



COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO ANÁLISIS TECNO-ECONÓMICO DE LA PRODUCCIÓN DE METANOL VERDE

Autor: Teresa Badías López

Director: Léonard Lefranc

Co-Director: Santiago Serna Zuluaga

Madrid

Julio de 2025

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
Análisis tecno-económico de la producción de metanol verde
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2024-2025 es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es
plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada
de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.: Teresa Badías López Fecha: 24 / 08 / 2025



Autorizada la entrega del proyecto
EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Leonard Lefranc Fecha: 26 /08 / 2025

Léonard Lefranc Digitally signed by
Léonard Lefranc
Date: 2025.08.26
18:07:30 +02'00'

Fdo.: Santiago Serna Zuluaga Fecha: 26 /08 / 2025

Santiago Serna Zuluaga Firmado digitalmente
por Santiago Serna
Zuluaga 02320299J
02320299J Fecha: 2025.08.26
17:38:06 +02'00'

Agradecimientos

Quiero dedicar este trabajo, en primer lugar, a mi abuelo, que ha sido siempre mi mayor fuente de inspiración. Gracias a él nació en mí la idea de este proyecto hace ya muchos años, y su ejemplo de esfuerzo y pasión por el conocimiento me motivó a estudiar esta carrera. He querido parecerme a él en todo momento, y su recuerdo ha estado presente en cada paso de este camino.

A mi madre, por haber sido mi apoyo incondicional en todo momento. Siempre ha mirado por mí, dándome el ejemplo de esfuerzo, constancia y cariño eterno. Gracias a ella he tenido la fuerza de continuar incluso en los momentos más difíciles.

A mi padre, por no dejar nunca de confiar en mí, por recordarme siempre lo que valía y por transmitirme la seguridad de que podría conseguirlo. Su mentalidad ganadora ha sido un motor constante que me ha impulsado a seguir adelante.

A mi hermana, por mirarme siempre con ojos de admiración y motivarme a ser mejor cada día. Ella ha sido un ejemplo de esfuerzo y dedicación, y su apoyo y comprensión me han acompañado de una manera muy especial.

A Juan, por haber estado a mi lado durante tantos años, y de manera especial en este último. Gracias por aguantar mis quejas, mis dudas y mis lágrimas, pero sobre todo por empujarme hacia adelante cuando más lo necesitaba. Has sido mi mayor apoyo y un regalo.

Finalmente, quiero agradecer a mis tutores y profesores que me han acompañado a lo largo de la carrera. Con su dedicación, paciencia y compromiso han hecho todo lo posible por ayudarnos e inspirarnos, contribuyendo de manera decisiva a mi formación académica y personal.

ANÁLISIS TECNO-ECONÓMICO DE LA PRODUCCIÓN DE METANOL VERDE

Autor: Badías López, Teresa.

Director: Serna Zuluaga, Santiago; Lefranc, Léonard.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

Palabras clave: Metanol, E-metanol, Bio-metanol, ODS, Transición energética, Descarbonización, Emisiones de CO₂, VNA, Análisis de sensibilidad, España.

1. Introducción

En el presente proceso de transición energética, reemplazar los combustibles fósiles por opciones sostenibles se ha vuelto una prioridad estratégica. El metanol, entre las opciones disponibles, se distingue por su versatilidad, densidad energética y compatibilidad con infraestructuras existentes. Por ello, es considerado un candidato crucial para el transporte marítimo y la industria química.

A pesar de eso, el metanol fósil sigue siendo la opción más utilizada debido a sus menores costes, aunque su efecto negativo en el medioambiente es considerable. En este contexto, aparecen rutas renovables como el e-metanol, que tiene como base el hidrógeno verde y el dióxido de carbono (CO₂) capturado, o el bio-metanol, que se obtiene a partir de biomasa residual o cultivos energéticos. Aunque son más sostenibles, todavía tienen que lidiar con obstáculos técnicos y económicos significativos. En este escenario, es esencial tener a disposición instrumentos que permitan la comparación entre estas opciones desde los aspectos económico, ambiental y estratégico, con el objetivo de orientar decisiones industriales, políticas públicas y futuras inversiones.

2. Definición del Proyecto

El propósito del trabajo es estudiar la viabilidad técnica, económica y ambiental de varias rutas de producción de metanol, considerando las alternativas renovables en relación con sus equivalentes fósiles. Se ha creado un modelo de simulación en Excel, que muestra el

funcionamiento de una planta tipo a lo largo de veinte años, incluyendo variables como los costes operativos anuales, el precio de los insumos y la inversión inicial.

El modelo estima el coste total acumulado y el Valor Neto Actual (VNA) de cada ruta utilizando una tasa de descuento constante. Asimismo, tiene en cuenta las proyecciones de emisiones de CO₂ por tonelada de metanol producido, basándose en los insumos y procedimientos utilizados. Se ha sumado además un análisis de sensibilidad sobre las variaciones en el coste de la electricidad, la biomasa o el CO₂ capturado, con el objetivo de examinar cómo impactan cada una de estas alternativas en su viabilidad.

Se examinan seis rutas de producción de metanol cuyo origen de las materias primas es diferente. En el caso del e-metanol, se tienen en cuenta dos variantes dependiendo de la fuente de CO₂ que se utiliza como insumo: captura directa del aire o captura de procesos industriales. Para el bio-metanol, se consideran cuatro métodos diferentes basados en la clase de biomasa que sirve como materia prima: hueso de aceituna, cultivos energéticos, astilla industrial y residuos agrícolas. Se añaden, como referencia, dos rutas fósiles que se sustentan en carbón y gas natural, además de una tercera alternativa a partir de biometano. El biometano es un insumo renovable, por lo que puede ser considerado una opción verde similar al biometanol. Su método de síntesis de metanol es el mismo que la ruta del gas natural, lo cual permite utilizar la misma infraestructura ya existente. El objetivo final es ofrecer una comparación precisa y actualizada que permita evaluar el nivel de madurez, la viabilidad a largo plazo y la coherencia con las metas de descarbonización en España.

3. Descripción del modelo/sistema/herramienta

En Excel, la herramienta de cálculo está organizada en bloques que facilitan la introducción, el procesamiento y el análisis de los datos de cada ruta productiva con total claridad. Para cada tecnología, se determinan de manera independiente los factores de emisión, los precios de insumos, así como el CAPEX y el OPEX.

Se estima la evolución de los costes a lo largo de veinte años, partiendo de estas entradas. Se añaden los gastos operativos proyectados a la inversión inicial y se actualiza la serie al valor presente utilizando la tasa de descuento. Así, el VNA se convierte en un indicador que permite comparar rutas.

Simultáneamente, se incorpora un bloque de análisis ambiental que calcula las emisiones de CO₂ por tonelada de metanol en función del origen de los insumos. Finalmente, se incluye un modelo de sensibilidad que hace posible la variación independiente de parámetros importantes (precio de la electricidad, la biomasa o el CO₂) para analizar su impacto en el resultado final.

El modelo proporciona una visión global del rendimiento económico y ambiental de cada ruta a través del tiempo, encontrando las condiciones de competitividad y los puntos críticos.

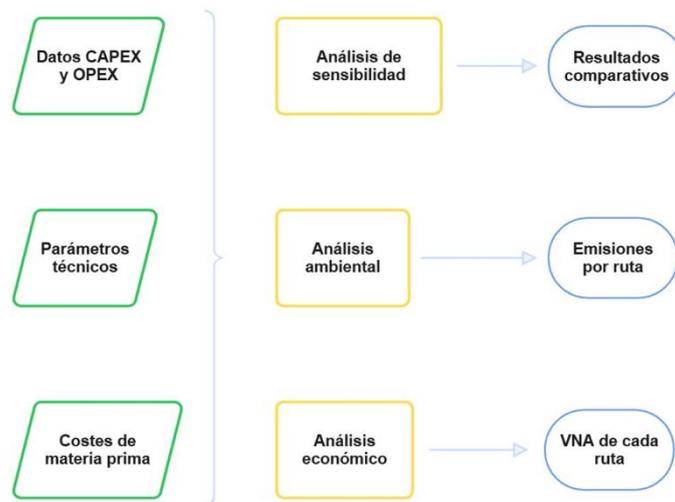


Gráfico 1. Diagrama de flujo proceso del proyecto

4. Resultados

El análisis demuestra que, en el marco de 20 años, las rutas fósiles (en particular la que se basa en gas natural) tienen costes acumulados más bajos. No obstante, algunos tipos de bio-metanol, como los que se basan en desechos industriales y agrícolas, tienen una evolución cercana a la competitividad, especialmente en situaciones de estabilidad en el precio de la biomasa y de bajos gastos de inversión. Por otro lado, las rutas de e-metanol, en particular la que utiliza captura directa del aire, tienen los costes de producción más altos a causa del alto precio de la electricidad renovable y de la intensidad energética del proceso.

En términos ecológicos, todas las rutas renovables consiguen reducciones significativas en comparación con el metanol fósil. El bio-metanol tiene la capacidad de llegar a emisiones netas nulas, basándose en la suposición de carbono biogénico neutro. El e-metanol también supone una mejora significativa, aunque en su variante con captura

industrial persisten emisiones asociadas al origen del CO₂. El análisis de sensibilidad demuestra que el e-metanol depende en gran medida del precio de la electricidad y del CO₂ capturado, mientras que en el bio-metanol el factor más determinante es el coste de la biomasa. Las rutas fósiles, con estructuras más consolidadas, resultan menos sensibles a variaciones.

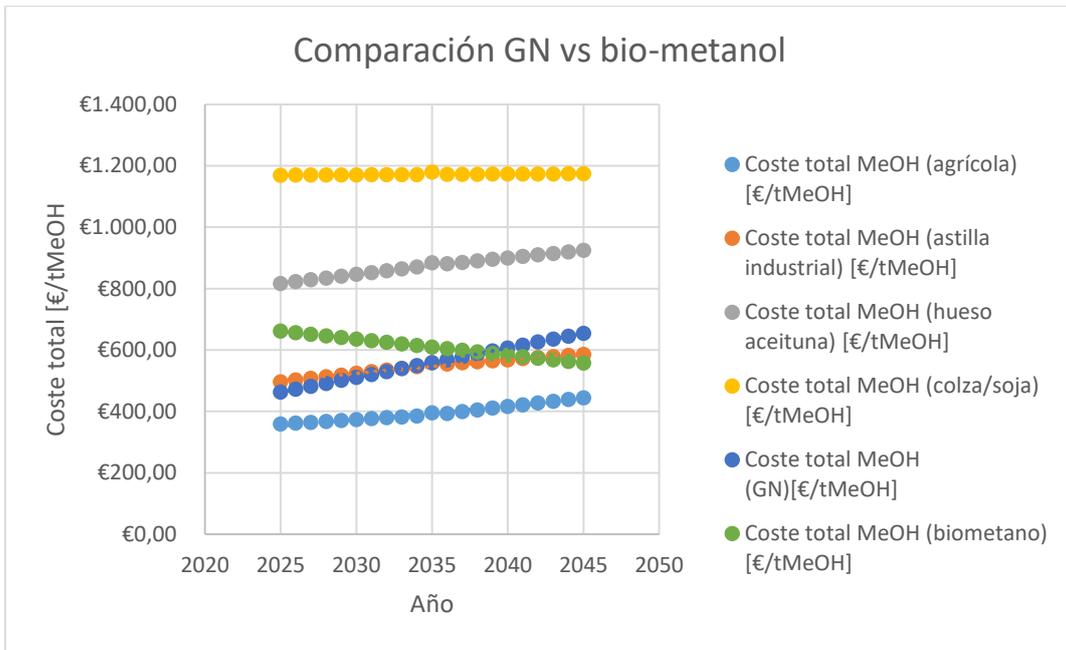


Gráfico 2. Comparación costes metanol mediante Gas Natural y Bio-metanol

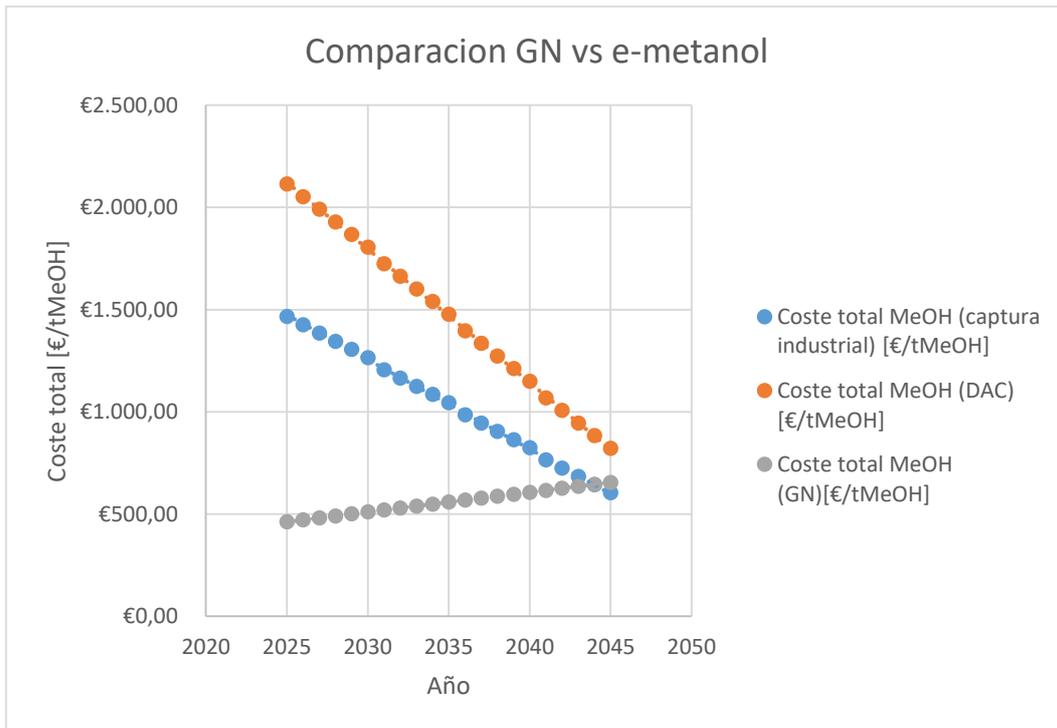


Gráfico 3. Comparación costes metanol mediante Gas Natural y E-metanol

5. Conclusiones

Los resultados indican que, en términos económicos, las rutas fósiles continúan siendo más competitivas. Sin embargo, algunas modalidades de bio-metanol en particular las que se fundamentan en desechos agrícolas y astilla industrial tienen la posibilidad de estar cerca de ser viables si los precios de la biomasa permanecen estables y se utilizan infraestructuras ya existentes. El e-metanol tiene costes más elevados a causa de los precios de la electricidad renovable y del CO₂ que se captura, lo cual hace evidente la necesidad de marcos regulatorios permanentes y apoyo del gobierno; no obstante, proporciona beneficios operativos como la flexibilidad en cuanto a ubicación y la independencia geográfica, sobre todo en su versión con captura directa del aire.

En lo que respecta al ecosistema, el bio-metanol y el e-metanol posibilitan una disminución considerable de las emisiones en comparación con el metanol fósil, destacando el carácter neutro del carbono en las rutas biogénicas. En conjunto, la metodología desarrollada se configura como una herramienta eficaz para comparar tecnologías bajo escenarios inciertos y puede extenderse a otros vectores energéticos, constituyendo un apoyo útil para la toma de decisiones en la transición energética.

6. Referencias

IRENA. *Innovation Outlook: Renewable Methanol*. International Renewable Energy Agency, 2021. <https://www.irena.org/publications/2021/Jan/Innovation-Outlook-Renewable-Methanol>

Brynolf, S., Taljegard, M., Grahn, M., & Hansson, J. *Electrofuels for the transport sector: A review of production costs*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 81, 2018, pp. 1887-1905. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117309358>

IEA. *Renewable Energy and Energy Efficiency Indicators*. International Energy Agency, 2019. <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>

Comisión Europea. *Fit for 55 Package*. European Commission, 2021. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX%3A52021DC0550>

MITECO. *Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo 2050*. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, s. f. <https://www.miteco.gob.es/es.html>

TECHNO-ECONOMIC ANALYSIS OF GREEN METHANOL PRODUCTION

Author: Badías López, Teresa

Supervisors: Serna Zuluaga, Santiago; Lefranc, Léonard

Collaborating Institution: ICAI – Comillas Pontifical University

PROJECT ABSTRACT

Keywords: Methanol, E-methanol, Bio-methanol, SDGs, Energy transition, Decarbonization, CO₂ emissions, NPV, Sensitivity analysis, Spain.

1. Introduction

In the current energy transition, replacing fossil fuels with sustainable options has become a strategic priority. Among the available alternatives, methanol stands out for its versatility, energy density, and compatibility with existing infrastructure. For this reason, it is considered a key candidate for the shipping sector and the chemical industry.

Nevertheless, fossil methanol remains the most widely used option due to its lower costs, although its negative environmental impact is considerable. In this context, renewable pathways such as e-methanol, based on green hydrogen and captured carbon dioxide (CO₂), or bio-methanol, produced from residual biomass or energy crops, have emerged. While these alternatives are more sustainable, they still face significant technical and economic challenges.

In this scenario, it is essential to have instruments available that enable comparisons between these options from economic, environmental, and strategic perspectives, with the aim of guiding industrial decisions, public policies, and future investments.

2. Project Definition

The purpose of this project is to study the technical, economic, and environmental feasibility of different methanol production routes, considering renewable alternatives in comparison with their fossil counterparts. A simulation model has been created in Excel, representing the operation of a typical plant over twenty years, including variables such as annual operating costs, input prices, and initial investment.

The model estimates the accumulated total cost and the Net Present Value (NPV) of each pathway using a constant discount rate. It also accounts for CO₂ emission projections per tonne of methanol produced, based on the inputs and processes used. Additionally, a sensitivity analysis is performed on variations in the cost of electricity, biomass, or captured CO₂, in order to examine how each of these parameters impacts viability.

Six production routes are analyzed, differing in the origin of their raw materials. For e-methanol, two variants are considered depending on the source of CO₂: direct air capture (DAC) or capture from industrial processes. For bio-methanol, four different methods are evaluated based on the type of biomass used as feedstock: olive pits, energy crops, industrial wood chips, and agricultural residues. As a reference, two fossil routes based on coal and natural gas are included, as well as a third pathway from biomethane. Since biomethane is a renewable input, it can be considered a green option similar to bio-methanol. Its methanol synthesis process is the same as that of natural gas, allowing the use of existing infrastructure. The final objective is to provide an accurate and up-to-date comparison to evaluate the maturity level, long-term feasibility, and consistency with Spain's decarbonization goals.

3. Description of the Model

In Excel, the calculation tool is organized into blocks that facilitate the input, processing, and analysis of data for each production route in a clear way. For each technology, emission factors, input prices, CAPEX, and OPEX are independently determined.

The evolution of costs is estimated over twenty years, starting from these inputs. Projected operating expenses are added to the initial investment, and the series is discounted to present value using the discount rate. Thus, the NPV becomes an indicator that allows comparison between pathways.

At the same time, an environmental analysis block is included, which calculates CO₂ emissions per tonne of methanol depending on the origin of the inputs. Finally, a sensitivity model is incorporated, enabling independent variation of key parameters (electricity, biomass, or CO₂ prices) to assess their impact on the final result.

The model provides an overall view of the economic and environmental performance of each route over time, identifying conditions for competitiveness and critical points.

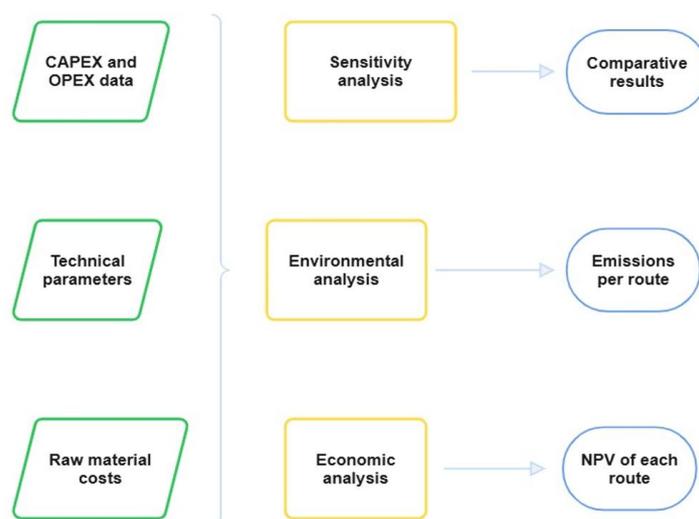


Gráfico 4. Project process flow diagram

4. Results

The analysis shows that, over a 20-year horizon, fossil routes particularly the one based on natural gas have lower cumulative costs. However, some types of bio-methanol, such as those derived from industrial and agricultural residues, approach competitiveness, especially when biomass prices are stable and investment costs are relatively low. However, e-methanol routes, especially those using direct air capture, present the highest production costs due to the high price of renewable electricity and the energy intensity of the process.

From an ecological perspective, all renewable routes achieve significant reductions compared to fossil methanol. Bio-methanol can even reach net-zero emissions, based on the assumption of biogenic carbon neutrality. E-methanol also represents a major improvement, although its industrial-capture variant still involves emissions associated with the fossil origin of CO₂.

The sensitivity analysis shows that e-methanol is strongly dependent on electricity and CO₂ costs, while in bio-methanol the determining factor is biomass cost. Fossil routes, being more established, are less sensitive to such variations.

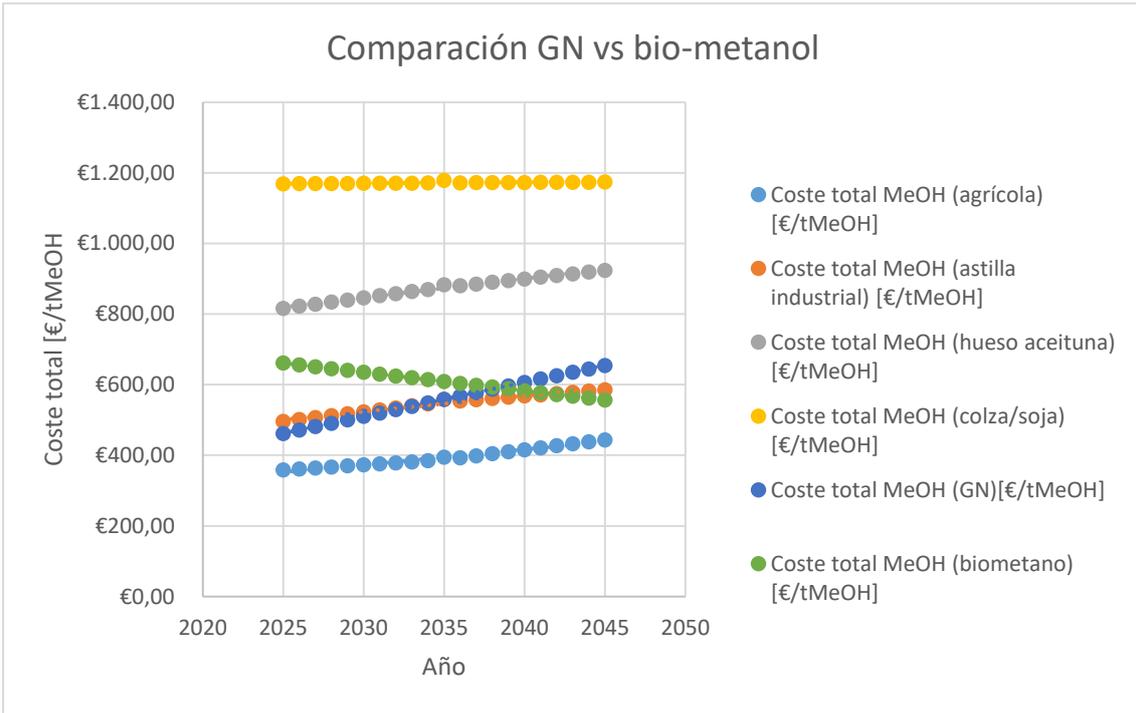


Gráfico 5. Cost comparison of methanol from natural gas and bio-methanol

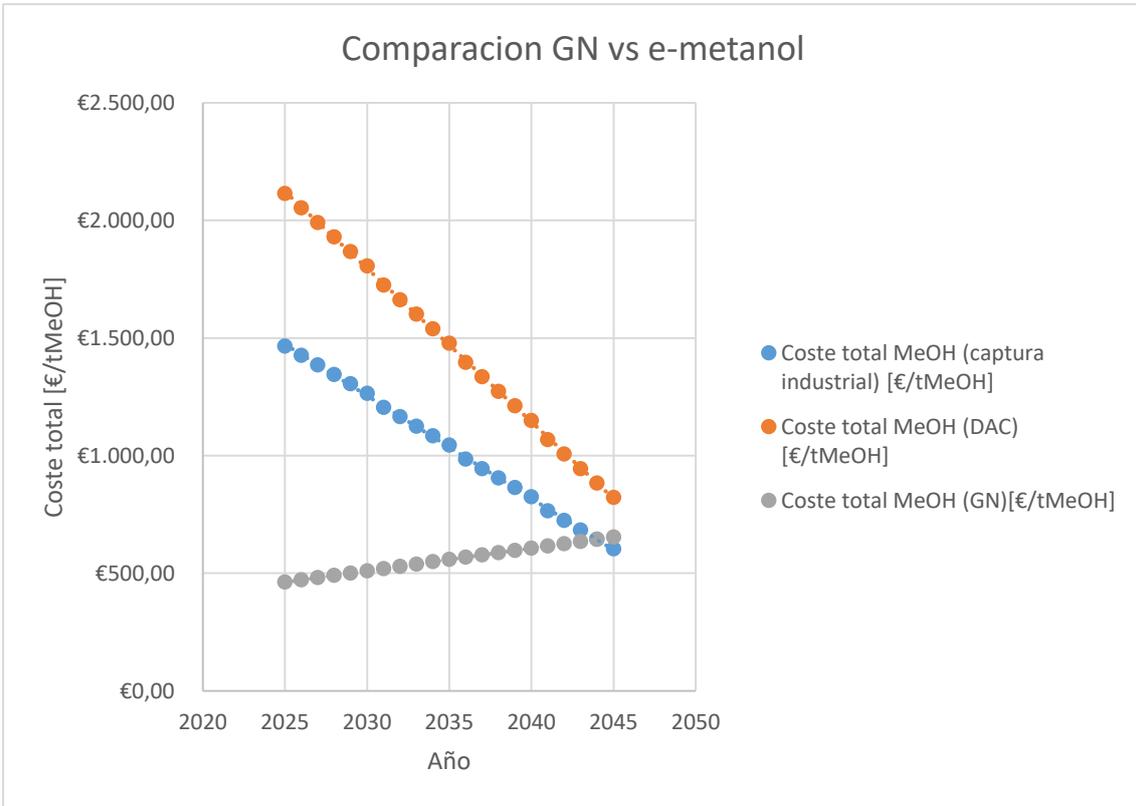


Gráfico 6. Cost comparison of methanol from natural gas and e-methanol

5. Conclusions

The results indicate that, in economic terms, fossil routes remain more competitive. However, certain bio-methanol pathways, particularly those based on agricultural residues and industrial wood chips, could approach viability if biomass prices remain stable and existing infrastructure is leveraged. E-methanol shows higher costs due to renewable electricity and CO₂ capture prices, highlighting the need for stable regulatory frameworks and government support. Nevertheless, it offers operational advantages such as location flexibility and geographical independence, especially in its direct air capture version.

With respect to environmental performance, both bio-methanol and e-methanol enable a substantial reduction in emissions compared to fossil methanol, with biogenic routes standing out for their carbon-neutral character. Overall, the developed methodology proves to be an effective tool for comparing technologies under uncertain scenarios and can be extended to other energy vectors, serving as a useful support for decision-making in the energy transition.

6. References

IRENA. *Innovation Outlook: Renewable Methanol*. International Renewable Energy Agency, 2021. <https://www.irena.org/publications/2021/Jan/Innovation-Outlook-Renewable-Methanol>

Brynolf, S., Taljegard, M., Grahn, M., & Hansson, J. *Electrofuels for the transport sector: A review of production costs*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81, 2018, pp. 1887-1905. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117309358>

IEA. *Renewable Energy and Energy Efficiency Indicators*. International Energy Agency, 2019. <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>

Comisión Europea. *Fit for 55 Package*. European Commission, 2021. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX%3A52021DC0550>

MITECO. *Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo 2050*. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, s. f. <https://www.miteco.gob.es/es.html>

Índice

Agradecimientos.....	4
1. Introducción y planteamiento del proyecto	18
1.1. Contexto energético y medioambiental actual.....	18
1.2. El papel del metanol en la transición energética.....	18
1.3. Justificación del estudio.....	19
1.4. Contribución a los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)	20
1.5. Objetivos del proyecto	24
1.6. Metodología general empleada.....	24
2. Estado de la cuestión	26
2.1. Producción convencional de metanol	26
2.2. Tecnologías de producción de metanol renovable.....	30
2.2.1. E-metanol: electrólisis del agua y captura de CO ₂	30
2.2.2. Bio-metanol: biomasa, residuos y gasificación	33
2.3. Comparativa tecnológica	36
2.3.1. Eficiencia, madurez tecnológica y escalabilidad.....	36
2.3.2. Costes aproximados y desafíos técnicos.....	39
2.4. Almacenamiento y transporte del metanol	41
2.5. Proyectos piloto nacionales e internacionales	44
2.6. Consideraciones medioambientales.....	54
2.7. Huella de carbono y balance de emisiones	55
3. Modelo técnico-económico desarrollado	58
3.1. Objetivos del modelo y supuestos generales	58
3.2. Datos técnicos de entrada	59
3.3. Parámetros de eficiencia y consumo energético.....	61
3.4. Requerimientos de materia prima y emisiones.....	63
3.5. Datos económicos.....	66

3.5.1.	Costes CAPEX y OPEX estimados	66
3.5.2.	Precios energéticos, biomasa y CO ₂	67
3.6.	Estructura del modelo	74
3.6.1.	Algoritmos de cálculo.....	74
4.	Análisis de resultados	76
4.1.	Resultados del caso base	76
<u>4.1.1.</u>	Coste de producción del e-metanol y bio-metanol	76
<u>4.1.2.</u>	Comparativa con metanol fósil.....	83
4.1.3.	Emisiones evitadas y reducción del CO ₂	88
4.2.	Análisis de sensibilidad	91
5.	Conclusiones.....	93
6.	Bibliografía.....	97

Índice de gráficos

Gráfico 1. Comparación rutas producción metanol.....	38
Gráfico 2. Requerimiento por tipo de biomasa	65
Gráfico 3. Evolución estimada del precio de la electricidad en España.....	67
Gráfico 4. Evolución estimada coste captura directa de CO ₂ del aire (DAC).....	68
Gráfico 5. Evolución estimada coste captura CO ₂ de fuentes industriales.....	69
Gráfico 6. Evolución estimada precio tipos biomasa	70
Gráfico 7. Comparativa precios energéticos Carbón vs. Gas Natural.....	71
Gráfico 8. Evolución estimada coste por emisiones de CO ₂	72
Gráfico 9. Evolución estimada precio biometano	73
Gráfico 10. Porcentajes insumos e-metanol de captura de fuentes industriales.....	77
Gráfico 11. Porcentajes insumos e-metanol captura DAC	78
Gráfico 12. Porcentajes insumos bio-metanol agrícola.....	80
Gráfico 13. Porcentajes insumos bio-metanol de astilla industrial	81
Gráfico 14. Porcentajes insumos bio-metanol de hueso de aceituna.....	81
Gráfico 15. Porcentajes insumos bio-metanol de colza/soja.....	82
Gráfico 16. Comparación coste por rutas de producción de metanol.....	87
Gráfico 17. Comparación de coste metanol (Gas Natural) vs. E-metanol	87
Gráfico 18. Comparación coste metanol (Gas Natural) vs. Bio-metanol.....	88
Gráfico 19. Análisis de sensibilidad metanol fósil según gas natural y ETS.....	91
Gráfico 20. Análisis de sensibilidad e-metanol según captura CO ₂ y electrólisis.....	91
Gráfico 21. Análisis de sensibilidad bio-metanol según electricidad y biomasa	91

1. Introducción y planteamiento del proyecto

1.1. Contexto energético y medioambiental actual

La urgencia de detener el cambio climático ha creado la necesidad de rehabilitar los sistemas energéticos existentes para disminuir las emisiones de gases que causan efecto invernadero, en particular el dióxido de carbono (CO₂). Se han acordado compromisos entre naciones, incluyendo España, como la Agenda 2030 o metas como la neutralidad climática para el año 2050 (Asamblea General ONU, 2015; Comisión Europea, 2021). Esta transformación implica una descarbonización radical de la industria y el desarrollo en mayor profundidad de fuentes de energía sostenibles y renovables a largo plazo.

En este contexto de innovación, el hidrógeno verde se presenta como un vector energético esencial para la transición energética, ya que tiene el potencial de sustituir a los combustibles fósiles. Sin embargo, tiene algunas dificultades relacionadas con su transporte y almacenamiento (*IRENA, 2021*). Es aquí donde el metanol verde, producido a partir de hidrógeno verde y dióxido de carbono capturado, o de biomasa, destaca como una alternativa prometedora.

1.2. El papel del metanol en la transición energética

El metanol es un alcohol de gran importancia en la industria química además de su papel como combustible. Su producción habitual se basa en la transformación del gas natural, de intensivas emisiones de CO₂, aunque es posible obtenerlo de manera sostenible. El e-metanol se genera a partir de una reacción entre hidrógeno verde (H₂) y CO₂ capturado mientras que el bio-metanol se produce a partir de la gasificación o pirolisis de biomasa y residuos orgánicos (*IRENA, 2021*). Ambas opciones favorecen una reducción significativa de las emisiones asociadas y en el caso del bio-metanol, el CO₂ liberado puede considerarse, en algunos casos, nulo al haber sido previamente absorbido por la biomasa del entorno. El e-metanol por otro lado puede considerarse un avance tecnológico innovador al combinar el uso de los excedentes de energía limpia con la captura de carbono (*IRENA, 2021*)

Desde una perspectiva logística, el e-metanol ofrece múltiples beneficios en comparación con el simple hidrógeno verde pues es líquido a temperatura ambiente, lo que facilita su transporte y almacenamiento en depósitos convencionales. Esto permite aprovechar la

infraestructura existente, lo que también constituirá una ventaja a la hora de su introducción en mercados que enfrentan retos económicos de adaptación (IEA, 2019; IRENA, 2021).

Diversos estudios coinciden en que el metanol verde jugará un papel crucial en la transición energética especialmente en los sectores del transporte marítimo y la industria química, los cuales presentan restricciones de electrificación y necesitan una elevada densidad energética (*Brynolf et al., 2018; IRENA, 2021*).

1.3. Justificación del estudio

Como se indicó anteriormente, la transición hacia una economía con bajas emisiones de carbono busca alternativas que faciliten la disminución de emisiones sin renunciar a la competitividad industrial, ni comprometer la seguridad de abastecimiento energético. El metanol es una solución prometedora, pero a pesar de sus múltiples ventajas, aún enfrenta importantes desafíos como son los costes de producción, especialmente del e-metanol, el cual depende del hidrógeno verde y de las tecnologías de captura de carbono que no están todavía desarrolladas a gran escala. El bio-metanol, por otra parte, está anclado a las cadenas de suministro de biomasa y residuos. Además el desarrollo de normativa clara y políticas de apoyo sirve para atraer la inversión y fomentar el desarrollo de estas tecnologías (*Comisión Europea, 2021; IEA, 2023; IRENA, 2021*).

En España, compañías como *Repsol, Iberdrola, Cepsa, Enagás*, etc. han sido conscientes del potencial del metanol como vector energético y ya han desarrollado proyectos como *Green Meiga* o *Ecoplanta*, aprovechando las condiciones del territorio nacional (*IBERDROLA, s. f.; REPSOL, s. f.*). El gobierno, mediante el MITECO o IDAE, también ha publicado estrategias nacionales (*MITECO, s. f.*).

Sin embargo, estas iniciativas tienden a centrarse en aspectos técnicos, regulatorios o financieros concretos y no siempre desarrollan modelos comparativos sencillos y accesibles por lo que este proyecto pretende lo dicho.

Mediante un enfoque didáctico y técnico, pretende recopilar y sintetizar los conocimientos actuales para contribuir al ámbito académico con una evaluación crítica de las soluciones sostenibles existentes.

Pretende realizar un modelo tecno-económico centrado en la comparativa de diversas soluciones energéticas bajo condiciones comunes en el contexto español.

Asimismo, el estudio considera las metas establecidas en la Agenda 2030, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) y el Pacto Verde Europeo (*Comisión Europea, 2021; IEA, 2023; IRENA, 2021*).

En conclusión, este proyecto no tiene como objetivo sustituir los estudios técnicos empresariales o institucionales ya presentes, sino enriquecerlos desde una perspectiva sencilla y accesible a la vez que técnica y formativa proporcionando claridad y adaptación al contexto energético español.

1.4. Contribución a los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)

Para enfrentar los principales desafíos sociales, económicos y ambientales del siglo XXI, la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible define 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible. El presente proyecto se relaciona con varios de estos objetivos (*Asamblea General ONU, 2015*).

ODS 7 – Energía asequible y no contaminante

El propósito de este objetivo es asegurar el acceso universal a energía sostenible, confiable y moderna (*Asamblea General ONU, 2015*). La implementación del metanol verde promueve el uso de fuentes de energía renovables, lo cual es especialmente útil en sectores difíciles de electrificar como son el transporte marítimo y la industria química. Por un lado, el e-metanol, un combustible líquido que utiliza la electricidad renovable, facilita el transporte y el almacenamiento. Por otra parte, el bio-metanol que proviene de biomasa y residuos orgánicos, representa un avance tecnológico en el almacenamiento de energía, no solo es un combustible renovable, sino que actúa como forma eficiente de almacenar y transportar energía renovable en forma química, convirtiéndose en un puente tecnológico entre la producción descentralizada de biomasa y las necesidades energéticas de la industria y el transporte. Ambas alternativas de combustible renovable ofrecen una manera más sencilla, flexible y efectiva de transitar hacia un sistema energético sostenible y bajo en emisiones de CO₂ (*IRENA, 2021*).

De este modo, aunque no proporciona la flexibilidad operativa instantánea de la red que ofrece el hidrógeno renovable, sí establece una vía complementaria para integrar a medio y largo plazo la producción renovable en sectores como el transporte y la industria (*MITECO, s. f.*).

Adicionalmente, el proyecto se enfoca en la mejora del sistema energético renovable en España, aprovechando la considerable capacidad eólica y solar del país, lo que contribuirá a disminuir la dependencia energética externa y reforzar el sistema propio, haciéndolo menos vulnerable a las variaciones geopolíticas del mercado de combustibles fósiles actual. Al mismo tiempo, el impulso de estas tecnologías respalda las estrategias del PNIEC que busca el aumento de la participación de energías renovables en el consumo de energía final y fomenta del desarrollo de gases renovables como lo es el hidrógeno y sus derivados, en este caso el metanol (*MITECO, s. f.*).

ODS 9 – Industria, innovación e infraestructura

El objetivo 9 impulsa el desarrollo de infraestructuras resistentes, la industrialización sostenible y el progreso de tecnologías innovadoras (*Asamblea General ONU, 2015*). De esta manera, el desarrollo de energías renovables como el metanol verde, favorecen la actualización de la infraestructura ya existente y la innovación en tecnologías de producción, almacenamiento y transporte.

Además, se promueve el aumento de nuevos métodos de producción energética que incorporan soluciones tecnológicas avanzadas como son la electrólisis del agua, la captura del CO₂ o la gasificación de residuos todas con el fin de conseguir una industria más eficiente y limpia. Estas soluciones permiten utilizar el exceso de energía renovable o los flujos residuales para generar energías útiles, lo que representa un avance importante hacia una economía circular y baja en emisiones de carbono. Estos avances también suponen una oportunidad para la reindustrialización de diversas zonas del panorama nacional, especialmente aquellas con antecedentes industriales o potencial logístico o energético, donde ya se han llevado a cabo múltiples proyectos piloto (*IBERDROLA, s. f.*; *REPSOL, s. f.*).

ODS 12 – Producción y consumo responsables

El objetivo 12 tiene como finalidad impulsar hábitos sostenibles de producción y consumo, mejorando el uso de recursos y disminuyendo la generación de residuos procedentes de las actividades energéticas (*Asamblea General ONU, 2015*). La producción de bio-metanol, en este escenario, es la que mejor se ajusta a este objetivo porque, al cerrar ciclos y establecer una economía circular eficaz, promueve el aprovechamiento de los residuos orgánicos y la biomasa no empleada en la industria alimentaria con el fin de disminuir el impacto medioambiental. El proyecto se centra en examinar con precisión la posibilidad de incorporar este tipo de fuentes renovables en procesos industriales masivos y de alto valor agregado.

ODS 13 – Acción por el clima

El objetivo de desarrollo sostenible número 13 se centra en la implementación de medidas para abordar el cambio climático y sus efectos (*Asamblea General ONU, 2015*). Esto significa que no solo se toman en cuenta las emisiones directas de gases de efecto invernadero, como el dióxido de carbono, sino también las condiciones actuales de los sistemas energéticos, industriales y de transporte. Se promueve así una transformación con la finalidad de conseguir una economía con bajas emisiones de carbono. Al estudiar una opción crucial para avanzar hacia un sistema más limpio y eficiente energéticamente y lograr los objetivos, este proyecto está directamente relacionado con dicho objetivo.

La investigación de dos caminos sostenibles para la producción de metanol verde, el e-metanol y el bio-metanol, ayuda a alcanzar el objetivo. El primero se crea a partir de CO₂ capturado y de hidrógeno verde, mientras que el segundo se obtiene mediante un proceso químico que transforma residuos. Las emisiones netas de CO₂ se reducen en comparación con el metanol fósil en ambas soluciones. La producción de e-metanol presenta una reducción considerable en comparación con la producción convencional. Por otro lado, si se lleva a cabo de manera sostenible la cadena de suministro y transformación, el bio-metanol puede lograr emisiones netas prácticamente nulas al cerrar el ciclo del carbono (IEA, 2024; IRENA, 2021).

Además, se intenta realizar una estimación del impacto ambiental de cada una de las rutas, lo que posibilitará comparar los beneficios de cada alternativa y, por ende, incorporar esos análisis en la toma de decisiones sobre planificación industrial o estrategias empresariales o políticas públicas. Promover la utilización de tecnologías sostenibles respalda directamente los objetivos establecidos en el Acuerdo de París, el Pacto Verde Europeo. En conclusión, el trabajo realizado contribuye con este propósito al trazar una ruta hacia la descarbonización de sectores con emisiones elevadas. El proyecto, más allá de la mera verificación de las regulaciones, alienta a la nación a comprometerse con la lucha contra el cambio climático, demostrando que hay soluciones sostenibles en la ingeniería para uno de los desafíos mundiales más grandes hoy en día.

Finalmente, es fundamental resaltar que este proyecto ofrece las rutas de producción del metanol no solamente como instrumentos técnicos, sino también como motores de cambio en los ámbitos ambiental, social y económico. Los beneficios de desarrollar este combustible sostenible no solo se limitan a estos cuatro objetivos principales, sino que también están en consonancia con muchos otros de manera secundaria como puede ser el ODS 8, trabajo decente y crecimiento económico (*Comisión Europea, 2021*), el cual se ve reforzado por la generación de empleo cualificado vinculado a las plantas productivas, ya sean estas de electrólisis, captura de carbono, gestión de biomasa o distribución de combustibles limpios. Asimismo, estas tecnologías convierten en dinámicas las áreas industriales o rurales que están pasando por un proceso de transición, creando oportunidades económicas sostenibles y repartidas a lo largo de todo el territorio español. Además, promueve el desarrollo de soluciones limpias y acordes con los espacios urbanos, lo que también corresponde con el ODS 11, el de ciudades y comunidades sostenibles (*Comisión Europea, 2021*) ya que fomenta el desarrollo de soluciones limpias y compatibles con entornos urbanos. Este método tiene el potencial de hacer que zonas metropolitanas se hagan más sostenibles al reducir su impacto ambiental y aumentar su capacidad para ser autosuficientes.

Por último, esta iniciativa se alinea con el ODS 17, que trata las alianzas para lograr los objetivos (*Comisión Europea, 2021*), ya que el avance de todas estas tecnologías sostenibles necesita la cooperación de centros de investigación, universidades, instituciones e industrias. La cooperación entre lo público y lo privado es esencial para superar todos los desafíos y llevar a cabo el desarrollo y terminar con el despliegue de estas soluciones (*IDAE, s. f.*).

En definitiva, este proyecto demuestra como un análisis riguroso del metanol verde puede además de contribuir a la solución de los problemas energéticos actuales, a avanzar en numerosos campos del desarrollo sostenible. Gracias a este proyecto se pone en valor como la ingeniería tiene un papel clave en como agente activo a la hora de realizar una transformación ecológica, económica y social.

1.5. Objetivos del proyecto

El fin de este proyecto es estudiar la viabilidad técnica y económica del metanol verde en España, enfocándose en las principales rutas de producción: el e-metanol y el bio-metanol. El análisis se centra en el papel de estos en la descarbonización de sectores de difícil electrificación como son el transporte marítimo y la industria química, los cuales dependen actualmente de grandes cantidades de combustibles fósiles con altas emisiones asociadas de gases de efecto invernadero.

Para alcanzar este objetivo general se plantean los siguientes objetivos intermedios: en primer lugar, determinar la estructura de costes de cada ruta de producción, identificando el peso relativo de los distintos insumos y parámetros tecnológicos; en segundo lugar, evaluar las reducciones de emisiones de CO₂ que puede ofrecer cada alternativa en comparación con el metanol fósil convencional; y, en tercer lugar, identificar cuáles son las variables más influyentes que condicionan el coste final de producción, con el fin de reconocer los factores críticos para la competitividad futura de cada opción.

A partir de estos objetivos, el trabajo pretende aportar una base de conocimiento que permita valorar la contribución del metanol verde a la transición energética española y orientar tanto la investigación futura como la toma de decisiones estratégicas en el ámbito industrial y político.

1.6. Metodología general empleada

La metodología aplicada en este proyecto se fundamenta en un análisis documental exhaustivo, modelización técnico-económica y una evaluación ambiental comparativa. Primero, se realizó una búsqueda bibliográfica extensa, enfocada en fuentes científicas, informes técnicos y documentos de organismos nacionales e internacionales como IRENA, IEA y MITECO. Esta documentación ha facilitado la caracterización de las

tecnologías de producción del metanol verde y ha permitido establecer el estado actual sobre las dos principales rutas de producción.(*IDAE, s. f.; IEA, 2023; IRENA, 2021; MITECO, s. f.*)

Con base en la teoría encontrada, se desarrolló un modelo económico y técnico que simplifica el análisis de los gastos y balances relacionados con la producción de las dos opciones de metanol. Este modelo considera elementos como la eficiencia, los costes de la electricidad, la biomasa y las inversiones requeridas, además de los datos sobre las emisiones de CO₂ que se han logrado evitar. El modelo se ha organizado de manera ajustable para facilitar la investigación de diversos escenarios, tomando en cuenta los valores de los parámetros en el contexto nacional y que están condicionados por cambios en el mercado, la tecnología o las regulaciones actuales.(*IEA, 2023*)

En cuanto a la evaluación ambiental, se ha realizado a base de datos de emisiones netas de gases de efecto invernadero asociadas al ciclo de vida de cada variante de metanol. Estos datos y este análisis permiten la comparación directa entre el metanol fósil y el e-metanol o el bio-metanol. Además, la comparación ayuda a la comprensión de los beneficios potenciales de cada una de las soluciones.

Finalmente, el análisis de sensibilidad tiene como objetivo determinar las variables más relevantes e influyentes en los resultados económicos, técnicos y medioambientales. Se establecerán rangos de valores aceptables para cada variable que participe en el proceso de producción con el fin de llegar a conclusiones que puedan generalizarse. Sobre la base de esta información, se generarán sugerencias para aplicar e integrar estas tecnologías en el sector energético español desde un punto de vista técnico y también desde el enfoque de planificación energética y búsqueda de sostenibilidad a escala nacional.

2. Estado de la cuestión

2.1. Producción convencional de metanol

El metanol (CH₃OH), también llamado alcohol metílico, es un compuesto químico de la familia de los alcoholes. Se trata de un líquido incoloro, volátil, tóxico e inflamable a temperatura ambiente. Presenta características que lo hacen muy atractivo como vector energético y como materia prima esencial en la industria química (IRENA, 2021).

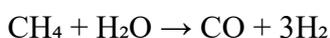
Actualmente se usa principalmente en la producción de formaldehído, ácido acético, MTBE, resinas, pinturas, etc. Pero se ha comenzado a utilizar como combustible alternativo en el transporte marítimo y para el transporte de hidrógeno (IEA, 2023; IRENA, 2021).

La producción convencional de metanol actualmente es exclusivamente a base de fuentes fósiles, un 90% del metanol producido mundialmente se hace a través de gas natural reformado con vapor de agua (Steam Methane Reforming, SMR) (IEA, 2019) y en menor medida a partir de carbón, especialmente en países donde su disponibilidad es elevada como, por ejemplo, China. (IEA, 2019). Ambas rutas tienen en común que parten de la producción de un gas de síntesis, llamado syngas, que es rico en hidrógeno, H₂, monóxido de carbono, CO, y dióxido de carbono, CO₂, el cual se convierte mediante un proceso de síntesis catalítica en metanol (IRENA, 2021).

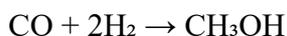
Estos procedimientos se basan en tecnologías muy consolidadas, que llevan años de desarrollo, por lo que tienen una economía de escala madura y una eficiencia técnica alta. No obstante, su excesiva dependencia de recursos no renovables y el enorme volumen de emisiones de CO₂ relacionadas con la producción lo vuelven insostenible en el contexto actual de descarbonización.

En cuanto a la tecnología de producción SMR, el proceso consta de varias etapas.

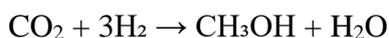
Primero la reacción con el vapor de agua a altas temperaturas (700-1100°C) y moderadas presiones, normalmente en un catalizador de níquel, para dar lugar a monóxido de carbono e hidrógeno (IEA, 2019):



Posteriormente esta mezcla de gases, el conocido syngas, se somete a una síntesis catalítica de metanol (IEA, 2019):



También se produce una reacción adicional a partir del CO₂ (IEA, 2019):



Esta etapa se lleva a cabo a altas presiones (50–100 bar) y temperatura moderada (200–300 °C) con catalizadores de cobre y cinc para, por último, realizar una etapa de condensación y purificación del compuesto (IEA, 2019).

Este producto, a pesar de contar con una eficiencia energética alta (del 65% al 75%), también está vinculado a una huella de carbono considerable. La producción de metanol a partir de carbón puede producir hasta 3,3 toneladas de CO₂ por tonelada de metanol producida, mientras que la producción a partir del gas natural produce entre 0,75 y 1,1 toneladas. Esto sin tener en cuenta las emisiones indirectas relacionadas con el transporte o el uso de electricidad. Es importante destacar que una parte del carbono fósil se incluye en la molécula de metanol (CH₃OH). Esto significa que, a pesar de que las emisiones directas en planta pueden ser relativamente reducidas, su combustión final, ya sea directa o combinada con gasolina, también libera dióxido de carbono (CO₂) proveniente del fósil. Desde el punto de vista legal, este aspecto es importante porque determina la forma en que se contabilizan las emisiones durante el ciclo de vida del combustible. La producción de amoníaco, en contraste, tiene una intensidad de emisiones alrededor de 1.8 tCO₂ por tonelada, lo que provoca que el precio del CO₂ afecte relativamente más a este último (IEA, 2019; IRENA, 2021).

Los componentes que más influyen en la eficiencia energética total del proceso son el diseño de la planta, el sistema de integración térmica y la calidad del gas natural que se emplea. Se determina esta eficiencia dividiendo la energía contenida en el metanol producido entre la energía total suministrada al comienzo, que incluye la electricidad auxiliar, el vapor y el gas natural (IEA, 2024; IRENA, 2021).

Un elemento esencial en la eficacia del proceso es el establecimiento de sistemas para recuperar calor tanto del vapor producido durante el reformado como del gas de escape. Los sistemas de cogeneración (CHP) favorecen la producción de electricidad, vapor o la

exportación del calor residual de algunos sectores del proceso, lo que mejora significativamente la eficacia. Además, para disminuir las pérdidas térmicas, se incluyen en ocasiones intercambiadores de calor de alta eficiencia entre las corrientes del gas de síntesis a distintas temperaturas (IEA, 2023).

Por otro lado, también hay plantas que incluyen sistemas de reformado autotérmico (ATR) o reformado con oxígeno, el cual optimiza el consumo de energía al integrar el calor obtenido en la combustión parcial del metanol en el reformador, pero esto requiere de una inversión inicial mayor así como de un mayor control del funcionamiento del sistema (IEA, 2023).

Por último, es clave la pureza y composición del gas natural, ya que el hecho de que contenga impurezas como azufre o CO₂ puede hacer que se necesiten etapas adicionales de purificación o que se disminuya la eficiencia de la propia conversión catalítica. (IRENA, 2021)

En cuanto al proceso de formación del metanol a través de la gasificación del carbón, es una vía también plenamente desarrollada en países con grandes reservas de dicha materia prima como China, que es el principal productor a nivel mundial de metanol. (IRENA, 2021; Remme, 2024)

Primero el carbón se transforma en gas de síntesis mediante reacciones de oxidación parcial a altas temperaturas (>1200 °C). Este gas obtenido se tiene que ajustar en su proporción H₂/CO para cumplir las condiciones del reactor de síntesis, de la misma forma que el reformado de gas natural (IRENA, 2021).

El problema de esta vía son sus altas emisiones en CO₂ y como consecuencia su gran impacto ambiental. Estas pueden llegar a alcanzar las 2,5-3,3 toneladas de CO₂ por cada tonelada de metanol producido, lo que es más del doble que en el caso del gas natural. Además de la mayor huella de carbono asociada a la extracción transporte y manejo del carbón (IRENA, 2021).

El metanol por estas rutas sigue siendo competitivo económicamente, sobretudo en regiones donde el gas natural o el carbón es abundante y por ello barato, pero, el endurecimiento de las políticas climáticas y el aumento del coste de los derechos de emisión (EU ETS) hacen que se comprometa su viabilidad a largo plazo en España

(IRENA, 2021). Las emisiones, mediante las dos vías, representan un 10% de las emisiones globales de la industria química a nivel mundial (IEA, 2019) y estos procesos requieren de 28 a 30 GJ de energía primaria por tonelada de metanol producida, procedente principalmente de gas natural (IRENA, 2021). La combinación de todos estos requerimientos hace que la forma de producción convencional de metanol sea incompatible con los objetivos acordados para conseguir la neutralidad climática en 2050.

Esto justifica la urgencia de la búsqueda de nuevas tecnologías de producción de metanol que ayuden a conseguir la descarbonización del sector mediante la sustitución por alternativas renovables como son el e-metanol y el bio-metanol.

Como ruta paralela, se ha planteado alguna estrategia intermedia como la incorporación de tecnologías de captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS), las cuales permiten reducir las emisiones directas mediante la captura en los procesos de reformado o gasificación y su almacenamiento para la reutilización posterior.

En el caso de las plantas de metanol a partir de gas natural, la aplicación más sencilla es la captura post-combustión, antes del vertido del gas a la atmósfera. La técnica más empleada es la absorción mediante aminas, donde se consigue separar el CO₂ de la corriente de gases mediante el contacto con la solución química. El absorbente se regenera posteriormente mediante calentamiento, liberando el CO₂ concentrado. También se puede hacer mediante captura del CO₂ de la combustión en el reformador, sobre todo cuando se usan configuraciones de reformado autotérmico o gasificación, donde se produce la extracción del CO₂ directamente del gas de síntesis antes de que se alimente el reactor de metanol (IRENA, 2021; Matt Steyn et al., s. f.).

El CO₂ una vez capturado puede ser almacenado geológicamente (Carbon Capture and Storage, CCS) en acuíferos salinos profundos o yacimientos antiguos de gas o utilizado en otros procesos (Carbon Capture and Utilization, CCU), como materia prima para la producción de e-metanol, urea, plásticos o bebidas carbonatadas. De todas formas, el despliegue de las tecnologías CCUS está todavía muy limitado por su alto coste que ronda los 50-100€ por tonelada de CO₂ capturado además de la falta de disponibilidad de infraestructura tanto para su transporte como para su almacenamiento y de incentivos regulatorios, por lo que, aunque es una solución viable, solo se contempla como

intermedia hacia una producción completamente renovable (IRENA, 2021; Matt Steyn et al., s. f.).

Por último, existe otra vía de transición hacia las soluciones renovables y es la hibridación de procesos fósiles con insumos renovables como el biometano, solución detalladamente estudiada a lo largo de este proyecto debido a la viabilidad de esta solución, la cual permite la reducción significativa de la huella de carbono sin ser necesario sustituir completamente la infraestructura existente.

En el caso del biometano, este puede sustituir total o parcialmente al gas natural en el reformador como materia prima. Ya que el biometano se produce a partir de restos fósiles, éste se puede considerar neutro en carbono desde una perspectiva de ciclo de vida. El hecho de que no sean necesarias grandes modificaciones tecnológicas, la convierten en una solución atractiva para reducir emisiones sin penalizar la eficiencia total del proceso productivo (IEA, 2019).

2.2. Tecnologías de producción de metanol renovable

Ante la necesidad de descarbonización de la industria, de sectores especialmente contaminantes como son el transporte marítimo o la industria química, surgen dos rutas principales de metanol no fósil, llamado metanol verde, el e-metanol y bio-metanol. Ambas rutas ayudan a reducir significativamente las emisiones de CO₂ mediante tecnologías innovativas lo que contribuye a acercarse a los objetivos de neutralidad climática para el 2050 (Comisión Europea, 2021; IRENA, 2021).

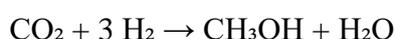
A continuación, se detallan ambas alternativas incluyendo detalles del proceso de producción, datos de eficiencia, consumo, costes y emisiones.

2.2.1. E-metanol: electrólisis del agua y captura de CO₂

El e-metanol, también llamado metanol sintético, se basa en la combinación entre hidrógeno verde y dióxido de carbono capturado, a través de una reacción catalítica a presión y temperatura moderadas. El hidrógeno verde se obtiene mediante la electrólisis del agua, donde se separan las moléculas de hidrógeno de las de oxígeno gracias a fuentes

de electricidad renovables. Presenta un gran avance tecnológico al combinar los excedentes de electricidad renovable con las tecnologías innovadoras de captura de CO₂ (IRENA, 2021).

En cuanto a la reacción principal, el proceso combina tres moles de hidrógeno por cada mol de CO₂, lo que da lugar a una molécula de agua y otra de metanol. Se suele realizar en catalizadores metálicos a presiones entre los 50 y 100 bar y temperatura entre 200 °C -300 °C. Es importante que el hidrógeno sea procedente de fuentes renovables para que sea considerado neutro en carbono (IRENA, 2021). La eficiencia global del proceso productivo suele estimarse entre un 45% y 55%, la cual depende básicamente de la eficiencia del electrolizador y de la pureza del CO₂ (IRENA, 2021):



En cuanto a los electrolizadores, los cuales separan el hidrógeno del oxígeno en la molécula del agua mediante el uso de electricidad renovable, existen varios tipos:

Electrólisis alcalina (AEL): es la tecnología más avanzada y utilizada actualmente, la cual se basa en el uso como electrolito de una solución alcalina (KOH). Su eficiencia ronda el 60-65%. Como ventaja frente al resto de opciones tiene un bajo coste de inversión, pero su respuesta lenta ante fluctuaciones de electricidad puede suponer una gran desventaja (IEA, 2023)

Membrana de intercambio protónico (PEM): se trata de una tecnología más moderna y usa como electrolito una membrana polimérica. La eficiencia es ligeramente superior, 65-70%. Como ventajas, al contrario que la anterior tecnología, tiene un tiempo de arranque rápido, lo que la hace óptima para trabajar con fuentes de electricidad renovables intermitentes como son la solar y la eólica, pero sin embargo supone mayores costes en inversión y en materiales (platino, iridio) (IEA, 2023).

Por último, la electrólisis SOEC (célula de óxidos sólidos): es una tecnología joven creada para funcionar a altas temperaturas, 700°C-1000°C. Se consigue una eficiencia significativamente superior teóricamente, más de un 80%. Sin embargo, sus principales desventajas son, por un lado, el hecho de tratarse aún de una tecnología en fase de desarrollo que no ha alcanzado la comercialización, y por otro, la necesidad de operar a

temperaturas tan elevadas, lo que restringe su aplicación a entornos con disponibilidad de calor residual de alta temperatura, como pueden ser las centrales nucleares (IEA, 2023)

La elección de la tecnología de electrólisis afecta en gran manera al coste de producción del e-metanol pues se estima que el coste de obtención del hidrogeno representa un 70-80% del coste total del metanol (Methanol Institute, 2022). La demanda eléctrica de la producción de una tonelada de metanol por esta vía oscila entre los 22 y 25 GJ, lo que equivale a más de 6 MWh eléctricos solo para la producción de hidrógeno, sin contar con consumos auxiliares de la planta (IEA, 2023; IRENA, 2021).

Por otro lado, el dióxido de carbono capturado para el proceso se puede obtener a través de diversos métodos:

Captura post-combustión industrial: el CO₂ se extrae de procesos industriales como en refinerías, cementeras, centrales térmicas, etc. La forma más común de hacerlo es mediante la absorción química con aminas. Como ventaja presenta la disponibilidad de flujos concentrados, pero tiene un alto consumo energético (0,8-1 MWh/tCO₂) y además necesita purificación después de su captura (IEA, 2024).

Captura biogénica (biogás, fermentación): este CO₂ se obtiene de procesos biológicos como la digestión anaerobia o la fermentación. Al ser biológico no cuenta como emisión neta en el balance climático lo que será ideal para garantizar la neutralidad climática del metanol (IEA, 2024).

En último lugar, la captura directa de aire (DAC): el dióxido se extrae directamente del aire, que tiene una concentración aproximada de 420 ppm de CO₂. La absorción se lleva a cabo sobre todo en lechos sólidos, utilizando un filtro con materiales sólidos específicos que atrapan el CO₂ o a través de la absorción en soluciones líquidas, inyectando aire con burbujas en un líquido que captura el CO₂. Luego, en los dos métodos, la solución se calienta y se libera el CO₂. Se caracteriza por ser una tecnología descentralizada, lo que significa que no necesita de una fuente emisora de CO₂, lo cual proporciona un alto grado de flexibilidad geográfica. Además, ayuda a cerrar el ciclo del carbono ya que el CO₂ se toma del aire, ese mismo se convierte en metanol y se utiliza quemándolo o en cualquier sector industrial donde se vuelve a liberar al ambiente de dónde provenía anteriormente. Como desventaja presenta un elevado coste, así como consumo energético y no está aplicado a escala comercial (IEA, 2024).

En conclusión, el método de captura de CO₂ es un factor clave a la hora de asegurar la neutralidad del metanol renovable. Para que sea verdaderamente neutro, se debe capturar de procesos biológicos o atmosféricos.

En cuanto a los costes, se estima que el CAPEX actualmente ronda los 310€ por tonelada de e-metanol producida. El coste operativo anual se sitúa en torno al 1,5% del CAPEX (IRENA, 2021).

Se puede concluir mediante el estudio de los datos proporcionados que las tecnologías más limpias requieren de una mayor inversión, pero son las que aseguran una descarbonización más eficiente y profunda. Por otro lado, la gran disponibilidad de electricidad renovable en España y de fuentes biogénicas favorecen la producción de este tipo de metanol renovable (IDAE, s. f.).

2.2.2. Bio-metanol: biomasa, residuos y gasificación

Por otro lado, el bio-metanol, es producido a partir de biomasa o residuos orgánicos en lugar de usar materia prima fósil como en el caso del metanol convencional. Esto provoca que el carbono contenido en el metanol sea procedente de fuentes biogénicas (IRENA, 2021).

Uno de los residuos más habituales en el proceso de producción del bio-metanol es la biomasa lignocelulósica. Ésta está formada por tres componentes principales, la celulosa que da rigidez a la pared celular; la hemicelulosa, que sin embargo se degrada con más facilidad; y la lignina que es un polímero aromático muy resistente y con gran poder calorífico que actúa de matriz protectora entre los dos anteriores compuestos (Abidemi Oluranti Ojo, 2023).

Los tipos de biomasa más habituales incluyen:

Residuos agrícolas, como la paja de cereal, restos de poda o residuos de cosechas.

Biomasa forestal, puede ser en forma de astilla o serrín seco.

Residuos orgánicos industriales, como hueso de aceituna u otros residuos agroalimentarios de gran poder calorífico.

El tipo de biomasa utilizado influirá directamente en la eficiencia global del proceso al poseer cada uno un poder calorífico inferior (PCI) distinto, lo que conlleva a necesitar distintas cantidades de biomasa por tonelada producida de metanol (IDAE, s. f.).

Esta biomasa se transforma mediante cadenas de procesos termoquímicos como la gasificación o la pirolisis en un gas de síntesis (syngas) compuesto principalmente por CO, CO₂ y H₂. Esta gasificación se realiza a altas temperaturas en atmósferas controladas de vapor y oxígeno. El syngas producido debe ser ajustado en su relación H₂/CO y purificado antes de ser sometido a la reacción catalítica que dará lugar al metanol. La síntesis del metanol se produce con las mismas reacciones y condiciones que el metanol fósil (IRENA, 2021).

La transformación del metanol se puede realizar a través de diversas tecnologías. Las plantas más sencillas utilizan reactores de lecho fluidizado, los cuales funcionan bien para biomásas de bajo contenido en ceniza y de granulometría controlada. Existen tecnologías más avanzadas que permiten trabajar con partículas finas a altas temperaturas como los gasificadores de flujo arrastrado (entrained flow gasifier), de forma que favorecen una gasificación más completa. También existen proyectos de co-gasificación que combinan los residuos fósiles con biomasa, aunque esta ruta híbrida no se considera del todo renovable (IRENA, 2021).

En cuanto a la eficiencia técnica, se estima que el proceso de síntesis y gasificación tiene una eficiencia térmica global de entre un 50% y 60%, el cual depende del tipo de biomasa utilizada, la composición y el control de las emisiones no deseadas (Cátedra Estudios Hidrógeno, U.P.Comillas, 2022-2023; IRENA, 2021).

El bio-metanol se caracteriza por emisiones muy bajas o incluso nulas, las cuales pueden situarse por debajo de 0,1 toneladas de CO₂ por cada tonelada de metanol producido (IEA, 2023; IRENA, 2021). Esto es debido a que el carbono contenido en la biomasa forma parte del ciclo biológico por lo que no se contabiliza como emisión adicional, incluso se podría hablar de emisiones negativas si hay parte de este carbono que es retenido en algún punto del proceso productivo.

En cuanto a los costes, se estima que el CAPEX actualmente ronda los 350€ por tonelada de e-metanol producida. El coste operativo anual se sitúa en torno al 5% del CAPEX (IRENA, 2021).

Además de la energía térmica requerida para la gasificación y síntesis, también necesita un suministro eléctrico adicional para las etapas de compresión del syngas, transporte interno, secado y otras. A pesar de que es mucho más bajo que el necesario para la producción de e-metanol, todavía tiene importancia en el análisis de la planta.

Sin embargo, la viabilidad de esta ruta está sujeta a factores como el suministro, la disponibilidad de residuos y la eficiencia del proceso de conversión. La gasificación de biomasa para la generación de metanol es más madura, en términos tecnológicos, que otras vías avanzadas de biocombustibles, y ya existen varios proyectos piloto en marcha en Europa, incluyendo el proyecto Ecoplanta en Tarragona (REPSOL, s. f.).

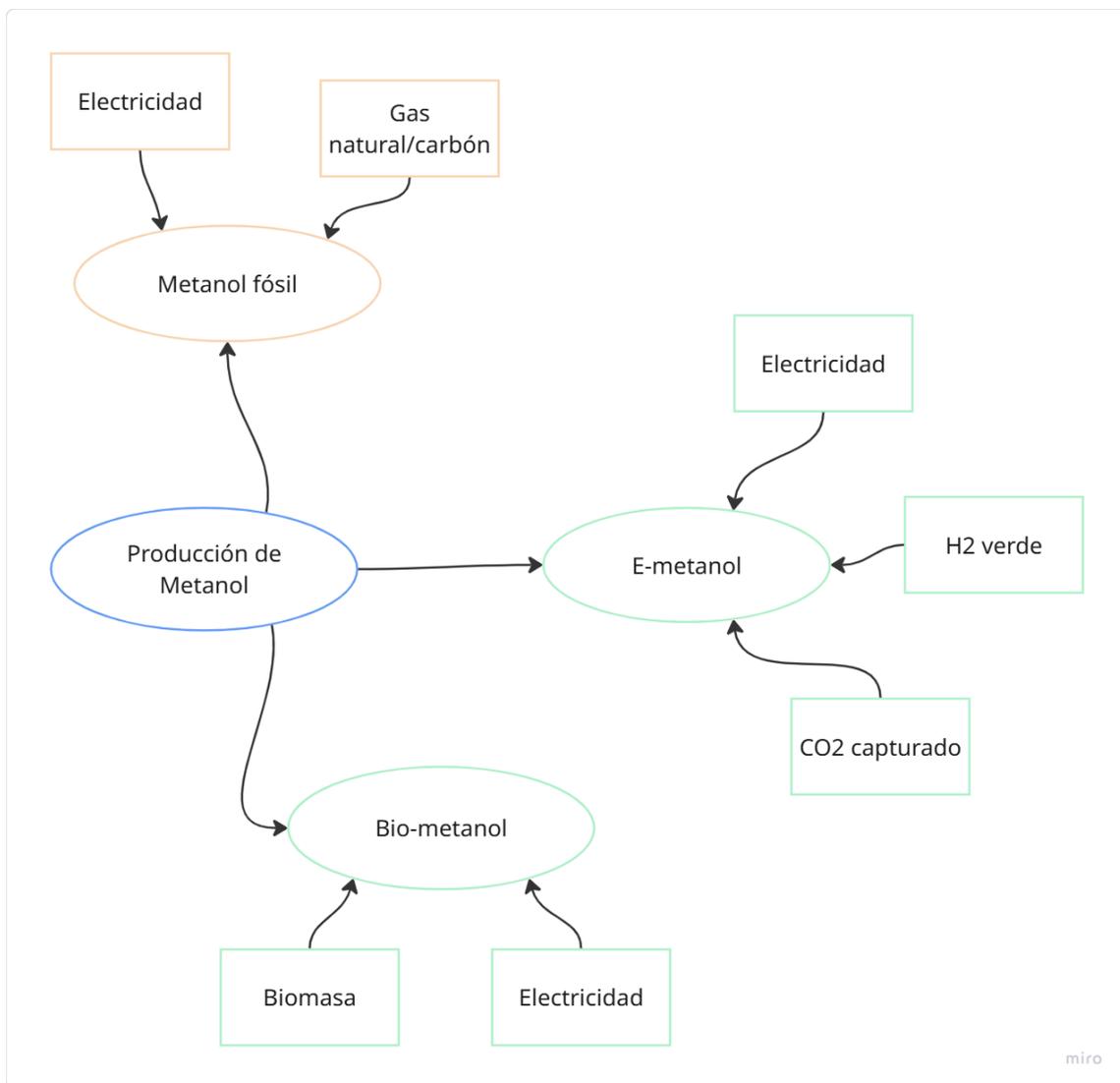


Figura 1. Rutas producción metanol

2.3. Comparativa tecnológica

Este proyecto pretende estudiar las diferencias a nivel tecnológico entre la vía fósil de producción de metanol, el metanol gris, con las rutas sostenibles o verdes, el e-metanol y el bio-metanol.

Estas dos últimas rutas presentan diferencias importantes en cuantos los niveles de emisiones de CO₂, eficiencia, escalabilidad, costes asociados y madurez tecnológica con su precursor el metanol convencional. Comprender las ventajas y limitaciones es clave para estudiar la viabilidad a largo plazo en un contexto que apoya la transición energética hacia rutas renovables e impulsa un cambio estructural hacia tecnologías que sean compatibles con la neutralidad climática.

2.3.1. Eficiencia, madurez tecnológica y escalabilidad

La eficiencia global del proceso es un parámetro clave para evaluar el rendimiento de cada tecnología. La vía del metanol fósil es la que presenta la eficiencia más alta, generalmente situada entre el 65 % y el 75 %, debido a la madurez de los procesos de reformado y síntesis, así como a la optimización de la recuperación de calor. El biometanol muestra una eficiencia térmica algo menor, del orden del 50–60 %, afectada por la etapa de gasificación, el contenido de humedad de la biomasa y la calidad del gas de síntesis. El e-metanol, por su parte, es el menos eficiente desde un punto de vista energético, con valores globales entre 45 % y 55 %, principalmente debido a las pérdidas asociadas a la electrólisis del agua, que representa la etapa más intensiva energéticamente del proceso. Esta menor eficiencia convierte al e-metanol en el más dependiente del coste de la electricidad, lo que condiciona su competitividad actual (IRENA, 2021).

El metanol fósil presenta un beneficio evidente en términos de madurez industrial: es una tecnología muy desarrollada, que se ha puesto en práctica globalmente y que se ha perfeccionado durante muchos años. Su proceso de producción está bien entendido, automatizado y apoyado por las cadenas de suministro que se han establecido. En cambio, tanto el biometanol como el e-metanol se encuentran en fases más tempranas. El e-metanol tiene una cadena de valor dividida porque combina tecnologías de electrólisis (que aún enfrentan dificultades en términos de costo y disponibilidad) con procesos para capturar CO₂ que todavía están en fase de desarrollo a gran escala. La integración es

compleja y requiere una estrecha coordinación entre la captura, la síntesis y los suministros de energía eléctrica. A pesar de que el biometanol se fundamenta en tecnologías conocidas (gasificación y síntesis), supone desafíos operativos debido a su variabilidad. El biometanol, aunque se basa en tecnologías conocidas (gasificación y síntesis), presenta retos operativos por la variabilidad de la biomasa y por las etapas adicionales de pretratamiento. Sin embargo, su nivel de madurez es algo mayor que el del e-metanol, especialmente en regiones con tradición en aprovechamiento energético de la biomasa (IEA, 2024; IRENA, 2021; *Methanol Institute*, 2022).

La capacidad de cada vía para escalar depende directamente de la disponibilidad de sus insumos. El metanol fósil tiene una ventaja debido a que se beneficia de la infraestructura ya existente para el carbón y el gas natural, lo cual le permite tener una gran capacidad de desarrollo, sobre todo en zonas productoras. Sin embargo, los compromisos climáticos limitan su sostenibilidad a largo plazo. La posibilidad de ampliar la producción de e-metanol depende de contar con infraestructura para capturar CO₂, agua y electricidad renovable en grandes cantidades. En países con excedentes de energía renovable, como ocurre en España, es una ruta muy atractiva. El bio-metanol, en cambio, está restringido por la cantidad local de biomasa sostenible disponible, cuya logística de recolección, almacenamiento y transporte genera limitaciones técnicas y financieras. Aunque existen estrategias para su expansión mediante el uso de residuos de distintos orígenes, su despliegue dependerá del equilibrio entre oferta, demanda y sostenibilidad del recurso.

A continuación, se presenta el *Gráfico 1* comparativo de las tres rutas de producción de metanol:

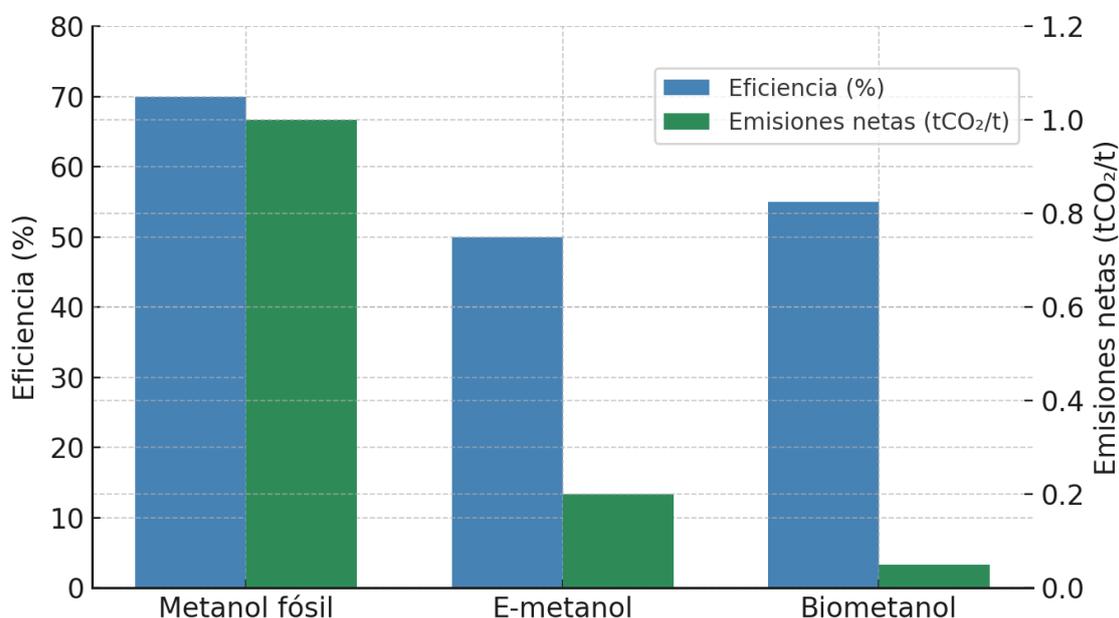


Gráfico 7. Comparación rutas producción metanol

El *Gráfico 1* permite visualizar de forma conjunta las principales diferencias técnicas entre las tres rutas de producción de metanol. Al utilizar escalas independientes para cada eje, se facilita la comparación directa entre la eficiencia energética y las emisiones netas por tonelada de producto. Se observa con claridad que el metanol fósil destaca por su eficiencia, aunque presenta las emisiones más elevadas, mientras que el e-metanol y el biometanol ofrecen alternativas significativamente más limpias.

Las emisiones netas del e-metanol, por otro lado, dependen en gran parte de la fuente de CO₂ que se emplea como materia prima. Cuando este proviene de fuentes industriales, una parte de las emisiones relacionadas con el proceso se trasladan al balance. En cambio, si se utiliza la captura directa del aire (DAC), las emisiones disminuyen considerablemente, siendo principalmente las que corresponden al consumo energético del proceso y a la procedencia de la electricidad. Por otro lado, el carbono del bio-metanol se considera biogénico, por lo que es neutro en términos de emisiones de CO₂. En estos casos, las emisiones que se registran son solamente las externalidades indirectas, como el transporte de biomasa, la operación de la planta o el uso de insumos agrícolas en el caso de cultivos energéticos.

2.3.2. Costes aproximados y desafíos técnicos

En cuanto a los costes, el metanol fósil sigue siendo, por el momento, la opción más competitiva en términos de CAPEX y OPEX, debido a la madurez tecnológica, las economías de escala y el bajo precio relativo del gas natural o del carbón en determinados mercados. No obstante, su viabilidad futura se ve comprometida por el aumento progresivo del coste del CO₂ (EU ETS), que penaliza su elevado nivel de emisiones. El biometanol presenta costes intermedios, con un CAPEX moderado y un OPEX altamente dependiente del tipo y precio de la biomasa utilizada. Su viabilidad mejora en contextos con incentivos a los biocombustibles y valorización de residuos (IRENA, 2021).

El e-metanol es actualmente la ruta con un coste más elevado, sobre todo por el alto precio del hidrógeno verde, que representa la mayor parte del coste total. Sin embargo, se espera una reducción significativa de sus costes en las próximas dos décadas, conforme avancen las tecnologías de electrólisis y disminuyan los precios de la electricidad renovable. El modelo desarrollado en Excel permite analizar estos costes en evolución año a año y comparar la sensibilidad del precio final del metanol a cada insumo, lo cual será desarrollado en los apartados posteriores (IRENA, 2021).

En el horizonte 2045–2050, las rutas renovables están llamadas a sustituir de forma progresiva al metanol fósil en un contexto regulado por los objetivos climáticos y de neutralidad de carbono (EU Transition Pathways, s. f.). El e-metanol tiene el potencial más alto de descarbonización total, en particular cuando se abastece con electricidad 100% renovable y con CO₂ que se ha capturado del aire o de procesos biogénicos. El biometanol, por otro lado, posibilita lograr emisiones netas prácticamente inexistentes si se emplea biomasa de desechos. Esto lo hace una alternativa muy valiosa en términos de optimización territorial y economía circular. Por otro lado, el metanol fósil enfrenta restricciones fiscales y regulatorias en aumento que podrían disminuir gradualmente su competitividad. Por lo tanto, la transición tecnológica ya no se plantea como una opción, sino como una necesidad. Las rutas renovables serán cada vez más viables, tanto económica como medioambientalmente, a medida que se expandan a gran escala.

Las emisiones asociadas a cada una de las rutas de producción de metanol son uno de los factores más determinantes de cara a su viabilidad futura. En el caso del metanol fósil, las emisiones directas pueden oscilar entre 0,75 y 1,1 tCO₂ por tonelada de metanol producido a partir de gas natural, y superar las 2,5–3,0 tCO₂/t en el caso del carbón. (IEA,

2019; IRENA, 2021) Estas cifras no incluyen las emisiones indirectas asociadas al transporte, ni el coste económico derivado del mercado de derechos de emisión. Por el contrario, tanto el e-metanol como el biometanol presentan emisiones netas cercanas a cero si se emplean insumos de origen renovable. En el e-metanol, esto requiere que el CO₂ capturado provenga de fuentes biogénicas o del aire, y que el hidrógeno se genere con electricidad renovable. En el biometanol, el carácter biogénico de la biomasa garantiza un ciclo cerrado del carbono, siempre que se trate de residuos no destinados a otros usos preferentes. Por ello, desde una perspectiva climática, las rutas renovables ofrecen una reducción drástica de la huella de carbono del metanol, alineándose con los objetivos de descarbonización sectorial a largo plazo.

A pesar de su potencial, las rutas renovables de producción de metanol enfrentan aún diversos retos técnicos y estratégicos para poder sustituir a las tecnologías convencionales. En el caso del e-metanol, uno de los principales desafíos consiste en la necesidad de disponer de grandes cantidades de electricidad renovable a bajo coste, en un contexto en el que otros sectores (movilidad, industria, calefacción) también compiten por ese mismo recurso. Además, la infraestructura para la captura, purificación y transporte del CO₂, especialmente cuando se pretende capturar directamente del aire (DAC), no está todavía desarrollada a gran escala y representa una barrera tecnológica y económica importante (IEA, 2024; IRENA, 2021).

En cuanto al biometanol, el desafío principal es asegurar un suministro sostenible de biomasa en volúmenes adecuados, sin entrar en conflicto con otros usos prioritarios, como la alimentación o la preservación de los depósitos naturales de carbono. Además, la administración logística de la biomasa, que incluye recolección, transporte, almacenamiento y pretratamiento, es capaz de encarecer bastante los costes operativos y disminuir la eficacia general del proceso. La estandarización del proceso de gasificación se ve obstaculizada por la falta de homogeneidad en la composición de los residuos, lo que hace más difícil su escalado a nivel industrial (IRENA, 2021; Remme, 2024) .

Ambas rutas requieren, además, un marco normativo y de incentivos que favorezca su implementación. La existencia de comisiones por las emisiones de CO₂, la prioridad de acceso a electricidad renovable, y los esquemas de certificación de origen sostenible del metanol producido serán fundamentales para atraer inversión y garantizar su competitividad frente a los combustibles fósiles. Por tanto, aunque las rutas renovables

presentan una clara ventaja ambiental, su viabilidad futura dependerá en gran medida de la evolución tecnológica, la disponibilidad de recursos y la coherencia de las políticas energéticas y climáticas en los próximos años.

2.4. Almacenamiento y transporte del metanol

El almacenamiento y transporte del metanol ha sido durante décadas un proceso bien establecido dentro de la industria petroquímica, debido a su naturaleza líquida y sus propiedades fisicoquímicas que lo convierten en un compuesto relativamente sencillo de manejar en comparación con otros combustibles.

El metanol se almacena comúnmente en tanques de acero al carbono o acero inoxidable, a presión atmosférica y temperatura ambiente, bajo condiciones controladas para evitar la evaporación excesiva y minimizar riesgos de inflamabilidad. Estos tanques están equipados con sistemas de ventilación y detección de vapores, así como recubrimientos y protecciones específicas para evitar la corrosión y mantener la integridad del producto. El transporte se realiza utilizando camiones cisterna, vagones de ferrocarril o embarcaciones especializadas, y su distribución sigue una cadena logística convencional muy parecida a la utilizada para productos como el etanol o la gasolina. El hecho de que el metanol sea miscible con agua y de baja viscosidad facilita además su bombeo y su transferencia entre depósitos, por lo que no requiere tecnologías de bombeo o conducción especialmente complejas. Esta infraestructura, construida a lo largo de décadas, es actualmente operativa en puertos, zonas industriales y centros logísticos, y constituye una ventaja comparativa para cualquier transición energética basada en este compuesto. (IRENA, 2021)

Con la incorporación de rutas renovables como el bio-metanol y el e-metanol, la metodología de almacenamiento y transporte en su forma fundamental no varía, ya que ambos productos mantienen exactamente las mismas propiedades físico-químicas que el metanol de origen fósil. Sin embargo, sí aparecen nuevas consideraciones logísticas y de planificación que deben ser abordadas. Una de las más relevantes es que las futuras plantas de producción de metanol renovable estarán ubicadas preferentemente en regiones con alta disponibilidad de recursos renovables o biomasa, lo cual supone un modelo de producción con una distribución geográfica más amplia. Esta descentralización obligará

a reestructurar los flujos logísticos y requerirá la creación de nuevas rutas de transporte o la expansión de las que ya existen. Asimismo, dado que se trata de una cadena de valor novedosa, será imprescindible la implementación de sistemas de rastreabilidad para asegurar que el producto transportado satisface los estándares de sostenibilidad requeridos por las regulaciones internacionales y europeas. Esto implica la necesidad de introducir tecnología para certificar el origen, monitorear digitalmente y separar productos en nodos logísticos y terminales portuarias.(IRENA, 2021)

Las modificaciones necesarias para integrar completamente el metanol renovable en la cadena logística existente no son muy difíciles desde un punto de vista técnico, pero sí exigen una gran inversión. Para poder gestionar simultáneamente metanol fósil y renovable, será necesario optimizar las herramientas de seguridad y control que ya existen, incorporar métodos para la separación de corrientes e implementar un software de gestión actualizado que incluya variables como la vigilancia de emisiones, ciclos del carbono o indicadores de sostenibilidad. Para que los puertos y las instalaciones de distribución puedan acoger más volumen de nuevos núcleos productivos, será necesario realizar estudios de compatibilidad, modificar el tamaño de las infraestructuras existentes y, en numerosas ocasiones, edificar nuevas infraestructuras en zonas rurales o menos desarrolladas que hasta este momento no eran parte de la cadena del metanol. Estas inversiones, aunque menores que las que requieren vectores como el hidrógeno, siguen representando una barrera económica especialmente para operadores pequeños. La adaptación de infraestructuras logísticas y de almacenamiento para permitir el uso a gran escala de metanol verde podría implicar inversiones del orden de 3 a 14 millones de euros por terminal portuaria, dependiendo del grado de automatización, capacidad de manejo y necesidad de segregación de producto (IRENA, 2021). Aunque estas cifras pueden absorberse de forma progresiva a medida que crece la demanda, no deben subestimarse si se pretende una penetración acelerada de este combustible en sectores como el marítimo o la industria química.

El modelo operativo del metanol fósil ha estado, tradicionalmente, muy concentrado geográficamente en términos de producción y distribución lineal hacia los centros comerciales e industriales. Las plantas de síntesis grandes, que se encuentran cerca de depósitos de carbón o gas natural, generan enormes cantidades que son repartidas a fábricas de plásticos, refinerías y centros logísticos a través de corredores bien definidos. Este modelo ha mostrado una gran eficacia en cuanto a costo y confiabilidad, respaldado

por acuerdos comerciales de largo plazo, sistemas de planificación logística optimizados y una normativa técnica muy sólida. El metanol se consume principalmente como insumo químico en procesos como la producción de formaldehído, ácido acético, MTBE o biodiesel, y en menor medida como combustible en aplicaciones térmicas o de transporte (IRENA, 2021).

El modelo de suministro se volverá cada vez más dinámico y sencillo conforme se avance hacia el metanol renovable. La producción, debido a la ubicación de fuentes renovables o biomasa, se dividirá en numerosos centros de tamaño medio o pequeño, lo que requerirá una nueva estrategia logística de integración para prevenir atascos durante la distribución. Además, el suministro debe ajustarse a sectores que no habían utilizado metanol hasta ahora, como la aviación o la propulsión marítima. Esto supone no solamente una ampliación geográfica del consumo, sino también la inclusión de nuevos tipos de cliente final con requerimientos diferentes en términos de volumen, frecuencia y características del producto. En consecuencia, a pesar de que los métodos de suministro puedan preservar en gran medida su base operativa actual, el uso de camiones, tuberías y buques cisterna, será imprescindible rediseñar la planificación logística y los contratos de servicio para adaptarse a esta nueva estructura descentralizada (IEA, 2024; IRENA, 2021).

El consumo, en términos de uso final, también requerirá adaptaciones. Aunque el metanol renovable puede ser empleado directamente en muchas de las aplicaciones actuales sin necesidad de modificación de equipos o instalaciones, la expansión de su uso en sectores como el transporte marítimo o la cogeneración industrial exigirá ajustes técnicos en los sistemas de combustión, control de emisiones y gestión de residuos. Además, los usuarios deberán cumplir con los nuevos requisitos regulatorios en cuanto a trazabilidad, informes de sostenibilidad o criterios de taxonomía ambiental. Estas condiciones, aunque no técnicas en su mayoría, suponen barreras administrativas y de coordinación que pueden retrasar la adopción del metanol renovable si no se abordan con políticas públicas adecuadas. Para que esta transición sea más fácil, el desarrollo de normativas consistentes, incentivos fiscales y líneas de financiación específicas serán instrumentos esenciales (IEA, 2024).

En general, el almacenamiento, la distribución, el transporte y el uso del metanol renovable no son muy diferentes del metanol fósil desde un punto de vista físico. Sin embargo, sí añaden una mayor complejidad a la gestión de la cadena de valor, la ubicación

de activos y el cumplimiento normativo. La viabilidad técnica es elevada debido a la compatibilidad del producto con las infraestructuras existentes, sin embargo, la viabilidad económica estará en gran parte sujeta a la capacidad de los miembros industriales y las políticas públicas para organizar una transición ordenada. Esta debe incluir inversiones planificadas, mecanismos de soporte y estructuras legales que posibiliten afrontar los costes iniciales sin poner en riesgo la competitividad del producto en el mercado energético mundial.

2.5. Proyectos piloto nacionales e internacionales

A medida que el metanol renovable se posiciona como una alternativa clave para la descarbonización de sectores industriales y energéticos, diversos proyectos piloto están siendo desarrollados tanto a nivel nacional como internacional con el fin de validar su viabilidad tecnológica, ambiental y económica. Estos proyectos no solo buscan demostrar la operatividad de las rutas de producción propuestas, sino también establecer modelos replicables para su escalado futuro, atraer inversión y sentar las bases regulatorias necesarias para su integración en el mercado. En el contexto español, destacan iniciativas que aprovechan las particularidades territoriales y recursos renovables del país, mientras que en el ámbito internacional se están desarrollando instalaciones a gran escala que ya superan la fase experimental y se acercan a la producción comercial continua.

El proyecto GREEN MEIGA, que se desarrolla en conjunto entre Iberdrola y FORESA, es uno de los más ambiciosos a escala nacional en el campo del e-metanol. Este proyecto, que se desarrolla en la localidad gallega de Begonte, fue diseñado como una estrategia para el proceso de reducción de carbono en el sector del transporte marítimo y químico. Ambas entidades sellaron un pacto de subvención con la Agencia Ejecutiva Europea de Clima, Infraestructuras y Medio Ambiente (CINEA) en diciembre del 2023, mediante el Innovation Fund. Este acuerdo garantiza un apoyo económico directo de 122,9 millones de euros. Esta subvención es fundamental para la implementación y desarrollo de esta gran instalación, que se ubica entre las primeras acciones de e metanol industrial en el sur de Europa (*IBERDROLA, s. f.*).

Iberdrola, una de las principales compañías eléctricas de Europa, ha sido pionera en el desarrollo de proyectos de hidrógeno verde en España, con plantas ya operativas como la

de Puertollano (20 MW) y la de Barcelona (2,5 MW). En el marco de su estrategia de expansión en vectores energéticos renovables, el metanol verde representa la evolución natural de su inversión en electrólisis, especialmente orientada a servir como materia prima para la industria química y como combustible bajo en carbono para el sector marítimo. Por su parte, FORESA es una empresa química con más de medio siglo de experiencia y presencia industrial en España, Portugal y Francia. Su actividad se centra en la producción de formaldehído y resinas, donde el metanol representa una materia prima crítica. Como parte de su estrategia de sostenibilidad, FORESA apuesta por sustituir insumos fósiles por alternativas de bajo impacto ambiental, y además cuenta con una terminal marítima en el puerto que podrá ser empleada para operaciones de bunkering en el contexto del uso del e-metanol como combustible marino.(*IBERDROLA, s. f.*)

El proyecto GREEN MEIGA ha sido diseñado para alcanzar una producción anual de 100.000 toneladas de metanol renovable, a partir de 151 megavatios de capacidad instalada de electrólisis, empleando una combinación de tecnologías. La generación de hidrógeno verde se combinará con la captura de 152.698 toneladas anuales de CO₂ biogénico, procedente de fuentes sostenibles, que será refinado y procesado por FORESA para su conversión en metanol sintético. Esta integración tecnológica permitirá evitar la emisión de aproximadamente 2,9 millones de toneladas de CO₂ equivalente en los primeros 10 años de operación, lo que sitúa a esta planta como una solución altamente competitiva desde el punto de vista ambiental. Para visualizar el impacto, esta reducción de emisiones equivale a cerca de la mitad del secuestro anual estimado del Parque Nacional de Yosemite, en Estados Unidos.(*IBERDROLA, s. f.*)

La construcción de la planta se llevará a cabo en un terreno industrial de hasta 15 hectáreas ya aseguradas, y el proyecto cuenta con reconocimiento como "Iniciativa Empresarial Prioritaria" por parte de la Xunta de Galicia, lo que ha facilitado su inclusión en procedimientos de tramitación acelerada. La toma de decisión final de inversión (FID) está prevista para octubre de 2025, mientras que el inicio de operaciones está planificado para julio de 2027. Durante la fase de construcción, se estima la generación de aproximadamente 6.000 puestos de trabajo directos e indirectos, mientras que en la etapa operativa se crearán alrededor de 426 empleos estables, incluyendo empleos permanentes, temporales e inducidos, lo que convierte a este proyecto en una palanca de desarrollo regional en términos socioeconómicos.(*IBERDROLA, s. f.*)

Desde el punto de vista técnico, GREEN MEIGA busca alcanzar tres resultados estratégicos altamente competitivos: mejorar el rendimiento de la producción de e-metanol, aumentar la flexibilidad operativa del sistema y reducir los costes de producción para alcanzar la paridad con el metanol fósil. Para ello, el proyecto desarrollará un sistema integral que combina módulos de electrólisis, captura de carbono y síntesis química en una única instalación de alta tecnología. Este enfoque integrado permitirá demostrar, a escala real, la viabilidad de un modelo replicable que podría extenderse a otros enclaves industriales estratégicos, según el plan de replicabilidad previsto por sus promotores.

En cuanto al destino de la producción, Iberdrola utilizará el metanol renovable generado principalmente como combustible para el transporte marítimo y como materia prima baja en carbono para la industria química, sectores donde las posibilidades de electrificación directa son limitadas y donde el cumplimiento de los objetivos de neutralidad climática exige soluciones intermedias como los combustibles sintéticos. El e-metanol producido permitirá abastecer tanto el consumo industrial propio como el de clientes externos, y se perfila como un producto clave para sustituir metanol fósil en aplicaciones tradicionales, así como para responder a la futura demanda de combustibles alternativos en puertos y corredores marítimos estratégicos.

El consorcio Iberdrola-FORESA aporta un modelo complementario de capacidades industriales, en el que Iberdrola lidera el diseño y operación del sistema de electrólisis para la generación de hidrógeno verde, mientras que FORESA se encarga de la integración de la captura y tratamiento de CO₂, así como de la síntesis y purificación del metanol. Además, FORESA liderará la implementación del plan de diseminación del conocimiento generado durante el desarrollo del proyecto, con el objetivo de facilitar su reproducción en otros contextos industriales. De este modo, GREEN MEIGA no solo pretende ser una solución de producción energética, sino también un caso demostrativo que acelere el despliegue tecnológico del e-metanol en Europa, contribuyendo a los objetivos del Plan REPowerEU y a la reducción estructural del consumo de combustibles fósiles en los sectores más intensivos en carbono. *(IBERDROLA, s. f.)*

Uno de los proyectos más significativos en el ámbito del bio-metanol a escala nacional es el desarrollado por Repsol en colaboración con Enkern y SUEZ bajo el nombre de Ecoplanta Molecular Recycling Solution. Esta iniciativa, enmarcada dentro de la

estrategia de descarbonización y economía circular de Repsol, tiene como objetivo construir la primera planta industrial de valorización de residuos sólidos urbanos no reciclables para la producción de metanol renovable en España. La instalación estará ubicada en El Morell (Tarragona), dentro del entorno industrial del complejo petroquímico del Camp de Tarragona, y se prevé que entre en operación en el año 2029.(*REPSOL, s. f.*)

La planta está diseñada para tratar hasta 400.000 toneladas al año de residuos sólidos urbanos no reciclables, que se convertirán en 240.000 toneladas anuales de metanol circular y biometanol, siguiendo las normas de calidad definidas por la IMPCA (Asociación Internacional de Productores y Consumidores de Metanol). Mediante un sistema de gasificación avanzada a alta temperatura, estos desechos se transforman en un gas de síntesis (syngas), que después es purificado y convertido en metanol. Es una tecnología madura, pero con escasa difusión en Europa. La Comisión Europea la ha escogido como una de las más escalables, efectivas y viables dentro del programa Innovation Fund, el que ha proporcionado financiamiento parcial para el proyecto (*REPSOL, s. f.*).

El impacto ambiental esperado es considerable. A lo largo de los primeros diez años de operación, se estima que Ecoplanta logrará evitar la emisión de 3,4 millones de toneladas de CO₂ equivalente, al mismo tiempo que dará una segunda vida a residuos que de otro modo habrían terminado en vertederos o incineradoras. Este doble efecto mitigación del impacto climático y reducción del volumen de residuos municipales no reciclables convierte a Ecoplanta en un ejemplo paradigmático de economía circular aplicada a escala industrial. El metanol renovable obtenido se utilizará tanto como materia prima para la producción de materiales circulares (por ejemplo, resinas o plásticos reciclados) como en la fabricación de biocombustibles avanzados, contribuyendo directamente a la descarbonización del transporte, uno de los sectores más difíciles de electrificar.(*REPSOL, s. f.*)

La estructura inversora del proyecto está compuesta por tres actores principales. Repsol, como líder energético multienergía, actúa como impulsor estratégico del proyecto y responsable de su integración industrial. Enerkem, empresa canadiense especializada en tecnologías de valorización de residuos, aporta la tecnología de gasificación y el know-how operativo en este tipo de plantas. SUEZ, por su parte, se encarga de la gestión y

aprovisionamiento del flujo de residuos, asegurando una cadena de suministro estable y continua. Esta combinación de capacidades industriales, tecnológicas y logísticas proporciona al proyecto una base sólida para su implementación efectiva, así como para su eventual escalado o replicación en otros emplazamientos.

Desde el punto de vista económico y social, la planta supondrá una inversión de más de 800 millones de euros, generando aproximadamente 2.800 puestos de trabajo durante la fase de construcción y otros 340 empleos permanentes de alta cualificación durante su operación. Además de su impacto directo en el empleo y la economía local, la planta contribuirá al cumplimiento de los objetivos nacionales y europeos en materia de gestión de residuos, transición energética y reducción de emisiones GEI, así como a la consecución de los compromisos adquiridos por Repsol para alcanzar la neutralidad climática en 2050.(*REPSOL, s. f.*)

Ecoplanta se incorpora de manera permanente en la estrategia de economía circular de Repsol, que se desarrolla a lo largo de toda su cadena de valor: desde la adquisición de materias primas hasta la venta de productos y servicios. Dentro de esta estrategia, Repsol ha establecido como meta llegar a una capacidad de producción de combustibles renovables en la península ibérica de 2,2 millones para el año 2030, con un objetivo intermedio de 1,5 millones en 2027. Además, se calcula que la producción de productos circulares o de origen biológico será de 150.000 toneladas y que la capacidad anual para generar biometano será de 2,1 TWh. Estos objetivos demuestran un compromiso sólido con la valorización de residuos, la optimización del uso de recursos y la sustitución progresiva de materias primas vírgenes por insumos de origen renovable o reciclado.(*REPSOL, s. f.*)

En este contexto, Ecoplanta representa un nodo clave dentro del plan de Repsol para transformar sus centros industriales en hubs de economía circular, interconectados con proveedores locales, tecnologías avanzadas y mercados de productos sostenibles. Además, el proyecto refuerza la autonomía estratégica de España y la Unión Europea en el suministro de metanol, un compuesto esencial para la industria química, reduciendo la dependencia de las importaciones fósiles y facilitando el cumplimiento de los objetivos climáticos del Pacto Verde Europeo y el Plan REPowerEU.

A continuación, se presenta la *Ilustración 1*. Proyecto Ecoplanta en Tarragona:

Ecoplanta de Tarragona

La primera planta de Europa que transformará residuos urbanos en metanol renovable y productos circulares



Ilustración 1. Esquema funcionamiento Ecoplanta Tarragona

(REPSOL, s. f.)

Dentro del ámbito internacional, uno de los desarrollos más relevantes y tecnológicamente avanzados en la producción de e-metanol es el proyecto Shunli, situado en la ciudad de Anyang, provincia de Henan (China). Esta planta es el resultado de una colaboración entre la empresa islandesa Carbon Recycling International (CRI) y el conglomerado industrial chino Henan Shuncheng Group, y representa un verdadero hito a escala global, al ser la primera instalación comercial de producción de metanol a partir de CO₂ capturado y gases residuales de la industria del acero.

La planta fue comisionada en el tercer trimestre de 2022, tras una fase de construcción y validación técnica que se prolongó durante dos años. La inversión total ascendió a 90 millones de dólares estadounidenses, financiados mediante una combinación de deuda y capital, y la propiedad mayoritaria recae en la empresa china Henan Shuncheng Group, dedicada a la producción de coque metalúrgico. Esta actividad genera como subproducto grandes volúmenes de gas de horno de coque (COG), una mezcla rica en hidrógeno, CO₂ y metano, que anteriormente era en gran parte desaprovechada o emitida directamente a la atmósfera. *(Carbon Recycling International, s. f.)*

El proceso desarrollado por CRI, conocido como Emissions-to-Liquids (ETL), se basa en la conversión de gases de emisión en productos líquidos útiles mediante un sistema de reacción catalítica avanzada. En la planta Shunli, este sistema ETL se integra directamente con las instalaciones de tratamiento del gas de horno de coque, permitiendo capturar hasta 160.000 toneladas de CO₂ anualmente y convertirlas, junto con el hidrógeno recuperado, en 110.000 toneladas de metanol de baja intensidad en carbono al año. Este metanol cumple estándares internacionales de calidad y se utiliza principalmente como sustituto del diésel en el transporte pesado, así como materia prima química en industrias locales. De hecho, uno de los hitos simbólicos del proyecto fue el uso de su metanol como combustible para la llama oficial de los Juegos Asiáticos celebrados en Hangzhou en 2023, lo que refuerza su papel como referencia nacional en innovación energética. (*Carbon Recycling International, s. f.*)

Desde el punto de vista técnico, la planta Shunli destaca por su alto grado de integración y automatización. El reactor ETL, diseñado y fabricado por CRI, es el núcleo del proceso. Este equipo específico, de unas 84 toneladas de peso (equivalente a un Boeing 737 completamente cargado), opera montado sobre una estructura metálica y se conecta a una columna de destilación de casi 70 metros de altura. Todo el sistema está optimizado para convertir eficientemente el CO₂ y el hidrógeno en metanol mediante catálisis heterogénea bajo condiciones controladas de presión y temperatura. El proceso incluye también etapas previas de captura, purificación, desulfuración fina, compresión y secado de gases, que permiten garantizar la calidad y estabilidad del gas de alimentación, y asegurar la pureza del metanol final. (*Carbon Recycling International, s. f.*)

La singularidad de este proyecto no reside únicamente en su escala o rendimiento, sino también en su enfoque de economía circular industrial, al recuperar valor de emisiones consideradas tradicionalmente como residuos. En este sentido, la planta Shunli representa un modelo ejemplar de integración vertical entre la industria metalúrgica y la química, lo cual genera sinergias significativas en términos de eficiencia energética, reducción de emisiones y diversificación de productos.

Los beneficios para el medio ambiente que ofrece este proyecto son considerables. En términos de impacto climático, la captura de 160.000 toneladas anuales de CO₂ es equivalente a eliminar más de 60.000 automóviles convencionales de las carreteras. Asimismo, se logra una mejora importante de la calidad del aire en zonas industriales y

urbanas al reemplazar el metanol fósil, que en China es principalmente de carbono, por metanol sintético con baja huella de carbono. Esto es especialmente destacable en Asia, donde el metanol ha crecido de manera inmensa como un combustible alternativo, sobre todo en la generación y el transporte (Carbon Recycling International, s. f.).

Desde una perspectiva socioeconómica, el proyecto ha generado al menos 80 empleos directos en la región y ha dinamizado una cadena de valor industrial que hasta ahora no existía en el entorno de Anyang. Más allá de su impacto local, la planta Shunli marca el inicio de una nueva fase en la estrategia industrial china, orientada a la incorporación de tecnologías de captura y utilización de carbono (CCU) y al desarrollo de cadenas de valor circulares dentro del sector energético.

El éxito de esta planta ha permitido a CRI consolidar su posición como líder tecnológico en este campo. De hecho, en paralelo al proyecto Shunli, la empresa anunció un segundo proyecto ETL en China, cuya entrada en funcionamiento está prevista para la segunda mitad de 2023. Esta rápida expansión demuestra la escalabilidad y madurez tecnológica de la plataforma ETL, y subraya el creciente interés global por soluciones industriales que combinen sostenibilidad, competitividad y rentabilidad (Carbon Recycling International, s. f.).

En conjunto, el proyecto Shunli demuestra que la producción de e-metanol a partir de emisiones industriales no solo es técnicamente viable, sino también económicamente atractiva cuando se diseña desde una perspectiva integrada y con alianzas estratégicas sólidas. Representa, por tanto, una referencia internacional para el desarrollo de futuras plantas de metanol renovable, y una prueba tangible del potencial de la química del carbono reciclado como herramienta clave en la transición energética global.

En el norte de los Países Bajos, en la provincia de Groningen, se está desarrollando uno de los proyectos más avanzados y prometedores en Europa para la producción de e-metanol a gran escala. Bajo el nombre de HyNetherlands (HyNL), esta iniciativa nace de la colaboración entre tres actores clave del sector energético e industrial europeo: ENGIE, OCI / BioMCN y EEW Energy from Waste. A través de la sinergia de sus competencias tecnológicas, este consorcio busca posicionar a los Países Bajos como uno de los líderes continentales en producción de combustibles renovables derivados del hidrógeno verde y del dióxido de carbono biogénico. (ENGIE, 2022)

La primera fase del proyecto contempla la instalación de un sistema de electrólisis de 100 MW de capacidad, alimentado exclusivamente con energía eólica marina. Este sistema será desarrollado y operado por ENGIE, que ya cuenta con amplia experiencia en la generación y gestión de hidrógeno verde. El hidrógeno producido en esta etapa inicial tendrá un doble destino: una parte se utilizará para la síntesis de e-metanol, mientras que otra se distribuirá a sectores industriales y de movilidad de la región, contribuyendo a la descarbonización de procesos clave y al desarrollo de un ecosistema regional del hidrógeno (*ENGIE & HyNetherlands, s. f.*).

Al mismo tiempo, EEW se ocupará de la captura de CO₂ biogénico a partir de los gases de combustión que se producen en su planta de transformación de residuos en energía, que está situada en Farmsum. Esta planta, que se dedica a la valorización térmica de los residuos, produce emisiones con alto contenido de carbono biológico. Estas emisiones pueden ser capturadas, depuradas y luego utilizadas como materia prima esencial para sintetizar el metanol. La coordinación de la infraestructura portuaria e industrial de la región, que incluye el manejo logístico del CO₂, así como su transporte y compresión, será responsabilidad de Groningen Seaports (*ENGIE & HyNetherlands, s. f.*).

La síntesis final del e-metanol tendrá lugar en la planta de BioMCN, propiedad de OCI, una de las mayores productoras de metanol de Europa. Esta planta está ubicada en el parque químico de Delfzijl, a escasos kilómetros de los otros nodos industriales del proyecto, lo que facilita una integración eficiente entre los flujos de hidrógeno, dióxido de carbono y producto final. BioMCN ya dispone de la capacidad tecnológica y de experiencia industrial para llevar a cabo esta transformación, habiendo sido pionera en la producción de bio-metanol en Europa. Con este proyecto, evoluciona hacia una nueva etapa basada en materias primas completamente renovables, en sustitución del gas natural convencional. (*ENGIE & HyNetherlands, s. f.*)

Desde su inicio, el proyecto HyNetherlands fue diseñado como una infraestructura que puede escalarse y modularse. A pesar de que la capacidad de electrólisis en la primera etapa es solo de 100 MW, se ha elaborado un plan para extenderse y llegar a los 1,85 GW antes del año 2030. Esto posibilitaría la producción de grandes cantidades de hidrógeno verde que se destinarían a diversos usos industriales y energéticos. Esta expansión sería coherente con la estrategia de transición energética de los Países Bajos, que contempla una red nacional de hidrógeno con capacidad operativa de hasta 10 GW para finales de

esta década. Una porción de esta red se fundamentará en gasoductos que ya están en uso para el gas natural, lo cual posibilitará la reutilización de la infraestructura existente con escasos ajustes. *(ENGIE & HyNetherlands, s. f.)*

El proyecto cuenta además con el respaldo de otras empresas clave como Gasunie, operador holandés de infraestructuras de transporte de gas, y Nouryon (antiguamente AkzoNobel Specialty Chemicals), quienes colaboran en el suministro de hidrógeno verde a BioMCN. Nouryon y Gasunie están desarrollando conjuntamente una planta de electrólisis de 20 MW en Delfzijl, que alimentará directamente la producción de e-metanol. Esta instalación permitirá reemplazar parcialmente el uso de gas natural como materia prima, lo que supone una reducción de emisiones de hasta 27.000 toneladas de CO₂ anuales. Gasunie, por su parte, está construyendo una red de hidrógeno interconectada entre los Países Bajos y el norte de Alemania, que servirá de plataforma logística esencial para proyectos como HyNetherlands y otros similares. *(ENGIE & HyNetherlands, s. f.)*

Desde el punto de vista medioambiental, el proyecto HyNL se posiciona como una solución integral para la valorización de emisiones de carbono y la producción de combustibles limpios. Gracias a la utilización de CO₂ biogénico y de energía renovable, el metanol resultante presenta una huella de carbono significativamente menor que el metanol fósil, y contribuye a la economía circular al transformar emisiones inevitables en materias primas útiles. Este enfoque circular ha sido destacado por los socios del proyecto como un componente clave de su estrategia. *(Nouryon, 2019)*

Aunque el proyecto aún se encuentra en fase de desarrollo, los socios han presentado ya solicitudes de financiación al Innovation Fund de la Unión Europea, y han establecido como prioridades inmediatas la obtención de aprobaciones regulatorias y el cierre financiero de la inversión. El modelo industrial propuesto, con múltiples nodos interconectados, reutilización de infraestructura existente, y participación de grandes actores públicos y privados, ofrece una base robusta para su materialización a corto plazo.

HyNetherlands se perfila, así como un ejemplo paradigmático de economía del carbono circular, altamente replicable y alineado con las estrategias de descarbonización tanto de los Países Bajos como de la Unión Europea. Su éxito no solo supondría un aumento considerable en la producción de e-metanol sostenible en Europa, sino que también

establecería una hoja de ruta clara para la integración de electrólisis, captura de carbono y química verde en complejos industriales avanzados.

2.6. Consideraciones medioambientales

En un contexto de creciente presión regulatoria y compromiso global frente al cambio climático, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero se ha convertido en un criterio clave para evaluar la sostenibilidad de cualquier tecnología energética o industrial. En este sentido, uno de los indicadores más ampliamente utilizados para cuantificar el impacto ambiental de un producto o proceso es la huella de carbono, entendida como el conjunto de emisiones directas e indirectas de dióxido de carbono equivalente (CO_{2e}) asociadas a su ciclo de vida. Este parámetro permite expresar, en términos comparables, el grado de contribución de una determinada tecnología al calentamiento global (IPCC, s. f.).

El cálculo de la huella de carbono requiere un enfoque de análisis de ciclo de vida (ACV), el cual contempla todas las etapas relevantes desde la obtención de materias primas hasta el producto final. En el caso del metanol, el análisis puede limitarse a un enfoque “cradle-to-gate”, es decir, desde el origen de los insumos (como la electricidad, el agua o el carbono) hasta la salida del metanol de la planta de producción, sin incluir necesariamente su distribución o uso final. Esta delimitación permite centrarse en las diferencias estructurales entre las rutas tecnológicas evaluadas sin necesidad de extender el análisis a etapas posteriores. (IRENA, 2021; Joint Research Centre, s. f.)

Complementariamente, se ha considerado el balance neto de emisiones, que introduce una dimensión adicional al análisis puramente cuantitativo de la huella de carbono. Este balance no solo cuantifica las emisiones generadas por el proceso, sino que también contempla aquellas que pueden ser evitadas o eliminadas del ciclo atmosférico gracias al uso de insumos renovables o a la captura efectiva de CO₂. Por ejemplo, en las tecnologías basadas en bio-materias primas o en dióxido de carbono capturado del aire, parte del carbono incorporado al producto final no procede de fuentes fósiles, por lo que su posterior liberación no representa una adición neta al contenido atmosférico. En consecuencia, el resultado puede ser una huella de carbono neta cercana a cero o incluso negativa, lo cual posiciona a estas tecnologías como herramientas potenciales de mitigación climática.

El metanol renovable, ya sea en su variante bio-metanol o e-metanol, representa un ejemplo paradigmático de este enfoque. En ambos casos, se pretende sustituir un vector energético tradicionalmente fósil por uno alternativo cuya producción esté basada en energías limpias y flujos de carbono sostenibles. No obstante, las dos vías presentan diferencias sustanciales en términos de consumo energético, origen del carbono, tecnología empleada y escalabilidad industrial. Evaluar su impacto ambiental a partir de su huella de carbono y su balance de emisiones permite establecer comparaciones objetivas y fundamentadas entre ellas, e identificar sus verdaderas contribuciones a la transición energética y a los objetivos de neutralidad climática (IEA, 2024; IRENA, 2021).

2.7. Huella de carbono y balance de emisiones

En el presente estudio se ha llevado a cabo una evaluación comparativa de la huella de carbono asociada a las tres principales rutas de producción de metanol: metanol fósil convencional, e-metanol y bio-metanol. El objetivo de este análisis ha sido estimar, de forma coherente y contrastada, el impacto ambiental directo derivado de cada una de estas tecnologías, expresado en términos de emisiones de gases de efecto invernadero por tonelada de metanol producido.

Para ello, se ha diseñado una metodología que parte del consumo energético específico de cada proceso, considerando tanto la demanda eléctrica como los insumos auxiliares necesarios en cada etapa. En el caso del metanol fósil, se ha considerado el proceso tradicional basado en el reformado con vapor de gas natural, una tecnología ampliamente extendida a nivel industrial. En este escenario, las emisiones derivan fundamentalmente de la combustión del gas natural como fuente de hidrógeno y energía térmica, así como de las fugas y pérdidas asociadas a su extracción y transporte. A efectos comparativos, este proceso se ha tomado como referencia, dado que representa el estándar actual de la industria. (IEA, 2019; IRENA, 2021)

Para el caso del e-metanol, se ha modelado un proceso basado en electrólisis alimentada exclusivamente con electricidad de origen renovable, combinado con dióxido de carbono capturado mediante tecnologías de captura directa del aire, también conocidas como DAC (Direct Air Capture). Este supuesto no es arbitrario, sino metodológicamente necesario:

en este análisis se busca evaluar únicamente escenarios en los que la captura de CO₂ pueda ser contabilizada como una eliminación neta de carbono del ciclo atmosférico. En otras palabras, sólo el CO₂ que proviene de fuentes biogénicas o directamente del aire puede considerarse como una aportación negativa en el balance de emisiones. Este principio está ampliamente reconocido en el marco metodológico del IPCC, en los protocolos de análisis de ciclo de vida (LCA) y en los criterios de certificación de combustibles sintéticos avanzados.(IPCC, s. f.)

Por el contrario, cuando el dióxido de carbono se obtiene a partir de emisiones industriales de origen fósil, por ejemplo, de una cementera o una planta de amoníaco, no puede considerarse una “captura neta” desde el punto de vista climático, ya que ese carbono adicional ya ha sido introducido en el sistema terrestre al extraerse de combustibles fósiles (IEA, 2024; IRENA, 2021). En estos casos, el CO₂ capturado y reutilizado en el metanol acabará igualmente siendo reemitido a la atmósfera al quemarse el combustible, por lo que no se elimina su impacto, sino que simplemente se difiere temporalmente. Así, aunque se evite una emisión directa en el punto de origen, esta reutilización no puede descontarse del balance global de carbono.

Por esta razón, en el presente modelo se ha optado por considerar exclusivamente e-metanol producido con CO₂ capturado del aire mediante tecnologías DAC, permitiendo de este modo contabilizar la cantidad de CO₂ emitida como nula, lo que permite reflejar el carácter climáticamente beneficioso de esta vía cuando se basa en insumos plenamente renovables tanto en energía como en carbono.(IRENA, 2021)

Este planteamiento se ve reforzado por la hipótesis de uso exclusivo de electricidad de origen renovable para todo el proceso, lo que justifica la aplicación de un factor de emisión eléctrico muy reducido en los cálculos de emisiones indirectas. Concretamente, se ha utilizado un valor de 0,05 kg CO_{2e}/kWh (IRENA, 2021)

, representativo de un suministro alimentado por energías renovables como la eólica o la solar. Este mismo criterio se ha aplicado tanto al consumo del electrolizador como al resto de necesidades energéticas del sistema, permitiendo reflejar con precisión el perfil de bajas emisiones de esta tecnología bajo condiciones óptimas de operación.

En el caso del bio-metanol, se ha considerado un escenario representativo de procesos termoquímicos alimentados con residuos biogénicos, como subproductos agrícolas,

restos forestales o fracciones orgánicas de residuos industriales. Al tratarse también de un carbono de origen no fósil, las emisiones asociadas a su combustión posterior no se consideran adiciones netas a la atmósfera, lo que permite otorgar a esta vía un balance de carbono muy favorable. No obstante, en este caso no puede asumirse un suministro eléctrico 100 % renovable, dado que la localización, madurez tecnológica y configuración de este tipo de plantas suele implicar el uso de electricidad conectada a red. Por tanto, se ha optado por aplicar un factor de emisión eléctrico intermedio, que refleje un mix de origen parcialmente renovable, como el que podría derivarse de contratos de suministro combinados, autoconsumo fotovoltaico parcial o integración con instalaciones existentes. En concreto, se ha utilizado un valor de 0,10 kg CO₂e/kWh (*IRENA, 2021*), que representa un compromiso razonable entre un escenario actual de red eléctrica baja en carbono y uno con autoconsumo renovable parcial. Este valor se ha aplicado a todo el consumo eléctrico estimado para el proceso de producción de bio-metanol, que incluye operaciones de secado, gasificación, síntesis y compresión.

Además de las emisiones derivadas del consumo eléctrico, se han incorporado las emisiones indirectas propias de cada proceso, como las asociadas al uso de productos químicos auxiliares, operación y mantenimiento, transporte de insumos o emisiones fugitivas. Estas han sido estimadas mediante valores orientativos procedentes de la literatura científica y ajustadas según la intensidad del proceso.

A partir de estas consideraciones, se ha calculado la huella de carbono neta por tonelada de metanol producido en cada ruta, así como las emisiones evitadas al sustituir metanol fósil por metanol renovable. Este enfoque comparativo permite identificar el potencial real de descarbonización de cada vía y establecer un marco técnico riguroso para orientar decisiones estratégicas futuras en el ámbito energético e industrial. Los resultados detallados de estos cálculos, junto con la justificación numérica de cada uno de los factores utilizados, se presentan en el apartado de análisis técnico de esta memoria.

3. Modelo técnico-económico desarrollado

3.1. Objetivos del modelo y supuestos generales

Con el fin de establecer una base cuantitativa sólida que permita comparar de manera objetiva las distintas rutas de producción de metanol, se ha desarrollado un modelo tecno-económico en formato Excel que integra de forma estructurada los principales parámetros técnicos, energéticos, económicos y ambientales asociados a cada alternativa. El objetivo fundamental del modelo es estimar los costes totales de producción de metanol renovable a través de las vías de e-metanol y bio-metanol, y compararlos con el coste del metanol fósil convencional. Además, el modelo permite cuantificar las diferencias en términos de emisiones de gases de efecto invernadero, y por tanto valorar la viabilidad y sostenibilidad relativa de cada opción.

Este modelo no se limita únicamente al cálculo del coste nivelado de producción (LCO, Levelized Cost of Output), sino que incorpora también una estimación detallada de los componentes del CAPEX (costes de inversión), el OPEX (costes operativos anuales), el consumo energético, la eficiencia global de los procesos y las emisiones asociadas. A través de una estructura modular y parametrizable, el modelo permite realizar análisis de sensibilidad sobre variables clave y proyectar la evolución temporal de los costes bajo diferentes escenarios tecnológicos y de mercado.

En cuanto a los supuestos generales, el modelo se ha construido bajo una serie de hipótesis comunes aplicables a todas las rutas analizadas. En primer lugar, se ha considerado que todas las plantas operan en régimen continuo a plena capacidad durante todo el año, con un número de horas equivalente que refleja una tasa de utilización industrial estándar. Se han asumido además periodos de vida útil homogéneos para los principales activos de cada planta, así como tasas de depreciación lineal y estructuras de costes coherentes con los valores reportados en literatura y proyectos reales en desarrollo.

Para asegurar la comparabilidad entre rutas, se ha unificado el enfoque de cálculo mediante el uso de un marco temporal constante, sin incluir inflación, y suponiendo estabilidad de precios y condiciones técnicas durante todo el periodo de análisis. El coste de capital no se ha desagregado explícitamente en términos financieros (tasa de descuento, WACC), ya que el modelo se ha centrado en un análisis técnico directo del

coste de producción por tonelada, independientemente del esquema de financiación utilizado.

Por otra parte, en relación con los consumos de materia prima, se ha supuesto que tanto el hidrógeno necesario para la producción de e-metanol como los residuos utilizados en la vía del bio-metanol están disponibles en cantidad suficiente, y que los procesos operan con rendimientos representativos de configuraciones tecnológicas maduras, aunque sin alcanzar aún el grado de optimización de plantas comerciales plenamente consolidadas.

En el caso específico del e-metanol, se ha supuesto el uso exclusivo de electricidad de origen renovable para todo el proceso, con factores de emisión coherentes con esa premisa. Para el bio-metanol, se ha considerado un suministro eléctrico parcialmente renovable, acorde con la naturaleza de los proyectos piloto actuales y la integración energética con sistemas convencionales.

Finalmente, todas las rutas se han modelado sin incluir costes indirectos asociados a externalidades ambientales, transporte, distribución o subsidios públicos. Tampoco se han incluido ingresos derivados de la venta de co-productos o créditos por emisiones evitadas, de forma que los resultados obtenidos reflejen exclusivamente el coste intrínseco de producción del metanol bajo condiciones operativas estables y comparables.

3.2. Datos técnicos de entrada

La primera hoja del modelo recoge los datos técnicos y económicos fundamentales para el cálculo del coste de producción de metanol mediante las tres rutas analizadas: metanol fósil, e-metanol y bio-metanol. Esta hoja actúa como núcleo del modelo y concentra todos los parámetros de entrada sobre los que se apoyan los cálculos posteriores de CAPEX, OPEX, consumos energéticos, huella de carbono y emisiones evitadas. A continuación, se describe cada bloque de variables y el criterio empleado para su definición.

El modelo parte de una estimación del coste de inversión necesario por tonelada de capacidad anual instalada de metanol (CAPEX [€/tMeOH]). Estos valores se han recopilado a partir de informes de la Agencia Internacional de Energías Renovables (*IRENA, 2021*), la Agencia Internacional de la Energía (*IEA, 2024*) y proyectos industriales recientes. Para reflejar un escenario de costes realistas, pero aún no

plenamente optimizados, se han empleado valores de referencia que sitúan al e-metanol como la alternativa más intensiva en infraestructura, seguida del bio-metanol y, en último lugar, del metanol fósil, que se considera una tecnología ya madura y plenamente amortizada.

A partir de los valores de CAPEX, se calcula un coste anualizado por tonelada de producto, suponiendo una vida útil de planta de 20 años y una tasa de interés del 9 %. Este cálculo se ha realizado aplicando un factor de amortización lineal, común a todas las rutas, para facilitar la comparabilidad. La fórmula empleada corresponde a la conversión del CAPEX total en un pago anual equivalente, que se distribuye entre toda la producción esperada durante la vida útil del activo.

Los costes operativos (OPEX) se han modelado como un porcentaje del CAPEX anual, en base a valores medios obtenidos de literatura técnica y benchmarks de proyectos reales. Para el e-metanol, se ha asumido un OPEX más bajo en términos relativos debido a su carácter modular y a la menor complejidad mecánica de los sistemas basados en electrólisis. En cambio, en el caso del bio-metanol, el OPEX se incrementa debido al mayor grado de intervención logística y mecánica (pretratamiento de biomasa, gasificación, control de humedad, etc.). En el caso del metanol fósil, se considera un valor intermedio representativo de plantas industriales en operación. (IRENA, 2021)

En cuanto a la eficiencia energética global de cada ruta, se ha considerado el rendimiento del proceso desde la entrada del insumo energético principal hasta la producción de una tonelada de metanol. Para el metanol fósil, se ha estimado una eficiencia del 65 %, típica del reformado con vapor de gas natural. En el caso del e-metanol, se ha asumido una eficiencia del 50 %, valor que incluye tanto las pérdidas en el proceso de electrólisis como en la síntesis posterior. Para el bio-metanol se ha considerado un valor del 55 %, teniendo en cuenta el aprovechamiento del poder calorífico de la biomasa mediante gasificación y síntesis catalítica. (IRENA, 2021)

Los consumos energéticos se han expresado en MWh por tonelada de metanol producido. En el caso del e-metanol, se ha diferenciado entre el consumo eléctrico destinado al electrolizador, que representa la mayor parte del total, y el consumo eléctrico auxiliar de la planta (sistemas de compresión, refrigeración, control, etc.). Esta separación permite aplicar distintos factores de eficiencia y analizar el peso específico de cada subsistema.

El consumo total eléctrico del e-metanol se ha estimado en 11,07 MWh/tMeOH, de los cuales 9,87 MWh corresponden a la electrólisis del agua, basada en una eficiencia de conversión de 66 % (valor típico industrial), y 1,2 MWh a los sistemas auxiliares. De forma análoga, para el bio-metanol se ha introducido también un consumo eléctrico auxiliar de 1,39 MWh/tMeOH, relacionado con los sistemas de secado, alimentación, control de gases, y otras operaciones de planta.(IRENA, 2021)

Respecto a los requerimientos de hidrógeno, el modelo calcula automáticamente la cantidad de H₂ necesaria para formar una tonelada de metanol (aprox. 195 kg), con base en la estequiometría de la reacción $CO_2 + 3H_2 \rightarrow CH_3OH + H_2O$. Esta cifra sirve como base para calcular el consumo energético del electrolizador y dimensionar los costes energéticos asociados al e-metanol.

Para el bio-metanol, se ha incorporado una tabla con los poderes caloríficos inferiores (PCI) de distintos tipos de biomasa: residuo agrícola, astilla industrial, hueso de aceituna y cultivos energéticos como colza o soja. A partir del valor total de energía necesaria en forma de biomasa (estimado en 10,5 MWh/tMeOH), y del PCI de cada tipo de insumo, se ha calculado automáticamente la cantidad de biomasa necesaria en toneladas por tonelada de metanol producido. Este enfoque permite comparar distintos escenarios según el recurso disponible o la estrategia de abastecimiento adoptada.(IRENA, 2021)

En cuanto a las emisiones del metanol fósil, se han utilizado factores estándar para el gas natural (emisiones netas de 0,925 tCO₂/tMeOH) y el carbón (2,9 tCO₂/tMeOH) (ECOINVENT, s. f.)

Finalmente, la hoja “Datos” incluye parámetros estructurales comunes como la vida útil de las instalaciones (20 años), la tasa de descuento aplicada (9 %), y otros factores auxiliares que permiten el correcto dimensionamiento económico y ambiental del modelo. Este conjunto de datos de entrada constituye la base sobre la que se articulan todos los cálculos posteriores del modelo, y su correcta definición es esencial para garantizar la coherencia y fiabilidad de los resultados obtenidos.

3.3. Parámetros de eficiencia y consumo energético

Parámetro	Metanol fósil	E-metanol	Bio-metanol
-----------	---------------	-----------	-------------

Energía total requerida (MWh/tMeOH)	9,30	12,45	11,89
Electricidad (MWh/tMeOH)	1,00	11,07	1,39
CO ₂ requerido (tCO ₂ /tMeOH)	0,00	1,375	0,00
Biomasa (MWh/tMeOH)	0,00	0,00	10,50
Gas natural (MWh/tMeOH)	8,30	0,00	0,00

Tabla 1. Parámetros consumo energético rutas metanol

Una vez establecidos los fundamentos del modelo, se procede a comparar los parámetros de eficiencia y consumo energético por tonelada de metanol producido para las tres rutas tecnológicas analizadas. Este bloque de datos es esencial, ya que determina no solo la viabilidad económica del proceso, sino también su impacto ambiental, especialmente en lo que respecta a la intensidad energética del sistema y la dependencia de fuentes fósiles o renovables.

La energía total requerida por tonelada de metanol es mayor en las rutas renovables. El e-metanol presenta el consumo más alto, con 12,45 MWh/tMeOH, frente a los 11,89 MWh/tMeOH del bio-metanol y los 9,30 MWh/tMeOH del metanol fósil. Esta diferencia responde principalmente a la alta demanda eléctrica del proceso de electrólisis en el caso del e-metanol, y al rendimiento aún limitado de la gasificación de biomasa en la vía del bio-metanol.

En el caso del e-metanol, el consumo eléctrico total asciende a 11,07 MWh/tMeOH, de los cuales 9,87 MWh corresponden a la electrólisis del agua y 1,2 MWh al funcionamiento auxiliar de la planta (bombas, compresores, control de proceso, etc.). Por su parte, el bio-metanol requiere 10,5 MWh/tMeOH en forma de biomasa, además de un pequeño consumo auxiliar de 1,39 MWh/tMeOH de electricidad. En contraste, el metanol fósil se apoya principalmente en el uso de gas natural como insumo energético, con un consumo estimado de 8,3 MWh/tMeOH, más 1 MWh de electricidad de red para servicios auxiliares.

En cuanto a los requerimientos de materia prima, el e-metanol es la única ruta que requiere una fuente externa de carbono, con una necesidad de 1,375 toneladas de CO₂ por tonelada de metanol, correspondiente al valor estequiométrico de la reacción de síntesis. En este modelo se ha asumido que dicho CO₂ se captura directamente del aire (tecnología DAC), lo que permite contabilizarlo como captura neta y reducir la huella total del

proceso. Ni el metanol fósil ni el bio-metanol requieren CO₂ externo, ya que el carbono está contenido directamente en sus insumos (gas natural y biomasa, respectivamente).

Este análisis permite identificar claramente las diferencias estructurales entre las rutas, tanto desde el punto de vista energético como en cuanto a requerimientos moleculares. Además, proporciona la base cuantitativa sobre la que se construirá el análisis económico posterior, permitiendo vincular los consumos energéticos y materiales con los precios e impactos ambientales correspondientes.

3.4. Requerimientos de materia prima y emisiones

Materia prima	Unidad	Metanol fósil	E-metanol	Bio-metanol
Gas natural	MWh/tMeOH	8,30	–	–
Carbón térmico	t carbón/tMeOH	1,50	–	–
Biomasa (energía útil)	MWh/tMeOH	–	–	10,50
Electricidad auxiliar	MWh/tMeOH	1,00	1,20	1,39
H ₂	MWh/tMeOH	–	9,87	–

Tabla 2. Requerimientos materia prima por ruta de producción de metanol

En esta tabla se recogen los requerimientos energéticos principales por ruta tecnológica. El valor de 8,3 MWh/tMeOH para gas natural en la vía fósil representa el consumo energético térmico directo en el reformado con vapor. Para el carbón se ha adoptado un consumo másico de 1,5 toneladas por tonelada de metanol, en línea con los valores reportados para procesos de gasificación con eficiencia del 65 %. En el caso del biometanol, se ha estimado una necesidad energética de 10,5 MWh/tMeOH en forma de biomasa útil, considerando una eficiencia de conversión del 55 %. Los valores de electricidad auxiliar se han separado del consumo principal para reflejar procesos eléctricos adicionales al corazón de cada sistema.

Tipo de biomasa	PCI (MWh/t)	Biomasa necesaria (t/tMeOH)
Residuo agrícola	3,90	2,69
Astilla industrial	4,50	2,33
Hueso de aceituna	5,00	2,10
Cultivo energético	4,20	2,50

Tabla 3. Requerimiento por tipo de biomasa

El requerimiento energético de biomasa para el biometanol se ha fijado en 10,5 MWh/tMeOH, como resultado de dividir la energía útil necesaria para la síntesis (estimada a partir de la eficiencia del 55 %) por la eficiencia de conversión del sistema. A partir de ese valor, se ha calculado la cantidad de biomasa necesaria para cada tipo en función de su poder calorífico inferior (PCI). Por ejemplo, un residuo agrícola con PCI de 3,9 MWh/t exige 2,69 t/tMeOH, mientras que un hueso de aceituna con PCI de 5,0 MWh/t reduce ese valor a 2,10 t/tMeOH. Este enfoque permite estudiar distintos escenarios según la disponibilidad local del recurso.

Cálculo asociado	Valor
Hidrógeno requerido	195 kg/tMeOH
Energía requerida por kg H ₂	50,6 kWh/kg H ₂
Eficiencia del electrolizador	66 %
Energía total de electrólisis	9,87 MWh/tMeOH

Tabla 4. Parámetros energéticos e-metanol

El requerimiento energético para el sistema de electrólisis del emetanol se ha obtenido a partir de la cantidad estequiométrica de hidrógeno necesaria (195 kg/tMeOH) y el consumo energético por kilogramo de H₂. Este último se ha fijado en 50,6 kWh/kg H₂, equivalente a una eficiencia del 66 %, representativa de sistemas PEM comerciales actuales. El producto de ambos valores da como resultado el consumo total del sistema de electrólisis, que asciende a 9,87 MWh por tonelada de metanol producido. Esta cifra se considera razonable para procesos industriales con tecnología madura, pero aún optimizable.

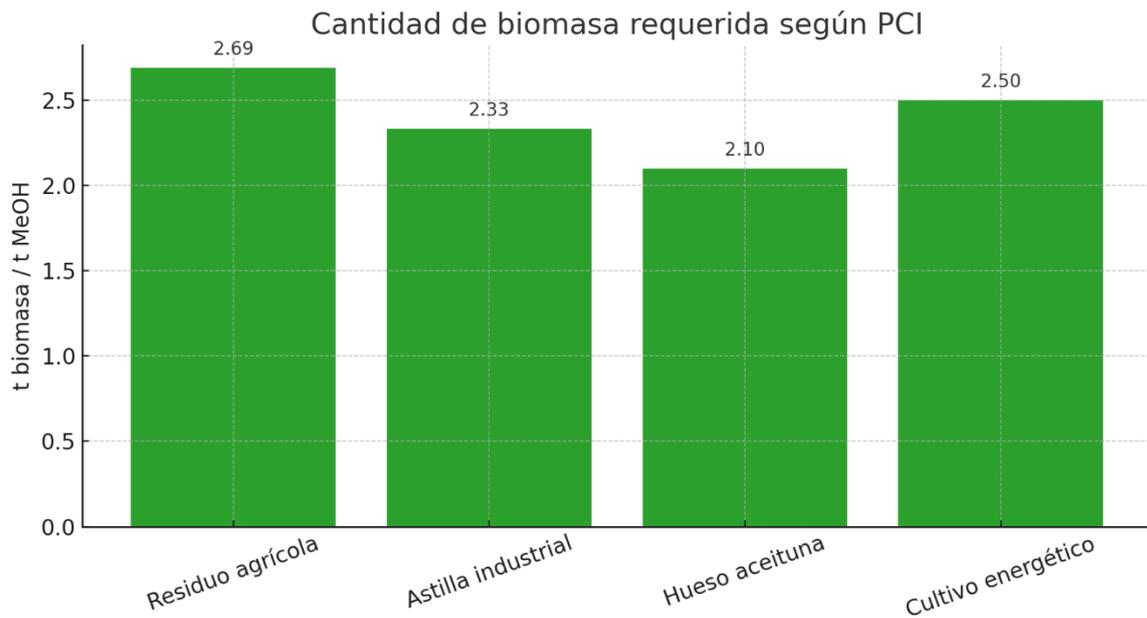


Gráfico 8. Requerimiento por tipo de biomasa

Este gráfico ilustra la cantidad de biomasa necesaria para producir una tonelada de metanol en función del poder calorífico inferior (PCI) de distintos tipos de insumo. Cuanto mayor es el PCI, menor es la masa requerida, lo que a priori permite reducir los volúmenes logísticos y las dimensiones de almacenamiento o pretratamiento. Sin embargo, en la práctica no basta con buscar biomazas de alta eficiencia energética: muchas de las que presentan un PCI elevado como el hueso de aceituna también implican un mayor coste por tonelada. Por tanto, la selección óptima del recurso no depende únicamente de su rendimiento energético, sino de un equilibrio entre calidad y precio por unidad de energía útil, especialmente en función del contexto regional y la disponibilidad del residuo.

3.5. Datos económicos

3.5.1. Costes CAPEX y OPEX estimados

Parámetro	Metanol fósil	E-metanol	Bio-metanol
CAPEX anualizado [€/tMeOH]	40,31	33,96	38,34
OPEX [% CAPEX/año]	4 %	1,5 %	5 %
OPEX estimado [€/tMeOH/año]	14,72	4,65	17,50

Tabla 5. Coste CAPEX y OPEX por ruta de producción de metanol

La tabla anterior recoge los costes económicos anuales asociados a la inversión de capital (CAPEX) y a la operación y mantenimiento (OPEX) para cada una de las tres rutas de producción de metanol consideradas. Todos los valores se expresan de forma específica por tonelada de metanol producido, lo que permite su incorporación directa en el cálculo del coste total de producción y en los análisis de sensibilidad.

El coste de inversión se ha anualizado asumiendo una vida útil de 20 años para todas las tecnologías y una tasa de descuento del 9 %. Este procedimiento permite distribuir el desembolso inicial a lo largo del tiempo de funcionamiento estimado, obteniendo así un valor equivalente en €/tMeOH que se incorpora como coste fijo al modelo.

La ruta fósil, a pesar de ser una tecnología madura, presenta el CAPEX más alto por tonelada producida (40,31 €/tMeOH), debido a la infraestructura necesaria para manejar reformado, alta presión y sistemas de purificación. El bio-metanol sigue con 38,34 €/tMeOH, influido por los costes logísticos y técnicos de manipulación de biomasa, sistemas de gasificación y tratamiento de impurezas. Por el contrario, el e-metanol muestra el menor CAPEX anualizado (33,96 €/tMeOH), lo cual puede atribuirse a la modularidad creciente de los electrolizadores y a la simplificación de líneas de proceso, pese al elevado consumo eléctrico asociado. (IEA, 2024; IRENA, 2021)

En cuanto al OPEX, se ha estimado como un porcentaje del CAPEX, reflejando los costes recurrentes de operación, personal, mantenimiento y consumibles. Este porcentaje varía entre tecnologías en función de la complejidad operativa y la madurez de cada proceso. Para el metanol fósil y el bio-metanol se han considerado valores del 4 % y 5 % del CAPEX anual, respectivamente, siendo esta última más intensiva en mantenimiento por la naturaleza heterogénea de la biomasa y sus pretratamientos. En el caso del e-metanol,

el OPEX se reduce al 1,5 % del CAPEX anual, coherente con el carácter principalmente eléctrico y automatizado del sistema.(IRENA, 2021)

Como resultado, los costes operativos anuales estimados ascienden a 14,72 €/tMeOH para el metanol fósil, 17,50 €/tMeOH para el bio-metanol y 4,65 €/tMeOH para el e-metanol. Estos valores tienen un peso significativo en el coste total de producción y serán considerados posteriormente en el análisis económico comparativo de las tres rutas.

A efectos del modelo dinámico de evolución de costes, se ha asumido que tanto el CAPEX anualizado como el OPEX se mantienen constantes a lo largo de toda la vida útil de la planta, sin aplicar modificaciones año a año. Esta decisión se basa en el hecho de que el coste de capital inicial (CAPEX) ya ha sido transformado en un valor anual constante mediante una anualización financiera para un horizonte de 20 años, y, por tanto, su valor por tonelada de metanol se considera estable. Del mismo modo, el OPEX calculado como un porcentaje fijo del CAPEX refleja costes recurrentes de mantenimiento, personal y operación que, salvo mejoras tecnológicas específicas, se espera que se mantengan relativamente estables durante el periodo operativo. Por tanto, a diferencia de otros componentes variables del modelo como la electricidad o la captura de CO₂, CAPEX y OPEX se distribuyen de manera homogénea en todos los ejercicios anuales considerados.

3.5.2. Precios energéticos, biomasa y CO₂

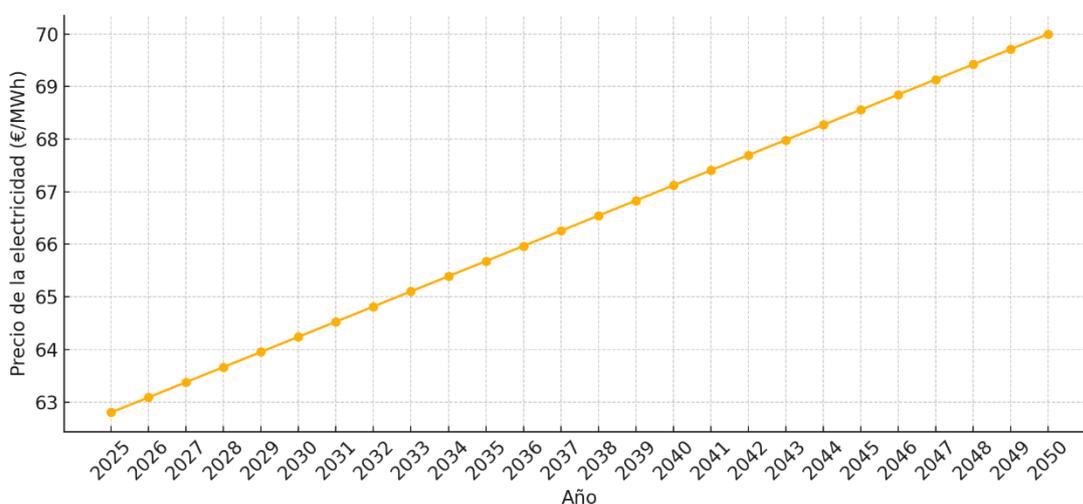


Gráfico 3. Evolución estimada del precio de la electricidad en España

La electricidad es un insumo crítico para las tres rutas tecnológicas analizadas: en forma directa para el emetanol (electrólisis), y en consumo auxiliar para el metanol fósil y el biometanol. En este gráfico se representa la evolución estimada del precio de la electricidad en España para el periodo 2025–2045, proyectado mediante interpolación lineal entre dos puntos clave: 62,8 €/MWh en 2025 (valor medio actual de mercado para electricidad renovable en subastas PPA a largo plazo) y 70 €/MWh en 2045, (IEA, 2023) bajo escenarios de demanda creciente y electrificación acelerada. Se ha asumido una progresión estable de precios, sin volatilidad externa ni intervención fiscal. Esta proyección permite reflejar de forma realista el encarecimiento relativo de la electricidad, que afecta principalmente al coste del hidrógeno verde.

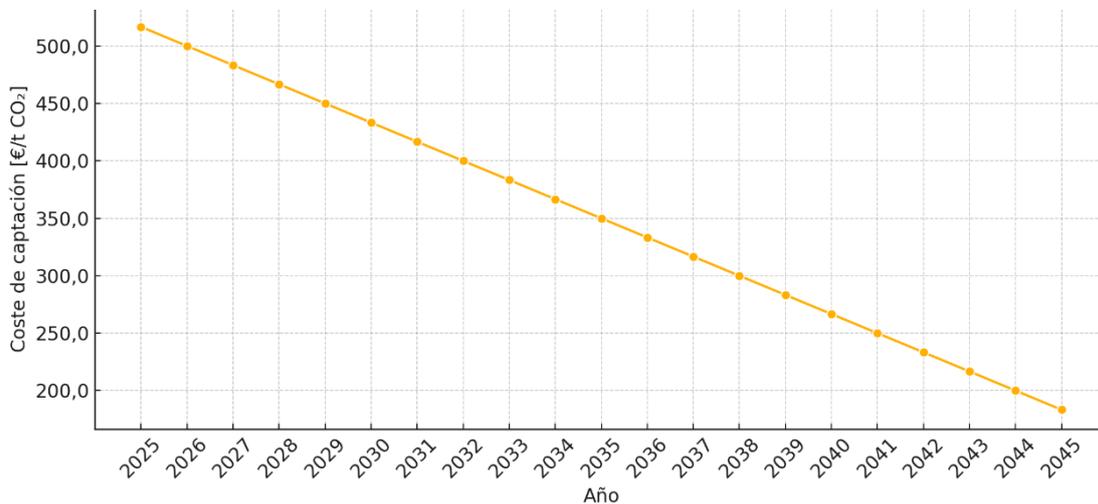


Gráfico 4. Evolución estimada coste captura directa de CO₂ del aire (DAC)

Este gráfico muestra la evolución esperada del precio de captura directa de dióxido de carbono desde el aire (DAC), una de las alternativas empleadas en el modelo para la producción de emetanol. Se parte de un coste actual de 516 €/tCO₂ y se proyecta una disminución hasta 183 €/tCO₂ en 2045. (IEA, 2023; IPCC, s. f.) Esta evolución se ha modelizado mediante interpolación lineal, reflejando el aprendizaje tecnológico, la mejora en la eficiencia energética de los procesos y el escalado industrial. Esta bajada de costes es crucial para mejorar la competitividad del e-metanol frente a rutas fósiles o con CO₂ industrial.

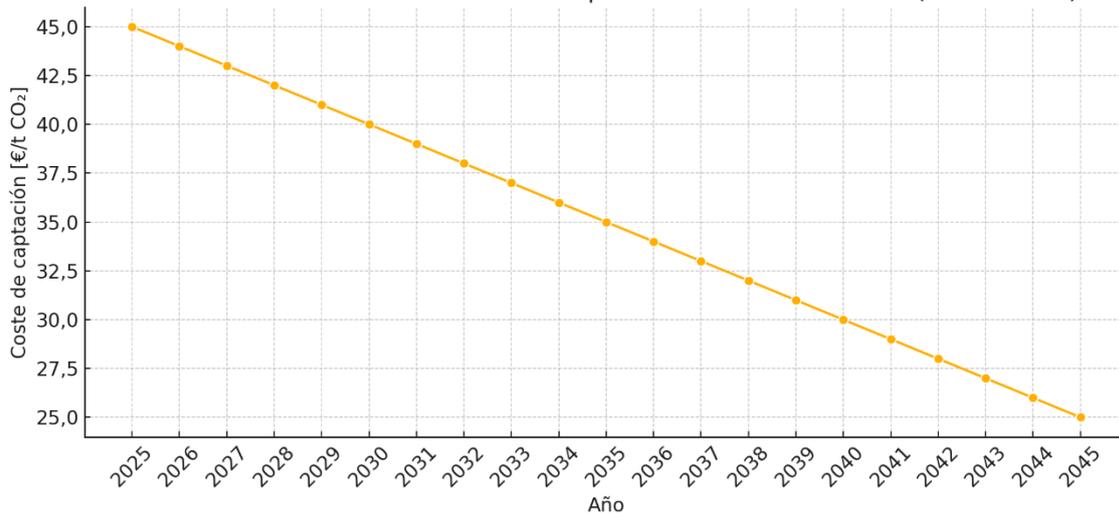


Gráfico 5. Evolución estimada coste captura CO₂ de fuentes industriales

Este gráfico representa la evolución esperada del coste de captación de dióxido de carbono desde fuentes industriales fósiles, como cementeras, acerías o refinerías, opción también contemplada como input en la ruta de e-metanol. La estimación parte de un coste actual de referencia de 45 €/tCO₂ en 2025, que desciende linealmente hasta los 25 €/tCO₂ en 2045. (CCS Institute, s. f.; IEA, 2024) Este descenso progresivo refleja los avances en tecnologías de absorción, mejoras en el uso de calor residual, sistemas integrados de captura y el aumento de la escala de implementación. La interpolación lineal utilizada permite estimar de forma coherente los costes intermedios de operación año a año.

Sin embargo, es importante señalar que, a diferencia de la ruta alternativa de captura directa del aire (DAC), este tipo de CO₂ proviene de fuentes de origen fósil, por lo que no puede contabilizarse como captura neutra desde el punto de vista climático. Aunque operativamente sí evita que dicho CO₂ se libere a la atmósfera, no contribuye a retirar carbono del ciclo, a diferencia del DAC, que sí captura carbono atmosférico y es considerado como potencialmente negativo en términos de emisiones.

Comparativamente, la ruta industrial resulta notablemente más económica en el corto y medio plazo con valores hasta diez veces inferiores a la DAC en 2025, pero presenta limitaciones ambientales, ya que el CO₂ utilizado sigue teniendo un origen fósil. Por ello, su aplicación debe valorarse no solo por su coste sino también por el impacto neto en la huella de carbono del metanol producido. Esta diferencia será clave en los análisis comparativos de sostenibilidad entre rutas.

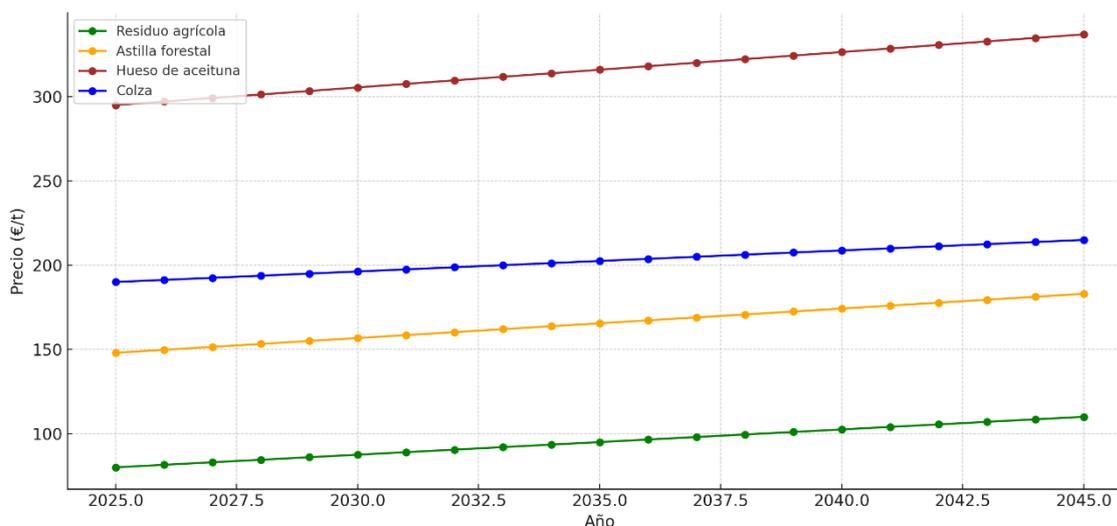


Gráfico 6. Evolución estimada precio tipos biomasa

Este gráfico muestra la evolución proyectada del coste de diferentes tipos de biomasa utilizados como insumo energético para la producción de bio-metanol. Se han considerado residuos agrícolas, astilla forestal, hueso de aceituna y, como novedad, colza, debido a su creciente protagonismo en usos bioenergéticos.

Las curvas representan una interpolación lineal entre precios reales en 2025 y precios proyectados en 2045 (CIEMAT, s. f.; MITECO, s. f.). Los precios iniciales son: 80 €/t para residuo agrícola, 148 €/t para astilla, 295 €/t para hueso de aceituna y 190 €/t para colza. En 2045, los valores alcanzan respectivamente los 110, 183, 337 y 215 €/t.

La tendencia ascendente refleja la mayor competencia por recursos orgánicos debido a la expansión de mercados de combustibles renovables y biocombustibles sólidos. En particular, el hueso de aceituna y la colza ambos con altos PCI presentan precios más elevados debido a su densidad energética y demanda creciente en el sector térmico e industrial. En cambio, el residuo agrícola, si bien es más barato, requiere mayor cantidad por unidad de energía aportada.

Esta evolución pone de manifiesto que la elección del tipo de biomasa no debe hacerse exclusivamente por su eficiencia energética, sino por un equilibrio entre poder calorífico y coste económico. En muchos casos, los materiales con mejor rendimiento energético pueden presentar un precio por unidad útil superior, afectando negativamente al coste de

producción del bio-metanol. Esta consideración será clave en el análisis económico comparativo entre rutas.

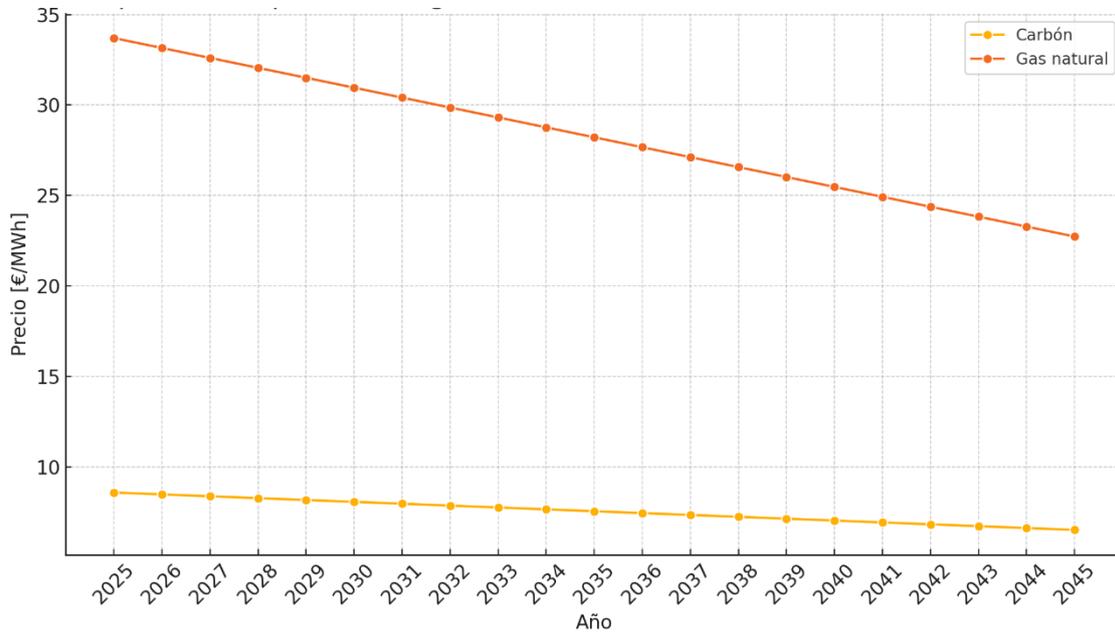


Gráfico 7. Comparativa precios energéticos Carbón vs. Gas Natural

Este gráfico representa la evolución proyectada del precio del gas natural y del carbón, principales insumos fósiles para la producción de metanol convencional. Se observa una tendencia descendente en ambos casos, con el gas natural bajando de 33,7 €/MWh en 2025 a 23 €/MWh en 2045, y el carbón reduciéndose de 8,5 €/MWh a 6,5 €/MWh en el mismo periodo. (EUROSTAT, s.f.; Global Energy Monitor, s.f.; IEA, 2024) Esta reducción de precios se debe a un menor uso proyectado de estos combustibles por descarbonización, aumento de oferta relativa y menor presión geopolítica a largo plazo. Aunque estos precios moderados podrían mantener competitivo al metanol fósil, su elevado impacto ambiental y la fiscalidad asociada irán en aumento, lo que justifica estudiar rutas renovables como alternativa sostenible.

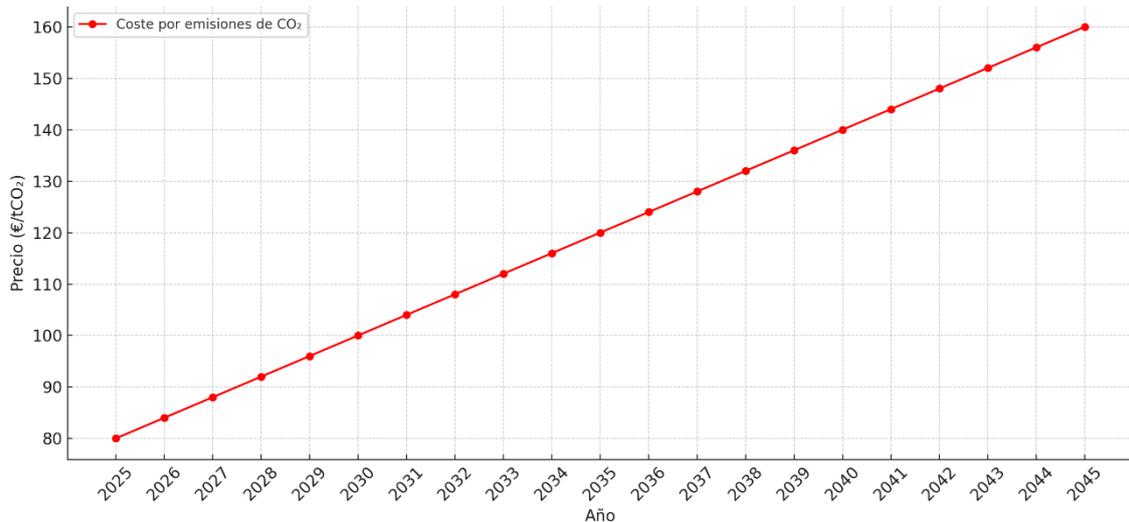


Gráfico 8. Evolución estimada coste por emisiones de CO₂

Este gráfico representa la evolución esperada del coste de los derechos de emisión de CO₂ en el marco del sistema europeo EU ETS (Emissions Trading System), un coste regulatorio que afecta directamente a los procesos industriales con emisiones netas de carbono, como es el caso de la producción de metanol fósil. Se parte de un valor actual de 80 €/tCO₂ en 2025, en línea con los precios medios registrados en el EU ETS en los años 2023–2024, y se proyecta un incremento hasta 160 €/tCO₂ en 2045. (ESABCC, 2023; IEA, 2024)

El crecimiento progresivo de este coste se ha modelado mediante interpolación lineal, asumiendo un endurecimiento gradual de la fiscalidad ambiental a medida que la Unión Europea avance hacia su objetivo de neutralidad climática en 2050. Esta evolución impacta de forma creciente en la competitividad del metanol fósil, cuya producción genera emisiones netas que deben ser compensadas económicamente.

No obstante, dentro del modelo también se ha considerado una variante alternativa: la utilización de biometano como insumo en lugar de gas natural. Esta opción mantiene la misma configuración técnica y procesos industriales que el metanol fósil, pero sustituye la materia prima por un gas renovable de origen biogénico. Dado que las emisiones derivadas de su combustión no se consideran fósiles, el biometano no está sujeto a derechos de emisión de CO₂, lo que permite eliminar este coste regulatorio sin necesidad de modificaciones estructurales en la planta. (Joint Research Centre, s. f.)

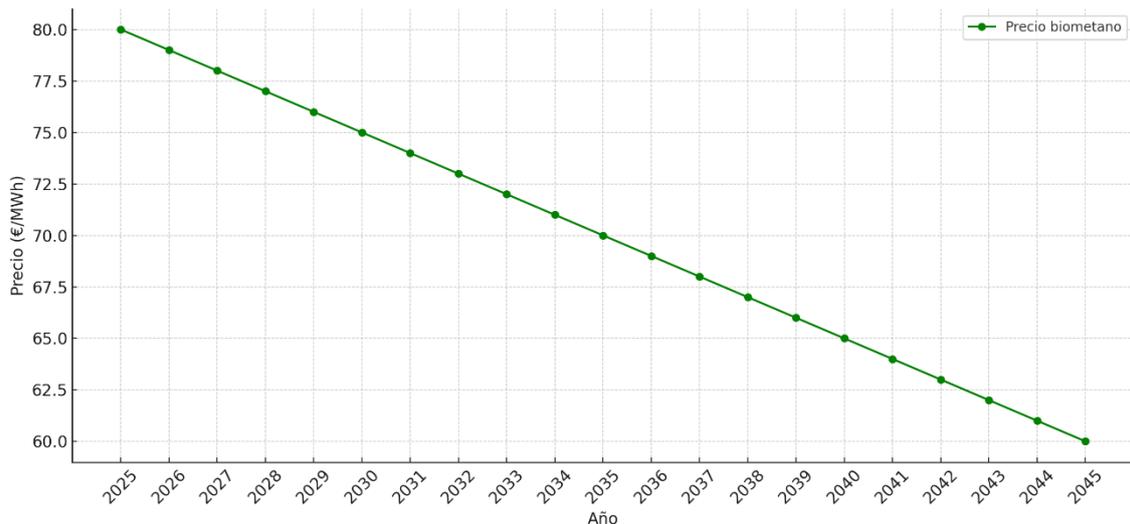


Gráfico 9. Evolución estimada precio biometano

El gráfico presenta la evolución esperada del precio del biometano en Europa, proyectado desde un valor actual de mercado de 80 €/MWh en 2025 hasta 60 €/MWh en 2045, siguiendo una interpolación lineal. Esta reducción se fundamenta en la previsión de crecimiento del parque de plantas de digestión anaerobia, mejoras en eficiencia y logística, así como políticas de apoyo a gases renovables bajo el marco del “REPowerEU”.

El biometano se posiciona como una alternativa de transición viable entre el metanol fósil y las rutas plenamente renovables como el e-metanol o el bio-metanol. Su principal ventaja reside en que puede ser utilizado en los mismos reformadores y líneas de proceso del metanol fósil, sin necesidad de rediseño técnico, pero con beneficios medioambientales equivalentes a los de otros vectores sostenibles. Al ser un gas renovable con origen biogénico, su utilización permite reducir o eliminar completamente la imputación de costes por emisiones de CO₂, manteniendo al mismo tiempo una alta compatibilidad industrial.

Esta combinación de reducción de costes proyectada y ventaja regulatoria refuerza el papel estratégico del biometano como puente tecnológicamente factible hacia una economía del metanol baja en carbono.

3.6. Estructura del modelo

3.6.1. Algoritmos de cálculo

El modelo económico desarrollado para este trabajo se ha implementado íntegramente en una hoja de cálculo, donde se articulan todos los pasos necesarios para simular el comportamiento técnico-económico de las diferentes rutas de producción de metanol. La estructura del archivo sigue una lógica modular, con hojas diferenciadas según su función (definición de insumos, evolución temporal de costes, representación gráfica, análisis de sensibilidad, emisiones, etc.), lo que permite una trazabilidad completa de los datos y un control detallado sobre cada una de las variables involucradas.

La base del algoritmo consiste en calcular, para cada ruta tecnológica (metanol fósil, bio-metanol y e-metanol), el coste unitario total por tonelada de metanol producido. Para ello, se parte de los consumos específicos de cada insumo necesarios para la síntesis de una tonelada de metanol. Estos consumos se expresan en unidades físicas (como kWh de electricidad, kg de hidrógeno, toneladas de biomasa seca, etc.) y se han definido previamente a partir de fuentes científicas y técnicas, asegurando su coherencia con las características reales de cada proceso. Estos valores, introducidos en la hoja “Inputs”, se mantienen constantes para cada ruta, ya que reflejan la configuración técnica base de las plantas consideradas.

A continuación, se asignan precios a cada uno de los insumos definidos. Estos precios pueden ser valores actuales o proyecciones futuras, dependiendo del año de análisis. En este sentido, se han definido precios para los años 2025 y 2045 y se realiza una interpolación lineal entre ambos extremos para obtener valores intermedios anuales. Este procedimiento permite analizar cómo evolucionará el coste de producción del metanol a lo largo del tiempo en función de la trayectoria prevista para factores clave como el precio de la electricidad renovable, el coste del hidrógeno verde, el precio de la biomasa, o el coste de captura de CO₂.

Con estos datos, la hoja “Evolución” ejecuta los cálculos principales del modelo. En cada fila correspondiente a un año determinado, se combinan los consumos específicos de cada insumo con su precio proyectado para ese año. De este modo, se obtiene un coste total de insumos por tonelada de metanol, representando el coste variable asociado directamente a la materia prima y la energía utilizada en el proceso. Este cálculo es fundamental, ya

que refleja la sensibilidad del sistema frente a las oscilaciones del mercado energético y de materias primas.

A este coste de insumos se le añade el coste de operación y mantenimiento (OPEX), expresado en euros por tonelada, y un prorrateo del coste de inversión inicial (CAPEX). En este modelo, el CAPEX se introduce como coste específico por tonelada anual de capacidad y se reparte a lo largo de la vida útil del proyecto mediante un factor de recuperación de capital, ajustado por una tasa de descuento representativa. Es importante destacar que, en coherencia con la metodología adoptada, no se han incluido los costes indirectos ni se ha considerado la biomasa como parte del CAPEX, sino exclusivamente como un insumo externo, diferenciando claramente entre inversiones estructurales y suministros energéticos.

Una vez obtenido el coste total unitario para cada año y cada ruta, se calcula el valor actualizado de dicho coste mediante la aplicación de un descuento financiero. Este procedimiento, implementado en la misma hoja de evolución, permite obtener un Valor Neto Actual (VNA) del coste acumulado por ruta, sin tener en cuenta ingresos ni beneficios, ya que el modelo no contempla flujos de caja positivos ni precios de venta del metanol. El VNA se utiliza aquí exclusivamente como herramienta de comparación entre escenarios futuros, trasladando todos los costes proyectados a valor presente y facilitando así la evaluación de la viabilidad relativa entre rutas tecnológicas en términos económicos.

Además del cálculo económico base, el modelo incorpora múltiples herramientas de análisis. Entre ellas, destacan los análisis de sensibilidad, donde se modifican de forma controlada ciertos parámetros clave como el precio del hidrógeno, de la electricidad o de la biomasa para evaluar su impacto sobre el coste total. Asimismo, el Excel incluye representaciones gráficas automáticas que permiten comparar visualmente la evolución de los costes entre rutas, la proporción que representa cada insumo, y el diferencial económico respecto a la opción fósil.

En conjunto, este algoritmo implementado en Excel permite modelar con precisión el comportamiento económico de cada ruta tecnológica bajo diferentes escenarios, manteniendo una lógica clara, replicable y basada en criterios técnicos realistas. Este enfoque es el que sustenta los análisis que se presentan en los capítulos siguientes, tanto

en términos de competitividad económica como de impacto ambiental y reducción de emisiones.

4. Análisis de resultados

4.1. Resultados del caso base

4.1.1. Coste de producción del e-metanol y bio-metanol

El coste total de producción del e-metanol varía significativamente en función del origen del dióxido de carbono empleado en la síntesis. En este trabajo se analizan dos escenarios diferenciados: uno en el que el CO₂ es capturado de fuentes industriales (concentradas y relativamente baratas), y otro en el que se recurre a captura directa del aire (DAC), tecnológicamente más exigente y costosa.

Para el caso de captura industrial, el coste total del e-metanol en el año 2025 es de 1465,8 €/tMeOH, según los cálculos desarrollados en el modelo. Este coste va descendiendo progresivamente a medida que lo hacen los precios del hidrógeno verde y la electricidad renovable, alcanzando los 1305,1 €/t en 2030, 1224,2 €/t en 2035, y situándose finalmente en torno a 1133,5 €/tMeOH en 2045. Esta reducción es resultado directo de la mejora proyectada en las eficiencias de electrólisis, la expansión de las energías renovables y la consolidación de tecnologías de captura industrial más accesibles. En el desglose de costes, el hidrógeno representa más del 50 % del total, seguido del coste eléctrico asociado al funcionamiento de los electrolizadores, lo que confirma que esta ruta es altamente dependiente del precio de la electricidad y del vector H₂.

En cambio, cuando el CO₂ se obtiene mediante captura directa del aire (DAC), los costes son considerablemente más altos en todo el periodo. En 2025, el coste total asciende a 2114,3 €/tMeOH, debido al mayor consumo energético y a los costes asociados a la captura de CO₂ atmosférico, que pueden superar los 200 €/tCO₂ en tecnologías actuales. A pesar de una mejora tecnológica progresiva, los costes en esta ruta apenas bajan de los 1700 €/tMeOH en 2045, manteniéndose en niveles entre un 40 y 60 % superiores a los del e-metanol con captura industrial.

Estos resultados reflejan fielmente las estimaciones encontradas en la literatura. IRENA (2021) y Methanol Institute (2021) sitúan los costes actuales del e-metanol en el rango de

1200–1600 €/t, en función del origen del CO₂, con descensos esperados hacia 800–1000 €/t en 2050 si se cumplen las proyecciones de reducción de costes energéticos. El modelo utilizado en este trabajo reproduce este comportamiento, aunque con cifras algo más conservadoras debido a la metodología de interpolación progresiva y la incorporación explícita del coste de CAPEX y OPEX anualizados.

En resumen, el e-metanol producido con captura industrial muestra una evolución favorable hacia la viabilidad económica a medio-largo plazo, mientras que la ruta DAC, si bien más ambiciosa en términos climáticos, sigue penalizada por los elevados costes tecnológicos. En ambos casos, el descenso proyectado en los costes de hidrógeno verde y electricidad será determinante para su competitividad futura.

A continuación, se presentan dos gráficos que representan los porcentajes de los insumos en cada vía de producción de e-metanol:

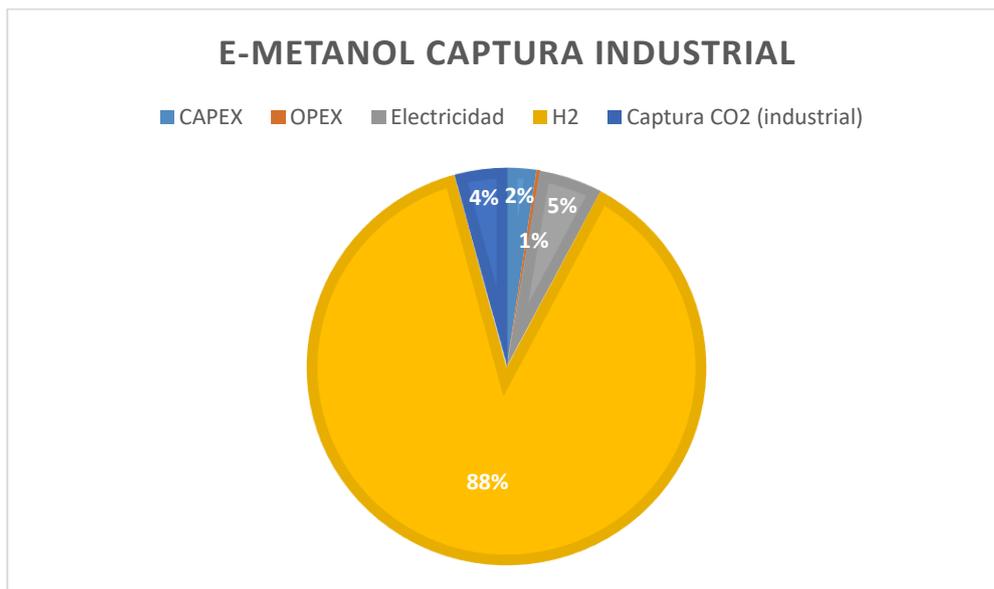


Gráfico 90. Porcentajes insumos e-metanol de captura de fuentes industriales

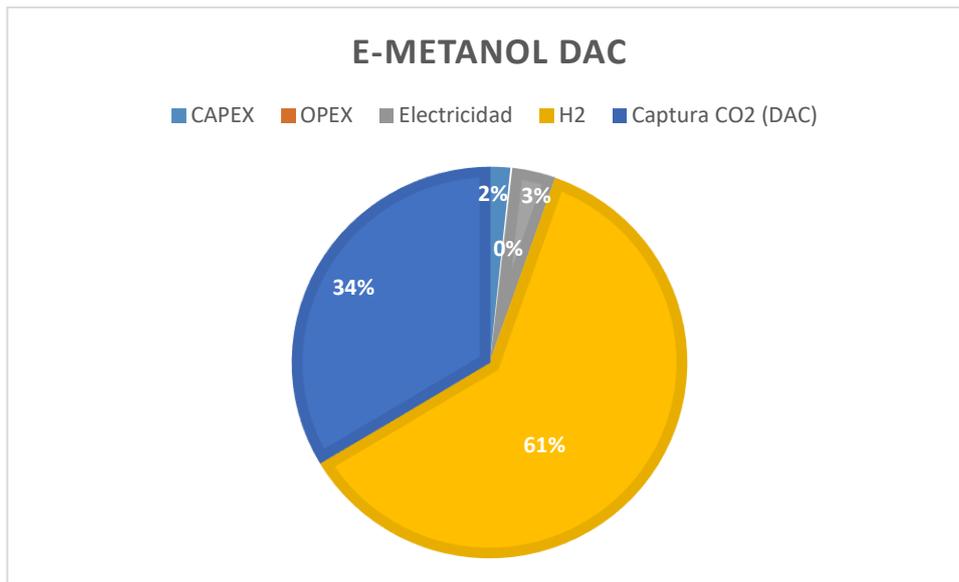


Gráfico 101. Porcentajes insumos e-metanol captura DAC

Además de analizar la evolución temporal del coste total del e-metanol, es relevante examinar cómo se distribuyen internamente los diferentes componentes que lo conforman. A continuación, se presentan dos gráficos circulares que desglosan los porcentajes que representa cada insumo o coste dentro del total, diferenciando entre la ruta con captura de CO₂ industrial y la ruta con captura directa del aire (DAC).

En el caso del e-metanol con CO₂ industrial, el gráfico revela una marcada concentración del coste total en el proceso de electrólisis, que representa nada menos que el 88 % del total. Esto se debe al elevado consumo de hidrógeno verde necesario para la síntesis, y al hecho de que tanto la electricidad empleada como la infraestructura de electrólisis dominan el coste operativo. El resto de componentes tienen un peso significativamente menor: la electricidad directa supone un 5 %, el CAPEX apenas un 4 %, y los costes de OPEX y captura de CO₂ industrial representan tan solo un 2 % y 1 %, respectivamente. Esta distribución subraya que la viabilidad económica de esta ruta depende casi exclusivamente del precio de la electricidad renovable y del coste del hidrógeno verde. (IRENA, 2021)

En contraste, el e-metanol basado en captura directa del aire (DAC) muestra una distribución más repartida. Si bien la electrólisis sigue siendo el componente principal, su peso desciende al 61 % del total. En este caso, el coste de la captura DAC adquiere una importancia notable, representando el 34 % del coste total. Esto pone de manifiesto la penalización económica que introduce esta tecnología en el estado actual de desarrollo,

principalmente por sus altos requerimientos energéticos y la complejidad del proceso. El CAPEX y el OPEX se mantienen en valores bajos (2 % y 0,3 %, respectivamente), mientras que el coste eléctrico directo supone un discreto 3 %.

Esta comparación visual permite entender con claridad las diferencias estructurales entre ambas rutas. Mientras la primera se ve dominada por la intensidad eléctrica del hidrógeno, la segunda añade una carga significativa asociada a la captura de CO₂ atmosférico, lo que la convierte en una opción aún poco competitiva sin avances tecnológicos drásticos o instrumentos de apoyo como subvenciones o mercados de carbono con precios elevados.

El bio-metanol se produce a partir de biomasa como insumo principal, mediante gasificación y conversión catalítica. En este trabajo se han evaluado cuatro tipos de biomasa con características económicas y logísticas diferenciadas: residuos agrícolas, astilla industrial, hueso de aceituna y cultivos oleaginosos como colza o soja.

La opción más económica en términos de coste total es la ruta basada en biomasa agrícola, con un coste estimado en 2025 de 358,5 €/tMeOH, que asciende levemente a 370,2 €/t en 2030 y alcanza 389,4 €/t en 2045. Esta estabilidad relativa se debe a la buena disponibilidad de residuos agrícolas, a su bajo precio por tonelada seca y a unos costes logísticos moderados. En esta ruta, el coste de la biomasa representa cerca del 70 % del coste total, seguido por los costes operativos fijos. El CAPEX, aunque relevante, queda amortizado en el modelo a lo largo de la vida útil de la planta.

Le sigue en coste la ruta con astilla industrial, con valores de 496,3 €/t en 2025 y un incremento progresivo hasta 544,4 €/t en 2045. Esta opción es algo más cara debido al mayor coste de preparación y secado de la astilla, aunque sigue considerándose una fuente relativamente abundante y sostenible.

El hueso de aceituna, una biomasa de alta densidad energética, pero con disponibilidad más limitada, muestra costes iniciales algo más elevados: 816,5 €/t en 2025 y 870,2 €/t en 2045. Aunque este recurso permite una buena eficiencia de conversión, su precio de mercado es más alto, y su uso está muy localizado en regiones específicas como el sur de España o el Magreb.

Por último, la producción a partir de cultivos energéticos como colza o soja presenta los mayores costes de toda la ruta bio, con un valor estimado de 1169,4 €/tMeOH en 2025,

que se mantiene prácticamente estable en torno a 1174,8 €/t en 2045. El cultivo, cosecha, tratamiento y transporte de estas materias primas implica una inversión considerable, lo que penaliza su viabilidad como fuente primaria de carbono para metanol renovable. Además, esta opción puede entrar en conflicto con el uso de tierras para alimentación, lo que añade barreras sociales y regulatorias.

En conjunto, los resultados muestran que el bio-metanol puede alcanzar niveles de coste relativamente competitivos, especialmente cuando se emplean residuos agrícolas o forestales. Las rutas que implican cultivos dedicados o recursos de precio elevado, en cambio, se alejan de la competitividad económica sin apoyo regulatorio o subsidios explícitos.

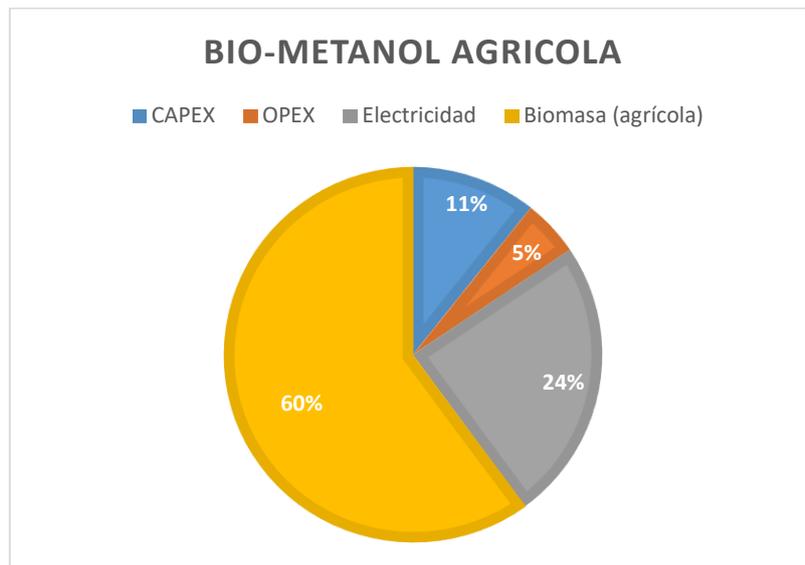


Gráfico 112. Porcentajes insumos bio-metanol agrícola

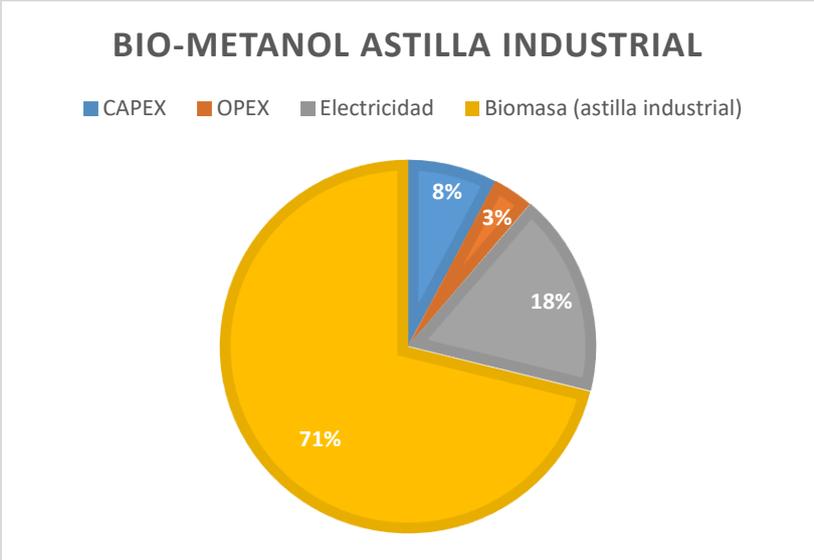


Gráfico 1312. Porcentajes insumos bio-metanol de astilla industrial

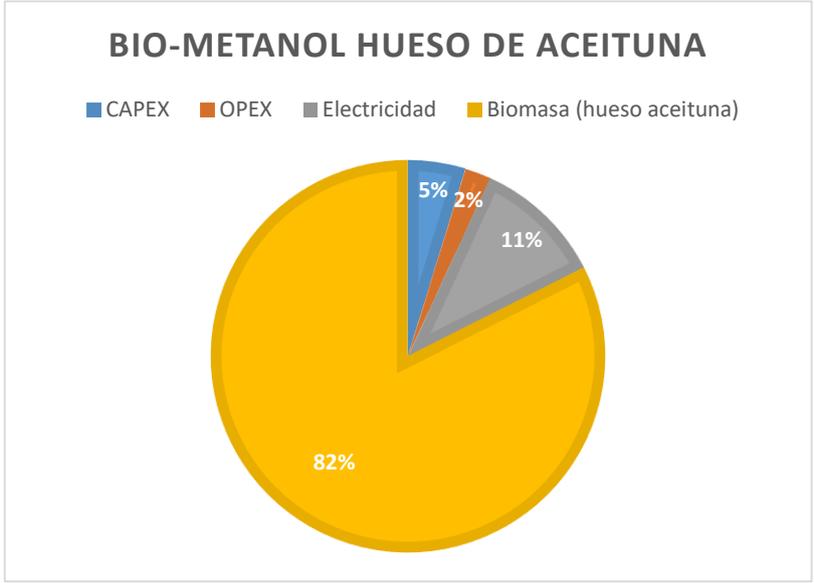


Gráfico 14. Porcentajes insumos bio-metanol de hueso de aceituna

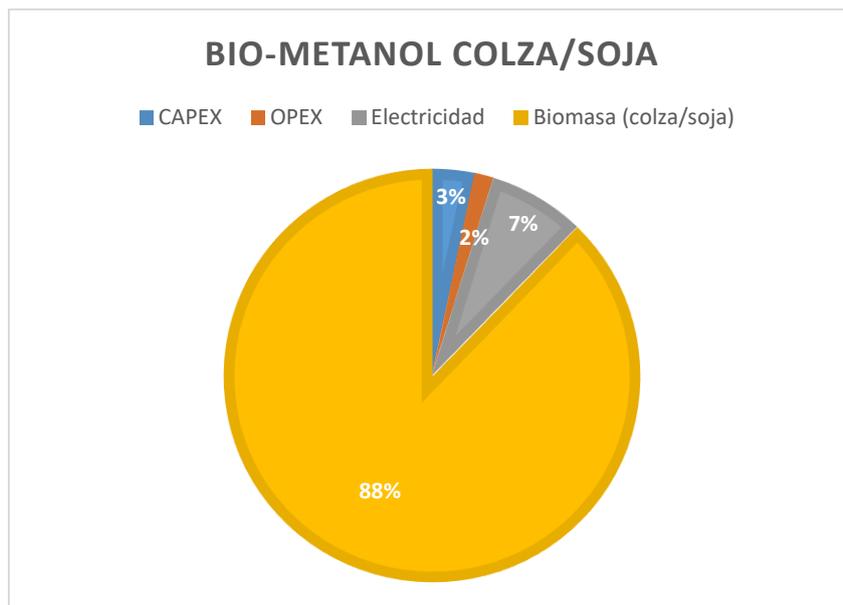


Gráfico 135. Porcentajes insumos bio-metanol de colza/soja

Se han presentado cuatro gráficos que muestran la estructura porcentual del coste total del bio-metanol según el tipo de biomasa utilizada: agrícola, astilla industrial, hueso de aceituna y cultivos como colza o soja.

En la ruta basada en biomasa agrícola, el mayor componente del coste es, como cabía esperar, la biomasa en sí misma, que representa el 60 % del total. Le sigue el coste de la electricidad, con un 24 %, y el CAPEX, que supone un 11 %. El OPEX queda en un 5 %. Esta distribución refleja que, aunque la biomasa tiene un peso predominante, esta ruta también requiere una aportación energética considerable para el secado y el procesamiento del recurso, lo cual se refleja en el peso de la electricidad.

En el caso del bio-metanol a partir de astilla industrial, el porcentaje correspondiente a biomasa asciende al 71 %, mostrando una mayor dependencia directa del insumo principal. El coste de la electricidad baja al 18 %, mientras que el CAPEX y OPEX representan un 8 % y 3 %, respectivamente. Esta distribución sugiere que la astilla industrial, aunque más uniforme y fácil de tratar que otras biomásas, implica un coste base más alto y requiere menos transformación energética, lo cual reduce su dependencia de la electricidad.

La ruta con hueso de aceituna muestra una estructura aún más concentrada. En este caso, la biomasa representa el 82 % del coste total, mientras que el CAPEX, OPEX y electricidad tienen pesos mucho menores: 5 %, 2 % y 11 %, respectivamente. Esta

configuración refleja una ruta donde el insumo principal es escaso, con precio elevado, pero de alto rendimiento energético, lo que reduce la necesidad de otros recursos, pero aumenta significativamente el coste base.

Finalmente, el bio-metanol producido a partir de colza o soja presenta la mayor concentración de todas las opciones analizadas: el 88 % del coste total proviene exclusivamente de la biomasa. Los costes de electricidad, OPEX y CAPEX son mínimos, situándose entre el 2 % y el 7 %. Esto pone en evidencia que los cultivos energéticos dedicados, si bien pueden ofrecer alta densidad y producción controlada, resultan muy costosos, tanto por el uso de tierra como por la necesidad de fertilizantes, recolección mecanizada y transporte, haciéndolos poco competitivos en términos económicos salvo que se incorporen ayudas agrícolas o políticas de incentivo.

Estos gráficos refuerzan la conclusión de que la competitividad del bio-metanol está fuertemente determinada por el tipo y el coste de la biomasa empleada. Las rutas que utilizan residuos agrícolas o forestales resultan mucho más equilibradas y viables económicamente, mientras que aquellas que dependen de cultivos dedicados o recursos escasos concentran gran parte del coste en el suministro del insumo, limitando su competitividad a gran escala.

4.1.2. Comparativa con metanol fósil

Para evaluar la competitividad económica de las rutas renovables de producción de metanol, resulta imprescindible contrastarlas con el coste del metanol convencional de origen fósil. En este trabajo se han modelizado dos variantes fósiles según su fuente primaria: gas natural y carbón. Los resultados muestran que, en ausencia de mecanismos regulatorios, las rutas fósiles siguen siendo las más competitivas a nivel económico durante todo el periodo analizado.

El metanol fósil a partir de gas natural arranca en 462 €/tMeOH en 2025 y sube hasta los 655 €/t en 2045, manteniéndose como la opción más económica en todo momento. El producido a partir de carbón comienza aún más barato (426 €/t en 2025), pero su coste crece de forma más acelerada, superando los 1276 €/t en 2045, lo que refleja una penalización indirecta por emisiones y por presión regulatoria futura.

Cuando se comparan estas cifras con los costes de las rutas renovables, se constata una brecha económica notable. El e-metanol con captura de CO₂ industrial cuesta 1466 €/tMeOH en 2025 y baja hasta 1134 €/t en 2045, mientras que la variante con DAC es aún más costosa, con valores que oscilan entre 2114 €/t y 1747 €/t en el mismo periodo. Por otro lado, el bio-metanol producido a partir de residuos agrícolas y astilla industrial se mantiene en un rango de entre 360 y 540 €/t, lo que lo sitúa más cerca del metanol fósil y, en algunos casos, incluso por debajo del producido a partir de carbón.

Estas comparaciones están ilustradas en los siguientes gráficos. El primero muestra la evolución general de todas las rutas consideradas, permitiendo identificar rápidamente cuáles son las más prometedoras en términos económicos. El segundo se centra en la diferencia entre el gas natural y las dos variantes de e-metanol, donde se aprecia que, aunque ambas rutas renovables reducen su coste con el tiempo, la brecha sigue siendo amplia y solo se aproximan los costes en el final del periodo estudiado. El tercero compara las rutas de bio-metanol con el metanol fósil a partir de gas natural, evidenciando que las alternativas basadas en residuos presentan una viabilidad económica creciente, aunque todavía por encima del fósil dominante.

Esta comparación pone de relieve una conclusión evidente: en el contexto actual, las rutas renovables no son competitivas económicamente frente al metanol fósil. Esto explica por qué hoy en día no son empleadas como vía de suministro masivo, salvo en programas piloto o proyectos subvencionados. No obstante, esta desventaja económica no implica que sean opciones descartables. Muy al contrario, estas rutas son plenamente viables desde el punto de vista técnico y presentan claras ventajas medioambientales.

Tecnológicamente, las rutas verdes están suficientemente desarrolladas: existen plantas de producción de hidrógeno verde, tecnologías de electrólisis con rendimientos en mejora constante, captación de CO₂ industrial ya implementada y procesos de gasificación de biomasa validados en entorno comercial. Medioambientalmente, el beneficio es aún más evidente: el metanol renovable puede reducir mucho las emisiones de gases de efecto invernadero, e incluso alcanzar la neutralidad climática si se usan fuentes de carbono biogénico o tecnologías de captura directa del aire.

Por tanto, la falta de competitividad económica de estas rutas no responde a una barrera técnica o ambiental, sino a un problema de mercado que sigue sin penalizar

suficientemente el uso de combustibles fósiles. Para que estas tecnologías alcancen escala industrial y se conviertan en alternativas reales, será imprescindible introducir políticas regulatorias más duras, tales como impuestos al carbono, ampliación de los derechos de emisión, incentivos fiscales o subvenciones específicas. Solo así podrá corregirse el desequilibrio actual y facilitar el despliegue de soluciones alineadas con los objetivos de neutralidad climática de la UE y del Acuerdo de París.

Los gráficos que se presentan a continuación muestran visualmente el cambio en el coste total de producción del metanol entre las rutas estudiadas, desde 2025 hasta 2045. Estas representaciones permiten observar con más claridad las diferencias económicas entre la tecnología convencional y las renovables, además de su desarrollo a lo largo del tiempo.

El primer gráfico presenta todas las vías tecnológicas analizadas de manera conjunta. Es evidente que las rutas de e-metanol inician con valores altos, siendo el caso del e-metanol por DAC el más alto, a pesar de que su tendencia es decreciente con el paso del tiempo. El e-metanol con captura industrial, aunque disminuye de manera gradual, permanece por encima de los 1100 €/t hasta el año 2045. En cuanto a las rutas de bio-metanol, sobre todo las que utilizan residuos agrícolas o astilla industrial, se encuentran en un rango bastante estable de 360-550 €/t. Esto significa que están por debajo del e-metanol, aunque aún por encima del metanol fósil de referencia. La curva del metanol fósil obtenido a partir de carbón se presenta bastante distante, con un aumento rápido que hace que supere los 1200 €/t al final del periodo. Sin embargo, no se estudia detalladamente porque su uso está más relacionado con contextos como el chino, que no son significativos para la situación española.

El segundo gráfico se centra exclusivamente en la comparación entre el metanol fósil a partir de gas natural y las dos rutas de e-metanol. Se aprecia con claridad la diferencia estructural entre ambas tecnologías: aunque el coste del e-metanol desciende año a año, la brecha con respecto al metanol fósil sigue siendo amplia. En 2045, la diferencia entre el gas natural y el e-metanol con captura industrial sigue superando los 400 €/t, y en el caso del DAC, se mantiene por encima de los 1000 €/t. Esta representación visual refuerza la idea de que el e-metanol, pese a su solidez técnica y ventajas medioambientales, requiere todavía un gran avance tecnológico o mecanismos de apoyo para convertirse en una alternativa competitiva en el plano económico.

El tercer gráfico compara las rutas de bio-metanol con el metanol fósil a partir de gas natural, mostrando un resultado especialmente relevante: tanto el bio-metanol agrícola como el derivado de astilla industrial presentan costes inferiores al del metanol fósil durante todo el periodo analizado, lo que significa que estas rutas son ya competitivas económicamente sin necesidad de mecanismos adicionales de apoyo. También se aprecia claramente como la ruta del biometano es altamente competitiva desde inicios del periodo estudiado, siendo una ruta a tener en cuenta. Esta situación es importante, ya que demuestra que, en ciertos casos, las tecnologías fósiles pueden superar en costes a las opciones renovables incluso en ausencia de impuestos al carbono excesivos, como es el caso actual.

El comportamiento de estas rutas se mantiene estable, sin grandes variaciones, reflejando una dependencia moderada del precio de la biomasa y una menor sensibilidad frente a factores externos como el mercado eléctrico o los costes de hidrógeno. Esto las convierte en opciones especialmente interesantes para regiones con acceso abundante a residuos agroforestales, como puede ser el caso de España.

Por otro lado, las variantes basadas en hueso de aceituna o en cultivos de colza/soja se sitúan claramente por encima del metanol fósil durante todo el periodo, con una brecha que no se reduce en el tiempo, lo que limita su viabilidad sin intervención política o mejoras tecnológicas significativas.

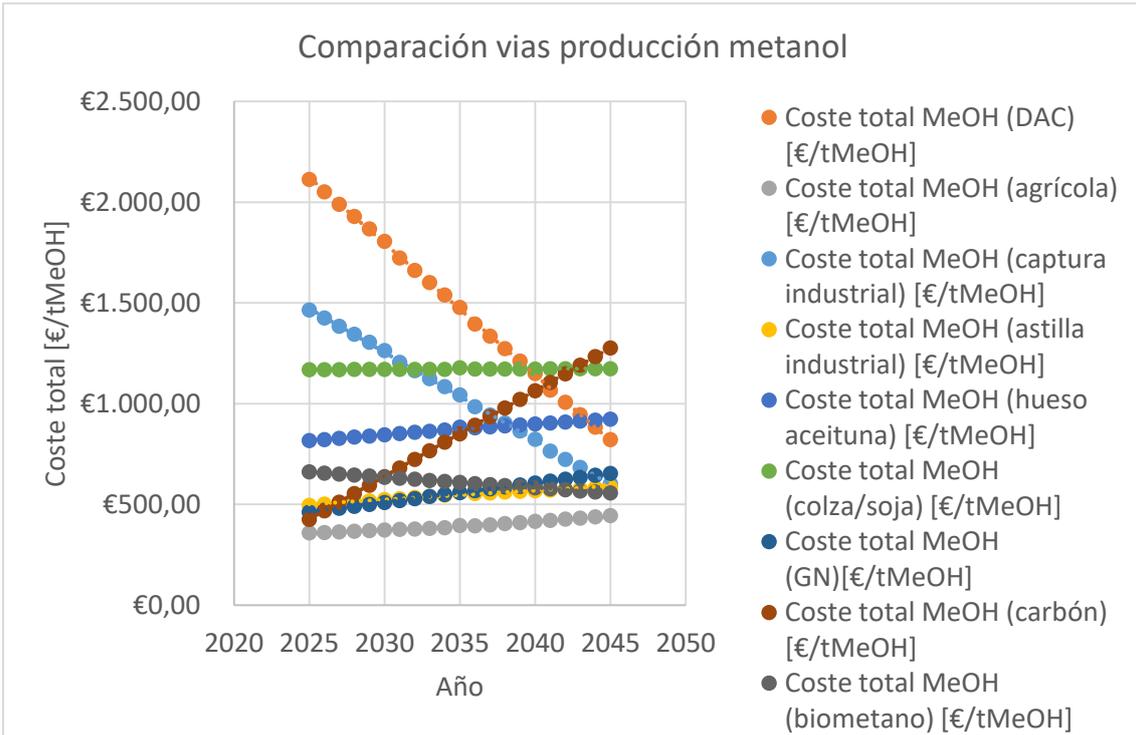


Gráfico 146. Comparación coste por rutas de producción de metanol

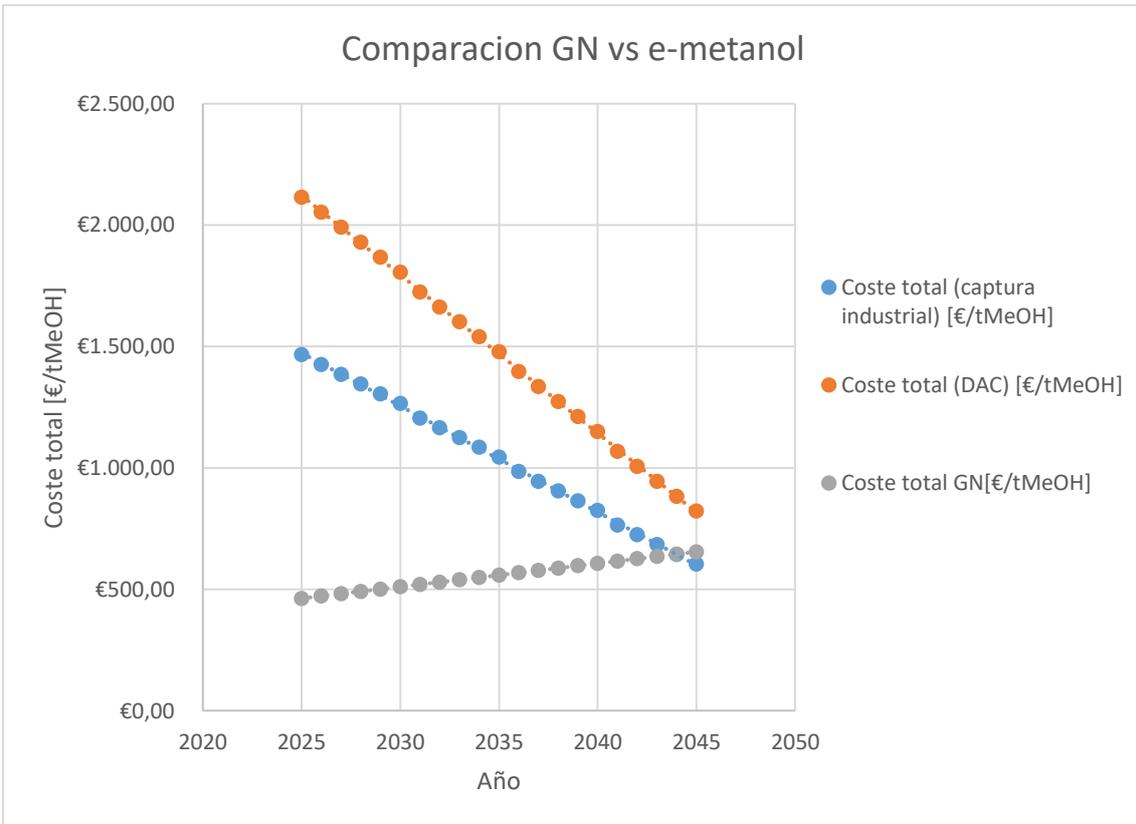


Gráfico 157. Comparación de coste metanol (Gas Natural) vs. E-metanol

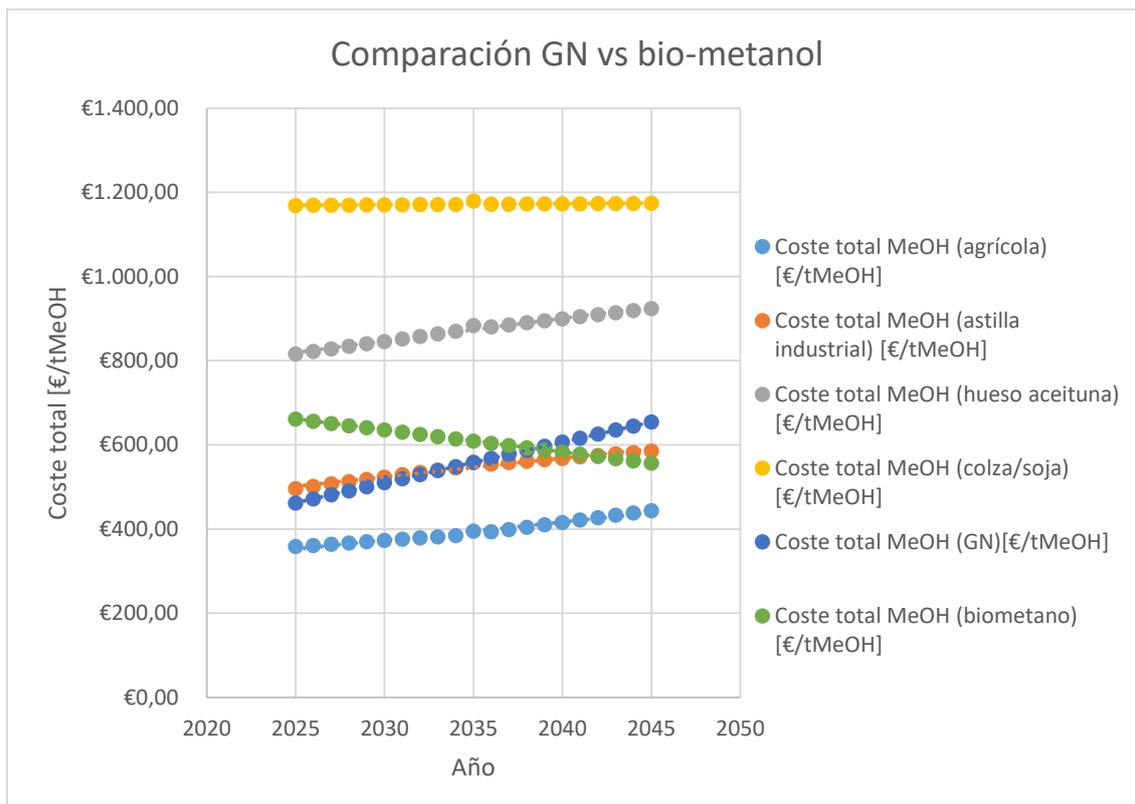


Gráfico18. Comparación coste metanol (Gas Natural) vs. Bio-metanol

4.1.3. Emisiones evitadas y reducción del CO₂

Frente a la ruta convencional basada en recursos fósiles, alternativas como el e-metanol y el bio-metanol ofrecen un potencial significativo de reducción de gases de efecto invernadero, lo que justifica su interés pese a que sus costes actuales sean más elevados.

Para evaluar este beneficio ambiental, se ha llevado a cabo una estimación de las emisiones netas de CO₂ por tonelada de metanol producida, considerando tanto las emisiones derivadas del consumo eléctrico como aquellas asociadas a factores indirectos (transporte, insumos auxiliares y mantenimiento). El cálculo se ha implementado en la hoja “Huella carbono” del modelo.

El metanol de origen fósil, utilizado actualmente de forma masiva en la industria, presenta una huella neta de carbono de 925 kilogramos de CO₂ equivalente por tonelada de metanol producido, coherente con el informe de (IRENA, 2021), que sitúa la huella del metanol fósil convencional en un rango entre 0,9 y 1,4 toneladas de CO₂ por tonelada de producto, dependiendo del recurso primario empleado (gas natural, carbón, etc.) y de la eficiencia

global del proceso. En este trabajo, se ha adoptado un valor intermedio, razonablemente representativo para una planta basada en gas natural con eficiencia media y sin captura de emisiones CCUS.

El e-metanol presenta un perfil más favorable, aunque condicionado por el consumo eléctrico del proceso. El modelo considera un requerimiento total de 11.070 kWh/tMeOH, que integra tanto la electrólisis como los consumos auxiliares de la planta. Se considera un factor de emisión de 0,05 kgCO_{2e}/kWh, representativo de un suministro eléctrico renovable, pero que reconoce la existencia de carbono residual asociada a la construcción, operación y ciclo de vida de las tecnologías de generación renovable. Bajo esta hipótesis, las emisiones por electricidad ascienden a 553,5 kgCO_{2e}/t, a los que se suman 30 kgCO_{2e} de emisiones indirectas y 150 kgCO_{2e}/t por la captura de CO₂ mediante tecnología DAC, que es la considerada, alcanzando una huella neta de 733,5 kgCO_{2e}/tMeOH.

El bio-metanol, por su parte, requiere un consumo eléctrico mucho menor, de 1.390 kWh/tMeOH. Para este caso se ha adoptado un factor de emisión de 0,10 kgCO_{2e}/kWh, reflejando un suministro parcialmente renovable en el que parte de la electricidad proviene de la red general. Este supuesto es más realista en un escenario cercano, donde no siempre se garantiza el acceso a un suministro 100 % verde. Con ello, las emisiones derivadas de la electricidad ascienden a 139 kgCO_{2e}, a las que se suman 40 kgCO_{2e} de emisiones indirectas, alcanzando un total de 179 kgCO_{2e}/tMeOH. En este balance, el carbono contenido en la biomasa se considera biogénico y neutro, de modo que no se imputa como emisión neta.

Ambas rutas renovables, por tanto, permiten alcanzar valores negativos de emisiones netas, aunque por mecanismos distintos. En el e-metanol, la clave está en la captura activa y la integración con electricidad verde; en el bio-metanol, el beneficio proviene de la valorización de residuos biogénicos que ya han fijado CO₂ durante su formación. En ambos casos, se supera ampliamente la neutralidad climática, lo que convierte estas tecnologías en candidatas prioritarias dentro de una estrategia de descarbonización profunda.

En conjunto, los resultados muestran que tanto el e-metanol como el bio-metanol logran reducciones significativas respecto al metanol fósil. El e-metanol permite evitar aproximadamente 1266,5 kgCO_{2e} por tonelada de producto, mientras que el bio-metanol

alcanza una reducción de 1821 kgCO_{2e}/tMeOH. Estos valores, aunque superiores a las estimaciones más optimistas de IRENA e IEA que en algunos escenarios asumen electricidad 100 % libre de emisiones, representan un escenario más conservador y realista, al incorporar tanto un factor de emisión residual para la electricidad como las emisiones indirectas de operación. De este modo, puede concluirse que ambas rutas contribuyen de forma notable a la descarbonización del sector.

Parámetro	Metanol fósil	E-metanol	Bio-metanol
Consumo eléctrico [kWh/tMeOH]	—	11.070	1.390
Factor de emisión electricidad [kgCO _{2e} /kWh]	—	0,05	0,10
Emisiones por electricidad [kgCO _{2e} /tMeOH]	—	553,5	139
Emisiones por captura de CO ₂ [kgCO _{2e} /tMeOH]	—	150	0
Emisiones indirectas [kgCO _{2e} /tMeOH]	—	30	40
Emisiones netas finales [kgCO _{2e} /tMeOH]	2000	733,5	179
Emisiones evitadas frente al fósil	—	1266,5	1821

Tabla 6. Emisiones netas CO₂ por ruta de producción de metanol

4.2. Análisis de sensibilidad

Metanol fosil GN		Precio Gas Natural					
		10,00 €	20,00 €	33,00 €	80,00 €	150,00 €	210,00 €
ETS	60,00 €	256,33 €	339,33 €	447,23 €	837,33 €	1.418,33 €	1.916,33 €
	120,00 €	311,83 €	394,83 €	502,73 €	892,83 €	1.473,83 €	1.971,83 €
	170,00 €	358,08 €	441,08 €	548,98 €	939,08 €	1.520,08 €	2.018,08 €
	230,00 €	413,58 €	496,58 €	604,48 €	994,58 €	1.575,58 €	2.073,58 €
	290,00 €	469,08 €	552,08 €	659,98 €	1.050,08 €	1.631,08 €	2.129,08 €
	340,00 €	515,33 €	598,33 €	706,23 €	1.096,33 €	1.677,33 €	2.175,33 €
	400,00 €	570,83 €	653,83 €	761,73 €	1.151,83 €	1.732,83 €	2.230,83 €

Gráfico 19. Análisis de sensibilidad metanol fósil según gas natural y ETS

E-metanol			Captura CO2 [€/tCO2]							
			Captura industrial				DAC			
			20,00 €	50,00 €	100,00 €	190,00 €	280,00 €	370,00 €	460,00 €	550,00 €
H2 [€/kgH2]	2045	3,00 €	727,81 €	769,06 €	837,81 €	961,56 €	1.085,31 €	1.209,06 €	1.332,81 €	1.456,56 €
		3,70 €	864,62 €	905,87 €	974,62 €	1.098,37 €	1.222,12 €	1.345,87 €	1.469,62 €	1.593,37 €
	2025	4,50 €	1.020,97 €	1.062,22 €	1.130,97 €	1.254,72 €	1.378,47 €	1.502,22 €	1.625,97 €	1.749,72 €
		5,60 €	1.235,96 €	1.277,21 €	1.345,96 €	1.469,71 €	1.593,46 €	1.717,21 €	1.840,96 €	1.964,71 €
	2015	6,30 €	1.372,78 €	1.414,03 €	1.482,78 €	1.606,53 €	1.730,28 €	1.854,03 €	1.977,78 €	2.101,53 €
		7,20 €	1.548,68 €	1.589,93 €	1.658,68 €	1.782,43 €	1.906,18 €	2.029,93 €	2.153,68 €	2.277,43 €
		8,00 €	1.705,03 €	1.746,28 €	1.815,03 €	1.938,78 €	2.062,53 €	2.186,28 €	2.310,03 €	2.433,78 €

Gráfico 20. Análisis de sensibilidad e-metanol según captura CO₂ y electrólisis

Bio-metanol			Electricidad [€/MWh]							
			2015		2025		2045			
			40,00 €	50,00 €	60,00 €	70,00 €	80,00 €	90,00 €	100,00 €	
Biomasa [€/MWh]	2015	60,00 €	741,44 €	755,34 €	769,24 €	783,14 €	797,04 €	810,94 €	824,84 €	
		70,00 €	846,44 €	860,34 €	874,24 €	888,14 €	902,04 €	915,94 €	929,84 €	
	2025	80,00 €	951,44 €	965,34 €	979,24 €	993,14 €	1.007,04 €	1.020,94 €	1.034,84 €	
		90,00 €	1.056,44 €	1.070,34 €	1.084,24 €	1.098,14 €	1.112,04 €	1.125,94 €	1.139,84 €	
	2045	100,00 €	1.161,44 €	1.175,34 €	1.189,24 €	1.203,14 €	1.217,04 €	1.230,94 €	1.244,84 €	
		110,00 €	1.266,44 €	1.280,34 €	1.294,24 €	1.308,14 €	1.322,04 €	1.335,94 €	1.349,84 €	
		120,00 €	1.371,44 €	1.385,34 €	1.399,24 €	1.413,14 €	1.427,04 €	1.440,94 €	1.454,84 €	

Gráfico 21. Análisis de sensibilidad bio-metanol según electricidad y biomasa

Con el objetivo de ver cómo varían los costes totales de producción del metanol frente a la incertidumbre en los precios de ciertos insumos claves, se ha llevado a cabo un análisis de sensibilidad sobre las tres rutas tecnológicas principales: metanol fósil a partir de gas natural, e-metanol y bio-metanol. Esta metodología permite identificar cuáles son las condiciones que hacen viable económicamente cada ruta y qué rangos deben alcanzarse para que las opciones renovables compitan con el fósil.

Para ello, se han construido tres tablas independientes, una para cada ruta, representando escenarios de variación simultánea de dos insumos clave. En el caso del metanol fósil, se ha analizado el impacto conjunto del precio del gas natural (€/MWh) y del coste de los derechos de emisión de CO₂, ETS (€/tCO₂). Para el e-metanol, los insumos evaluados han sido el coste del hidrógeno verde (€/kgH₂) y el de la captura de CO₂ (€/tCO₂), diferenciando en este último caso entre el rango inferior asociado a captura de fuentes industriales y el rango superior correspondiente a tecnologías DAC. En el caso del bio-metanol, se ha considerado la sensibilidad al precio de la biomasa (€/MWh) y al precio de la electricidad (€/MWh), dado su papel complementario en el balance energético de esta ruta.

Las tablas generadas son de doble entrada. Cada celda representa el coste total de producción del metanol en €/tMeOH, obtenido al multiplicar los precios de insumo expresados en sus unidades físicas por las cantidades requeridas en el proceso, e incorporando además los costes fijos de capital y operación y extras de la planta. El formato condicional con gradientes de color ayuda a la interpretación visual: las zonas verdes corresponden a escenarios más competitivos, mientras que los tonos amarillos, naranjas y rojos identifican situaciones progresivamente más caras.

En la tabla correspondiente al metanol fósil, los costes oscilan entre unos 256 €/tMeOH en condiciones de gas natural muy barato (10 €/MWh) y ETS reducido (60 €/tCO₂), hasta un máximo superior a 2.230 €/tMeOH en escenarios de precios altos de gas natural (210 €/MWh) y ETS elevados (400 €/tCO₂). La progresión es casi lineal en ambos ejes, mostrando cómo esta ruta puede pasar de ser la opción más competitiva a la más cara según la evolución de los insumos fósiles y del marco regulatorio.

En el caso del e-metanol, los resultados varían desde aproximadamente 728 €/tMeOH (hidrógeno a 3 €/kg y CO₂ industrial a 20 €/t) hasta alrededor de 2.434 €/tMeOH en los

escenarios más pesimistas (hidrógeno a 8 €/kg y captura DAC a 400 €/t). El Excel refleja de forma clara la diferencia entre los costes bajos asociados a captura en fuentes industriales y los significativamente más altos vinculados a DAC, lo que condiciona de manera crítica la competitividad de esta ruta.

En el análisis del bio-metanol, los valores van desde 741 €/tMeOH en escenarios favorables (biomasa a 60 €/MWh y electricidad a 40 €/MWh) hasta 1.455 €/tMeOH cuando ambos insumos se sitúan en el extremo superior (biomasa a 120 €/MWh y electricidad a 120 €/MWh). El gradiente vertical de la tabla evidencia que la biomasa es el insumo que más desplaza los resultados finales, confirmando su peso en la estructura de costes.

Este tipo de análisis no solo permite cuantificar el impacto de cada insumo sobre el coste total, sino que también facilita la exploración de escenarios futuros. Por ejemplo, en el e-metanol, una bajada sustancial del precio del hidrógeno verde podría situar los costes en el rango de 700 €/tMeOH, acercándolos al fósil. En el caso del bio-metanol, la disponibilidad de biomasa residual barata permitiría alcanzar costes por debajo de 800 €/tMeOH, entrando directamente en la zona verde de competitividad.

En definitiva, este análisis de sensibilidad cuantifica el umbral de precios necesario para que las rutas renovables alcancen paridad con el fósil y demuestra que, en un horizonte de despliegue tecnológico y disponibilidad de recursos, la competitividad del metanol verde no es una hipótesis remota, sino un objetivo alcanzable con políticas adecuadas e inversión en innovación.

5. Conclusiones

La metodología adoptada en este trabajo ha combinado un enfoque tecnológico, económico y ambiental, partiendo de la selección de rutas de producción de metanol representativas tanto fósiles como renovables y desarrollando un modelo de cálculo detallado mediante hojas de Excel. Esta herramienta ha permitido desglosar todos los costes asociados a cada ruta, incluyendo inversión, operación, insumos y evolución temporal de precios, y llevarlos a valor presente mediante una estimación del VAN sin considerar ingresos.

Una de las claves ha sido la construcción de un sistema que permite comparar entre tecnologías en igualdad de condiciones, identificando no solo el coste total de cada vía, sino también la influencia relativa de cada insumo. A ello se ha sumado un análisis de sensibilidad de doble entrada, que ha facilitado visualizar las zonas de viabilidad económica bajo diferentes escenarios de evolución tecnológica o de precios de materias primas. El modelo no se ha limitado a reproducir datos estáticos, sino que ha incorporado tendencias, permitiendo evaluar la competitividad futura de cada ruta en función de la evolución de sus materias prima clave.

Además, la integración de un modelo de emisiones netas y de huella de carbono ha aportado una dimensión ambiental fundamental, reforzando la visión del metanol como vector energético dentro de un sistema sostenible. Aunque no se ha realizado un análisis de ciclo de vida formal, el enfoque aplicado ha sido suficiente para caracterizar el impacto ambiental de cada ruta, lo que ha permitido interpretar los resultados no solo en clave económica, sino también climática y estratégica.

Los resultados obtenidos muestran con claridad que, en el contexto actual de precios, las rutas fósiles de producción de metanol siguen siendo más competitivas desde el punto de vista puramente económico. El metanol derivado del gas natural presenta hoy por hoy un coste significativamente inferior al del e-metanol y, en la mayoría de los casos, también al del bio-metanol, especialmente cuando se utilizan fuentes de biomasa con costes intermedios o altos.

Sin embargo, el análisis también evidencia que esta ventaja económica no se traduce en una superioridad ambiental. Por el contrario, el metanol fósil presenta una huella de carbono neta de 2000 kgCO_{2e}/tMeOH, mientras que tanto el e-metanol como el bio-metanol presentan emisiones mucho más bajas, con valores de 733,5 y 179 kgCO_{2e}/tMeOH respectivamente. Esto refuerza la idea de que las rutas renovables no son una simple alternativa técnica, sino una necesidad si se quiere avanzar hacia la neutralidad climática.

A partir del análisis de sensibilidad, se ha demostrado que la competitividad del metanol renovable es alcanzable bajo ciertas condiciones tecnológicas o regulatorias. En particular, el bio-metanol puede resultar más barato que el fósil en escenarios con biomasa económica o subvencionada, mientras que el e-metanol se acerca a la viabilidad si se

logran reducciones en el coste del hidrógeno verde y la captura de CO₂. Además, las emisiones evitadas por ambas rutas suponen entre 1,3 y 1,8 tCO₂e/tMeOH, lo que justificaría incentivos económicos como los contratos por diferencia climática o mercados de carbono donde se penalicen duramente las emisiones de CO₂.

A partir de los límites y hallazgos de este trabajo, se pueden plantear varias líneas de mejora o ampliación. En primer lugar, sería conveniente realizar un análisis de ciclo de vida completo con herramientas específicas (como SimaPro o OpenLCA) para evaluar impactos ambientales adicionales como el uso del suelo, el consumo de agua o los efectos en la biodiversidad. Además, se podría estudiar en que partes concretas del proceso productivo es donde mayores emisiones se alcanzan para trabajar en mejorar específicamente dichas áreas.

Asimismo, se podría incorporar un modelo económico completo, incluyendo ingresos por venta de metanol y flujos de caja, para calcular indicadores como el VAN o el TIR desde una perspectiva financiera realista. Esto permitiría evaluar no solo la viabilidad técnica y ambiental, sino también la rentabilidad de cada ruta en condiciones de mercado.

Otra recomendación importante es incorporar escenarios de regulación y mercado que simulen la introducción de ETS, subsidios verdes, cuotas de renovables u obligaciones de mezcla. Este tipo de herramientas es esencial para predecir el efecto de futuras políticas europeas o nacionales sobre la competitividad de las rutas verdes.

Por último, se podrían analizar combinaciones híbridas, como la co-producción de e-metanol con biometanol, o el uso de electricidad renovable en plantas de reforma, lo cual podría permitir una transición más gradual y flexible.

España presenta unas condiciones muy favorables para el desarrollo de rutas renovables de metanol, tanto desde el punto de vista de los recursos como del marco político. En cuanto al e-metanol, el país cuenta con un gran potencial de generación renovable especialmente solar y eólica que permitiría alimentar plantas de electrólisis con electricidad limpia y a costes decrecientes. Además, existen puntos de emisión de CO₂ industrial aprovechables para la captura y, a largo plazo, puede plantearse la implementación de tecnologías DAC en zonas con exceso de generación renovable.

En el caso del bio-metanol, España dispone de una amplia disponibilidad de biomasa residual agrícola y forestal, especialmente en regiones como Castilla y León, Galicia o Andalucía. La valorización de estos residuos no solo contribuiría a la descarbonización, sino que mejoraría la gestión forestal, reduciría riesgos de incendio y dinamizaría el medio rural.

Desde el punto de vista estratégico, el metanol renovable puede desempeñar un papel central en sectores donde la electrificación directa es difícil, como el transporte marítimo, la aviación o la industria química. Su implantación en España podría situar al país como un referente europeo en la producción de combustibles sintéticos, y aprovechar las sinergias con las inversiones en hidrógeno renovable ya previstas en la Hoja de Ruta del Hidrógeno del MITERD.

Sin embargo, para que estas oportunidades se materialicen, será necesario desplegar políticas de apoyo estables, facilitar el acceso a financiación, desarrollar marcos normativos claros para la trazabilidad del carbono y establecer incentivos que reflejen el valor climático de estas tecnologías.

6. Bibliografía

Abidemi Oluranti Ojo. (2023). *An Overview of Lignocellulose and Its Biotechnological Importance in High-Value Product Production* (p. 990). Multidisciplinary Digital Publishing Institute. <https://www.mdpi.com/2311-5637/9/11/990>

Asamblea General ONU. (2015). *La Asamblea General adopta la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible*. <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/2015/09/la-asamblea-general-adopta-la-agenda-2030-para-el-desarrollo-sostenible/>

Brynolf, S., Taljegard, M., Grahn, M., & Hansson, J. (2018). *Electrofuels for the transport sector: A review of production costs* (pp. 1887-1905). <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117309358>

Carbon Recycling International. (s. f.). *Discover CRI's Global Projects*. Recuperado 3 de febrero de 2025, de <https://carbonrecycling.com/projects>

Catédra Estudios Hidrógeno, U.P.Comillas, 2022-2023. (s. f.). Recuperado 22 de enero de 2025, de <https://files.griddo.comillas.edu/informe-hidrogeno-anual-2022-2023.pdf>

CCS Institute. (s. f.). *Home—Global CCS Institute*. Recuperado 23 de agosto de 2025, de <https://www.globalccsinstitute.com/>

CIEMAT. (s. f.). *CIEMAT*. Recuperado 23 de agosto de 2025, de <https://www.ciemat.es>

Comisión Europea. (2021). *COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN AL PARLAMENTO EUROPEO, AL CONSEJO, AL COMITÉ ECONÓMICO Y SOCIAL EUROPEO Y AL COMITÉ DE LAS REGIONES «Objetivo 55»: Cumplimiento del objetivo climático de la UE para 2030 en el camino hacia la neutralidad climática*. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX%3A52021DC0550>

ECOINVENT. (s. f.). *ecoinvent—Data with purpose*. Recuperado 23 de agosto de 2025, de <https://ecoinvent.org/>

ENGIE. (2022, mayo 9). *ENGIE, OCI, and EEW announce a partnership to develop a large-scale hydrogen-based value chain in the North of the Netherlands*. <https://www.eew-energyfromwaste.com/de/newsroom/pressemitteilungen/artikel/engie->

oci-and-eew-announce-a-partnership-to-develop-a-large-scale-hydrogen-based-value-chain-in-the-north-of-the-netherlands/

ENGIE & HyNetherlands. (s. f.). *ENGIE x HyNetherlands / ENGIE*. Recuperado 23 de agosto de 2025, de <https://www.engie.com/en/business-case/engie-x-hynetherlands>

ESABCC. (2023). *Scientific advice for the determination of an EU-wide 2040 climate target and a greenhouse gas budget for 2030–2050*. <https://climate-advisory-board.europa.eu/reports-and-publications/scientific-advice-for-the-determination-of-an-eu-wide-2040>

EU Transition Pathways. (s. f.). Recuperado 23 de agosto de 2025, de https://single-market-economy.ec.europa.eu/industry/transition-pathways_en

EUROSTAT. (s. f.). *Energy statistics—An overview—Statistics Explained—Eurostat*. Recuperado 23 de agosto de 2025, de https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy_statistics_-_an_overview

Global Energy Monitor. (s. f.). *Home—Global Energy Monitor*. Recuperado 23 de agosto de 2025, de <https://globalenergymonitor.org/>

IBERDROLA. (s. f.). *E-Methanol GREEN MEIGA Project*. Recuperado 30 de enero de 2025, de <https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-actividad/hidrogeno-verde/green-meiga>

IDAE. (s. f.). *Energía*. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Recuperado 30 de junio de 2025, de <https://www.miteco.gob.es/es/energia.html>

IEA. (2019). *The Future of Hydrogen – Analysis*. <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>

IEA. (2023). *CO2 Emissions in 2022 – Analysis*. <https://www.iea.org/reports/co2-emissions-in-2022>

IEA. (2024, octubre 2). *Global Hydrogen Review 2024 – Analysis*. IEA. <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024>

IPCC. (s. f.). *Español—IPCC*. Recuperado 23 de agosto de 2025, de <https://www.ipcc.ch/languages-2/spanish/>

IRENA. (2021). *Innovation Outlook: Renewable Methanol*. <https://www.irena.org/publications/2021/Jan/Innovation-Outlook-Renewable-Methanol>

Joint Research Centre. (s. f.). *How EU science supports a cleaner and more competitive industry—European Commission*. Recuperado 23 de agosto de 2025, de https://joint-research-centre.ec.europa.eu/jrc-explains/how-eu-science-supports-cleaner-and-more-competitive-industry_en

Matt Steyn, Jessica Oglesby, Guloren Turan, Alex Zapantis, & Ruth Gebremedhin. (s. f.). *Global Status of CCS 2022*. Recuperado 26 de agosto de 2025, de <https://www.ourenergypolicy.org/resources/global-status-of-ccs-2022/>

Methanol Institute, 2022. Recuperado 19 de julio de 2025, de https://www.methanol.org/wp-content/uploads/2022/01/CARBON-FOOTPRINT-OF-METHANOL-PAPER_1-31-22.pdf

MITECO. (s. f.). *Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico*. Recuperado 26 de junio de 2025, de <https://www.miteco.gob.es/es.html>

Nouryon. (2019). *BioMCN to produce renewable methanol with green hydrogen*. <https://www.nouryon.com/news-and-events/news-overview/2019/biomcn-to-produce-renewable-methanol-with-green-hydrogen/>

Remme, U. (2024). *Global Hydrogen Review 2024*.

REPSOL. (s. f.). *Ecoplanta, primera planta de metanol circular de España*. Recuperado 30 de enero de 2025, de <https://www.repsol.com/es/sostenibilidad/ejes-sostenibilidad/medio-ambiente/economia-circular/nuestros-proyectos/valorizacion-residuos-quimica-derivada/index.cshtml>