



MÁSTER DE INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

**RUTAS Y POTENCIAL PARA PRODUCIR
METANOL VERDE EN ESPAÑA**

Autor: Arantza Rascón San Martín

Director: José Ignacio Linares Hurtado

Director: Ana María Santos Montes

Madrid

Diciembre 2024

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título

Rutas y potencial para producir metanol verde en España

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el

curso académico 2024/25 es de mi autoría, original e inédito y

no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido

tomada de otros documentos está debidamente referenciada.



Fdo.: Arantza Rascón San Martín

Fecha: 13/ 12/ 2024

Autorizada la entrega del proyecto

LOS DIRECTORES DEL PROYECTO

Fdo.: José Ignacio Linares Hurtado

Fecha: 18/12/2024

Fdo.: Ana María Santos Montes

Fecha: 18/12/2024



MÁSTER DE INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

RUTAS Y POTENCIAL PARA PRODUCIR METANOL VERDE EN ESPAÑA

Autor: Arantza Rascón San Martín

Director: José Ignacio Linares Hurtado

Director: Ana María Santos Montes

Madrid

Enero 2025

RUTAS Y POTENCIAL PARA PRODUCIR METANOL VERDE EN ESPAÑA

Autor: Rascón San Martín, Arantza

Director: José Ignacio Linares Hurtado

Director: Ana María Santos Montes

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

El metanol es un componente esencial para la fabricación de productos químicos y su demanda se ha visto duplicada en la última década, alcanzando los 100 millones de toneladas, valor que se espera llegue a quintuplicarse para 2050. Ello implicaría un aumento significativo de las emisiones de CO₂ derivadas del proceso de obtención en caso de que se continúen utilizando fuentes fósiles. Sin embargo, la transición energética hacia el metanol renovable (neutro en CO₂) presenta una oportunidad para mitigar el impacto ambiental de este compuesto. A pesar de que actualmente la producción de metanol renovable es mínima, se espera que este valor aumente en las próximas décadas. El proyecto analiza el coste del metanol renovable a través de distintas rutas con el fin de analizar cuáles resultan más eficientes desde el punto de vista técnico y económico, concluyendo que la síntesis del metanol a partir de biometano asistido por metanol dorado es la más eficiente.

Palabras clave: Biometanol, e-metanol, biometano, CO₂ biogénico, hidrógeno dorado, coste biometanol

1. Introducción

El metanol es una materia prima fundamental en la producción de diversos productos, como por ejemplo el formaldehído o el ácido acético. Su demanda a nivel mundial ha aumentado considerablemente, llegando a duplicarse en la última década. Actualmente la producción mundial es de aproximadamente 100 millones de toneladas anuales, y se prevé que esta cifra ascienda hasta los 500 millones de toneladas para 2050, lo cual implicaría grandes emisiones de CO₂ en caso de que se continúe utilizando fuentes fósiles para su producción [1].

No obstante, existe potencial para reducir dichas emisiones mediante el metanol renovable, ya sea biometanol o e-metanol. El primero de ellos se obtiene a partir de la

biomasa, mientras que el segundo utiliza como materia prima hidrógeno renovable de origen electrolítico, conocido comúnmente como “verde” y CO₂ biogénico [4]. A pesar de que actualmente la producción de metanol renovable es muy reducida, se espera que ésta aumente en las próximas décadas. Esto se debe a que, al igual que el hidrógeno renovable o el amoníaco verde, el metanol se considera uno de los vectores energéticos de mayor relevancia para conseguir los objetivos de descarbonización establecidos por las diversas Administraciones.

Actualmente, la mayor parte del metanol se utiliza en la industria química, pero una fracción también se emplea como combustible en vehículos [7] o en barcos [6], así como en calderas industriales y domésticas [5]. La producción de metanol no renovable la lidera China, quien lo utiliza especialmente para la producción de olefinas, gasolina y ácido acético [8].

2. Definición del proyecto

La creciente demanda de metanol, así como la necesidad de descarbonización de las actividades actuales hacen que sea necesario desarrollar rutas de producción de metanol renovable económica y técnicamente viables. El objetivo del presente proyecto es analizar distintas de estas rutas para la producción de metanol renovable en España con el fin de que este se convierta en una alternativa viable y se pueda utilizar como vector descarbonizador. Además, se estudiará cómo afectan factores como el tamaño de planta o la materia prima utilizada en el coste final del biometanol.

3. Descripción del modelo

Se han calculado los costes asociados a la producción del metanol a través de las distintas rutas.

En primer lugar, se ha calculado el consumo de biometano de cada una de las 4 rutas propuestas para producir una tonelada de biometanol. En segundo lugar, se ha calculado el coste de inversión de las plantas utilizadas en cada una de las rutas. Para ello, se han combinado costes de plantas de biometanol y de plantas de e-metanol tomadas de la literatura técnica. En tercer lugar, se ha calculado el coste de la materia prima, biometano, teniendo en cuenta distintas combinaciones de sustratos. En esto, también se ha tenido en cuenta el coste de enriquecimiento e inyección del biogás. En cuarto lugar, se ha calculado el coste de mantenimiento a partir de un porcentaje sobre el coste de inversión.

Por último, se han normalizado todos esos costes multiplicándolos por sus correspondientes factores y se han sumado para obtener el coste total normalizado del biometanol.

Este proceso se ha realizado para diferentes escenarios, cada uno de ellos compuesto por una combinación diferente de ruta y materias primas.

Asimismo, se ha estudiado la disponibilidad de CO₂ biogénico en España para las próximas décadas, con el fin de determinar si esta cuestión podría suponer una limitación en la producción de biometanol a través de aquellas rutas que necesitan un aporte de CO₂ biogénico externo [2].

4. Resultados

Inicialmente se analizaron cuatro rutas de producción de biometanol, obteniéndose la eficiencia de cada una de ellas. En la Figura 1 se pueden observar las cuatro rutas, así como los valores de eficiencia obtenidos para cada una de ellas.

- Ruta 1: Síntesis de metanol a partir de biometano y CO₂ (reemplazando el gas natural)
- Ruta 2: Síntesis del metanol a partir de biometano (reemplazando el H₂ verde), produciendo lo que se ha denominado *metanol dorado*
- Ruta 3: Síntesis del metanol a partir de biometano (asistido por bio H₂)
- Ruta 4: Síntesis del metanol a partir de biometano (asistido por metanol dorado)

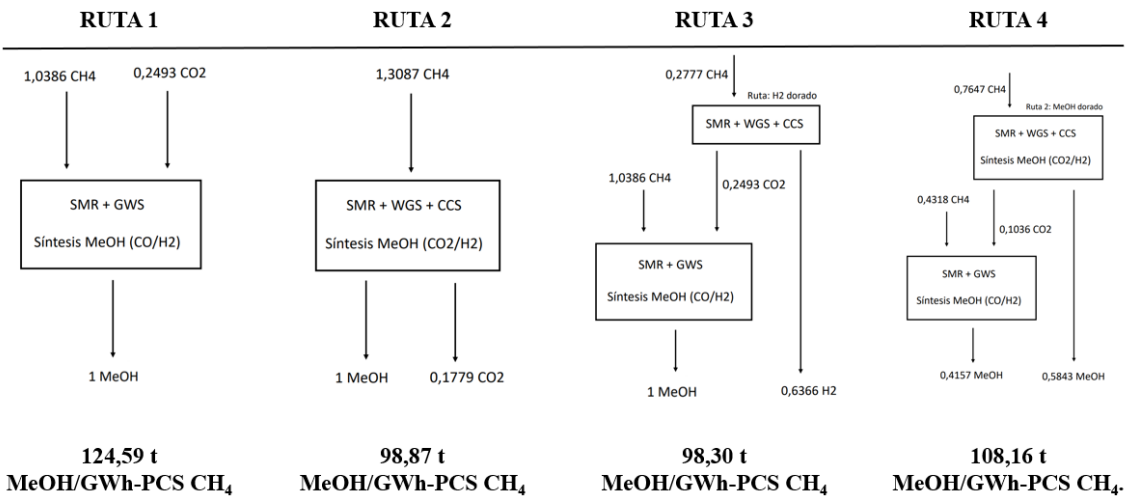


Figura 1: Entradas, salidas y eficiencia de las rutas

Los análisis detallados de costes se centraron en las rutas más eficientes, que como se observa en la Figura 1 son la Ruta 1 y Ruta 4. Además de los distintos tipos de rutas, para realizar el análisis de los costes también se modelaron combinaciones de materias primas. En la Tabla 1 se presenta el contenido de cada combinación, así como el nombre asignado a cada una de ellas.

Tabla 1: Combinación de sustratos de biometano

	Comb A	Comb B	Comb C	Comb D
Desgasificación de vertederos	7%	53%		100%
Fracción orgánica de residuos sólidos urbanos (FORSU)	6%	47%	100%	
Lodos de estaciones de depuración de aguas residuales (EDAR) e industria agroalimentaria	7%			
Residuos agrícolas	18%			
Cultivos intermedios	43%			
Purines ganaderos	19%			

Teniendo en cuenta lo anterior, se han determinado distintos escenarios. El nombre de éstos se ha establecido del siguiente modo: “*Escenario [ruta] [combinación de materias primas] [inyección (I) o no inyección (NI)]*”. De este modo, Escenario 1.A.I será que se obtiene el metanol a través de la Ruta 1, con la combinación de materias primas A y que se añade el coste de inyección a la red.

La Figura 2 muestra los resultados del análisis del coste normalizado del biometanol. Como se puede observar, el coste de la materia prima representa la mayor parte del coste total. En particular, las combinaciones de sustratos que incluyen cultivos intermedios resultan ser las más costosas, lo cual incrementa significativamente el precio final del biometanol. Por otro lado, el biometanol derivado de biogás procedente de vertederos presenta un coste menor. El escenario más económico es aquel en el que se produce biometanol a través de la Ruta 1 y utilizando como materia prima biogás procedente de vertederos, ascendiendo a 315 €/t. Además, es relevante destacar que, para una misma combinación de sustratos, el biometanol producido mediante la ruta 1 es más económico que el producido a través de la ruta 4. Sin embargo, se ha obtenido que el CO₂ biogénico supondrá una limitación para la producción de biometanol en España a través de la Ruta 1, especialmente por problemas logísticos.

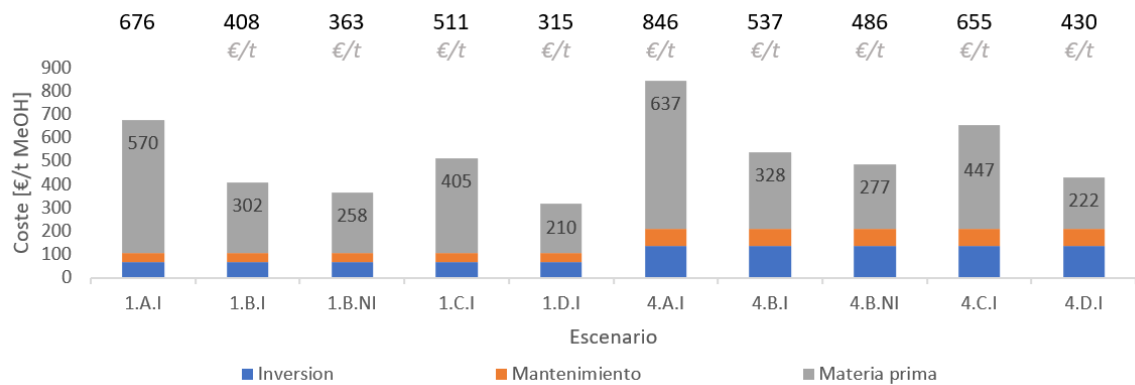


Figura 2: Comparativa del coste normalizado total para cada uno de los escenarios

En relación con el efecto que tiene el tamaño de las plantas, se ha obtenido que las economías de escala permitirían reducir notablemente los costes. Además, cabe destacar que se ha obtenido que el efecto que tiene el coste del CO₂ biogénico utilizado en la Ruta 1 para la producción de biometanol, no es relevante.

5. Conclusiones

Tras el análisis, se puede concluir que el biometanol producido a través de las Rutas 1 y 4 puede alcanzar costes razonables y convertirse en una alternativa económicamente viable. Sin embargo, la disponibilidad de CO₂ biogénico, así como la complejidad de su logística hacen que la viabilidad técnica de la Ruta 4 prevalezca sobre la de la Ruta 1.

6. Referencias

- [1] IRENA AND METHANOL INSTITUTE (2021), *Innovation Outlook: Renewable Methanol*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi
- [2] Candel Rubio, M. (2019). *EL FUTURO DE LAS TECNOLOGÍAS DE BIOMASA CON CAPTURA DE CO₂ EN LA UNIÓN EUROPEA*. Departamento de Ingeniería Energética Escuela Técnica Superior de Ingeniería Universidad de Sevilla. <https://biblus.us.es/bibing/proyectos/abreproy/92308/fichero/TFG-2308-CANDEL.pdf>
- [3] SEDIGAS. (2020). Estudio de la capacidad de producción de biometano en España, 2023. En *SEDIGAS - Asociación Española del Gas*. <https://estudio-biometano.sedigas.es/wp-content/uploads/2023/01/sedigas-informe-potencial-biometano-2023-resumen-ejecutivo.pdf>
- [4] Chatterton, C. (2019), “Methanol as a vessel fuel and energy carrier”, Methanol Institute, presentation to the International Tanker Technical Forum, Singapore, 12 September,

<https://www.methanol.org/wpcontent/uploads/2019/09/Methanol-as-a-vessel-fuel-and-energy-carrier.pdf>

- [5] Haraldson, L. (2015), “Methanol as a marine fuel”, 2015 CIMAC, Oslo, 28 January
- [6] *Organización Marítima Internacional - OMI*. (s. f.). Organización Marítima Internacional - OMI. <https://www.imo.org/es/About/Paginas/Default.aspx>
- [7] van Kranenburg-Bruinsma, K. J., van Delft, Y. C., Gavrilova, A., de Kler, R. F. C., Schipper-Rodenburg, C. A., Smokers, R. T. M., ... & Verbeek, R. P. (2020). E-fuels-Towards a more sustainable future for truck transport, shipping, and aviation.
- [8] Flotats, X., & Feliu, Á. (s. f.). *Los gases renovables. un vector energético emergente* (1.^a ed.). Fundacion Naturgy.

ROUTES AND POTENTIAL FOR GREEN METHANOL PRODUCTION IN SPAIN

Author: Rascón San Martín, Arantza

Supervisor: José Ignacio Linares Hurtado

Supervisor: Ana María Santos Montes

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

Methanol is an essential component in the manufacture of chemical products and its demand has doubled in the last decade up to 100 million tons, a value that is expected to increase fivefold by 2050. This would imply a significant increase in CO₂ emissions from the production process if fossil sources continued to be used. However, the energy transition to renewable (CO₂-neutral) methanol presents an opportunity to mitigate the environmental impact of this compound. Although renewable methanol production is currently minimal, this value is expected to increase in the coming decades. The project analyses the cost of renewable methanol through different routes in order to analyze which are the most efficient from a technical and economic point of view, concluding that methanol synthesis from biomethane assisted by golden methanol is the most efficient.

Keywords: Biomethanol, e-methanol, biomethane, biogenic CO₂, golden hydrogen, cost of biomethanol

1. Introduction

Methanol is a key raw material in the production of several products, such as formaldehyde or acetic acid. Global demand for methanol has increased considerably, doubling in the last decade. Global production currently stands at approximately 100 million tons per year, and this figure is expected to rise to 500 million tons by 2050. This would imply high CO₂ emissions if fossil sources continued to be used for its production [1].

However, there is potential to reduce these emissions through renewable methanol, either biomethanol or e-methanol. The former is obtained from biomass, while the latter uses renewable electrolytic hydrogen, commonly known as green hydrogen, and biogenic CO₂ as feedstock [4]. Although renewable methanol production is currently very small,

it is expected to increase in the coming decades. This is because, like renewable hydrogen or green ammonia, methanol is considered to be one of the most important energy carriers for achieving the decarbonization targets established by governments.

Most methanol is currently used in the chemical industry, but a fraction is also used as fuel in vehicles [7] or ships [6], as well as in industrial and domestic boilers [5]. Non-renewable methanol production is led by China, which uses it especially for the production of olefins, gasoline and acetic acid [8].

2. Project definition

The growing demand for methanol and the need to decarbonize current activities make it necessary to develop economically and technically viable renewable methanol production routes. The aim of this project is to analyze some of these routes for the production of renewable methanol in Spain so that it becomes a viable alternative and can be used as a decarbonizing vector. It will also study how factors such as plant size and the raw material used affect the final cost of biomethanol.

3. Model description

The costs associated with the production of methanol via the different routes have been calculated.

Firstly, the biomethane consumption of each of the 4 routes proposed to produce one ton of biomethanol has been calculated. Secondly, the investment cost of the plants used in each of the routes. For this purpose, costs of biomethanol plants and e-methanol plants taken from the technical literature have been combined. Thirdly, the cost of the feedstock, biomethane, has been calculated taking into account different combinations of substrates. In this, the cost of biogas enrichment and injection has also been taken into account. Fourthly, the maintenance cost was calculated as a percentage of the investment cost. Finally, all these costs have been normalized by multiplying them by their corresponding factors and adding them up to obtain the total normalized cost of biomethanol.

This process has been carried out for different scenarios, each with a different combination of route and feedstock.

The availability of biogenic CO₂ in Spain for the coming decades has also been studied in order to determine whether this issue could limit the production of biomethanol through those routes that require an external biogenic CO₂ input [2].

4. Results

Initially, four biomethanol production routes were analyzed, obtaining the efficiency of each of them. Figure 1 shows the four routes and the efficiency values obtained for each of them.

- Route 1: Methanol synthesis from biomethane and CO₂ (replacing natural gas).
- Route 2: Methanol synthesis from biomethane (replacing green H₂), producing what is known as golden methanol.
- Route 3: Methanol synthesis from biomethane (assisted by bio H₂) - Golden methanol – Golden methanol.
- Route 4: Methanol synthesis from biomethane (assisted by golden methanol).

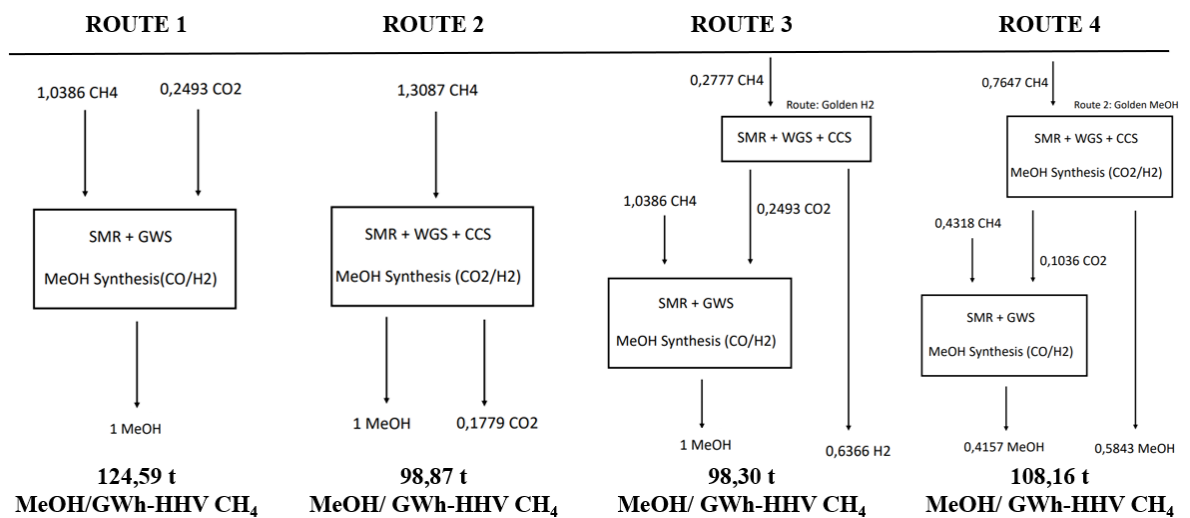


Figure 1:Inputs, outputs and route efficiencies

The detailed cost analyses focused on the most efficient routes, which as shown in Figure 1 are Route 1 and Route 4. In addition to the different types of routes, combinations of raw materials were also modelled for the cost analysis. Table 1 presents the content of each of them as well as the name by which each combination will be designated.

	Comb A	Comb B	Comb C	Comb D
Landfill	7%	53%		100%
FORSU	6%	47%	100%	
WWTP & Agri-Food Industry	7%			
Agriculture	18%			
Intermediate Crops	43%			
Livestock	19%			

Table 1: Biomethane substrate combination

Based on the above, different scenarios have been identified. These have been named as follows: "Scenario [route] [feedstock combination] [injection (I) or non-injection (NI)]". Thus, Scenario 1.A.I will be that methanol is obtained via Route 1, with feedstock mix A and that the cost of injection into the grid is added.

Figure 2 shows the results of the normalized cost analysis of biomethanol. As can be seen, the feedstock cost represents the largest part of the total cost. In particular, substrate combinations that include catch crops turn out to be the most expensive, which significantly increases the final price of biomethanol. On the other hand, biomethanol derived from landfill-derived biogas has a lower cost. The most economical scenario is the one in which biomethanol is produced through Route 1 and using landfill biogas as feedstock, amounting to 315 €/t. It is also relevant to note that, for the same combination of substrates, the biomethanol produced through Route 1 is cheaper than the one produced through Route 4. However, it has been obtained that biogenic CO₂ will be a limitation for the production of biomethanol in Spain through Route 1, especially due to logistical problems.

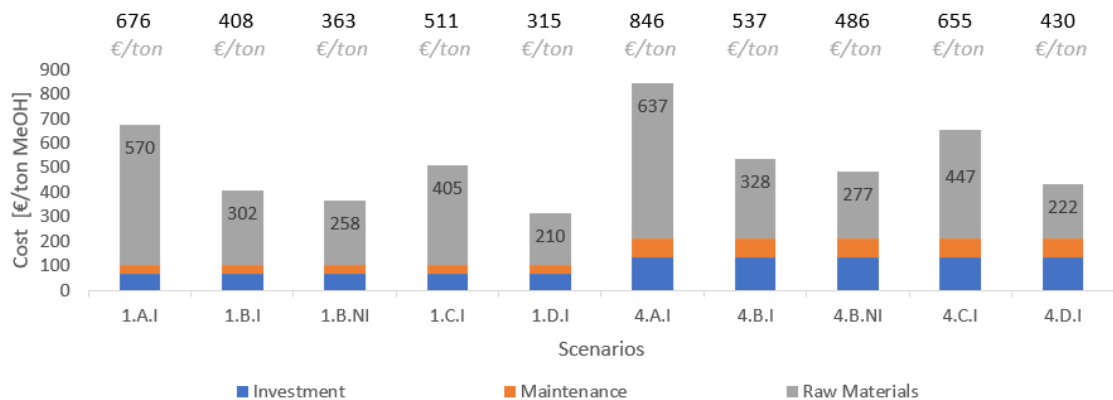


Figure 2: Comparison of the total normalized cost for each scenario

In relation to the effect of the size of the plants, it was found that economies of scale would significantly reduce costs. Furthermore, it should be noted that the effect of the cost of biogenic CO₂ used in Route 1 for the production of biomethanol is not relevant.

5. Conclusions

After carrying out the analysis, it can be concluded that biomethanol produced via Routes 1 and 4 can achieve reasonable costs and become an economically viable alternative. However, the availability of biogenic CO₂ as well as the complexity of its logistics make the technical feasibility of Route 4 prevail over that of Route 1.

6. References

- [1] IRENA AND METHANOL INSTITUTE (2021), *Innovation Outlook: Renewable Methanol*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi
- [2] Candel Rubio, M. (2019). *EL FUTURO DE LAS TECNOLOGÍAS DE BIOMASA CON CAPTURA DE CO₂ EN LA UNIÓN EUROPEA*. Departamento de Ingeniería Energética Escuela Técnica Superior de Ingeniería Universidad de Sevilla. <https://biblus.us.es/bibing/proyectos/abreproy/92308/fichero/TFG-2308-CANDEL.pdf>
- [3] SEDIGAS. (2020). Estudio de la capacidad de producción de biometano en España, 2023. En *SEDIGAS - Asociación Española del Gas*. <https://estudio-biometano.sedigas.es/wp-content/uploads/2023/01/sedigas-informe-potencial-biometano-2023-resumen-ejecutivo.pdf>
- [4] Chatterton, C. (2019), “Methanol as a vessel fuel and energy carrier”, Methanol Institute, presentation to the International Tanker Technical Forum, Singapore, 12 September, <https://www.methanol.org/wpcontent/uploads/2019/09/Methanol-as-a-vessel-fueland-energy-carrier.pdf>
- [5] Haraldson, L. (2015), “Methanol as a marine fuel”, 2015 CIMAC, Oslo, 28 January
- [6] *Organización Marítima Internacional - OMI*. (s. f.). Organización Marítima Internacional - OMI. <https://www.imo.org/es/About/Paginas/Default.aspx>
- [7] van Kranenburg-Bruinsma, K. J., van Delft, Y. C., Gavrilova, A., de Kler, R. F. C., Schipper-Rodenburg, C. A., Smokers, R. T. M., ... & Verbeek, R. P. (2020). E-fuels-Towards a more sustainable future for truck transport, shipping, and aviation.
- [8] Flotats, X., & Feliu, Á. (s. f.). *Los gases renovables. un vector energético emergente* (1.^a ed.). Fundacion Naturgy.

Índice de la memoria

1. Introducción	8
1.1 Situación actual del metanol.....	8
1.2 Objetivos del proyecto.....	11
2. Estado del arte	12
2.1 El potencial del metanol	12
2.1.1 El metanol en la industria	12
2.1.2 El metanol en el sector del transporte por carretera	12
2.1.3 El metanol en el sector marítimo.....	16
2.1.4 El metanol en el sector de la aviación.....	18
2.2 Producción del metanol	19
2.2.1 Metanol no renovable.....	20
2.2.2 Metanol renovable.....	22
2.2.3 Ventajas y desafíos del metanol renovable.....	31
2.2.4 Costes del metanol renovable.....	33
2.3 Logística del metanol	43
3. Metodología	45
3.1 Rutas de producción de biometanol	45
3.1.1 Ruta 1: Síntesis de metanol a partir de biometano y CO ₂ (reemplazando el gas natural)	46
3.1.2 Ruta 2: Síntesis del metanol a partir de biometano (reemplazando el H ₂ verde), produciendo Metanol dorado	47
3.1.3 Ruta 3: Síntesis del metanol a partir de biometano (asistido por bio-H ₂)	49
3.1.4 Ruta 4: Síntesis del metanol a partir de biometano (asistido por metanol dorado)	51
3.1.5 Resumen de rutas.....	53
3.2 Metodología para el cálculo de la disponibilidad de materias primas en España	54
3.3 Metodología para el cálculo del coste	57
3.3.1 Cálculo del coste de inversión (C _{INV})	58
3.3.2 Cálculo del coste de la materia prima (C _{MAT})	59
3.3.3 Cálculo del coste de mantenimiento (C _{OM}).....	62
3.3.4 Cálculo del coste total	62

4. Análisis de resultados	64
4.1 Tamaño de las plantas	64
4.1.1 Disponibilidad de materias primas	64
4.2 Coste de obtención del biometanol	66
4.2.1 Coste de inversión de las plantas	66
4.2.2 Coste de la materia prima (C_{MAT}).....	69
4.2.3 Coste total.....	72
4.3 Análisis de sensibilidad	77
5. Conclusiones.....	86
6. Bibliografía	88

ANEXO I 93

Índice de figuras

Figura 1: Producción actual y futura de metanol por fuente [1].....	9
Figura 2: Demanda y producción global de metanol (2001-2019) [1].....	10
Figura 3:Coche híbrido alimentado por metanol [7]	14
Figura 4:Autobús de pasajeros en China con reformador híbrido de metanol y célula de combustible de membrana de intercambio protónico (PEMFC) de Palcan [8].....	14
Figura 5: Comparación entre el metanol renovable y combustibles fósiles [USD/GJ] [1] .	16
Figura 6: Stena Germanica operando entre Gothenburg y Kiel [21].....	18
Figura 7: Principales rutas de producción de metanol [1]	20
Figura 8: Pasos en la obtención de metanol a partir de gasificación [33]	23
Figura 9: Métodos de producción de e-metanol [33]	27
Figura 10: Combinación de biometanol y e-metanol utilizando biogás como materia prima [1]	29
Figura 11: Costes de producción actuales y futuros para el biometanol y el e-metanol [1] 33	
Figura 12: Curva de oferta mundial de biomasa para 2030 [1]	35
Figura 13: Resultados gráficos desglosados de la estimación de costes para la producción de biometanol a partir de gas de vertedero sobre la base de los niveles actuales y futuros de electrólisis del agua. [37].....	37
Figura 14: Costes estimados de biometanol para 2050 [1].....	41
Figura 15: Coste estimado del e-metanol como función del coste del hidrógeno y del CO ₂ [1]	43
Figura 16: Resumen de la Ruta 1.....	47
Figura 17: Resumen de la Ruta 2.....	49
Figura 18: Resumen de la Ruta 3.....	51
Figura 19: Resumen de la Ruta 4.....	53
Figura 20: Distribución del potencial disponible para la producción de biometano en España [11]	60
Figura 21: Ajuste del CAPEX absoluto de una planta de biometanol en función de su capacidad	67

Figura 22: Ajuste del CAPEX absoluto de una planta de síntesis de metanol a partir de CO ₂ e H ₂ en función de su capacidad.....	68
Figura 23: Curva de coste de enriquecimiento.	71
Figura 24:: Curva de coste de inyección	71
Figura 25:Comparativa del coste normalizado total para cada uno de los escenarios	75
Figura 26: Coste normalizado unitario de la materia en €/t MeOH para distintas combinaciones de materia prima	77
Figura 27: Coste en €/t MeOH del escenario 1.A.I en función de la capacidad de la planta	78
Figura 28: Coste en €/t MeOH del escenario 1.B.I en función de la capacidad de la planta	78
Figura 29: Coste en €/t MeOH del escenario 1.B.NI en función de la capacidad de la planta	79
Figura 30: Coste en €/t MeOH del escenario 1.C.I en función de la capacidad de la planta	79
Figura 31: Coste en €/t MeOH del escenario 1.D.I en función de la capacidad de la planta	80
Figura 32: Coste en €/t MeOH del escenario 4.A.I en función de la capacidad de la planta	80
Figura 33: Coste en €/t MeOH del escenario 4.B.I en función de la capacidad de la planta	81
Figura 34: Coste en €/t MeOH del escenario 4.B.NI en función de la capacidad de la planta	81
Figura 35: Coste en €/t MeOH del escenario 4.C.I en función de la capacidad de la planta	82
Figura 36: Coste en €/t MeOH del escenario 4.D.I en función de la capacidad de la planta	82
Figura 37: Coste de la materia prima para distintos precios de CO ₂ biogénico. Comparativa entre las Rutas 1 y 4.....	84
Figura 38: Coste total del metanol para distintos costes de operación.....	85

Índice de Tablas

Tabla 1: Coste total de producción a partir de biomasa y residuos urbanos [1].....	39
Tabla 2: Combinación de sustratos de biometano	45
Tabla 3: Resumen de las entradas y salidas (kmol) de las rutas 1,2,3 y 4.....	53
Tabla 4: Resumen de los productos obtenidos en las rutas 1,2,3 y 4	53
Tabla 5: Producción anual prevista para 2050 [TWh-PCS] [12].....	54
Tabla 6: Evolución de la potencia bruta instalada de energía eléctrica [MW] [42]	55
Tabla 7: Hipótesis para el cálculo de CO ₂ biogénico a partir de centrales eléctricas de biomasa.....	55
Tabla 8: Hipótesis para el cálculo del CO ₂ biogénico procedente de centrales de biomasa en España.....	56
Tabla 9: Costes de plantas de biometanol [1].....	58
Tabla 10: Inversión para plantas de metanol a partir de CO ₂ e H ₂ [1].....	59
Tabla 11: Niveles de coste orientativos de la producción de biogás [12]	60
Tabla 12: Costes de acondicionamiento y enriquecimiento estimados [11]	61
Tabla 13: Costes de inyección estimados [11]	61
Tabla 14: Hipótesis establecidas para el cálculo del coste	64
Tabla 15: Potencial total de producción de biometanol en España para 2050 para distintas combinaciones de materias primas	64
Tabla 16: Producción de CO ₂ biogénico a partir de centrales eléctricas de biomasa.....	65
Tabla 17: Producción de CO ₂ biogénico a partir de plantas de biometano	65
Tabla 18: Potencial de producción de MeOH en España teniendo en cuenta la disponibilidad de CO ₂ biogénico	66
Tabla 19: Plantas de biometanol.....	67
Tabla 20: Plantas de metanol a partir de CO ₂ e H ₂	68
Tabla 21: Coste total de las plantas de las rutas 1 y 4	68
Tabla 22: Coste ponderado en €/MWh-PCS para la Combinación A de materias primas..	69
Tabla 23: Coste ponderado en €/MWh-PCS para la Combinación B de materias primas ..	70
Tabla 24: Coste ponderado en €/MWh-PCS para la Combinación C de materias primas ..	70

Tabla 25: Coste ponderado en €/MWh-PCS para la Combinación D de materias primas..	70
Tabla 26: Coste total de la materia prima de la Ruta 1.....	72
Tabla 27: Coste total de la materia prima de la Ruta 4.....	72
Tabla 28: Coste normalizado total para los escenarios de la Ruta 1	72
Tabla 29: Coste normalizado total para los escenarios de la Ruta 4	73
Tabla 30: Cantidad de materia prima requerida en función de la capacidad de la planta ...	83
Tabla 31: Potencial total de producción de biometanol en España para 2050 con plantas de 600 kt para distintas combinaciones de materias primas.....	83
Tabla 32: Coste de la materia prima para distintos precios de CO ₂ biogénico	84
Tabla 33: Efecto en el coste total del biometanol al aumentar el OPEX de un 5% a un 10% del valor de la inversión en el año 0.	85

1. INTRODUCCIÓN

1.1 SITUACIÓN ACTUAL DEL METANOL

El metanol es utilizado frecuentemente como materia prima para elaborar productos como formaldehído, ácido acético, metil terbutil éter (MTBE), metilaminas, dimetil éter (DME) y otros productos químicos, que posteriormente se someten a un proceso adicional para generar productos cotidianos como resinas, pinturas, adhesivos, plásticos y anticongelantes. De este modo, se trata de un producto clave y de gran consumo en numerosos sectores, lo que ha hecho que su demanda se haya duplicado en la última década. Actualmente la producción de metanol a nivel mundial ronda los 100 millones de toneladas anuales, pero si la tendencia creciente continúa, se espera que para 2050 alcance las 500 Mt anuales, lo cual supondría unas emisiones de 1,5 Gt de CO₂ anuales [1] en caso de que la materia prima utilizada para su producción proviniera de fuentes fósiles.

Sin embargo, tales emisiones podrían reducirse drásticamente si el metanol utilizado se produce a través de materias primas renovables, dando lugar a lo que se conoce como biometanol o e-metanol, que son químicamente idénticos al metanol de origen fósil pero neutros en CO₂.

Por una parte, el biometanol se produce a través de la biomasa (residuos forestales y agrícolas, gases procedentes de vertederos, residuos sólidos urbanos...). Por otra parte, el e-metanol verde o renovable, se obtiene a partir de CO₂ capturado de fuentes neutras o biogénicas e hidrógeno renovable.

A pesar de que en la actualidad la producción de metanol a partir de fuentes renovables (especialmente biometanol) es inferior a 0,2 Mt anuales, tal y como se puede observar en la Figura 1, se espera que en las próximas décadas esta cifra aumente considerablemente a la vez que se reduce la del metanol fósil.

La mayor parte del metanol producido a nivel mundial proviene de fuentes fósiles. El país que lidera esta producción es China, quien en las últimas décadas ha incrementado sus exportaciones de este producto para ser utilizado en la producción de olefinas, gasolinas y ácido acético.

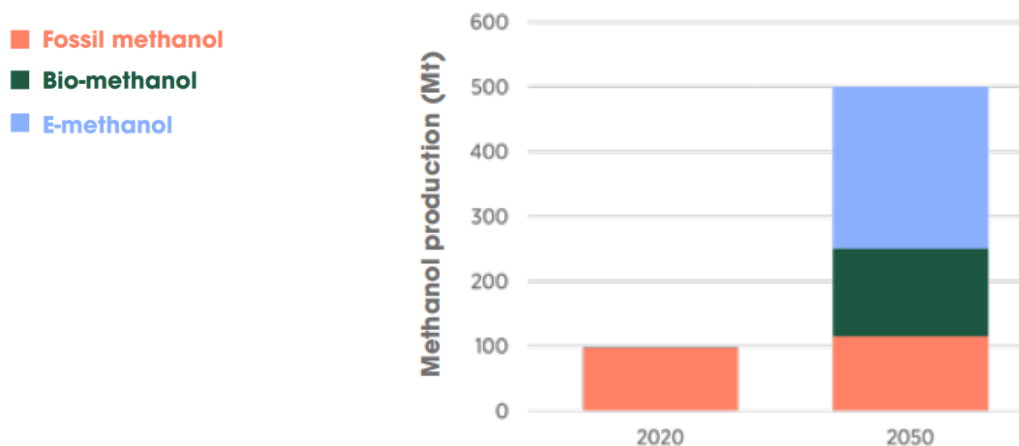


Figura 1: Producción actual y futura de metanol por fuente [1]

En la Figura 2 se puede observar cómo ha evolucionado la demanda y la producción de metanol en las últimas décadas. Actualmente, en torno a dos tercios del metanol producido es utilizado en la industria química para elaborar otros productos químicos como el formaldehído, el ácido acético, el etileno o el propileno a través de la ruta “metanol a olefinas”, conocida por sus siglas en inglés como MTO (*methanol to olefins*). El tercio restante, es utilizado como combustible (ya sea solo o formando otros compuestos) de vehículos y barcos y en calderas industriales y de cocinas.

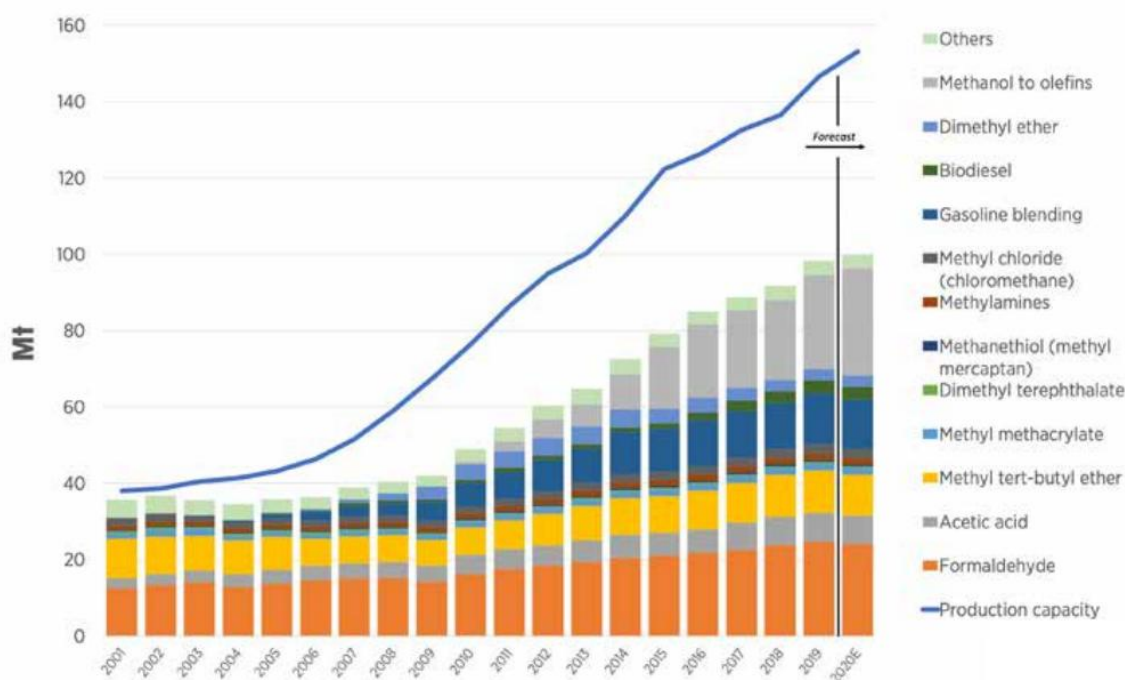


Figura 2: Demanda y producción global de metanol (2001-2019) [1]

El metanol verde se trata de uno de los vectores energéticos de mayor relevancia para conseguir los objetivos de descarbonización establecidos por los organismos públicos. Otros vectores energéticos que también continuarán ganando relevancia en los próximos años son el amoníaco verde o el hidrógeno. Sin embargo, cabe destacar que el metanol presenta ventajas que lo hacen especialmente atractivo frente a estos últimos. En primer lugar, tiene una densidad energética superior al hidrógeno, lo cual facilita su almacenamiento y transporte en las infraestructuras actuales sin necesidad de llevarlo a altas presiones o muy bajas temperaturas. Además, es líquido a temperatura ambiente, lo cual facilita enormemente su logística en comparación con el hidrógeno, que a temperatura ambiente se encuentra en estado gaseoso. En segundo lugar, a diferencia del amoníaco, el metanol es menos tóxico, así como más seguro de manejar, lo cual reduce el riesgo y con ello el coste asociado a su manipulación y almacenamiento.

De este modo, el metanol verde ofrece una transición hacia energías sostenibles más fluida que otros vectores energéticos.

1.2 OBJETIVOS DEL PROYECTO

Debido a la creciente demanda de metanol a nivel mundial y a la necesidad de desfosilización de éste, es necesario que se desarrollen rutas eficientes para producir metanol renovable.

El objetivo del proyecto es estudiar distintas rutas de producción de biometanol en España y analizar su viabilidad. Se calcularán los costes asociados a cada una de ellas y se evaluará la sensibilidad de éstos en función de cuestiones como el tamaño de las plantas, la materia prima utilizada, los costes de CO₂, los costes de operación de la planta...

2. ESTADO DEL ARTE

2.1 EL POTENCIAL DEL METANOL

2.1.1 EL METANOL EN LA INDUSTRIA

El metanol es frecuentemente utilizado como materia prima para elaborar productos químicos como el formaldehído, ácido acético, metil terbutil éter (MTBE), metilaminas, dimetil éter (DME), entre otros, que posteriormente se someten a un proceso adicional para generar productos cotidianos como resinas, pinturas, adhesivos, plásticos o anticongelantes, por lo que tiene un papel de gran importancia en la industria química [16].

2.1.2 EL METANOL EN EL SECTOR DEL TRANSPORTE POR CARRETERA

El metanol también es ampliamente utilizado en el sector de la movilidad como combustible; ya sea por sí mismo, como aditivo para gasolinas o en la producción de biodiésel. En el caso del biodiésel, éste se obtiene al hacer reaccionar metanol con grasas y aceites. En el caso de emplearse como aditivo para gasolinas, se usa en forma de MTBE (metil terbutil éter) que, aunque prohibido en muchos países como EEUU debido a problemas de contaminación, se emplea para reducir los problemas de detonación desde la década de los 80, o en forma de DME, un gas producido a partir de la deshidratación del metanol. Este gas puede ser licuado de manera similar a los gases licuados de petróleo (GLP), y utilizado como sustituto del gasóleo con un alto índice de cetano, lo que significa que posee buenas características en cuanto a la facilidad de encendido en un motor.

Cabe destacar que el DME también puede ser usado para reemplazar parte del GLP utilizado en calefacciones y cocinas, pues los equipos admiten mezclas de hasta el 20%, aunque en ocasiones precisan pequeñas modificaciones.

Actualmente estas aplicaciones representan aproximadamente el 30% [1] del uso del metanol. Sin embargo, se espera que su uso aumente en los próximos años al tratar de alcanzar los objetivos de descarbonización establecidos por los organismos públicos.

Metanol en motores de gasolina

Debido a su alto índice de octano, una característica importante para garantizar el funcionamiento suave y eficiente de los motores de combustión interna (conocidos por sus siglas en inglés como ICE) evitando la detonación, el metanol puede utilizarse como aditivo o sustituto de la gasolina los ICE.

Metanol en motores diésel

Como se ha mencionado, también se puede utilizar en motores diésel. Por una parte, puede ser usado como un aditivo para mejorar su encendido o la instalación de calentadores de bujías. Por otra, se puede utilizar en motores diésel ligeramente modificados que permiten relaciones de compresión mayores y que por lo tanto son más eficientes [2].

Metanol en pilas de combustible

El metanol puede usarse como portador de hidrógeno para pilas de combustible, incluyendo un reformador encargado de liberar el hidrógeno del metanol. Sin embargo, existen las llamadas *Direct Methanol Fuel Cell* (DMFC) que pueden consumir directamente el metanol, sin necesidad de convertirlo previamente en hidrógeno. Son pilas de poca potencia dada la problemática de la gestión de un combustible líquido en la pila.

La reacción general en una DMFC es: $\text{CH}_3\text{OH} + 1,5 \text{O}_2 \rightarrow \text{CO}_2 + 2 \text{H}_2\text{O}$ [16]

Su estructura consta de dos electrodos electrocatalíticos porosos situados en ambos lados de una membrana de electrolito sólido. El potencial termodinámico para la reacción global es de 1,214 V [16]. En el ánodo, el metanol y el agua se oxidan y liberan electrones y protones. Los electrones se transportan a través de un circuito externo hacia el cátodo, mientras que los protones llegan al mismo atravesando la membrana. En el cátodo, el oxígeno del aire ambiente reacciona con electrones y protones para generar agua [16].

A pesar de que en la actualidad numerosas empresas del sector de la automoción están desarrollando modelos de coches que utilizan como combustible hidrógeno puro, el hecho de poder utilizar metanol en forma líquida (e integrar reformadores de metanol a bordo) en

vez de hidrógeno, evita la necesidad de desarrollar costosos sistemas de recarga y almacenaje de hidrógeno a altas presiones (~700 bar). De este modo, el metanol renovable es una alternativa muy prometedora para descarbonizar el sector del transporte por carretera.

A pesar de que todavía se está desarrollando esta tecnología, desde la década de los 90 distintas compañías del sector de la automoción como Mazda, Mitsubishi, Nissan o Toyota [5], han construido numerosos prototipos que han demostrado el potencial de los reformadores de metanol a bordo para alimentar vehículos de pila de combustible.

En los 2000, Daimler presentó el primer vehículo con DMFC capaz de recorrer 500 km. En las Figuras 3 y 4 se muestran otros modelos más novedosos desarrollados por Gumpert Aiways [7] y Palcan Energy [8].



Figura 3: Coche híbrido alimentado por metanol [7]



Figura 4: Autobús de pasajeros en China con reformador híbrido de metanol y célula de combustible de membrana de intercambio protónico (PEMFC) de Palcan [8]

Papel del metanol en el transporte en China

El crecimiento del metanol en las últimas décadas está liderado por el crecimiento del gigante asiático, China. En los últimos años China ha estado promoviendo el desarrollo de metanol como combustible con el fin de reducir su dependencia de combustibles importados.

De este modo, muchos fabricantes de coches chinos ofrecen automóviles propulsados por metanol capaces de funcionar con M85 (85% metanol y 15% gasolina) o incluso con M100 (100% metanol). Asimismo, también ofrecen vehículos propulsados por combustibles GEM (gasolina/etanol/metanol), los cuales tienen un coste similar a los actuales vehículos de combustión interna [2].

En el año 2020, China consumió alrededor de 4,8 millones de toneladas del metanol producido para transporte por carretera [3]. Sin embargo, aunque la mayoría del metanol producido por China en la actualidad proviene de fuentes fósiles, resulta positivo que desarrollen equipos y tecnologías de metanol. De este modo, al ser las moléculas de metanol fósil y renovables idénticas, será más fácil realizar una transición gradual hacia el uso de metanol renovable, lo que permitirá disminuir las emisiones de manera efectiva.

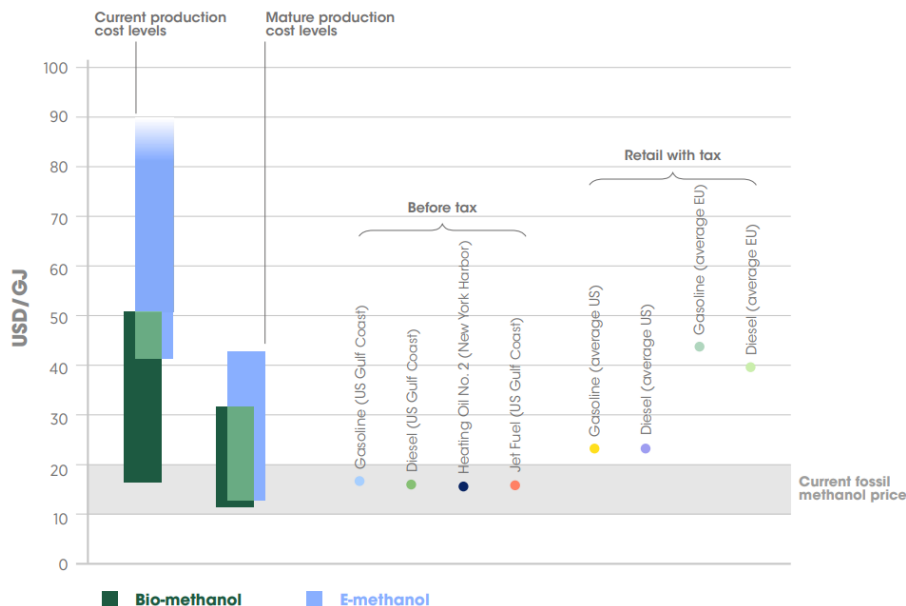
A pesar de que China es el país que encabeza este gran interés por el metanol para transporte por carretera, otros lugares como Israel, India o numerosos países europeos están comenzando a seguir su ejemplo; aunque en el caso de estos últimos, con un importante objetivo de reducción de emisiones (no únicamente de no-dependencia de la gasolina y el gasóleo) [4].

Comparativa con otras alternativas

Para que el uso del metanol verde se convierta en una realidad en las próximas décadas, es fundamental que éste sea económicamente viable.

En la Figura 5 se muestra una comparativa entre el coste del metanol renovable (biometanol y e-metanol) con alternativas fósiles como la gasolina o el gasóleo. Como se puede observar, si se consiguen determinadas economías de escala y evolución en las tecnologías, el coste del metanol renovable podría equipararse al de las alternativas fósiles. Sin embargo,

actualmente el coste del biometanol es de aproximadamente 50 USD/GJ, lo que es equivalente a 1075 €/t [1].



Notes: Exchange rate used in this figure USD 1 = EUR 0.9. Fuel costs and prices are averaged over 10 years. See Annex 3 for details.

Figura 5: Comparación entre el metanol renovable y combustibles fósiles [USD/GJ] [1]

2.1.3 EL METANOL EN EL SECTOR MARÍTIMO

Aproximadamente el 3% de todas las emisiones de gases de efecto invernadero actuales provienen del sector marítimo, así como un 9% de las emisiones totales del sector del transporte [10], pues entre el 80 y el 90% del comercio internacional se realiza a través de barcos. Con el fin de alcanzar los objetivos de descarbonización y reducción de emisiones del sector, es preciso sustituir los combustibles actuales por otros no contaminantes, ya que la electrificación en este sector de la movilidad pesada no parece hasta el momento una alternativa viable.

El combustible más utilizado hasta la fecha en barcos es el fuelóleo de bunker, con elevadas concentraciones de óxidos de azufre y nitrógeno y demasiado contaminante como para cumplir con los objetivos de reducción de emisiones establecidos por la Organización Marítima Internacional (IMO) [17]. Además, el crecimiento de áreas de control de

emisiones, conocidas por sus siglas en inglés como ECAs, donde los límites de emisiones son muy estrictos, requieren el uso de combustibles muy bajos en azufre, que son alternativas mucho más costosas al fuelóleo tradicional. Debido a este elevado coste, la industria naviera ha estado buscando distintas alternativas, entre las que ha aparecido el hidrógeno, el amoníaco y el metanol; siendo esta última la que ha cobrado mayor protagonismo, pues en la actualidad existen más de 20 grandes buques propulsados con metanol [9].

Una cuestión que le hace tomar especial relevancia es que la conversión de buques, tanto grandes como pequeños, para funcionar con metanol se puede conseguir con costes no muy elevados. Asimismo, cabe destacar que en el caso de nuevas construcciones de barcos el coste de los equipos es muy similar a los actuales [18].

A continuación, se detallan una serie de cuestiones que apoyan al metanol frente al amoníaco para su uso en barcos:

- A pesar de que el coste de producción del metanol es superior al del amoníaco en términos generales, el primero de estos es más seguro y económico de manejar debido a su menor toxicidad. De este modo, las medidas de seguridad requeridas para el uso de amoníaco (tanques anticorrosión, sistemas de ventilación etc.) aumentarían notablemente los costes de operación y mantenimiento [35]
- El metanol es compatible con algunos motores de combustión interna ya existentes, así como motores duales, por lo que su adopción en la industria naviera resulta más viable en el corto-medio plazo. Además, los motores de metanol ya se comercializan, mientras que los de amoníaco todavía se encuentran en fase de desarrollo y se espera que no estén disponibles hasta 2025. Por último, en relación con este punto cabe destacar que la inversión necesaria para convertir los barcos de fuelóleo pesado, también conocido por sus siglas en inglés como HFO (Heavy Fuel Oil) a amoníaco es aproximadamente el doble que la necesaria para convertir sus sistemas a metanol [35]
- Puesto que el metanol ya es ampliamente utilizado, ya cuenta con pautas de seguridad establecidas por la IMO, mientras que el amoníaco todavía no está totalmente respaldado para ser utilizado como combustible en barcos [35].

En la Figura 6 se muestran el *Stena Germanica*, un ferry de 50.000 toneladas y 32.000 CV que opera entre Alemania y Suecia, el cual fue modificado en menos de tres meses para funcionar con metanol [21]. Además, Methanex, el productor y distribuidor de metanol más grande del mundo, también opera parte de su flota de buques con motores MAN de combustible dual que pueden funcionar con gasóleo o metanol.

Por otra parte, en la actualidad hay numerosos proyectos en marcha para introducir sistemas de pilas de combustible con metanol para la propulsión de barcos y así mejorar la eficiencia y las emisiones en comparación con los motores de combustión interna [21][22].



Figura 6: Stena Germanica operando entre Gothenburg y Kiel [21]

A pesar de lo mencionado con anterioridad, la Agencia Internacional de la Energía (IEA) ha advertido en un informe reciente llamado “El papel de los e-fuels en la descarbonización del transporte” [21] que el metanol renovable podría ser entre un 25% y un 100% más caro que el amoníaco debido al coste del CO₂ biogénico, materia prima necesaria para algunas rutas de generación del metanol.

2.1.4 EL METANOL EN EL SECTOR DE LA AVIACIÓN

El metanol en sí mismo no se considera en la actualidad un buen sustituto al queroseno de los aviones debido a su menor densidad energética volumétrica. Sin embargo, podría convertirse en un combustible semejante al queroseno utilizando un proceso similar al MTG (metanol a gasolina) [1] [23]. Es un buen candidato para ser utilizado en aviones híbridos equipados con una combinación de células de combustible y baterías. Dichos aviones

ofrecerían varias ventajas, incluyendo menos contaminación, ruido y emisiones, con una reducción en el uso de energía en el rango del 40-60%, lo cual podría contrarrestar el problema que presenta la densidad energética volumétrica del metanol [23]. Este tipo de aeronaves se plantean para vuelos regionales de corta distancia.

A pesar de que actualmente el metanol en el sector de la aviación todavía está en las fases iniciales de desarrollo, este ya ha sido introducido en drones para aumentar considerablemente su alcance y tiempo de vuelo. Un pequeño motor de combustión de metanol carga la batería durante el vuelo, lo que permite tiempos de vuelo más largos y repostajes instantáneos, algo que las baterías eléctricas impiden. Las pilas de combustible DMFC también han sido probadas en vehículos aéreos no tripulados [24][25] .

2.2 *PRODUCCIÓN DEL METANOL*

El metanol se puede producir a partir de diversas materias primas ricas en carbono, tanto de origen renovable como no renovable. Sin embargo, debido a cuestiones económicas y disponibilidad de recursos, la mayor parte de metanol producido en la actualidad proviene de fuentes de origen fósil. En la Figura 7 se pueden observar distintas rutas de obtención de metanol en función de la materia prima utilizada. Como se puede ver, en base a dicha elección, este metanol es categorizado como metanol de alta o baja intensidad en carbono; siendo este último el menos contaminante. Además, también puede clasificarse como renovable y no renovable.

Para poder ser clasificado como renovable, todas las materias primas utilizadas para producirlo deben ser de origen renovable (biomasa, solar, eólica, hidroeléctrica, geotérmica, etc.).

En la actualidad, más de un 90% del metanol producido es metanol gris (procedente de gas natural) o marrón (procedente del carbón), siendo este último mayoritariamente producido en China, donde hay grandes reservas de carbón [11].

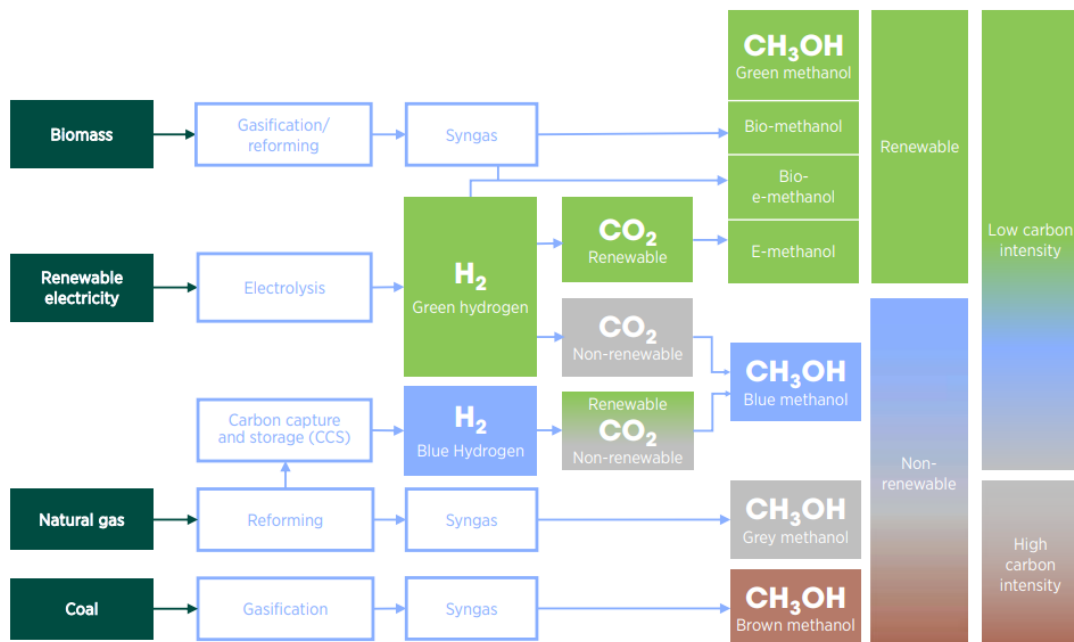


Figura 7: Principales rutas de producción de metanol [1]

2.2.1 METANOL NO RENOVABLE

Para producir metanol lo primero que se debe hacer es convertir la materia prima (gas natural o carbón generalmente), en un gas de síntesis denominado singás. Este gas se trata de una mezcla de CO , H_2 y CO_2 .

En el caso del metanol marrón, cuya materia prima es el carbón, el gas de síntesis se obtiene generalmente mediante una gasificación que combina la oxidación parcial con el tratamiento del vapor a temperaturas en torno a los 800-1800 °C (dependiendo del proceso concreto) [12].

En el caso del metanol gris, cuya materia prima es el gas natural, existen distintos procesos utilizados en la actualidad (reformado con vapor, reformado seco de oxidación parcial, reformado autotérmico...). Del mismo modo que en el caso del metanol marrón, el proceso se realiza a temperaturas que superan los 800 °C. Sin embargo, en el caso del metanol gris, no son necesarios tantos tratamientos del gas de síntesis como en el caso del metanol marrón, donde se requiere un pretratamiento, acondicionamiento y ajuste del gas para eliminar

impurezas y contaminantes de la mezcla (alquitrán, polvo, sustancias inorgánicas...) y así optimizar su composición para la síntesis de metanol.

En el caso de metanol marrón, el gas de síntesis acondicionado debería tener una relación H_2/CO de dos a uno idealmente. Sin embargo, en la realidad esto no se cumple (debido a la propia composición de la materia prima), por lo que antes de ser enviado a la unidad de metanol, debe someterse a una reacción WGS, por sus siglas en inglés *water-gas shift*, con el fin de aumentar la cantidad de hidrógeno formado. Además, también se debe separar parte del CO_2 producido en el proceso, el cual es generalmente liberado a la atmósfera.

En el caso del metanol gris, procedente de gas natural, la relación H/C es mucho mayor y además las impurezas de la mezcla son más fáciles de separar. De este modo, el gas de síntesis necesita mucho menos acondicionamiento. Asimismo, debido a la mayor relación H/C , las emisiones de CO_2 del proceso son menores que en el caso anterior (en torno a 0.5 kg de CO_2 -eq por kg de metanol para gas natural en comparación con 2.6-3.8 kg CO_2 -eq/kg de metanol para carbón [13]).

Una vez se tiene el gas de síntesis acondicionado, este es convertido a metanol mediante un proceso catalítico generalmente basado en catalizadores de óxido de cobre, óxido de zinc y aluminio [1]. Posteriormente, se destila el metanol crudo con el fin de eliminar el agua generada durante el proceso, así como otros subproductos. Una planta típica de metanol que utiliza gas natural como materia prima tiene una capacidad de producción de alrededor de 3.000-5.000 t/día o 1-1,7 millones de toneladas por año [1].

Metanol de baja intensidad en carbono

A pesar de que este tipo de metanol no está considerado como biometanol (más adelante se puntualizarán las características que debe tener para ser considerado como tal), existen opciones de metanol no renovable menos contaminantes que las alternativas tradicionales, conocidas por sus siglas en inglés como LCM (*low-carbon methanol*). Entre ellas destacan:

- Inyección de CO_2 de algún otro proceso en el ciclo de síntesis del metanol.

- Methanex [26] produce LCM en su planta de Canadá, donde inyecta el CO₂ capturado en una instalación cercana, en el ciclo de síntesis de metanol. Esto permite reducir de manera significativa las emisiones de GEI (gases de efecto invernadero) cuando dicho LCM es utilizado. Según Methanex, un coche que únicamente utilice LCM, emitirá un 30% menos de CO₂ por kilómetro en comparación con uno de [27].
- Otros productores de metanol, como por ejemplo Qatar Fuel Additives (QAFAC) [29] también han construido plantas con sistemas de recuperación de CO₂ con el fin de extraerlo de sus gases de escape y reinyectarlo en el ciclo de síntesis del metanol, consiguiendo de este modo reducir considerablemente sus emisiones, así como la necesidad de inyección de CO₂ desde una fuente externa.
- Reformado del gas natural mediante calentamiento eléctrico con energía renovable, lo cual conlleva eliminar las emisiones de CO₂ producidas al generar el calor necesario para calentar el gas natural a una temperatura superior a los 800 °C.
- Combinar emisiones de CO₂ con hidrógeno producido a través de electrólisis (hidrógeno verde)
 - Baofeng Energy tiene una planta de generación de hidrógeno verde en China, alimentada por una planta fotovoltaica (PV) de 200 MW y capaz de producir alrededor de 13.000 toneladas de H₂ al año [49]. Ésta a su vez alimenta a una planta de metanol basada en carbón para aumentar su capacidad y reducir las emisiones de carbono. En ella, el oxígeno coproducido en el paso de electrólisis reemplaza parte del oxígeno separado del aire utilizado para la gasificación del carbón, reduciendo el coste de producción de hidrógeno.
- Otras tecnologías, como por ejemplo el proceso Leading Concept Methanol desarrollado por Johnson Matthey, el cual incorpora un reformador con calentamiento a gas en combinación con un reformador autotérmico [28].

2.2.2 METANOL RENOVABLE

Como se ha mencionado, si la materia prima utilizada para generar metanol es de origen renovable, éste puede ser considerado metanol renovable, el cual es químicamente idéntico

al metanol convencional, pero tiene la ventaja de ser muy bajo o netamente neutro en carbono. De este modo, su uso permite reducir la dependencia de importaciones de energía fósil.

Si la materia prima utilizada para su producción es biomasa (desechos y subproductos forestales y agrícolas, biogás, aguas residuales, desechos sólidos municipales...), se conoce normalmente como biometanol. Sin embargo, si se obtiene a partir de dióxido de carbono e hidrógeno verde producido con electricidad renovable, suele denominarse e-metanol.

A pesar de que en la actualidad la producción de metanol renovable frente al no renovable es prácticamente insignificante, numerosas compañías e instituciones están depositando importantes cantidades de dinero para potenciar su producción.

2.2.2.1 Biometanol

Las tecnologías utilizadas para producir biometanol a partir de biomasa son muy parecidas a las utilizadas en la actualidad para producir metanol gris o marrón. Sin embargo, el pretratamiento de la materia prima es diferente. En la Figura 8 se pueden observar los pasos que se deben seguir para obtener biometanol.

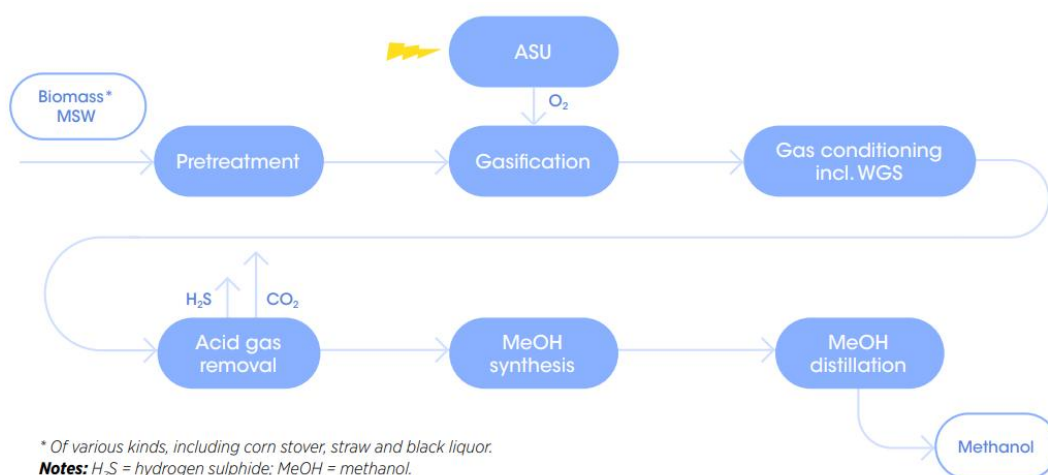


Figura 8: Pasos en la obtención de metanol a partir de gasificación [33]

A continuación, se detallan en profundidad cada uno de los procesos de la Figura 8.

1) Pretratamiento

Generalmente las materias primas utilizadas en las plantas de biometanol son sólidas, lo que hace que deban ser tratadas y homogeneizadas adecuadamente antes de ingresar en el gasificador. Normalmente este pretratamiento hace que sea necesario incluir un gas inerte para que el sistema funcione de manera correcta y segura. Sin embargo, se debe minimizar el flujo de inerte que se inyecta porque ello puede generar ineficiencias en el sistema y un aumento del coste de la planta.

En caso de que la alimentación sea líquida (licor negro de una fábrica de papel, por ejemplo), el sistema de alimentación es más simple, siendo similar al del petróleo residual pesado (destilaciones). En este caso, el sistema de gasificación puede trabajar a presiones de entre 30 y 60 bar, mientras que en el caso anterior este rango se encuentra entre 5 y 10 bar [1].

2) Gasificación

El equipo más importante de la unidad de gasificación es el gasificador. En él, se convierte la materia prima en gas de síntesis a altas temperaturas.

Generalmente el calor necesario para que se dé esta reacción proviene de la combustión de una parte de materia prima con oxígeno puro. Sin embargo, el calor también puede ser suministrado a través de otras fuentes, como por ejemplo un intercambiador de calor (esto es lo que se suele hacer cuando la fuente es biomasa o residuos sólidos urbanos).

En los procesos comerciales, generalmente la gasificación consiste en una oxidación parcial que utiliza como agente oxidante el oxígeno (típicamente 99-99,5%) con el fin de evitar una carga muerta de moléculas inertes en el gas producido, pues su presencia afecta a la eficiencia y rendimiento del proceso de síntesis y con ello a los costes de la planta. A pesar de que las proporciones exactas de material de alimentación y oxígeno dependen de diversos factores, cabe destacar que se debe tratar de minimizar la cantidad de oxígeno utilizada, ya que esto reduce costes y maximiza el rendimiento de la instalación.

El tipo de tecnología utilizado en el gasificador suele depender de la materia prima introducida en el mismo. Se diferencian dos tipos, formadores de escoria y no formadores de escoria.

Por una parte, los gasificadores no formadores de escoria, lo cual significa que no se permite que el material inerte de la materia prima se funda en el interior del gasificador, se suelen utilizar cuando la materia prima es renovable con el fin de evitar que se generen obstrucciones en el recipiente de gasificación. En este caso, los gasificadores funcionan a temperaturas en torno a los 800-900 °C y con el fin de que la escoria producida en él sea de tipo flotante y evitar la fusión local de escoria, la cual se produce cuando hay puntos calientes, no hay llama. Debido a esta cuestión, en este tipo de gasificadores las reacciones suelen ser menos completas que en los formadores de escoria, donde sí que hay llama y en puntos calientes se alcanzan temperaturas que rondan los 2.000 °C.

Por otra parte, los gasificadores formadores de escoria se utilizan generalmente cuando la materia prima es de origen fósil. Estos operan a temperaturas superiores a los anteriores (~1.000 °C). Además, cabe destacar que, a diferencia de los anteriores, en estos gasificadores generalmente se forma muy poco metano o alquitrán tras la reacción, por lo que no es necesario un tratamiento aguas abajo tan importante como en el caso de los no formadores de escoria.

3) Acondicionamiento y limpieza del gas de síntesis

Una vez el gas de síntesis sale de la etapa de gasificación, éste necesita ser limpiado y acondicionado para cumplir con los niveles de calidad y pureza requeridos. Los procesos realizados en esta etapa son diferentes dependiendo del tipo de gasificador, la composición de la materia prima etc. Además, se debe recordar que generalmente estos procesos son más extensos cuando el gasificador utilizado era no formador de escoria, pues las impurezas generadas suelen ser mayores.

En esta etapa se eliminan compuestos como alquitrán, polvo, azufres... Además, en la etapa de acondicionamiento del gas, se ajusta la proporción de H_2/CO a 2:1

utilizando un proceso WGS. Esto es crucial para hacer la síntesis del metanol más eficiente y evitar pérdidas de energía.

2.2.2.2 E-metanol

El e-metanol es producido a partir de CO₂ e hidrógeno verde a través de un proceso catalítico. El proceso más común es producir hidrógeno mediante la electrólisis del agua utilizando electricidad renovable y seguidamente realizar una reacción catalítica con CO₂. Sin embargo, se están estudiando otros métodos de producción de e-metanol, como por ejemplo la conversión electroquímica directa de CO₂ y agua a metanol, pero hasta el momento estos métodos todavía se encuentran en bajas escalas y rendimientos.

En términos generales, cada molécula de CO₂ que se utiliza sale como una molécula de metanol. Sin embargo, cada molécula de CO₂ requiere tres moléculas de hidrógeno, y además el proceso producirá una de agua por cada molécula de metanol generada. De este modo, para poder producir una tonelada de metanol, se necesitan aproximadamente 1,38 toneladas de CO₂ y 0,19 toneladas de hidrógeno, produciéndose alrededor de 1,7 toneladas de agua.

En cuanto a la energía requerida en el proceso, es del orden de 11 MWh/t metanol consumiendo la mayor parte (unos 9,5 MWh) en la electrólisis del agua. Para tener cierta noción de escalas, cabe destacar que, con un electrolizador de 100 MW, se podrían producir alrededor de 225 toneladas diarias de e-metanol, y para poder tener una planta de 1.000 toneladas diarias, se necesitaría un electrolizador de alrededor 420 MW.

A pesar de que la tecnología utilizada por estos electrolizadores industriales lleva desarrollándose muchos años, todavía no es una tecnología totalmente madura y necesita más investigación, por lo que para que las grandes plantas de e-metanol se conviertan en una realidad en los próximos años, es necesario el desarrollo de los electrolizadores de gran escala.

Además de esta ruta de producción de e-metanol, algunas empresas están explorando otras vías, como la conversión termoquímica a alta temperatura utilizando calor solar o la conversión electroquímica directa de CO₂ y agua a e-metanol, utilizando luz solar directa

(concepto de fotosíntesis artificial [31]) Por ejemplo, Synhelion utiliza en su planta en Suiza calor solar a alta temperatura superior a 1.000 °C para convertir CO₂ y agua en CO e H₂ en un proceso termoquímico. El singás obtenido (H₂ + CO) se puede convertir posteriormente en metanol [32].

En la Figura 9 se muestran los distintos métodos de producción de e-metanol mencionados.

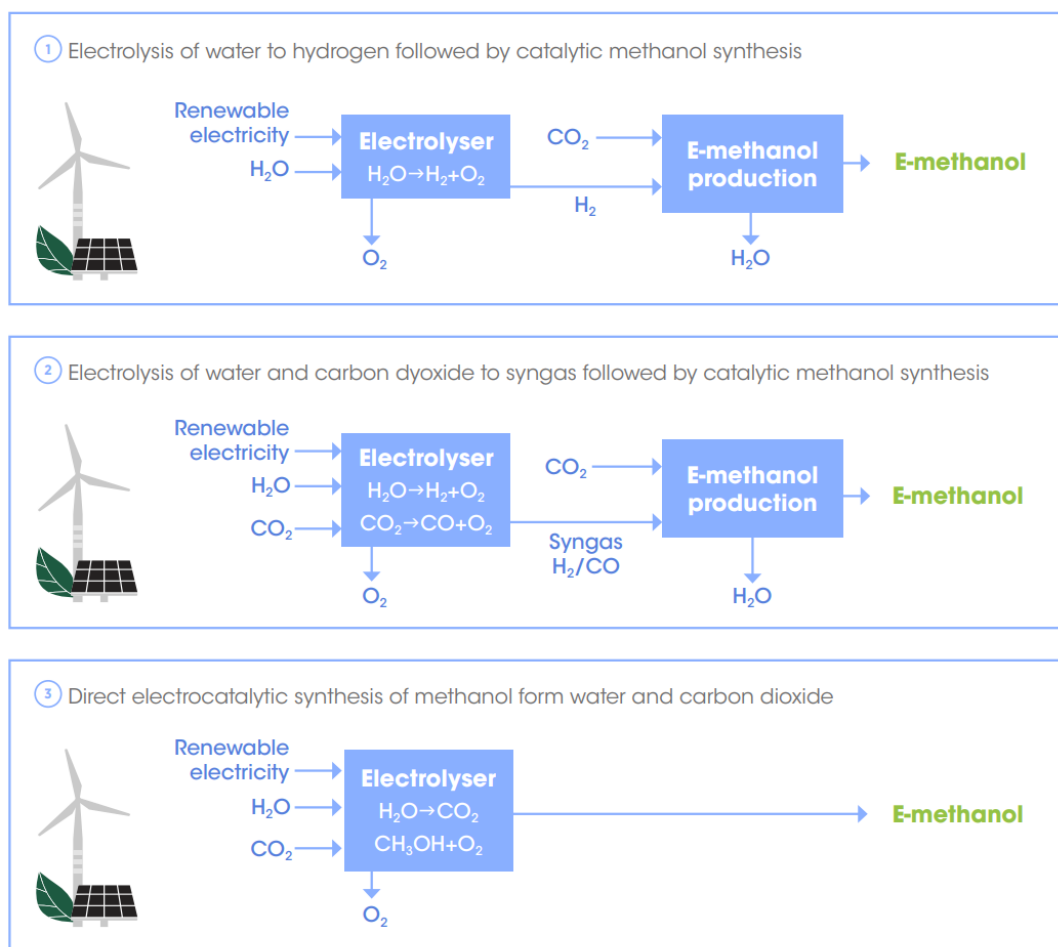


Figura 9: Métodos de producción de e-metanol [33]

En relación con la tecnología utilizada para generar e-metanol del Modo 2, ésta es muy similar a la utilizada para producir metanol a base de combustibles fósiles, por lo que su madurez no supone una barrera tecnológica para el desarrollo del e-metanol.

De este modo, los catalizadores comúnmente utilizados únicamente tienen que ser ligeramente modificados de tal modo que puedan trabajar con mayores cantidades de agua. En ellos, la reacción se lleva a cabo a temperaturas entre 200 °C y 300 °C y presiones de 50-100 bar. También se están desarrollando catalizadores capaces de operar en condiciones más suaves.

2.2.2.3 Combinación de biometanol y e-metanol

La combinación de biometanol y e-metanol permite un uso más eficiente del carbono y puede aumentar significativamente la producción de metanol a partir de una cantidad determinada de biomasa o biogás, reduciendo a la vez las emisiones de CO₂, por lo que tiene un efecto doblemente positivo.

Una opción para aumentar la utilización del carbono es hacer reaccionar el CO₂ emitido con H₂, de tal modo que se elimina la necesidad de una unidad de WGS. La eliminación de dicha unidad tiene grandes ventajas, como pueden ser la reducción en la inversión de la planta (no se precisa unidad WGS), la eliminación de la inyección de vapor a alta presión en el singás, la reducción de la pérdida de agua de alimentación de la caldera (agua de alimentación), la conservación del carbono al evitar que el CO se convierta en CO₂, y la reducción de la pérdida de energía en el proceso de WGS (normalmente hay una pérdida del 3-5% en esta reacción exotérmica). Asimismo, se puede evitar la necesidad de una unidad de separación de aire si el oxígeno producido por la electrólisis del agua se utiliza como reemplazo del oxígeno de una unidad de separación de aire. De este modo, se reducen los costes y aumenta la producción de gas de síntesis y metanol (aumento de la producción de gas de síntesis del orden del 45-55% en comparación con el caso con una unidad WGS).

Otra opción para aumentar la utilización de carbono es hacer reaccionar el CO₂ con hidrógeno de alguna otra fuente para producir más metanol. Esta cuestión se hace combinando el proceso de producción del e-metanol con el del biometanol. De este modo, prácticamente el 100% del carbono en la biomasa termina como carbono en el metanol. Este proceso se puede observar en la Figura 10. Como se puede apreciar, el hidrógeno se obtiene

de un proceso de electrólisis del agua utilizando energía renovable (hidrógeno verde) y se inyecta el necesario como para lograr la relación H_2/CO requerida, que es de aproximadamente 2. De este modo, se puede eliminar la reacción WGS. Después, se inyecta más hidrógeno hasta tener el necesario como para que todo el CO_2 reaccione y forme metanol.

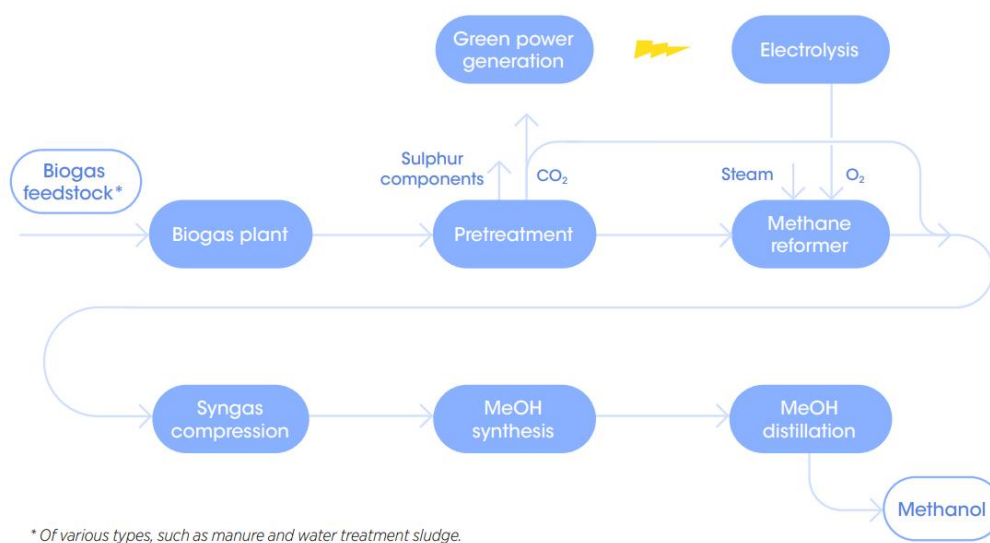


Figura 10: Combinación de biometanol y e-metanol utilizando biogás como materia prima [1]

2.2.2.4 Expectativas de producción de metanol renovable

Según la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), se espera que la producción de metanol renovable a nivel mundial aumente en las próximas décadas hasta alcanzar las ~315 Mt en 2050. Para ese año, se prevé que la producción de e-metanol sea en torno a 250 Mt y la de biometanol de 135 Mt [1].

E-metanol

En relación con la producción esperada de e-metanol, esta requerirá en torno a 350 Mt de CO_2 y 48 Mt de hidrógeno verde, que a su vez requerirá alrededor de 2.400 TWh de electricidad (asumiendo un consumo del electrolizador de 50 MWh/t H_2), para lo cual sería necesario realizar una hibridación entre distintas fuentes de energía renovable (por ejemplo fotovoltaica y eólica marina), o directamente mediante contratos bilaterales de compra de

energía donde un comprador acuerda comprar energía del vendedor a un precio acordado por un período extendido de tiempo, también conocidos por sus siglas en inglés como PPAs (Purchase Power Agreements). Esta opción resulta más cara pero que es más efectiva y permitirá que el electrolizador pueda estar en funcionamiento durante más tiempo.

En cuanto al CO₂, éste no debe ser de origen fósil, pues cuando se trata de este último solo se pueden reducir parte de las emisiones del sistema. De este modo la UE actualmente define los combustibles renovables y de carbono reciclado como aquellos que permiten una reducción del 70% de las emisiones equivalentes de CO₂ con respecto al combustible equiparable actualmente utilizado, siendo agnóstica en cuanto a la fuente de materia prima de la que debe provenir del CO₂ [37].

De acuerdo con la IEA, los flujos de CO₂ biogénicos que permitirán que el biometanol tenga un bajo coste son aquellos que provengan de fuentes de alta concentración, como por ejemplo la fermentación, en la que el gas está disponible en un flujo prácticamente del 100% de pureza y simplemente requiere pasar por un proceso de secado y compresión antes de su uso. Aunque capturar CO₂ del proceso de la fermentación cuesta alrededor de 20-30 USD por tonelada, capturar el gas postcombustión eleva el coste a 60-80 USD por tonelada, haciendo que el metanol renovable que utilice CO₂ biogénico tenga un coste de producción un 40% superior que el amoníaco verde [36]. Aunque las plantas de energía de biomasa también podrán proporcionar CO₂ biogénico, la concentración de sus gases de escape es únicamente del 10-20% en volumen [36].

En relación con la disponibilidad de CO₂ biogénico, existe una gran discrepancia, pues no se ha determinado con exactitud su valor. Actualmente se capturan anualmente alrededor de 2,5 millones de toneladas de CO₂ biogénico, más del 90% de las cuales provienen de plantas de bioetanol, y se prevé que con los proyectos actuales se podrían capturar cerca de 40 millones de toneladas mundialmente para el [36]. Por otro lado, aunque la captura directa del aire podría permitir que el carbono sea extraído independientemente de la biomasa disponible, esta tecnología todavía se encuentra en las fases iniciales de su desarrollo y se espera que sea demasiado cara.

De esta manera, la disponibilidad de CO₂ biogénico podría ser determinante para la generación de metanol renovable a través de determinadas rutas, limitando el tamaño de las plantas y evitando con ello economías de escala. De acuerdo con la IEA, las plantas ubicadas en lugares en los que haya recursos renovables de calidad y CO₂ biogénico de bajo coste, serían capaces de producir metanol renovable a un coste de aproximadamente 47 USD/GJ (1033 €/t) en el corto plazo, llegando a 35 USD/GJ (769 €/t) para 2030 [36].

Por último, cabe destacar que alrededor de 280 plantas de metanol con una capacidad de 2.500 toneladas diarias deberán ser construidas con el fin de poder producir 250 Mt al año.

Biometanol

En cuanto a la producción de biometanol, para poder producir 135 Mt anuales a través de gasificación, se requieren alrededor de 4,1 EJ de material de biomasa, lo equivalente a 230 Mt.

Debido a las características de la biomasa, se espera que una planta típica tenga una capacidad de alrededor de 300 kt/año. De este modo, habrá que construir en torno a 450 plantas de ese tamaño, lo que en números generales se espera que se traduzca en un coste de inversión de 130 billones de dólares.

En cuanto al potencial de producción de biogás en España, cabe destacar que existe un alto potencial para la producción del mismo a partir de residuos orgánicos. Estimaciones preliminares afirman que este se encontrará en un rango de 44-90 TWh/año [41][42], y de acuerdo con la Asociación Española del Gas (SEDIGAS), el potencial es de 163 TWh/año [43].

2.2.3 VENTAJAS Y DESAFÍOS DEL METANOL RENOVABLE

Como se ha visto en los anteriores apartados, el metanol de origen renovable tiene un papel muy importante en la descarbonización del planeta. Sin embargo, del mismo modo que ocurre con otras alternativas de origen renovable, como por ejemplo el hidrógeno verde, éste también se enfrenta a una serie de desafíos que pueden frenar su crecimiento.

2.2.3.1 Ventajas

A continuación, se detallan algunas de las ventajas del metanol renovable.

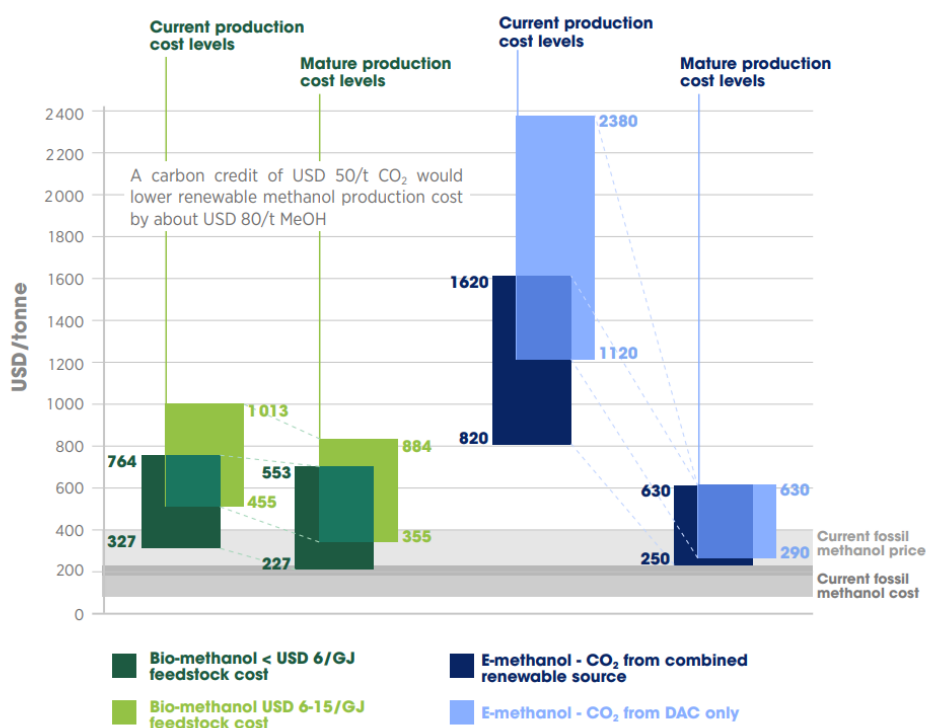
- El metanol de origen fósil ya es ampliamente utilizado en la actualidad, por lo que la inversión en equipos y desarrollo de red logística necesaria es inferior al necesario para otras alternativas renovables, como es el caso del hidrógeno verde, el cual tiene unas características tan diferentes al metanol que necesita que los sistemas sean completamente cambiados.
- Es líquido a presión atmosférica lo cual hace que sea más fácil y seguro de almacenar, transportar y distribuir a través de barco, tren, tubería o camión.
- Es muy versátil y a diferencia de otras alternativas puede ser utilizado en algunos motores de combustión interna o en vehículo híbridos con celdas de combustible.
- Su incorporación al mix energético actual permitirá la reducción de gases de efecto invernadero, así como de otras emisiones nocivas para el medioambiente como por ejemplo óxidos de azufre [SO_x], óxidos de nitrógeno [NO_x], partículas [PM], etc. [1].
- Su producción a partir de biomasa y de CO₂ e H₂ no requiere tecnologías experimentales, pues las utilizadas son prácticamente idénticas y ya están ampliamente probadas.

2.2.3.2 Desafíos

A continuación, se detallan algunos de los desafíos del metanol renovable.

- La disponibilidad de las materias primas (biometano y CO₂ biogénico) son factores claves para la viabilidad de las plantas de metanol renovable.
- Para que el metanol se utilice más ampliamente en todos los sectores, es esencial desarrollar regulaciones adecuadas que lo respalden.
- La densidad energética volumétrica del metanol es la mitad de la de la gasolina o el gasóleo, lo cual hace que requiera mayor espacio, lo que se traduce en un mayor coste.

- Genera corrosión cuando entra en contacto con algunos metales, como por ejemplo el plomo o el aluminio y es incompatible con algunos plásticos.
- Es altamente inflamable y puede generar atmosferas explosivas si no se gestiona correctamente.
- La producción de metanol renovable es más cara que la del metanol de origen fósil debido al coste de la materia prima utilizada. Asimismo, para poder equiparar su coste al del metanol fósil es necesario que se construyan plantas que permitan beneficiarse de las economías de escala. En la Figura 11, se muestran los costes en los que se encuentran actualmente el biometanol y el e-metanol, en lo cual se profundizará más adelante.



Notes: MeOH = methanol. Costs do not incorporate any carbon credit that might be available. Current fossil methanol cost and price are from coal and natural gas feedstock in 2020. Exchange rate used in this figure is USD 1 = EUR 0.9.

Figura 11: Costes de producción actuales y futuros para el biometanol y el e-metanol [1]

2.2.4 COSTES DEL METANOL RENOVABLE

El coste del metanol renovable depende de diversos factores, como son la materia prima, el método de producción, el tamaño de la planta, la pureza deseada del producto... Debido al

interés que ha ganado el metanol en los últimos años, el mercado global de metanol se ha expandido notablemente de 31,00 mil millones de dólares en 2015 a 56,39 mil millones de dólares en 2021 y se espera que alcance los 91,50 mil millones de dólares en 2026 [37].

Con el fin de poder establecer comparativas de costes, resulta interesante mencionar en qué valores se encuentran los costes actuales de metanol de origen fósil. En aquellos lugares en los que el coste del gas natural es inferior, como por ejemplo en Oriente Medio, el coste de producción de metanol gris se encuentra en torno a los 100 USD/t, mientras que en Europa este valor alcanza los 300 USD/t. En cuanto al coste del metanol marrón, que se produce casi exclusivamente en China, está aproximadamente entre 150 y 250 USD/t [47].

2.2.4.1 Biometanol

Coste de la materia prima

Con el fin de determinar el coste del biometanol, es fundamental considerar el coste de la materia prima, así como la eficiencia energética de conversión de ésta a metanol. De acuerdo con la literatura, la eficiencia de conversión de biomasa a metanol es del 60%. Sin embargo, en el caso concreto de que provengan del licor negro de una fábrica de pulpa, la eficiencia puede alcanzar el 70%. En cuanto a la biomasa procedente de residuos sólidos urbanos, la eficiencia de conversión es algo menor, encontrándose en torno al 50-60% [1].

En cuanto al coste de la materia prima, éste depende de la ubicación de la instalación y el tipo del que se trate. En la Figura 12 se puede observar una curva de suministro global de biomasa primaria en la que también se detalla el coste esperado de la misma. En ella se consideran: Cultivos energéticos (energy crop), residuos agrícolas (harvesting residue), residuos agroindustriales (processing residue), biogás, leña (fuel wood), residuos de tala (logging residue) y residuos de madera (wood waste).

Como se puede apreciar, el coste varía entre los 3 y los 17 USD/GJ. Los costes más bajos se encuentran con biogás y residuos agroindustriales, los intermedios con residuos agrícolas y los más altos con productos forestales y cultivos energéticos. De acuerdo con Brown et al. [45], en Europa y EEUU el precio de la biomasa procedente de leña costará entre 50 y 100 €/t (en puerta de planta), lo que equivale en la Figura 12 a 3-6 USD/GJ o lo que es lo mismo

10-20 €/MWh. Asimismo, Brown et al. [45] afirman que, en algunos puntos del sur de EEUU, Canadá o Brasil, se pueden alcanzar los 25-50 €/t (1,5-3 USD/GJ). De acuerdo con lo establecido en el informe, aproximadamente el 40% de la materia prima disponible para 2030 tendría un coste inferior a 20 €/MWh [45].

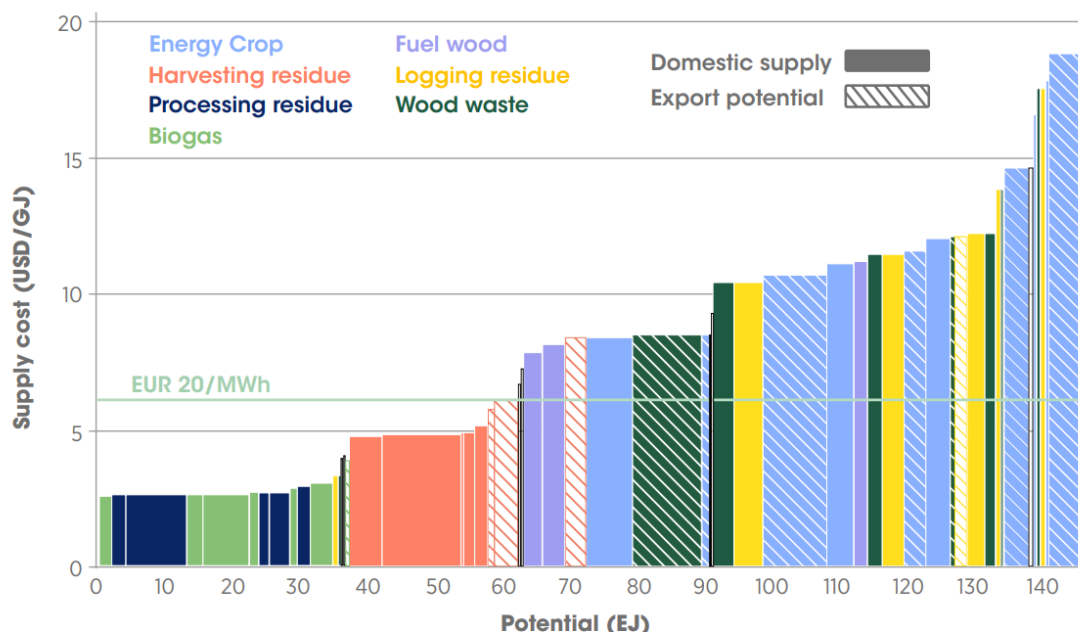


Figura 12: Curva de oferta mundial de biomasa para 2030 [1]

Coste de operación y mantenimiento (excluyendo la materia prima)

En relación con el coste de operación de la planta, el cual no se suele especificar con detalle en los informes de proyectos por motivos comerciales, éste se suele establecer en torno al 5-10 % del CAPEX [1] [Tabla 1].

Coste total de producción

En cuanto al coste total de producción del biometanol, éste depende de distintas cuestiones. A continuación, se exploran diversos estudios en los que se evalúa ésto. Estas investigaciones ofrecen una comprensión detallada de cómo diferentes factores influyen en la viabilidad del biometanol como una alternativa energética renovable.

Arnaiz et al. en su estudio “Techno-economic assessment of long-term methanol production from natural gas and renewables” [37], llevan a cabo distintas evaluaciones considerando diversas rutas de producción de biometanol con el fin de estudiar la viabilidad económica y ambiental de utilizar biogás procedente de vertederos en la producción de biometanol. En él, consideran los siguientes escenarios:

- Caso 1: Reformado con vapor de biogás de vertedero
- Caso 2: Reformado seco de biogás de vertedero
- Caso 3: Separación de membrana de gas de vertedero con H₂ verde producido a partir de la electrólisis del agua.

Además, realiza un análisis de decisiones multicriterio (MCDA) para identificar el proceso más sostenible para la producción de biometanol en los aspectos económicos y ambientales. En la Figura 13 se pueden observar los resultados del análisis, en el que se ha obtenido que la producción de biometanol muestra potencial hacia la sostenibilidad si se optimiza alguno de sus procesos, como la electrólisis del agua.

Los resultados de coste obtenidos para ambos casos se encuentran dentro de los límites razonables para el coste del biometanol. Cabe destacar que a pesar de que el Caso 2 resulta más económico, es peor desde la perspectiva medioambiental.

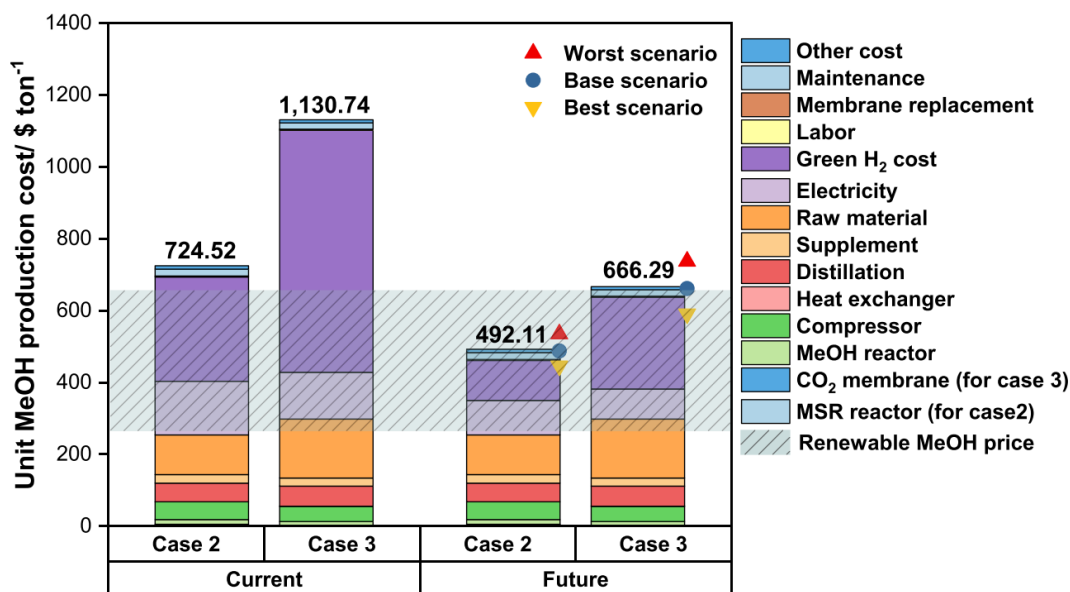


Figura 13: Resultados gráficos desglosados de la estimación de costes para la producción de biometanol a partir de gas de vertedero sobre la base de los niveles actuales y futuros de electrólisis del agua. [37]

De acuerdo con Arnaiz et al. [43], el metanol renovable con captura de CO₂ directa del ambiente (DAC) puede alcanzar costes de 471,6-784,9 €/t para 2050 (si la tecnología sigue la evolución esperada). Asimismo, establece que para poder alcanzar el punto de equilibrio con respecto a las plantas renovables que usan CO₂ de sus propias instalaciones, es necesario que el precio del CO₂ se encuentre en un rango de 121,4-146,7 €/t [44].

Rinaldi et al. [44] en su análisis tecnoeconómico del proceso de conversión de biogás en metanol, analizan el coste del biometanol en función de distintas configuraciones de planta, en las que la principal diferencia radica en la separación del CO₂.

- Caso 1: La unidad de captura de CO₂ está ubicada aguas arriba del reformador, donde obtiene un coste nivelado del biometanol de 378 €/t [44].
- Caso 2: La unidad de captura de CO₂ está ubicada aguas abajo del reformador, donde obtiene un coste nivelado del biometanol de 391,6 €/t [45].
- Caso 3: No se realiza separación de CO₂ (es decir, el CO₂ no se recupera de forma independiente, sino que se maneja durante el proceso de síntesis de metanol), donde obtiene un coste nivelado del biometanol de 379,3 €/t [45].

Como se puede observar, los resultados obtenidos en ambos análisis difieren notablemente. Ello se debe a que las suposiciones tecnológicas, las ubicaciones de los componentes del proceso, y las economías de escala afectan al coste final de producción. En primer lugar, en relación con las suposiciones tecnológicas establecidas en ellos, Rinaldi et al. [44] se centran en un proceso concreto de conversión de biogás utilizando tecnologías de reformado de vapor, variando en cada uno de los casos la ubicación del separador de CO₂. Sin embargo, Arnaiz et al. [43] evalúan el coste de producción del metanol utilizando energía renovable con DAC. En su estudio, las suposiciones tecnológicas establecidas representan costes de capital y operativos más altos debido al uso de tecnologías avanzadas de DAC, en las que compañías como Climeworks, Carbon Engineering y Global Thermostat ya están invirtiendo, o la electrólisis del agua a partir de energía renovable. En segundo lugar, los estudios difieren en cuanto a la ubicación de la unidad de separación de CO₂. Por una parte, Rinaldi et al. [44] examinan distintos lugares en los que ubicarlo, cada uno de ellos afectando a la eficiencia del proceso de un modo determinado. Sin embargo, Arnaiz et al. consideran la captura directa de CO₂, una cuestión que en la actualidad tiene costes de capital y operativos mayores debido a las tecnologías utilizadas, que resultan más costosas que recuperar el CO₂ de procesos industriales. En tercer lugar, los costes de capital y operativos son distintos. Mientras que, en el estudio de Rinaldi et al. [44], éstos derivan principalmente del proceso de reformado, en el de Arnaiz et al. [43] el coste principal se atribuye a la necesidad de instalaciones avanzadas para realizar sus procesos, que como se ha comentado son tecnológicamente más complejas y además no están todavía completamente comercializadas ni maduras.

La Agencia Internacional de la Energía Renovable (IRENA), en su informe “Innovation Outlook: Renewable Methanol” realizado en colaboración el Methanol Institute [1] analiza en detalle el coste de producción del biometanol. En él, se arroja luz sobre qué factores son fundamentales para que este se convierta en una alternativa técnica y económicamente viable. En la Tabla 1 se presentan los resultados obtenidos en su análisis sobre el coste total de producción del metanol a partir de biomasa y residuos sólidos urbanos, a lo cual se refiere por sus siglas en inglés como MSW. En el análisis considera distintos escenarios de materias primas, inversión y costes de operación. Como se puede observar en la Tabla 1, los casos

menos costosos se encuentran en torno a los 300 USD/t, aumentando hasta los 600 USD/t para valores de inversión mayores. Además, se presentan casos que alcanzan los 1000 USD/t cuando el coste de la materia prima es de 15 USD/t y se mantiene elevado el OPEX y el CAPEX.

Tabla 1: Coste total de producción a partir de biomasa y residuos urbanos [1]

		Biomass as feedstock				MSW as feedstock			
		Low		High		Low		High	
CAPEX/y, USD/t MeOH		206		293		264		367	
Overall conversion efficiency, %		60	70	60	70	50	60	50	60
Feedstock cost element for methanol at various level, USD/t MeOH	At USD 15/GJ	498	426	498	426	-	-	-	-
	At USD 10/GJ	332	284	332	284	-	-	-	-
	At USD 6/GJ	199	171	199	171	-	-	-	-
	At USD 3/GJ	100	85	100	85	119	100	119	100
	At USD 1.5/GJ	50	43	50	43	60	50	60	50
	At USD 0/GJ ^(a)	-	-	-	-	0	0	0	0
OPEX at 5%, USD/t MeOH		78		111		100		139	
OPEX at 10%, USD/t MeOH		156		222		200		278	
Cost of methanol (USD/t MeOH)	Feedstock cost below USD 6/GJ	327-561		447-714		414-583		556-764	
	Feedstock cost at USD 6-15/GJ	455-860		575-1 013		-		-	
Carbon credit (USD/t MeOH)	At USD 50/t CO ₂ ^(b)	-82		-82		-82		-82	
	At USD 100/t CO ₂ ^(b)	-164		-164		-164		-164	

(a) USD 0/GJ for the feedstock being fed to the MSW gasifier is indicative and not used in the cost estimates.

(b) The carbon credit per tonne of bio-methanol is based on the difference between the average CO₂-eq emissions from methanol production from natural gas (95.2 g CO₂-eq/MJ) and the average CO₂-eq emissions from bio-methanol production from renewable CO₂ and H₂ (12.7 g CO₂-eq/MJ) given in Table II. Considering an LHV of 19.9 MJ/kg for methanol, this corresponds to 1.64 t CO₂-eq of emissions avoided per tonne of bio-methanol, compared to the traditional natural-gas based methanol.

En la Figura 14 se puede ver cómo se espera que evolucionen los costes del biometanol a partir de biomasa y a partir de residuos urbanos hasta 2050. Como se puede observar, las estimaciones más optimistas marcan el coste del biometanol en torno a los 200 USD/t.

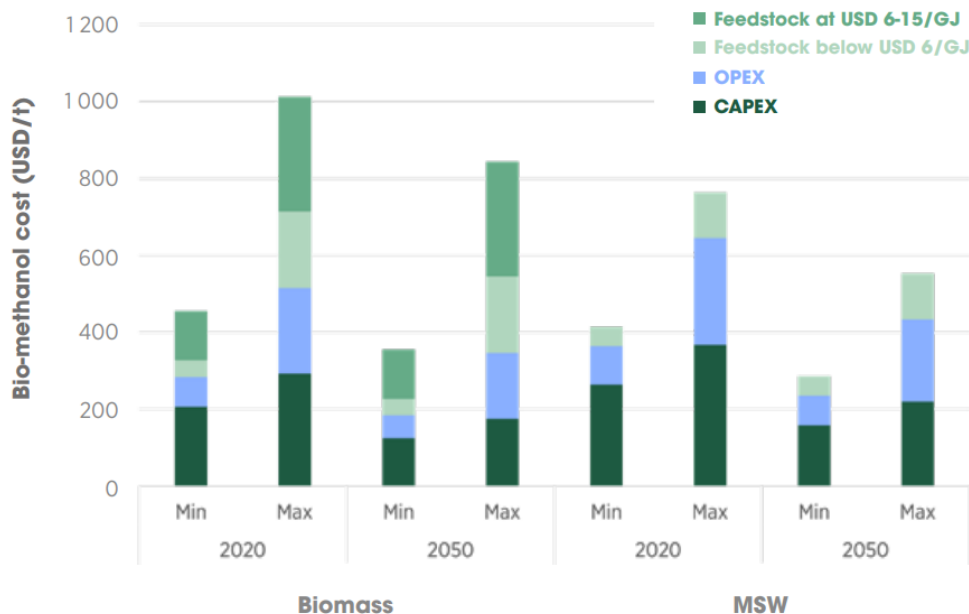


Figura 14: Costes estimados de biometanol para 2050 [1]

En dicho informe también se proponen distintos modos para conseguir una reducción en los costes obtenidos. Se comenta que se espera que los costes de materias primas y de operación se mantengan estables a medio y largo plazo, por lo que el potencial en la reducción del coste reside casi únicamente en el CAPEX. Éste puede ser influenciado notablemente por lo que se conoce como la curva de aprendizaje, que contempla desde mejoras en los procesos hasta modificaciones en las configuraciones de las plantas. De acuerdo con Brown et al. [45], este potencial de reducción está en torno al 20-30%. Sin embargo, en el informe de IRENA se explica que este valor puede alcanzar el 40% [1].

2.2.4.2 E-metanol

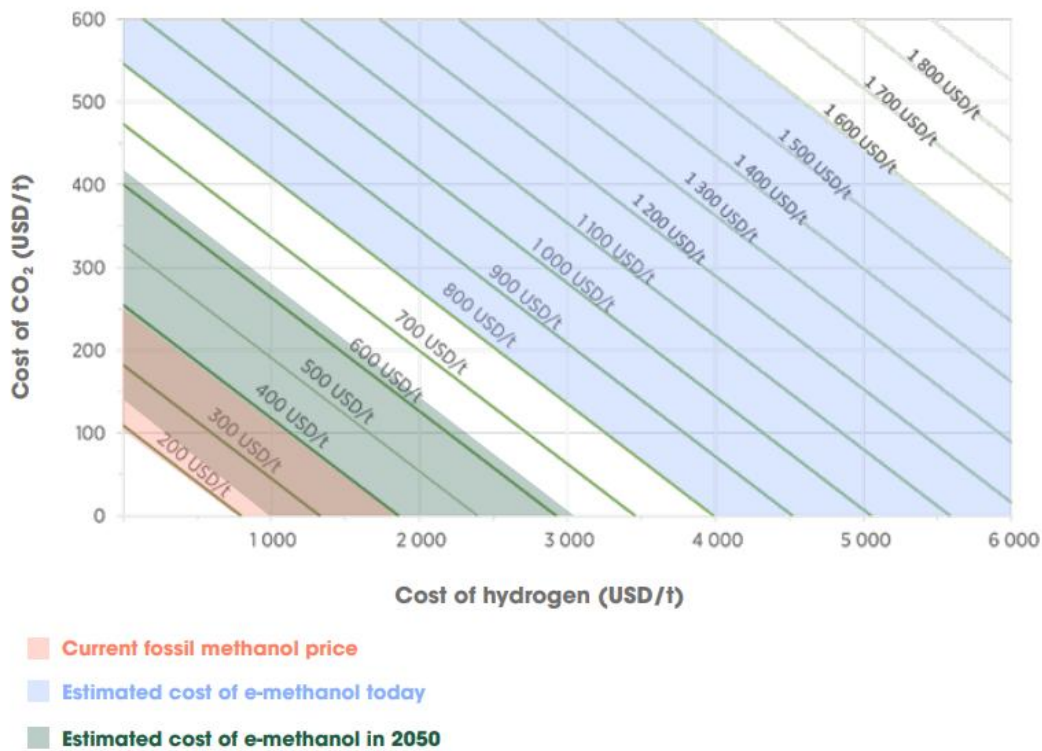
Como se ha mencionado con anterioridad, el e-metanol es aquel generado a través de la hidrogenación del CO₂. El método más maduro y escalable para producirlo es la combinación de la electrólisis del agua con fuentes renovables para producir H₂ seguido de una síntesis catalítica del metanol con CO₂. De este modo, el coste del metanol producido a través de esta ruta depende principalmente del coste de la energía eléctrica utilizada en el proceso, especialmente en el electrolizador. Cabe destacar que para producir una tonelada de metanol se necesitan en torno a 10 MWh de electricidad [1].

En relación con la posibilidad de establecer rendimientos de escala en este tipo de plantas, éstas podrían tener el mismo tamaño que las plantas actuales de gas natural, pudiendo así alcanzar reducciones de coste en las unidades de síntesis del metanol y en las de destilación. Además, el proceso de la electrólisis del agua también podría experimentar una reducción de costes si se realiza en electrolizadores industriales de gran tamaño y, puesto que se trata de una tecnología todavía en desarrollo, la reducción en el coste también podría venir de una evolución en la tecnología.

De acuerdo con la literatura existente, el coste de producción del e-metanol puede variar entre los 300 USD/t y los 1000 USD/t, con tamaños de planta que van desde las 4.000 toneladas al año hasta las 1,8 millones [47][48][49][50][51].

Las estimaciones más optimistas asumen costes de producción de electricidad renovable muy bajos o consideran la posibilidad de vender el oxígeno producido durante la electrólisis a 45-180 USD por tonelada de O₂. Por cada tonelada de e-metanol producida, se generan 1,5 toneladas de oxígeno, el cual puede venderse para otros usos. Sin embargo, hay que destacar que a medida que la electrólisis del agua se vuelva un proceso más común, la oferta de oxígeno aumentará y con ello se reducirá su coste en caso de la que demanda no aumente del mismo modo. En caso de no considerar la posibilidad de venta del oxígeno, el menor coste de e-metanol se establece en los 400 USD/t. En cuanto al coste del CO₂, la mayoría de estudios establecen que este se encontrará a un precio inferior a los 55 USD/t [47][48][50][50][51].

Una manera sencilla de calcular el coste del e-metanol es sumando el coste del CO₂, el del hidrógeno y el de la producción final del metanol a gran escala, que se encuentra en torno a 50 USD/t. En base a esto, en la Figura 15 se muestran distintos valores para el coste del e-metanol en función del coste del hidrógeno y del CO₂. Los valores sombreados en rojo se refieren al coste actual del metanol, los verdes al coste estimado en 2050 asumiendo que la tecnología evoluciona (especialmente la de la electrólisis del agua) y con ello el coste de las materias primas, y los azules al coste del metanol actual [1].



Notes: Assuming USD 50/t synthesis cost for e-methanol once the raw material H₂ and CO₂ are provided.
 Estimated cost of e-methanol today and in 2050 can be found in Table 24.

Figura 15: Coste estimado del e-metanol como función del coste del hidrógeno y del CO₂ [1]

2.3 LOGÍSTICA DEL METANOL

Distribución y transporte

El metanol ya se utiliza ampliamente a nivel mundial, existiendo por tanto una amplia red logística para su distribución. Puede ser transportado en camiones, barcos o incluso en tuberías similares a los oleoductos empleados con el petróleo. Además, debido a sus características químicas, es sencillo adaptar los equipos actuales para que éstos admitan altas concentraciones de metanol. Esta cuestión supone una importante ventaja para el metanol renovable en comparación con otras alternativas descarbonizadoras, como por ejemplo el hidrógeno verde.

La dificultad en el tratamiento del hidrógeno, así como la ausencia de infraestructura logística específica hacen que para que este último pueda ser utilizado a gran escala, sea necesario desarrollar una red completa de transporte y distribución desde cero. Esto conlleva significativos costes ambientales y económicos. Esto hace que la conversión de hidrógeno a e-metanol puede ser una alternativa al transporte del primero, empleando un reformador de metanol en destino.

Almacenamiento

Puesto que el metanol es líquido a presión atmosférica, puede ser almacenado con facilidad del mismo modo que otros combustibles. Debido a ello, el coste de la infraestructura es muy inferior al requerido para almacenar otras alternativas como el hidrógeno.

Estaciones de servicio

Las estaciones de servicio de metanol tienen unas características y un coste muy similar a las actuales gasolineras, pudiendo incluso utilizar los mismos tanques para el almacenamiento del combustible y necesitando únicamente cambios menores para adaptarse al metanol.

Además, las actuales gasolineras podrían integrar también sistemas de recarga de vehículos de metanol, ya que colocar los tanques de metanol al lado de los de gasolina no supondría ningún problema de seguridad. Sin embargo, en el caso del hidrógeno, que como se ha mencionado también es un vector energético capaz de descarbonizar el sector de la movilidad, las estaciones de servicio (hidrolineras) requieren unos equipos de mayor coste (compresores, sistemas de seguridad adicionales como cámaras de infrarrojos, tanques de almacenamiento estacionario capaces de albergar gas hidrógeno a altas presiones...).

3. METODOLOGÍA

En el presente apartado se presenta y explica la metodología utilizada para realizar el cálculo de producción de metanol renovable a través de distintas rutas.

Primero se presentan cada una de las rutas, así como la estequiometría de las reacciones que suceden en cada una de ellas. Posteriormente, se detalla la disponibilidad de las materias primas necesarias en España. Por último, se explica la metodología seguida para el cálculo del coste de cada una de las plantas.

Cabe destacar que, con el fin de estudiar distintos escenarios, se ha calculado el coste de la materia prima teniendo en cuenta distintas combinaciones de sustratos. A pesar de que el biometanol se puede derivar de biomasa, tanto sólida como líquida o de biogás, en el presente proyecto se utilizará como materia prima el biometano, el cual puede provenir de distintas fuentes.

En la Tabla 2 se presenta el contenido de cada una de las combinaciones que se han estudiado en función del origen del biometano, así como el nombre con el que se designará cada una de ellas.

Tabla 2: Combinación de sustratos de biometano

	Comb A	Comb B	Comb C	Comb D
Desgasificación de vertederos	7%	53%		100%
Fracción orgánica de residuos sólidos urbanos (FORSU)	6%	47%	100%	
Lodos de estaciones de depuración de aguas residuales (EDAR) e industria agroalimentaria	7%			
Residuos agrícolas	18%			
Cultivos intermedios	43%			
Purines ganaderos	19%			

3.1 RUTAS DE PRODUCCIÓN DE BIOMETANOL

Como se ha mencionado con anterioridad, el objetivo del presente trabajo es analizar la viabilidad de producir biometanol a partir de diversas rutas. A continuación, se presentan las

rutas estudiadas, así como los cálculos realizados para obtener el consumo de metano que cada una supone. La producción unitaria de metanol (P) de cada ruta se obtendrá a partir de la relación molar de metanol a metano (X) según la ecuación 3.1.

$$P \left[\frac{t \text{ MeOH}}{GWh-PCS \text{ CH}_4} \right] = X \left[\frac{kmol \text{ MeOH}}{kmol \text{ CH}_4} \right] \cdot \left(\frac{1 \text{ kmol CH}_4}{22,4 \text{ Nm}^3 \text{ CH}_4} \right) \cdot \left(\frac{10^6 \text{ Nm}^3 \text{ CH}_4}{11,04 \text{ GWh-PCS CH}_4} \right) \cdot \left(\frac{0,032 \text{ t MeOH}}{kmol \text{ MeOH}} \right) =$$

$$= 129,4 \cdot X \left[\frac{kmol \text{ MeOH}}{kmol \text{ CH}_4} \right] \quad (3.1)$$

3.1.1 RUTA 1: SÍNTESIS DE METANOL A PARTIR DE BIOMETANO Y CO₂ (REEMPLAZANDO EL GAS NATURAL)

En esta ruta el objetivo es sustituir el gas natural actualmente utilizado en los sintetizadores de metanol, por biometano.

Inicialmente, se realiza un reformado por vapor del metano (SMR), proceso que necesita un aporte adicional de calor, el cual se hace con el propio metano a través de una combustión. Antes de enviar el gas de síntesis producido (CO e H₂) a la síntesis de metanol es preciso equilibrar la ratio CO/H₂, que es de 1/3 y ha de ser de 1/2 para que el sintetizador pueda funcionar. Para ello, se realiza una reacción water-gas shift inversa (GWS), haciendo reaccionar CO₂ y H₂. Cabe destacar que el CO₂ resultante de la combustión es difícil de capturar, ya que esta se produce con aire en vez de con oxígeno puro, y la presencia de nitrógeno dificulta la tarea. Por ello, para realizar la reacción WGS, será necesario añadir CO₂ neutro externo, concretamente $0,25 \frac{kmol \text{ CO}_2}{kmol \text{ MeOH}}$.

En caso de que la planta de producción no sea de gran tamaño, dicho CO₂ podría obtenerse del liberado en el acondicionamiento de la materia prima (upgrading). Sin embargo, para plantas de mayor tamaño será preciso obtener el CO₂ de una red externa. Un buen ejemplo es el reciente acuerdo a largo plazo alcanzado por la empresa European Energy, que se comprometió a suministrar 140 kt de CO₂ biogénico durante 15 años a una planta de e-metanol operada por Montauk Renewables Inc. en Texas [34].

A continuación, se presentan las reacciones del proceso, así como un esquema en el que se pueden observar las entradas y salidas.

- Reacción 1: $CH_4 + H_2O \rightarrow CO + 3 H_2$
- Reacción 2¹ (Combustión²): $0,385 CH_4 + 0,770 O_2 \rightarrow 0,385 CO_2 + 0,770 H_2O$
- Reacción 3 (GWS): $0,333 CO_2 + 0,333 H_2 \rightarrow 0,333 CO + 0,333 H_2O$
- Reacción 4 (Síntesis del MeOH): $1,333 CO + 2,667 H_2 \rightarrow 1,333 CH_3OH$

Por tanto, la relación molar de metano a metanol es de 1,0386, siendo la **producción unitaria de 124,59 t MeOH/GWh-PCS CH₄**. La Figura 16 muestra un resumen de esta ruta (indicando las entradas de compuestos en kmol para obtener 1 kmol de metanol)

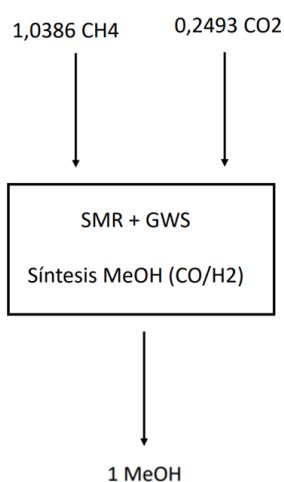


Figura 16: Resumen de la Ruta 1.

3.1.2 RUTA 2: SÍNTESIS DEL METANOL A PARTIR DE BIOMETANO (REEMPLAZANDO EL H₂ VERDE), PRODUCIENDO METANOL DORADO

En esta ruta el objetivo es sustituir el hidrógeno electrolítico utilizado para la producción de e-metanol, por hidrógeno dorado [39] o verde obtenido a partir de un proceso de SMR de

¹ La cantidad de metano en la combustión se ha calculado para que pueda aportar el calor requerido para que la reacción 1 ocurra a 800 °C.

² No se incluye el nitrógeno del aire al considerarlo inerte.

biometano, pues el CO₂ biogénico se tomaría del liberado por el SMR. En caso de que sobre CO₂, el excedente serían emisiones negativas, lo cual permite obtener *metanol dorado*.

El proceso es similar al anterior (SMR + combustión del metano para aportar calor), sin embargo, en esta ocasión se realizará un proceso WGS dado que ahora la síntesis de metanol requiere una ratio de H₂/CO₂ de 3. Tras la reacción 7 se obtiene una relación de 4 kmol de H₂ / 1,3848 kmol CH₄, es decir, 2,8885 kmol H₂/kmol CH₄.

Con el fin de incrementar la eficiencia del proceso, se realiza captura y almacenamiento de carbono (CCS) en el proceso SMR. Un rendimiento habitual para SMR+CCS es 69,1% (referido al PCI), lo que implica que se obtienen 2,2923 kmol H₂/kmol CH₄, o lo que es lo mismo 2,2923 Nm³ H₂/Nm³ CH₄.

$$0,691 = \frac{n \text{ kmol H}_2 \cdot \left(22,4 \frac{\text{Nm}^3}{\text{kmol}}\right) \cdot \left(3 \frac{\text{kWh}}{\text{Nm}^3}\right)}{\left(9,952 \frac{\text{kWh}}{\text{Nm}^3}\right) \cdot \left(22,4 \frac{\text{Nm}^3}{\text{kmol}}\right)}$$

De este modo, la ratio teórica de 2,8885 kmol H₂/kmol CH₄ se ve reducida a 2,2923 por el empleo de la captura de CO₂.

En cuanto al CO₂, asumiendo una eficiencia en la captura del 90%, se tiene:

- Producción de CO₂: $\left(\frac{1 \text{ kmol CH}_4}{2,2923 \text{ kmol H}_2}\right) \cdot \left(\frac{1 \text{ kmol CO}_2}{1 \text{ kmol CH}_4}\right) \cdot \left(\frac{1 \text{ kmol H}_2}{2 \text{ kg H}_2}\right) \cdot \left(\frac{44 \text{ kg CO}_2}{1 \text{ kmol CO}_2}\right) = \frac{9,5973 \text{ kg CO}_2}{\text{kg H}_2}$
- CO₂ capturado: $0,9 \cdot \left(\frac{9,5973 \text{ kg CO}_2}{\text{kg H}_2}\right) = 8,6376 \frac{\text{kg CO}_2}{\text{kg H}_2}$

Finalmente, se realiza la síntesis del metanol. Existen dos opciones: consumir el 100% del H₂ y tener exceso de CO₂ o consumir el 100% del CO₂ y añadir H₂. A pesar de que la viabilidad de cada opción requeriría un análisis más exhaustivo, se ha optado por estudiar la primera opción ya que la demanda de CO₂ está más clara y además es más fácil de transportar. De este modo, se consumirá todo el hidrógeno y sobrará 0,1359 kmol de CO₂/kmol CH₄.

A continuación, se presentan las reacciones del proceso, así como un esquema (Figura 17) en el que se pueden observar las entradas y salidas de cada etapa.

- Reacción 5: $CH_4 + H_2O \rightarrow CO + 3 H_2$
- Reacción 6 (Combustión): $0,385 CH_4 + 0,770 O_2 \rightarrow 0,385 CO_2 + 0,770 H_2O$
- Reacción 7 (WGS): $CO + H_2O \rightarrow CO_2 + H_2$
- Reacción 8 (Síntesis del MeOH): $0,7641 CO_2 + 2,2923 H_2 \rightarrow 0,7641 MeOH + 0,7641 H_2O$

Por tanto, la relación molar de metanol a metano es de 0,7641, siendo la **producción unitaria de 98,87 t MeOH/GWh-PCS CH₄**, produciéndose también 24,28 t CO₂/GWh-PCS CH₄. La Figura 17 muestra un resumen de esta ruta para la obtención de 1 kmol de MeOH.

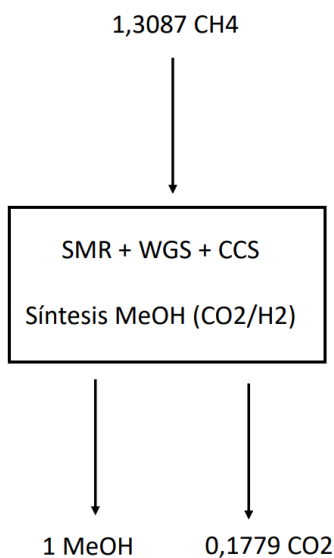


Figura 17: Resumen de la Ruta 2.

3.1.3 RUTA 3: SÍNTESIS DEL METANOL A PARTIR DE BIOMETANO (ASISTIDO POR BIO-H₂)

En la Ruta 3 se realiza lo mismo que en la Ruta 1 (método convencional de producción de metanol empleando biometano en lugar de gas natural), pero integrando el aporte de CO₂

biogénico desde la producción de biohidrógeno, de modo que la materia prima de entrada sea solo biometano. Por lo tanto, consiste en un SMR+WGS, como en la Ruta 1 combinado con un SMR +WGS + CCS (producción de H₂ dorado), como en la Ruta 2.

Si se ajusta la producción de CO₂ por parte del SMR+WGS+CCS a la demanda de la reacción de GWS, la producción de H₂ será pequeña. Sin embargo, si se desea aumentar la producción de H₂, se obtendrá CO₂ biogénico como producto adicional. De este modo, este método puede ser autosuficiente en CO₂, produciéndose MeOH e H₂.

Para la producción de hidrógeno dorado y CO₂ biogénico, se asume un rendimiento del 69,1% en el SMR+WGS+CCS, resultando: $0,3703 \text{ CH}_4 \rightarrow 0,3703 \text{ CO}_2 + 0,8488 \text{ H}_2$. Con una eficiencia en la captura de CO₂ del 90% se tienen 0,3333 CO₂ disponibles para la Ruta 1.

A continuación, se presentan las reacciones del proceso.

- Reacción 9: $\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO} + 3 \text{ H}_2$
- Reacción 10 (Combustión): $0,385 \text{ CH}_4 + 0,770 \text{ O}_2 \rightarrow 0,385 \text{ CO}_2 + 0,770 \text{ H}_2\text{O}$
- Reacción 11 (GWS): $\underbrace{0,333 \text{ CO}_2}_{\text{del H}_2 \text{ dorado}} + 0,333 \text{ H}_2 \rightarrow 0,333 \text{ CO} + 0,333 \text{ H}_2\text{O}$
- Reacción 12 (Síntesis del MeOH): $1,333 \text{ CO} + 2,667 \text{ H}_2 \rightarrow 1,333 \text{ CH}_3\text{OH}$

Por tanto, la relación molar de metanol a metano es de 1,3333/1,7551, siendo la **producción unitaria de 98,30 t MeOH/GWh-PCS CH₄**, produciéndose también 3,91 t H₂/GWh-PCS CH₄. La Figura 18 muestra un resumen de las entradas y salidas de esta ruta para la obtención de 1 kmol de MeOH.

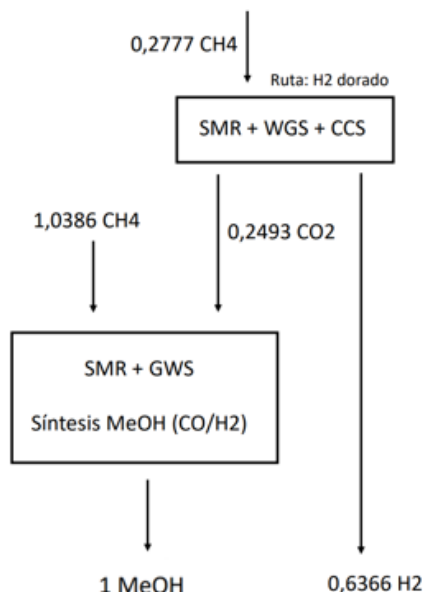


Figura 18: Resumen de la Ruta 3.

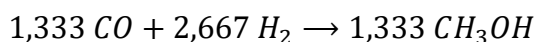
3.1.4 RUTA 4: SÍNTESIS DEL METANOL A PARTIR DE BIOMETANO (ASISTIDO POR METANOL DORADO)

En la Ruta 4 se realiza lo mismo que en la Ruta 1 (método convencional de producción de metanol, reemplazando el gas natural por biometano), pero integrando el aporte de CO₂ desde la Ruta 2. La particularidad de esta ruta es que ajusta la cantidad de CO₂ producido en la Ruta 2 para que coincida exactamente con la que requiere la Ruta 1. De este modo, en la Ruta 4 se sintetiza metanol mediante la reacción del CO+H₂ y también a través de la CO₂+H₂. Además, cabe destacar que la Ruta 4 será autosuficiente en CO₂ y producirá únicamente metanol.

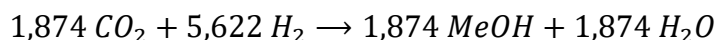
A continuación, se presentan las reacciones del proceso.

- Producción de metanol según la Ruta 1.

De la Ruta 1 se obtiene la relación:



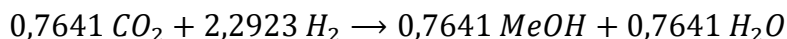
que demanda 1,3848 kmol de CH₄ y 0,3333 kmol de CO₂. La demanda de CO₂ se obtiene del excedente de la Ruta 2, ajustándola para consumir todo el CO₂:



De este modo, la Ruta 2 requiere 2,4525 kmol de CH₄ y aporta a la Ruta 1 0,3333 kmol de CO₂.

- Producción de metanol dorado y CO₂ biogénico.

De la Ruta 2 se obtiene la relación:



que demanda 1 kmol de CH₄ para el proceso conjunto de reformado y combustión, resultando un excedente de 0,1359 kmol de CO₂/kmol de CH₄. Sin embargo, para la Ruta 4, se aumentará la cantidad de CH₄ que entra en el proceso con el fin de que sobren los 0,333 kmol de CO₂ necesarios para la Ruta 1.

Como consecuencia del proceso global se tiene lo siguiente, que es la suma de lo obtenido y producido en las Rutas 1 y 2.

- Producción de metanol: $1,3333 + 1,8740 = 3,2073$ kmol
- Consumo de biometano: $1,3848 + 2,4525 = 3,8373$ kmol

Por tanto, la relación molar de metanol a metano es de 3,2073/3,8373, siendo la **producción unitaria de 108,16 t MeOH/GWh-PCS CH₄**. La Figura 19 muestra un resumen de esta ruta, en el que las cantidades establecidas en las entradas y salidas permiten producir 1 kmol de MeOH.

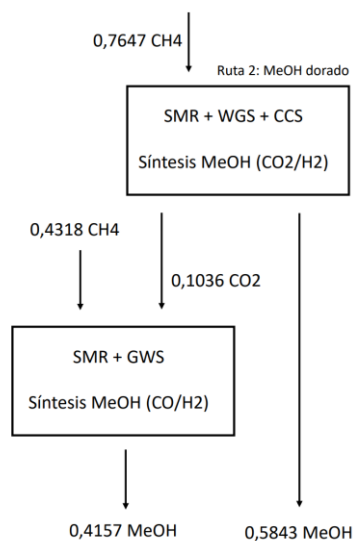


Figura 19: Resumen de la Ruta 4.

3.1.5 RESUMEN DE RUTAS

En las Tablas 3 y 4 se resume la información presentada para cada una de las rutas. Como se puede observar, aquellas que ofrecen un valor mayor de t MeOH/GWh-PCS CH₄ son las rutas 1 y 4, en las que el único subproducto final es el metanol.

Tabla 3: Resumen de las entradas y salidas (kmol) de las rutas 1,2,3 y 4

		RUTA 1	RUTA 2	RUTA 3	RUTA 4
ENTRADAS	CH ₄	1,0386	1,3087	1,3163	1,1965
	CO ₂	0,2493			
SALIDAS	MeOH	1	1	1	1
	CO ₂		0,1779		
	H ₂			0,6366	

Tabla 4: Resumen de los productos obtenidos en las rutas 1,2,3 y 4

	RUTA 1	RUTA 2	RUTA 3	RUTA 4
t MeOH/GWh – PCS CH ₄	124,59	98,87	98,3	108,16
t CO ₂ /GWh – PCS CH ₄		24,18		
t H ₂ /GWh – PCS CH ₄			3,91	

3.2 METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE LA DISPONIBILIDAD DE MATERIAS PRIMAS EN ESPAÑA

Disponibilidad de biometano

La cantidad de biometano disponible en España para la producción de biometanol, se obtendrá a partir de los valores establecidos por SEDIGAS para 2050 [12]. Estos valores se muestran en la Tabla 5. En función de la cantidad de biometano disponible, y teniendo en cuenta las relaciones estequiométricas de producción de biometanol en base a la cantidad de biometano introducido en cada una de las Rutas, se calculará el potencial máximo de producción de biometanol.

Tabla 5: Producción anual prevista para 2050 [TWh-PCS] [12]

Sustrato	Producción anual TWh -PCS
Desgasificación de vertederos	8,81
Fracción orgánica de residuos sólidos urbanos (FORSU)	7,92
Lodos de estaciones de depuración de aguas residuales (EDAR) e industria agroalimentaria	9,41
Residuos agrícolas	24,77
Cultivos intermedios	58,80
Purines ganaderos	25,48
Total	135,19

Disponibilidad de CO₂

Se ha visto que para poder producir metanol a través de la Ruta 1, es necesario añadir CO₂ biogénico a partir de una fuente externa. La disponibilidad de esta materia prima puede ser un problema, por lo que se debe conocer cuánto habrá disponible. El CO₂ biogénico total se calculará sumando el procedente del enriquecimiento del biogás en las plantas de biometano, así como el obtenido de las centrales eléctricas de biomasa.

$$CO_{2\text{ TOTAL}} = CO_{2\text{ ELÉCTRICAS BIOMASA}} + CO_{2\text{ PLANTAS BIOMETANO}}$$

Centrales eléctricas de biomasa

El CO₂ procedente de las centrales eléctricas de biomasa se ha calculado a partir de los datos proporcionados por el PNIEC en el Borrador de Actualización del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2023-2030 [42]. En él, se detalla la evolución esperada de la potencia instalada de energía eléctrica en España, y se puntualiza cuánto se va a instalar de biomasa. Esta cuestión se puede observar en la Tabla 6.

Tabla 6: Evolución de la potencia bruta instalada de energía eléctrica [MW] [42]

Parque de generación del Escenario PNIEC 2023-2030. Potencia bruta (MW)				
Años	2019	2020	2025	2030
Eólica	25.583	26.754	42.144	62.044
Solar fotovoltaica	8.306	11.004	56.737	76.387
Solar termoeléctrica	2.300	2.300	2.300	4.800
Hidráulica	14.006	14.011	14.261	14.511
Biogás	203	210	240	440
Otras renovables	0	0	25	80
Biomasa	413	609	1.009	1.409
Carbón	10.159	10.159	0	0
Ciclo combinado	26.612	26.612	26.612	26.612
Cogeneración	5.446	5.276	4.068	3.784
Fuel y Fuel/Gas (Territorios No Peninsulares)	3.660	3.660	2.847	1.830
Residuos y otros	600	609	470	342
Nuclear	7.399	7.399	7.399	3.181
Almacenamiento*	6.413	6.413	8.828	18.543
Total	111.100	115.015	166.939	213.963

*Incluyendo el almacenamiento de solar termoeléctrica llega a 22 GW.

A partir de esos datos se calcula la producción anual suponiendo que la central operará 5.500 horas/año, obteniéndose un valor de producción en GWhe. Posteriormente, se multiplica ese valor por 1.434 g CO₂/kWhe, que de acuerdo con Candel Rubio es la cantidad de CO₂ biogénico que se puede obtener de una central de biomasa tipo [5]. Puesto que en la Tabla 6 únicamente se proporcionan datos hasta 2030, se supondrá un crecimiento para 2035 y 2050. A continuación, se muestran las hipótesis tomadas en los cálculos, así como el modo en el que se ha calculado.

Tabla 7: Hipótesis para el cálculo de CO₂ biogénico a partir de centrales eléctricas de biomasa

Horas/año	5.500	horas
Central eléctrica biomasa tipo	1.434	g CO ₂ /kWhe

Crecimiento de 2030 a 2035	50%
Crecimiento de 2030 a 2050	150%

$$CO_2 \text{ ELÉCTRICAS}_{BIOMASA} = Potencia_{INSTALADA}_{BIOMASA} [kWe] * horas \left[\frac{horas}{año} \right] * Producción CO_2 \text{ ELÉCTRICAS}_{BIOMASA} \left[\frac{g CO_2}{kWh} \right]$$

Plantas de biometano

Para calcular el CO₂ procedente de plantas de biometano se ha hecho a partir del dato de la producción total de biogás en España de 163 TWh/año [12]. Se ha asumido que en los próximos años se va a alcanzar un determinado porcentaje de todo el potencial y con ello se ha obtenido la producción de biogás en España para distintos años. A partir de ese dato, y suponiendo una composición en volumen del biogás de 60:40 (CH₄:CO₂), se ha calculado el volumen de CO₂ que se podrá obtener en el proceso de enriquecimiento en las plantas de biometano (m³ CO₂/año). Multiplicando ese dato por la densidad del CO₂ 1,977 kg/Nm³ se han obtenido las toneladas de CO₂ biogénico procedentes de las plantas de biometano. A continuación, se muestran las hipótesis, así como los cálculos realizados.

Para establecer las hipótesis previamente se ha calculado cuánto se habrá alcanzado para 2025, un valor que se puede determinar con precisión conociendo las plantas en construcción y operación actuales en España. Para 2025 se procesarán 566,20 Nm³/hora de biometano en una planta media [13], que suponiendo una composición en el biogás de 60:40 (CH₄:CO₂) equivale a 943,67 Nm³/hora de biogás y 377,47 Nm³/hora de CO₂. Multiplicando este valor por la densidad del CO₂ se obtienen las toneladas de CO₂ que se producirían en 2025. Finalmente, se calcula qué porcentaje supone del potencial total, y en base a ello se establecen las hipótesis para los próximos años.

En la Tabla 8 se detallan las hipótesis que se tomarán.

Tabla 8: Hipótesis para el cálculo del CO₂ biogénico procedente de centrales de biomasa en España

Potencial de biogás en España	163	TWh/año			
	2025	2030	2035	2050	
Proyección futura	20%	25%	30%	50%	

En la siguiente ecuación se muestra el modo en el que se calculará la cantidad de CO₂ biogénico obtenido de las plantas de biometano.

$$CO_2 \text{ PLANTAS BIOMETANO} \left[\frac{\text{ton}}{\text{año}} \right] = \frac{\text{Potencial TOTAL BIOGÁS} \left[\frac{\text{TWh}}{\text{año}} \right] * \text{Proyección} [\%]}{PCI_{\text{BIOGÁS}} \left[\frac{\text{TWh}}{\text{Nm}^3} \right]} * Vol. CO_2 [\%] * \text{Densidad} \left[\frac{\text{ton}}{\text{Nm}^3} \right]$$

Finalmente, para cada año se ha sumado lo procedente de la generación eléctrica y de las plantas de biometano y se ha obtenido el potencial total de generación de CO₂ biogénico. A partir de ese dato, se ha calculado cuánto MeOH podría producirse en España utilizando la Ruta 1.

3.3 METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DEL COSTE

Aunque se han planteado cuatro rutas de obtención de biometanol, el modelo económico sólo se va a desarrollar para las Rutas 1 y 4, pues como se puede observar en la Tabla 3, son las que producen mayor cantidad de MeOH por GWh – PCS CH₄. El primer caso se tomará como referencia, en la que la única diferencia con la producción actual es reemplazar el gas natural por biometano. El segundo caso es el objetivo del proyecto, dado que representa una ruta autosuficiente en CO₂ y que sólo produce metanol, sin necesidad así de gestionar otras corrientes de salida.

Los datos de entrada al modelo de costes son los siguientes:

- WACC: Tasa que refleja el coste de financiación de una empresa. Incluye el de la deuda y el del capital propio, ponderado según la proporción de cada uno en la estructura de capital de la empresa.
- rOM, rMAT y rCO₂: Tasas nominales de actualización de los gastos de mantenimiento (OM), materia prima (MAT) y CO₂ (CO₂).
- N: Vida útil del proyecto.
- Factor dólar-euro: Cambio de dólares a euros, ya que algunos datos se obtienen en dólares, pero deben ser modificados ya que el resultado final se pretende expresar en euros.

- Mantenimiento: Porcentaje sobre la inversión total que supone el coste de mantenimiento en el año cero.
- Cantidad total de biometanol deseada: Este valor tendrá que ser determinado para poder calcular con mayor precisión el coste final del biometanol, pues el tamaño de las plantas es clave para determinar el coste de estas, así como para cuantificar cuánta materia prima será necesaria introducir en la planta.
- Porcentaje de biometano y CO₂ en biogás: Composición del biogás y cantidad de biometano contenida en él.
- Coste del CO₂ biogénico: Coste del CO₂ biogénico necesario en la Ruta 1.

3.3.1 CÁLCULO DEL COSTE DE INVERSIÓN (C_{INV})

Ruta 1

El coste de inversión de las plantas de la Ruta 1 se ha obtenido a partir de datos disponibles de plantas de biometanol en el informe “IRENA – Innovation Renewable Methanol 2021” [1] mostrados en la Tabla 9. Se ha realizado una regresión a partir de los datos facilitados, excluyendo algunos que no seguían la tendencia observada.

Tabla 9: Costes de plantas de biometanol [1]

Planta	Capacidad	CAPEX absoluto
	t/año	USD million
Södra (SE)	5.000	11
LowLand Methanol (NL)	120.000	130
Chemrec, nth plant	290.000	270
New Hope Energy, Texas (US)	715.000	500
Trans World Energy (TWE), Florida (US)	875.000	430
ENI Refinery, Livorno (IT)	115.000	330
Chemrec, Domsjö (SE)	147.000	390
Enerkem, Tarragona (ES)	215.000	580
Enerkem, Rotterdam (NL)	215.000	580
VTT	265.000	385
Chemrec, nth plant	290.000	540

Ruta 4

El proceso de producción de biometanol a través de la Ruta 4 tiene dos partes. Por un lado, está la producción de biometanol a través de un SMR+GWS seguido de un generador de metanol a partir de $\text{CO} + \text{H}_2$ (igual que en la Ruta 1), y por otra, está la generación de metanol a partir de un SMR+WGS+CCS, seguido de un sintetizador de metanol a partir de CO_2 e H_2 .

La inversión total de la planta se ha determinado sumando los siguientes componentes:

- Planta de biometanol completa (Ruta 1): SMR+GWS & MeOH ($\text{CO} + \text{H}_2$), que se ha hecho utilizando los mismos datos que para la Ruta 1 y siguiendo el mismo procedimiento.
- Planta SMR+WGS+CCS

Esta planta se corresponde con una para la producción de hidrógeno dorado, obteniendo su inversión de Yagüe et al. [52].

- Planta de e-metanol ($\text{CO}_2 + \text{H}_2$)

La inversión de las plantas se ha obtenido a partir de datos disponibles de plantas de e-metanol en el informe “IRENA – Innovation Renewable Methanol 2021” [1] mostrados en la Tabla 10. Se ha realizado una regresión a partir de los datos facilitados, filtrando algunos que no seguían tal tendencia.

Tabla 10: Inversión para plantas de metanol a partir de CO_2 e H_2 [1]

Planta	Capacidad	CAPEX absoluto
	t/año	USD million
P1	4.000	39,00
P2	16.400	50,00
P3	80.000	360,00
P4	100.000	200,00

3.3.2 CÁLCULO DEL COSTE DE LA MATERIA PRIMA (C_{MAT})

Para el cálculo del coste de la materia prima se considerará tanto el coste del biometano como el del CO_2 biogénico que será necesario añadir en el proceso. El de otras materias primas como el agua no se incluirá por no ser relevante en comparación con los anteriores. Como coste de la materia prima de entrada a la planta se considerará el de *biogás + upgrading (enriquecimiento) + inyección a la red + CO_2 (cuando sea necesario)*

Biogás

El coste del biogás se ha obtenido a partir del precio del biogás de vertedero y del sustrato empleado en la digestión anaerobia conforme al informe de la Fundación Naturgy “Los gases renovables - Un vector energético emergente” [11] así como de la clasificación de SEDIGAS que indica las cantidades que se espera que haya en España de los distintos tipos de sustrato posibles y el coste de cada uno.

Estos datos se presentan en la Tabla 11 y la Figura 20.

Tabla 11: Niveles de coste orientativos de la producción de biogás [12]

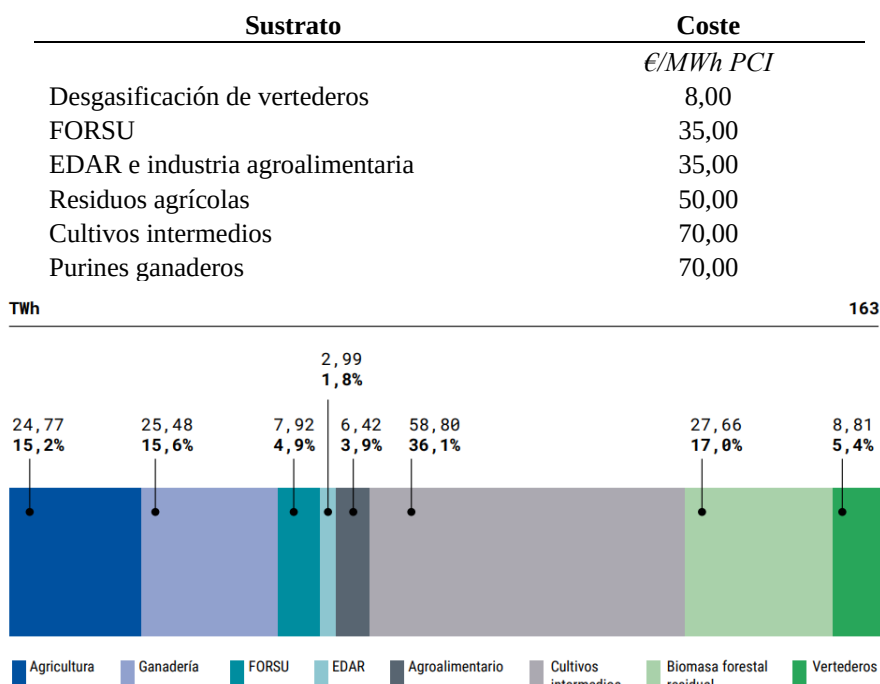


Figura 20: Distribución del potencial disponible para la producción de biometano en España [11]

Cabe destacar que el coste de la materia prima viene dado en PCI y el mix de sustratos en PCS, por lo que para el cálculo del coste ponderado se ha cambiado todo a PCS haciendo

$$\text{Coste} \left[\frac{\text{€}}{\text{MWh PCS}} \right] = \frac{\text{Coste} \left[\frac{\text{€}}{\text{MWh PCI}} \right]}{1,1093 \left[\frac{\text{PCS}}{\text{PCI}} \right]}$$

Además, para los datos en los que hay rangos, se ha tomado el valor medio de la horquilla. Por último, se debe mencionar que con el fin de que los datos de ambas tablas casaran, se

han realizado agrupaciones y finalmente se ha obtenido los siguientes grupos de materias primas: gas de vertederos, FORSU, EDAR e industria agroalimentaria, residuos agrícolas, cultivos intermedios y purines de ganadería.

Upgrading (enriquecimiento)

El cálculo del coste de enriquecimiento se ha realizado a partir de los datos presentados en la Tabla 12 [11]. En ellos, se detalla el coste en €/MWh-PCI de enriquecimiento para distintos caudales (Nm^3/h) de biogás. A partir de dichos datos y tomando el valor medio de cada rango, se ha realizado un ajuste potencial y finalmente se ha calculado el coste para un valor de producción media de las plantas españolas de $943,67 \text{ Nm}^3/\text{h}$. Para calcular dicha producción media de las plantas españolas, se han tenido en cuenta las plantas en construcción y explotación en España a día 20/11/2023, considerando una composición del biogás de un 60:40 ($\text{CH}_4:\text{CO}_2$) [11].

Además, cabe destacar que este número ha sido finalmente ajustado para obtener el resultado final en €/MWh-PCS.

Tabla 12: Costes de acondicionamiento y enriquecimiento estimados [11]

ENRIQUECIMIENTO				
m3/h biogas	200	500	1000	2000
€/MWh PCI	19	16	12,5	10,5

Inyección

Para calcular los costes de inyección, se ha tomado el dato calculado con anterioridad de producción media de las plantas españolas en construcción y explotación, así como los datos presentados en la Tabla 13. Del mismo modo que para los costes de enriquecimiento, se ha realizado un ajuste a una curva potencial para poder finalmente obtener el valor del coste de inyección en €/MWh-PCS.

Tabla 13: Costes de inyección estimados [11]

INYECCION				
m3/h biogas	200	500	1000	2000

<i>€/MWh PCI</i>	17,50	10,00	6,00	2,40
------------------	-------	-------	------	------

Coste total materia prima

Una vez se obtienen los datos anteriores, se puede calcular el coste total de la materia prima. Para poder estudiar distintos escenarios de costes, se han establecido las combinaciones de materias primas presentadas en la Tabla 2.

Primero se debe determinar cuánto CH₄ se necesita para producir la cantidad de biometanol requerida en las hipótesis, procedimiento que se indica en el apartado 3.2. Segundo se debe sumar el coste del biogás + enriquecimiento + inyección. Tercero, se debe multiplicar el valor del coste total por la cantidad de CH₄ calculada.

Además, en la Ruta 1 se debe sumar el coste del CO₂ biogénico (explicado en el punto 3.1) al coste de la materia prima. Para ello, se calculará cuánto CO₂ será necesario para la cantidad de MeOH deseada y posteriormente se multiplicará ese valor por el coste por tonelada de CO₂ biogénico.

3.3.3 CÁLCULO DEL COSTE DE MANTENIMIENTO (C_{OM})

El coste de mantenimiento anual en el año cero se calculará como un tanto por ciento de la inversión. En base a la literatura y a los valores establecidos en proyectos similares, se ha decidido que este porcentaje será de un 5%.

3.3.4 CÁLCULO DEL COSTE TOTAL

El valor del coste normalizado total se obtiene sumando el coste normalizado de inversión (CN), el de mantenimiento (CNOM), el de la materia prima (CNMAT), y el del CO₂ biogénico en el caso de la Ruta 1 (CNCO₂), multiplicados por sus correspondientes factores del siguiente modo:

$$CN = \underbrace{INV * f_a}_{CNI} + \underbrace{C_{MAT.} * f_a * f_{\Sigma, MAT.}}_{CNMAT} + \underbrace{C_{OM} * f_a * f_{\Sigma, OM}}_{CNOM} + \underbrace{C_{CO2} * f_a * f_{\Sigma, CO2}}_{CNCO2}$$

donde:

- $k_x = \frac{1+r_x}{1+wacc}$
- $f_{\Sigma,x} = \frac{r_x * (1-k_x^N)}{1-k_x}$
- $f_a = \frac{wacc*(1+wacc)^N}{(1+wacc)^N - 1}$

Finalmente, el CN se divide por la producción anual de metanol, obteniendo así el coste normalizado unitario.

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

El cálculo del coste de producción del biometanol utilizando las Rutas 1 y 4 se ha basado en las hipótesis detalladas en la Tabla 14.

Tabla 14: Hipótesis establecidas para el cálculo del coste

Input	Valor	Unidades
WACC	7,5	%
rOM	0,0	%
rMAT	0,0	%
rCO ₂	0,0	%
N	25	años
Factor dólar-euro	0,92	€/dólar
Mantenimiento	5,0	%
Cantidad Total MeOH deseada	200.000	t/año
%Biometano en biogás	60	%
%CO ₂ en biogás	40	%
Coste del CO ₂ biogenico	51	€/t

4.1 TAMAÑO DE LAS PLANTAS

Realizando los cálculos detallados en el apartado de metodología, se obtiene que para una cantidad total de metanol establecida en las hipótesis de 200.000 t MeOH/año, la cantidad de CH₄ que se debe introducir al sistema es la siguiente:

- Ruta 1: 103.860 t CH₄ (1.605 GWh-PCS)
- Ruta 4: 119.634, t CH₄ (1.849 GWh-PCS)

4.1.1 DISPONIBILIDAD DE MATERIAS PRIMAS

Disponibilidad de biometano

En la Tabla 15 se muestra el número de plantas de 200 kt que se podrían construir en España teniendo en cuenta la cantidad de biometano disponible para 2050 según SEDIGAS de las distintas combinaciones de materias primas establecidas.

Tabla 15: Potencial total de producción de biometanol en España para 2050 para distintas combinaciones de materias primas

			COMB A	COMB B	COMB C	COMB D
	Potencial total CH ₄	TWh -PCS	135,19	16,73	7,92	8,81
R 1	Potencial MeOH	t MeOH/año	16.843.376	2.084.397	986.756	1.097.641
	# plantas de 200 kt	# plantas	84	10	4	5
R 4	Potencial MeOH	t MeOH/año	14.622.592	1.809.571	856.653	952.918
	# plantas de 200 kt	# plantas	73	9	4	4

Como se puede observar, si se utiliza la Ruta 1 el potencial de producción de MeOH es superior, pudiéndose construir hasta 84 plantas de 200 kt de MeOH. Sin embargo, también hay que tener en cuenta la cantidad de CO₂ biogénico disponible, pues ese valor podría limitar el número de plantas que se pueden construir.

Disponibilidad de CO₂

La disponibilidad de CO₂ se ha obtenido sumando el CO₂ biogénico obtenido de la producción de las centrales eléctricas de biomasa y de las plantas de biometano. En las tablas 16 y 17 se muestran estos valores.

Tabla 16: Producción de CO₂ biogénico a partir de centrales eléctricas de biomasa

		2020	2025	2030	2035	2050
Proyección generación	MWe	609,0	1.009,0	1.409,0	2.113,5	3.522,5
Producción anual	GWe	3.349,5	5.549,5	7.749,5	11.624,3	19.373,8
Producción CO ₂ biogénico	t CO ₂ /año	4.803.183	7.957.983	11.112.783	16.669.174	27.781.957

Tabla 17: Producción de CO₂ biogénico a partir de plantas de biometano

		2025	2030	2035	2050
Proyección generación		20%	25%	30%	50%
Producción anual	TWh/año	32,60	40,75	48,90	81,50
Volumen biogas	Mill m ³ biogas/año	5.093,75	6.367,19	7.640,63	12.734,38
Volumen CO ₂	Mill m ³ CO ₂ /año	2.037,50	2.546,88	3.056,25	5.093,75

Producción CO ₂ biogenico	<i>t CO₂/año</i>	4.028.137	5.035.171	6.042.206	10.070.343
--	-----------------------------	-----------	-----------	-----------	------------

En la tabla 18 se muestra la suma de estos valores para distintos años, así como el potencial máximo de generación de biometanol a través de la Ruta 1.

Tabla 18: Potencial de producción de MeOH en España teniendo en cuenta la disponibilidad de CO₂ biogénico

		2025	2030	2035	2050
Potencial CO ₂ biogénico	<i>kt CO₂/año</i>	11.986,12	16.147,95	22.711,38	37.852,30
Potencial MeOH (R1)	<i>kt MeOH/año</i>	34.860,79	46.965,19	66.054,46	110.090,76
# plantas de 200 kt	<i># plantas</i>	174	234	330	550

Como se puede observar, el CO₂ no es el limitante, ya que el número de plantas que se pueden construir está más restringido por la cantidad de biometano disponible. Sin embargo, la cantidad de CO₂ requerida resulta demasiado elevada, lo cual supone problemas logísticos, pues requiere disponer de una red de ductos capaces de mantener el flujo continuo de demanda de CO₂.

4.2 COSTE DE OBTENCIÓN DEL BIOMETANOL

En el presente apartado se muestran los resultados del coste normalizado y unitario final del biometanol en cada uno de los escenarios evaluados.

El nombre de los escenarios se ha establecido del siguiente modo: “*Escenario [ruta] [combinación de materias primas] [inyección (I) o no inyección (NI)]*”. De este modo, Escenario 1.A.I será que se obtiene el metanol a través de la Ruta 1, con la combinación de materias primas A y que se añade el coste de inyección a la red.

4.2.1 COSTE DE INVERSIÓN DE LAS PLANTAS

Ruta 1

De los datos presentados en la Tabla 9, se han descartado los que sobresalían de la tendencia, realizando una regresión a una curva potencial con el resto, que son los mostrados en la Tabla 19.

Tabla 19: Plantas de biometanol

Planta	Capacidad	CAPEX absoluto
	t/año	USD million
Södra (SE)	5.000,00	11,00
LowLand Methanol (NL)	120.000,00	130,00
Chemrec, nth plant	290.000,00	270,00
New Hope Energy, Texas (US)	715.000,00	500,00
Trans World Energy (TWE), Florida (US)	875.000,00	430,00

La Figura 21 muestra el ajuste.

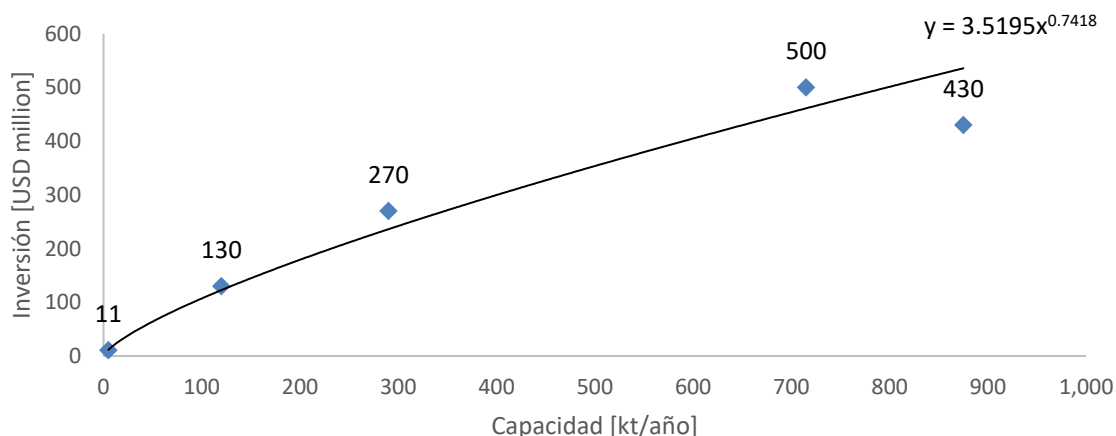


Figura 21: Ajuste del CAPEX absoluto de una planta de biometanol en función de su capacidad

Ruta 4

- Planta de biometanol completa: SMR+GWS & MeOH (CO+H₂)
Mismo ajuste que el presentado en la Ruta 1
- Planta SMR+WGS+CCS

$$y = 27,727x^{0,713} + 3,511x^{0,8592}$$

- Planta de síntesis de metanol ($\text{CO}_2 + \text{H}_2$)

De los datos presentados en la Tabla 10, se han descartado los que sobresalían de la tendencia, y se ha aproximado una curva potencial (Figura 22) con los presentados en la Tabla 20.

Planta	Capacidad t/año	CAPEX absoluto USD million
P1	4.000,00	39,00
P2	16.400,00	50,00
P4	100.000,00	200,00

Tabla 20: Plantas de metanol a partir de CO_2 e H_2

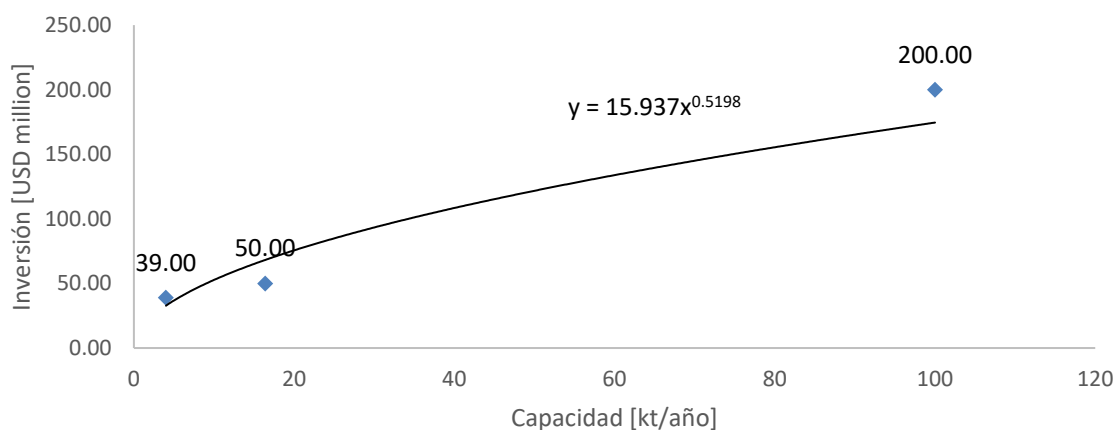


Figura 22: Ajuste del CAPEX absoluto de una planta de síntesis de metanol a partir de CO_2 e H_2 en función de su capacidad

De este modo, para las hipótesis establecidas para realizar los cálculos, se obtienen los costes de plantas dados en la Tabla 21.

Tabla 21: Coste total de las plantas de las rutas 1 y 4

RUTA 1			
	Tamaño est. t/año	CAPEX absoluto €	Planta
SMR+GWS & MeOH ($\text{CO} + \text{H}_2$) (R1)	200.000,00	151.727.301,12	Planta biometanol

ruta 4

	Tamaño est.	CAPEX absoluto	Planta
	t/año	€	
MeOH (CO ₂ +H ₂) (R2) SMR+GWS & MeOH (CO+H ₂) (R1)	116.961,98	160.362.111,48 €	Planta e-metanol
SMR+WGS+CCS (R2)	83.038,02	85.919.454,91 €	Planta biometanol
	21.930,37	53.367.496,79 €	Planta SMR + WGS + CCS
Total Planta R4	200.000,00	299.649.063,17 €	

4.2.2 COSTE DE LA MATERIA PRIMA (C_{MAT})

Como se ha mencionado, el valor de C_{MAT} se obtiene como *biogás + upgrading + inyección + coste CO₂ (Ruta 1)*.

Biogás

Con el fin de estudiar distintos escenarios, se ha calculado el coste de la materia prima teniendo en cuenta las combinaciones de materias primas presentadas en la Tabla 2.

En las Tablas 22-25 se presentan los resultados obtenidos del coste total de materia prima para cada caso.

Tabla 22: Coste ponderado en €/MWh-PCS para la Combinación A de materias primas

Sustrato	Coste	Coste	Producción anual	Fracción	Coste ponderado
	€/MWh PCI	€/MWh PCS	TWh -PCS	%	€/MWh PCS
Desgasificación de vertederos	8,00	7,21	8,81	0,07	0,47
Fracción orgánica de residuos sólidos urbanos (FORSU)	35,00	31,55	7,92	0,06	1,85
Lodos de estaciones de depuración de aguas residuales (EDAR) e industria agroalimentaria	35,00	31,55	9,41	0,07	2,20
Residuos agrícolas	50,00	45,07	24,77	0,18	8,26
Cultivos intermedios	70,00	63,10	58,80	0,43	27,45
Purines ganaderos	70,00	63,10	25,48	0,19	11,89
Total			135,19	1,00	52,11
Coste total	52,11	€/MWh PCS			

Tabla 23: Coste ponderado en €/MWh-PCS para la Combinación B de materias primas

Sustrato	Coste	Coste	Producción anual	Fracción	Coste ponderado
	€/MWh PCI	€/MWh PCS	TWh -PCS	%	€/MWh PCS
Desgasificación de vertederos	8,00	7,21	8,81	0,53	3,80
Fracción orgánica de residuos sólidos urbanos (FORSU)	35,00	31,55	7,92	0,47	14,94
Total			16,73	1,00	18,73
Coste total	18,73	€/MWh PCS			

Tabla 24: Coste ponderado en €/MWh-PCS para la Combinación C de materias primas

Sustrato	Coste	Coste	Producción anual	Fracción	Coste pond
	€/MWh PCI	€/MWh PCS	TWh -PCS	%	€/MWh PCS
Fracción orgánica de residuos sólidos urbanos (FORSU)	35,00	31,55	7,92	1,00	31,55
Total			7,92	1,00	31,55
Coste total	31,55	€/MWh PCS			

Tabla 25: Coste ponderado en €/MWh-PCS para la Combinación D de materias primas

Sustrato	Coste	Coste	Producción anual	Fracción	Coste ponderado
	€/MWh PCI	€/MWh PCS	TWh -PCS	%	€/MWh PCS
Desgasificación de vertederos	8,00	7,21	8,81	1,00	7,21
Total			8,81	1,00	7,21
Coste total	7,21	€/MWh PCS			

Upgrading (enriquecimiento)

A partir de los datos de coste de enriquecimiento en €/MWh-PCI para distintos tamaños de plantas, se ha obtenido la curva de costes dada en la Figura 23.

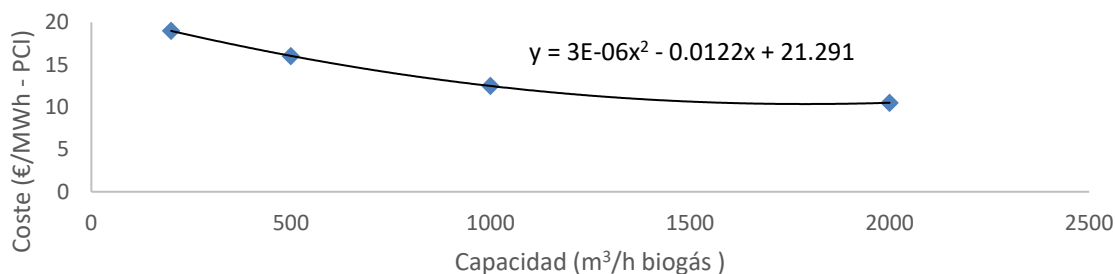


Figura 23: Curva de coste de enriquecimiento.

Para una producción media de plantas españolas de 944,67 Nm³/h, si se obtiene un coste de enriquecimiento de 12,45 €/MWh-PCI, y aplicando el cambio PCI-PCS se obtendrá finalmente que el coste de enriquecimiento medio es de 11,22 €/MWh-PCS.

Inyección

A partir de los datos de coste de inyección en €/MWh-PCI para distintos tamaños de plantas, se ha obtenido la curva de costes dada en la Figura 24.

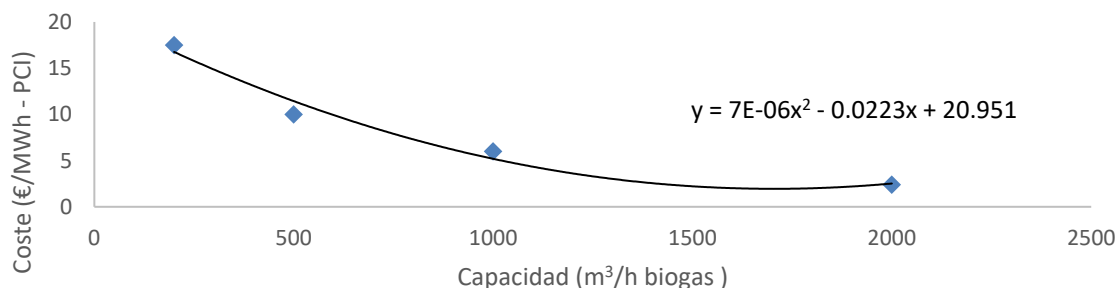


Figura 24: Curva de coste de inyección

Para una producción media de plantas españolas de 944,67 Nm³/h, si se obtiene un coste total de inyección de 6,14 €/MWh-PCI, y aplicando el cambio PCI-PCS se obtendrá finalmente que el coste de inyección medio es de 5,54 €/MWh-PCS.

Coste del CO₂

Para el coste total de la materia prima de la Ruta 1, es necesario sumar el coste del CO₂. Para producir 200 kt de metanol serán necesarios 68,8 kt de CO₂, que si se multiplica por los 51 €/t establecidos en la tabla de hipótesis del modelo, da un coste anual de CO₂ de 3.507.046,88 € (17,54 €/t metanol).

Coste total materia prima

En las tablas 26 y 27 se presentan los resultados obtenidos al calcular el coste de las distintas combinaciones de materias primas para las Rutas 1 y 4 respectivamente.

Tabla 26: Coste total de la materia prima de la Ruta 1

Escenario		1.A.I	1.B.I	1.B.NI	1.C.I	1.D.I
Cant. anual CH₄	<i>MWh - PCS</i>					
Coste total CH₄	<i>CH₄</i>	1.605.260,16	1.605.260,16	1.605.260,16	1.605.260,16	1.605.260,16
Coste anual CH₄	<i>€/t MeOH año</i>	552,77	284,87	240,44	387,74	192,39
Cant. anual CO₂	<i>t CO₂</i>	68.765,63	68.765,63	68.765,63	68.765,63	68.765,63
Coste total CO₂	<i>€</i>	3.507.046,88	3.507.046,88	3.507.046,88	3.507.046,88	3.507.046,88
Coste anual MeOH	<i>€/t MeOH año</i>	17,54	17,54	17,54	17,54	17,54

Tabla 27: Coste total de la materia prima de la Ruta 4

Escenario		4.A.I	4.B.I	4.B.NI	4.C.I	4.D.I
Cant. anual CH₄	<i>MWh - PCS</i>					
Coste total CH₄	<i>CH₄</i>	1.849.056,61	1.849.056,61	1.849.056,61	1.849.056,61	1.849.056,61
Coste anual MeOH	<i>€/t MeOH año</i>	636,72	328,14	276,96	446,63	221,61

4.2.3 COSTE TOTAL

En las Tablas 28 y 29 se presentan los resultados obtenidos al aplicar la fórmula de coste normalizado a cada uno de los escenarios de las Rutas 1 y 4.

Tabla 28: Coste normalizado total para los escenarios de la Ruta 1

Escenario	1.A.I
-----------	-------

	Coste	Coste x t	%
	€	€/t	%
C_N inversión	13.611.558,09	68,06	10%
C_N mantenimiento	7.586.365,06	37,93	6%
C_N materia prima	114.061.059,02	570,31	84%
C_N total	135.258.982,16	676,29	100%

Escenario	1.B.I		
	Coste	Coste x t	%
	€	€/t	%
C_N inversión	13.611.558,09	68,06	17%
C_N mantenimiento	7.586.365,06	37,93	9%
C_N materia prima	60.481.233,97	302,41	74%
C_N total	81.679.157,12	408,40	100%

Escenario	1.B.NI		
	Coste	Coste x t	%
	€	€/t	%
C_N inversión	13.611.558,09	68,06	19%
C_N mantenimiento	7.586.365,06	37,93	10%
C_N materia prima	51.595.185,39	257,98	71%
C_N total	72.793.108,53	363,97	100%

Escenario	1.C.I		
	Coste	Coste x t	%
	€	€/t	%
C_N inversión	13.611.558,09	68,06	13%
C_N mantenimiento	7.586.365,06	37,93	7%
C_N materia prima	81.055.789,07	405,28	79%
C_N total	102.253.712,22	511,27	100%

Escenario	1.D.I		
	Coste	Coste x t	%
	€	€/t	%
C_N inversión	13.611.558,09	68,06	22%
C_N mantenimiento	7.586.365,06	37,93	12%
C_N materia prima	41.985.152,66	209,93	66%
C_N total	63.183.075,80	315,92	100%

Tabla 29: Coste normalizado total para los escenarios de la Ruta 4

Escenario	4.A.I		
------------------	--------------	--	--

	Coste	Coste x t	%
	€	€/t	%
C_N inversión	26.881.718,72	134,41	16%
C_N mantenimiento	14.982.453,16	74,91	9%
C_N materia prima	127.344.234,72	636,72	75%
C_N total	169.208.406,59	846,04	100%

Escenario	4.B.I		
	Coste	Coste x t	%
	€	€/t	%
C_N inversión	26.881.718,72	134,41	25%
C_N mantenimiento	14.982.453,16	74,91	14%
C_N materia prima	65.627.055,18	328,14	61%
C_N total	107.491.227,05	537,46	100%

Escenario	4.B.NI		
	Coste	Coste x t	%
	€	€/t	%
C_N inversión	26.881.718,72	134,41	28%
C_N mantenimiento	14.982.453,16	74,91	15%
C_N materia prima	55.391.451,47	276,96	57%
C_N total	97.255.623,34	486,28	100%

Escenario	4.C.I		
	Coste	Coste x t	%
	€	€/t	%
C_N inversión	26.881.718,72	134,41	20%
C_N mantenimiento	14.982.453,16	74,91	11%
C_N materia prima	89.326.339,56	446,63	68%
C_N total	131.190.511,44	655,95	100%

Escenario	4.D.I		
	Coste	Coste x t	%
	€	€/t	%
C_N inversión	26.881.718,72	134,41	31%
C_N mantenimiento	14.982.453,16	74,91	17%
C_N materia prima	44.321.909,62	221,61	51%
C_N total	86.186.081,49	430,93	100%

Además, con el fin de poder analizar los datos con mayor claridad se han presentado también en la Figura 25.

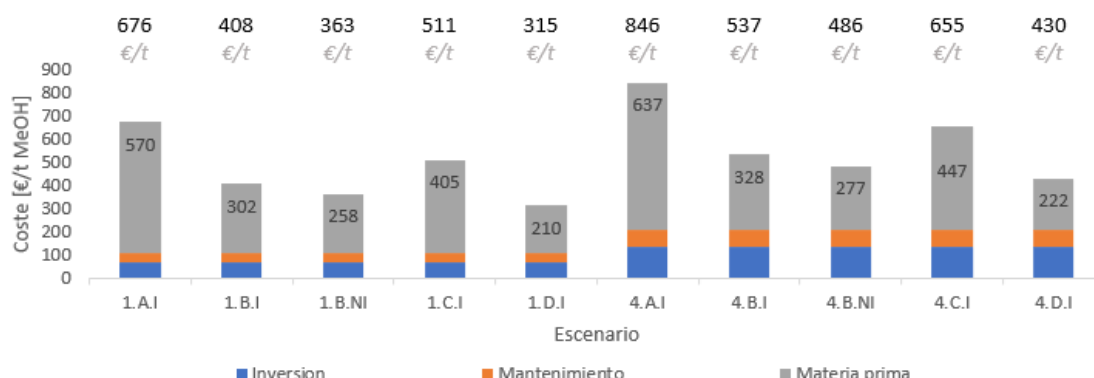


Figura 25: Comparativa del coste normalizado total para cada uno de los escenarios

Como se puede observar, los costes de la Ruta 1 son inferiores, resultando el más económico el del escenario 1.D.I, que es aquel que utiliza como materia prima el biogás de desgasificación de vertederos. El coste normalizado en este caso es de 315 €/t, valor que no está demasiado alejado al coste actual del metanol gris en Europa de 300 USD/t o 279 €/t [1].

Los resultados obtenidos en los escenarios de combinación de materias primas D se pueden comparar con el estudio de Choe et al. [37] “Evaluaciones tecno económicas y ambientales para la producción sostenible de biometanol a partir biogás procedente de vertederos”. En él, el coste estimado del biometanol oscila entre los 492 y los 666 USD/t, o lo que es lo mismo 456-618 €/t. Tanto para la Ruta 1 como para la Ruta 4, el coste unitario de producción de biometanol resulta inferior que esos valores en caso de utilizar como materia prima únicamente biometano procedente de la desgasificación de vertederos.

Sin embargo, si se comparan todos los resultados obtenidos por Rinaldi et al. [44] en su análisis tecnoeconómico del proceso de conversión de biogás en metanol, se puede observar que el coste obtenido para la mayoría de los escenarios es superior a los 378-391 €/t obtenidos por él. Los únicos escenarios en los que este coste no se supera son aquellos de la Ruta 1 en los que la combinación de materias primas es principalmente desgasificación de vertederos, con o sin FORSU, este último caso sin inyección, una situación poco realista. Por lo tanto, el único escenario realmente viable que lo cumple es el 1.D.I.

Si se comparan los resultados con los obtenidos por la Agencia Internacional de la Energía Renovable (IRENA), en su informe *“Innovation Outlook: Renewable Methanol”* realizado en colaboración el Methanol Institute, se puede ver que el coste de la mayoría de los escenarios se encuentra dentro de un rango razonable. De acuerdo con IRENA, los casos menos costosos se encuentran en torno a los 300 USD/t, aumentando hasta los 600 USD/t para valores de inversión mayores.

Los valores obtenidos también se [44] pueden comparar con lo establecido por la literatura en cuanto al coste del e-metanol, el cual se espera que se encuentre entre 400 y 600 USD/t para 2050. De acuerdo con lo anterior, la mayoría de los escenarios planteados entrarían dentro de dicho rango.

En cuanto al peso de los distintos factores que componen el coste total del biometanol, se puede observar que en todos los escenarios el coste de la materia prima es el que contribuye en un porcentaje mayor al total. Así, en los escenarios de la Ruta 1, el peso de la materia prima supone un porcentaje del 71 al 84% y en los escenarios de la Ruta 4 contribuye con unos porcentajes inferiores y que van de 51-75%

En la Figura 26 se puede observar de manera detallada el coste normalizado unitario de la materia prima para cada una de las combinaciones posibles. Como se puede ver, para producir la misma cantidad de metanol, la materia prima requerida al utilizar la Ruta 4 es más costosa que al usar la Ruta 1, a pesar de que en esta última hay que tener en cuenta los costes de CO₂ biogénico. El motivo es que, debido al método de producción, se requiere mayor cantidad de CH₄ para obtener el producto final. Asimismo, se puede observar que la combinación de materias primas más costosa es la combinación A, la cual contiene materia de vertederos, FORSU, agricultura... Sin embargo, la combinación de materias primas D, que es la que utiliza CH₄ procedente únicamente de vertederos, es la menos costosa.

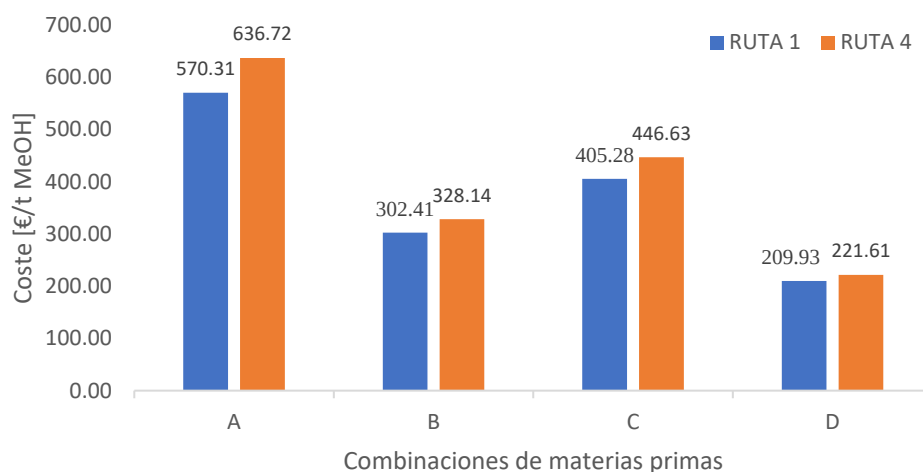


Figura 26: Coste normalizado unitario de la materia en €/t MeOH para distintas combinaciones de materia prima

4.3 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Economías de escala

Los cálculos base se han realizado para un tamaño de planta de 200.000 toneladas de metanol. Sin embargo, si el tamaño de la planta varía el valor del coste unitario se ve afectado debido a la economía de escala. En las figuras 27-36 se puede ver la fluctuación en el coste del metanol a medida que aumenta el tamaño de planta.

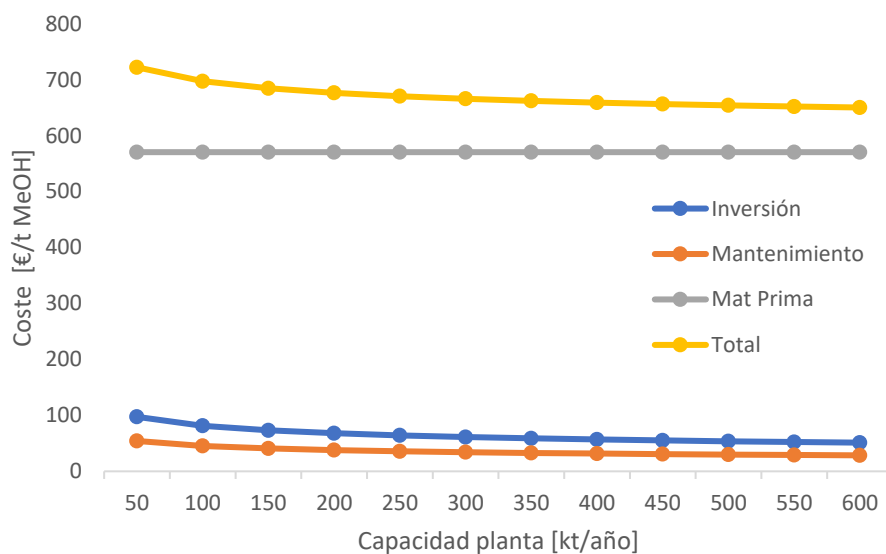


Figura 27: Coste en €/t MeOH del escenario 1.A.I en función de la capacidad de la planta

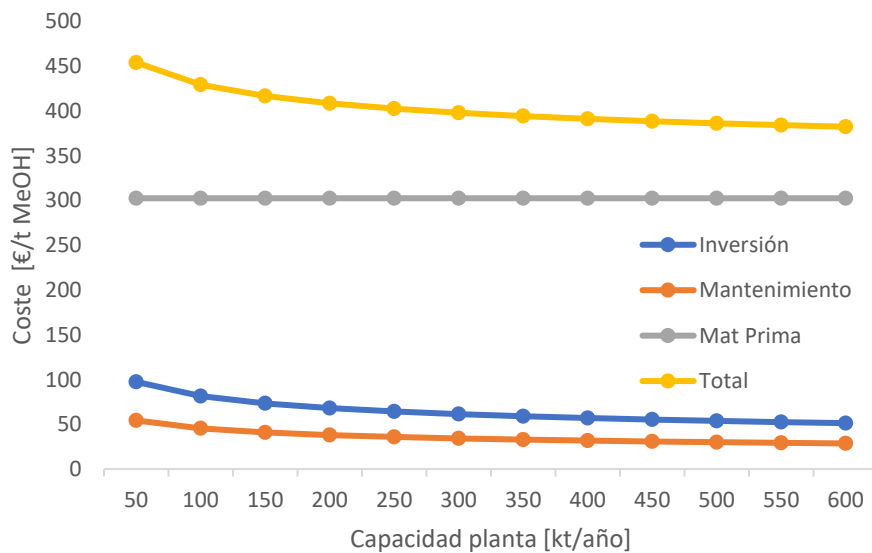


Figura 28: Coste en €/t MeOH del escenario 1.B.I en función de la capacidad de la planta

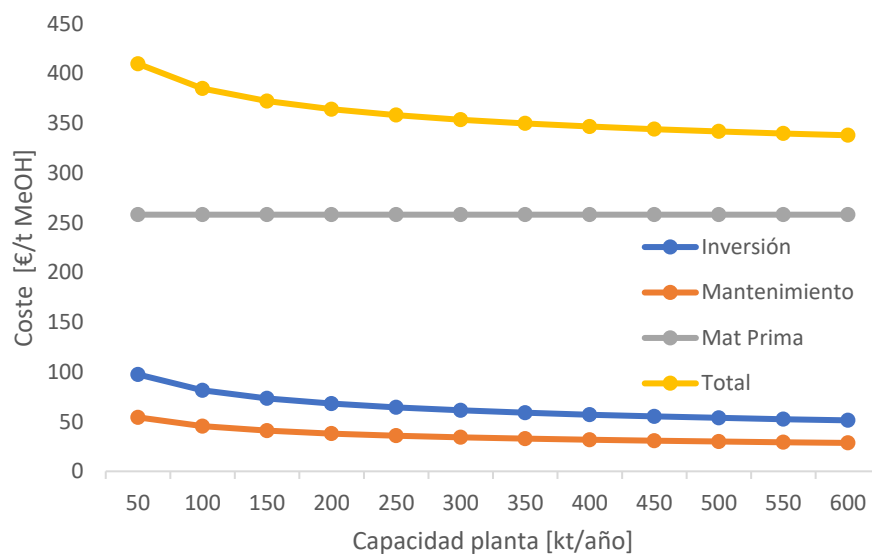


Figura 29: Coste en €/t MeOH del escenario 1.B.NI en función de la capacidad de la planta

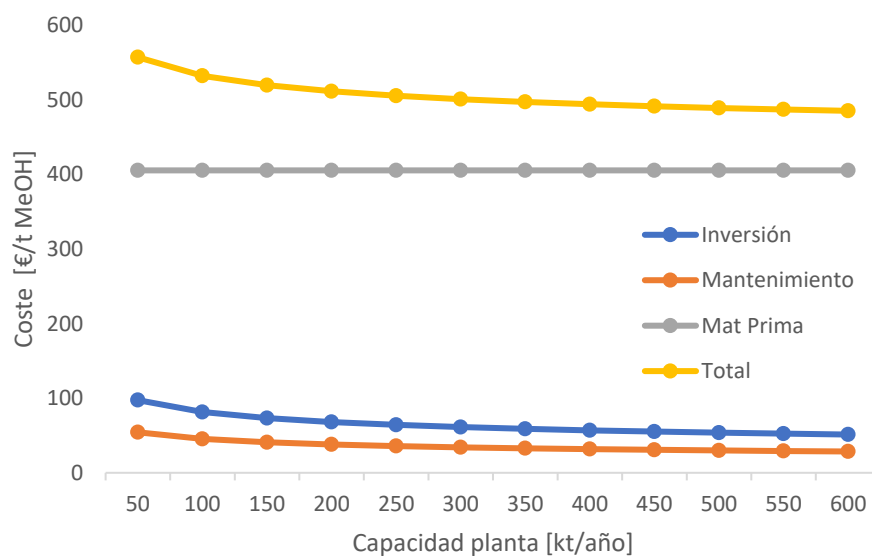


Figura 30: Coste en €/t MeOH del escenario 1.C.I en función de la capacidad de la planta

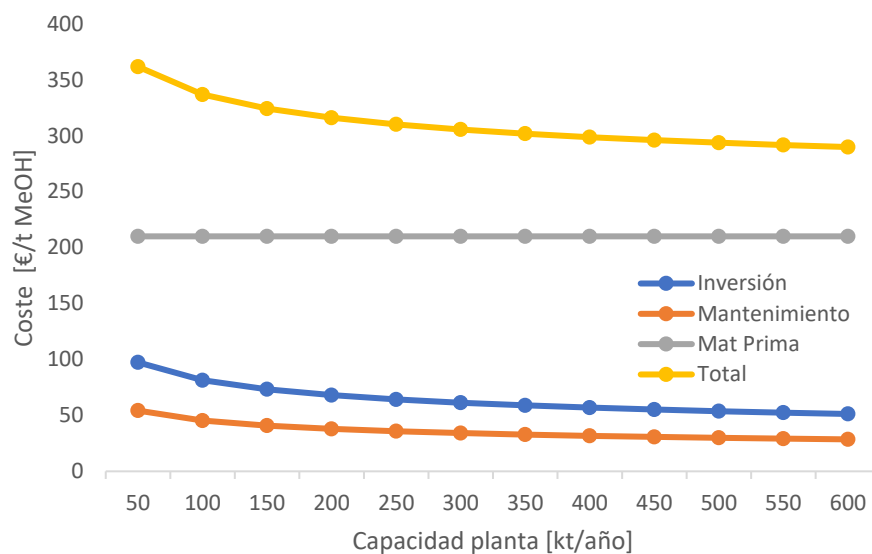


Figura 31: Coste en €/t MeOH del escenario 1.D.I en función de la capacidad de la planta

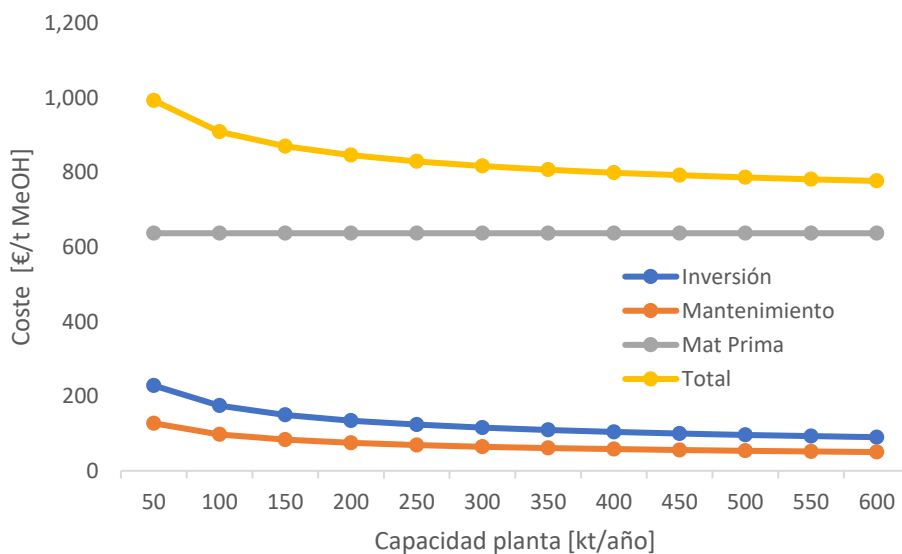


Figura 32: Coste en €/t MeOH del escenario 4.A.I en función de la capacidad de la planta

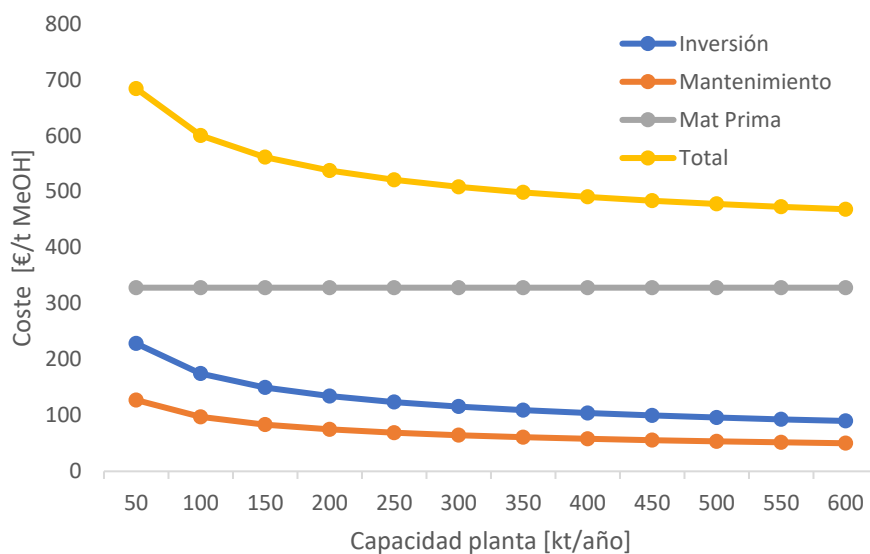


Figura 33: Coste en €/t MeOH del escenario 4.B.I en función de la capacidad de la planta

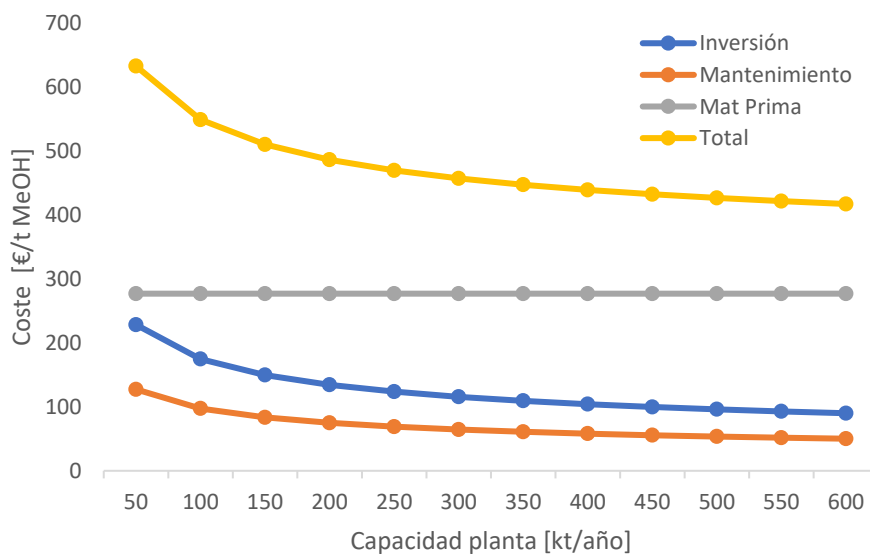


Figura 34: Coste en €/t MeOH del escenario 4.B.NI en función de la capacidad de la planta

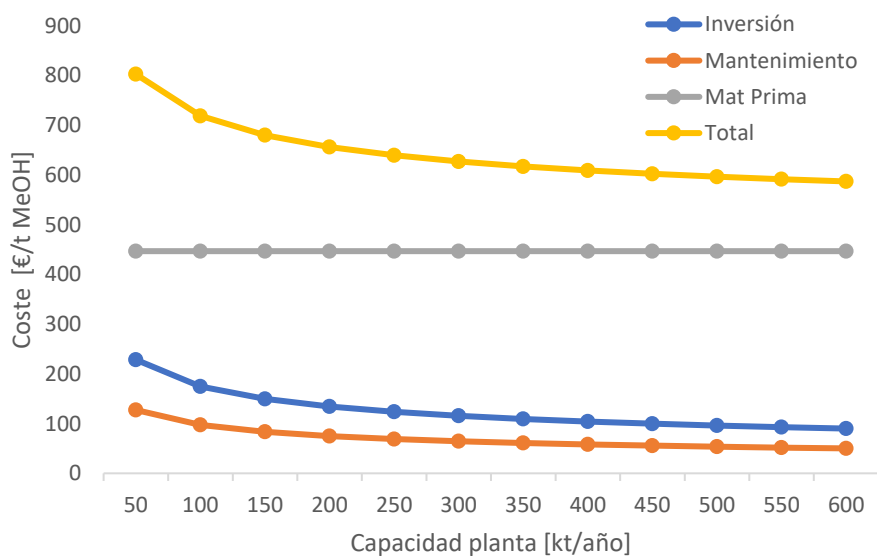


Figura 35: Coste en €/t MeOH del escenario 4.C.I en función de la capacidad de la planta

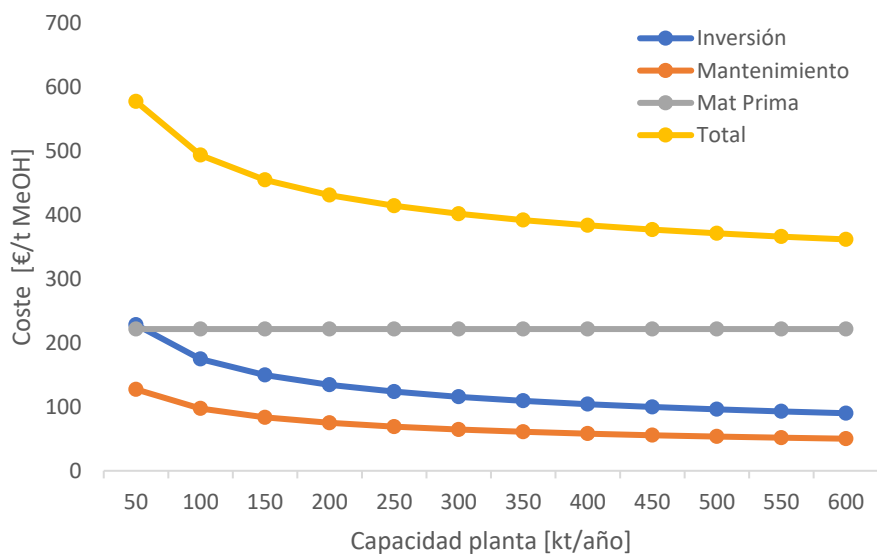


Figura 36: Coste en €/t MeOH del escenario 4.D.I en función de la capacidad de la planta

Como se puede observar, los costes se reducen considerablemente para plantas de gran tamaño.

En la Tabla 30 se han recogido las cantidades de materia prima necesarias para cada tamaño de planta.

Tabla 30: Cantidad de materia prima requerida en función de la capacidad de la planta

Capacidad	CO ₂ biog. R1	CH ₄ R1	CH ₄ R4
kt	kt	kt	kt
50	17,191	25,965	29,908
100	34,383	51,930	59,817
150	51,574	77,895	89,725
200	68,766	103,860	119,634
250	85,957	129,825	149,542
300	103,148	155,790	179,450
350	120,340	181,755	209,359
400	137,531	207,720	239,267
450	154,723	233,685	269,176
500	171,914	259,650	299,084
550	189,105	285,615	328,992
600	206,297	311,580	358,901

Si estas plantas fueran a construirse en España y se tiene en cuenta la cantidad de biometano disponible según SEDIGÁS para 2050, no existiría ninguna limitación en cuanto al biometano, pues el potencial de producción de biometano teniendo en cuenta la cantidad de materia prima disponible es muy superior a los tamaños de planta establecidos. En la Tabla 31 se detallan estas cantidades.

Teniendo en cuenta lo anterior, resulta interesante conocer cuántas plantas de 600 kt se podrían construir en España en base a la cantidad de materia prima disponible según SEDIGAS [12]. En la Tabla 31 se presentan los resultados obtenidos.

Tabla 31: Potencial total de producción de biometanol en España para 2050 con plantas de 600 kt para distintas combinaciones de materias primas

		COMB A	COMB B	COMB C	COMB D
Potencial total CH ₄	TWh -PCS	135,19	16,73	7,92	8,81
R 1	Potencial MeOH	<i>t</i>			
	MeOH/año	16.843.375,72	2.084.397,34	986.755,94	1.097.641,39
	# plantas de 600 kt	# plantas	28	3	1
R 2	Potencial MeOH	<i>t</i>			
	MeOH/año	14.622.591,81	1.809.571,43	856.653,06	952.918,37
	# plantas de 600 kt	# plantas	24	3	1

Coste del CO₂ biogénico

Resulta interesante analizar cómo la fluctuación en el coste del CO₂ biogénico utilizado en la Ruta 1 afecta al coste total del biometanol. Para ello, se ha realizado un análisis de sensibilidad en el que se ha variado el valor del coste del CO₂ desde 40 hasta 80 €/t CO₂. En la Tabla 32 se muestran los resultados obtenidos.

Tabla 32: Coste de la materia prima para distintos precios de CO₂ biogénico

		40 €/t CO ₂	50 €/t CO ₂	60 €/t CO ₂	70 €/t CO ₂	80 €/t CO ₂
1.A.I	€/t MeOH	672,51	675,95	679,39	682,83	686,27
1.B.I	€/t MeOH	404,61	408,05	411,49	414,93	418,37
1.B.NI	€/t MeOH	360,18	363,62	367,06	370,50	373,94
1.C.I	€/t MeOH	507,49	510,92	514,36	517,80	521,24
1.D.I	€/t MeOH	312,13	315,57	319,01	322,45	325,89

Como se observa en la Figura 37, un aumento de hasta el 50% en el coste del CO₂ biogénico únicamente tiene un impacto de entre el 2-4 % sobre el coste total del metanol. Asimismo, cabe destacar que incluso en aquellos casos en los que el coste del CO₂ es elevado los costes de la Ruta 1 continúan siendo inferiores en términos generales.

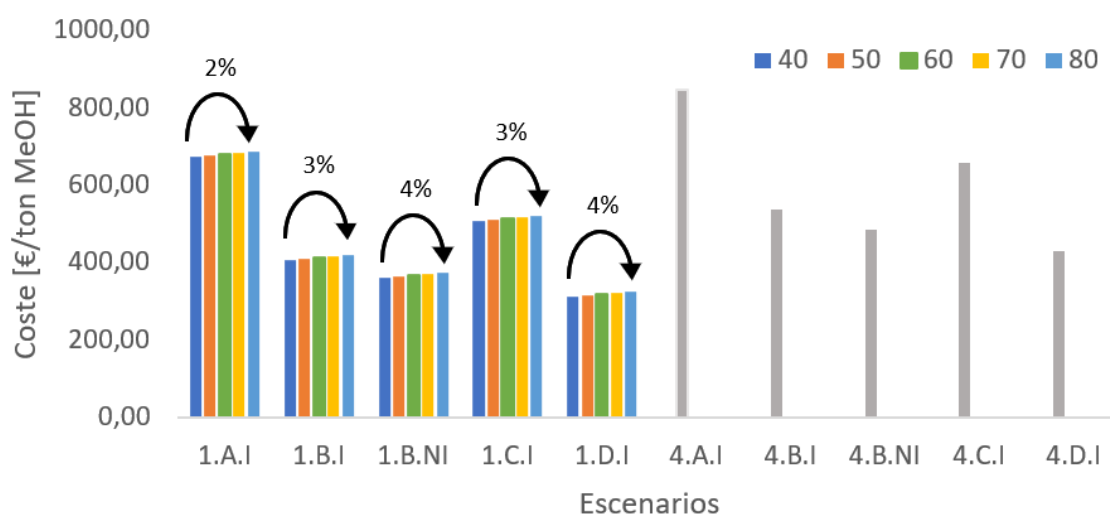


Figura 37: Coste de la materia prima para distintos precios de CO₂ biogénico. Comparativa entre las Rutas 1 y 4

Costes de mantenimiento

El coste de mantenimiento de la planta se ha establecido en el caso base en un 5% de la inversión. Sin embargo, este valor puede llegar hasta el 10%. Con el fin de observar cómo afecta esto al coste total del biometanol, se ha realizado un análisis de sensibilidad en el que se han calculado el coste para cada uno de los escenarios cuando el OPEX es de 5%, 7,5% y 10%.

Como se puede observar en la Figura 38, se obtiene que el caso más desfavorable es en el que el OPEX es del 10%, y en él el coste del biometanol más bajo es de 353,85 €/t MeOH, correspondiente al escenario 1.D.I.

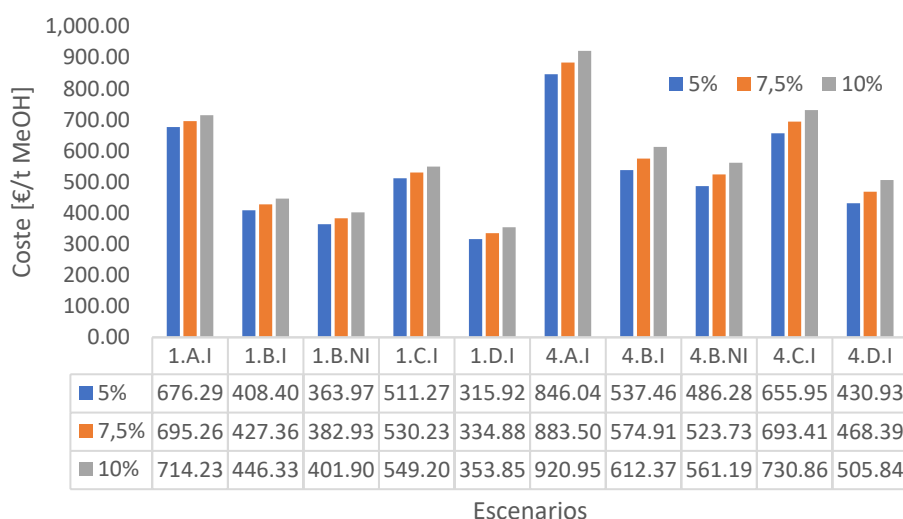


Figura 38: Coste total del metanol para distintos costes de operación

Se observa que a pesar de que el valor del OPEX se ha aumentado desde un 5% hasta un 10% en todos los casos, el efecto que esto tiene en el coste total es distinto para cada escenario. En la Tabla 33 se puede observar en cuánto (porcentualmente) aumenta el valor del coste del biometanol al aumentar los costes de operación.

Tabla 33: Efecto en el coste total del biometanol al aumentar el OPEX de un 5% a un 10% del valor de la inversión en el año 0.

1.A.I	1.B.I	1.B.NI	1.C.I	1.D.I	4.A.I	4.B.I	4.B.NI	4.C.I	4.D.I
6%	9%	10%	7%	12%	9%	14%	15%	11%	17%

5. CONCLUSIONES

En el presente proyecto se han evaluado distintas rutas para producir biometanol con el fin de estudiar cuál resultaba la más viable. Tras un análisis de la cantidad de biometano requerida para producir una tonelada de biometanol, se descartaron las Rutas 2 (síntesis del metanol a partir de biometano, reemplazando el hidrógeno verde) y Ruta 3 (síntesis del metanol a partir de biometano asistido por bio H_2), por ser menos eficaces y caras. De este modo, las rutas más económicas resultaron ser la Ruta 1 (Síntesis del metanol a partir de biometano y CO_2 biogénico, reemplazando el gas natural) y la Ruta 4 (Síntesis del metanol a partir de biometano asistido por metanol dorado).

Los valores de costes obtenidos se encuentran dentro del rango 300 - 1000 €/t MeOH, por lo que están en línea con lo establecido con la literatura. Los costes más económicos se obtienen en aquellos casos en los que la materia prima utilizada procede mayoritariamente de biogás de vertedero, y los más caros cuando en el mix de materia prima se incluye biometano procedente de ganadería o cultivos intermedios.

A pesar de que la Ruta 1 ofrece menores costes que la Ruta 4 en términos generales, el hecho de que la primera requiera un aporte externo de CO_2 biogénico para la producción de biometanol supone una importante limitación logística, pues requiere disponer de una red de ductos capaces de mantener el flujo continuo de demanda de CO_2 .

Por lo tanto, en el largo plazo resulta más interesante desarrollar plantas que produzcan biometanol a partir de la Ruta 4.

En cuanto a las economías de escala, se puede concluir que el tamaño de las plantas afecta al coste de producción del biometanol, alcanzando los ~ 400 €/t MeOH para tamaños de planta de 600 kt cuando se obtiene a través de la Ruta 4 y de biometano procedente de vertederos.

Además, se puede concluir que el impacto del coste del CO_2 biogénico en el coste del biometanol es poco relevante, ya que un aumento del 50% en el coste del CO_2 solo

incrementa el coste final del biometanol en un 2-4%. Esto es coherente, dado que el principal factor que determina el coste de la materia prima del biometanol es el precio del biometano.

6. BIBLIOGRAFÍA

- [1] IRENA AND METHANOL INSTITUTE (2021), *Innovation Outlook: Renewable Methanol*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi
- [2] Schröder, J. et al. (2020), “Methanol as motor fuel”, summary report, Annex 56, a report from the Advanced Motor Fuels Technology Collaboration Programme, <https://www.iea-amf.org/>.
- [3] Dolan, G. (2019). *Overview of global methanol fuel blending*. Methanol Institute. <https://www.methanol.org/wp-content/uploads/2019/02/4.-Greg-Dolan-Overview-of-Global-Methanol-Fuel-Blending.pdf>
- [4] Landälv, I. (2017), “*Methanol as a renewable fuel – a knowledge synthesis*”, Report No 2015:08, f3 The Swedish Knowledge Centre for Renewable Transportation Fuels, Sweden, www.f3centre.se
- [5] Candel Rubio, M. (2019). *EL FUTURO DE LAS TECNOLOGÍAS DE BIOMASA CON CAPTURA DE CO2 EN LA UNIÓN EUROPEA*. Departamento de Ingeniería Energética Escuela Técnica Superior de Ingeniería Universidad de Sevilla, <https://biblus.us.es/bibing/proyectos/abreproy/92308/fichero/TFG-2308-CANDEL.pdf>
- [6] CRI (2019), Technology Profile, Carbon Recycling International, <http://carbonrecycling.is/>
- [7] Gumpert Aiways (2020), <https://www.rolandgumpert.com/en/gumpert-aiways/>
- [8] Palcan Energy Corp. (2020), <http://www.palcan.com/>
- [9] DNV GL (2020), Alternative Fuels Insight, DNV GL, <https://www.dnv.com/services/alternative-fuels-insights-afi--128171/>
- [10] IRENA (2019b), “Navigating to a renewable future: Solutions for decarbonising shipping”, Preliminary findings, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi
- [11] Flotats, X., & Feliu, Á. (s. f.). *Los gases renovables. un vector energético emergente* (1.^a ed.). Fundacion Naturgy.
- [12] SEDIGAS. (2020). Estudio de la capacidad de producción de biometano en España, 2023. En SEDIGAS - Asociación Española del Gas. <https://estudio-biometano.sedigas.es/wp-content/uploads/2023/01/sedigas-informe-potencial-biometano-2023-resumen-ejecutivo.pdf>

-
- [13] *Plantas de biometano – Google My Maps.* (s. f.). Google My Maps.
<https://www.google.com/maps/d/viewer?mid=1RjYh2lYt4cCsWjr1nvRDVxgS0WWpz0P&femb=1&ll=41.46365999999998%2C0.41074999999999307&z=8>
- [14] Sollai, S., Porcu, A., Tola, V., Ferrara, F., & Pettinau, A. (2023). Renewable methanol production from green hydrogen and captured CO₂: A techno-economic assessment. *Journal of CO₂ Utilization*, 68, 102345.
- [15] Navarro Torres, F. (2023). Producción de metanol a partir de hidrógeno verde en la zona Austral utilizando Aspen Plus.
- [16] Dalena, F., Senatore, A., Marino, A., Gordano, A., Basile, M., & Basile, A. (2018). Methanol production and applications: an overview. *Methanol*, 3-28.
- [17] *Organización Marítima Internacional - OMI.* (s. f.). Organización Marítima Internacional - OMI. <https://www.imo.org/es/About/Paginas/Default.aspx>
- [18] Haraldson, L. (2015), “Methanol as a marine fuel”, 2015 CIMAC, Oslo, 28 January.
- [19] Chatterton, C. (2019), “Methanol as a vessel fuel and energy carrier”, Methanol Institute, presentation to the International Tanker Technical Forum, Singapore, 12 September, <https://www.methanol.org/wpcontent/uploads/2019/09/Methanol-as-a-vessel-fueland-energy-carrier.pdf>
- [20] (FAST track to clean and carbon-neutral WATERborne transport) (2020), <https://www.fastwater.eu/>
- [21] Stena Line (2020), <http://www.stenaline.com>
- [22] Waterfront Shipping/MOL (2020), <https://www.mol.co.jp/en/pr/2023/23021.html>
- [23] Wormslev, E. C. and M. K. Broberg (2020), “Sustainable jet fuel for aviation. Nordic Perspective on the use of advanced sustainable jet fuel for aviation”, update 2019, Nordic Energy Research https://www.neste.com/products-and-innovation/sustainable-aviation?gad_source=1&gclid=Cj0KCQjw6PGxBhCVARIsAlumnWZOJK83P5ar_lzyBd8mvlQddgiFRlMrJ6WY_wIbW5TjQ9gPLIEUO_EaAkMqEALw_wcB
- [24] Soloveichik, G. (2019). Electrified future of aviation: Batteries or fuel cells. *The Advanced Research Projects Agency–Energy (ARPA-E): Washington, DC, USA*.
- [25] van Kranenburg-Bruinsma, K. J., van Delft, Y. C., Gavrilova, A., de Kler, R. F. C., Schipper-Rodenburg, C. A., Smokers, R. T. M., ... & Verbeek, R. P. (2020). E-fuels- Towards a more sustainable future for truck transport, shipping and aviation.
- [26] METHANEX Methanex (2018), 2018 Responsible Care and Sustainability, https://www.methanex.com/sites/default/files/responsible-care/Methanex-2018-RCR-Summary_web2.pdf
-

-
- [27] Andersson, K. and C. Márquez Salazar (2015), Methanol as a Marine Fuel Report, report prepared for the Methanol Institute by FCBI energy
- [28] Sheldon, D. (2017), “Methanol production - A technical history”, Johnson Matthey Technol. Rev., Vol. 61, pp. 172-182.
- [29] Sheldon, D. (2017), “Methanol production - A technical history”, Johnson Matthey Technol. Rev., Vol. 61, pp. 172-182.
- [30] Hill, S. J. (2020), “Chinese coal miner starts on world’s largest solar-powered hydrogen project”, Renew Economy, 5 May, <https://reneweconomy.com.au/chinese-coal-miner-starts-on-worlds-largest-solar-powered-hydrogen-project-72785/>
- [31] JCAP (Joint Center for Artificial Photosynthesis) (2020), <https://solarfuelshub.org/>
- [32] Synhelion (2020), <https://synhelion.com/>
- [33] Ellis, P. et al.. (2019), “Renewable methanol synthesis using electrochemistry”, presentation at the 15th Biennial International Methanol Technology Operators Forum (IMTOF), London, 16-19 June.
- [34] Renewables Now. (2022). European energy agrees biogenic CO2 supplies for Texas e-methanol site. Renewables Now. <https://renewablesnow.com/news/european-energy-agrees-biogenic-co2-supplies-for-texas-e-methanol-site-848615/>
- [35] International Energy Agency. (n.d.). *The role of e-fuels in decarbonising transport*. International Energy Agency. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/a24ed363-523f-421b-b34f-0df6a58b2e12/TheRoleofE-fuelsinDecarbonisingTransport.pdf>
- [36] European Union. (2023). *Official Journal of the European Union*. <https://www.boe.es/doi/2023/157/L00020-00033.pdf>
- [37] Choe, C., Byun, M., Lee, H., & Lim, H. (2022). Techno-economic and environmental assessments for sustainable bio-methanol production as landfill gas valorization. *Waste Management*, 150, 90-97. <https://doi.org/10.1016/j.wasman.2022.06.040>
- [38] Del Pozo, C. A., Cloete, S., & Álvaro, Á. J. (2022). Techno-economic assessment of long-term methanol production from natural gas and renewables. *Energy Conversion And Management*, 266, 115785. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.115785>
- [39] Soler, V.; Linares, J.; Arenas, E.; Romero, J. Hydrogen from Municipal Solid Waste as a Tool to Compensate Unavoidable GHG Emissions, 12CNIT 2022. https://repositorio.comillas.edu/xmlui/bitstream/handle/11531/66977/CNIT_11_Hydrogen_from_municipal_rev1.pdf?sequence=1&isAllowed=y
-

- [40] Feliu, A.; Flotats, X. Los Gases Renovables. Un Vector Energético Emergente. Fundacion Naturgy. 2019. Available online: <https://www.fundacionnaturgy.org/publicacion/los-gases-renovables-un-vector-energetico-emergente/>
- [41] EBA. Biomethane Production Potentials in the EU. Guidehouse. July 2022. Available online: https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2022/07/GfC_national-biomethane-potentials_070722.pdf
- [42] PNIEC. (2023). *BORRADOR DE ACTUALIZACIÓN DEL PLAN NACIONAL INTEGRADO DE ENERGÍA Y CLIMA 2023-2030*. Recuperado 8 de mayo de 2024, de https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/_layouts/15/Borrador%20para%20la%20actualizaci%C3%B3n%20del%20PNIEC%2023-2030-64347.pdf
- [43] Arnaiz del Pozo, C., Cloete, S., & Jiménez Álvaro, Á. (2022). Techno-economic assessment of long-term methanol production from natural gas and renewables. *Energy Conversion and Management*, 266, Article 115785. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.115785>
- [44] Rinaldi, R., Lombardelli, G., Gatti, M., Visconti, C. G., & Romano, M. C. (2023). Techno-economic analysis of a biogas-to-methanol process: Study of different process configurations and conditions. *Journal of Cleaner Production*, 393(136259), 1-15. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2023.136259>
- [45] Brown, A., Waldheim, L., Landälv, I., Saddler, J., Ebadian, M., McMillan, J. D., ... & Klein, B. (2020). Advanced biofuels—potential for cost reduction. *IEA Bioenergy*, 88, 1-3.
- [46] Blug, M., Leker, J., Plass, L., & Günther, A. (2014). Methanol generation economics. In *Methanol: The Basic Chemical and Energy Feedstock of the Future: Asinger's Vision Today* (pp. 603-618). Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg.
- [47] Cifre, P. G., & Badr, O. (2007). Renewable hydrogen utilisation for the production of methanol. *Energy conversion and management*, 48(2), 519-527.
- [48] Clausen, L. R., Houbak, N., & Elmegaard, B. (2010). Technoeconomic analysis of a methanol plant based on gasification of biomass and electrolysis of water. *Energy*, 35(5), 2338-2347.
- [49] Kim, J., Henao, C. A., Johnson, T. A., Dedrick, D. E., Miller, J. E., Stechel, E. B., & Maravelias, C. T. (2011). Methanol production from CO₂ using solar-thermal energy: process development and techno-economic analysis. *Energy & Environmental Science*, 4(9), 3122-3132.

-
- [50] Hank, C., Gelpke, S., Schnabl, A., White, R. J., Full, J., Wiebe, N., ... & Hebling, C. (2018). Economics & carbon dioxide avoidance cost of methanol production based on renewable hydrogen and recycled carbon dioxide—power-to-methanol. *Sustainable Energy & Fuels*, 2(6), 1244-1261.
- [51] Bos, M. J., Kersten, S. R., & Brilman, D. W. F. (2020). Wind power to methanol: Renewable methanol production using electricity, electrolysis of water and CO₂ air capture. *Applied energy*, 264, 114672.
- [52] Yagüe, L., Linares, J. I., Arenas, E., & Romero, J. C. (2024). Levelized Cost of Biohydrogen from Steam Reforming of Biomethane with Carbon Capture and Storage (Golden Hydrogen)—Application to Spain. *Energies* (2024), 17(5), 1134.
<https://doi.org/10.3390/en17051134>
- [53] Clavero, M. (2024). CARBON STORAGE COUPLED TO BIOENERGY PROCESSES. PoweredByENSO.
- [54] European Biogas Association - EBA. (s. f.). *Biogenic CO₂ from the biogas industry: A mature business opportunity to enhance sustainable carbon cycles and untap the circularity and climate benefits of biogas production*.
<https://www.europeanbiogas.eu/biogenic-co2-from-the-biogas-industry/>

ANEXO I

ALINEACIÓN DEL PROYECTO CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE DE NACIONES UNIDAS

En 2015, en respuesta a la compleja situación, económica y medioambiental, los 193 países miembros de la ONU se reunieron con el fin de comprometerse a firmar la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible. En este acuerdo se incluyen 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) y 169 metas específicas, que delinean un camino hacia un futuro sostenible para las personas, empresas, gobiernos e instituciones.

Los objetivos, todos ellos de carácter universal, exigen un cambio de paradigma hacia prácticas sostenibles en los ámbitos social, económico y medioambiental, subrayando la necesidad de que el compromiso por ellos sea global. Para que la consecución de estos objetivos sea posible, es esencial que la sociedad avance hacia modelos económicos que incorporen tecnologías limpias, garantizando que las necesidades actuales sean satisfechas sin comprometer con ello la capacidad de que lo hagan las generaciones futuras. Para lograrlo, se han de transformar las tecnologías actuales que dependen de energías no renovables e incorporar alternativas no contaminantes, como el metanol renovable. Este último, al igual que los ODS, son vectores importantes para asegurar un futuro sostenible a medio y largo plazo.

El ODS que más relación tiene con este Trabajo Fin de Máster es el **Objetivo 7**: “Energía asequible y no contaminante”. En la actualidad, alrededor del 10% de la población carece de acceso a electricidad, y aproximadamente un 40% cocina con combustibles contaminantes. El 60% de los gases de efecto invernadero provienen de la obtención de dicha energía contaminante. La falta de acceso a energía segura y sostenible es perjudicial tanto para los humanos como para el planeta. El metanol verde se presenta como una solución viable para acercar a la sociedad a un sistema energético sostenible, fiable y asequible. Sin embargo, para que esto sea posible es necesario continuar invirtiendo en el desarrollo de rutas de producción eficientes y en reducir los costes que componen el coste total del metanol renovable. En relación con esto, este proyecto resulta relevante porque estudia distintas rutas de obtención de metanol renovable con el fin de llegar a una solución eficiente tanto en lo técnico como en lo económico.

Asimismo, el proyecto también tiene relación con el **Objetivo 11**: “Ciudades y comunidades sostenibles”. Pues el metanol renovable permitirá reducir emisiones no solo de la industria, sino también en el sector de la movilidad ligera y pesada (automóviles y barcos), descarbonizando con ello las actividades diarias de las comunidades y llevándonos hacia una sociedad más sostenible.

Además, el proyecto también se relaciona con el **Objetivo 12**: “Producción y consumo responsables”, pues el metanol verde se trata de un combustible no contaminante y que por lo tanto no tendrá un efecto negativo en las generaciones futuras.

Por último, cabe destacar la alineación del proyecto con el **Objetivo 13**: “Acción por el clima”, que expone la necesidad de adoptar medidas urgentes para acabar con el cambio climático.

