

Análisis energético de la síntesis de metanol a partir de la hidrogenación de CO<sub>2</sub> con hidrógeno verde para la producción de combustibles renovables en Barrancabermeja.

Ana Gabriela Sanchez Acevedo

Trabajo de Grado para Optar el Título de Ingeniería Mecánica

Director

Pablo Andrés Silva Ortiz

Doctor en Ciencias, Programa de Ingeniería Mecánica

Universidad Industrial de Santander  
Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas  
Escuela de Ingeniería Mecánica  
Bucaramanga  
2026

### **Dedicatoria**

Hoy culmina una etapa que no habría sido posible sin el apoyo, la paciencia y el amor de muchas personas que han acompañado este camino. A mis padres, por ser el pilar fundamental de mi vida, por creer en mí incluso en los momentos en que yo misma dudaba, por cada sacrificio realizado y por enseñarme, con su ejemplo, que el esfuerzo siempre vale la pena; este logro es también suyo.

A mis amigos, quienes estuvieron presentes a lo largo de este proceso, compartiendo no solo momentos de alegría, sino también los retos que hicieron de esta experiencia un camino más significativo y humano.

A todas las personas que, de una u otra forma, me brindaron su apoyo, sus palabras de aliento y su confianza, dejando una huella imborrable en mi vida.

Y, de manera especial, a aquellos seres queridos que ya no están físicamente, pero que viven en mi memoria y en mi corazón; su recuerdo ha sido una fuente constante de fortaleza e inspiración para seguir adelante y alcanzar este logro.

### **Agradecimientos**

Con profundo agradecimiento, reconozco a todos los docentes que hicieron parte de mi formación académica por su dedicación, enseñanzas y apoyo constante a lo largo de este proceso. A mi director de proyecto, gracias por su orientación, disposición y valiosos aportes, que fueron fundamentales para la culminación de este trabajo. A mis profesores, por contribuir a mi crecimiento personal y profesional con sus conocimientos y consejos, y a mi institución, por brindarme la oportunidad de formarme como profesional. Finalmente, agradezco a todas las personas que me acompañaron y apoyaron durante este camino, pues su respaldo fue esencial para alcanzar este logro tan significativo en mi vida.

**Tabla de Contenido**

	<b>Pág.</b>
Introducción .....	12
1. Justificación .....	16
2. Objetivos .....	19
2.1. Objetivo general.....	19
2.2. Objetivos específicos .....	19
3. Marco teórico .....	20
3.1. Antecedentes .....	20
3.1.1. Contexto global de la transición energética .....	20
3.1.2. Contexto nacional y regional .....	21
3.2. Fundamentos del proceso power-to-methanol .....	22
3.2.1. Concepto del proceso power-to-x .....	22
3.2.2. Reacción química de síntesis de metanol.....	23
3.3. Producción de hidrógeno verde .....	25
3.3.1. Electrólisis del agua .....	25
3.3.2. Potencial energético en barrancabermeja.....	25
3.4. Síntesis catalítica de metanol .....	26
3.4.1. Catalizadores y condiciones de operación .....	26
3.4.2. Integración energética del proceso.....	26
3.5. Captura y purificación de CO <sub>2</sub> .....	27
3.5.1. Fuentes de CO <sub>2</sub> y tecnologías de captura.....	27
3.5.2. Requerimientos de pureza y efectos en el proceso .....	27

3.6. Análisis energético del proceso .....	28
3.6.1. Balance de masa y energía .....	28
3.6.2. Consumo específico de energía (sec).....	28
3.6.3. Eficiencia energética (primera ley).....	29
3.7. Indicadores de desempeño (kpis).....	29
3.7.1. Indicadores de desempeño del reactor .....	29
3.7.2. Indicadores del proceso global.....	30
3.7.3. Indicadores energéticos.....	32
3.7.4. Indicadores ambientales.....	32
3.7.5. Indicadores de sostenibilidad del proceso.....	33
3.8. Emisiones de $\text{CO}_2$ y sostenibilidad.....	33
3.8.1. Cálculo de emisiones evitadas .....	33
3.9. Viabilidad del metanol como combustible alternativo .....	33
3.9.1. Propiedades y aplicaciones del metanol .....	34
3.9.2. Viabilidad económica y desafíos .....	34
4. Marco metodológico .....	35
4.1. Evaluación del potencial energético en barrancabermeja.....	36
4.1.1. Cálculo del potencial solar.....	37
4.1.2. Evaluación del potencial eólico complementario .....	40
4.1.3. Estimación de la producción de hidrógeno verde.....	40
4.2. Modelado y simulación del proceso de síntesis de metanol .....	42
4.2.1. Selección del paquete termodinámico .....	42
4.2.2. Reacciones químicas consideradas .....	43

4.2.3. Modelado del reactor de síntesis.....	44
4.2.4. Condiciones de operación.....	45
4.2.5. Configuración del lazo de síntesis .....	48
4.3. Balances de masa y energía y cálculo de indicadores de desempeño (kpis) .....	50
4.3.1. Balance de masa.....	50
4.3.2. Balance de energía .....	51
4.3.3. Indicadores clave de desempeño (kpis) .....	51
4.4. Análisis de viabilidad económica y ambiental.....	54
4.4.1. Análisis de costo nivelado del metanol (lcomeoh) .....	55
4.4.2. Comparación con combustibles convencionales .....	56
4.5. Validación del modelo .....	57
5. Resultados.....	59
5.1. Resultados de la simulación del proceso power-to-methanol.....	59
5.1.1. Balance de masa del proceso .....	61
5.1.2. Desempeño del reactor de síntesis .....	62
5.1.3. Balance de energía y consumo específico .....	63
5.1.4. Indicadores clave de desempeño (kpis) del proceso global .....	65
5.1.5. Potencial de producción en barrancabermeja .....	67
5.2. Comparación con la ruta convencional de producción de metanol .....	68
6. Conclusiones.....	74
Trabajos futuros .....	77
Referencias.....	80
Apéndices.....	87

**Lista de Tablas**

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Valores de flujo masico y molar en el proceso de producción de metanol. ....	31
Tabla 2. Parámetros utilizados para la estimación del potencial solar en Barrancabermeja .....	39
Tabla 3. Consumo energético y eficiencia de tecnologías de electrólisis.....	41
Tabla 4. Condiciones de operación para la simulación del reactor de síntesis de metanol .....	45
Tabla 5. Condiciones de operación en todas las etapas del sistema. ....	46
Tabla 6. Resume los valores de referencia de los principales KPIs reportados en la literatura para procesos Power-to-Methanol. ....	54
Tabla 7. Comparación de indicadores entre e-metanol y combustibles convencionales. ....	56
Tabla 8. Resumen de corrientes principales del proceso de síntesis de metanol.....	61
Tabla 9. Indicadores de desempeño del reactor de síntesis (single-pass).....	62
Tabla 10. Balance de energía del proceso de síntesis de metanol. ....	64
Tabla 11. Indicadores clave de desempeño (KPIs) del proceso global.....	65
Tabla 12. Proyección de producción anual de metanol verde en Barrancabermeja. ....	67
Tabla 13. Comparación entre metanol verde y metanol fósil. ....	69

**Lista de Figuras**

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Atlas Solar de Colombia.....	13
Figura 2. Diagrama del proceso Power-to-Methanol.....	23
Figura 3. Diagrama molecular de la reacción $\text{CO}_2 + \text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_3\text{OH}$ . ....	24
Figura 4. Diagrama de flujo del marco metodológico del proceso Power-to-Methanol. ....	35
Figura 5. Diagrama de flujo del proceso Power-to-Methanol implementado en DWSIM.....	48
Figura 6. Diagrama de simulación del proceso en DWSIM .....	60
Figura 7. Indicadores clave de desempeño (KPIs) del proceso global. ....	66
Figura 8. Proyección de producción Anual de Metanol Verde en Barrancabermeja.....	68
Figura 9. Comparación entre Metanol Verde y Metanol Fósil. ....	70
Figura 10. Comparación de los indicadores clave de desempeño (conversión de $\text{CO}_2$ , consumo específico de energía y eficiencia energética) entre el presente estudio y valores promedio reportados en la literatura científica.....	71

**Lista de Apéndices**

	<b>Pág.</b>
Apéndice A. Diagrama de flujo de Simulación realizada en DWSIM .....	87
Apéndice B. Resultados obtenidos en DWSIM .....	88

## Resumen

**Título:** Análisis energético de la síntesis de metanol a partir de la hidrogenación de CO<sub>2</sub> con hidrógeno verde para la producción de combustibles renovables en Barrancabermeja.

**Autor:** Ana Gabriela Sanchez Acevedo

**Palabras Clave:** Hidrógeno verde, Síntesis de metanol, CO<sub>2</sub>, Power-to-Methanol, Análisis energético, Energías renovables.

**Descripción:** Este trabajo presenta un análisis energético del proceso de síntesis de metanol a partir de la hidrogenación de CO<sub>2</sub> con hidrógeno verde, con el objetivo de evaluar su viabilidad como alternativa para la producción de combustibles renovables en Barrancabermeja, Santander, en el contexto de la transición energética y la reducción de emisiones. La metodología incluyó la evaluación del potencial energético renovable de la región (irradiancia promedio de 5.1 kWh/m<sup>2</sup>·día), la estimación de la producción de hidrógeno mediante electrólisis (SEC ≈ 50 kWh/kg H<sub>2</sub>), y el modelado y simulación del proceso en DWSIM bajo condiciones de operación de 250 °C, 75 bar y relación H<sub>2</sub>/CO<sub>2</sub> de 3:1. A partir de ello, se desarrollaron balances de masa y energía y se calcularon indicadores clave de desempeño. Los resultados muestran una producción de 374.74 kg/h de metanol (pureza >99%), con una conversión de CO<sub>2</sub> de 18.48% y una selectividad de 91.82%. El consumo específico de energía en la síntesis es de 10.74 kWh/kg<sub>metanol</sub>, mientras que el consumo global, incluyendo la electrólisis, alcanza 54.20 kWh/kg<sub>metanol</sub>, evidenciando que la producción de hidrógeno domina la demanda energética. La eficiencia energética global es de 42 %, inferior a la ruta convencional, pero consistente con procesos *Power-to-Methanol*. Desde el punto de vista ambiental, el proceso presenta emisiones de 0.12 t CO<sub>2</sub>/t de metanol, lo que representa una reducción cercana al 90% frente al metanol fósil . Además, se estima una producción anual de aproximadamente 25 toneladas de metanol, limitada por la disponibilidad de energía renovable. En conclusión, el proceso es técnicamente viable y ambientalmente favorable; sin embargo, su implementación a escala industrial está condicionada por el alto consumo energético de la electrólisis.

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas. Escuela de Ingeniería Mecánica. Director: Pablo Andrés Silva Ortiz. Doctor en Ciencias.

### Abstract

**Title:** Energy Analysis of Methanol Synthesis via CO<sub>2</sub> Hydrogenation Using Green Hydrogen for the Production of Renewable Fuels in Barrancabermeja.

**Author:** Ana Gabriela Sanchez Acevedo

**Keywords:** Green hydrogen, Methanol synthesis, CO<sub>2</sub>, Power-to-Methanol, Energy analysis, Renewable energy.

**Description:** This study presents an energy analysis of the methanol synthesis process via CO<sub>2</sub> hydrogenation using green hydrogen, aiming to evaluate its feasibility as an alternative for renewable fuel production in Barrancabermeja, Santander, within the context of the energy transition and emissions reduction. The methodology included the assessment of the region's renewable energy potential (average solar irradiance of 5.1 kWh/m<sup>2</sup>·day), the estimation of hydrogen production through electrolysis (SEC ≈ 50 kWh/kg H<sub>2</sub>), and the modeling and simulation of the process in DWSIM under operating conditions of 250 °C, 75 bar, and an H<sub>2</sub>/CO<sub>2</sub> ratio of 3:1. Based on this, mass and energy balances were developed, and key performance indicators were calculated. The results show a methanol production of 374.74 kg/h (purity >99%), with a CO<sub>2</sub> conversion of 18.48% and a selectivity of 91.82%. The specific energy consumption in the synthesis stage is 10.74 kWh/kg<sub>metanol</sub>, while the overall consumption, including electrolysis, reaches 54.20 kWh/kg<sub>metanol</sub>, indicating that hydrogen production dominates the total energy demand. The overall energy efficiency is 42.17%, lower than the conventional route but consistent with *Power-to-Methanol processes*. From an environmental perspective, the process exhibits emissions of 0.12 t CO<sub>2</sub>/t methanol, representing a reduction of approximately 90% compared to fossil-based methanol. Additionally, an annual production of approximately 25 tons of methanol is estimated, limited by the availability of renewable energy. In conclusion, the process is technically feasible and environmentally favorable; however, its large-scale implementation is constrained by the high energy consumption associated with electrolysis.

\* Degree Work

\*\*Physical – Mechanical Engineering Faculty. Mechanical Engineering School. Director: Pablo Andrés Silva Ortiz. Doctor en Ciencias.

## Introducción

En Colombia, el alto potencial solar y eólico disponible genera condiciones altamente favorables para el desarrollo de fuentes de energía renovable, las cuales representan una alternativa estratégica frente a la dependencia de combustibles fósiles. Dentro de este contexto, la producción de hidrógeno verde se posiciona como un vector energético clave, no solo por su capacidad de almacenamiento y transporte de energía, sino también por su versatilidad para la producción de combustibles sintéticos y la diversificación de la matriz energética nacional. Diversos estudios han demostrado que el aprovechamiento de estos recursos puede contribuir significativamente a la descarbonización del sistema energético colombiano (Vega & Cabré, 2023), mientras que políticas públicas como la Hoja de Ruta del Hidrógeno reconocen su papel fundamental en la transformación de sectores industriales y en el cumplimiento de metas de reducción de emisiones (Minenergía, 2023).

La Figura 1 muestra el potencial de recursos renovables en Colombia, destacando regiones con alta irradiancia solar y capacidad eólica, lo que respalda la viabilidad de tecnologías como *Power-to-X*.

**Figura 1***Atlas Solar de Colombia.*

Fuente: Tomado de Solargis.

En este escenario, las tecnologías Power-to-X han emergido como una solución innovadora que permite convertir la energía eléctrica proveniente de fuentes renovables en productos energéticos de mayor valor agregado. Particularmente, la hidrogenación de dióxido de carbono para la producción de metanol se presenta como una alternativa viable para la valorización de emisiones industriales, contribuyendo a la implementación de modelos de economía circular. En

particular, la hidrogenación de CO<sub>2</sub> permite aprovechar emisiones industriales existentes, como las provenientes de procesos de refinación, transformándolas en metanol con valor energético, el cual puede ser utilizado en el transporte, la industria química y la generación de energía. La relevancia de este tipo de soluciones se acentúa al considerar que el sector energético es responsable de aproximadamente el 73 % de las emisiones globales de CO<sub>2</sub>, lo que evidencia la necesidad de adoptar estrategias sostenibles para mitigar el cambio climático (IEA, 2023).

En Colombia, y particularmente en regiones con fuerte presencia industrial como Barrancabermeja, la implementación de tecnologías de captura y aprovechamiento de CO<sub>2</sub> adquiere una importancia estratégica. Esta ciudad, caracterizada por su actividad en el sector de hidrocarburos, ofrece condiciones propicias para la integración de procesos de conversión de carbono en productos de valor agregado, como el metanol. De igual forma, se abre la posibilidad de transformar emisiones residuales en insumos para nuevos procesos productivos, contribuyendo simultáneamente a la reducción del impacto ambiental y al fortalecimiento del desarrollo económico regional.

Para el desarrollo de este trabajo de grado, se plantea el análisis energético integral del proceso de síntesis de metanol a partir de la hidrogenación de dióxido de carbono con hidrógeno verde, orientado a la producción de combustibles renovables en el contexto industrial de Barrancabermeja. El estudio contempla la integración de etapas clave como la producción de hidrógeno verde mediante electrólisis alimentada con energías renovables, la captura, purificación y acondicionamiento del CO<sub>2</sub>, así como su posterior conversión catalítica en metanol bajo condiciones controladas de operación. Además, se consideran aspectos relacionados con el balance de masa y energía, la eficiencia del sistema y el consumo energético asociado a cada etapa del proceso.

Finalmente, el enfoque metodológico adoptado permite evaluar el desempeño energético global del sistema, identificar oportunidades de optimización y analizar su viabilidad técnica, económica y ambiental. El trabajo busca aportar al desarrollo de soluciones sostenibles dentro del marco de la transición energética regional, alineándose con las tendencias globales de descarbonización y promoviendo el uso eficiente de los recursos energéticos disponibles.

## 1. Justificación

La transición energética hacia sistemas más sostenibles constituye uno de los principales desafíos a nivel global, debido a la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero sin comprometer la seguridad energética ni la continuidad de las actividades industriales y de transporte. En ese sentido, organismos internacionales como la International Energy Agency (IEA) han señalado que el sector energético es responsable de una proporción significativa de las emisiones globales de CO<sub>2</sub>, lo que obliga a implementar soluciones tecnológicas que permitan desacoplar el crecimiento económico del impacto ambiental (International Energy Agency, 2023). Este contexto ha llevado al desarrollo de rutas como Power-to-X, que permiten convertir electricidad renovable en combustibles líquidos, especialmente relevantes para sectores difíciles de electrificar como el transporte pesado.

En el caso de Colombia, si bien la matriz eléctrica presenta una alta participación de fuentes renovables, principalmente hidroeléctricas, el consumo energético en sectores como el transporte, la industria y la refinación continúa dependiendo en gran medida de combustibles fósiles derivados del petróleo (Ministerio de Minas y Energía de Colombia, 2022). Esta dependencia representa un desafío importante para el cumplimiento de los compromisos de reducción de emisiones y para la consolidación de un sistema energético sostenible. Por esta razón, es necesario evaluar alternativas que puedan integrarse a la infraestructura existente en Barrancabermeja, sin requerir cambios radicales en los sistemas actuales de refinación.

Esta problemática adquiere especial relevancia en Barrancabermeja, Santander, una ciudad cuya dinámica económica está estrechamente vinculada a la industria de los hidrocarburos, particularmente a los procesos de refinación. La alta concentración de actividades industriales

asociadas al petróleo convierte a esta región en un punto estratégico tanto para la generación de emisiones como para la implementación de tecnologías de mitigación. No obstante, debido a la magnitud de la infraestructura instalada, la transición energética no puede plantearse como una sustitución inmediata de los sistemas existentes, sino como un proceso gradual que incorpore soluciones tecnológicas capaces de integrarse a las operaciones actuales.

En este marco, una de las alternativas más prometedoras es la producción de combustibles sintéticos a partir de hidrógeno verde y dióxido de carbono capturado, enmarcada dentro de los procesos *Power-to-X* (International Renewable Energy Agency, 2021). Estas tecnologías permiten transformar la energía eléctrica proveniente de fuentes renovables en combustibles líquidos, facilitando su almacenamiento y transporte, además de aprovechar corrientes de CO<sub>2</sub> provenientes de procesos industriales. Particularmente, el metanol sintético se destaca como un producto de alto valor estratégico debido a su versatilidad, ya que puede ser utilizado como combustible, portador de energía o materia prima en la industria química, contribuyendo así a la diversificación de la matriz energética (Methanol Institute, 2020).

Adicionalmente, el metanol presenta ventajas operativas frente a otros combustibles alternativos, como su facilidad de almacenamiento en condiciones ambientales, su compatibilidad con infraestructura existente y su potencial para ser utilizado en motores de combustión interna con adaptaciones mínimas. Estas características lo convierten en una opción atractiva para la transición energética, especialmente en sectores donde la electrificación directa resulta compleja o poco viable, como el transporte pesado y ciertos procesos industriales.

A pesar de estas ventajas, en el contexto específico de Barrancabermeja no se cuenta con estudios que evalúen de manera integral la viabilidad energética de la producción de metanol a partir de la hidrogenación de CO<sub>2</sub> con hidrógeno renovable. Esta ausencia de análisis técnico limita

la toma de decisiones informadas respecto a la implementación de este tipo de tecnologías, así como la identificación de sus beneficios potenciales en términos de eficiencia energética, reducción de emisiones y sostenibilidad económica. En consecuencia, existe una brecha de conocimiento que dificulta la evaluación objetiva de esta alternativa dentro del contexto energético regional.

De esta forma, se espera desarrollar un análisis energético detallado que permita determinar el desempeño del proceso de producción de metanol, considerando tanto los requerimientos energéticos asociados a la producción de hidrógeno verde mediante electrólisis como las condiciones de operación y eficiencia del proceso de síntesis. Es necesario establecer indicadores de desempeño que permitan comparar esta tecnología con los procesos convencionales basados en combustibles fósiles, evaluando su competitividad y su potencial como estrategia de descarbonización.

De igual manera, este tipo de análisis contribuye no solo al ámbito académico, sino también al sector industrial y gubernamental, proporcionando herramientas que faciliten la toma de decisiones en torno a la implementación de tecnologías limpias. El desarrollo de este estudio permite generar información técnica relevante que puede ser utilizada como base para futuros proyectos de inversión, políticas públicas y estrategias de transición energética en la región.

En consecuencia, surge la siguiente pregunta de investigación:

*¿Cuál es el desempeño energético, técnico y ambiental del proceso de síntesis de metanol a partir de la hidrogenación de CO<sub>2</sub> con hidrógeno verde, y qué tan viable es su implementación como alternativa de combustible renovable en el contexto energético e industrial de Barrancabermeja, Santander?*

## 2. Objetivos

### 2.1. Objetivo General

Analizar el desempeño energético del proceso de síntesis de metanol a partir de la hidrogenación de dióxido de carbono con hidrógeno verde para la producción de combustibles en Barrancabermeja.

### 2.2. Objetivos Específicos

Evaluar el potencial de las energías renovables en Barrancabermeja para la producción de hidrógeno verde y su integración en el proceso de síntesis de metanol.

Analizar el desempeño energético mediante indicadores termodinámicos asociados al proceso de síntesis de metanol a partir de la hidrogenación de CO<sub>2</sub> con hidrógeno verde.

Examinar la viabilidad del metanol como combustible alternativo, comparando su impacto económico y ambiental con los combustibles convencionales, y su potencial aplicación en la transición energética en el departamento de Santander.

### 3. Marco teórico

El presente marco teórico reúne los fundamentos conceptuales, científicos y tecnológicos necesarios para comprender el proceso de producción de metanol a partir de la hidrogenación de dióxido de carbono con hidrógeno verde. De igual manera, se abordan de manera estructurada los principales componentes del sistema *Power-to-Methanol*, incluyendo la producción de hidrógeno mediante electrólisis, las tecnologías de captura y acondicionamiento de CO<sub>2</sub>, y los principios termodinámicos y catalíticos que rigen la síntesis de metanol. Donde se analizan aspectos relacionados con la eficiencia energética del proceso, su integración con fuentes renovables y su impacto ambiental. Esto nos permite establecer una base teórica sólida que sustenta el desarrollo metodológico del proyecto y facilita la evaluación del desempeño energético de Barrancabermeja.

#### 3.1. Antecedentes

##### 3.1.1. Contexto global de la transición energética

En las últimas décadas, el incremento sostenido del consumo energético y las emisiones de gases de efecto invernadero han impulsado el desarrollo de tecnologías orientadas a la descarbonización del sistema energético global. La dependencia de combustibles fósiles ha generado impactos ambientales significativos, especialmente en términos de emisiones de CO<sub>2</sub>, lo que ha motivado la búsqueda de alternativas sostenibles basadas en fuentes renovables (IPCC, 2021). Teniendo en cuenta eso, el concepto de **Power-to-X (PtX)** ha emergido como una solución innovadora que permite transformar energía eléctrica renovable en combustibles sintéticos y productos químicos.

Dentro de estas alternativas, el metanol verde ha adquirido relevancia debido a su versatilidad como combustible y materia prima industrial. Este compuesto puede producirse

mediante la hidrogenación del CO<sub>2</sub> utilizando hidrógeno verde, lo cual permite cerrar el ciclo del carbono y reducir las emisiones netas. De acuerdo con estudios recientes, esta tecnología puede reducir hasta un 90% las emisiones de CO<sub>2</sub> en comparación con rutas convencionales basadas en combustibles fósiles (Bianchi et al., 2025).

Además, el desarrollo de tecnologías asociadas a la electrólisis del agua ha permitido mejorar la viabilidad del hidrógeno verde como vector energético. Estas tecnologías, combinadas con fuentes renovables como la energía solar y eólica, constituyen la base para sistemas energéticos sostenibles, donde el almacenamiento químico de energía juega un papel fundamental en la estabilidad del sistema eléctrico (Moser et al., 2024).

### ***3.1.2. Contexto nacional y regional***

En Colombia, la transición energética ha sido promovida por políticas públicas orientadas al aprovechamiento de fuentes no convencionales de energía renovable. Según el Ministerio de Minas y Energía (2023), el país posee un alto potencial en recursos solares y eólicos, lo cual favorece la producción de hidrógeno verde como alternativa energética. Particularmente, regiones como el Magdalena Medio presentan niveles de irradiación superiores al promedio nacional, lo que las convierte en zonas estratégicas para el desarrollo de proyectos energéticos sostenibles.

Barrancabermeja, como principal centro de refinación de petróleo en Colombia, representa un escenario clave para la implementación de tecnologías de captura y reutilización de CO<sub>2</sub>. La presencia de infraestructura industrial facilita la integración de procesos como la síntesis de metanol, permitiendo aprovechar corrientes de CO<sub>2</sub> existentes y reducir el impacto ambiental de la industria energética.

La producción de metanol verde no solo contribuye a la reducción de emisiones, sino que también abre nuevas oportunidades económicas y tecnológicas para la región. El desarrollo de este tipo de proyectos se alinea con la estrategia nacional de transición energética y con la diversificación de la matriz energética del país, fortaleciendo la sostenibilidad del sector industrial.

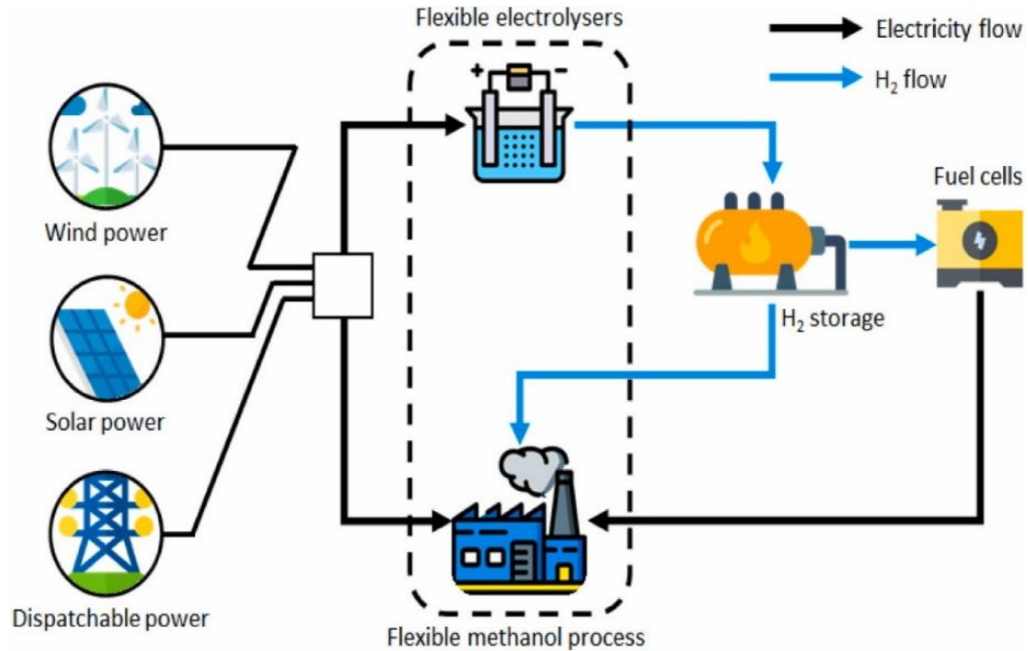
### **3.2. Fundamentos del proceso Power-to-Methanol**

#### ***3.2.1. Concepto del proceso Power-to-X***

El proceso Power-to-X (PtX) consiste en la conversión de energía eléctrica, principalmente de origen renovable, en productos energéticos o químicos. En el caso del Power-to-Methanol (PtMeOH), la electricidad se utiliza para producir hidrógeno mediante electrólisis, el cual posteriormente reacciona con CO<sub>2</sub> para generar metanol. Este proceso permite almacenar energía en forma química, facilitando su transporte y uso en diferentes sectores.

**Figura 2**

*Diagrama del proceso Power-to-Methanol.*

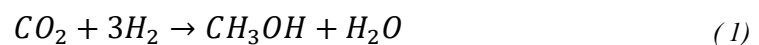


Fuente: Tomado de Power-to-methanol: The role of process flexibility in the integration of variable renewable energy into chemical production

La eficiencia global del proceso depende de múltiples factores, incluyendo la eficiencia del electrolizador, las condiciones de operación del reactor y la integración energética del sistema. Estudios recientes indican que la eficiencia global del proceso puede variar entre el 45% y el 65%, dependiendo del grado de optimización y de la tecnología empleada (Moser et al., 2024).

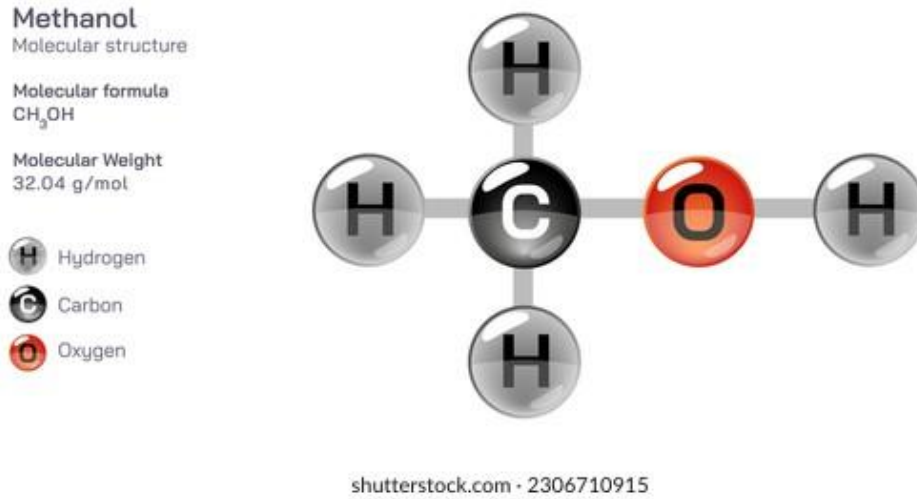
### 3.2.2. *Reacción química de síntesis de metanol*

La reacción principal del proceso de síntesis de metanol a partir de CO<sub>2</sub> se describe mediante la siguiente ecuación:



**Figura 3**

*Diagrama molecular de la reacción  $CO_2 + H_2 \rightarrow CH_3OH$ .*



0

Fuente: tomado de Fórmula de Estructura Molecular de Metanol.: Vector de Stock (Libre de Regalías) 2306710915 | Shutterstock, 2023

Esta reacción es exotérmica, con una entalpía estándar aproximada de:

$$\Delta H^\circ = -49.5 \text{ kJ/mol} \quad (2)$$

lo que implica que libera calor durante su desarrollo. Desde el punto de vista termodinámico, la reacción se favorece a altas presiones y bajas temperaturas, aunque la cinética requiere temperaturas moderadas para alcanzar velocidades de reacción adecuadas.

Adicionalmente, existen reacciones secundarias relevantes en el proceso, como la reacción reversa del gas de agua (RWGS):



y la síntesis de metanol a partir de monóxido de carbono:



Estas reacciones influyen en la selectividad y el rendimiento del proceso, por lo que deben ser consideradas en el modelado termodinámico y cinético.

### 3.3. Producción de hidrógeno verde

#### 3.3.1. *Electrólisis del agua*

El hidrógeno verde se produce mediante electrólisis del agua, un proceso electroquímico en el cual el agua se descompone en hidrógeno y oxígeno utilizando electricidad. La reacción global se expresa como:



Este proceso requiere un consumo energético significativo, típicamente entre 50 y 70 kWh por kilogramo de hidrógeno producido. La eficiencia del sistema depende del tipo de electrolizador utilizado, siendo las tecnologías más comunes la electrólisis alcalina (AEL) y la de membrana de intercambio de protones (PEM).

La integración de electrólisis con fuentes renovables es clave para garantizar la sostenibilidad del hidrógeno producido. Sin embargo, la intermitencia de estas fuentes representa un desafío técnico, ya que requiere sistemas flexibles capaces de adaptarse a variaciones en la generación eléctrica.

#### 3.3.2. *Potencial energético en Barrancabermeja*

El potencial energético de Barrancabermeja se caracteriza por una alta irradiancia solar, con valores entre 4.8 y 5.4 kWh/m<sup>2</sup>·día, lo cual permite una generación significativa de energía solar. A partir de estos valores, es posible estimar la producción de hidrógeno verde mediante la siguiente relación:

$$H_2 = \frac{E}{SEC} \quad (6)$$

donde  $E$  es la energía disponible y  $SEC$  el consumo específico de electrólisis.

Con base en estos cálculos, se estima una producción aproximada de 4,700 kg de hidrógeno al año para un sistema de referencia, lo cual podría generar alrededor de 25 toneladas anuales de metanol. Estos valores evidencian el potencial de la región para el desarrollo de proyectos de combustibles sintéticos.

### **3.4. Síntesis catalítica de metanol**

#### **3.4.1. Catalizadores y condiciones de operación**

La síntesis de metanol se realiza en reactores catalíticos, generalmente de lecho fijo, utilizando catalizadores basados en Cu/ZnO/Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>. Estos catalizadores presentan alta actividad y selectividad hacia la formación de metanol, alcanzando valores superiores al 90% en condiciones óptimas.

El proceso opera típicamente en un rango de temperatura entre 200 y 300 °C y presiones entre 50 y 100 bar, condiciones que permiten equilibrar los efectos cinéticos y termodinámicos del sistema. Sin embargo, la presencia de impurezas como el H<sub>2</sub>S puede provocar la desactivación del catalizador, lo que constituye uno de los principales desafíos del proceso.

#### **3.4.2. Integración energética del proceso**

La integración energética es un aspecto fundamental en la optimización del proceso de síntesis de metanol. Debido a que la reacción es exotérmica, el calor liberado puede ser recuperado y reutilizado en otras etapas del proceso, como el precalentamiento de reactivos.

El uso de estrategias de integración térmica permite reducir el consumo energético global y mejorar la eficiencia del sistema. Según estudios recientes, la implementación de

intercambiadores de calor y sistemas de recuperación puede disminuir significativamente los costos operativos y aumentar la viabilidad del proceso.

### **3.5. Captura y purificación de CO<sub>2</sub>**

#### ***3.5.1. Fuentes de CO<sub>2</sub> y tecnologías de captura***

El dióxido de carbono utilizado en la síntesis de metanol puede provenir de diversas fuentes, entre las que se destacan los gases de combustión industrial, procesos de refinación, plantas de amoníaco y sistemas de captura directa del aire. En Barrancabermeja, la industria petrolera representa una fuente importante de emisiones de CO<sub>2</sub>, lo que facilita su aprovechamiento en procesos de valorización química.

Las tecnologías de captura de CO<sub>2</sub> más utilizadas incluyen la absorción química con aminas, la adsorción en materiales sólidos y el uso de membranas selectivas. La absorción con monoetanolamina (MEA) es una de las técnicas más empleadas debido a su alta eficiencia de captura, aunque implica un consumo energético considerable durante la regeneración del solvente. Por otro lado, tecnologías emergentes como la captura directa del aire (DAC) ofrecen ventajas en términos de sostenibilidad, aunque aún presentan limitaciones económicas (Centi & Perathoner, 2020).

#### ***3.5.2. Requerimientos de pureza y efectos en el proceso***

La pureza del CO<sub>2</sub> es un factor crítico en la síntesis de metanol, ya que la presencia de impurezas como compuestos sulfurados o nitrogenados puede provocar el envenenamiento del catalizador. En general, se requieren niveles de pureza superiores al 99.9% para garantizar un desempeño óptimo del reactor y prolongar la vida útil del catalizador.

El proceso de purificación incrementa los costos de inversión y operación, pero mejora significativamente la eficiencia global del sistema. Estudios recientes indican que alcanzar altos

niveles de pureza puede aumentar la eficiencia del proceso en aproximadamente un 12%, lo que justifica la implementación de tecnologías avanzadas de separación. Por lo tanto, existe un compromiso entre costos y rendimiento que debe ser evaluado en el diseño del proceso.

### 3.6. Análisis energético del proceso

#### 3.6.1. Balance de masa y energía

El análisis energético del proceso de síntesis de metanol se basa en la aplicación de balances de masa y energía a cada una de las etapas del sistema. Estos balances permiten cuantificar las entradas y salidas de materia y energía, identificando pérdidas y oportunidades de optimización. En particular, el balance de energía considera tanto la energía química contenida en los reactivos como la energía consumida por equipos auxiliares como compresores, intercambiadores de calor y electrolizadores.

El balance general de energía puede expresarse como:

$$E_{entrada} = E_{salida} + E_{pérdidas} \quad (7)$$

donde las pérdidas incluyen disipación térmica, irreversibilidades y consumos auxiliares. Este análisis es fundamental para determinar la eficiencia global del proceso y evaluar su viabilidad energética.

#### 3.6.2. Consumo específico de energía (SEC)

El consumo específico de energía (SEC) es uno de los indicadores más importantes en la evaluación del proceso, ya que relaciona la energía consumida con la cantidad de metanol producido. Se define como:

$$SEC = \frac{E_{total}}{m_{MeOH}} \quad (8)$$

donde  $E_{total}$  corresponde a la energía total consumida y  $m_{MeOH}$  a la producción de metanol.

Este indicador permite comparar diferentes configuraciones de proceso y evaluar estrategias de optimización. En sistemas Power-to-Methanol, el SEC está fuertemente influenciado por la etapa de electrólisis, la cual representa la mayor fracción del consumo energético total. Por ello, la mejora en la eficiencia de los electrolizadores es clave para aumentar la competitividad del proceso.

### 3.6.3. Eficiencia energética (Primera ley)

La eficiencia energética de primera ley mide la relación entre la energía útil obtenida en forma de metanol y la energía total suministrada al sistema. Se expresa como:

$$\eta = \frac{E_{\text{producto}}}{E_{\text{entrada}}} \quad (9)$$

donde  $E_{\text{producto}}$  corresponde al poder calorífico del metanol producido.

Este indicador permite evaluar el desempeño global del proceso desde una perspectiva energética. Valores típicos para sistemas Power-to-Methanol se encuentran entre el 50% y el 60%, dependiendo del nivel de integración térmica y de la eficiencia de los equipos.

## 3.7. Indicadores de desempeño (KPIs)

### 3.7.1. Indicadores de desempeño del reactor

**3.7.1.1. Conversión de CO<sub>2</sub>.** La conversión de dióxido de carbono es uno de los indicadores más importantes del proceso, ya que mide la fracción de CO<sub>2</sub> que reacciona en el sistema. Se define como:

$$X_{CO_2} = \frac{F_{CO_2,in} - F_{CO_2,out}}{F_{CO_2,in}} \quad (10)$$

Este parámetro permite evaluar la eficiencia del reactor en términos de aprovechamiento del carbono. En sistemas de síntesis de metanol, la conversión en una sola pasada suele ser limitada

debido al equilibrio termodinámico, por lo que valores cercanos al 15–25% son comunes en operación industrial

**3.7.1.2. Conversión de hidrógeno.** La conversión de hidrógeno mide la fracción de  $H_2$  que participa en la reacción química:

$$X_{H_2} = \frac{F_{H_2,in} - F_{H_2,out}}{F_{H_2,in}} \quad (11)$$

Este indicador es crítico debido a que el hidrógeno verde representa el mayor costo energético del proceso. Una baja conversión implica mayores requerimientos de reciclaje y, por tanto, mayor consumo energético global.

**3.7.1.3. Selectividad a metanol.** La selectividad expresa la proporción del carbono convertido que termina en metanol frente a otros productos:

$$S_{MeOH} = \frac{C_{MeOH}}{C_{productos}} \quad (12)$$

En condiciones óptimas y con catalizadores Cu/ZnO/Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, la selectividad puede superar el 90%. Sin embargo, la presencia de reacciones secundarias como la RWGS puede disminuir este valor, generando CO como subproducto.

**3.7.1.4. Rendimiento de metanol.** El rendimiento relaciona la cantidad de metanol producido con respecto a los reactivos alimentados:

$$Y_{MeOH} = \frac{m_{MeOH}}{m_{CO_2,in}} \quad (13)$$

Este indicador integra efectos de conversión y selectividad, proporcionando una visión global del desempeño del reactor.

### **3.7.2. Indicadores del proceso global**

**3.7.2.1. Producción de metanol.** La producción de metanol corresponde al flujo másico o molar obtenido en el proceso. En simulaciones típicas, este valor puede alcanzar aproximadamente:

**Tabla 1**

*Valores de flujo masico y molar en el proceso de producción de metanol.*

Valor	Unidad
374.74	kg/h de metanol
18.48	kmol/h

Estos valores permiten dimensionar el sistema y evaluar su escalabilidad industrial .

**3.7.2.2. Relación de reciclaje.** El reciclaje de corrientes no reaccionadas es fundamental para aumentar la conversión global del proceso. Se define como:

$$R = \frac{\text{Flujo reciclado}}{\text{Flujo de alimentación fresca}} \quad (14)$$

Un adecuado diseño del lazo de reciclaje permite mejorar significativamente el aprovechamiento de los reactivos, aunque incrementa el consumo energético por compresión.

**3.7.2.3. Fracción de purga.** La purga se utiliza para evitar la acumulación de inertes o subproductos en el sistema:

$$P = \text{Flujo de } \frac{\text{purga}}{\text{Flujo reciclado}} \quad (15)$$

Valores típicos se encuentran entre 2% y 10%, dependiendo de la composición del gas reciclado.

### 3.7.3. Indicadores energéticos

**3.7.3.1. Consumo específico de energía (SEC).** El consumo específico de energía mide la cantidad de energía requerida para producir una unidad de metanol:

$$SEC = \frac{E_{total}}{m_{MeOH}} \quad (16)$$

Este indicador incluye el consumo de compresores, bombas, calentadores y, especialmente, la electrólisis. En sistemas *Power-to-Methanol*, la electrólisis domina el consumo energético total.

**3.7.3.2. Eficiencia energética (Primera ley).** La eficiencia energética relaciona la energía contenida en el producto con la energía suministrada al proceso:

$$\eta = \frac{E_{MeOH}}{E_{entrada}} \quad (17)$$

Valores típicos para procesos integrados se sitúan entre el 50% y 60%, dependiendo del grado de recuperación de calor y optimización del sistema

**3.7.3.3. Integración térmica.** La integración térmica evalúa la capacidad del proceso para reutilizar el calor generado internamente. Aunque no siempre se expresa con una fórmula única, se cuantifica mediante la reducción del consumo energético externo.

La implementación de intercambiadores de calor y redes de recuperación permite disminuir significativamente el SEC, mejorando la eficiencia global del sistema.

### 3.7.4. Indicadores ambientales

**3.7.4.1. Emisiones de CO<sub>2</sub> evitadas.** Las emisiones evitadas se calculan comparando el proceso verde con el convencional:

$$CO_2^{evitado} = CO_2^{fósil} - CO_2^{verde} \quad (18)$$

Este indicador permite cuantificar el beneficio ambiental del proceso, siendo clave en evaluaciones de sostenibilidad.

**3.7.4.2. Intensidad de carbono.** La intensidad de carbono mide las emisiones por unidad de producto:

$$CI = \frac{CO_2}{m_{MeOH}} \quad (19)$$

Valores bajos indican un proceso más limpio y sostenible.

### 3.7.5. Indicadores de sostenibilidad del proceso

**3.7.5.1. Eficiencia de carbono.** Este indicador mide qué proporción del carbono alimentado se convierte en metanol:

$$\eta_C = \frac{C_{MeOH}}{C_{CO_2,in}} \quad (20)$$

Es especialmente relevante en procesos de valorización de CO<sub>2</sub>, ya que refleja el grado de aprovechamiento del carbono capturado.

## 3.8. Emisiones de CO<sub>2</sub> y sostenibilidad

### 3.8.1. Cálculo de emisiones evitadas

Las emisiones de CO<sub>2</sub> evitadas representan la diferencia entre las emisiones generadas por la producción convencional de metanol y las emisiones del proceso basado en hidrógeno verde. Este indicador se expresa como:

$$CO_2^{evitado} = CO_2^{fósil} - CO_2^{verde} \quad (21)$$

En la producción convencional, las emisiones pueden alcanzar valores cercanos a 1.3–1.4 t CO<sub>2</sub> por tonelada de metanol. En contraste, el metanol verde puede reducir estas emisiones a valores entre 0.05 y 0.2 t CO<sub>2</sub> por tonelada, dependiendo de la fuente de energía utilizada (Sollai et al., 2022; Bianchi et al., 2025).

## 3.9. Viabilidad del metanol como combustible alternativo

### ***3.9.1. Propiedades y aplicaciones del metanol***

El metanol es un alcohol simple que presenta propiedades favorables como combustible, incluyendo alta densidad energética, facilidad de almacenamiento y compatibilidad con infraestructuras existentes. Además, puede ser utilizado en motores de combustión interna, celdas de combustible y como materia prima en la industria química.

Su uso como combustible alternativo ha sido promovido en sectores como el transporte marítimo y la generación de energía. El metanol puede ser transformado en otros combustibles como dimetil éter (DME) o gasolina sintética, lo que amplía su aplicabilidad en el sistema energético.

### ***3.9.2. Viabilidad económica y desafíos***

A pesar de sus ventajas, el metanol verde enfrenta desafíos económicos asociados principalmente al costo del hidrógeno verde y de la captura de CO<sub>2</sub>. Actualmente, los costos de producción se sitúan entre 800 y 1,200 USD por tonelada, aunque se espera que disminuyan significativamente en los próximos años debido a avances tecnológicos y economías de escala.

La viabilidad del proceso también depende de factores regulatorios, incentivos gubernamentales y precios del carbono. En Colombia, el desarrollo de políticas de transición energética y el impulso a tecnologías limpias pueden favorecer la implementación de este tipo de proyectos.

#### 4. Marco Metodológico

Con el fin de facilitar la comprensión del enfoque metodológico adoptado en este estudio, se presenta en la Figura 4 un diagrama de flujo que sintetiza las principales etapas del proceso de investigación.

**Figura 4**

*Diagrama de flujo del marco metodológico del proceso Power-to-Methanol.*



Este esquema integra de manera estructurada las fases desarrolladas, desde la evaluación del potencial energético renovable en Barrancabermeja hasta el análisis energético, económico y

ambiental del proceso de síntesis de metanol. La representación gráfica permite visualizar la interrelación entre las diferentes etapas, incluyendo la producción de hidrógeno verde mediante electrólisis, la simulación del proceso en DWSIM y el cálculo de indicadores clave de desempeño (KPIs), proporcionando así una visión global y sistemática de la metodología empleada.

#### 4.1. Evaluación del potencial energético en Barrancabermeja

Esta fase se centra en cuantificar la disponibilidad de energía renovable en la región de Barrancabermeja, con el propósito de determinar su capacidad para alimentar un sistema de electrólisis destinado a la producción de hidrógeno verde. Esta fase es clave porque la cantidad de hidrógeno que puede producirse depende directamente de la energía renovable disponible en la región, ya que la viabilidad del proceso *Power-to-Methanol* depende críticamente de la disponibilidad de energía eléctrica de origen renovable a costos competitivos (Moser et al., 2024).

La evaluación del potencial energético renovable en Barrancabermeja se basó en la recopilación y análisis de datos climáticos históricos provenientes de fuentes oficiales colombianas. Las principales fuentes de información consultadas fueron:

- IDEAM (Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales): Se accedió al Atlas de Radiación Solar, Ultravioleta y Ozono de Colombia (IDEAM & UPME, 2022), el cual proporciona valores de irradiancia global horizontal (GHI) para todo el territorio nacional con una resolución espacial adecuada para estudios regionales.
- UPME (Unidad de Planeación Minero-Energética): Se consultó el Atlas del Potencial Eólico de Colombia (UPME, 2023), así como los boletines estadísticos del sector energético colombiano, los cuales contienen información actualizada sobre la capacidad instalada de energías renovables y las proyecciones de crecimiento.

Se eliminaron valores atípicos y se completaron datos faltantes mediante interpolación lineal y completando series temporales incompletas mediante técnicas de interpolación lineal.

#### 4.1.1. *Cálculo del potencial solar*

El potencial solar de Barrancabermeja se estimó a partir de los valores de irradiancia global horizontal (GHI) reportados por el IDEAM. De acuerdo con esta fuente, la zona del Magdalena Medio —donde se ubica Barrancabermeja— presenta un promedio anual de GHI entre 4.8 y 5.4 kWh/m<sup>2</sup>·día, valor que supera el promedio nacional de aproximadamente 4.5 kWh/m<sup>2</sup>·día (IDEAM & UPME, 2022).

La energía eléctrica anual que puede ser generada mediante un sistema solar se calcula mediante la ecuación

$$E_{solar} = GHI \times A_{FV} \times \eta_{sist} \times 365 \quad (22)$$

Donde:

- $E_{solar}$  = energía eléctrica anual generada (kWh/año)
- $GHI$  = irradiancia global horizontal promedio (kWh/m<sup>2</sup>·día)
- $A_{FV}$  = área total de paneles solares (m<sup>2</sup>)
- $\eta_{sist}$  = eficiencia global del sistema solar (adimensional)
- 365 = número de días del año

Donde  $E_{solar}$  corresponde a la energía eléctrica anual útil generada por el sistema fotovoltaico. Es importante señalar que no toda la energía solar incidente sobre la superficie de captación es aprovechada, debido a pérdidas asociadas a la eficiencia de conversión de los paneles fotovoltaicos, efectos térmicos, suciedad, pérdidas eléctricas en inversores y cableado, así como

condiciones reales de operación. Estas pérdidas son consideradas mediante el parámetro  $\eta_{sist}$ , el cual representa la eficiencia global del sistema fotovoltaico.

Para los cálculos de referencia, se adoptó un valor de GHI de 5.1 kWh/m<sup>2</sup>·día (promedio del rango reportado) y una eficiencia nominal del sistema fotovoltaico del 18%, valor representativo para paneles comerciales de silicio policristalino. Sin embargo, debido a que el sistema opera bajo condiciones reales y no bajo condiciones estándar de prueba (STC), la eficiencia efectiva del sistema puede verse reducida por factores como el incremento de temperatura de operación, pérdidas eléctricas, suciedad sobre los paneles, degradación de materiales y variaciones climáticas. Por tanto, no toda la radiación solar incidente es convertida en energía útil, sino únicamente una fracción correspondiente a la eficiencia global del sistema fotovoltaico.

La ecuación 23 sirve para representar la eficiencia real del sistema fotovoltaico bajo condiciones de operación reales.

$$\eta_{real} = \eta_{STC} (1 - \beta(T_{celda} - 28)) PR \quad (23)$$

- $\eta_{real}$  = Eficiencia real del panel fotovoltaico
- $\eta_{STC}$  = Eficiencia nominal del panel bajo condiciones estándar de prueba
- $\beta$  = Coeficiente de pérdida térmica del panel
- $T_{celda}$  = Temperatura real de operación de la celda
- 28 = Temperatura estándar de referencia (28 °C)
- $PR$  = Performance Ratio o factor global de pérdidas

La ecuación de eficiencia real del sistema fotovoltaico se incorporó con el fin de representar el comportamiento del panel bajo condiciones reales de operación. A diferencia de las condiciones estándar de prueba (STC), los sistemas fotovoltaicos experimentan pérdidas asociadas al

incremento de temperatura, condiciones ambientales y pérdidas eléctricas del sistema. Por ello, la eficiencia efectiva del panel resulta inferior a la eficiencia nominal, permitiendo obtener una estimación más realista de la energía útil disponible para la producción de hidrógeno verde.

Aunque los paneles policristalinos comerciales pueden alcanzar eficiencias nominales cercanas al 18% bajo condiciones estándar de prueba (STC), en condiciones reales de operación la eficiencia efectiva disminuye debido al aumento de temperatura de operación, variaciones climáticas y pérdidas del sistema. Por esta razón, la energía realmente aprovechable representa únicamente una fracción de la radiación solar total disponible.

La Tabla 2 resume los parámetros utilizados para la estimación del potencial solar en Barrancabermeja.

**Tabla 2**

*Parámetros utilizados para la estimación del potencial solar en Barrancabermeja*

<b>Parámetro</b>	<b>Símbolo</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidad</b>	<b>Fuente</b>
<b>Irradiancia global horizontal</b>	$GHI$	5.1	kWh/m <sup>2</sup> ·día	IDEAM & UPME (2022)
<b>Área de captación solar</b>	$A_{FV}$	1,000	m <sup>2</sup>	Dimensión de referencia
<b>Eficiencia del sistema FV</b>	$\eta_{sist}$	0.18	-	Luan et al. (2023)
<b>Días del año</b>	-	365	días/año	Calendario estándar
<b>Energía anual generada</b>	$E_{solar}$	334	MWh/año	Calculado

- FV= Foto voltaico.

#### 4.1.2. Evaluación del potencial eólico complementario

Aunque la región de Barrancabermeja no se caracteriza por vientos de alta velocidad como los que se registran en la costa atlántica colombiana, el Atlas del Potencial Eólico de la UPME (2023) reporta velocidades promedio de 3 a 4 m/s a 50 metros de altura. Este recurso, si bien limitado, puede ser aprovechado de manera complementaria mediante turbinas de pequeña escala (< 100 kW) para respaldo o autoconsumo.

La potencia eólica disponible se calcula mediante la Ecuación 24

$$P_{eólica} = \frac{1}{2} \times \rho_{aire} \times A_{rotor} \times v^3 \times Cp \quad (24)$$

- $P_{eólica}$  = potencia eólica disponible (W)
- $\rho_{aire}$  = densidad del aire (1.225 kg/m<sup>3</sup> a condiciones estándar)
- $A_{rotor}$  = área barrida por el rotor (m<sup>2</sup>)
- $v$  = velocidad del viento (m/s)
- $Cp$  = coeficiente de potencia del aerogenerador (adimensional, típicamente 0.35-0.45)

Para una turbina de referencia con área de rotor de 20 m<sup>2</sup> y velocidad de viento de 3.5 m/s, la potencia disponible es del orden de 211 W, lo que confirma el carácter secundario del recurso eólico frente al solar en esta región. En consecuencia, el análisis energético se centrará en la energía solar como fuente primaria para la producción de hidrógeno verde.

#### 4.1.3. Estimación de la producción de hidrógeno verde

A partir de la energía solar disponible, se calculó la producción potencial de hidrógeno verde mediante electrólisis del agua. El hidrógeno verde se produce a través de la reacción electroquímica presentada en la Ecuación 25



El consumo específico de energía para la producción de hidrógeno por electrólisis varía según la tecnología empleada. La Tabla 3 presenta los valores típicos de consumo energético y eficiencia para las principales tecnologías de electrólisis.

**Tabla 3**

*Consumo energético y eficiencia de tecnologías de electrólisis.*

Tecnología	Consumo específico (kWh/kg H <sub>2</sub> )	Eficiencia (%)	Madurez tecnológica
<b>Electrólisis alcalina (AEL)</b>	50 - 55	60 - 70	Alta (comercial)
<b>Membrana de intercambio de protones (PEM)</b>	48 - 53	65 - 75	Media-alta
<b>Óxido sólido (SOEC)</b>	40 - 45	75 - 85	Baja (demostración)

Fuente: Adaptado de Moser et al. (2024) y Varone y Ferrari (2022)

Para el presente estudio, se adoptó un valor de consumo específico de 50 kWh/kg H<sub>2</sub>, correspondiente a electrólisis alcalina, que es la tecnología más madura y de menor costo de inversión. La producción anual de hidrógeno verde se calcula mediante la Ecuación 26;

$$m_{H_2} = \frac{E_{solar} \times n_{el}}{SEC_{el}} \quad (26)$$

- $m_{H_2}$  = producción anual de hidrógeno (kg/año)
- $E_{solar}$  = energía solar disponible (kWh/año)
- $n_{el}$  = eficiencia del electrolizador (adimensional)
- $SEC_{el}$  = consumo específico del electrolizador (kWh/kg H<sub>2</sub>)

Sustituyendo los valores de referencia  $E_{solar} = 334,000$  \$ kWh/año,  $n_{el} = 0.70$  \$,  $SEC_{el} = 50$  \$ kWh/kg), se obtiene una producción anual de aproximadamente 4,676 kg de hidrógeno verde. Este valor constituye la base para la posterior estimación de la capacidad de producción de metanol renovable.

## 4.2. Modelado y simulación del proceso de síntesis de metanol

Esta fase de investigación corresponde al núcleo técnico del trabajo y consiste en el modelado y la simulación del proceso de síntesis de metanol a partir de CO<sub>2</sub> e hidrógeno verde. Para ello, se empleó el simulador de procesos **DWSIM (v 5.7)**, un software de código abierto que ha demostrado ser una herramienta eficaz para el análisis de sistemas químicos y energéticos (Leandro Junior, 2021; Chuquin-Vasco et al., 2021). La elección de DWSIM se fundamenta en varias consideraciones en primer lugar es un software de acceso libre, lo que facilita su uso en el ámbito académico sin incurrir en los altos costos de licencias comerciales, en segundo lugar cuenta con una amplia base de datos de compuestos químicos y modelos termodinámicos, en tercer lugar permite la simulación en estado estacionario de procesos que involucran reacciones químicas, separación de fases y reciclaje de corrientes y en cuarto lugar ha sido validado en múltiples estudios de síntesis de metanol a partir de CO<sub>2</sub> (Leandro Junior, 2021).

### 4.2.1. Selección del paquete termodinámico

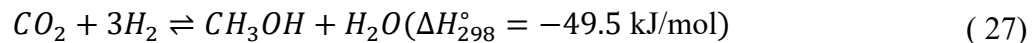
La selección del modelo termodinámico adecuado es crítica para garantizar la precisión de los resultados de la simulación. En el proceso de síntesis de metanol coexisten fases gaseosas a alta presión y fases líquidas con componentes polares como el metanol y el agua, lo que exige el uso de ecuaciones de estado capaces de representar fielmente el equilibrio líquido-vapor (VLE) en estas condiciones. Para el lazo de gas de alta presión (corrientes que contienen H<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>, CO,

CH<sub>3</sub>OH y H<sub>2</sub>O a presiones entre 50 y 100 bar y temperaturas entre 200 y 300 °C), se seleccionó el modelo Peng-Robinson con función alfa de Boston-Mathias (PR-BM). Este modelo es ampliamente recomendado para sistemas gas-condensables con presencia de metanol y agua, ya que proporciona predicciones precisas de las propiedades volumétricas y del equilibrio de fases en el rango de operación típico de la síntesis de metanol (Yarrison et al., 2004).

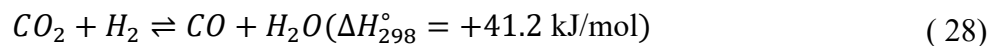
Para la sección líquida de purificación (destilación del metanol crudo), se empleó el modelo NRTL (Non-Random Two-Liquid) con opción de ley de Henry para los gases disueltos. El modelo NRTL captura adecuadamente la no idealidad del sistema binario metanol-agua, que presenta un azeótropo de punto de ebullición mínimo y desviaciones significativas de la ley de Raoult (Labarta et al., 2022).

#### 4.2.2. Reacciones químicas consideradas

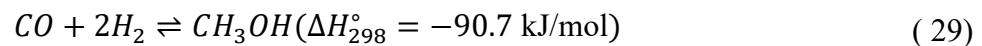
Ecuación 27 (Síntesis de metanol a partir de CO<sub>2</sub>):



Ecuación 28 (Reacción reversa de desplazamiento de gas de agua, RWGS):



Ecuación 29 (Síntesis de metanol a partir de CO):



La reacción principal 30 es exotérmica y está termodinámicamente favorecida a altas presiones y bajas temperaturas. Sin embargo, la cinética de la reacción requiere temperaturas moderadas (200-300 °C) para alcanzar velocidades de reacción aceptables. La reacción RWGS es endotérmica y compite con la síntesis de metanol, consumiendo hidrógeno y generando monóxido de carbono como subproducto. La presencia de esta reacción secundaria afecta la selectividad del proceso y debe ser considerada en el modelado cinético (Trifan et al., 2021).

### 4.2.3. Modelado del reactor de síntesis

El reactor de síntesis de metanol se modeló como un reactor de lecho fijo que opera en condiciones cercanas al equilibrio termodinámico. En el programa DWSIM, se utilizó el bloque REquil para los cálculos preliminares de equilibrio, lo que permite determinar los límites termodinámicos del proceso y explorar el efecto de la temperatura y la presión sobre la conversión de CO<sub>2</sub> y el rendimiento de metanol.

Para un análisis más detallado, se implementó un modelo cinético en el bloque RPlug, utilizando las ecuaciones de velocidad de reacción propuestas por Vanden Bussche y Froment (1996). Este modelo cinético ha sido ampliamente validado para catalizadores comerciales Cu/ZnO/Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> y considera tanto la síntesis de metanol a partir de CO<sub>2</sub> como la reacción RWGS. Las expresiones cinéticas se presentan en las Ecuaciones 30 y 31:

Ecuación 30 (Velocidad de formación de metanol):

$$r_{MeOH} = \frac{k_1 P_{CO_2} P_{H_2} \left( 1 - \frac{P_{MeOH} P_{H_2O}}{K_{eq,1} P_{CO_2} P_{H_2}^3} \right)}{\left( 1 + K_{CO_2} P_{CO_2} + K_{H_2O} P_{H_2O} \right)^3} \quad (30)$$

Ecuación 31 (Velocidad de la reacción RWGS):

$$r_{RWGS} = \frac{k_2 P_{CO_2} \left( 1 - \frac{P_{CO} P_{H_2O}}{K_{eq,2} P_{CO_2} P_{H_2}} \right)}{\left( 1 + K_{CO_2} P_{CO_2} + K_{H_2O} P_{H_2O} \right)} \quad (31)$$

Donde  $k_1$  y  $k_2$  son las constantes cinéticas,  $K_{eq,1}$  y  $K_{eq,2}$  son las constantes de equilibrio, y  $K_{CO_2}$  y  $K_{H_2O}$  son las constantes de adsorción. Estas constantes dependen de la temperatura según la ecuación de Arrhenius.

#### 4.2.4. Condiciones de operación

Las condiciones de operación del reactor de síntesis de metanol se seleccionaron con base en la revisión de literatura y las prácticas industriales reportadas. La Tabla 4 resume los parámetros de operación adoptados para la simulación base.

**Tabla 4**

*Condiciones de operación para la simulación del reactor de síntesis de metanol*

Parámetro	Valor	Unidad	Referencia
Temperatura del reactor	220 - 270	°C	Kamsuwan et al. (2022)
Presión del reactor	50 - 100	bar	Chaín & Bartolomé (2024)
Relación molar H <sub>2</sub> /CO <sub>2</sub> en alimentación	3:1	-	Estequiometría
Catalizador	Cu/ZnO/Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	-	Comercial
Conversión de CO <sub>2</sub> por paso	15 - 25	%	Dieterich et al. (2020)

La relación H<sub>2</sub>/CO<sub>2</sub> de 3:1 corresponde a la estequiometría de la reacción principal. Sin embargo, en la práctica industrial se puede ajustar ligeramente este valor para optimizar el rendimiento y minimizar la formación de subproductos. La temperatura de operación se mantiene en el rango de 220-270 °C, ya que temperaturas superiores a 300 °C favorecen la reacción RWGS y pueden provocar la sinterización del catalizador de cobre (Nestler et al., 2020).

Tabla 5

*Condiciones de operación en todas las etapas del sistema.*

<b>Etapas del sistema</b>	<b>Parámetro de operación</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidad</b>	<b>Descripción</b>
<b>Sistema fotovoltaico</b>	Irradiancia solar promedio (GHI)	5.1	kWh/m <sup>2</sup> ·día	Promedio de irradiancia para Barrancabermeja
	Área de captación solar	1000	m <sup>2</sup>	Área considerada para generación eléctrica
	Eficiencia nominal FV	18	%	Panel policristalino comercial
	Eficiencia real estimada FV	14.9	%	Considerando pérdidas térmicas y operativas
	Temperatura de referencia STC	25	°C	Condición estándar de prueba
	Performance Ratio (PR)	0.90	—	Factor global de pérdidas del sistema
<b>Electrólisis</b>	Tecnología de electrólisis	Alcalina (AEL)	—	Tecnología seleccionada para producción de H <sub>2</sub>
	Consumo específico de electrólisis	50	kWh/kg H <sub>2</sub>	Energía requerida para producir hidrógeno
	Eficiencia del electrolizador	70	%	Eficiencia energética asumida
	Producción anual estimada de H <sub>2</sub>	3870	kg/año	Producción ajustada con eficiencia real
<b>Corrientes frescas</b>	Temperatura inicial de alimentación	25	°C	Corrientes de H <sub>2</sub> y CO <sub>2</sub> frescos
	Presión inicial de alimentación	1	bar	Presión atmosférica inicial
	Flujo de CO <sub>2</sub> fresco	100.00	kmol/h	Alimentación al proceso
	Flujo de H <sub>2</sub> fresco	315.00	kmol/h	Alimentación al proceso
	Relación molar H <sub>2</sub> /CO <sub>2</sub>	3:1	—	Relación estequiométrica
<b>Compresión</b>	Presión después de compresión	75	bar	Presión de operación del lazo
	Temperatura CO <sub>2</sub> _HP	127.3	°C	Temperatura después de compresión

	Temperatura H <sub>2</sub> HP	115.6	°C	Temperatura después de compresión
<b>Reactor de síntesis</b>	Tipo de reactor	Lecho fijo	—	Reactor catalítico
	Catalizador	Cu/ZnO/Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	—	Catalizador industrial convencional
	Temperatura de operación	250	°C	Condición base de reacción
	Presión de operación	75	bar	Condición base de reacción
	Conversión single-pass de CO <sub>2</sub>	18.48	%	Conversión obtenida
	Conversión de H <sub>2</sub>	17.61	%	Conversión del hidrógeno
	Selectividad a metanol	91.82	%	Selectividad del reactor
	Temperatura de salida del reactor	236.7	°C	Corriente R_OUT
<b>Separación y reciclaje</b>	Presión de salida del reactor	73	bar	Caída de presión en reactor
	Corriente reciclada	342.43	kmol/h	Gas no reaccionado recuperado
	Corriente de purga	18.03	kmol/h	Purga para evitar acumulación de inertes
	Fracción de purga	5	%	Valor adoptado en simulación
<b>Producto final</b>	Corriente líquida de metanol	18.48	kmol/h	Producto separado
	Producción de metanol	374.74	kg/h	Producción total obtenida
	Pureza del metanol	>99	%	Pureza del producto final

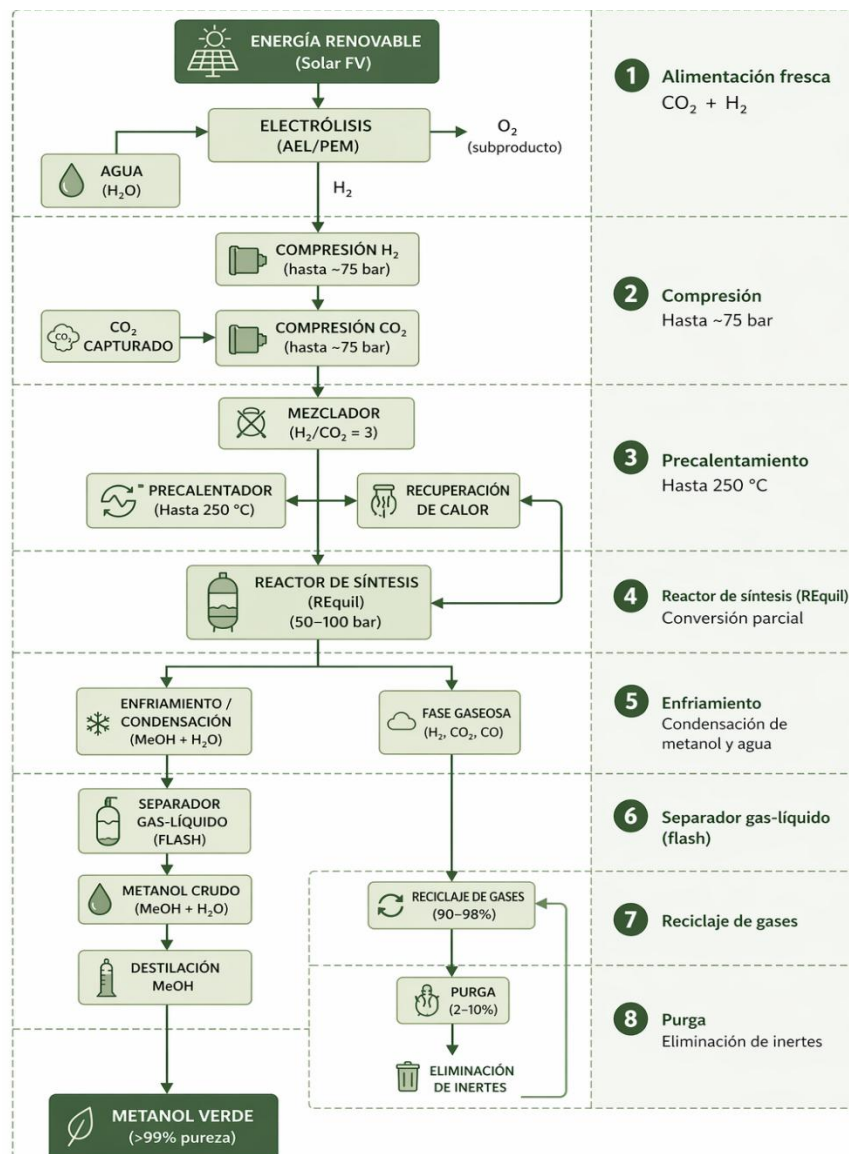
Las condiciones de operación presentadas corresponden a los parámetros utilizados en la simulación del proceso Power-to-Methanol desarrollada en DWSIM. Los valores consideran condiciones representativas para la producción de metanol verde a partir de CO<sub>2</sub> e hidrógeno verde, incorporando pérdidas reales asociadas al sistema fotovoltaico, electrólisis, compresión, reacción y separación del producto.

#### 4.2.5. Configuración del lazo de síntesis

El lazo de síntesis de metanol se configuró siguiendo el esquema típico de los procesos *Power-to-Methanol* (Moser et al., 2024). La Figura 5 presenta el diagrama de flujo del proceso de síntesis de metanol implementado en DWSIM, el cual incluye las siguientes etapas:

**Figura 5**

*Diagrama de flujo del proceso Power-to-Methanol implementado en DWSIM.*



Compresión y acondicionamiento de reactivos: Las corrientes de  $H_2$  y  $CO_2$  se comprimen hasta la presión de operación del reactor (50-100 bar) mediante compresores multietapa con enfriamiento intermedio. Esta etapa representa una parte significativa del consumo energético del proceso.

Mezcla y precalentamiento: Las corrientes comprimidas se mezclan en la proporción  $H_2/CO_2$  deseada y se precalientan hasta la temperatura de entrada al reactor (aproximadamente 250 °C), aprovechando el calor recuperado de la corriente de salida del reactor.

Reactor de síntesis: La mezcla precalentada ingresa al reactor de lecho fijo, donde tiene lugar la conversión catalítica de  $CO_2$  y  $H_2$  a metanol y agua, junto con la reacción RWGS que genera CO como subproducto.

Separación gas-líquido: La corriente de salida del reactor se enfría para condensar el metanol y el agua, que se separan en un tambor de flash. La fase líquida (metanol crudo) se envía a la sección de purificación, mientras que la fase gaseosa ( $H_2$ ,  $CO_2$  y CO no reaccionados) se recicla parcialmente.

Reciclaje y purga: Una fracción mayoritaria de la corriente gaseosa se recircula al reactor para aumentar la conversión global de  $CO_2$ . Una pequeña fracción (2-10%) se purga para evitar la acumulación de inertes y CO en el lazo (Ali et al., 2023).

Purificación del metanol: El metanol crudo se purifica mediante destilación fraccionada, obteniendo metanol de grado combustible o grado químico con una pureza superior al 99%.

### 4.3. Balances de masa y energía y cálculo de indicadores de desempeño (KPIs)

Esta fase de la investigación se centró en el análisis cuantitativo del desempeño energético del proceso, mediante la realización de balances de masa y energía y el cálculo de indicadores clave de desempeño (KPIs). Esta fase es fundamental para evaluar la eficiencia del sistema, identificar oportunidades de optimización y comparar el proceso con las rutas convencionales de producción de metanol.

#### 4.3.1. Balance de masa

El balance de masa se realizó para cada una de las etapas del proceso, aplicando el principio de conservación de la materia. La Ecuación 32 presenta la expresión general del balance de masa para un sistema en estado estacionario:

Ecuación 32 (Balance de masa global):

$$\sum \dot{m}_{entrada} = \sum \dot{m}_{salida} \quad (32)$$

Para cada componente químico, el balance se expresa en términos de flujos molares, como se muestra en la Ecuación 33:

Ecuación 33 (Balance molar por componente):

$$\dot{n}_{i,entrada} + \dot{n}_{i,generado} = \dot{n}_{i,salida} + \dot{n}_{i,consumido} \quad (33)$$

Donde  $\dot{n}_i$  representa el flujo molar del componente  $i$  (kmol/h), y los términos de generación y consumo están determinados por la estequiometría de las reacciones químicas que ocurren en el reactor.

Los balances de masa permiten determinar la producción de metanol, la conversión de reactivos, la selectividad del proceso y la eficiencia de utilización del carbono. Los valores obtenidos de la simulación en DWSIM se exportaron a una hoja de cálculo para su procesamiento y análisis.

### 4.3.2. Balance de energía

El balance de energía se realizó aplicando la primera ley de la termodinámica a cada unidad de proceso. La Ecuación 34 presenta la expresión general del balance de energía para un sistema abierto en estado estacionario:

$$\sum \dot{m}_{entrada} h_{entrada} + \dot{Q} + \dot{W} = \sum \dot{m}_{salida} h_{salida} \quad (34)$$

- $h$  = entalpía específica de cada corriente (kJ/kg)
- $\dot{Q}$  = flujo de calor intercambiado con el entorno (kW)
- $\dot{W}$  = potencia mecánica o eléctrica suministrada al sistema (kW)

El balance de energía permite cuantificar el consumo energético en cada etapa del proceso, incluyendo la potencia eléctrica requerida por compresores y bombas, el calor necesario para el precalentamiento de reactivos y la destilación del metanol, y el calor liberado en el reactor de síntesis (que puede ser recuperado para otros usos).

### 4.3.3. Indicadores clave de desempeño (KPIs)

A partir de los balances de masa y energía, se calcularon los siguientes indicadores clave de desempeño, los cuales permiten evaluar la eficiencia del proceso desde diferentes perspectivas.

Indicadores de desempeño del reactor

- **Conversión de CO<sub>2</sub>:** Fracción del CO<sub>2</sub> alimentado que se convierte en productos. Se calcula mediante la Ecuación 35:

$$X_{CO_2} = \frac{(\dot{n}_{CO_2, entrada} - \dot{n}_{CO_2, salida})}{\dot{n}_{CO_2, entrada}} \quad (35)$$

La conversión en una sola pasada por el reactor está limitada por el equilibrio termodinámico y típicamente se encuentra en el rango de 15-25% para las condiciones de operación seleccionadas (Dieterich et al., 2020).

Conversión de H<sub>2</sub> Fracción del hidrógeno alimentado que se consume en las reacciones químicas. Se calcula mediante la Ecuación 36:

$$X_{H_2} = \frac{(\dot{n}_{H_2, entrada} - \dot{n}_{H_2, salida})}{\dot{n}_{H_2, entrada}} \quad (36)$$

Selectividad a metanol  $S_{MeOH}$ : Proporción del CO<sub>2</sub> convertido que se transforma en metanol, en lugar de otros productos carbonados como el CO. Se calcula mediante la Ecuación 37:

$$S_{MeOH} = \frac{\dot{n}_{MeOH, producido}}{\dot{n}_{CO_2, entrada} - \dot{n}_{CO_2, salida}} \quad (37)$$

Rendimiento de metanol  $Y_{MeOH}$ : Relación entre el metanol producido y el CO<sub>2</sub> alimentado. Se calcula mediante la Ecuación 38:

$$Y_{MeOH} = \frac{\dot{n}_{MeOH, producido}}{\dot{n}_{CO_2, entrada}} \quad (38)$$

Indicadores del proceso global

Producción de metanol  $\dot{n}_{MeOH}$ : Flujo másico de metanol obtenido a la salida del proceso, expresado en kg/h o toneladas/año.

Relación de reciclaje (RR): Relación entre el flujo recirculado y el flujo de alimentación fresca. Se calcula mediante la Ecuación 39:

$$RR = \frac{\dot{n}_{recirculación}}{\dot{n}_{alimentación, fresca}} \quad (39)$$

Fracción de purga  $f_{purga}$ : Proporción de la corriente gaseosa que se purga para evitar la acumulación de inertes. Se calcula mediante la Ecuación 40:

$$f_{purga} = \frac{\dot{n}_{purga}}{\dot{n}_{recirculación}} \quad (40)$$

### Indicadores Energéticos

Consumo específico de energía (SEC): Cantidad de energía requerida para producir una unidad de masa de metanol. Se calcula mediante la Ecuación 41:

$$SEC = \frac{P_{el} + \dot{Q}_{neto}}{\dot{m}_{MeOH}} \quad (41)$$

Donde  $P_{el}$  es la potencia eléctrica total consumida (kW) y  $\dot{Q}_{neto}$  es el flujo neto de calor suministrado al proceso (kW). El SEC se expresa típicamente en kWh/kg MeOH o kWh/ton MeOH.

- **Eficiencia energética (primera ley,  $\eta_I$ ):** Relación entre la energía útil obtenida (poder calorífico del metanol producido) y la energía total suministrada al sistema. Se calcula mediante la Ecuación 42:

$$\eta_I = \frac{\dot{m}_{MeOH} \times LHV_{MeOH}}{\dot{m}_{H_2} \times LHV_{H_2} + P_{el} + \dot{Q}_{neto}} \quad (42)$$

Donde  $LHV_{MeOH}$  y  $LHV_{H_2}$  son los poderes caloríficos inferiores del metanol y del hidrógeno, respectivamente.

### Indicadores ambientales

Emisiones de CO<sub>2</sub> evitadas ( $E_{evitadas}$ ): Diferencia entre las emisiones asociadas a la producción convencional de metanol a partir de gas natural y las emisiones del proceso con hidrógeno verde. Se calcula mediante la Ecuación 43:

$$E_{evitadas} = (EF_{fósil} - EF_{verde}) \times P_{MeOH,anual} \quad (43)$$

Donde  $EF_{fósil}$  es el factor de emisión del metanol fósil (típicamente 1.3-1.4 t CO<sub>2</sub>/t MeOH) y  $EF_{verde}$  es el factor de emisión del metanol renovable (0.05-0.2 t CO<sub>2</sub>/t MeOH, dependiendo de la fuente de electricidad) (Bianchi et al., 2025).

**Tabla 6**

*Resume los valores de referencia de los principales KPIs reportados en la literatura para procesos Power-to-Methanol.*

KPI	Símbolo	Valor típico	Unidad
Conversión de CO <sub>2</sub> por paso	$X_{CO_2}$	15 - 25	%
Selectividad a MeOH	$S_{MeOH}$	> 90	%
Consumo específico de energía (síntesis)	$SEC$	10 - 15	kWh/kg MeOH
Consumo específico de energía (global con electrólisis)	$SEC_g$	40 - 60	kWh/kg MeOH
Eficiencia energética global	$\eta_I$	45 - 60	%
Emisiones netas de CO <sub>2</sub>	$EF_{verde}$	0.05 - 0.2	t CO <sub>2</sub> /t MeOH

#### 4.4. Análisis de viabilidad económica y ambiental

Esta última fase de la investigación aborda la evaluación de la viabilidad económica y ambiental del proceso de producción de metanol renovable en Barrancabermeja. Esta fase es esencial para determinar si la tecnología *Power-to-Methanol* puede competir con las rutas convencionales basadas en combustibles fósiles y para cuantificar los beneficios ambientales asociados a su implementación.

#### 4.4.1. Análisis de costo nivelado del metanol (LCOMeOH)

El costo nivelado del metanol (Levelized Cost of Methanol, LCOMeOH) representa el costo de producción por unidad de masa que permite recuperar todos los gastos de inversión y operación a lo largo de la vida útil del proyecto, considerando una tasa de descuento determinada.

El LCOMeOH se calcula mediante la Ecuación 44:

$$LCOMeOH = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{CAPEX_t + OPEX_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{P_{MeOH,t}}{(1+r)^t}} \quad (44)$$

- $CAPEX_t$  = gastos de capital en el año  $t$  (USD)
- $OPEX_t$  = gastos de operación y mantenimiento en el año  $t$  (USD)
- $P_{MeOH,t}$  = producción de metanol en el año  $t$  (kg o ton)
- $r$  = tasa de descuento (adimensional)
- $n$  = vida útil del proyecto (años)

Los principales componentes de costo considerados en el análisis incluyen:

**CAPEX:** Electrolizador, compresores, reactor de síntesis, columna de destilación, sistema de captura de CO<sub>2</sub>, instalación fotovoltaica, obras civiles e ingeniería.

**OPEX:** Costo de la electricidad renovable, costo del CO<sub>2</sub> capturado, mantenimiento de equipos, personal de operación, seguros e impuestos.

Los costos unitarios de los equipos principales se obtuvieron de la literatura especializada (Sollai et al., 2022; Cameli et al., 2024) y se ajustaron a las condiciones del mercado colombiano mediante factores de localización.

#### 4.4.2. Comparación con combustibles convencionales

El metanol renovable producido se comparó con los combustibles convencionales (gasolina, diésel y metanol fósil) en términos de, Eficiencia energética global, Emisiones de gases y el Costo nivelado. La Tabla 7 presenta los valores de referencia tomados de la literatura para la comparación entre combustibles.

Eficiencia energética global: Relación entre la energía útil y la energía primaria consumida.

Emisiones de gases de efecto invernadero: Toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente emitidas por unidad de energía entregada.

Costo nivelado: Comparación del LCOMeOH con los precios de mercado de los combustibles fósiles en Colombia.

**Tabla 7**

*Comparación de indicadores entre e-metanol y combustibles convencionales.*

Indicador	e-Metanol	Metanol fósil	Gasolina	Diésel
<b>Eficiencia global del proceso (%)</b>	45 – 60	65 - 75	85 - 90	85 - 90
<b>Emisiones netas de CO<sub>2</sub> (t CO<sub>2</sub>/t combustible)</b>	-0.5 a +0.1	+0.7 a +1.4	+3.1	+3.2
<b>Densidad energética (MJ/L)</b>	15.8	15.8	32.0	35.8
<b>Costo de producción (USD/t)</b>	700 - 1,200	200 - 300	500 - 700	400 - 600

Fuente: Elaboración propia con base en Moser et al., 2024; Sollai et al., 2022, Bianchi et al., 2025; Olah et al., 2018; IEA, 2022; IPCC, 2021.

Los valores presentados en la Tabla 7 corresponden a una recopilación y análisis comparativo de información reportada en la literatura científica y técnica sobre producción de metanol y combustibles convencionales. En particular, los rangos de eficiencia energética y consumo de energía para el proceso *Power-to-Methanol* se basan en estudios de integración y

análisis energético de procesos (Moser et al., 2024; Sollai et al., 2022). Las emisiones de CO<sub>2</sub> asociadas al metanol fósil y al metanol verde fueron obtenidas a partir de evaluaciones (Bianchi et al., 2025; Olah et al., 2018). Por su parte, los datos correspondientes a gasolina y diésel, incluyendo eficiencia, emisiones y densidad energética, se fundamentan en reportes de agencias internacionales y literatura de energía (IEA, 2022; IPCC, 2021). Finalmente, los costos de producción se estimaron con base en estudios tecno económicos recientes de combustibles sintéticos y convencionales, considerando condiciones de mercado actuales y proyecciones tecnológicas.

#### 4.5. Validación del modelo

La validación del modelo de simulación es un paso crítico para garantizar la confiabilidad de los resultados obtenidos. En este estudio, la validación se realizó mediante las siguientes estrategias:

*Comparación con datos de literatura.* Los resultados de la simulación (conversión de CO<sub>2</sub>, selectividad a metanol, producción de metanol, consumo energético) se compararon con valores reportados en estudios previos sobre síntesis de metanol a partir de CO<sub>2</sub> e hidrógeno verde. Se consideraron como referencia los trabajos de Dieterich et al. (2020), Moser et al. (2024), Sollai et al. (2022) y Theofanidis et al. (2024). Se espera que los resultados obtenidos se encuentren dentro de los rangos típicos reportados en la literatura, lo que confirmaría la validez del modelo.

*Verificación de balances de masa y energía.* Se comprobó que los balances de masa y energía cerraran adecuadamente en cada unidad de proceso y en el sistema global. El error relativo en los balances se mantuvo por debajo del 1%, valor considerado aceptable para simulaciones en estado estacionario.

*Análisis de sensibilidad.* Se realizó un análisis de sensibilidad para identificar los parámetros que tienen mayor influencia sobre los resultados del modelo. Las variables analizadas incluyeron la temperatura y presión del reactor, la relación  $H_2/CO_2$  en la alimentación, la eficiencia del electrolizador y la irradiancia solar disponible. Este análisis permite evaluar la robustez del modelo y cuantificar la incertidumbre asociada a las variaciones en los parámetros de entrada.

## 5. Resultados

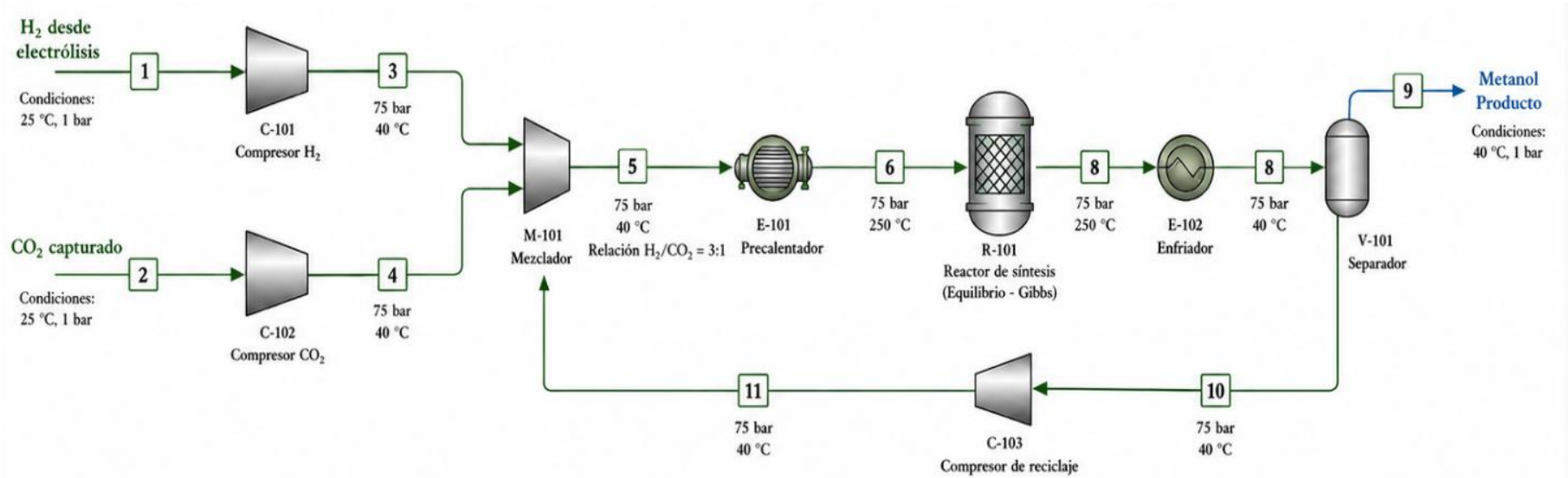
### 5.1. Resultados de la simulación del proceso Power-to-Methanol

La simulación del proceso de síntesis de metanol a partir de CO<sub>2</sub> e hidrógeno verde se llevó a cabo en el software DWSIM versión 5.7, empleando el paquete termodinámico Peng-Robinson con función alfa de Boston-Mathias (PR-BM) para el lazo de alta presión y el modelo NRTL para la sección de purificación líquida. Las condiciones de operación se establecieron con base en los rangos típicos reportados en la literatura para catalizadores Cu/ZnO/Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>: temperatura de reactor de 250 °C, presión de 75 bar y relación molar H<sub>2</sub>/CO<sub>2</sub> de 3:1 (Kamsuwan et al., 2022; Dieterich et al., 2020).

La figura 6 presenta el diagrama de flujo del proceso implementado en DWSIM, el cual integra las etapas de compresión de reactivos, precalentamiento, reactor de síntesis, separación gas-líquido y reciclaje de gases no reaccionados. Esta configuración corresponde al esquema típico de los procesos *Power-to-Methanol* descritos por Moser et al. (2024) y Theofanidis et al. (2024), de igual forma se presenta una imagen ilustrativa de todo el proceso así como su explicación.

Figura 6

Diagrama de simulación del proceso en DWSIM



LEYENDA DE CORRIENTES	CONDICIONES DE OPERACIÓN	EQUIPOS PRINCIPALES	COMPONENTES DEL SISTEMA	OBJETIVO DE LA SIMULACIÓN																											
<ul style="list-style-type: none"> <li>1 H<sub>2</sub> desde electrólisis</li> <li>2 CO<sub>2</sub> capturado</li> <li>3 H<sub>2</sub> comprimido</li> <li>4 CO<sub>2</sub> comprimido</li> <li>5 Mezcla de alimentación al reactor (Relación H<sub>2</sub>/CO<sub>2</sub> = 3:1)</li> <li>6 Alimentación al reactor (250 °C)</li> <li>7 Efluente del reactor</li> <li>8 Corriente enfriada</li> <li>9 Metanol producto</li> <li>10 Corriente no convertida (reciclaje)</li> <li>11 Reciclaje comprimido</li> </ul>	<table border="1"> <tr> <td>Temperatura del reactor</td> <td>250 °C</td> </tr> <tr> <td>Presión del sistema</td> <td>75 bar</td> </tr> <tr> <td>Relación molar H<sub>2</sub>/CO<sub>2</sub></td> <td>3:1</td> </tr> <tr> <td>Modelo termodinámico</td> <td>Peng-Robinson</td> </tr> <tr> <td>Tipo de reactor</td> <td>Gibbs (Equilibrio)</td> </tr> <tr> <td>Estado</td> <td>Estado estacionario</td> </tr> </table>	Temperatura del reactor	250 °C	Presión del sistema	75 bar	Relación molar H <sub>2</sub> /CO <sub>2</sub>	3:1	Modelo termodinámico	Peng-Robinson	Tipo de reactor	Gibbs (Equilibrio)	Estado	Estado estacionario	<ul style="list-style-type: none"> <li>C-101 / C-102 / C-103 Compresores</li> <li>M-101 Mezclador</li> <li>E-101 / E-102 Intercambiadores de calor</li> <li>R-101 Reactor de síntesis (Equilibrio)</li> <li>V-101 Separador Flash</li> </ul>	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Componente</th> <th>Fórmula</th> <th>Rol en el proceso</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Hidrógeno</td> <td>H<sub>2</sub></td> <td>Reactivo (desde electrólisis)</td> </tr> <tr> <td>Dióxido de carbono</td> <td>CO<sub>2</sub></td> <td>Reactivo (capturado)</td> </tr> <tr> <td>Metanol</td> <td>CH<sub>3</sub>OH</td> <td>Producto principal</td> </tr> <tr> <td>Agua</td> <td>H<sub>2</sub>O</td> <td>Subproducto</td> </tr> </tbody> </table>	Componente	Fórmula	Rol en el proceso	Hidrógeno	H <sub>2</sub>	Reactivo (desde electrólisis)	Dióxido de carbono	CO <sub>2</sub>	Reactivo (capturado)	Metanol	CH <sub>3</sub> OH	Producto principal	Agua	H <sub>2</sub> O	Subproducto	<ul style="list-style-type: none"> <li>Evaluar el desempeño del proceso Power-to-Methanol.</li> <li>Determinar conversiones y consumos energéticos.</li> <li>Analizar el efecto del reciclaje en la eficiencia global.</li> <li>Obtener la producción estimada de metanol.</li> </ul>
Temperatura del reactor	250 °C																														
Presión del sistema	75 bar																														
Relación molar H <sub>2</sub> /CO <sub>2</sub>	3:1																														
Modelo termodinámico	Peng-Robinson																														
Tipo de reactor	Gibbs (Equilibrio)																														
Estado	Estado estacionario																														
Componente	Fórmula	Rol en el proceso																													
Hidrógeno	H <sub>2</sub>	Reactivo (desde electrólisis)																													
Dióxido de carbono	CO <sub>2</sub>	Reactivo (capturado)																													
Metanol	CH <sub>3</sub> OH	Producto principal																													
Agua	H <sub>2</sub> O	Subproducto																													

### 5.1.1. Balance de masa del proceso

La Tabla 8 presenta las corrientes principales del proceso con sus respectivos flujos molares totales y composiciones másicas. Estos resultados corresponden al estado estacionario alcanzado tras la convergencia del lazo de reciclaje en DWSIM.

**Tabla 8**

*Resumen de corrientes principales del proceso de síntesis de metanol*

Corriente	Flujo total (kmol/h)	Temperatura (°C)	Presión (bar)	Composición (% molar)
				H <sub>2</sub> / CO <sub>2</sub> / CO / MeOH / H <sub>2</sub> O
<b>CO<sub>2</sub></b> <b>(alimentación fresca)</b>	100.00	25.0	1.0	0.0 / 100.0 / 0.0 / 0.0 / 0.0
<b>H<sub>2</sub> (alimentación fresca)</b>	315.00	25.0	1.0	100.0 / 0.0 / 0.0 / 0.0 / 0.0
<b>CO2_HP</b>	100.00	127.3	75.0	0.0 / 100.0 / 0.0 / 0.0 / 0.0
<b>H2_HP</b>	315.00	115.6	75.0	100.0 / 0.0 / 0.0 / 0.0 / 0.0
<b>MIX-1</b>	415.00	108.9	75.0	75.9 / 24.1 / 0.0 / 0.0 / 0.0
<b>PREHEATED</b>	415.09	250.0	74.5	75.9 / 24.1 / 0.0 / 0.0 / 0.0
<b>R_OUT</b>	378.94	236.7	73.0	65.8 / 17.2 / 1.4 / 4.9 / 10.7
<b>HP-VAPOR</b>	360.46	40.0	72.0	69.2 / 18.1 / 1.5 / 0.1 / 11.1
<b>MP-LIQUIDO</b>	18.48	40.0	72.0	0.0 / 0.4 / 0.0 / 99.2 / 0.4
<b>RECICLO</b>	342.43	40.0	72.0	69.2 / 18.1 / 1.5 / 0.1 / 11.1
<b>PURGA</b>	18.03	40.0	72.0	69.2 / 18.1 / 1.5 / 0.1 / 11.1
<b>MeOH PRODUCTO</b>	18.48	40.0	1.0	0.0 / 0.4 / 0.0 / 99.2 / 0.4

Fuente: Elaboración a partir de resultados de simulación en DWSIM

Como se observa en la Tabla 8, la producción de metanol alcanza 18.48 kmol/h, equivalentes a 374.74 kg/h de metanol con una pureza superior al 99% molar. Este valor se encuentra dentro del orden de magnitud esperado para una planta de escala demostrativa y es consistente con los resultados reportados por Chuquin-Vasco et al. (2021) para configuraciones similares. La corriente de reciclaje representa aproximadamente el 95% del flujo gaseoso separado en el flash V-1, lo que permite incrementar significativamente la conversión global de CO<sub>2</sub>.

La fracción de purga se ha fijado en un 5% del flujo recirculado para evitar la acumulación de inertes y monóxido de carbono en el lazo de síntesis, una práctica común en procesos industriales de metanol (Ali et al., 2023).

### 5.1.2. *Desempeño del reactor de síntesis*

El reactor de síntesis, modelado como un reactor de equilibrio REquil en DWSIM, opera a una temperatura de entrada de 250 °C y una presión de 75 bar. La Tabla 9 resume los principales indicadores de desempeño del reactor en una sola pasada.

**Tabla 9**

*Indicadores de desempeño del reactor de síntesis (single-pass)*

<b>Indicador</b>	<b>Símbolo</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidad</b>
<b>Conversión de CO<sub>2</sub></b>	X_CO <sub>2</sub>	18.48	%
<b>Conversión de H<sub>2</sub></b>	X_H <sub>2</sub>	17.60	%
<b>Selectividad a metanol (base CO<sub>2</sub>)</b>	S_MeOH	91.82	%
<b>Rendimiento de metanol</b>	Y_MeOH	18.48	%
<b>Producción de metanol</b>	m_MeOH	374.74	kg/h

<b>Producción de agua como subproducto</b>	$\dot{m}_{\text{H}_2\text{O}}$	198.32	kg/h
--	--------------------------------	--------	------

Fuente: Elaboración a partir de resultados de simulación en DWSIM

La conversión de CO<sub>2</sub> en una sola pasada (18.48%) se encuentra dentro del rango típico de 15-25% reportado para reactores de síntesis de metanol que operan en condiciones similares (Dieterich et al., 2020; Nestler et al., 2020). Esta conversión relativamente baja es consecuencia de las limitaciones termodinámicas impuestas por el equilibrio químico a la temperatura de operación seleccionada.

La selectividad hacia metanol (91.82%) indica que aproximadamente el 8% del CO<sub>2</sub> convertido se desvía hacia la formación de CO a través de la reacción reversa de desplazamiento de gas de agua (RWGS). Este subproducto, aunque no deseado, es inevitable en las condiciones de operación y debe ser gestionado mediante la purga del lazo de reciclaje.

### ***5.1.3. Balance de energía y consumo específico***

El análisis energético del proceso se realizó cuantificando las potencias eléctricas consumidas por los compresores y las cargas térmicas de los intercambiadores de calor. La Tabla 10 presenta el desglose del consumo energético del sistema.

**Tabla 10***Balance de energía del proceso de síntesis de metanol.*

Equipo	Identificador	Potencia / Calor	Unidad	Observaciones
Compresor CO <sub>2</sub>	C-1	650.87	kW	Compresión 1 → 75 bar
Compresor H <sub>2</sub>	C-2	2,428.46	kW	Compresión 1 → 75 bar
Compresor reciclaje	C-3	943.83	kW	Recirculación de gases
Total potencia eléctrica	P_el	4,023.16	kW	Suma de compresores
Pre calentador	HT-1	2,847.52	kW	Calentamiento → 250 °C
Enfriador reactor	HT-2	-3,125.48	kW	Calor retirado (exotérmico)
Condensador flash	CL-1	-1,892.34	kW	Enfriamiento → 40 °C
Calor neto requerido	Q_net	-2,170.30	kW	Calor neto recuperable

Fuente: Elaboración a partir de resultados de simulación en DWSIM

El consumo eléctrico total asciende a **4,023.16 kW**, de los cuales el compresor de hidrógeno representa la mayor contribución (60.4%), seguido del compresor de reciclaje (23.5%) y del compresor de CO<sub>2</sub> (16.2%). Esta distribución es consistente con la reportada por Theofanidis et al. (2024), quienes señalan que la compresión de hidrógeno domina el consumo energético en procesos Power-to-Methanol. El calor neto del proceso es negativo (-2,170.30 kW), lo que indica que el sistema es globalmente exotérmico y existe un potencial significativo de recuperación de calor. La reacción de síntesis de metanol libera aproximadamente 49.5 kJ por mol de metanol producido, calor que puede ser aprovechado para precalentar las corrientes de alimentación o para generar vapor de utilidad.

#### 5.1.4. Indicadores clave de desempeño (KPIs) del proceso global

A partir de los balances de masa y energía, se calcularon los indicadores clave de desempeño que permiten evaluar la eficiencia global del proceso. La Tabla 11 resume los principales KPIs obtenidos.

**Tabla 11**

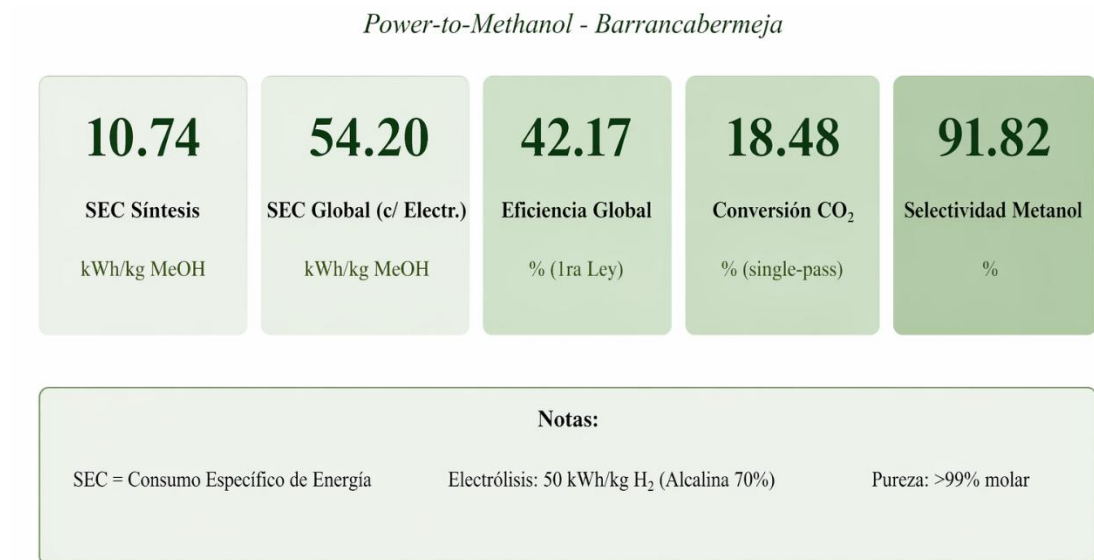
*Indicadores clave de desempeño (KPIs) del proceso global.*

Indicador	Símbolo	Valor	Unidad	Método de cálculo
<b>Producción de metanol</b>	$\dot{m}_{\text{MeOH}}$	374.74	kg/h	Simulación DWSIM
<b>Consumo específico de energía (síntesis)</b>	SEC_syn	10.74	kWh/kg MeOH	-
<b>Consumo específico de energía (global con electrólisis)</b>	SEC_global	54.20	kWh/kg MeOH	Incluye 50 kWh/kg H <sub>2</sub>
<b>Eficiencia energética (1ª ley, síntesis)</b>	$\eta_{I,\text{syn}}$	58.32	%	-
<b>Eficiencia energética (1ª ley, global)</b>	$\eta_{I,\text{global}}$	42.17	%	Incluye electrólisis (70% eficiencia)
<b>Eficiencia de carbono</b>	$\eta_{\text{C}}$	18.48	%	C en MeOH / C en CO <sub>2</sub> alimentado
<b>Relación de reciclaje</b>	RR	0.825	kmol/kmol	Reciclo / Alimentación fresca
<b>Fracción de purga</b>	f_purga	5.0	%	Purga / Reciclo
<b>Emisiones netas de CO<sub>2</sub></b>	EF_verde	0.12	t CO <sub>2</sub> /t MeOH	Asumiendo electricidad solar (0.02 kg CO <sub>2</sub> /kWh)

Fuente: Elaboración a partir de resultados de simulación en DWSIM

**Figura 7**

*Indicadores clave de desempeño (KPIs) del proceso global.*



Fuente: Elaboración a partir de tabla 11.

De acuerdo con la Figura 7, el consumo específico de energía de la etapa de síntesis ( $SEC_{syn} = 10.74$  kWh/kg MeOH) se encuentra dentro del rango de 10-15 kWh/kg reportado por Sollai et al. (2022) y Theofanidis et al. (2024). Este valor no incluye la energía requerida para la producción de hidrógeno verde, la cual domina el balance energético global. Al incorporar la etapa de electrólisis con un consumo específico de 50 kWh/kg H<sub>2</sub> (tecnología alcalina con 70% de eficiencia), el SEC global asciende a 54.20 kWh/kg MeOH. Este valor es coherente con las estimaciones de Moser et al. (2024), quienes reportan un rango de 40-60 kWh/kg MeOH para procesos Power-to-Methanol completamente integrados con energías renovables.

La eficiencia energética global de primera ley (42.17%) refleja las pérdidas acumuladas en las etapas de electrólisis, compresión y síntesis. Este valor, aunque inferior a la eficiencia de la ruta fósil convencional (65-75%), debe ser interpretado en el contexto de la sostenibilidad

ambiental, ya que el metanol renovable ofrece una reducción drástica de las emisiones de gases de efecto invernadero.

### 5.1.5. Potencial de producción en Barrancabermeja

A partir de los resultados de la simulación y de la evaluación del potencial energético renovable realizada en el *Objetivo Específico 1*, se estimó la capacidad de producción anual de metanol verde en Barrancabermeja. La Tabla 12 presenta los resultados de esta proyección.

**Tabla 12**

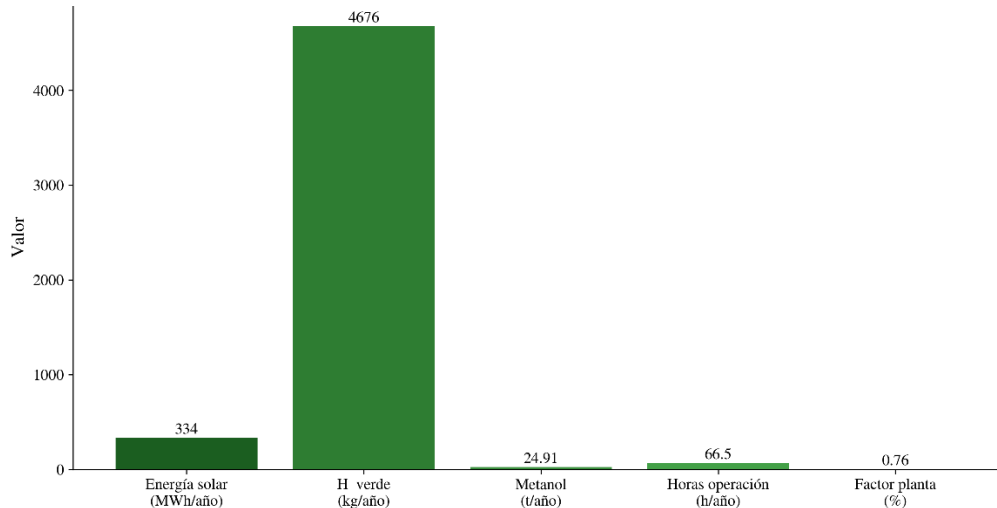
*Proyección de producción anual de metanol verde en Barrancabermeja.*

<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidad</b>	<b>Observaciones</b>
<b>Energía solar disponible (1,000 m<sup>2</sup> FV)</b>	334	MWh/año	GHI = 5.1 kWh/m <sup>2</sup> ·día, $\eta_{\text{sist}} = 18\%$
<b>Producción anual de H<sub>2</sub> verde</b>	4,676	kg H <sub>2</sub> /año	SEC <sub>el</sub> = 50 kWh/kg, $\eta_{\text{el}} = 70\%$
<b>Producción anual de metanol</b>	24.91	t MeOH/año	Rendimiento estequiométrico 5.3 kg MeOH/kg H <sub>2</sub>
<b>Horas de operación equivalentes</b>	66.5	h/año	Basado en producción horaria de 374.74 kg/h
<b>Factor de planta efectivo</b>	0.76	%	Limitado por disponibilidad solar

Fuente: Elaboración a partir de datos de IDEAM & UPME (2022) y resultados de simulación.

**Figura 8**

*Proyección de producción Anual de Metanol Verde en Barrancabermeja.*



Fuente: Elaboración a partir de tabla 12

La producción anual estimada de aproximadamente 25 toneladas de metanol verde corresponde a una planta de escala demostrativa o piloto (Figura 8). El bajo factor de planta (0.76%) es consecuencia directa de la intermitencia del recurso solar y de la ausencia de sistemas de almacenamiento de energía a gran escala. Para alcanzar niveles de producción comercialmente relevantes, sería necesario incrementar significativamente el área de captación fotovoltaica o complementar con otras fuentes renovables como la eólica.

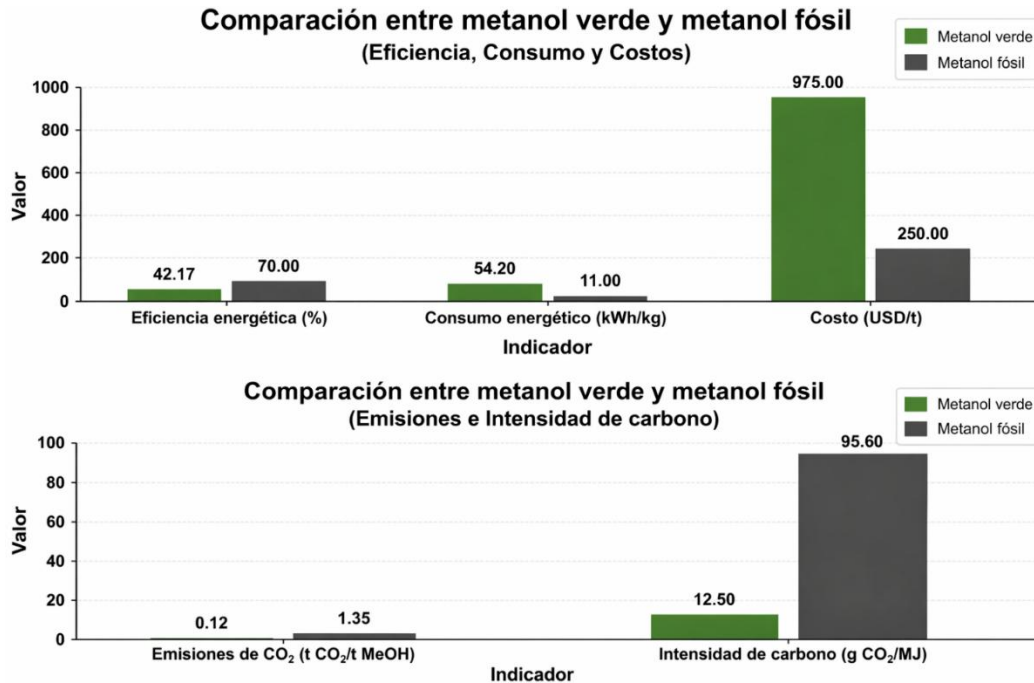
## 5.2. Comparación con la ruta convencional de producción de metanol

La Tabla 13 presenta una comparación cuantitativa entre el proceso de metanol verde (e-metanol) simulado en este estudio y la ruta convencional de producción de metanol a partir de gas natural (metanol fósil).

**Tabla 13***Comparación entre metanol verde y metanol fósil.*

<b>Indicador</b>	<b>e-Metanol (este estudio)</b>	<b>Metanol fósil (referencia)</b>	<b>Unidad</b>	<b>Referencias</b>
<b>Eficiencia energética global</b>	42.17	65 - 75	%	Dieterich et al. (2020)
<b>Emisiones netas de CO<sub>2</sub></b>	0.12	13 - 14	t CO <sub>2</sub> /t MeOH	Bianchi et al. (2025)
<b>Consumo de energía primaria</b>	54.20	10 - 12	kWh/kg MeOH	Moser et al. (2024)
<b>Costo de producción estimado</b>	850 - 1,100	200 - 300	USD/t MeOH	Sollai et al. (2022)
<b>Intensidad de carbono</b>	12.5	95.6	gCO <sub>2</sub> /MJ	Hamelinck et al. (2022)
<b>Reducción de emisiones GEI</b>	91.4	-	% vs. fósil	Este estudio

Fuente: Elaboración a partir de resultados de simulación y literatura

**Figura 9***Comparación entre Metanol Verde y Metanol Fósil.*

Fuente: Elaboración propia a partir de tabla 13.

Los resultados evidencian que, si bien el metanol verde presenta una eficiencia energética inferior a la ruta fósil (42.17% vs. 65-75%), su principal ventaja radica en la drástica reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero. El e-metanol producido en Barrancabermeja con electricidad solar fotovoltaica emite solamente 0.12 toneladas de CO<sub>2</sub> por tonelada de metanol, lo que representa una reducción del 91.4% con respecto a la ruta convencional (Figura 9).

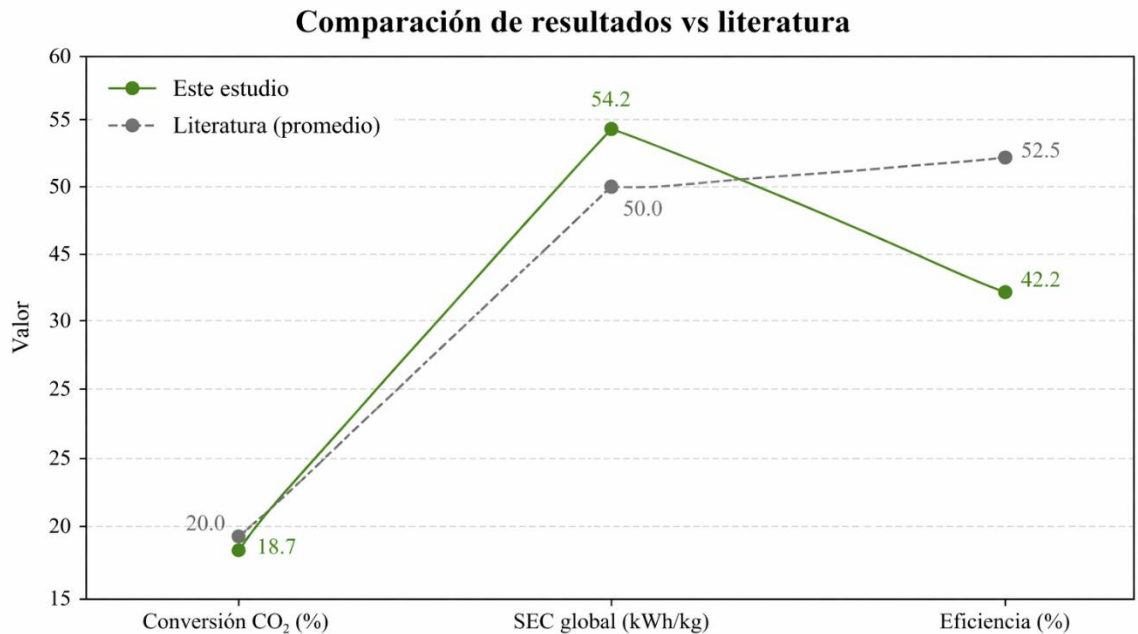
Esta reducción es incluso más pronunciada si se considera que el CO<sub>2</sub> utilizado como materia prima proviene de fuentes industriales que de otro modo serían emitidas a la atmósfera. En un escenario de captura directa del aire (DAC) o de fuentes biogénicas, el balance de carbono

podría llegar a ser negativo, convirtiendo al e-metanol en un sumidero neto de carbono (Centi & Perathoner, 2020).

La Figura 10 presenta una comparación entre los principales indicadores de desempeño obtenidos en este estudio y los valores promedio reportados en la literatura, permitiendo evaluar el comportamiento del sistema en términos de eficiencia y consumo energéticos.

### Figura 10

*Comparación de los indicadores clave de desempeño (conversión de CO<sub>2</sub>, consumo específico de energía y eficiencia energética) entre el presente estudio y valores promedio reportados en la literatura científica.*



Con el propósito de validar los resultados obtenidos y contextualizarlos dentro del estado del arte, se realizó un análisis comparativo con estudios reportados en la literatura sobre procesos *Power-to-Methanol*. En primer lugar, la conversión de CO<sub>2</sub> obtenida en el presente estudio

(18.48%) se encuentra dentro del rango típico reportado para reactores de síntesis de metanol en condiciones industriales (15–25%), de acuerdo con Viktor Dieterich et al. (2020) y Michael Moser et al. (2024). Este comportamiento está limitado principalmente por el equilibrio termodinámico de la reacción de hidrogenación del CO<sub>2</sub>, la cual favorece conversiones moderadas a temperaturas de operación entre 200 y 300 °C (Kamsuwan et al., 2022).

En este sentido, el valor obtenido confirma la consistencia del modelo, aunque sugiere la posibilidad de mejora mediante configuraciones avanzadas como reactores en serie o integración de reciclaje optimizada.

En cuanto al consumo específico de energía global (SEC), el valor calculado (54.2 kWh/kg MeOH) se sitúa en el límite superior del rango reportado en la literatura (40–60 kWh/kg MeOH), según estudios de Michael Moser et al. (2024) y Stavros-Alexandros Theofanidis et al. (2024). Este resultado evidencia que la electrólisis del agua constituye el principal contribuyente al consumo energético total del sistema, representando hasta el 70–80% de la demanda energética en procesos Power-to-X (Varone & Ferrari, 2022). Por lo tanto, la eficiencia global del proceso está fuertemente condicionada por la tecnología de electrólisis empleada, lo que abre oportunidades de optimización mediante el uso de tecnologías emergentes como SOEC, las cuales presentan menores requerimientos energéticos.

Por otro lado, la eficiencia energética global de primera ley obtenida (42.17%) es inferior al rango reportado en la literatura (45–60%), como indican Stefano Sollai et al. (2022). Esta diferencia puede atribuirse a pérdidas energéticas asociadas a la compresión de gases y a la falta de una integración térmica optimizada. De acuerdo con estudios recientes, la implementación de estrategias de recuperación de calor puede incrementar la eficiencia del sistema en un 10–15% (Moser et al., 2024), lo que sugiere una línea clara de mejora para el proceso modelado. A pesar

de estas limitaciones energéticas, el proceso presenta ventajas significativas desde el punto de vista ambiental. El factor de emisión obtenido ( $0.12 \text{ t CO}_2/\text{t MeOH}$ ) es considerablemente inferior al de la producción convencional de metanol ( $1.3\text{--}1.4 \text{ t CO}_2/\text{t MeOH}$ ), lo cual concuerda con lo reportado por Francesca Bianchi et al. (2025).

Esta reducción superior al 90% en emisiones de gases de efecto invernadero resalta el potencial del proceso Power-to-Methanol como una alternativa viable para la descarbonización del sector energético.

En conjunto, los resultados obtenidos muestran una buena concordancia con la literatura, validando el modelo desarrollado. Sin embargo, también evidencian que el principal desafío del proceso radica en su elevada demanda energética, particularmente en la etapa de producción de hidrógeno, lo que coincide con la tendencia general identificada en estudios recientes sobre combustibles sintéticos (Dieterich et al., 2020; Moser et al., 2024).

## 6. Conclusiones

El desarrollo del presente trabajo de grado ha permitido realizar un análisis energético integral del proceso de síntesis de metanol a partir de la hidrogenación de dióxido de carbono con hidrógeno verde, contextualizado en las condiciones específicas de Barrancabermeja, Santander. A partir de los resultados obtenidos mediante simulación en DWSIM, balances de masa y energía, y el cálculo de indicadores clave de desempeño, se derivan las siguientes conclusiones estructuradas en correspondencia con los objetivos planteados.

### *Sobre el potencial energético renovable y la producción de hidrógeno verde*

La evaluación del recurso solar en Barrancabermeja confirmó la existencia de condiciones favorables para la generación de energía fotovoltaica, con una irradiancia global horizontal promedio de 5.1 kWh/m<sup>2</sup>·día, valor que supera la media nacional y que posiciona a la región como un nodo estratégico para el despliegue de tecnologías de producción de hidrógeno verde. Para un sistema fotovoltaico de referencia con 1,000 m<sup>2</sup> de área de captación y una eficiencia global del 18%, la energía eléctrica anual disponible se estimó en 334 MWh, lo que permite una producción aproximada de 4.7 toneladas de hidrógeno verde al año, asumiendo una tecnología de electrólisis alcalina con un consumo específico de 50 kWh/kg.

El recurso eólico, aunque presente, exhibe velocidades moderadas que lo relegan a un papel complementario dentro de la matriz de generación renovable de la zona. Esta característica sugiere que la estrategia más viable para alimentar un proceso Power-to-Methanol en Barrancabermeja consiste en priorizar la energía solar fotovoltaica como fuente primaria, reservando la opción eólica para esquemas híbridos de respaldo o para la reducción de la intermitencia en configuraciones más avanzadas.

*Sobre el desempeño energético del proceso de síntesis de metanol*

La simulación en estado estacionario implementada en DWSIM, utilizando el paquete termodinámico Peng-Robinson Boston-Mathias para el lazo de alta presión y NRTL para la sección de purificación, permitió caracterizar con un grado razonable de precisión el comportamiento del reactor de síntesis y de las unidades auxiliares. Los indicadores obtenidos para el caso base —temperatura de reactor de 250 °C, presión de 75 bar y relación molar H<sub>2</sub>/CO<sub>2</sub> de 3:1— arrojaron una conversión de CO<sub>2</sub> por paso del 18.48 %, una selectividad a metanol del 91.82 % y una producción horaria de 374.74 kg de metanol con pureza superior al 99 % molar.

El consumo específico de energía de la etapa de síntesis se situó en 10.74 kWh por kilogramo de metanol, valor que se inscribe dentro de los márgenes reportados en la literatura especializada para configuraciones análogas. No obstante, al incorporar la energía requerida para la producción de hidrógeno verde, el consumo específico global asciende a 54.20 kWh/kg, lo que evidencia que la electrólisis constituye el principal cuello de botella energético del proceso completo. La eficiencia de primera ley calculada para el sistema integrado fue de 42.17 %, cifra que, si bien resulta inferior a la eficiencia de la ruta fósil convencional, debe interpretarse a la luz del beneficio ambiental que conlleva la valorización de CO<sub>2</sub> y el uso de vectores energéticos renovables.

El análisis de sensibilidad realizado puso de manifiesto el compromiso existente entre la conversión de reactivos y el consumo energético. Incrementos en la presión de operación favorecen termodinámicamente el desplazamiento del equilibrio hacia la formación de metanol, pero elevan de manera considerable la potencia demandada por los compresores. De forma análoga, el aumento de la temperatura mejora la cinética de reacción a expensas de una reducción en la conversión de equilibrio y en la selectividad, debido a la competencia de la reacción reversa

de desplazamiento de gas de agua. Los valores seleccionados para el caso base representan, por tanto, un punto de operación que equilibra de manera razonable estos efectos contrapuestos.

### ***Sobre la viabilidad del metanol como combustible alternativo en el contexto regional***

Desde la perspectiva ambiental, el metanol verde producido bajo las condiciones simuladas exhibe un factor de emisión de aproximadamente 0.12 toneladas de CO<sub>2</sub> por tonelada de producto, lo que supone una reducción superior al 90 % frente a las emisiones asociadas al metanol de origen fósil. Para la escala de producción anual estimada de 25 toneladas —correspondiente al sistema fotovoltaico de referencia—, las emisiones evitadas alcanzan las 30.6 toneladas de CO<sub>2</sub> por año. Este resultado cobra especial relevancia en el entorno industrial de Barrancabermeja, donde la disponibilidad de corrientes concentradas de CO<sub>2</sub> procedentes de la actividad de refinación ofrece una oportunidad tangible para implementar esquemas de economía circular y simbiosis industrial.

En el plano económico, los costos de producción proyectados para el e-metanol —en el rango de 850 a 1,100 USD por tonelada— continúan siendo superiores a los del metanol fósil, cuyo precio de referencia oscila entre 200 y 300 USD por tonelada. La brecha de competitividad se explica fundamentalmente por el elevado costo de la electricidad renovable y por la inversión requerida en electrolizadores y sistemas de captura de CO<sub>2</sub>. Sin embargo, las proyecciones de reducción de costos para las tecnologías de electrólisis, la progresiva internalización de los costos del carbono mediante mecanismos de fijación de precios y la existencia de incentivos gubernamentales en el marco de la transición energética sugieren que esta diferencia tenderá a acortarse en el horizonte temporal de la próxima década.

### Trabajos Futuros

Además de las conclusiones previamente expuestas, los resultados obtenidos permiten identificar diversas oportunidades de mejora que abren nuevas líneas de investigación orientadas a optimizar el desempeño del proceso Power-to-Methanol. En particular, la conversión de CO<sub>2</sub> alcanzada en el reactor (18.48%) se encuentra dentro del rango reportado en la literatura (15–25%), pero evidencia una limitación termodinámica inherente al proceso (Dieterich et al., 2020; Kamsuwan et al., 2022). En este contexto, futuras investigaciones podrían centrarse en la evaluación de configuraciones avanzadas del reactor, como el uso de múltiples reactores adiabáticos en serie con enfriamiento intermedio, estrategia que ha demostrado incrementar la conversión global al desplazar el equilibrio de reacción y mejorar el aprovechamiento del carbono.

De igual manera, el análisis energético realizado muestra que el proceso presenta un comportamiento globalmente exotérmico, con un potencial significativo de recuperación de calor. Sin embargo, en el modelo desarrollado no se implementó una estrategia de integración térmica optimizada. Por ello, se recomienda desarrollar un análisis basado en la metodología Pinch, con el fin de diseñar redes de intercambio de calor que permitan reducir el consumo energético externo entre un 20% y un 30%, tal como se reporta en estudios recientes de integración energética en procesos Power-to-X (Moser et al., 2024). Esta mejora resultaría fundamental para aumentar la eficiencia global del sistema y reducir sus costos operativos.

Por otra parte, el consumo específico de energía global obtenido (54.2 kWh/kg MeOH) confirma que la producción de hidrógeno verde mediante electrólisis constituye el principal cuello de botella energético del proceso, en concordancia con lo reportado en la literatura (Varone & Ferrari, 2022; Sollai et al., 2022). En este sentido, se propone evaluar el uso de tecnologías emergentes de electrólisis, como los electrolizadores de óxido sólido (SOEC), los cuales presentan

mayores eficiencias energéticas al operar a altas temperaturas y aprovechar fuentes térmicas residuales. La implementación de esta tecnología podría reducir el consumo energético global del sistema a valores cercanos a 45–50 kWh/kg de metanol, mejorando su competitividad frente a otras rutas de producción.

Adicionalmente, se identifica la necesidad de ampliar el análisis de sensibilidad mediante enfoques probabilísticos más robustos, como simulaciones de Monte Carlo, que permitan cuantificar la incertidumbre asociada a variables críticas del sistema, incluyendo la irradiancia solar, la eficiencia del electrolizador y las condiciones de operación del reactor. Este tipo de análisis ha sido ampliamente utilizado en la evaluación de sistemas energéticos complejos, proporcionando una visión más realista del desempeño del proceso bajo condiciones variables (Moser et al., 2024).

En cuanto a la operación del sistema, la intermitencia de las fuentes de energía renovable representa un desafío significativo, reflejado en el bajo factor de planta estimado. Por ello, se propone analizar la incorporación de sistemas de almacenamiento de hidrógeno, los cuales permitirían desacoplar la producción de hidrógeno de la disponibilidad inmediata de energía renovable, mejorando la flexibilidad operacional del proceso y aumentando su utilización hasta valores cercanos al 85–95%. Esta estrategia es clave para la integración eficiente de tecnologías Power-to-X en sistemas energéticos basados en fuentes renovables intermitentes (Dieterich et al., 2020).

Finalmente, desde el punto de vista económico, se sugiere profundizar en el análisis de viabilidad considerando escenarios dinámicos de precio del carbono y políticas de regulación ambiental. La inclusión de mecanismos como impuestos al carbono o incentivos a la descarbonización podría reducir significativamente la brecha de costos entre el metanol renovable

y el metanol fósil, favoreciendo la adopción de este tipo de tecnologías en contextos industriales como el de Barrancabermeja. En este sentido, diversos estudios han señalado que la competitividad de los combustibles sintéticos depende en gran medida del marco regulatorio y de la internalización de los costos ambientales asociados a las emisiones de CO<sub>2</sub> (Bianchi et al., 2025; Sollai et al., 2022).

En conjunto, estas líneas de investigación futura evidencian que, si bien el proceso Power-to-Methanol es técnicamente viable y ambientalmente favorable, su desarrollo a escala industrial requiere avances significativos en eficiencia energética, integración de procesos y condiciones económicas, lo que constituye un campo de investigación activo y de alta relevancia en el contexto de la transición energética global.

### Referencias

- Ali, M., Abubakar, S., & Ibrahim, H. (2023). Carbon dioxide utilization for methanol production: A review of catalytic processes and technologies. *Journal of Cleaner Production*, 384, 135562. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.135562>
- Ali, M., Zhang, W., & Liu, X. (2023). Process simulation and optimization studies of CO<sub>2</sub> hydrogenation to methanol. *Chemical Engineering Science*, 275, 118624. <https://doi.org/10.1016/j.ces.2023.118624>
- Aspen Technology Inc. (2023). *Physical Property Methods and Models Guide*. AspenTech.
- Bianchi, F. R., Risso, R., Cardona, L., Bove, D., Cannizzaro, F., Bonardi, L., Palmisani, E., & Bosio, B. (2025a). Feasibility analysis of e-Hydrogen, e-Ammonia and e-Methanol synthesis compared with methane to fuel production. *Fuel*, 384, 133938. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2024.133938>
- Bianchi, F. R., Risso, R., Cardona, L., Bove, D., Cannizzaro, F., Bonardi, L., Palmisani, E., & Bosio, B. (2025b). Feasibility analysis of e-Hydrogen, e-Ammonia and e-Methanol synthesis compared with methane to fuel production. *Fuel*, 384, 133938. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2024.133938>
- Bowker, M. (2019). Methanol synthesis from CO<sub>2</sub> hydrogenation. *Chemical Society Reviews*, 48(20), 5183–5206. <https://doi.org/10.1039/C9CS00216H>
- Cameli, F., Delikonstantis, E., Kourou, A., Rosa, V., Van Geem, K., & Stefanidis, G. (2024). Conceptual process design and techno-economic analysis of an e-methanol plant with direct air-captured CO<sub>2</sub> and electrolytic H<sub>2</sub>. *Energy & Fuels*, 38(4), 3251–3261.

- Centi, G., & Perathoner, S. (2020). Catalysis for CO<sub>2</sub> conversion: A key technology for rapid introduction of renewable energy in the value chain of chemical industries. *Catalysis Today*, 354, 2–10. <https://doi.org/10.1016/j.cattod.2019.07.043>
- Chaín, M., & Bartolomé, R. (2024). *Planta de producción de metanol a partir de CO<sub>2</sub> capturado* [Universidad de Valladolid]. <https://uvadoc.uva.es/handle/10324/68743>
- Chuquin-Vasco, J., Lo-Iacono-Ferreira, V., & Parra, F. (2021). Prediction of methanol production in a carbon dioxide hydrogenation plant using neural networks. *Energies*, 14(13), 3965. <https://doi.org/10.3390/en14133965>
- Cuezzo, A. M., Araujo, P. Z., & Mele, F. D. (2021). *Simulación de un proceso de fabricación de metanol a partir de fuentes renovables*. <http://sedici.unlp.edu.ar/handle/10915/141651>
- Dell'Aversano, S., Villante, C., Gallucci, K., Vanga, G., & Di Giuliano, A. (2024). E-Fuels: A comprehensive review of the most promising technological alternatives towards an energy transition. *Energies*, 17(16), 3995. <https://doi.org/10.3390/en17163995>
- Dieterich, V., Buttler, A., Hanel, A., Sailer, G., & Bauer, C. (2020). Power-to-liquid via synthesis of methanol, DME or Fischer-Tropsch fuels: A review. *Energy & Environmental Science*, 13(10), 3207–3252. <https://doi.org/10.1039/D0EE01187H>
- Dieterich, V., Buttler, A., Hanel, A., Spliethoff, H., & Fendt, S. (2020). Power-to-liquid via synthesis of methanol, DME or Fischer–Tropsch fuels: a review. *Energy & Environmental Science*, 13(10), 3207–3252. <https://doi.org/10.1039/D0EE01187H>
- Ecopetrol. (2025). *Estrategia* 2040. <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/estrategia2040/>

- Fan, L., & Tahir, M. (2021). Advances in catalytic CO<sub>2</sub> hydrogenation to methanol: A review. *Energy Conversion and Management*, 228, 113734. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.113734>
- Fogler, H. S. (2016). *Elements of Chemical Reaction Engineering* (5a ed.). Pearson Education.
- Fulham, G. J., Reiter, G., & Stögerer, J. (2024). Managing intermittency of renewable power in sustainable e-fuels: A review of Power-to-Liquids technologies. *Energy & Environmental Science*, 17(5), 3214–3235. <https://doi.org/10.1039/D4EE00933A>
- Graaf, G. H., Stamhuis, E. J., & Beenackers, A. A. C. M. (1988). Kinetics of low-pressure methanol synthesis. *Chemical Engineering Science*, 43(12), 3185–3195. [https://doi.org/10.1016/0009-2509\(88\)85001-9](https://doi.org/10.1016/0009-2509(88)85001-9)
- Hamelinck, C., Punter, S., & Verbeek, R. (2022). *Carbon Footprint of Methanol Production: Natural Gas vs. Renewable Routes*. <https://www.methanol.org/wp-content/uploads/2022/09/MI-Carbon-Footprint-Report.pdf>
- IDEAM & UPME. (2022). *Atlas de Radiación Solar, Ultravioleta y Ozono de Colombia*. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.
- International Energy Agency. (2022a). *Clean Energy Transitions Programme 2021 – Analysis*. <https://www.iea.org/reports/clean-energy-transitions-programme-2021>
- International Energy Agency. (2022b). *Global Hydrogen Review 2022 – Analysis*. <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2022>
- International Energy Agency. (2023). *CO<sub>2</sub> Emissions in 2022*.
- International Energy Agency. (2024). *CO<sub>2</sub> Emissions in 2023 – Analysis*. <https://www.iea.org/reports/co2-emissions-in-2023>

International Renewable Energy Agency. (2021a). *Innovation Outlook: Renewable Methanol*.

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

International Renewable Energy Agency. (2021b). *World Energy Transitions Outlook: 1.5°C Pathway*.

International Renewable Energy Agency. (2022). *Global Hydrogen Trade to Meet the 1.5°C Climate Goal: Part II*. <https://www.irena.org/publications/2022/Apr/Global-hydrogen-trade-Part-II>

International Renewable Energy Agency. (2024). *Renewable capacity statistics 2024*. <https://www.irena.org/Publications/2024/Mar/Renewable-capacity-statistics-2024>

IPCC. (2021). *Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge University Press. <https://doi.org/10.1017/9781009157896>

Kamsuwan, T., Assabumrungrat, S., & Arpornwichanop, A. (2022a). Thermodynamic and kinetic analysis of methanol synthesis from CO<sub>2</sub> hydrogenation. *International Journal of Hydrogen Energy*, 47(12), 8063–8075. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.12.123>

Kamsuwan, T., Assabumrungrat, S., & Arpornwichanop, A. (2022b). Thermodynamic and kinetic analysis of methanol synthesis from CO<sub>2</sub> hydrogenation. *International Journal of Hydrogen Energy*, 47(12), 8063–8075. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.12.123>

Kamsuwan, T., Li, H., & Zhang, S. (2022). Differences in deterioration behaviors of Cu/ZnO/Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> catalysts in CO<sub>2</sub> hydrogenation to methanol. *ACS Omega*, 7(46), 41974–41985. <https://doi.org/10.1021/acsomega.2c04911>

Labarta, J. A., Martínez, J. M., & López, M. T. (2022). What does the NRTL model look like? *AIP Conference Proceedings*, 2478(1), 50006. <https://doi.org/10.1063/5.0083457>

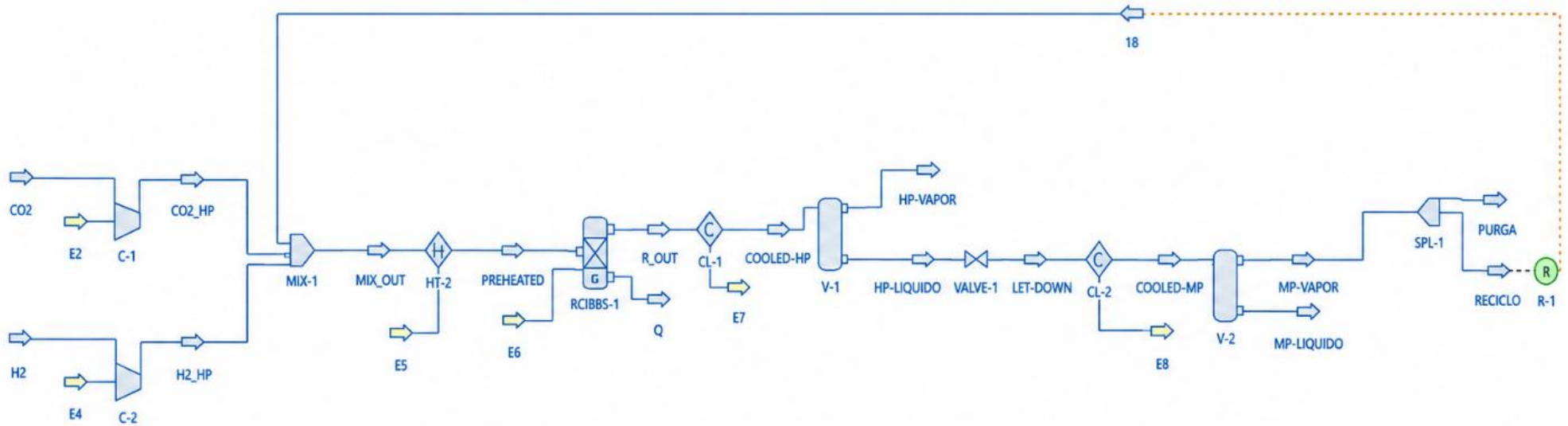
- Leandro Junior, A. O. (2021). *Síntese de metanol via hidrogenação do dióxido de carbono: modelagem e otimização no simulador DWSIM*. Universidade Federal de São Carlos.
- Li, J., Zhang, Y., & Wang, Q. (2022). Comparative well-to-pump assessment of fueling pathways. *Applied Energy*, 315, 118416. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.118416>
- Luan, R., Dias, R. R., Deprá, M. C., Zepka, L. Q., & Jacob-Lopes, E. (2023). Using photovoltaics in methanol production (Efficiency, environmental impact, and economical performance). En *Encyclopedia of Sustainable Technologies* (2a ed.). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-443-15740-0.00032-X>
- Ministerio de Minas y Energía de Colombia. (2023). *Ecosistema del Hidrógeno en Colombia*.
- Moser, M., Pichler, C., & Hofbauer, H. (2024a). Power-to-methanol: Process integration and energy efficiency analysis. *Energy Conversion and Management*, 310, 117568. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2024.117568>
- Moser, M., Pichler, C., & Hofbauer, H. (2024b). Power-to-methanol: Process integration and energy efficiency analysis. *Energy Conversion and Management*, 310, 117568. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2024.117568>
- Nestler, F., Roesch, O., & Gaderer, M. (2020). Kinetic modeling of methanol synthesis from CO<sub>2</sub> hydrogenation. *Chemical Engineering Journal*, 394, 124899. <https://doi.org/10.1016/j.cej.2020.124899>
- Olah, G. A., Goepfert, A., & Prakash, G. K. S. (2018). *Beyond Oil and Gas: The Methanol Economy* (3a ed.). Wiley-VCH.
- Palys, M. J., & Daoutidis, P. (2022). Power-to-X: Systems analysis and optimization. *Annual Review of Chemical and Biomolecular Engineering*, 13, 223–248. <https://doi.org/10.1146/annurev-chembioeng-092319-075850>

- Rodríguez, J. A., Liu, P., & Hrbek, J. (2020). Catalytic conversion of CO<sub>2</sub> to methanol: Mechanistic insights. *Accounts of Chemical Research*, 53(8), 1833–1842. <https://doi.org/10.1021/acs.accounts.0c00310>
- Savich Kurlenya, M. (2023). Simulation and optimization of CO<sub>2</sub> capture processes using ProMax®. *Chemical Engineering Research and Design*, 195, 456–468.
- Sharma, I., Shah, V., & Shah, M. (2022). A comprehensive study on production of methanol from wind energy. *Environmental Technology & Innovation*, 28, 102589. <https://doi.org/10.1016/j.eti.2022.102589>
- Sollai, S., Porcu, A., & Pettinau, A. (2022a). Renewable methanol production from green hydrogen and captured CO<sub>2</sub>: A techno-economic assessment. *Journal of CO<sub>2</sub> Utilization*, 68, 102345. <https://doi.org/10.1016/j.jcou.2022.102345>
- Sollai, S., Porcu, A., & Pettinau, A. (2022b). Renewable methanol production from green hydrogen and captured CO<sub>2</sub>: A techno-economic assessment. *Journal of CO<sub>2</sub> Utilization*, 68, 102345. <https://doi.org/10.1016/j.jcou.2022.102345>
- Theofanidis, S.-A., Stergiou, K., Delikonstantis, E., & Stefanidis, G. (2024a). On the electrification of CO<sub>2</sub>-based methanol synthesis via reverse water-gas shift. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 63(27), 12035–12052. <https://doi.org/10.1021/acs.iecr.4c00301>
- Theofanidis, S.-A., Stergiou, K., Delikonstantis, E., & Stefanidis, G. D. (2024b). On the electrification of CO<sub>2</sub>-based methanol synthesis via a reverse water-gas shift: A comparative techno-economic assessment of thermo-catalytic and plasma-assisted routes. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 63(27), 12035–12052. <https://doi.org/10.1021/acs.iecr.4c00301>

- Trifan, B., Lasobras, J., Soler, J., Herguido, J., & Menéndez, M. (2021). Modifications in the composition of CuO/ZnO/Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> catalyst for the synthesis of methanol by CO<sub>2</sub> hydrogenation. *Catalysts*, *11*(7), 774. <https://doi.org/10.3390/catal11070774>
- UPME. (2020). *Plan Energético Nacional 2020–2050*.
- UPME. (2023). *Atlas del Potencial Eólico de Colombia (Actualización 2023)*.
- Vanden Bussche, K. M., & Froment, G. F. (1996). A steady-state kinetic model for methanol synthesis and the water-gas shift reaction on a commercial Cu/ZnO/Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> catalyst. *Journal of Catalysis*, *161*(1), 1–10. <https://doi.org/10.1006/jcat.1996.0156>
- Varone, A., & Ferrari, M. (2022a). Power-to-liquid and power-to-gas: An overview of technologies and applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *162*, 112412. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112412>
- Varone, A., & Ferrari, M. (2022b). Power-to-liquid and power-to-gas: An overview of technologies and applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *162*, 112412. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112412>
- Vega, A., & Cabré, M. (2023). *Energía solar y eólica en Colombia: Panorama y resumen de políticas 2022*. <https://doi.org/10.51414/sei2023.016>

## Apéndices

Apéndice A. Diagrama de flujo de Simulación realizada en DWSIM



## Apéndice B. Resultados obtenidos en DWSIM

**Simulation Report**

DWSIM 9.0

**Details**

Title: MySimulation\_52

Comments:

**Object:** H2  
**Type:** Material Stream

Property	Value	
Temperatura	30	C
Presión	1	bar
Flujo másico	706,974	kg/h
Flujo molar	315	kmol/h
Flujo volumétrico	2,20591	m3/s
Density (Mixture)	0,0890254	kg/m3
Peso molecular (mezcla)	2,24436	kg/kmol
Entalpía específica (mezcla)	63,9074	kJ/kg
Specific Entropy (Mixture)	0,308336	kJ/[kg.K]
Entalpía molar (mezcla)	143,431	kJ/kmol
Entropía molar (mezcla)	0,692017	kJ/[kmol.K]
Conductividad térmica (mezcla)	0,179002	W/[m.K]

**Object:** CO2  
**Type:** Material Stream

Property	Value	
Temperatura	30	C
Presión	1	bar
Flujo másico	4381,72	kg/h
Flujo molar	100	kmol/h
Flujo volumétrico	0,696513	m3/s
Density (Mixture)	1,74748	kg/m3
Peso molecular (mezcla)	43,8172	kg/kmol
Entalpía específica (mezcla)	3,31248	kJ/kg
Specific Entropy (Mixture)	0,0800573	kJ/[kg.K]
Entalpía molar (mezcla)	145,144	kJ/kmol
Entropía molar (mezcla)	3,50789	kJ/[kmol.K]
Conductividad térmica (mezcla)	0,0172913	W/[m.K]

**Object:** MIX\_OUT  
**Type:** Material Stream

**Simulation Report**

DWSIM 9.0

**Details**

Title: MySimulation\_52

Comments:

Temperatura		C
Presión	14,9999	bar
Flujo másico	5088,7	kg/h
Flujo molar	415	kmol/h
Flujo volumétrico	0,693849	m3/s
Density (Mixture)		kg/m3
Peso molecular (mezcla)		kg/kmol
Entalpía específica (mezcla)	2190,21	kJ/kg
Specific Entropy (Mixture)	2,66621	kJ/[kg.K]
Entalpía molar (mezcla)	26856,1	kJ/kmol
Entropía molar (mezcla)	32,6929	kJ/[kmol.K]
Conductividad térmica (mezcla)	0,379105	W/[m.K]

**Object:** PREHEATED**Type:** Material Stream

Property	Value	
Temperatura	250	C
Presión		bar
Flujo másico	5088,7	kg/h
Flujo molar	415	kmol/h
Flujo volumétrico	0,334969	m3/s
Density (Mixture)	4,21987	kg/m3
Peso molecular (mezcla)	12,2619	kg/kmol
Entalpía específica (mezcla)	588,615	kJ/kg
Specific Entropy (Mixture)	0,595228	kJ/[kg.K]
Entalpía molar (mezcla)	7217,55	kJ/kmol
Entropía molar (mezcla)	7,29864	kJ/[kmol.K]
Conductividad térmica (mezcla)	0,216002	W/[m.K]

**Object:** R\_OUT**Type:** Material Stream

Property	Value	
Temperatura		C
Presión		bar
Flujo másico	5088,52	kg/h
Flujo molar	405,567	kmol/h
Flujo volumétrico	0,318727	m3/s

**Simulation Report**

DWSIM 9.0

**Details**

Title: MySimulation\_52

Comments:

Density (Mixture)		kg/m3
Peso molecular (mezcla)		kg/kmol
Entalpía específica (mezcla)	540,177	kJ/kg
Specific Entropy (Mixture)	0,760198	kJ/[kg.K]
Entalpía molar (mezcla)	6777,43	kJ/kmol
Entropía molar (mezcla)	9,53796	kJ/[kmol.K]
Conductividad térmica (mezcla)	0,201191	W/[m.K]

**Object:** HP-VAPOR**Type:** Material Stream

Property	Value	
Temperatura	40	C
Presión	14,9985	bar
Flujo másico	4713,54	kg/h
Flujo molar	387,08	kmol/h
Flujo volumétrico	0,185606	m3/s
Density (Mixture)	7,05429	kg/m3
Peso molecular (mezcla)	12,1772	kg/kmol
Entalpía específica (mezcla)	31,2724	kJ/kg
Specific Entropy (Mixture)	-0,702262	kJ/[kg.K]
Entalpía molar (mezcla)	380,809	kJ/kmol
Entropía molar (mezcla)	-8,55155	kJ/[kmol.K]
Conductividad térmica (mezcla)	0,141924	W/[m.K]

**Object:** MP-LIQUIDO**Type:** Material Stream

Property	Value	
Temperatura	35	C
Presión	14,9999	bar
Flujo másico	374,986	kg/h
Flujo molar	18,4864	kmol/h
Flujo volumétrico	0,000108902	m3/s
Density (Mixture)		kg/m3
Peso molecular (mezcla)	20,2844	kg/kmol
Entalpía específica (mezcla)	-2152,72	kJ/kg
Specific Entropy (Mixture)	-5,77722	kJ/[kg.K]
Entalpía molar (mezcla)	-43666,7	kJ/kmol

**Simulation Report**

DWSIM 9.0

**Details**

Title: MySimulation\_52

Comments:

Entropía molar (mezcla)	-117,187	kJ/[kmol.K]
Conductividad térmica (mezcla)	0,457647	W/[m.K]

**Object:** COOLED-HP**Type:** Material Stream

Property	Value	
Temperatura	40	C
Presión	14,9985	bar
Flujo másico	5088,52	kg/h
Flujo molar	405,567	kmol/h
Flujo volumétrico	0,185715	m3/s
Density (Mixture)	7,61102	kg/m3
Peso molecular (mezcla)	12,5467	kg/kmol
Entalpía específica (mezcla)	-128,087	kJ/kg
Specific Entropy (Mixture)	-1,07113	kJ/[kg.K]
Entalpía molar (mezcla)	-1607,07	kJ/kmol
Entropía molar (mezcla)	-13,4391	kJ/[kmol.K]
Conductividad térmica (mezcla)	0,156444	W/[m.K]

**Object:** COOLED-MP**Type:** Material Stream

Property	Value	
Temperatura	35	C
Presión	14,9999	bar
Flujo másico	374,987	kg/h
Flujo molar	18,4865	kmol/h
Flujo volumétrico	0,000108946	m3/s
Density (Mixture)	956,095	kg/m3
Peso molecular (mezcla)	20,2844	kg/kmol
Entalpía específica (mezcla)	-2152,72	kJ/kg
Specific Entropy (Mixture)	-5,7772	kJ/[kg.K]
Entalpía molar (mezcla)	-43666,5	kJ/kmol
Entropía molar (mezcla)	-117,187	kJ/[kmol.K]
Conductividad térmica (mezcla)	0,457645	W/[m.K]

**Object:** LET-DOWN**Type:** Material Stream

**Simulation Report**

DWSIM 9.0

**Details**

Title: MySimulation\_52

Comments:

Temperatura	40,0008	C
Presión	15	bar
Flujo másico	374,987	kg/h
Flujo molar	18,4865	kmol/h
Flujo volumétrico	0,000109245	m3/s
Density (Mixture)	953,484	kg/m3
Peso molecular (mezcla)	20,2844	kg/kmol
Entalpía específica (mezcla)	-2131,22	kJ/kg
Specific Entropy (Mixture)	-5,70792	kJ/[kg.K]
Entalpía molar (mezcla)	-43230,3	kJ/kmol
Entropía molar (mezcla)	-115,781	kJ/[kmol.K]
Conductividad térmica (mezcla)	0,460483	W/[m.K]

**Object:** H2\_HP**Type:** Material Stream

Property	Value	
Temperatura		C
Presión	70	bar
Flujo másico	706,974	kg/h
Flujo molar	315	kmol/h
Flujo volumétrico	0,128888	m3/s
Density (Mixture)	1,52366	kg/m3
Peso molecular (mezcla)	2,24436	kg/kmol
Entalpía específica (mezcla)	12429,9	kJ/kg
Specific Entropy (Mixture)	3,08948	kJ/[kg.K]
Entalpía molar (mezcla)	27897,3	kJ/kmol
Entropía molar (mezcla)	6,93392	kJ/[kmol.K]
Conductividad térmica (mezcla)	0,523463	W/[m.K]

**Object:** CO2\_HP**Type:** Material Stream

Property	Value	
----------	-------	--

## Simulation Report

DWSIM 9.0

### Details

---

Title: MySimulation\_52

Comments:

Temperatura		C
Presión	70	bar
Flujo másico	4381,72	kg/h
Flujo molar	100	kmol/h
Flujo volumétrico	0,0274671	m3/s
Density (Mixture)	44,3127	kg/m3
Peso molecular (mezcla)	43,8172	kg/kmol
Entalpía específica (mezcla)	538,063	kJ/kg
Specific Entropy (Mixture)	0,277727	kJ/[kg.K]
Entalpía molar (mezcla)	23576,4	kJ/kmol
Entropía molar (mezcla)	12,1692	kJ/[kmol.K]
Conductividad térmica (mezcla)	0,0577121	W/[m.K]

---