



UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE COLOMBIA

Evaluación técnico-económica de un sistema de producción de combustibles basados en electricidad

Gustavo Alberto Cardona Suárez

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Minas, Departamento de Ciencias de la Computación y la Decisión
Medellín, Colombia
2024

Evaluación Técnico-Económica de un sistema de producción de combustibles basados en electricidad

Gustavo Alberto Cardona Suárez

Trabajo final de Maestría presentado como requisito parcial para optar al título de:

Magister en ingeniería – Sistemas Energéticos

Director:

Ph.D., Carlos Jaime Franco Cardona

Línea de Investigación:

Combustibles Sintéticos

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Minas, Departamento de Ciencias de la Computación y la Decisión

Medellín, Colombia

2024

Dedicatoria

*A mi familia, especialmente a Lucy, mi esposa,
por su constante respaldo y comprensión
durante este proceso.*

Agradecimientos

A mi director, Carlos Jaime, por su paciencia y orientación. Su contribución ha sido fundamental, y estoy agradecido por la oportunidad de contar con su valioso respaldo.

Resumen

Evaluación Técnico-Económica de un sistema de producción de combustibles basados en electricidad

Este Trabajo Final evalúa la viabilidad técnica y económica de implementar un sistema de producción de combustibles sintéticos basados en electricidad, en los Llanos Orientales de Colombia. El caso de estudio parte de un yacimiento de crudo extrapesado que, debido a su baja viscosidad, requiere ser diluido con nafta para su transporte, aumentando los costos y huella de carbono. Adicionalmente, también se produce gas no comercial con un 50% de CO₂. Considerando la disponibilidad de CO₂ y la posibilidad de producir hidrógeno verde, se evaluó una solución técnico-económica para producir un combustible sintético con baja huella de carbono.

La evaluación comprende tres tipos de combustible sintético: DME (Dimetil éter), gasolina y Diesel, con el fin de determinar cuál tendría el menor costo de producción. El cálculo del Costo Nivelado de Energía (LCOE) reveló que en todos los casos su valor es superior al de los combustibles fósiles. Adicionalmente, más del 70% del costo de producción está representado por el costo de la energía.

Se concluyó que la viabilidad económica de los combustibles sintéticos estará condicionada a un costo de energía inferior a 175 COP/KWh para DME, 55 COP/KWh para gasolina y 25 COP/KWh para diésel. En caso de reducir el costo asociado al CO₂ esta viabilidad se alcanzaría con costos menores a 300 COP/KWh, 160 COP/KWh y 140 COP/KWh, respectivamente. No obstante, debido a que la proyección del costo de energía es de 515 COP/KWh para el caso de estudio, la producción de estos combustibles sintéticos no es viable económicamente.

Palabras clave: Combustibles sintéticos, e-fuels, Hidrógeno, Captura de CO₂, Power to X, Power to Liquids.

Abstract

Technical-Economic Evaluation of a fuel production system based on electricity.

This Final Work evaluates the technical and economic feasibility of implementing an electricity-based synthetic fuel production system in the Llanos Orientales Basin of Colombia. The case study includes an extra-heavy crude oil field that, due to its low viscosity, requires dilution with naphtha for transportation, increasing costs and carbon footprint. In addition, non-commercial gas with 50% CO₂ is also produced. Considering the availability of CO₂ and the possibility of producing green hydrogen, a technical-economic solution was evaluated to produce a synthetic fuel with a low carbon footprint.

The evaluation includes three types of synthetic fuel: DME (Dimethyl Ether), gasoline and Diesel, in order to determine which would have the lowest production cost. The calculation of the Levelized Cost of Energy (LCOE) revealed that in all cases, its value is higher than that fossil fuels. Furthermore, more than 70% of the production cost is represented by the cost of energy.

It was concluded that the economic viability of synthetic fuels will be conditional on an energy cost less than 175 COP/KWh for DME, 55 COP/KWh for gasoline and 25 COP/KWh for diesel. If the associated cost of CO₂ is reduced, this viability would be achieved with costs less than 300 COP/KWh, 160 COP/KWh and 140 COP/KWh, respectively. However, due to the energy cost projection is 515 COP/KWh for the case study, the production of these synthetic fuels is not economically viable.

Keywords: Synthetic fuel, e-fuel, Hydrogen, CO₂ Capture, Power to X, Power to Liquids.

Contenido

	Pág.
Dedicatoria	III
Agradecimientos.....	IV
Resumen.....	V
Abstract	VI
Contenido.....	VII
Lista de figuras.....	IX
Lista de tablas	XI
Introducción.....	1
1. Antecedentes y Revisión de Literatura	3
1.1 Producción de combustibles sintéticos	4
1.1.1 Power to X.....	8
1.1.2 Power to gas.....	10
1.1.3 Power to liquids	11
1.2 Mercados de los combustibles sintéticos.....	11
1.2.1 SAF (Sustainable Aviation Fuel)	11
1.3 Sostenibilidad y evaluación ambiental	14
1.4 Estudios en Colombia	14
2. Marco teórico	17
2.1 Combustibles naturales y sintéticos.....	17
2.1.1 Combustibles naturales	17
2.1.2 Combustibles sintéticos	18
2.2 Producción de materias primas	19
2.2.1 Producción de hidrógeno	19
2.2.2 Captura de CO ₂	21
2.3 Rutas de Síntesis	22
2.3.1 Producción de metanol a partir de H ₂ y CO ₂	22
2.3.2 Producción de Dimetil éter (DME) - CH ₃ OCH ₃	23
2.3.3 Producción de gasolina vía MTG	24
2.3.4 Producción de diésel vía Fisher Tropsch (FT).....	26
2.3.5 Demanda energética en los procesos.....	27

3.	Objetivos y Metodología.....	29
3.1	Objetivos.....	29
3.1.1	Objetivo general	29
3.1.2	Objetivos específicos.....	29
3.2	Metodología.....	29
4.	Caso de estudio.....	31
4.1	Pronósticos de producción de CO ₂	31
4.2	Pronósticos de producción de agua	32
4.3	Suministro eléctrico.....	33
4.3.1	Proyecciones del precio de la energía.....	34
4.4	Pronósticos de demanda de Nafta	35
4.5	Planta de producción de combustibles sintéticos	36
4.5.1	Cronograma de construcción y puesta en marcha de la planta	37
4.6	Demanda de materias primas	37
4.6.1	Demanda y capacidad de producción de CO ₂	39
4.6.2	Demanda de hidrógeno	40
4.6.3	Demanda de energía eléctrica.....	41
4.7	Inversiones de Capital	42
4.7.1	Electrolizadores.....	42
4.7.2	Planta de Producción	43
4.8	Costos operativos	44
4.8.1	Costos de operación y mantenimiento de los electrolizadores.....	44
4.8.2	Costos de operación y mantenimiento de la planta de producción.	45
4.9	Costos de materias primas	45
4.9.1	Costo asociado al CO ₂	45
4.9.2	Costo de energía.....	46
4.9.2.1	Costo de Energía para producción de hidrógeno.....	46
4.9.2.2	Costo de Energía para operación de la Planta.....	47
4.10	Incentivos tributarios	48
5.	Resultados.....	50
5.1	Costo nivelado de los combustibles sintéticos	50
5.1.1	Sensibilidades	54
5.2	Comercialización de los combustibles sintéticos.....	58
5.2.1	Costo de Producción y Precio mínimo de venta	59
5.2.2	Sensibilidades del Costo de Producción y Precio mínimo de venta	61
6.	Conclusiones y trabajos futuros	65
6.1	Conclusiones generales del trabajo final.....	65
6.2	Conclusiones asociadas con el logro de los objetivos definidos.....	66
6.2.1	Objetivo específico 1	66
6.2.2	Objetivo específico 2	67
6.2.3	Objetivo específico 3	67
6.2.4	Objetivo general	67
6.3	Trabajos futuros.....	68
7.	Bibliografía.....	69

Lista de figuras

Figura 1-1: Energía específica en combustibles de origen fósil y sintéticos.....	7
Figura 1-2: Rutas de síntesis.....	5
Figura 1-3: Comparación de costo de manufactura equivalente.....	6
Figura 1-4: Grados de madurez tecnológica.....	7
Figura 1-5: Rutas Tecnológicas Power to X.....	9
Figura 1-6: Compatibilidad de diferentes fuentes de energía limpia y tipos de vehículos de transporte.....	12
Figura 1-7: Ciclo de Producción y uso de los SAF.....	12
Figura 2-1: Principales Colores del hidrógeno con sus métodos de producción.....	20
Figura 2-2: Diseño de planta para Producción de metanol a partir de H ₂ y CO ₂	23
Figura 2-3: Diseño de planta para Producción de DME a partir de Metanol.....	24
Figura 2-4: Diseño de planta para Producción de gasolina a partir de Metanol (MTG).....	25
Figura 2-5: Diagrama de bloques para Producción de diésel y gasolina a partir de Fisher tropesch (FT).....	26
Figura 2-6: Diseño de planta para Producción de gasolina y diésel a partir del proceso de FT.....	27
Figura 3-1: Esquema de metodología.....	30
Figura 4-1: Cantidad disponible de CO ₂	32
Figura 4-2: Proyección de Agua Producida.....	32
Figura 4-3: Proyección de Demanda de Energía.....	33
Figura 4-4: Curva de Generación Granja Solar.....	34
Figura 4-5: Demanda Proyectada de Diluyente -nafta.....	36
Figura 4-6: Demanda de CO ₂ para la planta de combustible.....	40
Figura 4-7: Costos del electrolizador.....	42
Figura 5-1: Comparación de resultados de este estudio y literatura de referencia.....	52
Figura 5-2: Distribución de Costos del DME.....	52

Figura 5-3: Distribución de Costos de la Gasolina.....	53
Figura 5-4: Distribución de Costos del Diesel.....	53
Figura 5-5: Distribución de costos expresados en litros de diésel equivalente	54
Figura 5-6: Sensibilidad del LCOE de Combustibles en función del costo de la energía eléctrica.	55
Figura 5-7: Sensibilidad en el precio de variables relevantes para el DME	56
Figura 5-8: Sensibilidad en el precio de variables relevantes para la Gasolina	56
Figura 5-9: Sensibilidad en el precio de variables relevantes para el diésel	57
Figura 5-10: Estructura de precio para el diésel en Colombia	58
Figura 5-11: Sensibilidad del precio de equilibrio en función del costo de la energía eléctrica	61
Figura 5-12: Precio de equilibrio en función del costo de la energía eléctrica – Sensibilidad al Costo de CO ₂ = 0 USD/Ton.....	62
Figura 5-13: Precio de equilibrio en función del costo de la energía eléctrica – Sensibilidad al Costo de CO ₂ = 35 USD/Ton	63

Lista de tablas

Tabla 1-1: Madurez Tecnológica de los combustibles sintéticos analizados.....	6
Tabla 2-1: Comparación del hidrógeno en términos de costo y emisiones de Carbono ..	20
Tabla 2-2. Demanda energética en los procesos de elaboración de DME, MTG y productos FT.....	28
Tabla 2-3: Demanda de energía en los procesos de elaboración de DME, MTG y productos FT.....	28
Tabla 4-1. Proyección de precios de la energía en el campo.....	34
Tabla 4-2: costo de producción de los combustibles sintéticos.....	36
Tabla 4-3: Tasas de Producción de Combustible sintético para una planta de 300 MW .	37
Tabla 4-4: Demanda de materias primas por tipo de combustible	38
Tabla 4-5: Cantidad de materia prima por hora	38
Tabla 4-6: Demanda de materias primas para la producción de hidrógeno	41
Tabla 4-7: Demanda de energía eléctrica.....	41
Tabla 4-8: Costos de electrolizadores para cada tipo de combustible.	43
Tabla 4-9: Costos de cada Planta de Producción de Combustible.....	43
Tabla 4-10: Costos de cada Planta de Producción de Combustible proyectados al 2030.	44
Tabla 4-11: Costos de O&M en electrolizadores.....	44
Tabla 4-12: Costos de O&M para la planta de producción de combustible.	45
Tabla 4-13: Costo asociado al CO2 necesario para la producción de combustible.....	45
Tabla 4-14: Costo de la energía para producción de Hidrógeno en cada caso.	46
Tabla 4-15: Costo de la energía para Operación de Planta	47
Tabla 5-1: Parámetros de entrada.....	51
Tabla 5-2: LCOE para los combustibles sintéticos.....	51
Tabla 5-3: Precios de equilibrio en 2030	60

Introducción

La industria petrolera tiene la necesidad de encontrar soluciones que permitan la mitigación de emisiones de CO₂, por este motivo en los últimos años se presenta un creciente interés en la búsqueda de soluciones de baja huella de carbono que permitan una expansión de la matriz energética de una forma confiable, segura y económica. Los combustibles sintéticos o *e-fuels* son una solución de baja huella de carbono en comparación con los combustibles fósiles usados tradicionalmente. La producción de combustibles sintéticos implica procesos que utilizan electricidad renovable y capturan o reciclan carbono, lo que reduce significativamente las emisiones de gases de efecto invernadero. Una ventaja del uso de combustibles sintéticos en sectores como el transporte y la industria es que pueden aprovechar la infraestructura existente y no requieren grandes adaptaciones o cambios tecnológicos como en el caso de la electrificación del transporte.

Este trabajo busca aprovechar recursos potencialmente disponibles para encontrar una solución técnico-económica que permita la producción de combustibles sintéticos a partir de electricidad. Se parte de un caso de estudio en la principal cuenca productora de Petróleo en Colombia, los llanos orientales, donde se tiene disponibilidad de CO₂ producido en los yacimientos de petróleo y el potencial de producir energía solar fotovoltaica. Con una fuente de CO₂ y la capacidad de producir hidrógeno verde a partir de energía renovable, este trabajo desarrolla un caso de estudio el cual es evaluado desde un punto de vista técnico y económico con el objetivo de encontrar un combustible carbono-neutral, comercializable o que podría reemplazar la nafta en el proceso de dilución para el transporte de crudo pesado. En ambos casos, se lograría mitigar la huella de carbono asociada a la producción de este tipo de petróleo crudo.

En el capítulo 1 se presentan los antecedentes que motivaron este trabajo y la revisión de literatura donde se informa el estado del arte en la producción de combustibles sintéticos y su principal mercado, los SAF (*Sustainable Aviation Fuel*). En el Capítulo 2 se presenta

el marco teórico de este trabajo mostrando cuales son las materias primas y las rutas de síntesis que sustentan la viabilidad técnica de la producción de combustibles sintéticos.

El Capítulo 3 muestra los objetivos y la metodología desarrollada para realizar este trabajo, en el capítulo 4, se presenta el caso de estudio y los principales aspectos que servirán para la evaluación económica, pronósticos de demanda de materias primas, proyecciones de precios de la energía, Inversiones de Capital, costos operativos entre otros.

En los capítulos 5 y 6 se presentan los resultados de la evaluación económica y conclusiones, respectivamente. Debido a que se encontró que, a los precios de energía proyectados para el proyecto, este no sería viable económicamente, se realizaron sensibilidades para determinar los precios de energía a partir de los cuales sería factible producir combustibles sintéticos.

1. Antecedentes y Revisión de Literatura

El campo de producción de petróleo, que será objeto de este estudio, está situado en los Llanos Orientales colombianos, a unos 80 km al sureste de Villavicencio. En 2023, produjo crudo extrapesado (8 API) a una tasa promedio de 24.000 bopd (barriles de petróleo por día) y de acuerdo a su plan de desarrollo, se prevé que alcance un pico de producción cercano a los 45.000 bopd en 2028. Respecto al gas, su producción diaria promedio fue de 715 KSCF (miles de pies cúbicos) en 2023 y se estima que podría llegar a 2 MSCF (millones de pies cúbicos) en 2029, con una composición de aproximadamente un 50% de CO₂. Es de aclarar que este alto contenido de CO₂ podría incrementarse en el futuro debido al proceso de recobro mejorado por inyección de aire.

El crudo extrapesado, dada su baja viscosidad en superficie, requiere diluirse con nafta para ser transportado por los oleoductos del país hasta los puertos de exportación. En algunos casos, la nafta es importada y de ser nacional es movilizada desde lugares distantes, como Yopal o Barrancabermeja, y transportada por carrotaques hasta el punto de mezcla en el campo, lo cual aumenta su precio y huella de carbono debido a las emisiones del transporte.

En la zona de influencia del proyecto hay un alto potencial para establecer granjas solares, beneficiándose de la alta radiación solar y terrenos planos. Estudios preliminares indican la viabilidad de construir una planta solar de 30 MWh, con posibilidad de entregar excedentes a la red eléctrica y un LCOE (Costo Nivelado de Energía) de entre 0,03 y 0,07 USD/kWh. Esta capacidad podría cubrir las necesidades operacionales del campo con electricidad renovable, y en caso necesario, ampliarse para producir hidrógeno verde.

Teniendo en cuenta la disponibilidad de CO₂ y la capacidad de producir hidrógeno verde, este trabajo plantea un caso de estudio para evaluar una solución técnico-económica que permita generar combustibles sintéticos a partir de electricidad. El objetivo es lograr un

combustible de baja huella de carbono, comercializable o capaz de sustituir la nafta usada en el proceso de dilución para el transporte.

En el año 2021 la International Energy Agency (IEA) (2021) presentó una hoja de ruta para alcanzar la neutralidad de carbono en 2050. Alineadas con esta estrategia, las principales compañías petroleras del mundo han establecido planes estratégicos para reducir emisiones de gases de efecto invernadero, enfocándose principalmente en los alcances 1 y 2 (relacionados con sus operaciones) y, en algunos casos, en el alcance 3 (emisiones derivadas de sus productos). Frente al desafío de alcanzar la neutralidad de carbono en el sector transporte y otros sectores altamente dependientes de fuentes fósiles, los combustibles sintéticos emergen como una alternativa prometedora. Estos combustibles son técnicamente viables; actualmente, existen plantas de producción, especialmente en Europa, donde la alta penetración de energías renovables demuestra que la tecnología "Power to X" es una solución factible para aprovechar los períodos de bajo costo eléctrico o el exceso de producción de energía renovable variable. Aunque el número de proyectos y estudios está en aumento, se requiere una mayor investigación y desarrollo para que los combustibles sintéticos sean económicamente competitivos con los fósiles, ya que en pocas ocasiones resultan rentables.

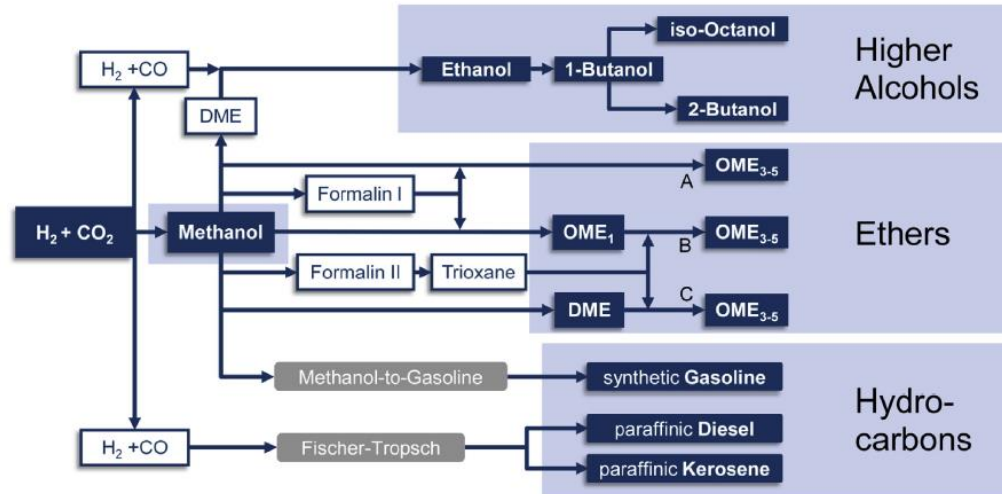
La relevancia del desarrollo de combustibles sintéticos reside en su compatibilidad con la infraestructura existente, lo que elimina la necesidad de adaptaciones o cambios tecnológicos significativos, a diferencia de lo que sucede con las celdas de combustible o los vehículos eléctricos. Los combustibles sintéticos pueden usarse en motores de combustión interna actuales y en los sistemas convencionales de distribución y almacenamiento de combustibles. Esta compatibilidad facilita su adopción y evita la necesidad de grandes inversiones en nueva infraestructura o cambios tecnológicos en el parque automotor.

1.1 Producción de combustibles sintéticos

Con el fin de realizar una comparación técnica y económica de diversas opciones de producción de combustibles sintéticos, Schemme et al. (2020) investigaron el costo y las rutas de producción de metanol, etanol, butanol, octanol, DME, OME3-5 e hidrocarburos sintéticos. Para asegurar su comparabilidad, diseñaron plantas químicas en Aspen Plus® con el objetivo de determinar el consumo de materiales y energía, así como los costos de

inversión, bajo las mismas condiciones en todas las simulaciones y cálculos. El estudio técnico-económico incluyó la simulación de plantas de 300 MW de capacidad para combustibles sintéticos, con el objetivo de hacer comparables todos los resultados. Las rutas de síntesis y los combustibles sintéticos comparados se ilustran en la Figura 1-1

Figura 1-1: Rutas de síntesis



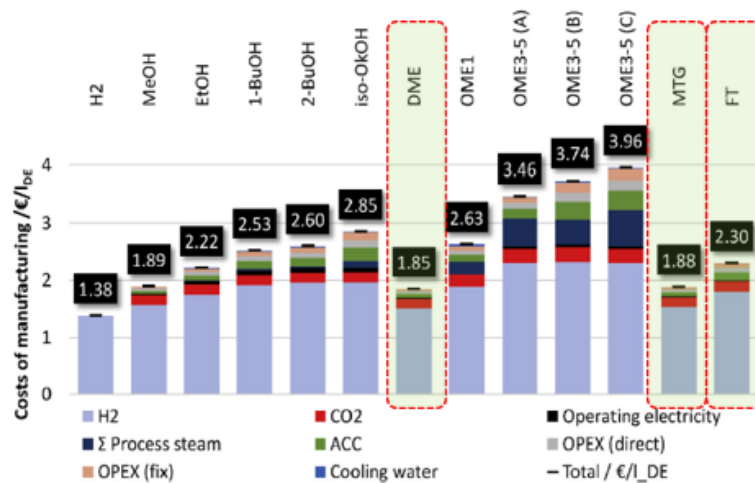
Fuente: Schemme et al. 2020.

Se destacan 3 grandes grupos de combustibles sintéticos, alcoholes, éteres e hidrocarburos (gasolina, diésel y keroseno). Como se puede ver en la Figura 1-1. Tanto los grupos de alcoholes como de hidrocarburos necesitan del gas de síntesis ($H_2 + CO$) como materia prima en sus procesos. En la Figura 1-2 se muestran los resultados del análisis realizado por Schemme et al. (2020) comparando los combustibles sintéticos analizados como costo de manufactura (€) por Litro de diésel equivalente (L_{DE}). Se resalta que los combustibles más económicos son el Dimetil éter (DME), Gasolina vía MTG (metanol to Gasoline) y diésel sintético vía FT (Fisher Tropsch) con costos de 1.85, 1.88 y 2.30 €/L_{DE} respectivamente.

En comparación con las otras opciones, las síntesis de metanol y DME tienen la mayor madurez tecnológica, las eficiencias más altas en la relación energía a combustible y los más bajos costos de producción. Para Schemme et al. (2020) la síntesis selectiva de alcoholes superiores basado en H_2 y CO_2 es técnicamente factible. La Tabla 1-1 muestra

la comparación de los combustibles sintéticos seleccionados para este análisis, incluyendo el metanol ya que es la base para la producción del DME.

Figura 1-2: Comparación de costo de manufactura equivalente.



Fuente: Schemme et al. 2020.

Tabla 1-1: Madurez Tecnológica de los combustibles sintéticos analizados.

Madurez Tecnológica	MeOH	DME	MTG	FT
TRL	9	9	9	6

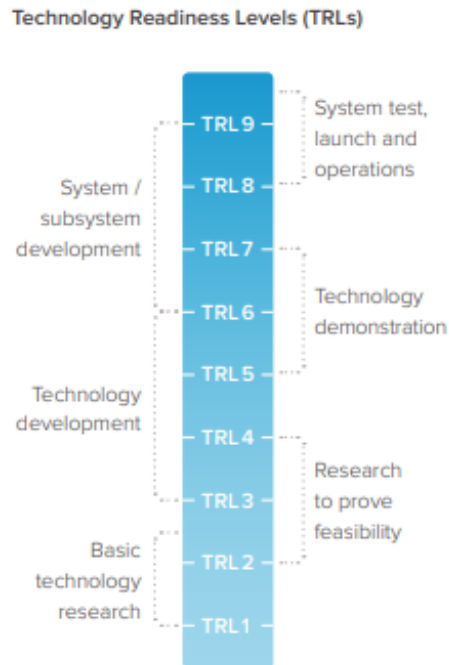
Fuente: Elaboración propia.

Para explicar de una forma simple los grados de madurez tecnológica, se referencia la siguiente Figura 1-3 tomada de Royal Society (2021).

De acuerdo con Bellotti (2022), el costo de producción de los combustibles sintéticos se ve influenciado en un 80% por el costo del hidrógeno. Es crucial la selección de materias primas, ya que su fuente es garantía de sostenibilidad y carbono neutralidad. Entre las fuentes viables se encuentran la biomasa, el gas natural, residuos orgánicos o dióxido de carbono capturado. En lo que respecta al almacenamiento y transporte de energía, un desafío inherente a las energías renovables como la solar y la eólica, los combustibles

sintéticos ofrecen una ventaja significativa. Pueden ser almacenados y transportados utilizando la infraestructura y tecnología existentes, lo que los convierte en una solución eficaz para superar los desafíos de intermitencia y disponibilidad de energía de las fuentes renovables.

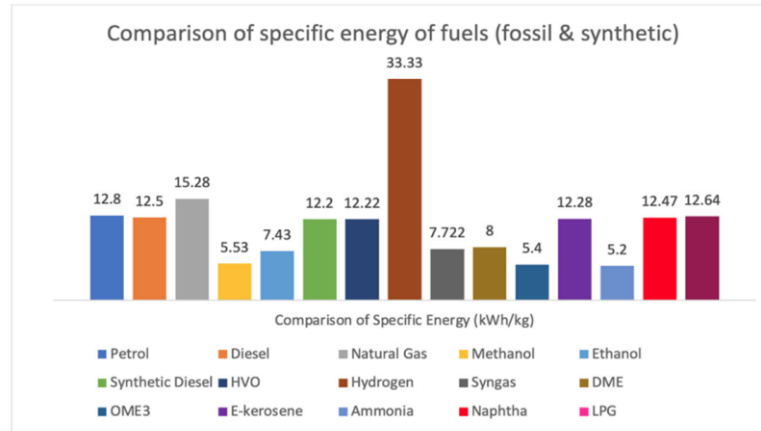
Figura 1-3: Grados de madurez tecnológica.



Fuente: Royal Society, 2021.

Figura 1-4 se presenta una comparación de la energía por kilogramo entre los combustibles fósiles y los sintéticos. Se observa que los combustibles sintéticos, como el diésel y la gasolina, poseen una cantidad de energía similar a sus equivalentes fósiles. El hidrógeno se destaca por su mayor energía específica por unidad de peso. Comparativamente, el DME contiene aproximadamente un 65% de la energía del diésel por unidad de peso. (Ram & Salkuti, 2023)

Figura 1-4: Energía específica en combustibles de origen fósil y sintéticos



Fuente: Ram & Salkuti, 2023.

1.1.1 Power to X

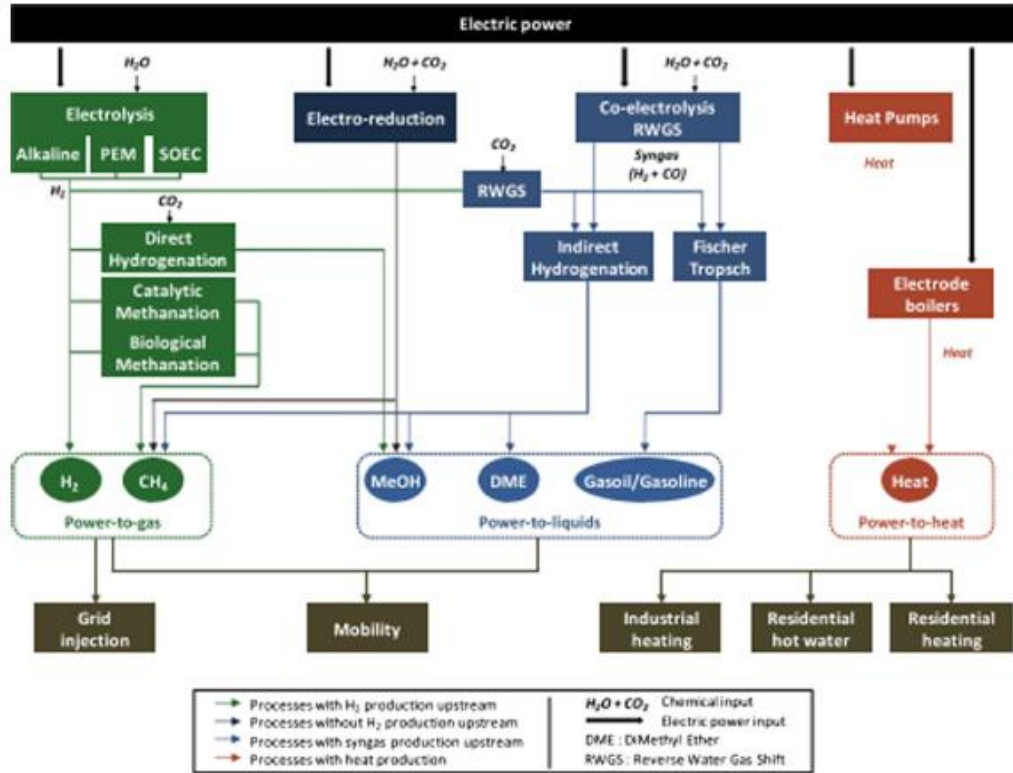
El principio de la tecnología Power to X es producir hidrógeno a través de electrólisis usando energía renovable y mezclarlo con CO₂ capturado del aire. Mediante síntesis, ambos componentes pueden transformarse en combustibles sintéticos (gas metano, diésel, gasolina, jet fuel, entre otros), productos químicos como el amoniaco o en calor para consumo residencial o industrial.

Lewandowska y Desideri (2018) ilustran las rutas tecnológicas posibles para convertir la energía eléctrica en otros sectores energéticos, ver Figura 1-5. A este proceso se le denomina "*Power to X*", donde "*X*" representa el producto final de la conversión de la energía eléctrica. Así, la notación "*Power to Gas*" describe los sistemas en los cuales el producto final es un combustible gaseoso, "*Power to Liquids*" se refiere a aquellos en los que el producto final es un combustible líquido, y "*Power to Heat*" alude a la generación de calor para uso residencial o industrial. Este trabajo se enfoca en profundizar sobre las tecnologías "*Power to Gas*" y/o "*Power to Liquids*".

El concepto de Power to X ha experimentado un rápido desarrollo en Europa durante los últimos 15 años. Wulf et al. (2020) identificaron 220 proyectos piloto en operación o planificación hasta junio de 2020, siendo Alemania el país líder con 56 proyectos. También afirman que la tecnología se ha diversificado, no solo probando electrolizadores PEM y alcalinos, sino también SOEC y nuevos diseños como SPE alcalino. Esto también aplica al procesamiento de productos finales, incluyendo la metanización biológica y catalítica,

así como la producción de metanol, DME y combustibles de hidrocarburos de cadena larga. Se concluye que la aplicación clave sigue siendo la inyección de hidrógeno o metano en la red de gas natural para almacenar electricidad renovable.

Figura 1-5: Rutas Tecnológicas Power to X.



Fuente: Lewandowska y Desideri, 2018.

Vázquez et al. (2018) presentaron el diseño de una planta teórica Power to X implementada como piloto en Finlandia en 2017. Esta planta utiliza electricidad solar fotovoltaica, agua y CO_2 capturado del aire como materias primas. La eficiencia de carbono de la planta es del 94%, considerando hidrocarburos líquidos y ceras como productos finales, con la pérdida del resto de carbono debido a la purga de gases en el circuito de recirculación de la unidad de síntesis. A pesar de que dos tercios del hidrógeno se convierten nuevamente en agua, la mitad de la energía transportada por el hidrógeno se conserva en los productos resultantes del proceso FT (Fisher Tropsch). La eficiencia energética global de la planta propuesta es del 47%, considerando los hidrocarburos líquidos y ceras como productos finales.

Skov (2022) por su parte, revisó las actualizaciones en los principales aspectos del marco legal en la Unión Europea desde 2019 hasta principios de 2022 relacionados con Power-to-X, incluyendo esquemas de apoyo, objetivos específicos y barreras potenciales. Los resultados muestran un interés creciente en la tecnología, aunque centrado en el hidrógeno, identificando acciones de apoyo a los electros combustibles en la aviación y el transporte marítimo.

En esta misma línea, Uribe et al. (2023) analizaron varias rutas de conversión Power to Liquid (PtL), incluyendo electrólisis y reacción Shift inversa (RWGS), PtL mediante electrólisis, gasificación de biomasa a líquido (BtL) y una vía híbrida (PBtL). Los resultados indican que la vía híbrida PBtL es la opción más prometedora desde el punto de vista ambiental y económico para la producción de combustibles sintéticos. Sorrenti et al. (2022) investigaron los sistemas híbridos de energía renovable (HRES), describiendo cuáles tecnologías Power to X representan el estado del arte en los HRES. Concluyeron que las aplicaciones Power to X en HRES están aumentando globalmente, proporcionando independencia energética sostenible a comunidades pequeñas.

1.1.2 Power to gas

En este proceso, la energía eléctrica se emplea para producir hidrógeno a través de la electrólisis. Este hidrógeno puede utilizarse directamente o convertirse en gas metano mediante un proceso de metanación, donde se le añade CO₂. La ecuación 1 describe el proceso de obtención de hidrógeno a partir de la electrólisis del agua:



La reacción de metanación para producir el gas metano, en su forma más básica se describe así:



En este caso las fuentes de CO₂ pueden ser por captura de CO₂ del aire o por fuentes biológicas.

1.1.3 Power to liquids

El gas de síntesis (syngas) se produce mediante la reacción inversa de desplazamiento de agua a gas (RWGS: Reverse Water-Gas Shift). Posteriormente, este syngas se dirige a un reactor Fischer-Tropsch (FT), donde se convierte en cadenas de hidrocarburos líquidos y sólidos (ceras).

Isaacs et al (2021) analizaron la ruta de conversión Power to liquid (PtL) a través de electrólisis y una reacción Shift inversa (reverse water gas shift-RWGS); PtL mediante electrólisis; gasificación de biomasa a líquido (biomass-to-liquid BtL); y una vía híbrida (hybrid power- and biomass-to-liquid-PBtL). Los resultados indican que la vía híbrida PBtL es la opción más prometedora desde el punto de vista ambiental y económico para la producción de combustibles sintéticos, con resultados que dependen en gran medida de las características de la fuente de electricidad de entrada, como el costo y las emisiones

1.2 Mercados de los combustibles sintéticos

Para resaltar la importancia de los combustibles sintéticos en la descarbonización del transporte, se muestra la Figura 1-6, la cual hace una comparación de la compatibilidad de diferentes fuentes de energía limpia (biometano, hidrógeno, electricidad y combustibles sintéticos) y tipos de medios de transporte, basados en los requerimientos de densidad energética e infraestructura. Los combustibles sintéticos son compatibles en todos los casos mientras que la electricidad es compatible con transporte urbano y transporte marítimo de corta distancia encontrando severas restricciones en la aviación y transporte marítimo de larga distancia y en menor proporción en el transporte terrestre. De los mercados analizados en la Figura 1-6 se identifica el mercado aéreo como el más promisorio para los combustibles sintéticos ya que son lo únicos que podrían ser sustitutos a los combustibles fósiles en cortas y largas distancias, adicionalmente, por su alto valor, será más factible sustituir el combustible para aviones tradicional por los Combustibles para aviación sostenible (SAF) por sus siglas en inglés.

1.2.1 SAF (Sustainable Aviation Fuel)

La industria de la aviación es responsable de aproximadamente el 2% del total de las emisiones antropogénicas de gases de efecto invernadero. Con un crecimiento esperado de cuatro a seis veces para 2050(Gonzalez et al., 2022), por este motivo se ha prestado

mayor atención a reducir su huella de carbono. González et al. (2022) encontraron que los costos de producción en 2020 por kg de combustible en España variaron entre 3,90 € (MtF) y 4,95 € (FT) utilizando energía fotovoltaica como única fuente de energía y fuente puntual de CO₂, lo que redujo las emisiones de CO₂ durante el ciclo de vida en aproximadamente un 25% en comparación con su contraparte de origen fósil. El combustible de aviación sostenible (SAF), se puede considerar como una variante del proceso PTL (Power to liquid), el PtL-Keroseno producido se mezcla con combustibles para aviones a base de queroseno, como Jet A y Jet A-1, JP-5 donde su principal aplicación es propulsar aviones (Ram & Salkuti, 2023).

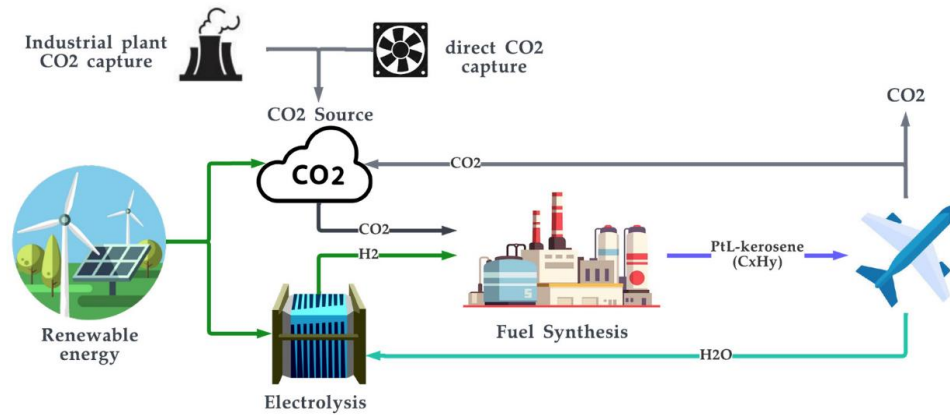
Figura 1-6: Compatibilidad de diferentes fuentes de energía limpia y tipos de vehículos de transporte.



Fuente: Royal Society, 2019.

Ram et al (2023) concluyeron que, en comparación con el combustible para aviones tradicional, la cantidad de producción de SAF (combustible de aviación sostenible) es insignificante en comparación con los volúmenes de producción de combustible de aviación convencional. En la Figura 1-7 se ilustra el ciclo de producción de los combustibles sintéticos para aviación.

Figura 1-7: Ciclo de Producción y uso de los SAF



Fuente: Ram & Salkuti, 2023.

La producción comercial a gran escala de este combustible presenta algunos desafíos a considerar, como la complejidad y variabilidad en la composición de las materias primas, el rápido crecimiento de las tecnologías de generación de hidrógeno y el riesgo en la inversión para la construcción de plantas, teniendo en cuenta la historia de proyectos insignia abandonados. A pesar de esto, su implementación está creciendo en la medida que más compañías y países los adoptan, desde 2021 Alemania ha sido un jugador clave en la producción de PtL-Keroseno y está evaluando opciones para expandir su uso. Ram et al (2023)

En su estudio, Su-ungkavatin et al. (2023) proporcionan una revisión exhaustiva de las tecnologías alternativas para la aviación sostenible hasta la fecha, clasificándolas en cuatro categorías principales: i) biocombustibles, ii) electrocombustibles, iii) aviación eléctrica (basada en baterías) y iv) hidrógeno para aviación. Se analizaron nueve rutas de biocombustibles y nueve de electrocombustibles, detallando el flujo de procesos con todas las entradas, salidas y subproductos generados. También se investigó la adopción en el mercado y el uso de estos subproductos, junto con las regulaciones internacionales y los objetivos para la aviación futura. Dado que la mayoría de las rutas investigadas requieren hidrógeno, se revisaron seis tecnologías existentes y emergentes de producción de hidrógeno de baja huella de carbono. El estudio también detalla las cinco tecnologías clave de baterías disponibles (iones de litio, iones de litio avanzados, baterías de estado sólido, litio-azufre, litio-aire) para la aviación. Se estableció una clasificación semicuantitativa que abarca indicadores de rendimiento ambiental, económico y tecnológico para guiar la selección de rutas prometedoras.

1.3 Sostenibilidad y evaluación ambiental

Al evaluar la sostenibilidad, y en concordancia con la evaluación ambiental de sistemas de producción de combustibles basados en electricidad, es pertinente considerar el estudio de Ren & Dong (2018). Este análisis de multicriterio se centró en la seguridad del suministro de electricidad y su sostenibilidad, incluyendo variables como la adecuación de suministro, pérdidas de energía, dependencia de combustibles fósiles, y eficiencia energética y económica, entre otros. Se concluyó que la sostenibilidad debe ser un factor decisivo en las tendencias cambiantes, facilitando la toma de decisiones efectivas para mejorar las evaluaciones de sostenibilidad y seguridad del suministro eléctrico en los sistemas de producción.

Años más tarde, Wang et al. (2022) evaluaron la sostenibilidad de un sistema de producción eléctrico, permitiendo así determinar el índice de sostenibilidad del sistema eléctrico en dimensiones ambiental, económica y social, así como en indicadores locales, incluyendo las emisiones de gases de efecto invernadero. El mix energético se definió como un factor clave con un efecto contradictorio en los indicadores de sostenibilidad. También se demostró que es posible minimizar las emisiones de gases de efecto invernadero a la vez que se maximiza la eficiencia energética.

Este mismo año, Rodríguez (2022) evaluó la sostenibilidad de tres variantes de biomasa para la generación eléctrica. Se obtuvo un índice de sostenibilidad energética que indica la viabilidad a largo plazo del sistema para las variantes de biomasa, facilitando así el establecimiento de criterios para la toma de decisiones en el desarrollo económico.

Finalmente, en el año 2023, Hombach et al. (2023) evaluaron el desempeño de la sostenibilidad en sistemas de energía renovable utilizando enfoques de distancia. Se plantearon tres dimensiones indicadoras de la sostenibilidad (social, económica y ambiental). La visualización de estos criterios permite evaluar aspectos como las emisiones de óxidos de nitrógeno, la necesidad de eliminación de residuos y la aceptación social.

1.4 Estudios en Colombia

Al revisar la literatura en el campo de estudio de este Trabajo Final se encontraron investigaciones con aplicaciones en Colombia, las cuales se muestran a continuación:

En cuanto a la producción de hidrógeno en Colombia, García et al. (2017) determinaron que el escenario más favorable es la gasificación de madera de café con etanol y electricidad, con un costo de producción de hidrógeno entre 1.6 y 2.7 USD/kg.

Un estudio de Arraga et al. (2019) analizó la producción de combustible sintético a partir de CO₂ en el campo Cerro Gordo (Norte de Santander), encontrando que el precio de venta del diésel sintético oscilaba entre 5.72 y 7.59 USD/gal. Por otro lado, Iguarán (2021) evaluó la viabilidad de un proyecto Power-to-Gas de producción de gas natural sintético en Manaure, La Guajira, concluyendo que los costos estimados de producción a partir de energías renovables intermitentes (eólica) no son competitivos frente al gas natural de origen fósil.

Nadaleti et al. (2022) estudiaron la producción de hidrógeno a partir de excedentes de energía de hidroeléctricas, estimando un costo final de 0.2239 USD/kg de H₂.

Un estudio relevante de Burdack (2023) evaluó técnica y económicamente la producción y exportación de hidrógeno en Colombia. Este análisis concluyó que Colombia tiene un buen potencial para establecer el hidrógeno como vector de energía, siendo el hidrógeno verde más económico que el azul a largo plazo en todo el país. A corto plazo, esto se cumple para el hidrógeno producido con energía eólica en La Guajira. Se prevé que, con avances tecnológicos, el costo será competitivo a partir de 2027. Burdack (2023) también realizó un análisis técnico-económico de producción y transporte de hidrógeno para exportar desde Colombia y Chile a Europa y Asia, estimando un precio de producción de hidrógeno con energía eólica de 1.5 y 1.02 USD/kgH₂ para 2030 y 2050, y con energía solar de 3.24 y 1.65 USD/kgH₂ para 2030 y 2050.

En Colombia, no hay estudios conocidos sobre la posibilidad de tener una planta de demostración para producir combustibles sintéticos, ni iniciativas regulatorias al respecto, ya que el marco regulatorio está enfocado en la producción de hidrógeno. En septiembre de 2021, el gobierno colombiano lanzó una hoja de ruta del hidrógeno estableciendo ejes estratégicos para el desarrollo de esta industria: regulación, desarrollo de mercado, infraestructura y desarrollo tecnológico, en esta hoja de ruta no se contempla el uso del hidrógeno en la producción de combustibles sintéticos. Siendo esta una opción de mejora de cara a las nuevas versiones de dicha hoja de ruta.

En este capítulo se mostraron los antecedentes que dieron origen a este trabajo y se profundizó sobre la producción de combustibles sintéticos, su mercado más promisorio y los estudios realizados en Colombia. En el siguiente capítulo se profundiza en la producción de materias primas y las rutas de síntesis que serán el marco de referencia para el desarrollo de este trabajo.

2. Marco teórico

2.1 Combustibles naturales y sintéticos

Los combustibles son sustancias que, al quemarse, liberan energía en forma de calor o luz, siendo esenciales para alimentar motores, generadores y sistemas de calefacción en diversas aplicaciones. Aunque la clasificación de los combustibles es amplia, para los fines de esta investigación, se dividen en combustibles naturales y combustibles sintéticos.

2.1.1 Combustibles naturales

Los combustibles naturales, principalmente de origen fósil, durante el último siglo han sido los protagonistas en el abastecimiento energético global. La gasolina, uno de los combustibles más utilizados, se obtiene mediante la refinación del petróleo crudo y es esencial para la movilidad, alimentando vehículos de combustión interna y siendo un componente clave en el sector del transporte (Robinson, 2014). De igual manera, el diésel es otro componente clave en el repertorio de combustibles naturales de origen fósil; proveniente también del petróleo, se destaca por su uso en motores diésel, ofreciendo una alternativa eficiente y de alto rendimiento en vehículos pesados y maquinaria industrial (Ram & Salkuti, 2023b). Por su parte, el gas natural, compuesto principalmente por metano, emerge como un combustible natural, más limpio que otros combustibles fósiles, abundante y versátil. Se utiliza en diversos sectores, desde la generación de electricidad hasta la calefacción residencial y la propulsión de vehículos, extendiendo su aplicación incluso al transporte público, con autobuses y camiones que emplean gas natural (Andreoni et al., 2023).

Aunque estos combustibles convencionales han sido cruciales en el desarrollo económico, su uso conlleva desafíos ambientales, debido a las emisiones de gases de efecto invernadero. Por otro lado, aunque la infraestructura existente para el almacenamiento y distribución de estos combustibles es extensa y ampliamente confiable, es poco adaptable

a las nuevas tendencias como la electrificación en el transporte. Por lo tanto, la adopción de tecnologías más ecológicas y la transición hacia opciones renovables representan a la vez un reto y un camino hacia un futuro energético más sostenible (Andreoni et al., 2023).

2.1.2 Combustibles sintéticos

Los combustibles sintéticos constituyen una categoría innovadora y estratégica en la evolución de las fuentes de energía, fomentando la transición hacia sistemas más sostenibles y con menor dependencia de los combustibles fósiles. Producidos mediante procesos químicos que transforman materias primas renovables y utilizan dióxido de carbono (CO_2), estos combustibles son fundamentales para el desarrollo sostenible (Ram & Salkuti, 2023b). Los E-fuels, un tipo prominente de combustibles sintéticos, se generan a través de la electrólisis del agua usando electricidad renovable. Este proceso produce hidrógeno, que posteriormente se combina con CO_2 para formar combustibles líquidos como el metanol o la gasolina sintética. Dada su versatilidad, los E-fuels son considerados sustitutos directos en sectores que requieren combustibles líquidos, tales como el transporte y la aviación (Nemmour et al., 2023).

El concepto de Power to X (P2X) es otro tipo importante, implicando la conversión de electricidad en distintas formas de energía o productos químicos. El P2X abarca desde la producción de hidrógeno hasta la síntesis de metano o metanol, ofreciendo flexibilidad en la aplicación de energía renovable y su integración en diversas industrias (Daiyan et al., 2020). Los combustibles sintéticos ofrecen varias ventajas, siendo una de las más notables su capacidad para reducir significativamente las emisiones de gases de efecto invernadero. Producidos a partir de materias primas renovables o mediante la captura de CO_2 , estos combustibles proporcionan una alternativa sostenible a los fósiles, contribuyendo a la mitigación del cambio climático (Kabeyi & Olanrewaju, 2022).

No obstante, la implementación a gran escala de combustibles sintéticos enfrenta retos, como la eficiencia del proceso de producción. La optimización de este proceso es crucial para hacer económicamente viables y competitivos a estos combustibles en el mercado energético (Huber et al., 2024). Los costos de producción son una consideración esencial, ya que la tecnología implicada puede ser costosa; para superar estos desafíos hay una continua investigación y el desarrollo, mejorando así la eficiencia y reduciendo los costos (Osman et al., 2022).

Finalmente, la infraestructura representa otro desafío importante. Adaptar la infraestructura existente, como estaciones de servicio y redes de distribución, dedicada exclusivamente a los combustibles sintéticos podría requerir inversiones significativas y una transición gradual. La aceptación y adopción por parte de la sociedad y las industrias son factores críticos para el éxito de estos combustibles.

2.2 Producción de materias primas

2.2.1 Producción de hidrógeno

(Riera et al., 2023) señala que Hoy en día, aproximadamente el 95% de todo el hidrógeno se produce a partir de combustibles fósiles a través de la reformación de metano con vapor (SMR). Adicionalmente, la producción de hidrogeno a partir de recursos renovables es insignificante entre otros factores por los escasos de facilidades de hidrógeno verde, sistemas de transporte y almacenaje, convirtiéndose en las principales barreras para el crecimiento de la economía del hidrógeno.

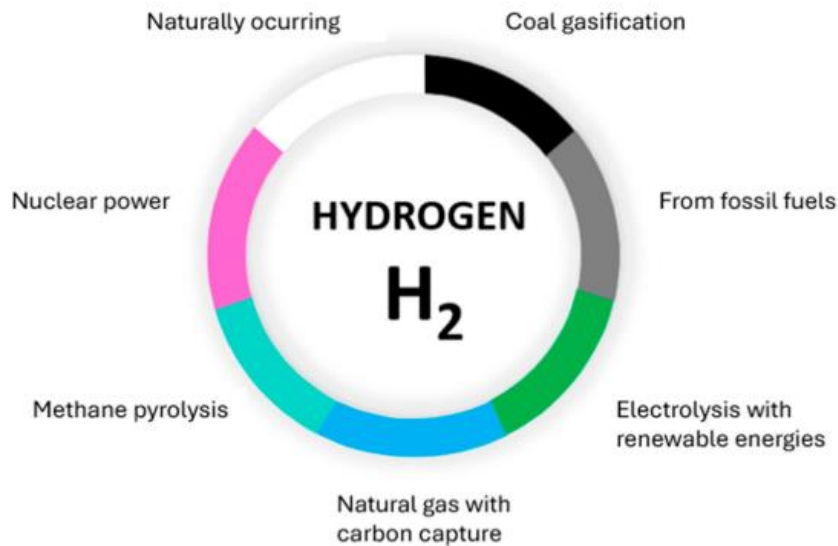
(Incer-Valverde et al., 2023) al igual que (Arcos & Santos, 2023) realizaron extensas revisiones de literatura, relacionada con la clasificación del hidrógeno encontrando consensos en las siguientes clasificaciones para el hidrógeno:

- Gris: hidrógeno producido a partir del reformado de metano con vapor sin el uso de CCUS (Captura de CO₂ con utilización y/o almacenamiento).
- Verde: hidrógeno producido a partir de electrólisis de agua alimentada por RES. (Energías Renovables)
- Azul: hidrógeno producido a partir del reformado de metano con vapor, incluido CCUS.
- Turquesa: hidrógeno producido a partir de la pirólisis de metano y almacenamiento de CO₂ sólido

Adicionalmente, (Arcos & Santos, 2023) revisaron sistemáticamente los métodos de producción de hidrógeno, fuentes de energía consumidas y emisiones generadas, y presentan la clasificación de colores del hidrógeno acorde a la fuente primaria, la cual es mostrada en la Figura 2-1. En la Tabla 2-1 se muestra el costo y las emisiones de cada tipo de hidrógeno acorde a su clasificación. Vale la pena aclarar que estas emisiones son

las realizadas en su proceso de producción ya que desde el punto de vista de análisis del ciclo de vida sería imposible tener cero emisiones.

Figura 2-1: Principales Colores del hidrógeno con sus métodos de producción



Fuente: (Arcos & Santos, 2023)

Tabla 2-1: Comparación del hidrógeno en términos de costo y emisiones de Carbono

Color	Cost [USD/kgH ₂]	Emissions [kgCO ₂ /kgH ₂]
green	2.28–7.39	0
purple, pink, and red	2.18–5.92	0
yellow	6.06–8.81	*
grey	0.67–1.31	8.5
black/brown	1.2–2.0	20
turquoise	2.0	**
blue	0.99–2.05	1–2
aqua	0.23	0

* Yellow hydrogen emissions depend on the location and its respective power mix. ** Turquoise hydrogen produces a solid carbon byproduct.

Fuente: (Arcos & Santos, 2023)

Con respecto al grado de madurez tecnológica, (Incer-Valverde et al., 2023) reportan que los electrolizadores Alcalinos (ALK) y los electrolizadores de membrana de electrolito polimérico (PEM) están disponibles comercialmente con un nivel de preparación tecnológica (TRL) de 9. El electrolizador Alcalino lleva más tiempo en el mercado que el

PEM, pero en los últimos años el escalamiento del PEM ha recibido importantes incentivos que han supuesto una reducción del precio de los electrolizadores.

Como lo exponen Alsunousi & Kayabasi (2023). El hidrógeno (H₂) es fundamental en el desarrollo de combustibles sintéticos, incluyendo combustibles gas-líquido y sólidos, y se considera como la fuente de energía del futuro. Así mismo, proponen que los combustibles sintéticos se pueden clasificar en dos tipos principales: aquellos producidos principalmente mediante la adición de H₂ (Tipo 1) y aquellos generados principalmente a través de la reorganización del carbono (Tipo 2). En consecuencia, los combustibles sintéticos engloban métodos de síntesis que varían desde reacciones de adición pura de H₂ o equivalentes de electrones a una molécula portadora, hasta reorganizaciones puras de carbono.

2.2.2 Captura de CO₂

La captura de dióxido de carbono (CO₂) es un componente crucial en los esfuerzos para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y combatir el cambio climático. En sistemas de producción de combustibles basados en electricidad, la captura de CO₂ juega un papel esencial para minimizar el impacto ambiental de la producción de combustibles sintéticos (Ghiat & Al-Ansari, 2021).

Actualmente, se utilizan diversas tecnologías para capturar CO₂ de emisiones gaseosas. La absorción química implica el uso de solventes para absorber el CO₂, mientras que la adsorción emplea sólidos como zeolitas. Además, las membranas selectivas se usan para separar el CO₂ de otros gases. Es crucial abordar la gestión del CO₂ capturado, ya sea mediante su almacenamiento en formaciones geológicas o acuíferos salinos, o su utilización en procesos industriales, como la producción de combustibles sintéticos (Khan et al., 2023).

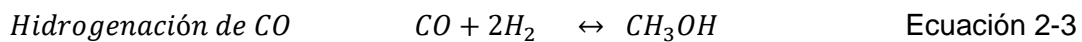
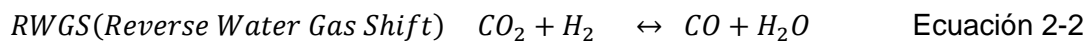
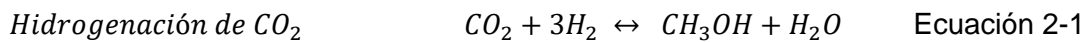
En cuanto a la eficiencia y los costos, se enfrentan desafíos técnicos y económicos para hacer más accesible y eficiente la captura de CO₂, especialmente porque la implementación a gran escala de estas tecnologías depende también de políticas gubernamentales y regulaciones. La consideración del marco normativo y las políticas de apoyo es fundamental para facilitar la implementación de la captura de CO₂ en proyectos específicos (Dziejarski et al., 2023).

2.3 Rutas de Síntesis

Las rutas de síntesis se refieren a los procesos y a la secuencia de etapas de reacción que las transforman materias primas en los productos deseados. Para nuestro análisis, revisaremos el diseño empleado por Schemme et al. (2020) en los tres productos seleccionados: DME, Gasolina vía MTG (Metanol a Gasolina) y Diésel vía FT (Fischer-Tropsch). Asimismo, se revisará la producción de syngas a partir de H_2 y CO_2 , así como la producción de metanol, dado que este último es la base para la producción tanto de DME como de MTG.

2.3.1 Producción de metanol a partir de H_2 y CO_2

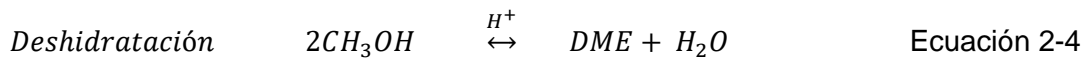
También llamada Hidrogenación exotérmica de CO y CO_2 , esta tecnología emplea catalizadores convencionales de $CuO/ZnO/Al_2O_3$ y se estima en TRL 9, es decir, se encuentra en fase comercial en el mercado. Las ecuaciones 2-1 a 2-3, tomadas de Schemme et al. 2020, muestran las reacciones más importantes en el proceso de producir metanol a partir de H_2 y CO_2 .



En la Figura 2-2 se muestra el diseño de planta para Producción de metanol a partir de H_2 y CO_2 .

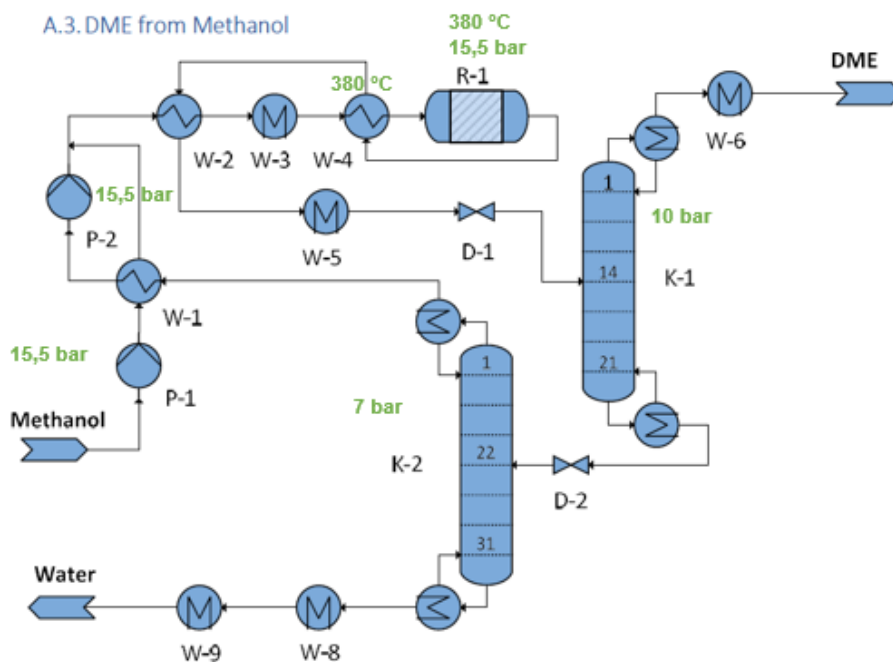
En este proceso, debido a que en el reactor R1 no se consumen completamente las materias primas, se hace necesario pasar el metanol producido por las vasijas B1, B2 y B3 con el fin de separar y recircular de nuevo al reactor R1 el H_2 , CO y CO_2 que se encuentran sin reaccionar. Al final de este proceso se obtiene metanol y agua como subproducto del proceso.

reacción es reversible, permitiendo tanto la producción de DME a partir de metanol e hidrógeno, como la de metanol a partir de DME e hidrógeno.



Según Dieterich et al. (2020), este proceso suele emplear catalizadores ácidos sólidos, siendo los más comunes la γ -alúmina y zeolitas como HZSM-5. Otros catalizadores aplicados o en investigación incluyen sílice/alúmina, fósforo de aluminio, resinas de intercambio iónico y de fósforo. La Figura 2-3 muestra el proceso diseñado para producir DME a partir de Metanol.

Figura 2-3: Diseño de planta para Producción de DME a partir de Metanol.



Fuente: Schemme et al. 2020.

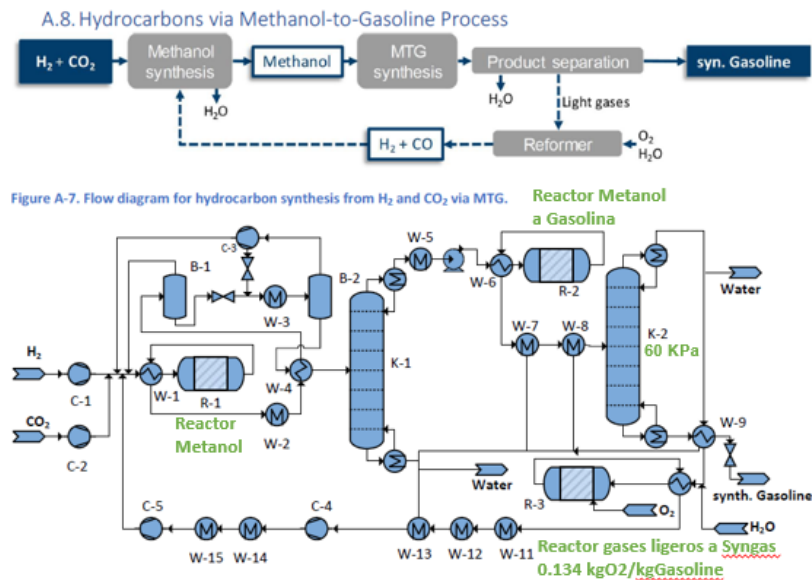
2.3.3 Producción de gasolina vía MTG

La producción de gasolina a partir de metanol fue patentada por ExxonMobil (Patente US4788369A) en 1987 y desde entonces ha sido adoptada por al menos otras 30 compañías. Chakraborty et al. (2021) señalan que, en este proceso, el metanol se convierte inicialmente en DME al pasar sobre un lecho fijo de alúmina gamma a presiones

de 15 a 175 psig. La conversión es muy exotérmica, generando 750 BTU de calor por libra de metanol. Posteriormente, el éter metílico se hace pasar sobre una zeolita ZSM-5 selectiva en forma de lecho fijo para producir combustibles líquidos, con una selectividad del 75% y una conversión del 100%. Como resultado, el 90% del carbono del metanol se convierte en gasolina.

La Figura 2-4 muestra en su parte superior el diagrama de bloques que sigue este proceso y en la parte inferior el diseño de planta propuesto por Schemme et al. (2020). Además del proceso de producción de metanol (Reactor R1), este proceso utiliza el reactor R2 para obtener gasolina del metanol y un reactor R3 para reformar gases ligeros y obtener gas de síntesis, que alimentará de nuevo el reactor de metanol. En los intercambiadores de calor W-7 y W-8, la corriente de producto se enfría generando vapor y se decanta el 99,5% del agua como subproducto. Luego, la corriente se dirige a la columna de destilación K-2, donde se separa la fracción gasolina de los gases ligeros. La columna se controla para que la presión de vapor del producto objetivo sea de 60 kPa. Los gases ligeros se reforman para formar gas de síntesis utilizando O_2 y H_2O . La demanda de O_2 del reformador R-3 es de $0,134 \text{ kgO}_2/\text{kg Gasolina}$ o $0,111 \text{ kgO}_2/\text{lDE}$, respectivamente.

Figura 2-4: Diseño de planta para Producción de gasolina a partir de Metanol (MTG).



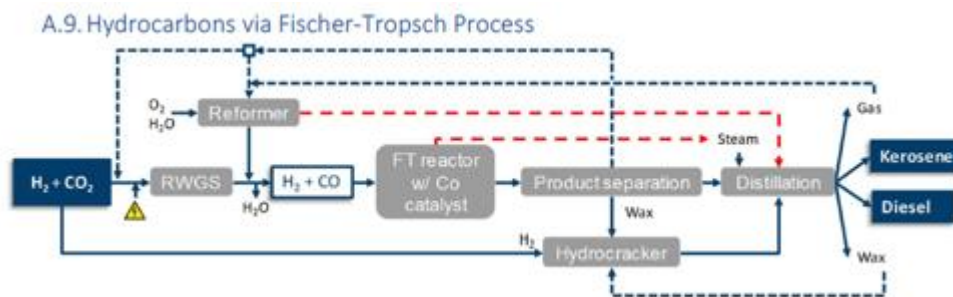
Fuente: Schemme et al. 2020.

2.3.4 Producción de diésel vía Fisher Tropsch (FT)

La ruta de síntesis del diésel sintético implica primero producir gas de síntesis o syngas (mezcla de H_2 y CO) el cual se consigue mediante la tecnología RWGS (*Reverse Water-Gas Shift*). Luego se lleva al proceso Fisher Tropsch. En este proceso, el gas de síntesis entra al reactor FT y de allí se hace la separación de productos, el diésel y Keroseno son los productos deseados mientras que el gas resultante de la destilación se reforma para obtener gas de síntesis y entrar de nuevo al reactor FT mientras que la cera producida pasa a hidrocracking (adición de H_2 para romper las largas cadenas de carbono) y luego nuevamente a separación de productos y destilación.

En la Figura 2-5 se presenta un diagrama de bloques que ilustra la producción de combustibles mediante el proceso Fischer-Tropsch.

Figura 2-5: Diagrama de bloques para Producción de diésel y gasolina a partir de Fisher Tropsch (FT).



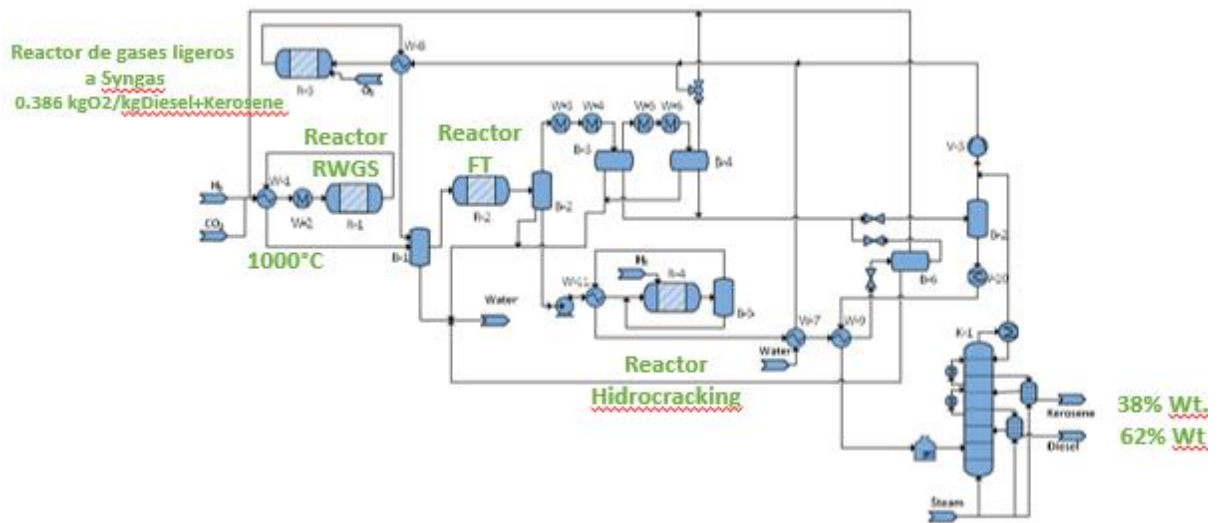
Fuente: Schemme et al. 2020.

En la Figura 2-6 se muestra el diseño de planta de Schemme et al. (2020) para producción de gasolina y diésel a partir del proceso de Fisher -Tropsch. El concepto consiste en un reactor RWGS R-1 para formar gas de síntesis a partir de las materias primas H_2 y CO_2 , un reactor FT, R-2, un reformador autotérmico R-3 para formar gas de síntesis a partir de los gases ligeros reciclados, y un hidrocraqueador R-4 para craquear la fracción de cera. La distribución del producto está determinada por el enfoque de Anderson-Flory-Schulz mediante el cual la probabilidad de crecimiento de la cadena se calcula utilizando el modelo de Vervloet et al. Así, la distribución se ve afectada por la temperatura de funcionamiento y la relación H_2/CO .

La alimentación del reactor RWGS R-1 es precalentada eléctricamente a 1000 °C. La demanda de O₂ del reformador en el proceso FT presentado es 0,386 KgO₂/kgDíesel+Kerosene ó 0,315 kgO₂/l_{DE}, respectivamente.

Dado que los gases ligeros se reciclan y la fracción de cera alimenta al hidrocraqueador, los únicos productos de este proceso FT son queroseno y diésel con cuotas de producto de 38 % en peso y 62 % en peso, respectivamente. El calor para la torre de destilación es suministrado por el reformador que funciona de forma ligeramente exotérmica. Por lo tanto, el proceso no requiere suministro de calor.

Figura 2-6: Diseño de planta para Producción de gasolina y diésel a partir del proceso de FT.



Fuente: Schemme et al. 2020.

2.3.5 Demanda energética en los procesos

En la Tabla 2-2 se presenta la demanda de materias primas y energética para producir cada combustible sintético en función de los kilogramos de producto.

La Tabla 2-3 presenta esta misma demanda de materias primas y energía en función de los litros de diésel equivalente. Adicionalmente se presenta la eficiencia energética (η) entre energía eléctrica- Combustible (PTL) y la eficiencia de conversión química (LHV). Se destaca que el DME presenta las mayores eficiencias comparadas con los demás

combustibles alcanzando valores del 60% para la eficiencia PTL y del 91,5% en la eficiencia de conversión química, es decir, el DME tiene la mayor capacidad de convertir energía eléctrica en combustible sintético.

Tabla 2-2. Demanda energética en los procesos de elaboración de DME, MTG y productos FT

Producto	Entrada	Demanda (Kg/Kg product)	Demanda de Servicios (MJ/Kg product)					Subproductos	Subproductos (Kg/Kg Product)
			Electricidad Operativa	Vapor de Alta Presión	Vapor de Media Presión	Vapor de Baja Presión	Agua de Enfriamiento		
Methanol	H2	0,189	0,556	0,000	-1,655	-0,093	0,000	Agua	0,562
	CO2	1,373							
DME	Methanol	1,391	0,005	0,000	1,964	-0,571	0,000	Agua	0,391
MTG	H2	0,403	1,333	-2,430	-3,868	-0,312	0,000	Agua	2,411
	CO2	2,874							
FT Products	H2	0,480	1,091	0,000	-14,248	-5,829	-0,420	Agua	2,950
	CO2	3,056							

Fuente: Elaboración propia con información de Schemme et al. 2020.

Tabla 2-3: Demanda de energía en los procesos de elaboración de DME, MTG y productos FT

	H2	MeOH	DME	MTG	FT				
Kg H2/LDE	0,299	0,340	0,327	0,333	0,391				
Kg CO2/LDE	0,000	2,475	2,378	2,373	2,494				
Electrolysis	51,290	58,329	56,046	57,012	67,056				
CO2 Sequestration						2,970	2,854	2,848	2,993
Cooling Water						0,000	0,000	0,000	-0,343
Operating electricity						1,001	0,968	1,101	0,890
HP Steam						0,000	0,000	-2,006	0,000
MP Steam						-2,983	-0,421	-3,194	-11,627
LP Steam						-0,167	-0,871	-0,258	-4,757
η PTL	0,700	0,576	0,600	0,589	0,506				
η LHV	1,000	0,879	0,915	0,900	0,765				

Fuente: Elaboración propia con información de Schemme et al. 2020.

En este capítulo se mostró la base técnica que fundamenta este trabajo, mostrando las diferentes posibilidades de producción de hidrógeno, tecnologías de Captura de Carbono y rutas de síntesis para los combustibles sintéticos. En el siguiente capítulo se muestran los objetivos y metodología seguida para el desarrollo de este trabajo.

3. Objetivos y Metodología

3.1 Objetivos

3.1.1 Objetivo general

Evaluar un caso de estudio para la producción de combustibles sintéticos a partir de CO₂ e Hidrógeno en los Llanos Orientales Colombianos.

3.1.2 Objetivos específicos

- Identificar los factores claves de la tecnología de producción de combustibles sintéticos.
- Proponer una estrategia de comercialización para el (los) combustible(s) sintético(s) producidos.
- Proponer una estrategia de comercialización para los combustibles sintéticos como sustituto de la Nafta.

3.2 Metodología

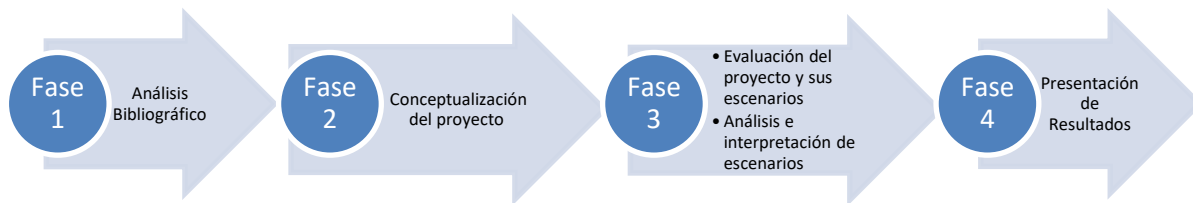
Para el desarrollo de este trabajo se llevó a cabo un análisis de contenido que permitió identificar aspectos clave en la producción de combustibles sintéticos. Las fuentes de información consultadas, accesibles a través de recursos web como Scopus y Google Scholar, incluyeron artículos publicados por revistas especializadas. La revisión bibliográfica se apoyó en estas amplias bases de datos, utilizando palabras clave como "e-fuels", "PTX", "Power to Gas", "Power to Fuels", "Power To Liquids" y "synthetic fuels", enfocándose en publicaciones de los últimos cinco años.

Se estableció una base de datos con información relevante, lo que facilitó la construcción de un marco de referencia para conocer el estado del arte en temas como la captura de

CO₂, la producción de hidrógeno y las rutas de síntesis para la elaboración de combustibles sintéticos basados en energía.

Una vez definido el marco teórico, se seleccionó el diseño de planta que mejor se ajustaba a las características del caso de estudio. Posteriormente, se realizó un análisis económico utilizando flujos de caja descontados para evaluar su viabilidad. Para ello, se desarrolló una hoja de cálculo en Excel® con el fin de automatizar los cambios y simular distintos escenarios para sensibilizar el caso de estudio a las variables de mayor impacto. La Figura 3-1 describe las fases metodológicas que se siguieron en este Trabajo Final.

Figura 3-1: Esquema de metodología.



Fuente: Elaboración propia.

En este capítulo vimos los objetivos y metodología seguida en el desarrollo de este trabajo final. En el siguiente Capítulo se detalla el caso de estudio que será analizado en este trabajo.

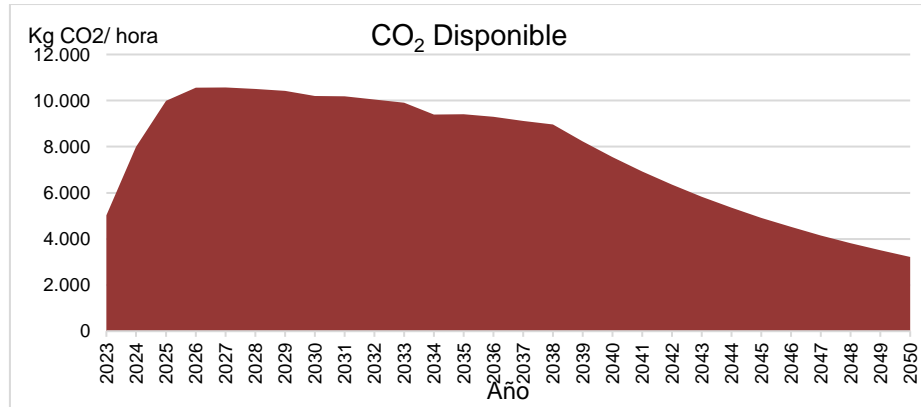
4. Caso de estudio

En este Capítulo se describen las características actuales y las proyecciones futuras del Campo petrolero que hará parte de nuestro caso de estudio, el proceso de producción de crudo pesado y las condiciones que llevaron a la pregunta de investigación ¿Es viable técnica y económicamente la implementación de un sistema de producción de combustibles basados en electricidad en los llanos Orientales Colombianos? Igualmente se describe el diseño conceptual de la planta de combustibles sintéticos que será utilizada con el objetivo de hacer la evaluación financiera de los combustibles sintéticos evaluados en este trabajo.

4.1 Pronósticos de producción de CO₂

El gas que se produce actualmente en el Campo se quema en tea y no tiene un proceso de aprovechamiento debido a que sus volúmenes y poder calorífico son tan bajos que no permiten su explotación de una forma económica. La producción promedio día en el año 2023 fue 715 KSCF (miles de pies cúbicos) y se estima que podría llegar a producir 2 MSCF (millones de pies cúbicos) en 2029, siendo hasta ahora el pico de producción proyectado en el plan de desarrollo del Campo. Este gas se suma a la corriente de gases de otros Campos productores cercanos lo que hace que para 2023 la producción fuera de 4.315 KSCF y el pico de producción se proyecte para el 2027 con 9.067 KSCF. A través de estudios de cromatografía se determinó que este gas contiene un 50% de CO₂. Teniendo en cuenta que la densidad del CO₂ es de 1,976 Kg/m³ y que 1 SCF es igual a 0,0283168 m³ con el factor de conversión de 0,055954 Kg CO₂/SCF se realiza el cálculo de las toneladas de CO₂ que se emitirán y/o estarán disponibles para ser usadas como materia prima en el proceso de producción de los combustibles sintéticos.

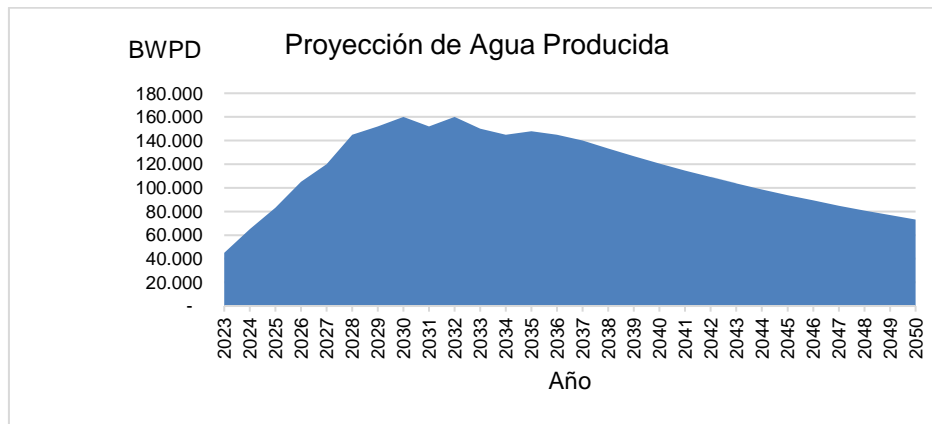
En la Figura 4-1 se muestran la cantidad de CO₂ disponible por hora.

Figura 4-1: Cantidad disponible de CO₂

Fuente: Elaboración propia con base en los datos del Plan de Desarrollo del Campo, 2024.

4.2 Pronósticos de producción de agua

La producción de Petróleo está acompañada de agua, la cual es separada del petróleo, es tratada y reinyectada al Yacimiento, con el objetivo de mantener la presión. La producción promedio día en el 2023 fue de 45.000 BWPD (Barriles de agua por día) y se espera alcanzar una producción máxima de 160.000 BWPD en el 2030. En la Figura 4-2 se muestra la proyección de producción de agua.

Figura 4-2: Proyección de Agua Producida

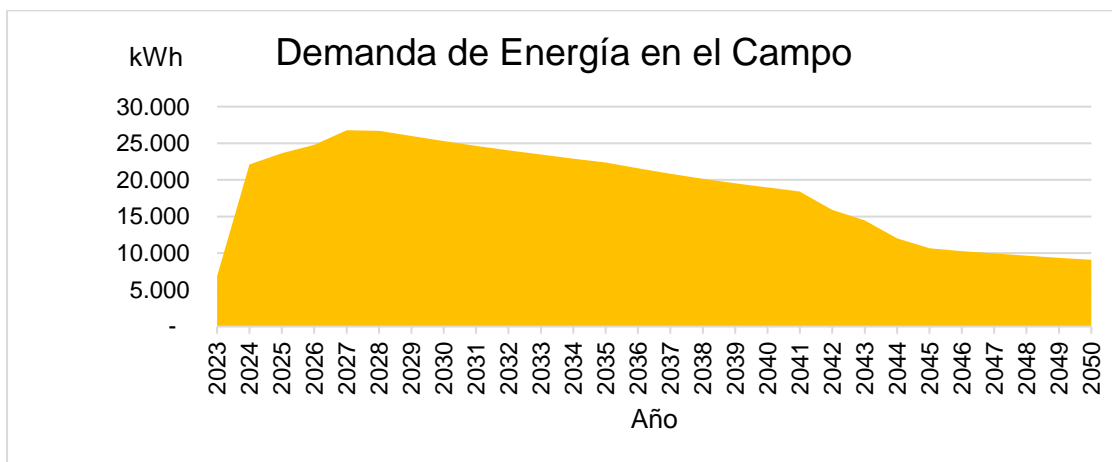
Fuente: Elaboración propia con base en los datos del Plan de Desarrollo del Campo, 2024.

4.3 Suministro eléctrico

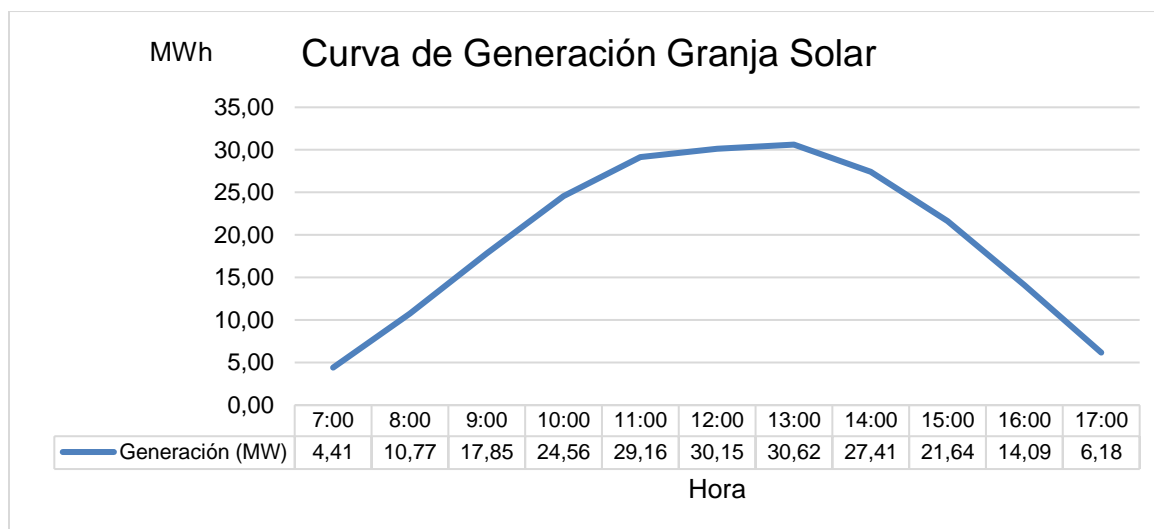
Actualmente, la energía eléctrica en el campo se suministra desde el Sistema Interconectado Nacional (SIN), con un precio promedio en 2023 de 495 COP/kWh. Respecto a las fuentes renovables de energía, la zona de influencia del proyecto presenta un alto potencial para establecer plantas de generación fotovoltaica, gracias a la alta radiación solar y la disponibilidad de terrenos planos. Un estudio conceptual realizado en 2022 concluyó que es viable construir una planta de autogeneración fotovoltaica de 30 MWh, con un LCOE (Costo Nivelado de Energía) entre 123 y 287 COP/kWh. En 2023, al actualizar las premisas de dicho estudio, se estableció que, bajo un acuerdo de compra de energía (PPA), el precio de la energía oscilaría entre 297 y 329 COP/kWh, con un precio medio de 313 COP/kWh. Esta planta fotovoltaica permitiría cubrir las necesidades operacionales del campo, pero podría ampliarse en caso de identificarse la necesidad de producir hidrógeno verde.

La Figura 4-3 muestra la curva de demanda proyectada de energía en el campo, sin incluir nuevos proyectos. Las proyecciones indican que la planta de autogeneración fotovoltaica entraría en funcionamiento en 2025, y la Figura 4-4 muestra su curva de generación proyectada.

Figura 4-3: Proyección de Demanda de Energía



Fuente: Elaboración propia con base en los datos del Plan de Desarrollo del Campo, 2024.

Figura 4-4: Curva de Generación Granja Solar

Fuente: Elaboración propia con base en estudio de prefactibilidad de una planta de autogeneración fotovoltaica de 30 MW.

4.3.1 Proyecciones del precio de la energía

Teniendo en cuenta los precios actuales de la energía en el Campo, 495 COP/KWh para la energía del SIN (Sistema Interconectado Nacional) y de 313 COP/kWh estimados para el PPA que viabilizará la construcción de la planta de autogeneración fotovoltaica, se elabora la Tabla 4-1 la cual considera una indexación de precios por efecto de la inflación del 5% anual. Así mismo, se proyecta un precio de la energía tomando un factor de planta del 18% para la planta fotovoltaica, teniendo en cuenta que este es el factor de planta promedio de los proyectos existentes en la zona.

Tabla 4-1. Proyección de precios de la energía en el campo

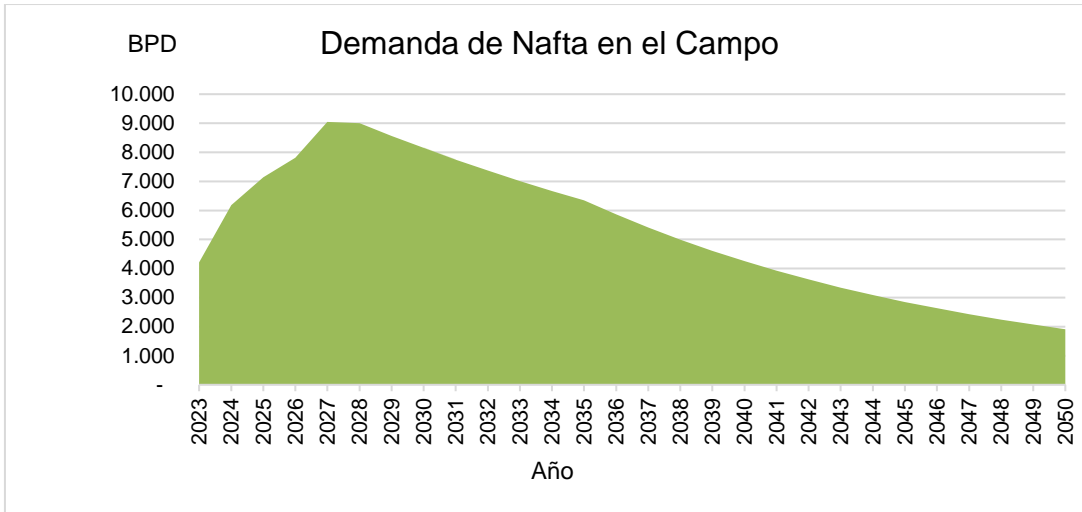
Año	Precio de Energía SIN (COP/KWh)	Precio de Energía PPA (COP/KWh)	Proyección de Precio (COP/KWh)
2023	495	313	495
2024	520	329	520
2025	546	345	404
2026	573	362	424
2027	602	380	445

Año	Precio de Energía SIN (COP/KWh)	Precio de Energía PPA (COP/KWh)	Proyección de Precio (COP/KWh)
2028	632	399	467
2029	663	419	491
2030	697	440	515
2031	731	462	541
2032	768	486	568
2033	806	510	596
2034	847	535	626
2035	889	562	657
2036	933	590	690
2037	980	620	725
2038	1029	651	761
2039	1081	683	799
2040	1135	717	839
2041	1191	753	881
2042	1251	791	925
2043	1313	830	971
2044	1379	872	1020
2045	1448	916	1071
2046	1520	961	1124
2047	1596	1009	1181
2048	1676	1060	1240
2049	1760	1113	1302
2050	1848	1169	1367

Fuente: Elaboración propia.

4.4 Pronósticos de demanda de Nafta

El Campo Petrolero perteneciente a la cuenca de los llanos orientales, produce crudo extrapesado (< 10 API) a una tasa promedio de 24.000 bopd (barriles de crudo por día) en el 2023 y planea llegar a un pico de producción cercano a los 45.000 bopd en el 2028. El crudo extrapesado debido a su baja viscosidad cuando se encuentra en superficie necesita ser diluido con otro fluido que sirva como diluyente, en la actualidad se usa nafta en una relación del 20% con respecto al volumen para poder ser producido y movilizado por los oleoductos del país hasta los puertos de exportación. En la Figura 4-5 se muestra la demanda proyectada de diluyente en el Campo.

Figura 4-5: Demanda Proyectada de Diluyente -nafta

Fuente: Elaboración propia con base en los datos del Plan de Desarrollo del Campo, 2024.

4.5 Planta de producción de combustibles sintéticos

El diseño conceptual del proceso de producción de los combustibles sintéticos analizados en este trabajo se basa en el estudio de Schemme (2020), que contempla una planta de 300 MW de capacidad. Según los resultados de dicho estudio, se han seleccionado tres combustibles sintéticos para el análisis debido a que reportan los menores costos de producción. La Tabla 4-2 muestra los combustibles sintéticos elegidos para nuestro caso de estudio, junto con el costo de manufactura calculado por Schemme (2020), expresado en euros (€) por Litro de Diésel Equivalente (LDE).

Tabla 4-2: costo de producción de los combustibles sintéticos

Combustible Sintético	Costo de manufactura (€/L _{DE})
DME (Dimetil Ether)	1.85
Gasolina – MTG (Metanol a Gasolina)	1.88
Diésel – FT (Fisher-Tropsh)	2.30

Fuente: Elaboración propia con base en Schemme, 2020.

4.5.1 Cronograma de construcción y puesta en marcha de la planta

Aunque gran parte de la información utilizada en este trabajo es actual, es importante considerar que la planta de producción de combustible seleccionada necesitará un período de maduración. Esto implica evolucionar desde una ingeniería conceptual a una ingeniería de detalle, incluyendo la selección y compra de equipos para el proyecto, así como la gestión de licencias y permisos necesarios para operar. Teniendo en cuenta estos tiempos, se estima que el proyecto entrará en operación en el año 2030. Por lo tanto, todas las variables se proyectarán hasta dicha fecha, y esta será la premisa utilizada a lo largo de este trabajo.

4.6 Demanda de materias primas

Las materias primas para cada uno de los combustibles sintéticos serán el CO₂, el hidrógeno y la energía requerida en el proceso. Para la estimación de las materias primas, se utilizarán las tasas de producción y demanda presentadas en el estudio de Schemme et al. (2020) las cuales se resumen en las Tabla 4-3 y Tabla 4-4. Estas tablas incluyen la producción de metanol, ya que este es un producto resultante de la combinación de hidrógeno y CO₂, y a su vez, se convierte en materia prima para el DME y la gasolina.

Tabla 4-3: Tasas de Producción de Combustible sintético para una planta de 300 MW

Producto	Capacidad (kg/h)	Cantidad (Bbl/hr)	Cantidad (Bbl/día)
Metanol	54.200	430,45	10.330
DME	37.500	355 ¹	8.520
Gasolina	24.800	216,7	5.199
Diésel	24.500	181,3	4.351

Fuente: Elaboración propia con base en Schemme et al. 2020.

¹ Considera una densidad de 664.5 kg/m³ a una temperatura de 293.15 K y una presión de 0.345 MPa

La Tabla 4-3 muestra que las cantidades de combustible sintético producido en cada planta será inferior a la demanda de diluyente del Campo, mostrada anteriormente en la Figura 4-5.

La Tabla 4-4 muestra la demanda de materia prima en función del combustible producido.

Tabla 4-4: Demanda de materias primas por tipo de combustible

Producto	Entrada	Demanda (Kg/kg producto)	Demanda de Electricidad Operativa (MJ/kg producto)
Metanol	H ₂	0,189	0,556
	CO ₂	1,373	
DME	Metanol	1,391	0,005
Gasolina	H ₂	0,403	1,333
	CO ₂	2,874	
Diésel	H ₂	0,480	1,091
	CO ₂	3,056	

Fuente: Elaboración propia con base en Schemme et al. 2020.

Para determinar la demanda de materias primas en términos de kilogramo por hora, se multiplicaron los datos de las Tabla 4-3 y Tabla 4-4 y son mostrados en la Tabla 4-5.

Tabla 4-5: Cantidad de materia prima por hora

Producto	Cantidad (kg/h)	H ₂ (kg/h)	CO ₂ (kg/h)	Electricidad Operativa (MWh)
Metanol	54.200	10.244	74.417	8,4
DME	37.500	9.859	71.619	8,1
Gasolina	24.800	9.994	71.275	9,2
Diésel	24.500	11.760	74.872	7,4

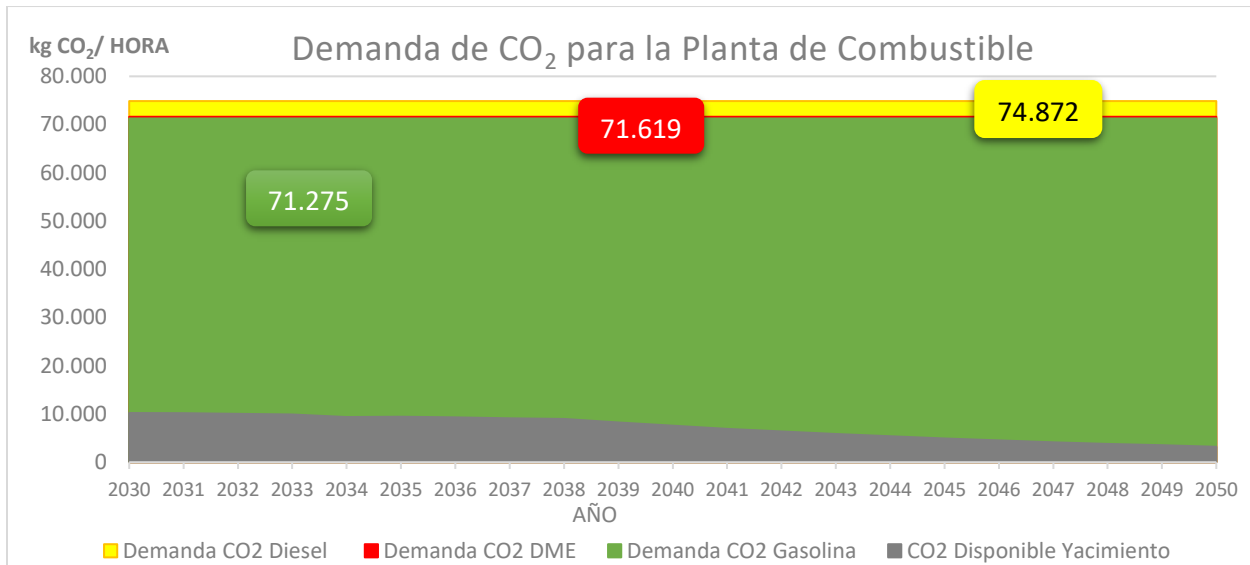
Fuente: Elaboración propia con base en Schemme et al. 2020.

4.6.1 Demanda y capacidad de producción de CO₂

Al comparar la demanda de CO₂ necesaria con la cantidad disponible en el yacimiento, se concluye que este último no es suficiente para cubrir la demanda de una planta de producción de combustibles sintéticos de 300 MW de capacidad como la analizada en este estudio. Por lo tanto, en este análisis se considerará la implementación de un sistema de Captura Directa de Aire (*Direct Air Capture* - DAC) para suplir el déficit de CO₂. La opción de reducir el tamaño de la planta para ajustarse al CO₂ producido no se contempla, ya que no alcanzaría a suplir la demanda de diluyente, adicionalmente, requeriría un nuevo diseño de planta, lo cual está fuera de los objetivos de este trabajo.

En la Figura 4-6 se muestran las cantidades necesarias y disponibles de CO₂ durante la vida útil de la planta. Teniendo en cuenta que no hay fuentes adicionales de CO₂ en el área de influencia del proyecto, se debe hacer captura de carbono del aire, las cantidades que se deben capturar vía sistemas DAC (*Direct Air Capture*) será la diferencia entre cada demanda de CO₂ y la cantidad disponible en el yacimiento. En resumen, el CO₂ se entregará al proceso por 2 fuentes, siguiendo las siguientes premisas:

- El gas producido del Yacimiento pasará a través de una torre de absorción usando aminas, logrando la separación del CO₂ del gas producido. Do & Kim (2020) reportan un costo para este proceso de 35 USD/Ton CO₂ procesada.
- El CO₂ adicional necesario para suplir la demanda de la planta se hará a través de un sistema L-DAC (remoción del CO₂ del aire por solvente líquido) el cual es definido por Dimartino et al., (2023) como una de las cuatro tecnologías que más ha avanzado en la reducción de costos de captura del aire, proyectando un costo de 280 USD/Ton CO₂. Esta cifra es consistente con el rango 300 -600 USD/Ton CO₂ reportado por Nemmour (2023).

Figura 4-6: Demanda de CO₂ para la planta de combustible

Fuente: Elaboración propia.

4.6.2 Demanda de hidrógeno

Para satisfacer la demanda de hidrógeno, éste se producirá in situ y todos los requerimientos asociados a su producción formarán parte del proyecto. Este estudio considera la producción de hidrógeno mediante electrólisis tipo PEM (*Proton Exchange Membrane*), utilizando para ello las características técnico-económicas publicadas por la IEA (2019), Burdack (2023) y Grubert (2023).

Según el estudio de Grubert (2023), la intensidad eléctrica de la electrólisis se estima en 41 kWh/kg H₂ para el año 2030, y el consumo de agua se calcula en 0.07 m³/GJ H₂. Mediante una conversión de unidades y asumiendo que la energía específica del hidrógeno es de 140 MJ/kg, como reporta Wang et al. (2022), se concluye que se necesitan aproximadamente 9.8 litros/kg H₂. Este dato es consistente con el reportado por la IEA, que indica un consumo de 9 litros/kg H₂. La Tabla 4-6 muestra las cantidades de energía y agua demandadas para producir el hidrógeno necesario para cada tipo de combustible.

Tabla 4-6: Demanda de materias primas para la producción de hidrógeno

Producto	Cantidad (kg/h)	H ₂ O (l/h)	H ₂ O (Bls/día)	Electricidad (MWh)
H ₂ para DME	9.859	88.728	13.343	404,21
H ₂ para Gasolina	9.994	89.950	13.526	409,77
H ₂ para Diésel	11.760	105.840	15.916	482,16

Fuente: Elaboración propia con base en Schemme et al. 2020, Grubert (2023); y IEA (2019).

Al Comparar la demanda de agua presentada en la Tabla 4 6 y la proyección de agua producida presentada en la Figura 4-2, se concluye que la demanda de agua estará cubierta a lo largo de la vida útil de la planta.

4.6.3 Demanda de energía eléctrica

La demanda de energía eléctrica del proyecto será la suma de la energía operativa para el funcionamiento de la planta y la energía necesaria para producir hidrógeno a través de electrólisis, tomando la información de las Tabla 4-5 y Tabla 4-6 se construye la Tabla 4-7 donde se relaciona la demanda energética necesaria para la producción de cada tipo de combustible sintético.

Tabla 4-7: Demanda de energía eléctrica

Producto	Operación Planta (MWh)	Producción H ₂ (MWh)	TOTAL (MWh)
DME	8,1	404,21	412.31
Gasolina	9,2	409,77	418.97
Diésel	7,4	482,16	489.56

Fuente: Elaboración propia.

Al Comparar los datos de la Tabla 4-7 y la Figura 4-3 de demanda de energía actual del Campo, la construcción de la planta de combustible sintético implicará incrementar la demanda energética entre 17 y 20 veces la capacidad proyectada, la estrategia para suplir esta demanda será por la vía de contratos PPA (*Power Purchase Agreement*) donde a un tercero se le pagará una tarifa y éste se encargará de construir la infraestructura que

permita la generación eléctrica combinando fuentes renovables y el Sistema Interconectado Nacional (SIN) o cualquier otro sistema, con características ambientalmente sostenibles, que permita continuidad en el servicio eléctrico las 24 horas del día.

4.7 Inversiones de Capital

También conocidas como CAPEX (*Capital Expenditures*), las inversiones de Capital del proyecto serán las inversiones necesarias para la construcción de la planta de producción y la inversión en electrolizadores, los cuales se estimarán de la siguiente forma:

4.7.1 Electrolizadores

Para estimar el Costo de los electrolizadores, se utilizará el costo reportado por Burdack (2023) en su análisis de costos de producción de hidrógeno en Colombia, el cual estima que para el 2030 la tecnología PEM en electrolizadores costará 650 USD/kW. En la Figura 4-7 se resumen los costos de los electrolizadores.

Figura 4-7: Costos del electrolizador

	Year	Capex (USD/kW)	Opex (USD/MW)	Lifetime (years)
PEM-Electrolyzer	2020	1100	16.50	10
PEM-Electrolyzer	2030	650	9.75	10
PEM-Electrolyzer	2050	200	3.00	10

Fuente: Burdack, 2023.

Considerando que la Figura 4-7 estima una vida útil de los electrolizadores de 10 años, será necesaria una reposición de equipos en 2040. Según las proyecciones de la IEA (2019), se podría esperar una reducción de costos de hasta el 40%, lo que implicaría un costo de electrolizador de 390 USD/kW. No obstante, Si las proyecciones de costos mostradas en la Figura 4-7 mantienen una tendencia lineal, en 2040 el costo del electrolizador sería de 425 USD/kW. Teniendo en cuenta que este último es el valor más alto entre ambos, se tomará este como referencia para calcular la reposición de equipos

en el año 2040. La Tabla 4-8 muestra los CAPEX calculados para los electrolizadores necesarios en cada proceso, tanto en 2030 como en 2040.

Tabla 4-8: Costos de electrolizadores para cada tipo de combustible.

Costo Electrolizadores	DME	Gasolina	Diésel
Año 2030 (MUSD)	262,7	266,4	313,4
Año 2040 (MUSD)	171,8	174,2	204,9

Fuente: Elaboración propia con base en Burdack, 2023.

4.7.2 Planta de Producción

Para estimar el costo de la planta de producción de combustibles sintéticos, se utilizarán los costos por kW presentados en el trabajo de Schemme (2020):

Tabla 4-9: Costos de cada Planta de Producción de Combustible.

Producto	MW	CAPEX (USD 2017/kW)	CAPEX (MUSD 2017)
DME	300,00	252,7	75,8
Gasolina	300,00	258,3	77,5
Diésel	300,00	550,9	165,3

Fuente: Elaboración propia con base en Schemme et al. 2020.

Para proyectar el costo de la planta de producción de combustible al año 2030, se utilizarán los datos de inflación de los Estados Unidos desde 2018 hasta 2022, según la información publicada por el Banco Mundial (2024). Las tasas de inflación registradas fueron de 2.4% en 2018, 1.8% en 2019, 1.2% en 2020, 4.7% en 2021 y 8% en 2022. Se proyecta una inflación del 6% para 2023 y del 3% anual entre 2024 y 2030. Siguiendo esta indexación ajustada por el efecto del dólar, los costos de la planta en 2030 se presentan en la Tabla 4-10.

Tabla 4-10: Costos de cada Planta de Producción de Combustible proyectados al 2030.

Producto	CAPEX (MUSD 2030)
DME	117,9
Gasolina	120,5
Diésel	257

Fuente: Elaboración propia con base en Schemme et al. 2020.

4.8 Costos operativos

Los costos operativos (OPEX, por sus siglas en inglés) se dividirán en dos partes: los costos de Operación y Mantenimiento (O&M) y los costos de materias primas. Los costos de O&M incluirán gastos de mano de obra, servicios contratados de mantenimiento y costos administrativos. Estos se estimarán por separado para la producción de hidrógeno y para la planta de producción de combustibles se calcularán como un 3% y un 5% del costo total de la planta respectivamente, siguiendo la metodología de Brynolf et al. (2018).

4.8.1 Costos de operación y mantenimiento de los electrolizadores

La Tabla 4-11 presenta los costos estimados de O&M de acuerdo con los valores mostrados en la Tabla 4-8. Para estimar estos costos, se asumirá un valor correspondiente al 3% del valor de los electrolizadores, siguiendo el estudio de Brynolf et al. (2018). Es importante destacar que los valores en la Tabla 4-11 corresponden al año especificado, y para los años siguientes se ajustarán de acuerdo con la inflación proyectada.

Tabla 4-11: Costos de O&M en electrolizadores.

Costo de O&M Electrolizadores	DME	Gasolina	Diésel
Año 2030 (MUSD)	7.9	8	9.4
Año 2040 (MUSD)	5.2	5.2	6.1

Fuente: Elaboración propia con base en Brynolf et al. 2018 y Burdak 2023.

4.8.2 Costos de operación y mantenimiento de la planta de producción.

En la Tabla 4-12 se presentan los costos de O&M estimados como un 5% del costo de la planta, de acuerdo con el trabajo de Brynolf et al. (2018). Este costo se calculará para el primer año y los años siguientes se ajustarán por la inflación proyectada.

Tabla 4-12: Costos de O&M para la planta de producción de combustible.

	DME	Gasolina	Diésel
Costo de O&M Planta de producción de combustible (MUSD)	5.8	6	12.8

Fuente: Elaboración propia con base en Brynolf et al. 2018.

4.9 Costos de materias primas

Los costos de las materias primas se dividirán en dos partes, primero se calculará el costo asociado al CO₂ y luego se calcularán los costos asociados a la energía, tanto para la producción de hidrógeno como para la planta de producción de combustible.

4.9.1 Costo asociado al CO₂

Para el cálculo del costo asociado al CO₂ se tendrá en cuenta el CO₂ producido por el yacimiento multiplicado por el costo de su procesamiento, el cual se estima en 35 USD/Ton CO₂ procesada de acuerdo con Do & Kim (2020). El CO₂ adicional necesario para suplir la demanda de la planta se estimará en 280 USD/Ton CO₂ acorde con el estudio de Dimartino et al. (2023). En la Tabla 4-13 se muestra el costo asociado al CO₂.

Tabla 4-13: Costo asociado al CO₂ necesario para la producción de combustible.

Año	Costo de CO ₂ del yacimiento + DAC (MUSD)		
	DME	Gasolina	Diésel
2030	140,4	139,7	147,7
2031	140,5	139,7	147,7
2032	140,7	140,0	148,0
2033	141,0	140,2	148,3

Año	Costo de CO ₂ del yacimiento + DAC (MUSD)		
	DME	Gasolina	Diésel
2034	142,0	141,3	149,3
2035	142,0	141,2	149,3
2036	142,2	141,4	149,5
2037	142,6	141,8	149,8
2038	142,9	142,1	150,2
2039	144,3	143,5	151,6
2040	145,6	144,9	152,9
2041	146,9	146,1	154,1
2042	148,0	147,2	155,3
2043	149,0	148,2	156,3
2044	149,9	149,2	157,2
2045	150,8	150,0	158,1
2046	151,6	150,8	158,9
2047	152,3	151,5	159,6
2048	152,9	152,2	160,2
2049	153,6	152,8	160,8
2050	154,1	153,3	161,4

Fuente: Elaboración propia con base en Dimartino et al. 2023 y Do & Kim,2020.

4.9.2 Costo de energía

Para estimar el costo de la energía se diferenciará entre el costo de la energía necesaria para la producción de hidrógeno y el costo de la energía para operar la planta de producción de combustible. La demanda de energía en cada caso se obtiene de la Tabla 2-3 y el costo de la energía de la Tabla 4-1.

4.9.2.1 Costo de Energía para producción de hidrógeno

En la Tabla 4-14 se muestra el costo de la energía necesaria para la producción del hidrógeno que necesitaría cada una de las plantas de Combustible.

Tabla 4-14: Costo de la energía para producción de Hidrógeno en cada caso.

Año	DME	Gasolina	Diésel
	(MUSD)	(MUSD)	(MUSD)
2030	396,5	402,0	473,0
2031	416,3	422,1	496,6
2032	437,2	443,2	521,5
2033	459,0	465,3	547,5
2034	482,0	488,6	574,9
2035	506,1	513,0	603,7
2036	531,4	538,7	633,8
2037	557,9	565,6	665,5
2038	585,8	593,9	698,8
2039	615,1	623,6	733,7
2040	645,9	654,8	770,4
2041	678,2	687,5	808,9
2042	712,1	721,9	849,4
2043	747,7	758,0	891,9
2044	785,1	795,9	936,5
2045	824,3	835,7	983,3
2046	865,5	877,4	1032,4
2047	908,8	921,3	1084,1
2048	954,2	967,4	1138,3
2049	1002,0	1015,7	1195,2
2050	1052,1	1066,5	1254,9

Fuente: Elaboración propia.

4.9.2.2 Costo de Energía para operación de la Planta

En la Tabla 4-15 se muestra el costo de la energía necesaria para operar cada una de las plantas estudiadas para la producción de Combustible sintético.

Tabla 4-15: Costo de la energía para Operación de Planta

Año	DME (USD)	Gasolina (USD)	Diesel (USD)
2030	7,9	9,0	7,3
2031	8,3	9,5	7,6
2032	8,8	9,9	8,0

Año	DME (USD)	Gasolina (USD)	Diesel (USD)
2033	9,2	10,4	8,4
2034	9,7	11,0	8,8
2035	10,1	11,5	9,3
2036	10,6	12,1	9,7
2037	11,2	12,7	10,2
2038	11,7	13,3	10,7
2039	12,3	14,0	11,3
2040	12,9	14,7	11,8
2041	13,6	15,4	12,4
2042	14,3	16,2	13,0
2043	15,0	17,0	13,7
2044	15,7	17,9	14,4
2045	16,5	18,8	15,1
2046	17,3	19,7	15,8
2047	18,2	20,7	16,6
2048	19,1	21,7	17,5
2049	20,1	22,8	18,3
2050	21,1	23,9	19,3

Fuente: Elaboración propia.

4.10 Incentivos tributarios

Para la elaboración de la evaluación comercial se tendrán en cuenta los incentivos tributarios establecidos en la ley 1715 (2014) y en la ley 2099 (2021) las cuales establecen:

- Las inversiones de Capital se pueden depreciar en 3 años, es decir, que la tasa anual de depreciación será no mayor de 33.33% como tasa global anual.
- Las inversiones de equipos y maquinaria destinados a la producción de hidrógeno estarán excluidas de IVA y aranceles de importación.
- Por los 5 años siguientes al año gravable que se haya realizado la inversión, se tendrá derecho a reducir de su renta el 50% del valor total de la inversión realizada, el valor a deducir por este concepto, en ningún caso podrá ser superior al 50% de la renta líquida determinada antes de restar el valor de la inversión. Costo nivelado de los Combustibles.

En este capítulo se mostraron las premisas que se tuvieron en cuenta para la evaluación económica del caso de estudio, en el siguiente capítulo se mostrarán los resultados obtenidos al calcular el LCOE de los combustibles sintéticos y realizar la evaluación económica mediante flujos de caja en hoja de cálculo Excel®.

5. Resultados

Los resultados presentados en este capítulo se muestran de forma consolidada en cada etapa del análisis, sin embargo, la producción de cada combustible sintético (DME, gasolina o diésel) se realiza de manera independiente; es decir, producir DME, gasolina y diésel son procesos distintos entre sí. El objetivo de esta visualización es reconocer fácilmente cuál de los tres productos analizados sería el más factible de llevar a un potencial mercado.

Para la evaluación económica se considerará el costo nivelado de los combustibles sintéticos a fin de determinar su viabilidad como un posible sustituto de los combustibles fósiles. Con este fin se realizaron los flujos de caja para un período de 20 años, correspondiente a la vida útil de la planta, desde 2030 hasta 2050, teniendo en cuenta las inversiones de capital necesarias tanto en la construcción de la planta, reemplazo de electrolizadores por cumplimiento de su vida útil, así como los costos de desmantelamiento de la planta en 2051. Como parte del análisis de resultados, se realizaron estudios de sensibilidad con el objetivo de establecer las variables con mayor impacto en el costo de producción y determinar el costo de energía que permite la viabilidad financiera del caso de negocio. Este análisis también indicará cuál es el producto más factible para avanzar hacia una fase de comercialización.

5.1 Costo nivelado de los combustibles sintéticos

Para realizar el costo nivelado de los combustibles a producir se siguió la metodología propuesta en Guilera (2018) donde se aplicará la ecuación 5-1:

$$LCOE \left(\frac{USD}{Kg} \right) = \frac{\sum_{i=0}^n \frac{Capex_i + Opex_i + Costo\ electricidad_i}{(1+i)^t}}{\sum_{i=0}^n \frac{Combustible\ producido_i}{(1+i)^t}}$$

Ecuación 5-1

En la Tabla 5-1 se presentan los parámetros operativos y financieros con los que se evalúa el modelo en el caso base.

Tabla 5-1: Parámetros de entrada.

Indicador	Valor	Unidad
Operativos		
Capacidad de Planta Síntesis	300	MW
Vida Útil de la Planta	20	Años
Horas Operativas/año	8000	Horas/año
Costo Energía 2030	515	COP/kWh
Costo de Captura CO ₂	280	USD/ton CO ₂
Financieros		
Tasa de descuento	8%	%
TRM	4200	COP/USD
Inflación proyectada 2030+	5%	%

Fuente: Elaboración propia.

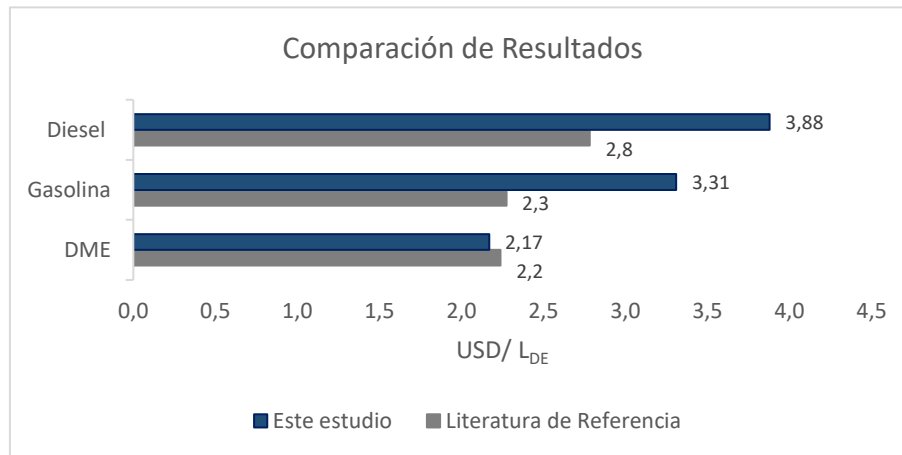
Acorde a la Tabla 4-1, el precio de la energía proyectado para el 2030 será de 515 COP/MWh. Con este costo de energía se calcula el LCOE para cada uno de los combustibles analizados encontrando los siguientes valores reportados en la Tabla 5-2.

Tabla 5-2: LCOE para los combustibles sintéticos

Producto	USD/Kg	USD/L _{DE}	USD/L _{GE}
DME	2,69	2,17	2,41
Gasolina	4,13	3,32	3,70
Diesel	4,84	3,89	4,33

Fuente: Elaboración propia

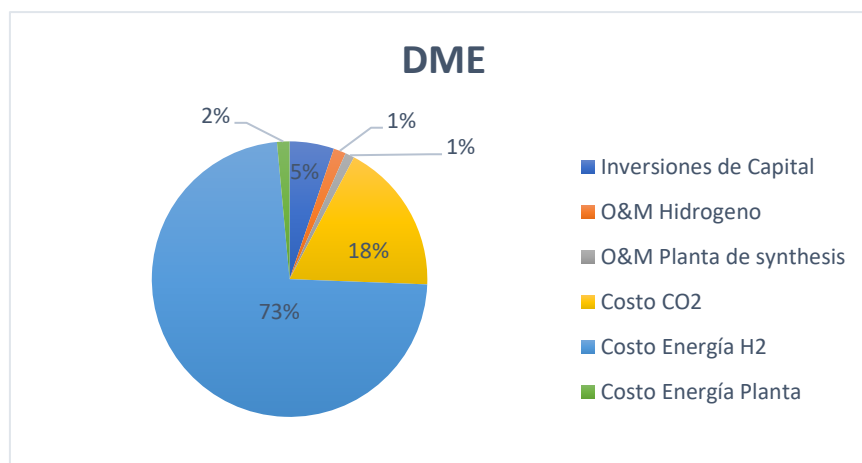
La nomenclatura USD/L_{DE} y USD/L_{GE} significan dólares por litro de diésel equivalente y dólares por litro de gasolina equivalente respectivamente. Las equivalencias frente al diésel y gasolina se presentan para identificar oportunidades en la sustitución de combustibles fósiles y los factores de conversión han sido tomados del trabajo de Schemme (2020). Con el objetivo de comparar los resultados obtenidos en este estudio y la literatura de referencia, en la Figura 5-1 se muestra la comparación frente al estudio de Schemme (2020)

Figura 5-1: Comparación de resultados de este estudio y literatura de referencia

Fuente: Elaboración propia con base en Schemme et al. 2020.

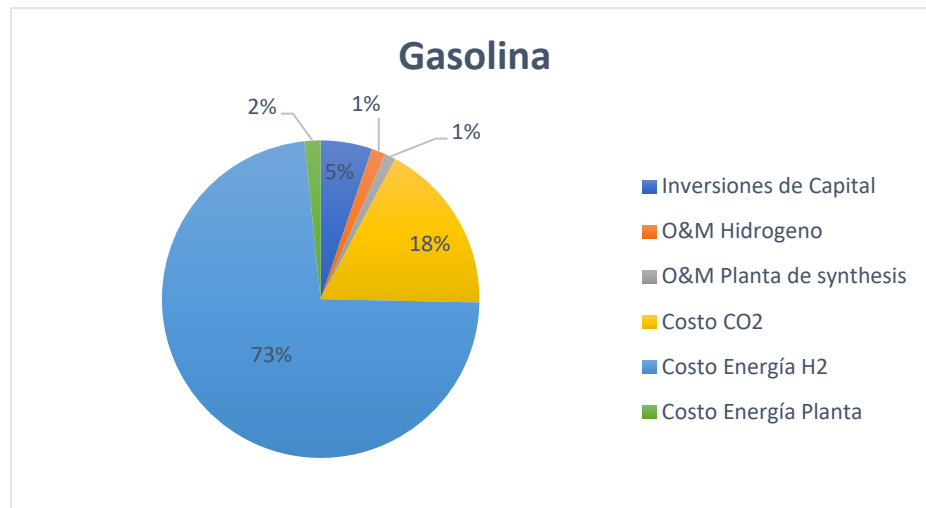
Si bien las condiciones son diferentes en cada estudio, se resalta que el orden de magnitud en ambos casos es similar para el DME y se tiene una sobre estimación en el precio de la gasolina y del diésel de 44% y 39% respectivamente, cerca de 1USD/L_{DE}.

En las Figura 5-2, Figura 5-3 y Figura 5-4 se muestra la distribución de costos asociados a la fabricación de los combustibles sintéticos analizados.

Figura 5-2: Distribución de Costos del DME

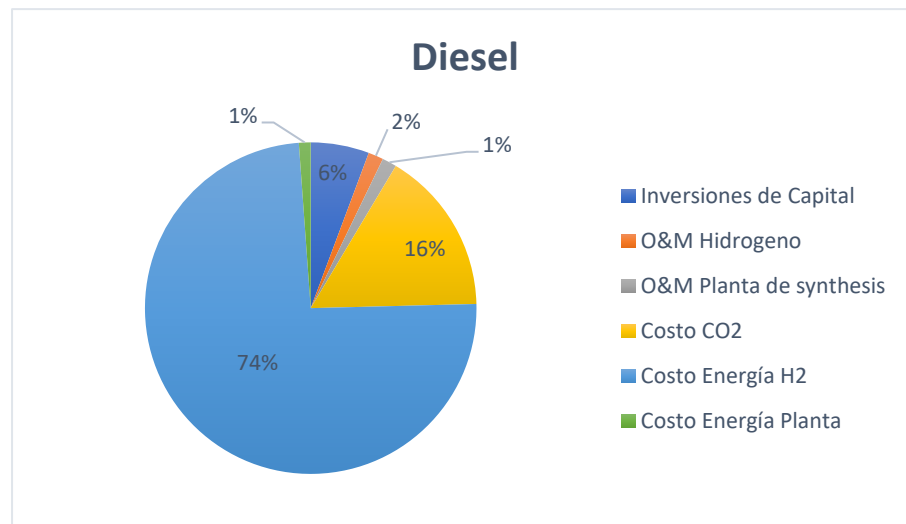
Fuente: Elaboración propia

Figura 5-3: Distribución de Costos de la Gasolina



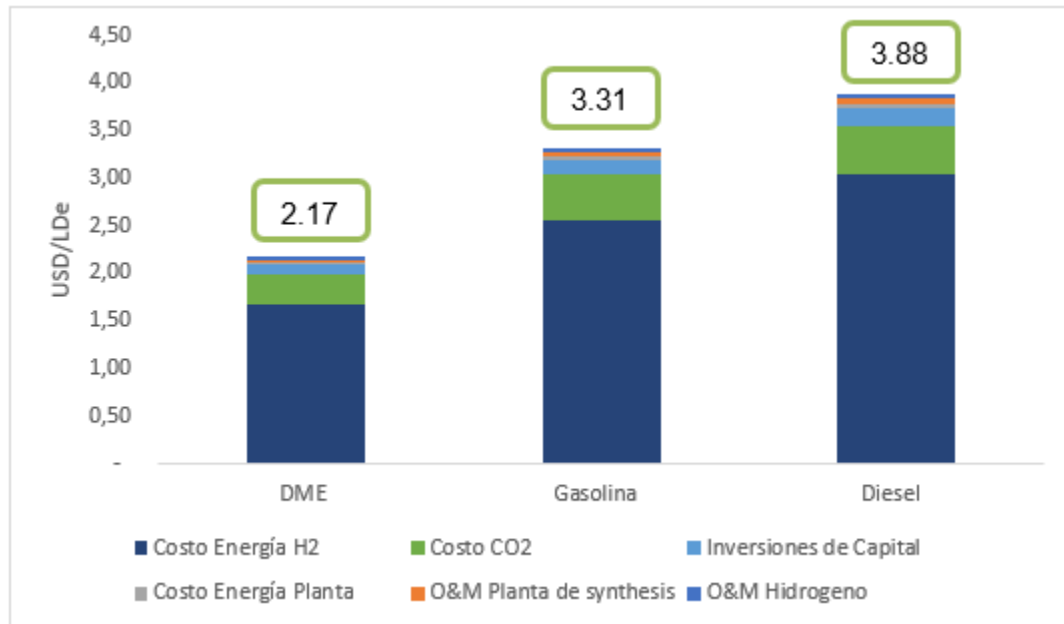
Fuente: Elaboración propia

Figura 5-4: Distribución de Costos del Diesel



Fuente: Elaboración propia

En la Figura 5-5 se muestra el costo distribuido por litro de diésel equivalente en cada uno de los combustibles analizados.

Figura 5-5: Distribución de costos expresados en litros de diésel equivalente

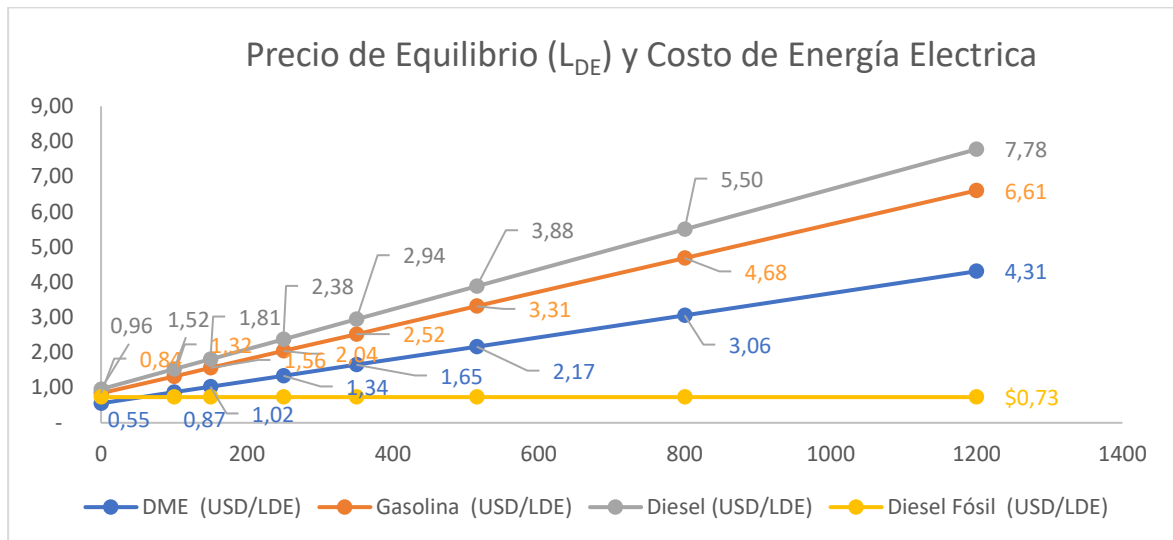
Fuente: Elaboración propia.

En las Figura 5-2 a Figura 5-5 claramente se puede observar que el costo de la energía para producción de hidrógeno es la variable con mayor peso en todos los casos analizados, representando entre el 73 y 74% del costo de producción de los combustibles sintéticos, en la literatura consultada, Bellotti (2022) reportó que el costo de producción de los combustibles sintéticos se ve influenciado en un 80% por el costo del hidrógeno, lo cual es consistente con el resultado de este trabajo.

5.1.1 Sensibilidades

El objetivo de las sensibilidades es visualizar el comportamiento del LCOE de los combustibles en función del costo de la energía. En la Figura 5-6 se compara el LCOE con el precio del Diesel proyectado al 2030 por la UPME (2023) con el fin de tener un punto de referencia y determinar en que punto podría usarse para sustituir el combustible fósil.

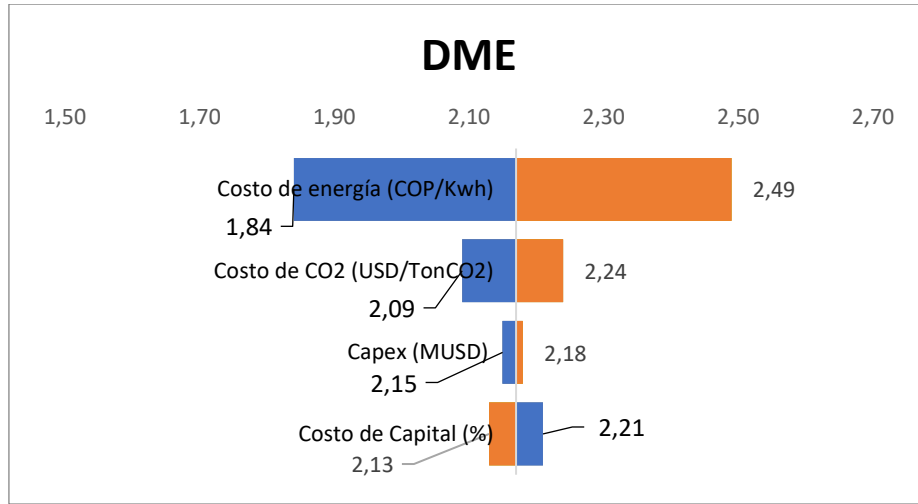
Figura 5-6: Sensibilidad del LCOE de Combustibles en función del costo de la energía eléctrica.



Fuente: Elaboración propia.

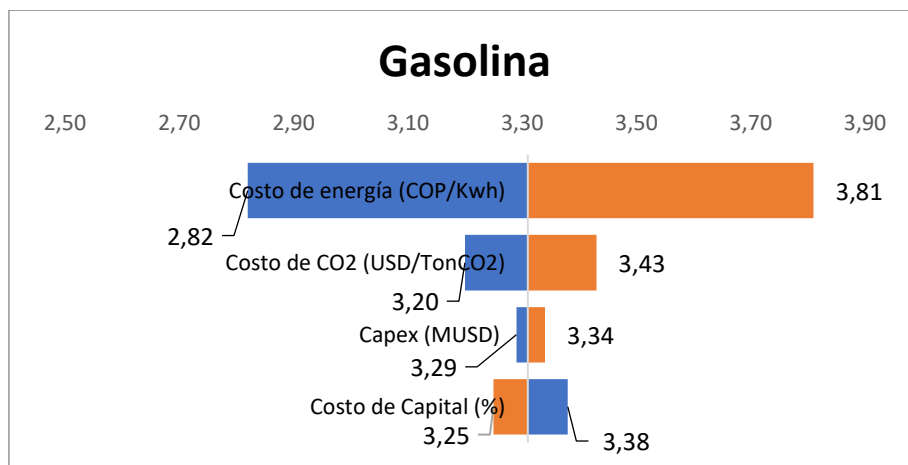
En la sensibilidad realizada en la Figura 5-6 se evaluó el caso de costo cero de la energía con el fin de revisar si este caso pudiera ser usado como un tomador de la energía como un proyecto PTX (Power to -X) en los casos donde se presenten vertimientos de los generadores. Esta gráfica muestra que el DME sería el único combustible con factibilidad económica a partir de un costo de energía menor a los 50 COP/kWh para que sea un sustituto al Diesel fósil. Para la gasolina sintética y Diesel, el LCOE estará por encima del precio proyectado al combustible fósil ya que cuando el costo de la energía sea cero, el LCOE de la gasolina será de 0.84 USD/L_{DE} y para el Diesel será de 0.96 USD/L_{DE} mientras que el precio proyectado para el Diesel fósil será de 0.73 USD/L_{DE}.

En las Figura 5-7, Figura 5-8 y Figura 5-9 se muestra un diagrama tipo tornado para una sensibilidad de ±20% con el fin de verificar el impacto en el LCOE de las siguientes variables: Costo de energía, Costo de la Captura de CO₂, Capex y el Costo del Capital (tasa de interés).

Figura 5-7: Sensibilidad en el precio de variables relevantes para el DME

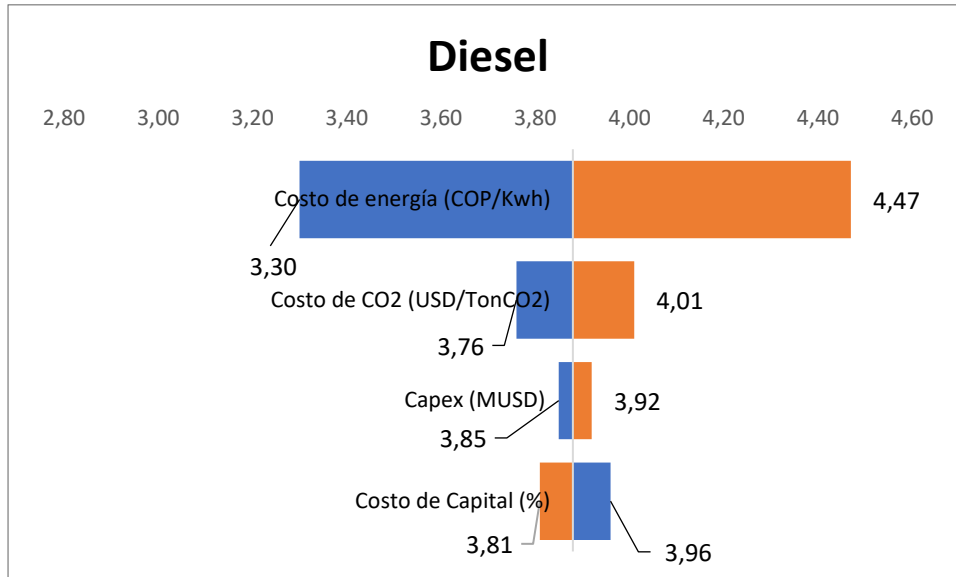
Fuente: Elaboración propia.

La Figura 5-7 muestra que el costo de la energía es la variable de mayor impacto en el DME, seguida del costo del CO₂ y del Costo de Capital. Las variaciones en Capex, aunque son altas en capital, tienen una incidencia pequeña en el costo del Combustible.

Figura 5-8: Sensibilidad en el precio de variables relevantes para la Gasolina

Fuente: Elaboración propia.

Figura 5-9: Sensibilidad en el precio de variables relevantes para el diésel



Fuente: Elaboración propia.

En las Figura 5-8 y Figura 5-9 se verifica que tanto para la gasolina como para el diésel se sigue el mismo comportamiento del DME mostrado en la Figura 5-7 donde la energía es la variable de mayor impacto, seguida del costo del CO₂ y del Costo de Capital.

Acorde a los resultados obtenidos en este capítulo, se evidencia que a los precios proyectados de la energía para 2030, ninguno de los combustibles sintéticos estudiados sería factible llevarlos al mercado debido a que su costo de producción es superior al de los combustibles fósiles. El único escenario en el que sería factible la producción de algún combustible sintético sería mediante la obtención de energía con un precio inferior a los 50 COP/Kwh. Para el DME.

Con respecto a la posibilidad de usar el DME como sustituto de la Nafta, la literatura muestra estudios alentadores tanto en la reducción de costos operativos como en la reducción de viscosidad en crudos pesados. Sin embargo, se necesitarán estudios adicionales, y en especial, pruebas de laboratorio con el crudo del Campo para determinar si es una solución técnicamente factible.

Vanegas (2022) analizó el uso del GLP como diluyente de crudos pesados y encontró que al mezclarlo con nafta y crudos livianos se podría reducir hasta un 50% el costo operacional en el sistema de transporte de crudo producido en Campo Rubiales, en comparación con

un sistema que solo utiliza nafta. Dado que el DME tiene características similares al GLP y se utiliza en mezclas con él. Adicionalmente, el dimetil éter (DME) ofrece ventajas tales como fácil licuefacción, ser respetuoso con el medio ambiente, combustión sin humo, alto índice de cetano y bajo costo, entre otras. Frecuentemente, se utiliza como principal aditivo para el GLP. Por ejemplo, el 93% del DME en China se emplea para reemplazar al GLP, el 5% como combustible de motor y el 2% restante para otros fines industriales, como la producción de refrigerantes, según Zhou et al. (2023)

5.2 Comercialización de los combustibles sintéticos

La normatividad colombiana establece formulas tarifarias para la comercialización de los combustibles de origen fósil donde el precio máximo de venta tiene en cuenta a los agentes de la cadena de valor desde el productor hasta los comercializadores minoristas, agregando tasas impositivas y respectivos impuestos al carbono. La producción de combustibles sintéticos en el futuro obligará a replantear algunos cargos que actualmente se hace a los precios de los combustibles, en la Figura 5-10 se muestra la estructura de precio nacional del Diesel planteada por UPME (2023).

Figura 5-10: Estructura de precio para el diésel en Colombia

$$PMV = IP + IN + IVA + IC + Tm + Tt + Mdma + ST + Mdmi + Tp + IVA MY$$

Donde,

PMV = Precio máximo de venta por galón

IP = Ingreso al Productor

IN = Impuesto Nacional

IVA = Impuesto al Valor Agregado

IC = Impuesto al Carbono

Tm = Tarifa de marcación

Tt = Tarifa de transporte

Mdma = Margen al distribuidor Mayorista

IVA MY = IVA Margen Mayorista

ST = Impuesto de Sobretasa

Mdmi = Margen al distribuidor Minorista

Tp = Transporte a planta de abasto

Fuente: UPME (2023)

Teniendo en cuenta los beneficios ambientales, las nuevas cadenas productivas y de valor que tendrían los combustibles sintéticos, se deberán replantear los componentes IN, IVA, IC, Mdma, IVA MY, ST de la fórmula de Precio máximo de venta mostrada en la Figura 5-10.

Con el objetivo de fomentar la incorporación de fuentes renovables de energía y la producción de hidrógeno, el gobierno colombiano a través de las Leyes 1715 de 2014 y 2099 de 2021 ha introducido beneficios tributarios a los productores de fuentes no convencionales de energía (FNCE). Para analizar el impacto de dichos beneficios, en nuestro caso de estudio se analizará el componente de Ingreso al Productor (IP) mostrado en la Figura 5-10, para esto se analizará el costo de producción y precio mínimo de venta que tendrían los combustibles sintéticos para que sean financieramente factibles.

5.2.1 Costo de Producción y Precio mínimo de venta

El objetivo de la evaluación financiera será determinar el precio mínimo en el cual el proyecto alcanza su punto de equilibrio en el año 2030. Se desarrolló un modelo en Excel® que calcula los flujos de caja y los descuenta mediante la fórmula de VPN al año 2030 y en este punto se busca el precio que hace que el VPN sea cero. Los flujos de caja libre se calcularán acorde a la ecuación 5-2.

$$FCL = \sum_{i=0}^{i=n} Ingresos_i - OPEX_i - Impuestos_i + D\&A_i - \Delta K_i - Inv_i \quad \text{Ecuación 5-2}$$

Donde:

$Ingresos_i$ = Serán los ingresos del proyecto por la venta de combustible y venta de bonos de Carbono para el año i

$OPEX_i$ = Todos los costos de O&M + costos de materias primas (energía y CO2) para el año i

$Impuestos_i$ = Impuestos causados en el año i después de aplicar beneficios tributarios

$D\&A_i$ = Es la depreciación y amortización para el año i después de aplicar incentivos tributarios

ΔK_i = Es el Cambio en el capital de trabajo para el año i .

Inv_i = Son las Inversiones de Capital realizadas en el año i

n = es la vida útil de la planta

Para el cálculo del VPN se aplicará la ecuación 5-3.

$$VPN = \sum_{i=1}^n \left(\frac{FCL_i}{(1+I)^i} \right)$$

Ecuación 5-3

Donde:

FCL_i = Flujo de Caja Libre en el año i

I = Tasa de descuento (Costo del Capital)

n = es la vida útil de la planta

Aplicando esta metodología se encontraron los resultados presentados en la Tabla 5-3

Tabla 5-3: Precios de equilibrio en 2030

Producto	USD/kg	USD/L _{DE}	USD/L _{GE}
DME	1,80	1,45	1,61
Gasolina	2,76	2,22	2,47
Diésel	3,24	2,61	2,91

Fuente: Elaboración propia.

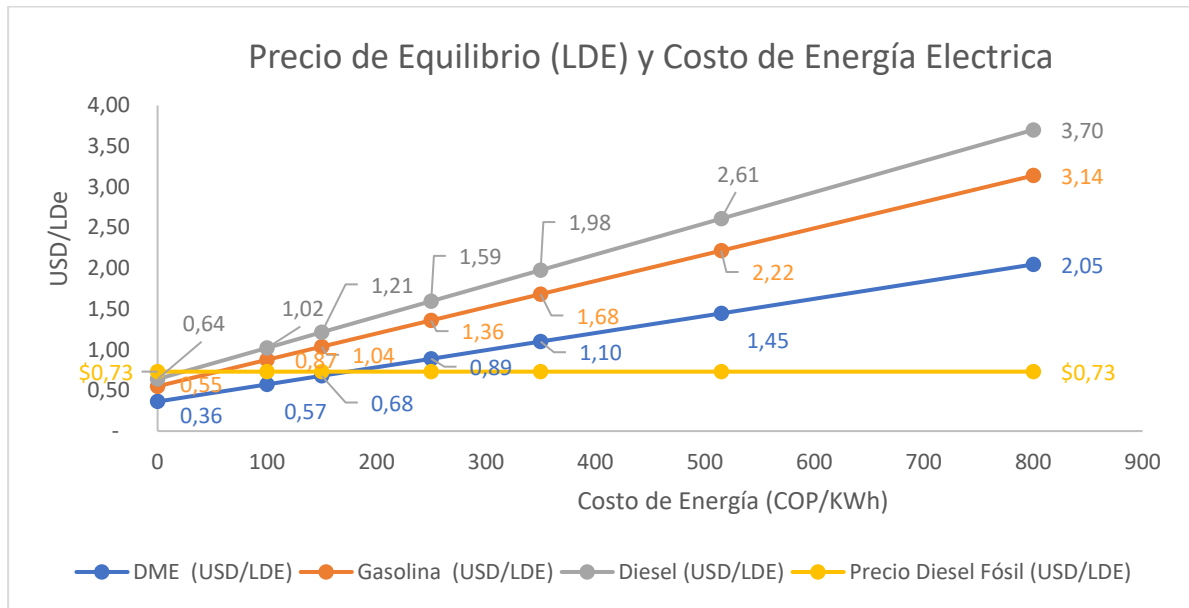
La comparación de las Tabla 5-2 y Tabla 5-3 de LCOE y precios de equilibrio respectivamente, muestran que la introducción de beneficios tributarios y otros beneficios como la venta de bonos de carbono reducen los costos de producción y ayudan a tener un punto de equilibrio del proyecto más cercano a valor de los combustibles fósiles, el costo de producción del DME baja de 2,17 a 1,45 USD/L_{DE}, el de la gasolina de 3,32 a 2,22

USD/L_{DE} y el del Diesel de 3,89 a 2,61 USD/L_{DE}, sin embargo, todavía se encuentra distante de los 0.73 USD/L_{DE} precio proyectado para el diésel fósil en 2030 por la UPME (2023).

5.2.2 Sensibilidades del Costo de Producción y Precio mínimo de venta

Adicional a la introducción de beneficios tributarios y la venta de bonos de carbono, se sensibilizará el precio mínimo de venta o precio de equilibrio en función del costo de la energía con el objetivo conocer los precios de la energía que harían viable la producción de combustibles sintéticos. Esta sensibilidad es mostrada en la Figura 5-11.

Figura 5-11: Sensibilidad del precio de equilibrio en función del costo de la energía eléctrica



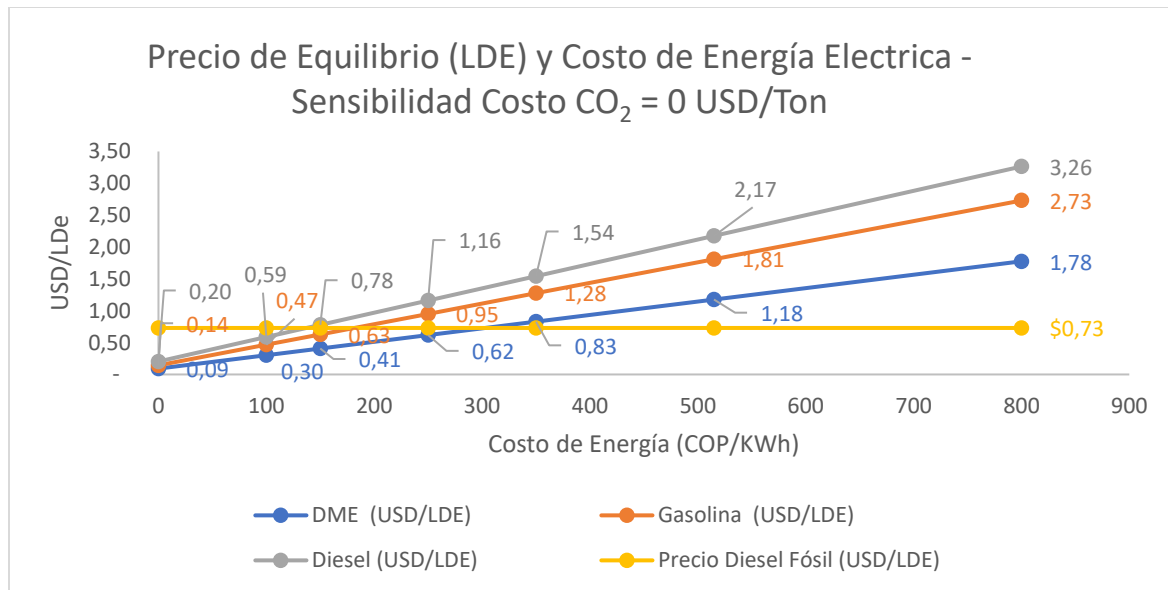
Fuente: Elaboración propia.

Los resultados muestran que aún con la ayuda de beneficios tributarios, la producción de combustibles sintéticos se encuentra lejos de alcanzar su punto de equilibrio en las condiciones de nuestro caso de estudio, por lo tanto, no es viable desde el punto de vista financiero su comercialización y tampoco usarse como un sustituto a la nafta requerida en las operaciones de transporte de crudo del Campo. Sin embargo, la Figura 5-11 muestra que reduciendo el costo de la energía sería factible financieramente la comercialización de combustibles sintéticos. Para el DME se necesita que el costo de la energía sea inferior a

175 COP/kWh, para la gasolina costo de energía inferior a 55 COP/kWh y para el Diesel un costo de energía inferior a 25 COP/kWh

Ahora bien, teniendo en cuenta que, con la introducción de beneficios tributarios y la venta de bonos de carbono, se mejoró el punto de equilibrio que podrían alcanzar los 3 combustibles sintéticos analizados, se realizó una sensibilidad adicional, esta vez reduciendo el costo del CO₂ con el objetivo de identificar oportunidades de optimización que permitan viabilizar la producción de combustibles sintéticos. El resultado de sensibilizar el costo del CO₂ a 0 USD/Ton es mostrado en la Figura 5-12

Figura 5-12: Precio de equilibrio en función del costo de la energía eléctrica – Sensibilidad al Costo de CO₂= 0 USD/Ton.



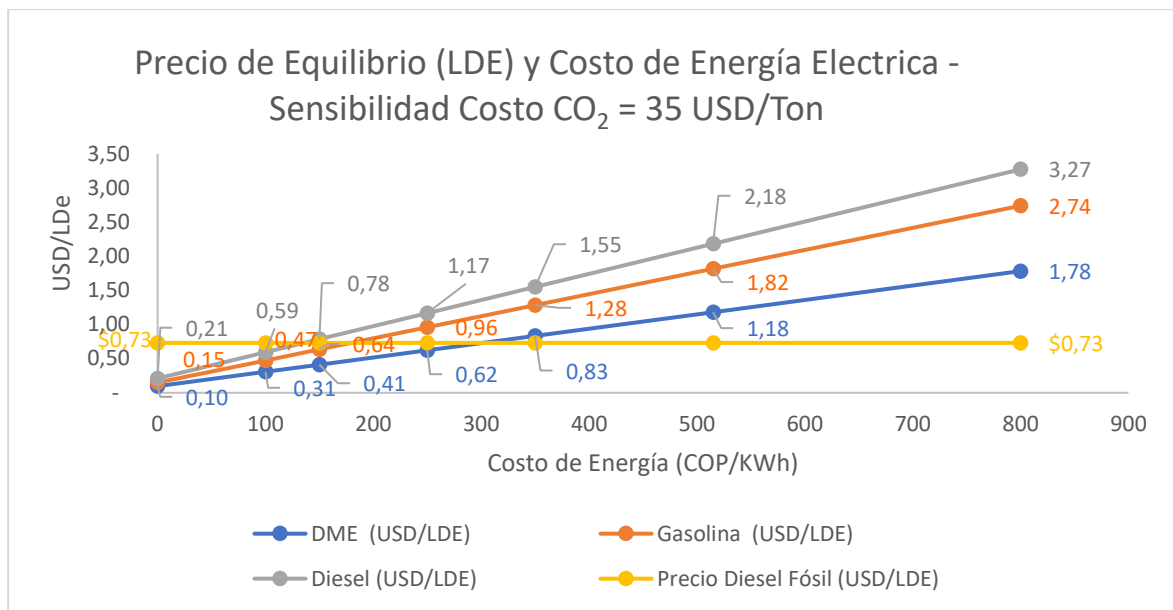
Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 5-13 se muestra la sensibilidad del precio de equilibrio con costo de Captura de CO₂ de 35 USD/Ton, asumiendo un caso hipotético de tener toda la disponibilidad del CO₂ a partir del yacimiento de petróleo.

Al sensibilizar el costo de Captura de CO₂ a 0 y a 35 USD/Ton, se encontraron valores muy similares para el costo de los combustibles sintéticos. Esta sensibilidad claramente

muestra una mejoría frente a los valores encontrados en la Figura 5-11 toda vez que se tiene la posibilidad de encontrar puntos de equilibrio a mayores costos de la energía.

Figura 5-13: Precio de equilibrio en función del costo de la energía eléctrica – Sensibilidad al Costo de CO₂= 35 USD/Ton



Fuente: Elaboración propia.

Con las sensibilidades al costo del CO₂ se encontró que el DME es factible producirse en un rango de precios energía entre 0 y 300 COP/KWh, la gasolina es factible con costos de energía menores a 160 COP/KWh, mientras que el Diesel es factible con costo de energía menor a 140 COP/KWh.

A lo largo de este capítulo, se presentaron los resultados obtenidos en este estudio, iniciando con el cálculo del LCOE (Costo Nivelado de Energía) de los combustibles sintéticos analizados. Se concluyó que su valor es superior al de los combustibles fósiles, descartando la posibilidad de utilizarlos como sustitutos de la nafta, el Diesel o la gasolina. Se compararon los resultados obtenidos con la literatura, encontrando consistencia en el valor estimado para el DME y una desviación del orden del 44% y 39% frente a la gasolina y el Diesel, respectivamente.

A continuación, se presentó la distribución de los costos de producción, identificando los factores clave en la producción de combustibles sintéticos, en orden de importancia: costo de energía, costo del CO₂, costo del capital (tasa de interés) e inversión de capital. Con el objetivo de evaluar la factibilidad de la comercialización, se introdujeron beneficios tributarios y la comercialización de bonos de carbono. Aunque esto redujo el costo de producción, no fue suficiente para hacer viable la comercialización.

Finalmente, se realizaron sensibilidades para identificar el costo de energía que haría viable la comercialización de los combustibles sintéticos, determinando el costo mínimo de venta. También se evaluó la sensibilidad del costo de producción a los costos del CO₂, encontrando mejoras significativas al no tener que utilizar sistemas de captura de CO₂ del aire.

En el próximo capítulo, se abordarán las conclusiones y se discutirán posibles trabajos futuros basados en los resultados de este estudio.

6. Conclusiones y trabajos futuros

6.1 Conclusiones generales del trabajo final

Este trabajo analizó las condiciones necesarias para la implementación de una planta de combustibles sintéticos (*e-fuels*) en el campo petrolero objeto de estudio.

Dado que la producción de CO₂ del yacimiento no alcanza para satisfacer la demanda del proceso, es imprescindible implementar un sistema de Captura de Carbono del aire para cubrir los requerimientos de la planta en estudio. Esta medida conlleva un incremento en el costo del producto final y presenta una alta incertidumbre, ya que su nivel de madurez tecnológica aún no alcanza la fase comercial.

La demanda de hidrógeno es considerable, lo que se traduce en una alta necesidad energética. Se estima en aproximadamente 482 MWh para la producción de diésel, 410 MWh para gasolina y 404 MWh para la producción de DME. Esto presenta desafíos tanto en la capacidad de los electrolizadores como en el suministro eléctrico, ya que actualmente no se cuenta con esta disponibilidad. Además, existe un alto grado de incertidumbre en cuanto al costo y desempeño de las tecnologías de electrólisis a esta escala.

El costo de la energía para producción de hidrógeno es la variable con mayor peso en todos los casos analizados, representando entre el 73 y 74% del costo de producción de los combustibles sintéticos.

Debido al alto costo proyectado de la energía en el campo (515 COP/kWh para 2030), ninguno de los tres combustibles sintéticos analizados resulta viable para su comercialización. Para avanzar a una fase de implementación, es necesario contar con un costo de energía inferior a 175 COP/kWh para viabilizar la producción de DME, que es el combustible con menor costo de producción. Por lo tanto, es de la mayor importancia seguir buscando fuentes económicamente viables para la producción de hidrógeno.

Las variables clave para la producción de cualquiera de los tres combustibles sintéticos analizados son, en orden de importancia: el costo de la energía, el costo de la captura de carbono y el costo del capital (tasa de interés). Es importante destacar que, en el análisis de sensibilidad a las variables de producción, se encontró que la variación en el costo del capital o tasa de interés es incluso más determinante para el LCOE que la variación en el monto de las inversiones.

Bajo las premisas de este estudio, el costo de la energía debe situarse por debajo de 175 COP/kWh para que la producción de estos combustibles sea económicamente viable

La implementación de esta solución podría llevar a la reducción total de la producción de CO₂ en el campo petrolero analizado. Aunque no sería posible reemplazar por completo la nafta utilizada en la dilución del crudo pesado, en el caso hipotético de contar con un costo de energía inferior a 175 COP/kWh, se torna factible la utilización de una mezcla compuesta por nafta, GLP y DME. Esta alternativa permitiría disminuir los costos asociados a la dilución y transporte del crudo pesado.

El aumento en la adopción de energías renovables impulsará la viabilidad de la producción de combustibles sintéticos "e-fuels". Con el incremento en el número de fuentes renovables variables se espera una disminución en el costo de la energía y surge una necesidad imperante de asegurar la estabilidad en el suministro. En este contexto, la tecnología Power to X podría desempeñar un papel crucial al convertir los excedentes generados en el sistema eléctrico en combustibles sintéticos.

6.2 Conclusiones asociadas con el logro de los objetivos definidos

6.2.1 Objetivo específico 1

“Identificar los factores claves de la tecnología de producción de combustibles sintéticos”

En el capítulo 5, se identificaron los factores clave en la producción de combustibles sintéticos. En orden de importancia, estos son: el costo de la energía para producción de hidrógeno, el costo de captura de CO₂ y el costo asociado a las inversiones de Capital. Para el caso de estudio presentado, el peso porcentual de cada uno de estos factores es del 73%, 18% y 5%, respectivamente.

6.2.2 Objetivo específico 2

“Proponer una estrategia de comercialización para el (los) combustible(s) sintético(s) producidos”.

En el Capítulo 5, se demostró que, dados los costos proyectados de energía para 2030, los precios mínimos de venta de los combustibles sintéticos superarían las proyecciones de costos de los combustibles fósiles. Por lo tanto, no se considera factible la creación de un mercado para estos combustibles bajo esas condiciones. Sin embargo, en un escenario de bajo costo energético, por debajo de 175 COP/kWh, sería posible producir el DME, lo que generaría la necesidad de un mercado para comercializarlo. En este hipotético caso, la estrategia de comercialización se basaría en ofrecer un combustible carbono neutral, resaltando los beneficios ambientales y su potencial como sustituto del diésel y el GLP a través de mezclas (blending). Dada la cantidad que se podría producir diariamente, sería prudente explorar mercados de nicho, como el transporte urbano de Villavicencio o flotas vehiculares de empresas interesadas en reducir sus emisiones de CO₂.

6.2.3 Objetivo específico 3

“Proponer una estrategia de comercialización para los combustibles sintéticos como sustituto de la Nafta”

Los costos proyectados de energía para 2030 indican que los precios mínimos de venta de los combustibles sintéticos superarían las proyecciones de costos de los combustibles fósiles. Por lo tanto, no se considera factible la sustitución de la nafta utilizada en el transporte del crudo. En el caso del DME, dado que su comercialización sería viable únicamente cuando el costo de la energía sea inferior a 175 COP/kWh, la estrategia hipotética de comercialización como sustituto de la nafta sería mediante la mezcla con GLP (gas licuado de petróleo).

6.2.4 Objetivo general

“Evaluar un caso de estudio para la producción de combustibles sintéticos a partir de CO₂ e hidrogeno en los llanos Orientales Colombianos”

En el Capítulo 5 se presentaron los resultados de la evaluación económica para una planta de 300 MW de capacidad de producción de combustibles sintéticos, bajo las condiciones

del caso de estudio. Se evaluó la posibilidad de producir gasolina, diésel y dimetil éter (DME), y se encontró que no sería factible la producción de ninguno de los tres combustibles bajo las proyecciones de costo de energía al año 2030. En respuesta a la pregunta de investigación sobre la viabilidad técnica y económica de implementar un sistema de producción de combustibles basados en electricidad en los Llanos Orientales Colombianos, se concluye que solo sería posible producir DME con un costo de energía inferior a 175 COP/kWh, gasolina con un costo de energía inferior a 55 COP/kWh y diésel con un costo de energía inferior a 25 COP/kWh.

6.3 Trabajos futuros

En el futuro, sería valioso explorar trabajos que integren sistemas híbridos de biomasa y electricidad. Este enfoque tiene como objetivo reducir el costo de producción de hidrógeno y, por consiguiente, de los combustibles sintéticos.

Otra línea de investigación podría centrarse en los usos del DME. Este combustible podría ser empleado como sustituto del diésel, como diluyente de crudo pesado mezclado con GLP, o incluso utilizado en estado puro. Además, podría tener aplicaciones en procesos de recobro mejorado en campos petroleros. En la literatura consultada se encontraron estudios de laboratorio que han arrojado resultados positivos, los cuales serían interesantes de analizar y adaptar al contexto colombiano.

Es pertinente llevar a cabo un estudio sobre la aplicación de la tecnología Power to X (PTX) aprovechando los vertimientos de energía en el sistema eléctrico colombiano. Como se demostró en este trabajo, la producción de combustibles sintéticos es factible con costos de energía inferiores a 175 COP/kWh. En el caso de contar con una fuente de CO₂ de nulo o bajo costo, este valor podría incluso ser de hasta 300 COP/kWh.

Finalmente, es crucial profundizar en la investigación de formas más eficientes para producir combustibles sintéticos, ya que el proceso en su conjunto presenta una baja eficiencia al convertir la energía eléctrica en gases o líquidos combustibles

7. Bibliografía

- Alsunousi, M., & Kayabasi, E. (2023). The role of hydrogen in synthetic fuel production strategies. *International Journal of Hydrogen Energy*. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.11.359>
- Andreoni, P., Aleluia Reis, L., Drouet, L., Dessens, O., Fragkos, P., Pietzcker, R., Pye, S., Rodrigues, R., & Tavoni, M. (2023). Fossil extraction bans and carbon taxes: Assessing their interplay through multiple models. *iScience*, 26(4), 106377. <https://doi.org/10.1016/j.isci.2023.106377>
- Arcos, J. M. M., & Santos, D. M. F. (2023). The Hydrogen Color Spectrum: Techno-Economic Analysis of the Available Technologies for Hydrogen Production. *Gases*, 3(1), 25–46. <https://doi.org/10.3390/gases3010002>
- Arraga, D., Cruz, L., Montt, R., & Pantoja, G. (2019). *Proyecto de producción de combustible sintético a partir de CO2 en el campo Cerro Gordo*. Tesis de Maestría Universidad de los Andes.
- Bellotti, D., Rivarolo, M., & Magistri, L. (2022). A comparative techno-economic and sensitivity analysis of Power-to-X processes from different energy sources. *Energy Conversion and Management*, 260, 115565. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.115565>
- Brynolf, S., Taljegard, M., Grahn, M., & Hansson, J. (2018). Electrofuels for the transport sector: A review of production costs. En *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 81, pp. 1887-1905). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.288>
- Burdack, A., Duarte-Herrera, L., López-Jiménez, G., Polklas, T., & Vasco-Echeverri, O. (2023). Techno-economic calculation of green hydrogen production and export from Colombia. *International Journal of Hydrogen Energy*, 48(5), 1685-1700. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.10.064>

- Chakraborty, J. P., Singh, S., & Maity, S. K. (2021). Advances in the conversion of methanol to gasoline. En *Hydrocarbon Biorefinery: Sustainable Processing of Biomass for Hydrocarbon Biofuels*. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-823306-1.00008-X>
- Clausen, L. R., Elmegaard, B., & Houbak, N. (2010). Technoeconomic analysis of a low CO₂ emission dimethyl ether (DME) plant based on gasification of torrefied biomass. *Energy*, 35(12). <https://doi.org/10.1016/j.energy.2010.09.004>
- Daiyan, R., Macgill, I., & Amal, R. (2020). Opportunities and Challenges for Renewable Power-to-X. *ACS Energy Letters*, 5(12), 3843-3847. <https://doi.org/10.1021/acsenergylett.0c02249>
- 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. En *Energy and Environmental Science* (Vol. 13, Número 10, pp. 3207-3252). Royal Society of Chemistry. <https://doi.org/10.1039/d0ee01187h>
- Dimartino, B. B., Cameron, B. G., & Rubin, J. S. (2023). *Direct Air Capture as a Carbon Removal Solution: Analyzing Scale-Up, Cost Reduction, and Pathways for Acceleration*.
- Do, T. N., & Kim, J. (2020a). Green C₂-C₄ hydrocarbon production through direct CO₂ hydrogenation with renewable hydrogen: Process development and techno-economic analysis. *Energy Conversion and Management*, 214, 112866. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.112866>
- Do, T. N., & Kim, J. (2020b). Green C₂-C₄ hydrocarbon production through direct CO₂ hydrogenation with renewable hydrogen: Process development and techno-economic analysis. *Energy Conversion and Management*, 214, 112866. <https://doi.org/10.1016/J.ENCONMAN.2020.112866>
- Dziejarski, B., Krzyżyńska, R., & Andersson, K. (2023). Current status of carbon capture, utilization, and storage technologies in the global economy: A survey of technical assessment. *Fuel*, 342, 127776. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2023.127776>
- García, C. A., Moncada, J., Aristizábal, V., & Cardona, C. A. (2017). Techno-economic and energetic assessment of hydrogen production through gasification in the Colombian

- context: Coffee Cut-Stems case. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(9), 5849-5864. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.01.073>
- Ghiat, I., & Al-Ansari, T. (2021). A review of carbon capture and utilisation as a CO₂ abatement opportunity within the EWF nexus. *Journal of CO₂ Utilization*, 45, 101432. <https://doi.org/10.1016/j.jcou.2020.101432>
- González Velandia, L. C., John Ramiro Agudelo Santamaria, A., & Coasesora María Luisa Botero Vega, D. (2023). *Comparative analysis of greenhouse emissions based on life cycle assessment of alternative fuels for transportation sector-A systematic literature review*. www.udea.edu.co
- Gonzalez-Garay, A., Heuberger-Austin, C., Fu, X., Klokkenburg, M., Zhang, D., van der Made, A., & Shah, N. (2022). Unravelling the potential of sustainable aviation fuels to decarbonise the aviation sector. *Energy and Environmental Science*, 15(8). <https://doi.org/10.1039/d1ee03437e>
- Grubert, E. (2023). Water consumption from electrolytic hydrogen in a carbon-neutral US energy system. *Cleaner Production Letters*, 4, 100037. <https://doi.org/10.1016/j.cpl.2023.100037>
- Guilera, J., Ramon Morante, J., & Andreu, T. (2018). Economic viability of SNG production from power and CO₂. *Energy Conversion and Management*, 162, 218-224. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.02.037>
- Hombach, L. E., Doré, L., Heidgen, K., Maas, H., Wallington, T. J., & Walther, G. (2023). Economic and environmental assessment of current (2015) and future (2030) use of E-fuels in light-duty vehicles in Germany. *Journal of Cleaner Production*, 207. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.09.261>
- Huber, D., Birkelbach, F., & Hofmann, R. (2024). Unlocking the potential of synthetic fuel production: Coupled optimization of heat exchanger network and operating parameters of a 1 MW power-to-liquid plant. *Chemical Engineering Science*, 284, 119506. <https://doi.org/10.1016/j.ces.2023.119506>

- Incer-Valverde, J., Korayem, A., Tsatsaronis, G., & Morosuk, T. (2023). "Colors" of hydrogen: Definitions and carbon intensity. In *Energy Conversion and Management* (Vol. 291). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.117294>
- Iguarán, R. (2021). *Proyecto de viabilidad de Power-to-Gas: Producción de gas natural sintético en Manaure, La Guajira – Colombia*. Universitat de Barcelona .
- International Energy Agency (IEA). (2019). *The Future of Hydrogen*. <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>
- International Energy Agency (IEA). (2021). *World Energy Outlook 2021 Resumen ejecutivo*. www.iea.org/weo
- Kabeyi, M. J. B., & Olanrewaju, O. A. (2022). Sustainable Energy Transition for Renewable and Low Carbon Grid Electricity Generation and Supply. *Frontiers in Energy Research*, 9. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2021.743114>
- Khan, U., Ogbaga, C. C., Abiodun, O.-A. O., Adeleke, A. A., Ikubanni, P. P., Okoye, P. U., & Okolie, J. A. (2023). Assessing absorption-based CO₂ capture: Research progress and techno-economic assessment overview. *Carbon Capture Science & Technology*, 8, 100125. <https://doi.org/10.1016/j.ccst.2023.100125>
- Kim, C. Y., Kim, C. R., Kim, D. K., & Cho, S. H. (2020). Analysis of challenges due to changes in net load curve in South Korea by integrating ders. *Electronics (Switzerland)*, 9(8), 1-18. <https://doi.org/10.3390/electronics9081310>
- Lewandowska-Bernat, A., & Desideri, U. (2018). Opportunities of power-to-gas technology in different energy systems architectures. *Applied Energy*, 228, 57-67. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.06.001>
- Ley 1715 de 2014. Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional., Congreso de la República de Colombia (2014).
- Ley 2099 de 2021. Por medio de la cual se dictan disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético, la reactivación económica del país y se dictan otras disposiciones., Congreso de la República de Colombia (2021).

Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (2024). *Estrategia 2050*.

Nadaleti, W. C., de Souza, E. G., & Lourenço, V. A. (2022). Green hydrogen-based pathways and alternatives: Towards the renewable energy transition in South America's regions—Part B. *International Journal of Hydrogen Energy*, 47(1), 1-15. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.05.113>

Nemmour, A., Inayat, A., Janajreh, I., & Ghenai, C. (2023). Green hydrogen-based E-fuels (E-methane, E-methanol, E-ammonia) to support clean energy transition: A literature review. En *International Journal of Hydrogen Energy*. Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.03.240>

Osman, A. I., Mehta, N., Elgarahy, A. M., Hefny, M., Al-Hinai, A., Al-Muhtaseb, A. H., & Rooney, D. W. (2022). Hydrogen production, storage, utilisation and environmental impacts: a review. *Environmental Chemistry Letters*, 20(1), 153-188. <https://doi.org/10.1007/s10311-021-01322-8>

Ram, V., & Salkuti, S. R. (2023). An Overview of Major Synthetic Fuels. *Energies*, 16(6), 2834. <https://doi.org/10.3390/en16062834>

Ren, J., & Dong, L. (2018). Evaluation of electricity supply sustainability and security: Multi-criteria decision analysis approach. *Journal of Cleaner Production*, 172, 438-453. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.10.167>

Riera, J. A., Lima, R. M., & Knio, O. M. (2023). A review of hydrogen production and supply chain modeling and optimization. In *International Journal of Hydrogen Energy* (Vol. 48, Issue 37, pp. 13731–13755). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.12.242>

Robinson, M. L. (2014). *Marketing Big Oil*. Palgrave Macmillan US. <https://doi.org/10.1057/9781137388070>

Rodríguez, F. (2022). Evaluación de la sostenibilidad de las diferentes biomásas para la producción de energía eléctrica en la Central Bioeléctrica Ciro Redondo. *Universidad D Cienfuegos*.

Royal Society. (2021). *Sustainable synthetic carbon based fuels for transport*.

- Royal Society (Great Britain). (2019). *Sustainable synthetic carbon based fuels for transport*.
- Schemme, S., Breuer, J. L., Köller, M., Meschede, S., Walman, F., Samsun, R. C., Peters, R., & Stolten, D. (2020). H2-based synthetic fuels: A techno-economic comparison of alcohol, ether and hydrocarbon production. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(8), 5395-5414. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.05.028>
- Skov, I. R., & Schneider, N. (2022). Incentive structures for power-to-X and e-fuel pathways for transport in EU and member states. *Energy Policy*, 168. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.113121>
- Stewart A. Isaacs, Mark D. Staples, Florian Allroggen, Dharik S. Mallapragada, Christoph P. Falter, and Steven R. H. Barrett (2021) Environmental and Economic Performance of Hybrid Power-to-Liquid and Biomass-to-Liquid Fuel Production in the United States. *Environmental Science & Technology* 2021 55 (12), 8247-8257 <https://pubs.acs.org/doi/abs/10.1021/acs.est.0c07674>
- Sorrenti, I., Harild Rasmussen, T. B., You, S., & Wu, Q. (2022). The role of power-to-X in hybrid renewable energy systems: A comprehensive review. En *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 165). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112380>
- Su-ungkavatin, P., Tiruta-Barna, L., & Hamelin, L. (2023). Biofuels, electrofuels, electric or hydrogen?: A review of current and emerging sustainable aviation systems. En *Progress in Energy and Combustion Science* (Vol. 96). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.pecs.2023.101073>
- The World Bank Group. (2024). *Inflation, consumer prices (annual %) - United States*.
- Uribe, I., Zacarías, X., Lozano, M., & Álvarez, K. (2023). Percepción del rol docente y clases en línea en el contexto de la pandemia por covid-19 en estudiantes universitarios. *Tempus Psicológico*, 6(2). <https://doi.org/10.30554/tempuspsi.6.2.4691.2023>
- UPME (2023) Proyección de precios de los energéticos para generación eléctrica julio de 2023 diciembre 2050. Unidad de Planeación Minero Energética, Subdirección de

- hidrocarburos. https://www1.upme.gov.co/sipg/Publicaciones_SIPG/Proyeccion_precios_energeticos_I_semestre_2023_vf.pdf
- Vanegas, D. (2022). Modelo De Análisis Para Evaluación De Tecnologías Que Viabilizan El Transporte De Crudo Pesado Por Oleoductos. *Tesis Maestria Pontificia Universidad Javeriana*.
- Vázquez, F. V., Koponen, J., Ruuskanen, V., Bajamundi, C., Kosonen, A., Simell, P., Ahola, J., Frilund, C., Elfving, J., Reinikainen, M., Heikkinen, N., Kauppinen, J., & Piermartini, P. (2018). Power-to-X technology using renewable electricity and carbon dioxide from ambient air: SOLETAIR proof-of-concept and improved process concept. *Journal of CO2 Utilization*, 28, 235-246. <https://doi.org/10.1016/j.jcou.2018.09.026>
- Wang, T., Cao, X., & Jiao, L. (2022). PEM water electrolysis for hydrogen production: fundamentals, advances, and prospects. En *Carbon Neutrality* (Vol. 1, Número 1). Springer. <https://doi.org/10.1007/s43979-022-00022-8>
- Wulf, C., Zapp, P., & Schreiber, A. (2020). Review of Power-to-X Demonstration Projects in Europe. En *Frontiers in Energy Research* (Vol. 8). <https://doi.org/10.3389/fenrg.2020.00191>
- Zhou, G., Kong, Y., Qian, X., Zhang, Q., Ma, Y., & Wu, D. (2023). Explosion dynamics and sensitivity analysis of blended LPG/DME clean fuel promoted by H₂ in a confined elongated space. *Fuel*, 331. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2022.125816>