichler, R. (2020). Projecting cost development for future large-scale power-to-gas implementations by scaling effects. *ELSEVIER,* 264, 114780. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.114780

[30] University of Manchester. (s.f.). CEPCI Index. https://www.training.itservices.manchester.ac.uk/public/gced/CEPCI.html?reactors/CEPCI/index.html.

[31] European Commission. (2020). The European Green Deal. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52019DC0640.

ANEXO I

ALINEACIÓN DEL PROYECTO CON LOS OBJTEVIOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

El desarrollo de tecnologías basadas en combustibles sintéticos renovables puede contribuir al avance hacia un sistema energético más sostenible. En este contexto, el presente proyecto se alinea con varios de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) establecidos por las Naciones Unidas.

En primer lugar, el proyecto contribuye al ODS 7: Energía asequible y no contaminante, ya que promueve la producción de gas renovable a partir fuentes de energía renovable, como la energía solar fotovoltaica y la eólica, favoreciendo la diversificación del mix energético y reduciendo la dependencia de los combustibles fósiles.

Asimismo, se relaciona con el ODS 9: Industria, innovación e infraestructura, al analizar la integración de tecnologías innovadoras, como el *Power-to-Gas*, en infraestructuras energéticas existentes, como la red de gas natural.

El proyecto también está alineado con el ODS 12: Producción y consumo responsables, puesto que propone la reutilización del dióxido de carbono como materia prima para la producción de combustibles sintéticos, fomentando un uso más eficiente de los recursos.

Finalmente, contribuye al ODS 13: Acción por el clima, ya que el desarrollo de combustibles renovables, como el e-metano, puede ayudar a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero mediante la sustitución parcial de combustibles fósiles por alternativas con menos impacto ambiental.



Figura 28: Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS).