



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

**Facultad de Ingeniería Mecánica y Ciencias de la
Producción**

**“Análisis de ciclo de vida de combustibles por proceso
Fischer-Tropsch para la descarbonización en Imbabura,
Ecuador”**

PROYECTO DE TITULACIÓN

Previo a la obtención del Título de:

MAGÍSTER EN SISTEMAS DE ENERGÍA

PRESENTADA POR:

Jhon Kevin Caicedo Potosí

Guayaquil - Ecuador

Año: 2025

DEDICATORIA

Este proyecto de grado se dedica a mi familia por la confianza e inspiración. A mis amigos, con los que he compartido a lo largo de la vida. A mis compañeros de maestría, fue un gran grupo. A mis compañeros del trabajo (CIPAT), son los mejores. A mis mentores por el tiempo, confianza y retroalimentación.

"It would not be much of a universe if it wasn't home to the people you love" - Stephen Hawking.

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Ecuador, ha sido importante en mi desarrollo profesional. Al profesor y tutor del proyecto de titulación, Daniel Salas Márquez, M.Sc., por sus enseñanzas, la confianza, y la continua retroalimentación durante el desarrollo del proyecto. A la Facultad de Ingeniería Mecánica y Ciencias de la Producción (FIMCP) de la Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL) por permitirme ser parte alumni. A los profesores de la Maestría en Sistemas de Energía (MSE) por compartir sus conocimientos y experticia. Al Centro de Investigación y Proyectos Aplicados a las Ciencias de la Tierra (CIPAT-ESPOL), por la confianza, los desafíos y el aprendizaje continuo. A mis compañeros, con los que debatimos bastante en clase, con los que formamos equipos de trabajo (Ivania, Byron, Henry, Roberto) y a los demás por el tiempo-espacio compartido.

TRIBUNAL DE TITULACIÓN

Daniel Salas Márquez, M.Sc.

Director del proyecto

Juan Peralta Jaramillo, Ph.D.

Vocal

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido
de este proyecto de titulación, me
corresponden exclusivamente; y el
patrimonio intelectual, del mismo a la
ESCUELA SUPERIOR
POLITÉCNICA DEL LITORAL”

Jhon Kevin Caicedo Potosí

SIGLAS O ABREVIATURAS

CO_2	Dióxido de Carbono
H_2	Hidrógeno
PtF	Energía a combustibles, power-to-fuels
DoE	Departamento de Energía, Department of Energy
TWh	Teravatios hora
kg	Kilogramos
BEP	Barriles equivalentes de petróleo
MW	Megavatios
STF	Síntesis Fischer-Tropsch
GWP	Potencial de Calentamiento Global, Global Warming Potential
GW	Gigavatios
EIA	Agencia Internacional de Energía, Energy International Agency
°C	Grados Celcius
PtX	Energía-a-X, Power-to-X
PtH	Energía-a-Hidrógeno, Power-to-Hydrogen
SMR	Reformado de Metano con Vapor, Steam Methane Reforming
CCS	Captura y Almacenamiento de Carbono, Carbon Capture and Storage
CCU	Captura y Utilización de Carbono, Carbon Capture and Utilisation
kPa	Kilopascales
DAC	Captura Directa del Aire, Direct Air Capture
L-DAC	Captura Directa del Aire por Solvente Líquido, Liquid Solvent Direct Air Capture
LTFT	Fischer-Tropsch de Baja Temperatura, Low Temperature Fischer-Tropsch
HTFT	Fischer-Tropsch de Alta Temperatura, High Temperature Fischer-Tropsch
ACV	Análisis de Ciclo de Vida
ICV	Inventario de Ciclo de Vida
kWh	Kilovatios hora
MJ	Megajulios
TRL	Niveles de Madurez Tecnológica, Technological Readiness Level
PEM	Membrana de Intercambio de Protones, Proton Exchange Membrane
KOH	Hidróxido de Potasio
$Ca(OH)_2$	Hidróxido de Calcio
Pt	Platino
Pd	Paladio
CO	Monóxido de Carbono
RWGS	Reacción de desplazamiento de Agua a Gas, Reverse Water Gas Shift

RESUMEN

A partir de la revolución industrial, se ha detectado el aumento de dióxido de carbono (CO_2) en la atmósfera. Una parte importante de este aumento se atribuye al uso de combustibles fósiles, los cuales por un lado han fomentado el desarrollo económico, mientras que por otro lado han contribuido al calentamiento global. Algunos gobiernos están fomentando alternativas para la descarbonización de la matriz energética. En Ecuador, los combustibles fósiles alcanzan el 71 % en la matriz energética, emitiendo gases efecto invernadero por los usos de la energía. Por lo tanto, el objetivo de este trabajo es analizar el potencial de mitigación del calentamiento global debido al uso de combustibles sintéticos alternativos en Imbabura. Los métodos abordados implican I) Determinación del objetivo y alcance del sistema, II) Determinación de límites del sistema mediante la elaboración de diagramas de proceso para la síntesis de dióxido de carbono (CO_2) e hidrógeno verde (H_2) para la producción de electrocombustibles; III) Desarrollo del inventario de ciclo de vida; y (III) cálculo de potencial de calentamiento global. Los resultados indican que por 1 MJ de electrocombustible se generan 0.03041 kg de CO_2 -equivalentes, resaltando que reducen en 33 % las emisiones por combustibles tradicionales. En la provincia de Imbabura, la sustitución completa de la gasolina, tiene el potencial de disminuir el calentamiento global en 388 mil toneladas de CO_2 -eq por año.

Palabras clave: Utilización de carbono; hidrógeno verde; descarbonización; Ecuador

ABSTRACT

From industrial revolution has been detected an increased on carbon dioxide (CO_2) in the atmosphere. An essential part is attributed to use of fossil fuels, that improved the economic development, while contributed to global warming. Some governments are promoting alternatives for the decarbonization of the energy matrix. In Ecuador, fossil fuels account for 71 % of the energy matrix, emitting greenhouse gases due to energy use. Therefore, the objective of this work is to analyze mitigation of the global warming potential due to the use of synthetic alternative fuels in Imbabura. The methods addressed involve (I) Determination of objective and scope of the system, II) Determination of system boundaries using process diagrams for the synthesis of carbon dioxide (CO_2) and green hydrogen (H_2) for the production of electrofuels; (III) development of the life cycle inventory; and (III) calculation of global warming potential. The results indicate that for 1 MJ of electrofuel, 0.03041 kg of CO_2 -equivalents are generated, which reduces emissions from traditional fuels by 33 %. In the province of Imbabura, for the complete substitution of gasoline, has the potential to decrease global warming in 388 thousand tons of CO_2 per year.

Keywords: carbon utilisation; CCU; green hydrogen; decarbonization; Ecuador

ÍNDICE GENERAL

SIGLAS O ABREVIATURAS	v
RESUMEN	vi
Índice general	vii
Índice de figuras	ix
Índice de tablas	x
CAPÍTULO 1- INTRODUCCIÓN	1
1.1 Antecedentes	1
1.2 Planteamiento del problema	2
1.3 Justificación	3
1.4 Objetivos	5
1.4.1 Objetivo general	5
1.4.2 Objetivos específicos	5
1.5 Hipótesis	5
1.6 Alcance	5
CAPÍTULO 2- MARCO TEÓRICO	6
2.1 Energías renovables	6
2.1.1 Energía solar	6
2.1.2 Energía eólica	7
2.1.3 Energía hidráulica	7
2.1.4 Energía geotérmica	8
2.2 Energía-a-X	9
2.2.1 Energía-a-Hidrógeno	10
2.2.2 Energía-a-Líquidos	10
2.3 H_2 verde	11
2.4 Captura de carbono	11
2.4.1 Secuestro y captura de carbono	12
2.4.2 Captura directa del aire	12
2.5 Síntesis Fischer-Tropsch	13
2.5.1 Electrocombustibles	13
2.6 Análisis de ciclo de vida	13
CAPÍTULO 3- METODOLOGÍA	14
3.1 Métodos para recolección de información	14

3.2	Población/muestra	14
3.3	Tipo de datos	15
3.4	Variables	15
3.5	Enfoque del Análisis de Ciclo de Vida	15
3.5.1	Objetivo y alcance	15
3.5.2	Inventario de ciclo de vida	18
CAPÍTULO 4- RESULTADOS		21
4.1	Potencial de calentamiento global por producción de electrocombustibles . . .	21
4.1.1	Potencial de calentamiento global por captura de carbono	21
4.1.2	Potencial de calentamiento global por producción de hidrógeno verde .	22
4.1.2.1	Potencial de calentamiento global por hidrógeno verde - solar	24
4.1.2.2	Potencial de calentamiento global por hidrógeno verde - geo- térmica	24
4.1.2.3	Comparación potencial de calentamiento global en la produc- ción de hidrógeno	25
4.1.3	Potencial de calentamiento global por la síntesis Fischer-Tropsch . . .	25
4.1.3.1	Potencial de calentamiento global por STF - solar	27
4.1.3.2	Potencial de calentamiento global por STF - geotérmica	27
4.1.3.3	Comparación SFT por fuentes de hidrógeno	28
4.1.4	Potencial de calentamiento global en el sistema	28
4.2	Descarbonización de Imbabura	29
4.2.1	Electrocombustibles y combustibles convencionales	31
CAPÍTULO 5- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		33
BIBLIOGRAFÍA		34
ANEXOS		43

ÍNDICE DE FIGURAS

1.1	Ubicación de la provincia de Imbabura. Fuente: Autor.	3
1.2	Proyección de demanda de vectores energéticos. Fuente: International Energy Agency (EIA, 2017).	4
2.1	Energía solar fotovoltaica y solar concentrada. Adaptada de: Freepik.	7
2.2	Concepto de central hidroeléctrica. Adaptada de: Freepik.	8
2.3	Sistema geotérmico de generación eléctrica. Adaptada de: Freepik.	9
2.4	Energía-a-Hidrógeno. Adaptada de: Freepik.	10
3.1	Esquema del enfoque metodológico. Adaptada de ISO 14040 (2006).	14
3.2	Proceso de captura de carbono (L-DAC). Fuente: Autor.	16
3.3	Producción de H_2 verde. Fuente: Autor.	17
3.4	Proceso de la síntesis Fischer-Tropsch. Fuente: Autor.	17
3.5	Límites del sistema de producción de electrocombustibles. Fuente: Autor.	18
4.1	Emisiones por fuente de energía en captura de carbono. Fuente: Autor.	21
4.2	Diagrama Sankey - emisiones por fuente de energía en captura de carbono. Fuente: Resultado de OpenLCA.	22
4.3	Emisiones por producción de hidrógeno verde. Fuente: Autor.	23
4.4	Diagrama Sankey - emisiones por producción de hidrógeno verde. Fuente: Resultado de OpenLCA.	23
4.5	Emisiones de H_2 con electricidad de solar fotovoltaica. Fuente: Autor.	24
4.6	Emisiones de H_2 por electricidad de sistema geotérmico. Fuente: Autor.	24
4.7	GWP por fuentes de electricidad para la producción de H_2 . Fuente: Autor.	25
4.8	Emisiones por síntesis FT. Fuente: Autor.	26
4.9	Diagrama Sankey - emisiones por síntesis FT. Fuente: Resultado de OpenLCA.	26
4.10	Contribución por 1 MJ de electrocombustible en el sistema (solar). Fuente: Autor.	27
4.11	Contribución por 1 MJ de electrocombustible en el sistema (geotérmica). Fuente: Autor.	27
4.12	Comparación en la SFT por fuentes de energía. Fuente: Autor.	28
4.13	Emisiones por 1 MJ de electrocombustible en el sistema. Fuente: Autor.	28
4.14	Diagrama Sankey - emisiones por 1 MJ de electrocombustible en el sistema. Fuente: Resultado de OpenLCA.	29
4.15	Demanda de carbono en miles de kg por año. Fuente: Autor.	30
4.16	Demanda de hidrógeno en kg por año. Fuente: Autor.	30
4.17	Demanda de agua en toneladas por año. Fuente: Autor.	31
4.18	Comparación de emisiones entre combustible tradicional y electrocombustibles. Fuente: Autor.	31
4.19	Estaciones de servicio disponibles en Imbabura. Fuente: Autor.	32

ÍNDICE DE TABLAS

2.1	Clasificación de yacimientos geotérmicos.	8
2.2	Tipología del hidrógeno acorde a la tecnología de producción.	11
2.3	Tecnologías de captura de carbono directa del aire.	12
3.1	Población, muestra.	15
3.2	Variables del estudio.	15
3.3	ICV para captura de carbono.	18
3.4	ICV para la producción de hidrógeno por PEM.	19
3.5	ICV para la SFT.	19
3.6	Inventario de ciclo de vida por unidad funcional.	19

CAPÍTULO 1 - INTRODUCCIÓN

1.1. Antecedentes

Los electrocombustibles son combustibles sintéticos alternativos a los combustibles fósiles. De acuerdo con Pearson & Turner (2022), el uso de electrocombustibles permitiría la reducción de las operaciones de la industria del petróleo (búsqueda, explotación, refinación, transporte), y la adopción por un modelo ambientalmente amigable debido a que reduce el carbono presente en la atmósfera con métodos de captura de dióxido de carbono (CO_2) e involucrando al hidrógeno (H_2) verde. Los electrocombustibles son vectores energéticos porque tienen la capacidad de almacenar energía en líquidos, además estos pueden ser distribuidos adaptando a la infraestructura actual de los combustibles tradicionales (Zhang et al., 2019). Los electrocombustibles son esenciales porque fomentan la transición energética, la descarbonización, porque el CO_2 es utilizado como suministro con tecnologías de captura de carbono directamente del aire o en industrias (Ababneh & Hameed, 2022).

Los electrocombustibles se promovieron por el Departamento de Energía (DOE) de los Estados Unidos, para producirlos con la síntesis de carbono, sin considerar a métodos fotosintéticos (Conrado et al., 2013). Sin embargo, la invención y patente de la síntesis “hidrogenación del carbono” se generó en 1923 por científicos alemanes, Fischer y Tropsch, dada la necesidad de los combustibles por la escasez de petróleo (Blay-Roger et al., 2024). La industria de los combustibles basados en la síntesis Fischer-Tropsch (SFT) fue emergiendo entre los 1930s a 2000, pero, los precios de los electrocombustibles no eran competitivos al compararlos con los combustibles fósiles tradicionales (Dry, 2002). Actualmente, los precios finales de los electrocombustibles son superiores a los combustibles tradicionales, sin embargo, con alianzas estratégicas como la “eFuel Alliance”, pueden ser competitivos a partir de 2030 (Janaki et al., 2024).

La producción de electrocombustibles necesita de H_2 verde (producido a través de electrolisis por fuentes de energía renovables) para que sean considerados carbono neutro o como combustibles limpios. Por lo tanto, es esencial la producción de H_2 verde. Sin embargo, hay estudios de análisis de ciclo de vida, que estiman aumento en las emisiones por procesos relacionados a la construcción y procesamiento de materiales de la planta Fischer-Tropsch (Gan et al., 2024).

En Europa, hay estudios de producción de H_2 verde a gran escala mediante fuentes renovables para la electrolisis a partir de la hidroeléctrica, paneles solares fotovoltaicos, solar térmica, aerogeneradores, sistemas geotérmicos, mareomotriz y biocombustibles, permitiendo 300 TWh enfocados en el transporte (Shen et al., 2024).

En Arabia Saudita, se estimó el costo nivelado de hidrógeno verde de 90 USD por kg con eficiencias en la generación de 70 %, con fuentes renovables (solar y eólica) (Florez et al., 2024).

En Argentina, se estimó la capacidad de la energía eólica para la producción de H_2 verde (Schmidhalter et al., 2024), con costos nivelados de hidrógeno que varían entre 2000 a 4800 USD/tonelada de H_2 .

En Brasil, se determinó el potencial de H_2 verde mediante electrolizadores conectados

a centrales hidráulicas (Botelho et al., 2024), con producción estimada entre 140,693 a 1406,699 toneladas entre enero de 2022 a junio de 2023.

Por otra parte, también es indispensable, el secuestro, la captura y la utilización del CO_2 (CCSU) para la síntesis de electrocombustibles.

En plantas de ciclos combinados con gas natural, se estimaron los costos de captura de 45 USD/toneladas CO_2 y de utilización a 80 USD/toneladas CO_2 (Baskaran et al., 2024).

El estudio de Bacatelo et al., (2024), indicó la importancia de reutilizar del CO_2 como suministro en la industria de cemento, complementando con procesos de electrolisis para H_2 verde y la utilización de carbono para la producción de metano sintético.

En China, la compañía petrolera Sinopec ha desarrollado proyectos de investigación acerca de CCSU desde el 2013, capturando en promedio 1 millón de toneladas de carbono al año (Li et al., 2024).

1.2. Planteamiento del problema

La energía es el motor de la sociedad, permite el desarrollo económico y social. Sin embargo, el consumo de combustibles fósiles responde a las necesidades de la población, el desarrollo de la economía, y aumentos en la calidad de vida. La energía se aprovecha de fuentes convencionales como el petróleo, gas y carbón, que producto de la combustión aumenta la concentración de CO_2 , acelerando el efecto invernadero y causando el cambio climático (IPCC, 2007). Además, el crecimiento poblacional, la demanda energética y por ende de combustibles fósiles, emiten CO_2 a la atmósfera, acelerando el cambio climático (IPCC, 2007). Acorde al Sexto Informe de evaluación del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC, 2023), la variación en la temperatura media de la Tierra en los niveles preindustriales era $0.1^{\circ}C$, pero en el 2000 a 2020 aumentó a $0.84 - 1.1^{\circ}C$, por la concentración y emisiones de gases efecto invernadero. En el 2023, en el mundo se utilizó un 77 % (TWh/TWh) de combustibles fósiles como energía primaria (Ritchie & Rosado, 2024). En Ecuador, el consumo de energía en 2023 fue de 234 TWh (Ritchie & Rosado, 2024), 67 % de la energía utilizada proviene del petróleo. Por ello, los combustibles fósiles se usan para generación de electricidad y para la producción de combustibles.

En la actualidad, el país presenta dificultades respecto a la seguridad energética porque su principal fuente de electricidad proviene de centrales hidráulicas (Oscullo Lala et al., 2024). El cambio climático, el consumo del agua y el estiaje, repercuten en los niveles de agua de las represas para la generación de energía, conllevando a interrupciones en el suministro eléctrico a escala nacional. Esto también afecta al mercado de vehículos eléctricos, porque disminuye las ventas a un 19 % entre enero a julio de 2024, comparado con el mismo periodo en el 2023 (El Universo, 2024). El desabastecimiento eléctrico, también afecta la demanda de combustibles derivados del petróleo, el diésel y la gasolina, aumentando el uso de combustibles tradicionales para la generación eléctrica a nivel industrial, comercial y doméstico. Hay que resaltar que, según Espinoza et al. (2022), las reservas de petróleo alcanzarían hasta 2040 debido al agotamiento de los reservorios y la dificultad para la extracción del petróleo residual, estimando el desabastecimiento en el sector eléctrico, la inseguridad energética, y en el transporte por la escasez de combustibles.

Por otra parte, según el Balance Energético Nacional de la Corporación Eléctrica del Ecuador, se utilizó el 52 % de 102 millones de Barriles equivalentes de petróleo (BEP) en el sector transporte (Ministerio de Energía y Minas, 2023a). Además, se destinó el 28 % para cubrir la demanda nacional para la producción de gasolinas. Esto representa, una producción de 42 millones de toneladas de CO_2 por actividades de producción, transporte, refinación de petróleos y combustión de derivados (Ritchie & Roser, 2020).

La provincia de Imbabura, se ubica entre las provincias Carchi, Pichincha, Esmeraldas y Sucumbios (Figura 1.1). Esta provincia está habitada por aproximadamente 469879 personas (INEC, 2022). Acorde al INEC (2023), en Imbabura existen aproximadamente 55500 vehículos que utilizan gasolina. En la provincia de Imbabura, la demanda por gasolinas es de 754 mil barriles utilizada principalmente para el transporte (Ministerio de Energía y Minas, 2023a).

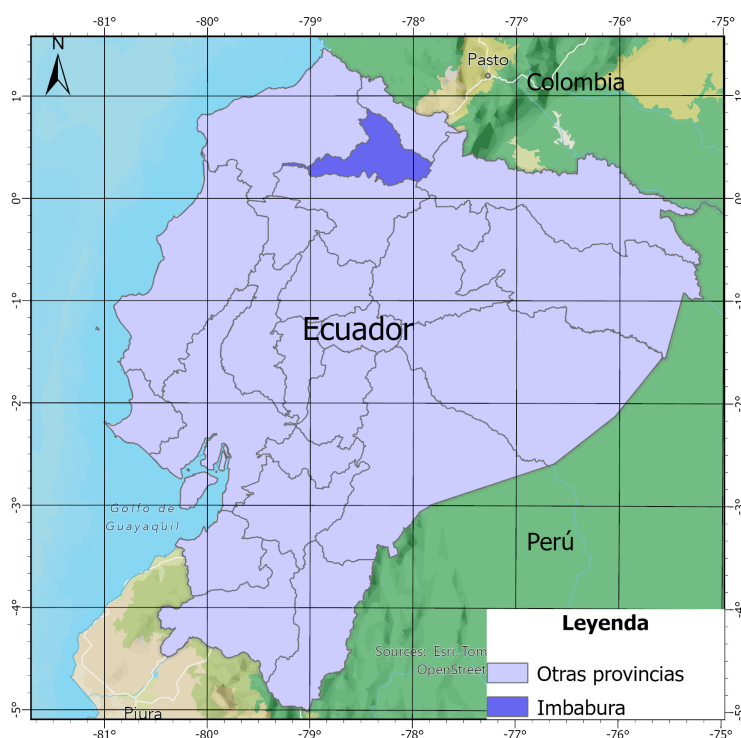


Figura 1.1. Ubicación de la provincia de Imbabura. Fuente: Autor.

1.3. Justificación

En Ecuador, el potencial de energías renovables ha sido usado principalmente por la hidroelectricidad, alcanzando un 80 % la demanda del Sistema Nacional Interconectado (SNI). El potencial hidroeléctrico bruto puede alcanzar los 24.900 MW. Se considera que el potencial y proyectos eólicos puede suministrar energía en temporada de estiaje, sin embargo, desde el 2018 se han instalado 21 estaciones meteorológicas para la prospección del recurso eólico. Respecto a la energía solar fotovoltaica, el potencial equivale a 3 % del territorio nacional para centrales de mediana y gran potencia. En Ecuador, el potencial de energía geotérmica alcanza los 900 MW para electrificación, con el aprovechamiento de 20 sitios principalmente en la provincia de Chimborazo y Manabí. Respecto a la generación por renovables la hidráulica aporta 5146 MW, eólica 66 MW, y solar con 23 MW, alcanzando una generación de 5235

MW, que equivale al 72 % de la generación en el SNI (Ministerio de Energía y Minas, 2023c). Acorde a la Hoja de Ruta del Hidrógeno Verde en Ecuador, existen tres fases para el desarrollo del mercado de hidrógeno en el país (Ministerio de Energía y Minas, 2023b). La Fase 1 (2023-2025), busca plantas piloto para la producción de H_2 verde con una capacidad de las renovables de 0.2 MW, para electrólisis 0.1 MW. La Fase 2 (2025-2030), instalaría un total de 2GW en renovables y 1 GW para electrólisis. La Fase 3 (>2030) aborda una capacidad de 6 GW en renovables y 3 GW para electrólisis. En particular, Imbabura tiene tres fuentes potenciales para la producción de H_2 verde, hidroeléctrica (10 MW), geotérmica (50 MW) y solar (0.2 MW), con un factor de planta de 60, 85 y 20, respectivamente, y con un costo nivelado de hidrógeno en 2023 de 4.3, 5.3 y 7.3 USD/kg, respectivamente.

En este contexto, los electrocombustibles pueden almacenar el excedente de energía renovable o aprovechar el potencial renovable con nueva infraestructura para los lugares de difícil acceso al SNI. Los electrocombustibles son combustibles sintéticos alternativos al uso de combustibles tradicionales. Esto se fundamenta en que juegan un rol importante para la descarbonización, porque pueden utilizarse como combustible en motores de combustión interna sin alteraciones tecnológicas, como vehículos, aviación y buques (Khan et al., 2023). Además, la producción de hidrógeno verde, captura y utilización de carbono, síntesis de electrocombustibles, genera empleos que son claves en la transición energética (D'Adamo et al. 2024). Los electrocombustibles como vectores energéticos tienen la capacidad de almacenamiento y transporte de energía de fuentes renovables (Bennett et al., 2023).

Por otro lado, se estima aumentos en la electrificación en el transporte aprovechando las energías renovables en vehículos eléctricos y en vehículos de combustión interna con los combustibles sintéticos alternativos, como se muestra en la Figura 1.2. Sin embargo, la electrificación requiere de la infraestructura, innovación tecnológica, aceptación de los vehículos eléctricos, que el capital de inversión (Ravi & Asis, 2022), y se debe considerar la intermitencia de producción energética de renovables debido a las condiciones climáticas (Farghali et al., 2023).

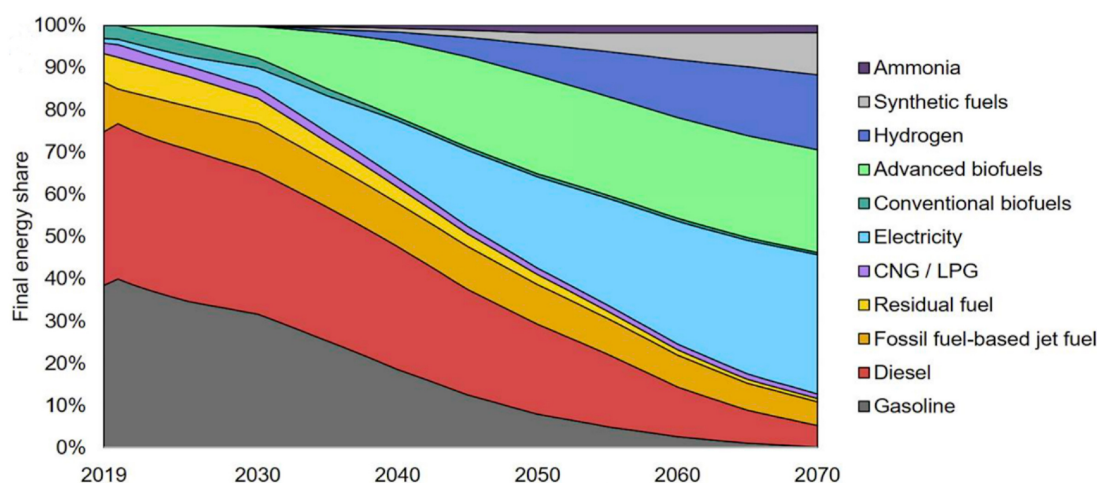


Figura 1.2. Proyección de demanda de vectores energéticos. Fuente: International Energy Agency (EIA, 2017).

En Ecuador, los combustibles tradicionales son fundamentales para generación, transporte y estabilidad económica. En el transporte, es esencial el fomento y producción de combustibles sintéticos a los derivados del petróleo, debido al agotamiento de las reservas de y al

compromiso con el Acuerdo de París (V.S. Espinoza et al., 2019; Villamar et al., 2021). Por lo tanto, se plantea este trabajo, enfocado en la producción de electrocombustibles con captura de carbono directa del aire, en la provincia de Imbabura debido a su potencial para energías renovables, en particular, considerando el excedente del SNI, la solar y geotérmica.

1.4. Objetivos

1.4.1. Objetivo general

Determinar el potencial de calentamiento global de la producción de combustibles sintéticos basados en la síntesis Fischer-Tropsch (SFT) mediante análisis de ciclo de vida y determinar el potencial de descarbonización en el sector transporte de Imbabura.

1.4.2. Objetivos específicos

1. Elaborar el diagrama de procesos de la fabricación de los combustibles sintéticos Fischer-Tropsch mediante enfoque de ciclo de vida.
2. Desarrollar el inventario de ciclo de vida para el flujo de recursos.
3. Determinar el potencial de calentamiento global (GWP) de los combustibles Fischer-Tropsch para análisis ambiental.

1.5. Hipótesis

Por lo tanto, surge la siguiente hipótesis, los combustibles sintéticos basados en la síntesis Fischer-Tropsch reducen las emisiones de CO_2 con respecto al uso de gasolinas.

1.6. Alcance

El presente proyecto de investigación se direcciona mediante un enfoque de análisis de ciclo de vida de los electrocombustibles, considerando fuentes de energía renovable en Imbabura, en el contexto de La Hoja de Ruta del Hidrógeno Verde en Ecuador. Con ello, se abordan el potencial de calentamiento global por la producción de electrocombustibles.

CAPÍTULO 2 - MARCO TEÓRICO

Los electrocombustibles juegan un rol preponderante en la transición energética, porque aprovechan la infraestructura actual de combustibles tradicionales para su distribución. Además, por su composición de hidrocarburos, los electrocombustibles pueden combustionar en motores tradicionales sin requerir modificaciones. Por lo tanto, los electrocombustibles son relevantes en la acción contra el cambio climático, la descarbonización, y el creciente mercado de H_2 verde (Shi et al., 2024). Además, los electrocombustibles aprovechan excedente de electricidad o requieren de nueva infraestructura que genere electricidad mediante energías renovables.

2.1. Energías renovables

Las energías renovables son fuentes abundantes para la generación de energía. A diferencia de los combustibles tradicionales (petróleo, gas, carbón), las fuentes renovables no producen gases efecto de invernadero durante la generación de energía. En este contexto, es imprescindible mencionar a las renovables, que incluyen solar, eólica, hidráulica, bioenergía, geotérmica, y oceánica. Acorde a la Agencia Internacional de la Energía (EIA, acrónimo en inglés), las renovables en 2023, produjeron el 30 % (550 GW) de la electricidad, y se estima que para el 2028, aumente a 41 % (EIA, 2024). Sin embargo, las renovables principalmente solar, eólica, e hidráulica, son intermitentes, las dos primeras debido a la naturaleza de las condiciones meteorológicas (Sanfilippo et al., 2024), y la última por el estiaje y sequías extremas que repercuten en el ciclo del agua (J.-L. Fan et al., 2020). Por lo tanto, el almacenamiento de energía y la combinación de renovables, juegan un rol importante para aumentar el suministro de energía (Bahlawan et al., 2022).

2.1.1. Energía solar

La energía solar es considerada la fuente renovable más abundante. Acorde a Molaei et al. (2022), el 60 % de la energía que llega a la atmósfera (1.8×10^{14} kW), alcanza la superficie de la Tierra. La energía solar es utilizada mediante dos principales tecnologías, fotovoltaica y solar térmica. La energía fotovoltaica genera electricidad mediante el efecto fotoeléctrico, cuando los rayos de luz chocan con celdas fotovoltaicas (Guo & Lü, 2021). Es decir, la tecnología fotovoltaica convierte la radiación solar en electricidad mediante el uso de materiales semiconductores activos (Bosu et al., 2023; Notton, 2010; Yin et al., 2022). Por otra parte, la energía solar térmica (también llamada solar concentrada), convierte la luz en calor, que puede ser utilizado para diferentes usos finales como electricidad, cocción, agua caliente, y aire acondicionado (Asif, 2017). Esta tecnología se puede dividir en sistemas de menos de <100 °C para calentar agua/aire, entre 100 - 250 °C para cocción solar y de alta temperatura, >250 °C para generación de electricidad) (Hanif et al., 2022). La Figura 2.1, muestra la tecnología solar fotovoltaica que utiliza paneles fotovoltaicos para la generación de electricidad, en comparación con la solar térmica que usa heliostatos para concentrar la energía.

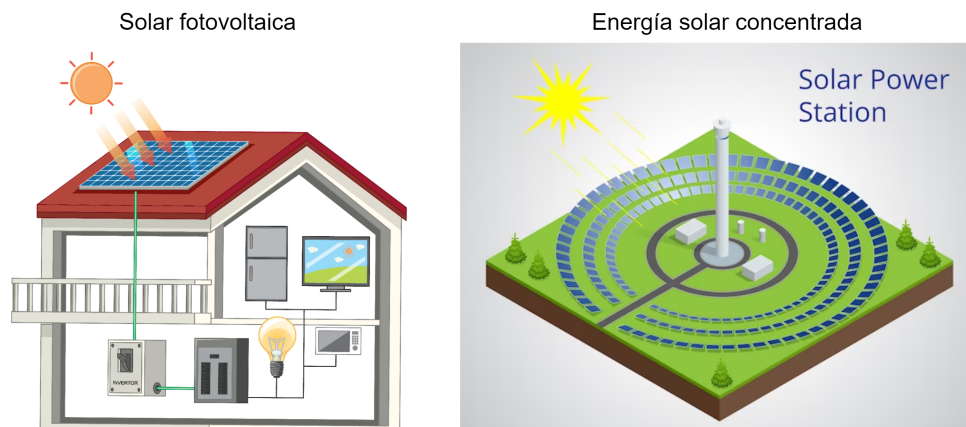


Figura 2.1. Energía solar fotovoltaica y solar concentrada. Adaptada de: Freepik.

2.1.2. Energía eólica

La energía eólica aprovecha la velocidad del viento para convertirla en una forma de energía (electricidad) mediante el uso de turbinas (Bhatia, 2014). Algunas variables climáticas que influyen en el recurso eólico son la velocidad, dirección, temperatura, presión, humedad, densidad del aire (Vargas et al., 2019). Las tecnologías actuales para convertir la energía cinética del viento en electricidad son turbinas, que incluyen una torre, rotor, góndola, máquina eléctrica (Desalegn et al., 2022). Las turbinas eólicas se clasifican en dos grandes tipos que depende del eje de rotación (Roga et al., 2022), eje horizontal y vertical. Las turbinas de eje horizontal se componen de la torre, la góndola, el generador, la multiplicadora y el rotor, que se orientan en función del viento o alejarla cuando hay vientos fuertes (Ackermann & Söder, 2002). Las turbinas de eje vertical son diseñadas para que tengan velocidades de giro bajas, y acepta el viento de cualquier dirección, con flujo turbulento y producen menos ruido, resultando más aplicables en entornos urbanos (Roga et al., 2022).

2.1.3. Energía hidráulica

La energía hidráulica convierte la energía potencial o cinética del agua en electricidad. Este tipo de energía se considera renovable por la regeneración del ciclo del agua (Dincer & Ishaq, 2022). En general, el caudal de un río se almacena en una represa hasta un cierto nivel. La energía potencial se convierte en cinética, y la cinética en electricidad mediante turbinas (Şen, 2018). Las centrales hidroeléctricas se componen de una represa, canal de agua, casa de máquinas (con configuraciones, turbina, generador, transformador) y un canal de agua (Killingtveit, 2014). Las hidroeléctricas pueden agruparse en tres grupos (Morales Pedraza, 2022): (i) baja, media y alta altura, (ii) de pasada, (iii) de bombeo. Las centrales de baja media y alta altura, almacenan la agua en una represa, con bajas alturas (2 a 20 metros), media (20 a 150 metros) y altas (>150 metros). Las represas permiten capturar agua en temporadas de lluvia para ser utilizada en temporadas de sequía o en alta demanda de energía. Las centrales de pasada captan el agua desde un río mediante un canal o tuberías, el caudal permite que la turbina convierta la energía en cinética en mecánica, con un generador en electricidad. Las centrales de bombeo utilizan el excedente de electricidad para mover agua de un embalse hacia uno de mayor altitud, el agua se libera desde la parte más alta a la

más baja, a través de una turbina que le permite la generación de electricidad. La Figura 2.2 muestra una central hidroeléctrica con sus componentes principales.

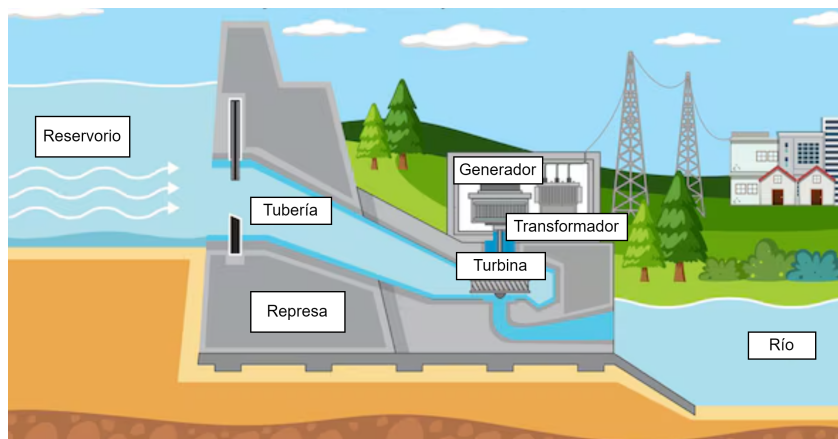


Figura 2.2. Concepto de central hidroeléctrica. Adaptada de: Freepik.

2.1.4. Energía geotérmica

La energía geotérmica es la energía transmitida por el núcleo de la Tierra hacia la superficie mediante fisuras en el subsuelo. Esta fuente de energía a diferencia de las renovables convencionales, solar, eólica, hidráulica, el suministro energético es estable (no es intermitente) (Zhu et al., 2015). La energía geotérmica está almacenada en reservorios, que se evalúan por el gradiente geotérmico, comúnmente es 1°C por kilómetro de profundidad. En zonas donde el gradiente es superior, se consideran de interés por su contenido energético (calor). Los yacimientos geotérmicos se clasifican en tres categorías (Soltani et al., 2019), en función de la entalpía (Tabla 2.1).

Tabla 2.1. Clasificación de yacimientos geotérmicos.

Yacimiento (Entalpía)	T ($^{\circ}\text{C}$)	Aplicación
Baja	<160	Ciclo de Rankine
Media	160 - 190	Ciclos combinados
Alta	>190	Ciclos combinados + reinyección

La cantidad de energía (calor) geotérmica depende de variables geológicas y geofísicas, algunos indicios representativos en superficie son los volcanes y las aguas termales, aunque existen más métodos de prospección como análisis isotópico, asociación por minerales, pruebas geofísicas, sensores remotos (incluyendo vehículos no tripulados y satélites) (Soltani et al., 2019). En el mundo, el potencial geotérmico se distribuye en tres regiones (i) el cinturón del Pacífico (Australia, Indonesia, Filipinas, Taiwan, China y Japón); (ii) Ridge Medio Atlántico (norte de Islandia); (iii) el Mediterráneo hasta el Himalaya (Italia y la China Tibetana). Estos se concentran en el cinturón de fuego del Pacífico, la zona con mayor desarrollo de plantas geotérmicas por el gradiente geotérmico y el flujo de calor (Sharmin et al., 2023). Por otra parte, considerando a la energía geotérmica de bajas emisiones, también trae algunas repercusiones ambientales, principalmente afectaciones a la temperatura inicial del reservorio, porque dependiendo del uso, calefacción o refrigeración, los sistemas modifican entre

-9°C (calefacción porque pierde energía) hasta + 14 a 25°C (enfriamiento porque absorbe energía) (Chen et al., 2020), además existen repercusiones como deformación del suelo y subsidencia. La Figura 2.3 indica un sistema geotérmico convencional.

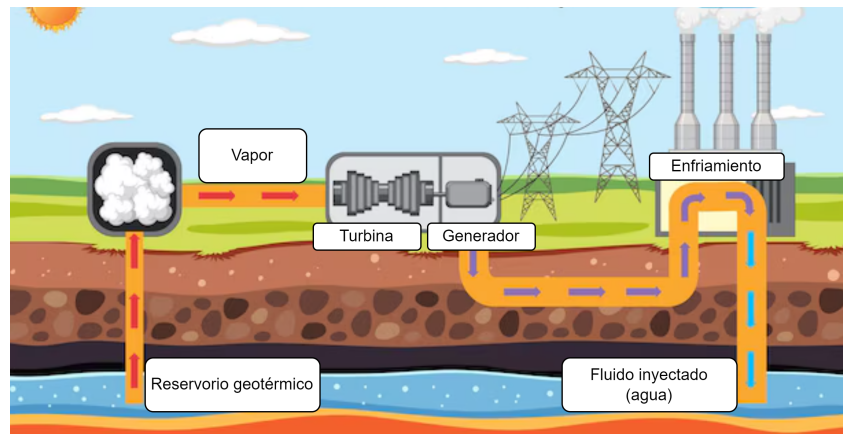


Figura 2.3. Sistema geotérmico de generación eléctrica. Adaptada de: Freepik.

2.2. Energía-a-X

El término Energía-a-X (Power-to-X), nace en Alemania en 2010, se refiere al almacenamiento de electricidad renovable en moléculas (p.ej., combustibles) para su uso en sectores de difícil electrificación (Sterner & Specht, 2021). El PtX es el proceso de convertir energía renovable (electricidad) en vectores energéticos, como el hidrógeno (Energía-a-Hidrógeno, Power-to-Hydrogen) (Palys & Daoutidis, 2022), en combustibles gaseosos o líquidos (Energía-a-Gas, Power-to-Gas; Energía-a-Líquidos, Power-to-Liquids). En este contexto, Power-to-X es una opción prometedora para la transición de los sistemas energéticos a gran escala, integrando las renovables para la descarbonización (Koj et al., 2019). Acorde a Sorrenti et al. (2022), concluye que PtX, es el proceso de conversión de electricidad renovable en diferentes rutas X (hidrógeno, calor, energía química, gas, amoníaco, líquidos, combustibles). La Figura 2.4 revela el concepto de Energía-a-Hidrógeno, a partir de fuentes renovables.

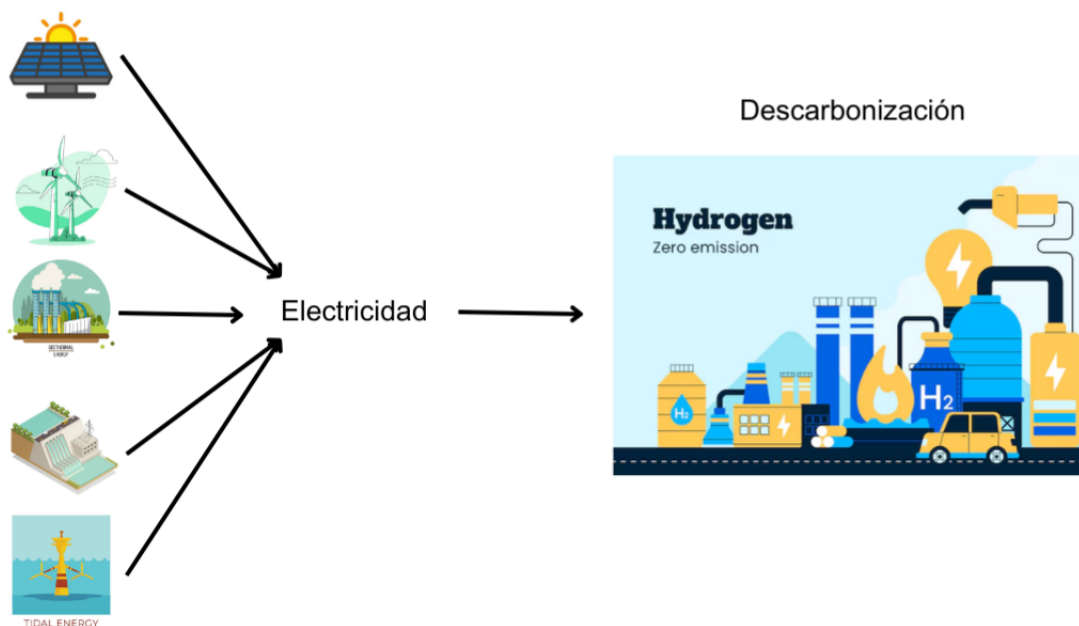
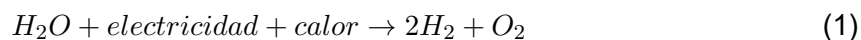


Figura 2.4. Energía-a-Hidrógeno. Adaptada de: Freepik.

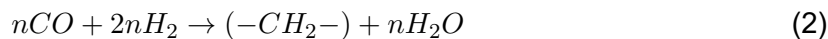
2.2.1. Energía-a-Hidrógeno

Energía-a-Hidrógeno (PtH, acrónimo en inglés) es el proceso de conversión, producción y almacenamiento de energías renovables en hidrógeno (H_2) verde. El excedente de energía se utiliza para la descomposición molecular del agua en H_2 mediante diferentes tecnologías como electrolisis alcalina (ecuación 1), por membrana de intercambio de protones y electrolisis de óxido sólido (Lu et al., 2021). El H_2 como vector energético puede almacenar energía debido a su densidad energética (Hu et al., 2020), 142 MJ kg^{-1} en comparación con otros vectores energéticos como el gas natural y las gasolinas. El H_2 se utiliza para la generación de electricidad dependiendo de la oferta y demanda. Además, la energía almacenada en el hidrógeno puede mantenerse durante varias semanas o meses (Yue et al., 2021).



2.2.2. Energía-a-Líquidos

Energía-a-Líquidos (PtL, acrónimo en inglés), convierte el excedente de energías renovables en energía química en combustibles alternos (que no requieren fuentes fósiles). Acorde a Wentrup et al. (2022), algunas rutas bien desarrolladas son: (i) la metanación (metanogénesis, formación de metano (CH_4) con la reacción de CO_2 e H_2) para satisfacer la demanda de gas natural para calor, electricidad y suministro en la industria química (Ulmer et al., 2019); (ii) la síntesis Fischer-Tropsch (SFT) (ecuación 2), que también requiere CO_2 e H_2 , para la producción de cadenas de hidrocarburos (parafinas y olefinas). El proceso de metanación existe en escalas comerciales, mientras que la SFT hay proyectos piloto, que se enfocan en el aumento en la eficiencia y la reducción de costos (Fasihi et al., 2016). Por lo tanto, la SFT está iniciando en etapas de comercialización.



Los productos de PtL son útiles para diferentes sectores energético, químico, transporte y calefacción (Buttler & Spliethoff, 2018), representando un suministro ante la agotamiento de los recursos fósiles y mitigan la concentración de CO_2 en el aire (Koj et al., 2019). En el sector transporte, se pueden utilizar en motores de combustión interna, incluyendo transporte convencional, de carga, marítimo y aviación (Schmidt et al., 2018).

2.3. H_2 verde

El hidrógeno (H_2) verde, es un vector energético producido mediante la electrolisis, utilizando electricidad generada por fuentes renovables. La Tabla 2.2 muestra la tipología del hidrógeno (Zainal et al., 2024).

Tabla 2.2. Tipología del hidrógeno acorde a la tecnología de producción.

Tipo	Tecnología
Verde	Electrolisis del agua utilizando energías renovables.
Blanco	Hidrógeno natural, encontrado en depósitos del subsuelo.
Gris	Por combustibles fósiles mediante el “reformado con vapor de metano” (SMR).
Azul	Por el proceso SMR con captura y almacenamiento de carbono (CCS).
Turquesa	Por metanación por vapor de gas natural con CCS.
Rosado	Se produce mediante electrolisis del agua usando energía nuclear.
Púrpura	Producido a partir de electrolisis químico-térmica en plantas nucleares.

El H_2 tiene múltiples usos, principalmente en electricidad e industrial. En el caso de conversión H_2 a electricidad, se utilizan celdas de combustión (fuel cells), son dispositivos que convierten la energía química en electricidad. El proceso es reversible, consiguiendo un ciclo completo, electricidad a H_2 e H_2 a electricidad (Kourougianni et al., 2024). En este caso, la electricidad basada en H_2 en electrónica, electricidad en residencias, plantas de generación, vehículos de pasajeros (L. Fan et al., 2021). Con respecto al H_2 de uso industrial, se enfoca en la energética, acero, química y combustibles (Kourougianni et al., 2024), reduciendo la cantidad de energía y las emisiones de gases efecto invernadero.

2.4. Captura de carbono

La Organización de las Naciones Unidas (ONU) aprobaron el Acuerdo de París en la COP21 (Conferencia No. 21 en Calentamiento Global), que busca limitar la variación en la temperatura media de la Tierra en $2^\circ C$ hasta 2100. Por ello, existen tecnologías enfocadas en la captura del dióxido de carbono (CCS) antes de ser emitidas a la atmósfera (Wu et al., 2024). Los procesos CCS involucran captura de carbono desde procesos industriales, que involucran acero, energía, refinación de petróleo, y del sector transporte (Wilberforce et al., 2021). En particular, existen tres vías (i) pre-combustión, (ii) post-combustión y (iii) oxicomcombustión. En pre-combustión, los combustibles se oxidan y reaccionan hidrógeno para la producción gas sintético, con presiones que varían entre 20 a 30 bares (2000 a 3000 kPa). En post-combustión, se captura el CO_2 tecnologías de adsorción o absorción (Chao et al., 2021).

Tabla 2.3. Tecnologías de captura de carbono directa del aire.

Líquida (L-DAC)	Sólida (S-DAC)	Electroquímica	Emergentes
Hidróxido-carbonatos	Oscilación térmica	oscilación de pH	Membrana
Aminas	Oscilación eléctrica	Redox activa	Criogénica

Por su parte, en oxidación, se utiliza oxígeno puro en combustión para producir gas de escape (flue gas) con CO_2 de alta pureza. En este contexto, existen tecnologías para captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCSU), (i) secuestro, (ii) utilización, (iii) almacenamiento geológico.

2.4.1. Secuestro y captura de carbono

Acorde a Tan et al. (2016), el proceso de secuestro y captura de carbono involucra absorción química, absorción física, adsorción física, y separación por membranas. En la absorción química, utiliza aminas para la separación del CO_2 mediante reacciones químicas, requiriendo un absorbente, un intercambiador de calor, desorbente y un recalentador. La adsorción física ocurre cuando el CO_2 se disuelve en un solvente líquido, se utiliza para purificación del gas natural y captura de pre-combustión. En adsorción física, el CO_2 se captura mediante un adsorbente sólido. El CO_2 se separa del adsorbente, y el adsorbente se regenera para su reutilización. En el proceso de separación por membrana, se aplica en procesos de pre y postcombustión, en el que se utiliza membranas poliméricas y orgánicas. En las membranas poliméricas, el CO_2 es separado por un mecanismo solución-difusión (gobernada por difusión superficial, tamiz molecular, y mecanismos de condensación capilar). Por otra parte, la captura de carbono puede realizarse desde el aire (captura directa del aire) o por la emisión industrial.

2.4.2. Captura directa del aire

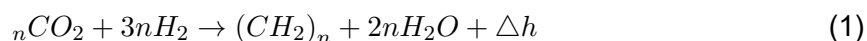
La captura directa del aire (DAC, acrónimo en inglés), es un proceso de captura de carbono a gran escala. Estas tecnologías se enmarcan en el Acuerdo de París, enfocadas en reducir las emisiones de carbono debido a las políticas climáticas y en alcanzar los objetivos del acuerdo (An et al., 2023). Acorde a Bouaboula et al. (2024), DAC es una tecnología complementaria a las energías renovables, eficiencia energética, electrificación y CCS, y se destaca porque permitirá emisiones negativas de carbono. El carbono capturado desde el aire considera el punto de sublimación del CO_2 y se almacena en estado sólido, o puede ser resublimado para producir CO_2 de alta pureza en estado gaseoso. Con humedad, el carbono se captura mediante resinas de intercambio aniónico (McQueen et al., 2021). Acorde a Bouaboula et al. (2024), la DAC de forma general se puede clasificar en líquida, sólida, electroquímica y emergentes (Tabla 2.3).

La tecnología L-DAC (captura del aire líquida), consta de dos ciclos, absorción y regeneración utilizando hidróxido de potasio y carbonatos de calcio. El primer ciclo, desplaza al aire para absorber el carbono en una solución acuosa. El carbono se libera a altas concentraciones en el segundo ciclo, donde se utiliza como suministro o se almacena. En S-DAC (captura del aire sólida), tiene dos ciclos, absorción y desorción, en la cual se utilizan solventes sólidos, y utiliza menos energía para la regeneración del sorbente. En DAC electroquímica, utiliza pilas bipolares de electrodiálisis para regeneración del pH. Estas pilas son una serie

de membranas de intercambio de aniones, cationes y son alternadas por unidad bipolar. Las tecnologías emergentes utilizan membranas para la captura de carbono desde flujos de gas concentrado (estado prueba de concepto); y el DAC criogénico, separan el carbono de otros gases considerando la temperatura de condensación y sublimación.

2.5. Síntesis Fischer-Tropsch

La Síntesis Fischer-Tropsch (SFT) es una reacción catalítica que permite la producción de combustibles alternativos (por ejemplo, los electrocombustibles, e-gasolinas, e-Diésel, e-metano), a partir de una mezcla de CO_2 e H_2 (Panzone et al., 2020), acorde a la ecuación de estequiometría (ecuación 3).



La SFT puede clasificarse en función de la temperatura de operación del reactor. Entre 200 - 250 °C, se conoce como FTS de baja temperatura (LTFT, low temperature Fischer-Tropsch). En LTFT se obtiene como productos e-Diesel y parafinas con cadenas de más de 20 átomos de carbono (Testa et al., 2024). Por otra parte, entre 300 - 350 °C, se conoce como (HTFT, high temperature Fischer-Tropsch). En HTFT, se produce e-Gasolina y olefinas (con cadenas de carbono entre 2 a 11 átomos).

2.5.1. Electrocombustibles

Los electrocombustibles son combustibles sintéticos, seon producidos sintetizando CO_2 e H_2 verde (renovable) o rosado (nuclear), (Delgado et al., 2023). Este proceso químico se conoce como “hidrogenación del CO_2 ”, donde se sintetiza el CO_2 e H_2 para obtención de combustibles alternativos como electrometano, electrogasolina, electrodiesel (Panzone et al., 2020).

2.6. Análisis de ciclo de vida

El análisis de ciclo de vida (ACV) es un marco que evalúa los impactos ambientales de un producto, sistema, servicio a lo largo de su ciclo de vida (Cutshaw et al., 2024). El ACV es una herramienta para la toma de decisiones en el contexto de la sostenibilidad, porque permite identificar los materiales, agua y energía utilizados a través del ciclo de vida de un producto (Brusseau, 2019). Existen estándares de la Organización Internacional para la Estandarización (ISO) que son guías para el ACV, como la ISO 14040 y la 14044 (Giama & Georgali, 2022).

CAPÍTULO 3 - METODOLOGÍA

El Análisis de Ciclo de Vida (ACV) tiene cuatro componentes (ul Islam & Kumar, 2019): (i) definición del objetivo y alcance, se define el propósito del ACV y los límites; (ii) inventario de ciclo de vida (ICV), se identifica el flujo de energía, agua, materia prima, y emisiones al ambiente; (iii) análisis de impacto, se evalúa el impacto en el ambiente; (iv) interpretación de resultados, se identifican oportunidades en los procesos más críticos para el potencial de calentamiento global y estrategias para mitigar este efecto. También se considera la ISO 14040 (Figura 3.1), para el ACV de los electrocombustibles. En particular, se plantea un diagrama de proceso de los combustibles Fischer-Tropsch, considerando las diferentes interacciones entre materiales y energía para el inventario de ciclo de vida. Finalmente mediante bases de datos y software de ACV, determinar el potencial global de emisiones de estos combustibles.

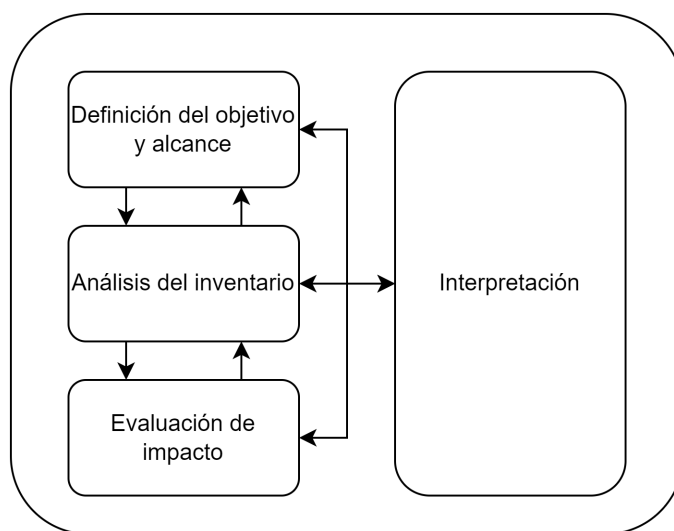


Figura 3.1. Esquema del enfoque metodológico. Adaptada de ISO 14040 (2006).

3.1. Métodos para recolección de información

Se realizaron búsquedas en Scopus para la revisión de literatura relevante, permitiendo identificar documentos publicados de alta calidad, sean artículos científicos, revisiones, y reportes. Además, se seleccionan datos de la base de datos especializada de ACV, es decir, Ecolnvent.

3.2. Población/muestra

Se utilizó una estrategia de búsqueda en Scopus para encontrar artículos potenciales acerca de la producción de electrocombustibles ($n = 4502$) mediante la síntesis Fischer-Tropsch ($n = 100$). Se encontró 100 documentos potenciales, de los cuales 75 realizan análisis de ciclo de vida, se seleccionaron artículos de revisión bibliográfica.

Tabla 3.1. Población, muestra.

Keywords	n
"electrofuel*" OR "efuel" OR "electro-fuel" OR "e-fuel*" OR "e-gas*"	4502
"fischer-tropsch" OR "FTS" OR "carbon hydrogenation" OR "CO2 hydrogenation"	100
"LCA" OR "life cycle assessment*" OR "life cycle analysi*"	75

3.3. Tipo de datos

Se utilizan datos de secundarios provenientes de artículos científicos revisados por pares, para el Inventario de Ciclo de Vida (sección 3.5). A partir de ahí, se revisa información relevante para la captura de carbono del aire con solvente líquido (L-DAC). También se recopilaron datos para el proceso de electrolisis. Además, se utilizaron los datos de Ecolnvent para minimizar los errores utilizando el Software OpenLCA. Para el potencial de generación, se puede revisar información publicada de las energías renovables en repositorios tanto en hidroeléctrica o geotérmica.

3.4. Variables

Las variables representativas se sintetizan en la Tabla 3.2.

Tabla 3.2. Variables del estudio.

Variables independientes (x)	Variable dependientes $f(x)$
Masa de CO_2 e H_2 .	Producción de electrocombustibles.
Fuente y vectores de energía.	Potencial de calentamiento global.

3.5. Enfoque del Análisis de Ciclo de Vida

3.5.1. Objetivo y alcance

El objetivo de este ACV es determinar el potencial de calentamiento global (GWP, acrónimo en inglés) de la producción de electrocombustibles y analizar su potencial para la descarbonización en la provincia de Imbabura, Ecuador. La unidad funcional se definió como “1 MJ de electrocombustibles suministrado a un tanque de almacenamiento”. El alcance es “Weel-to-Tank”. se considera para la captura de carbono mediante tecnología DAC líquida (L-DAC, acrónimo en inglés), por su nivel de madurez tecnológica (TRL-9) (EIA, 2023). Para la descomposición del agua, se incluye la tecnología de membrana de intercambio de protones (PEM) por su alta eficiencia. Los límites del sistema se compone en tres etapas, (i) captura directa del aire, incluyendo los procesos de adsorción líquida (Figura 3.2), (ii) producción de H_2 verde, mediante membrana PEM considerando diferentes fuentes de energía (Figura 3.3), (iii) síntesis Fischer-Tropsch (Figura 3.4). Por lo tanto, se excluye el proceso de captura de emisiones industriales (CCU), electrolisis alcalina y de óxido sólido.

El proceso de L-DAC se basa en dos ciclos (Keith et al., 2018). El primero ciclo de absorción, los contactores aspiran el aire utilizando ventiladores, el CO_2 se captura mediante una

solución de agua e hidróxido de potasio (KOH) en flujo cruzado. La solución se bombea al reactor de pellets, en el cual se agrega hidróxido de calcio ($\text{Ca}(\text{OH})_2$), formando pellets de carbonato de calcio que retienen al CO_2 . Los pellets y la solución líquida se separan, los pellets se deshidratan y se filtra el KOH (regenera y recircula para la captura de CO_2). En el segundo, ciclo de desorción, los pellets se calcinan a 900°C , donde se separa el CO_2 y el óxido de calcio (CaO). Los pellets de CaO se envían al hidratador, se mezclan con agua para formar $\text{Ca}(\text{OH})_2$. El CO_2 separado se condensa y se comprime para ser utilizado como materia prima o depositado en reservorios geológicos. El proceso de captura de carbono directa desde el aire (Figura 7), en los límites del sistema introduce materia prima, electricidad, calor, agua para la producción de infraestructura de renovables, planta de captura de carbono, sistema de distribución de CO_2 .

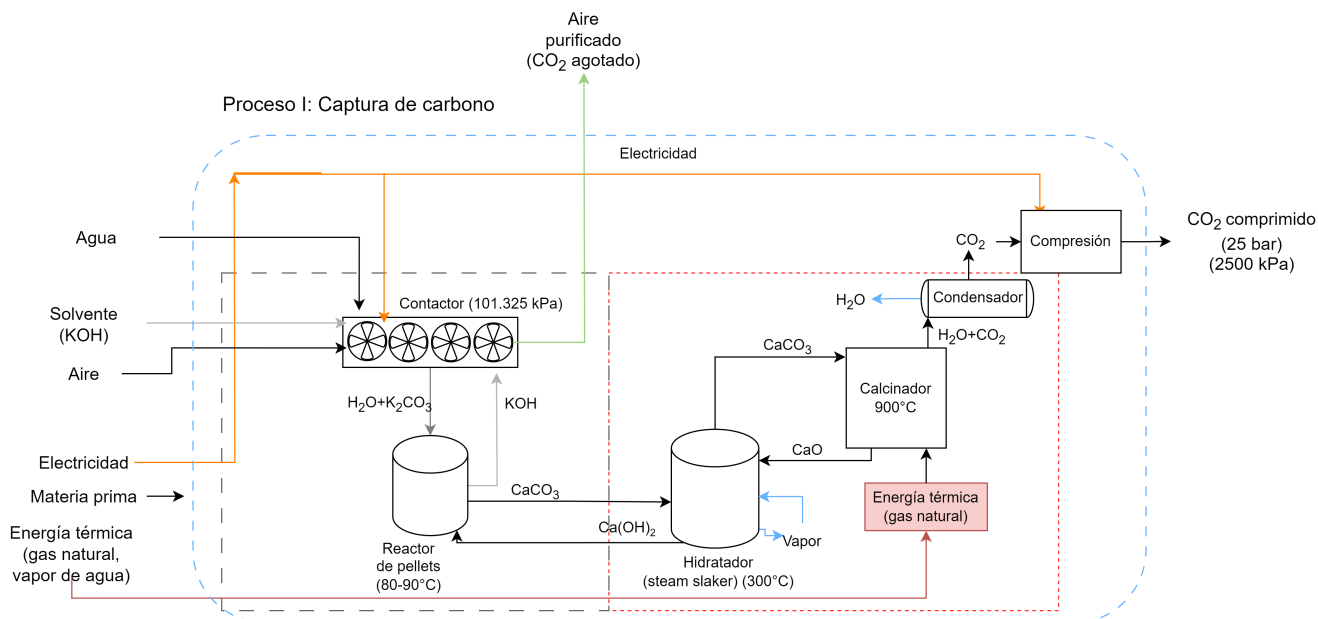


Figura 3.2. Proceso de captura de carbono (L-DAC). Fuente: Autor.

La producción de H_2 verde, requiere de agua de alta pureza, con concentraciones de sodio y cloro menor a $5 \mu\text{g}/\text{L}$ y con concentración de carbono orgánico total menor a 50 partes por billón (Qureshi et al., 2023). Además, por 1 kg de H_2 producido se necesitan 10 kg de agua (Ajeeb et al., 2024). El agua se introduce en el electrolizador PEM, que tiene una membrana de polímeros, el electrolito, un ánodo de metales nobles como el Platino (Pt) y el Paladio (Pd), donde se produce el hidrógeno, y el cátodo de dióxido de Iridio/Rutenio, donde se produce el oxígeno (Jiao et al., 2021; Kumar et al., 2019). En general, la producción de H_2 verde vía electrolisis introduce en el sistema, electricidad, materia prima, agua, para infraestructura de renovables, planta de tratamiento de agua, el electrolizador PEM, sistema de compresión y transporte de H_2 (Figura 3.3).

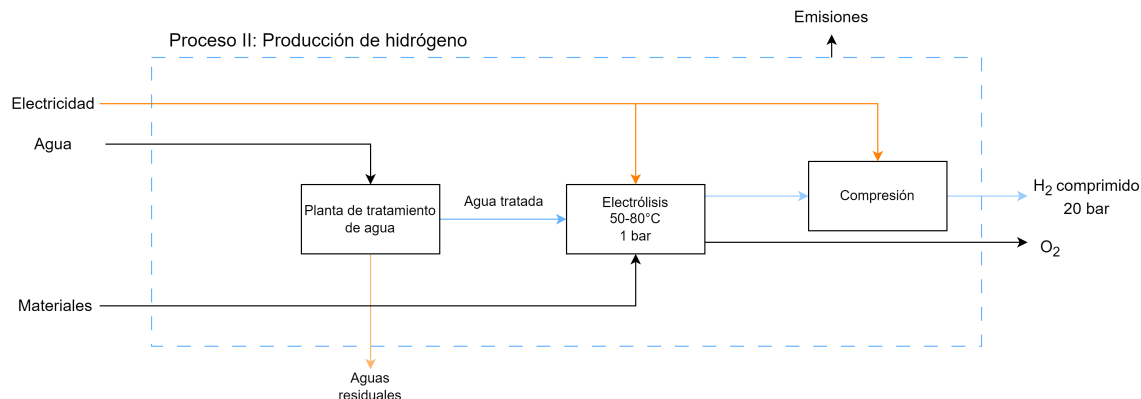


Figura 3.3. Producción de H_2 verde. Fuente: Autor.

La síntesis Fischer-Tropsch, requiere de suministro CO_2 e H_2 en un reactor para convertirlos en gas de síntesis (H_2 y CO), con una relación molar H_2/CO_2 de 1, permitiendo suficiente hidrógeno para la síntesis de hidrocarburos. La mezcla se introduce en el reactor RWGS (acrónimo en inglés de conversión inversa agua-gas) a 600 °C y 24.5 bares (Zang et al., 2021). Para la purificación del gas de síntesis, se introduce en un proceso de adsorción física y reciclaje de CO_2 , permitiendo reacciones entre el H_2 y CO (relación molar: 2), formando hidrocarburos líquidos en el reactor Fischer-Tropsch. Los combustibles se separan físicamente considerando su punto de ebullición. La síntesis Fischer-Tropsch, el cual incluye electricidad, energía térmica por gas natural, materia prima para la construcción de una planta Fischer-Tropsch, considerando la reacción RWGS para convertir el CO_2 en CO, producir el gas de síntesis con buena relación H-C, y la infraestructura para la separación de la mezcla de hidrocarburos en electrocombustibles (Figura 3.4).

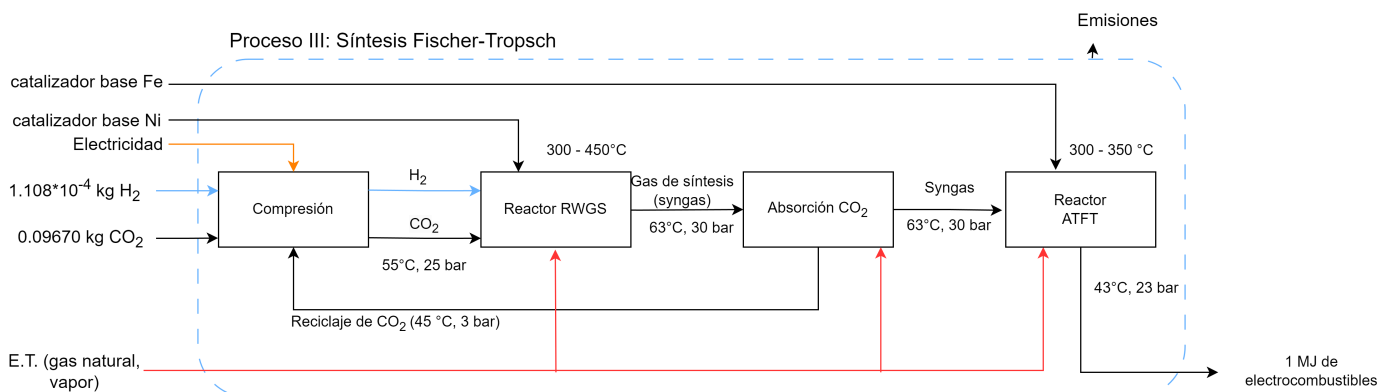


Figura 3.4. Proceso de la síntesis Fischer-Tropsch. Fuente: Autor.

La Figura 3.5 muestra el diagrama simplificado del ACV de producción de electrocombustibles considerando la captura de carbono, producción de H_2 verde y la síntesis Fischer-Tropsch.

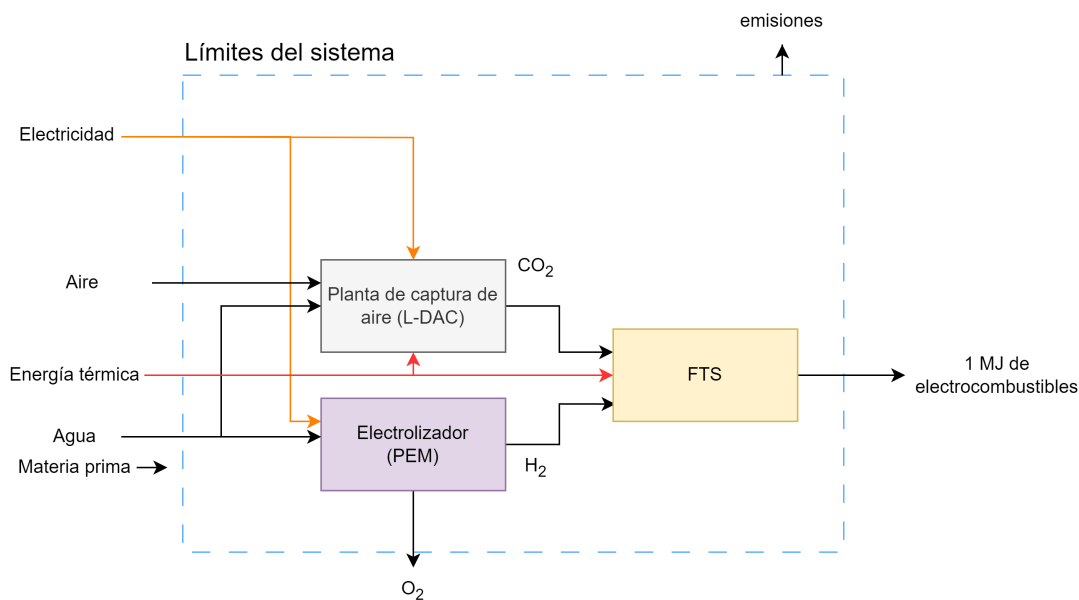


Figura 3.5. Límites del sistema de producción de electrocombustibles. Fuente: Autor.

3.5.2. Inventario de ciclo de vida

Se presenta tablas con datos secundarios para el inventario de ciclo de vida (ICV) en los procesos: (i) captura de carbono desde el aire, (ii) producción de H_2 verde y de la SFT. La Tabla 3.3 muestra el ICV de materia y energía en el proceso de L-DAC.

Tabla 3.3. ICV para captura de carbono.

Subsistena	Unidad	Referencia
Sorbente KOH	0.245 kg / tCO ₂	(Wang et al., 2022)
CaO ₃	27.3 kg / tCO ₂	(Wang et al., 2022)
H ₂ O	1.17 t / tCO ₂	(Wang et al., 2022)
El. contactor	82 kWh / tCO ₂	(Wang et al., 2022)
El. reactor de pellets	27 kWh / tCO ₂	(Wang et al., 2022)
El. hidratador	32 kWh / tCO ₂	(Wang et al., 2022)
El. calcinador	238 kWh / tCO ₂	(Keith et al., 2018)
ET. calcinador	4.05 GJ / tCO ₂	(Keith et al., 2018)
Compresor	132 kWh / tCO ₂	(Wang et al., 2022)

Nota: El (electricidad), ET (Energía térmica, gas natural).

La Tabla 3.4 indica el ICV para la producción de H_2 verde, incluye materiales agua y electricidad.

Tabla 3.4. ICV para la producción de hidrógeno por PEM.

Subsistema	Unidad	Referencia
Electricidad	50.14 kWh / kg H_2	(Patel et al., 2024)
Agua	10 kg / kg H_2	(Patel et al., 2024)

La Tabla 3.5 muestra los materiales y energía para la producción de electrocombustibles por la SFT. En este caso, el catalizador base Niquel se utiliza para alcanzar el calor necesario para la producción de gas de síntesis. El catalizador base Hierro, favorece la producción de electrocombustibles líquidos a una temperatura superior a 350°C. El acero inoxidable 18/8 se utiliza para la elaboración del reactor FT, permitiendo operar a esa temperatura y evitando la corrosión.

Tabla 3.5. ICV para la SFT.

Subsistema	Unidad	Referencia
Catalizador base Niquel	4.41×10^{-8} kg / MJ ec	(Freire Ordoñez et al., 2021)
Catalizador base Hierro	1.75×10^{-7} kg / MJ ec	(Freire Ordoñez et al., 2021)
ET. RGWS	0.01647 MJ / MJ ec	(Markowitsch et al., 2023)
ET. SFT	0.01469 MJ / MJ ec	(Zang et al., 2021)

Nota: ET (energía térmica, gas natural). ec (electrocombustible).

El ICV generalizado se sintetiza en la tabla 3.6, representando los principales entradas de materiales y energía en cada proceso (L-DAC, electrolisis, SFT) para producir 1 MJ de electrocombustibles líquidos. Los materiales para construcción de la planta no se consideraron en los tres procesos.

Tabla 3.6. Inventario de ciclo de vida por unidad funcional.

Proceso	Subproceso	Materiales/Energía	Cantidad por 1 MJ ec	Referencia
L-DAC	Adsorción	Solvente KOH	1.68×10^{-9} kg	(Wang et al., 2022)
		Agua	1.24×10^{-5} kg	(Wang et al., 2022)
		CaO_3	2.9×10^{-7} kg	(Wang et al., 2022)
	Contactor	Electricidad	8.72×10^{-7} kWh	(Wang et al., 2022)
	Reactor pellets	Electricidad	2.87×10^{-7} kWh	(Keitg et al., 2018)
	Calcinador	Energía térmica	4.293×10^{-5} MJ	(Keitg et al., 2018)
	Compresor	Electricidad	1.4×10^{-6} kWh	(Wang et al., 2022)
Electrolisis	Electrolizador	Agua	1.108×10^{-3} kg	(Patel et al., 2024)
		Electricidad	5.43×10^{-3} kWh	(Patel et al., 2024)
SFT	RGWS	Catalizador base Ni	4.41×10^{-8} kg	(Freire Ordoñez et al., 2021)
		Energía térmica	0.01647 MJ	(Markowitsch et al., 2023)
	Reactor FT	Catalizador base Fe	1.75×10^{-7} kg	(Freire Ordoñez et al., 2021)
		Agua - refrigeración	3.51 kg	(Zang et al., 2021)

Nota: SFT (síntesis Fischer-Tropsch). FT (Fischer-Tropsch). ec (electrocombustible)

En el análisis ambiental se modeló utilizando datos secundarios de la base de datos Eco-Invent v. 3.10, es una base especializada para estudios ACV porque reduce la incertidumbre,

utiliza unidades físicas como masa, volumen, y energía para flujos y procesos (Steubing et al., 2022). Esta base tiene datos específicos para procesos tecnológicos e industriales por país, por ejemplo, la matriz energética (Heidari et al., 2021), que van desde extracción de materiales, transporte, uso de energía (Mahmud et al., 2023). Para el modelo se utilizó la herramienta OpenLCA v.2.3.1, porque es un software de acceso abierto, diseñado para ACV, (Khan et al., 2022), de alta precisión y compatible con EcolInvent (Sambataro et al., 2023). Para flujo de materiales, se consideró la opción resto del mundo (RoW, Rest of World) y para electricidad se consideró electricidad generada en Ecuador, con un error aproximado del 5 %, comparado con el GWP respecto al factor de emisiones del Sistema Nacional Interconectado. En el modelo de impacto ambiental, se utilizó el método CML v4.8 2016, en la categoría de impacto se utilizó análisis de cambio climático como el potencial de calentamiento global (GWP) por proceso en kg de CO_2 equivalentes (Abdallah et al., 2024). Para los procesos que utilizan energía térmica se simuló hornos industriales (en el proceso de L-DAC y SFT), que combustionan gas natural, se utilizó el método del IPCC (2006) para la asignación de emisiones de carbono. En la producción de H_2 verde, se asumió que el SNI, tiene un excedente de energía requerido para la electrolisis, también se comparó con hidrógeno con fuente solar y geotérmica, usando datos de EcolInvent (RoW). El análisis incluye procesos operativos, pero no se consideran los factores de emisión relacionados a la construcción de la planta.

CAPÍTULO 4 - RESULTADOS

El análisis de ciclo de vida (ACV), enfocado en los impactos del cambio climático se ilustra e interpreta por cada proceso.

4.1. Potencial de calentamiento global por producción de electrocombustibles

4.1.1. Potencial de calentamiento global por captura de carbono

De manera general el ACV por captura de carbono directa del aire con solvente líquido (L-DAC) se generan 297.83 kg de CO_2 -eq por 1 tonelada capturada del gas. El principal contribuyente es el proceso de calcinación para liberar el CO_2 a 900°C, alcanzando un 74.79 % de las emisiones. La electricidad requerida en el proceso para desplazar el aire al contactor y la compresión de CO_2 para su utilización, equivale al 21.54 % de las emisiones, considerando electricidad del sistema nacional interconectado como se muestra en la Figura 4.1. Las emisiones del proceso de regeneración del CaO_3 aportan al 3.66 % de las totales de la captura de carbono por adsorción líquida.

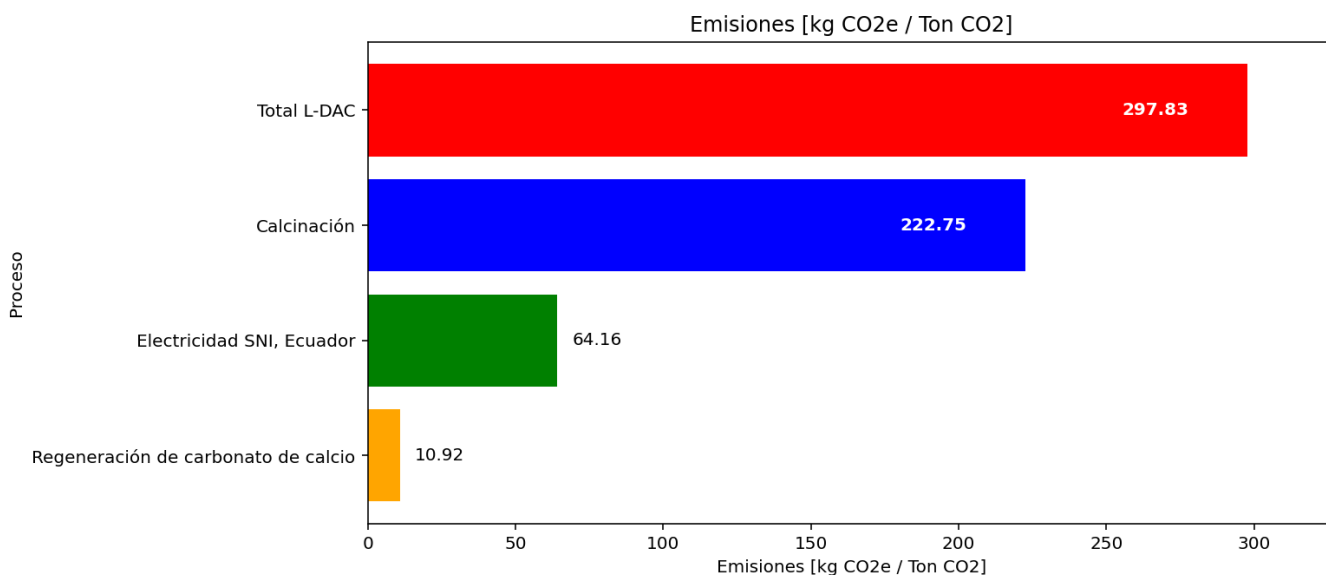


Figura 4.1. Emisiones por fuente de energía en captura de carbono. Fuente: Autor.

El diagrama de Sankey representa la contribución de las emisiones por la energía térmica para la calcinación (74.92 % de las emisiones) y la electricidad 21.54 % (Figura 4.2).

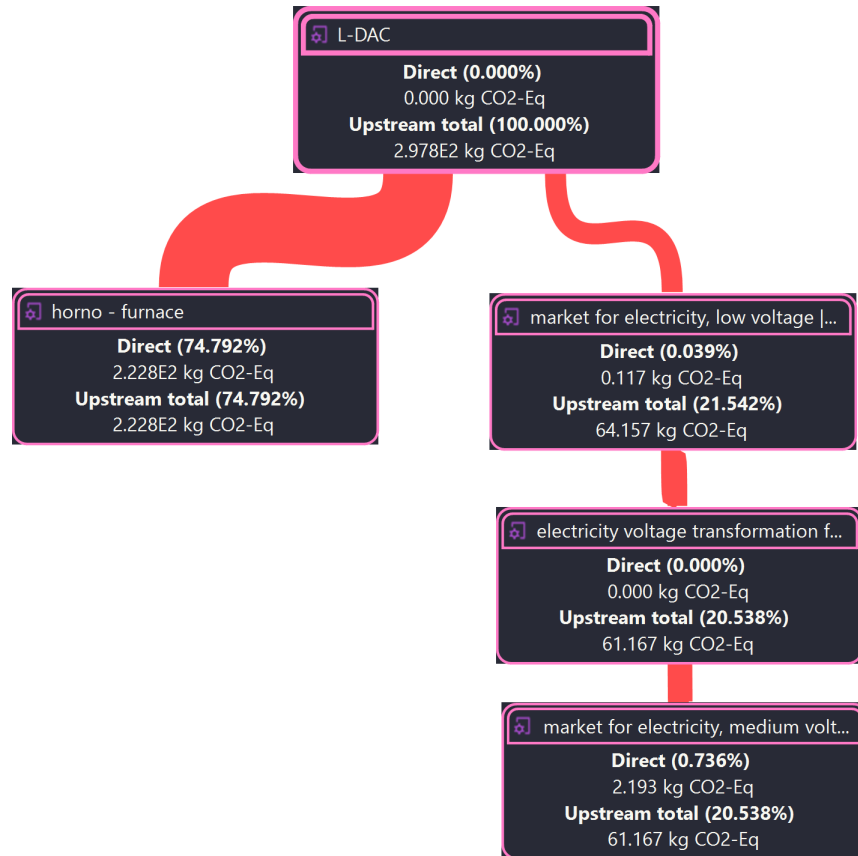


Figura 4.2. Diagrama Sankey - emisiones por fuente de energía en captura de carbono.
Fuente: Resultado de OpenLCA.

4.1.2. Potencial de calentamiento global por producción de hidrógeno verde

Las emisiones por la producción de H_2 verde, se presentan en la Figura 4.3. Las principales emisiones se generan debido a la intensidad energética para separar la molécula de agua en hidrógeno y oxígeno, aportando al 99.92 % (180.5 MJ). En la planta de tratamiento de agua, debido a que la producción de H_2 verde de alta pureza, necesita agua sin minerales, que evita la corrosión del electrolizador, genera 0.0047 kg de CO_2 -eq (0.08 %). Los resultados indican que por cada kg de H_2 verde se producen 6.3 kg de CO_2 -eq.

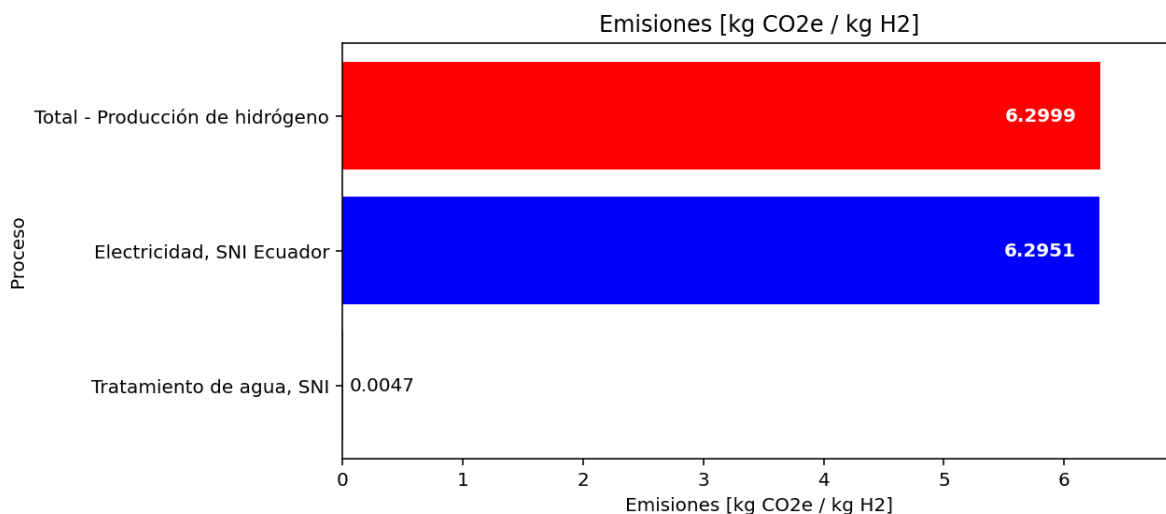


Figura 4.3. Emisiones por producción de hidrógeno verde. Fuente: Autor.

La Figura 4.4 corresponde al diagrama de Sankey por producción de H_2 por electrólisis por electricidad del SNI.

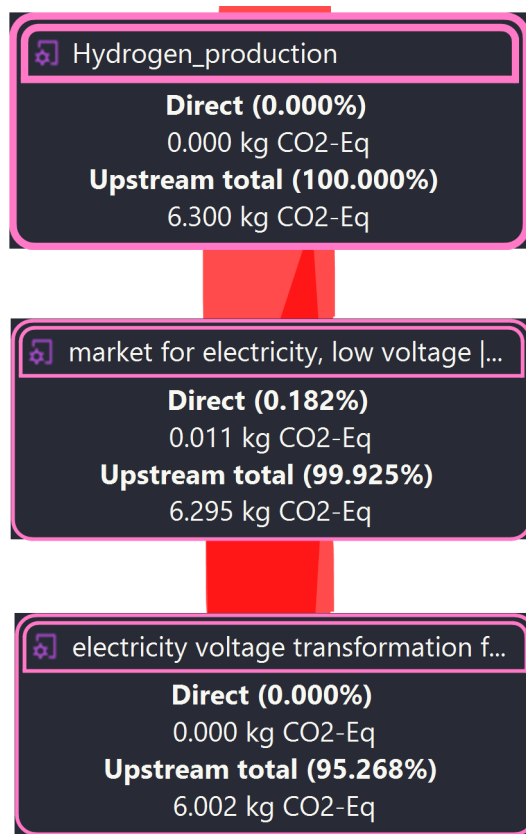


Figura 4.4. Diagrama Sankey - emisiones por producción de hidrógeno verde. Fuente: Resultado de OpenLCA.

4.1.2.1. Potencial de calentamiento global por hidrógeno verde - solar

El caso de producción de H_2 verde con electricidad de fuente solar fotovoltaica. En este caso, por 1 kg de hidrógeno verde se emiten 4.14 kg de CO_2 -eq, como se ilustra en la Figura 4.5. La producción de hidrógeno con fuente solar fotovoltaica, el 99.89 % de las emisiones corresponden a la electricidad, el 0.11 % responde a electricidad para el tratamiento de agua.

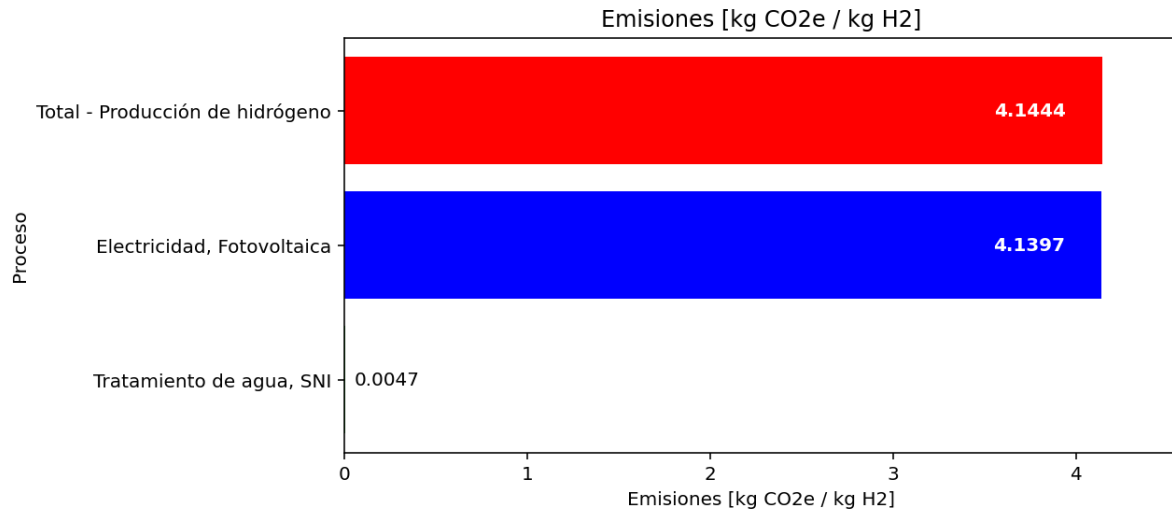


Figura 4.5. Emisiones de H_2 con electricidad de solar fotovoltaica. Fuente: Autor.

4.1.2.2. Potencial de calentamiento global por hidrógeno verde - geotérmica

Con electricidad con sistema geotérmico para la electrolisis, emite 3.64 kg de CO_2 -eq, donde el 99.87 % corresponde a la energía geotérmica y el 0.13 % del tratamiento de agua (Figura 4.6).

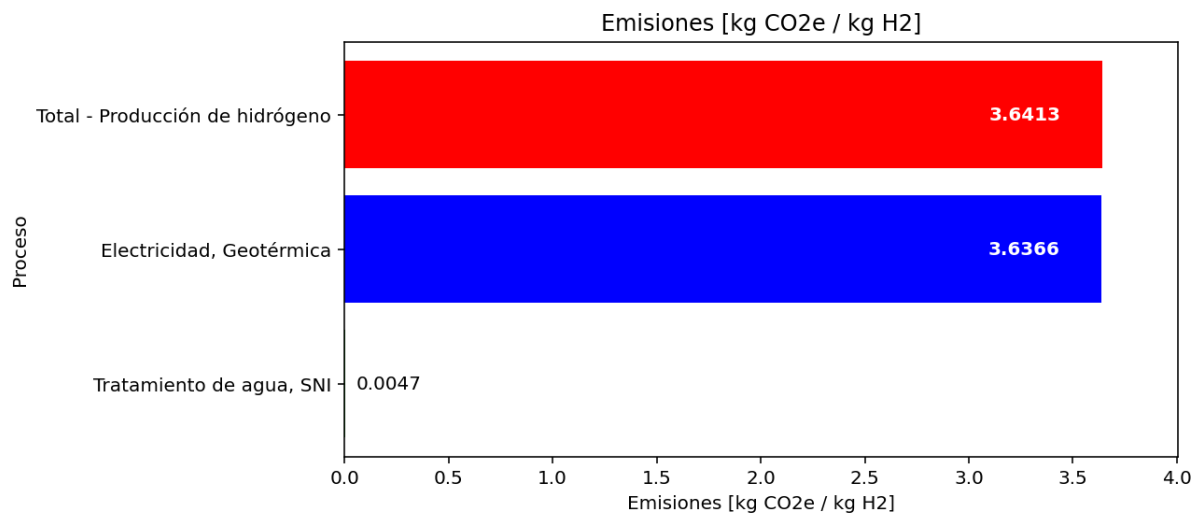


Figura 4.6. Emisiones de H_2 por electricidad de sistema geotérmico. Fuente: Autor.

4.1.2.3. Comparación potencial de calentamiento global en la producción de hidrógeno

La Figura 4.7 muestra las emisiones con diferentes fuentes de electricidad para la producción de hidrógeno. El potencial de calentamiento global para la producción de hidrógeno utilizando energía fotovoltaica es 32.46 %, con geotérmica es de 42.22 %, menor que utilizando energía del SNI.

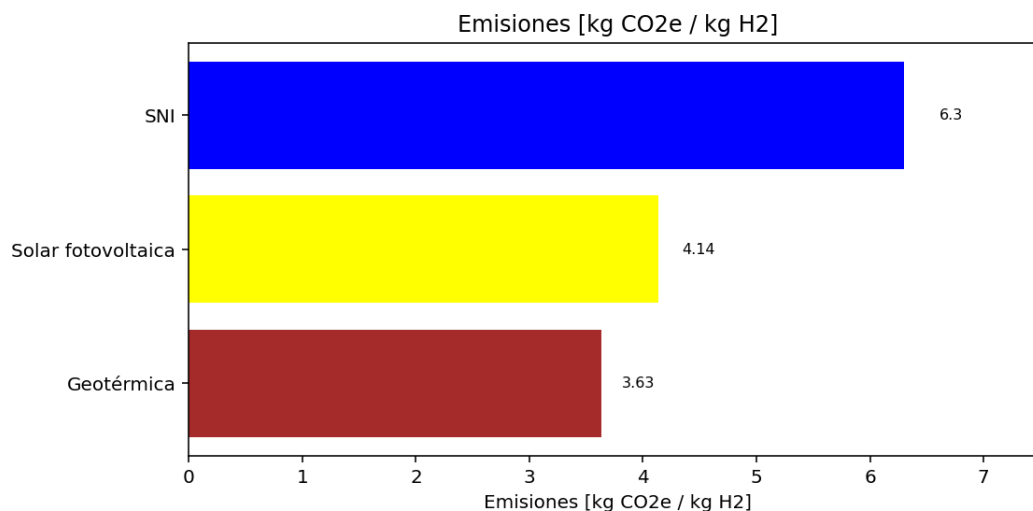


Figura 4.7. GWP por fuentes de electricidad para la producción de H_2 . Fuente: Autor.

4.1.3. Potencial de calentamiento global por la síntesis Fischer-Tropsch

Las emisiones durante la síntesis Fischer-Tropsch (SFT), por cada 1 MJ de electrocombustible son de 0.03041 kg CO_2 -eq. (Figura 4.8). El proceso L-ADC requiere de energía térmica, contribuyendo al 94.7 % de las emisiones. En el catalizador FT se libera energía (es exotérmico), por lo tanto, necesita agua para enfriamiento y mantener la temperatura constante, contribuyendo al 0.37 % de las emisiones. La energía requerida para los catalizadores basados en Niquel y Hierro, representa el 0.0287 % de las emisiones.

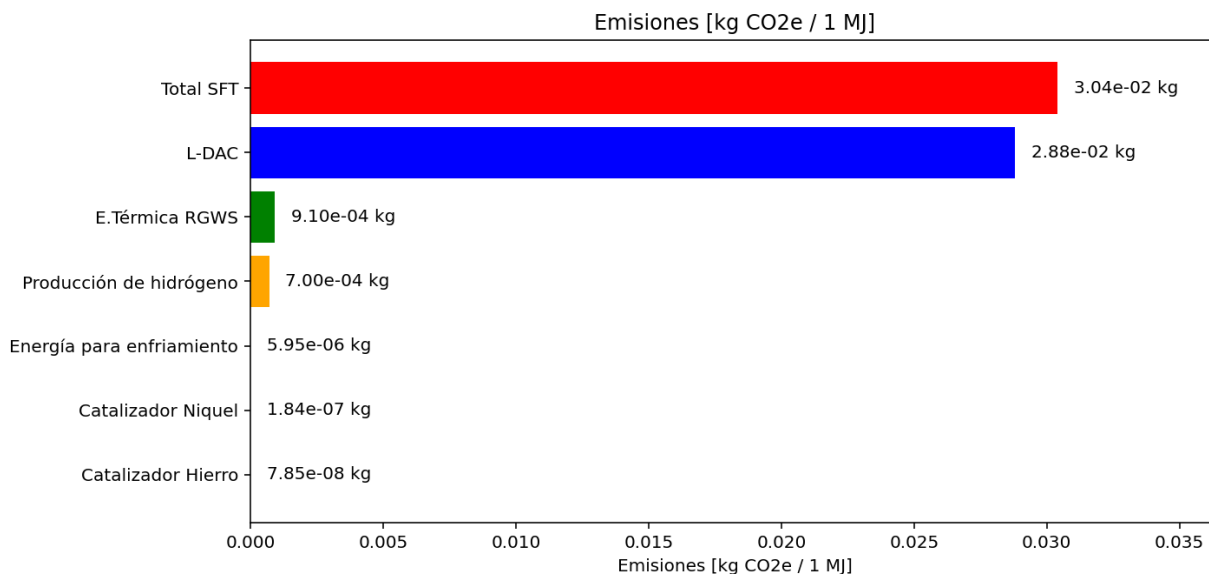


Figura 4.8. Emisiones por síntesis FT. Fuente: Autor.

La Figura 4.9 muestra el diagrama de Sankey de la SFT, representando las contribuciones por la energía térmica en RGWS (horno furnace), energía para bombeo de agua, que mantiene la temperatura en el reactor FT.

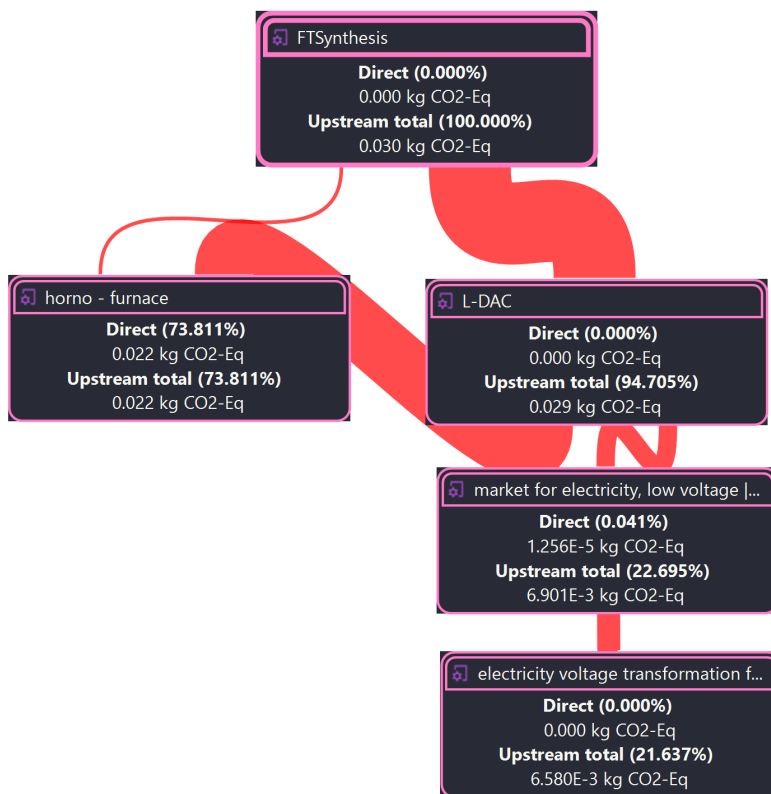


Figura 4.9. Diagrama Sankey - emisiones por síntesis FT. Fuente: Resultado de OpenLCA.

4.1.3.1. Potencial de calentamiento global por STF - solar

Las emisiones por la SFT incluyendo los procesos de L-DAC y producción de H_2 verde por fuente solar fotovoltaica son de 0.03017 kg CO_2 -eq. El 95.46 % de las emisiones corresponden a la captura de carbono por solvente líquido (L-DAC), el 3.02 % a la STF, y el 1.52 % a la electrolisis (Figura 4.10).

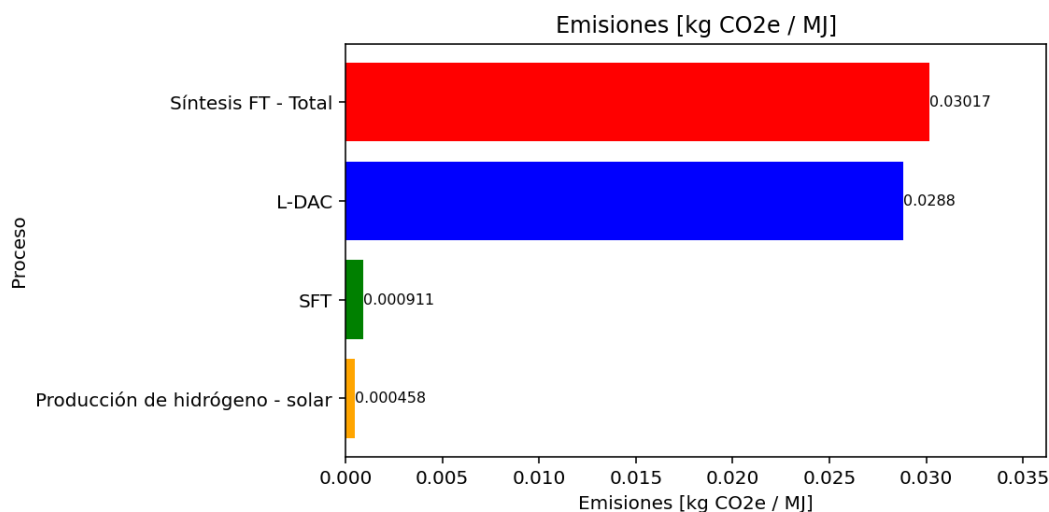


Figura 4.10. Contribución por 1 MJ de electrocombustible en el sistema (solar). Fuente: Autor.

4.1.3.2. Potencial de calentamiento global por STF - geotérmica

En la SFT, donde se produce hidrógeno verde a partir de geotérmica, se generan 0.03012 kg CO_2 -eq, el 95.63 % de las emisiones corresponden a captura de carbono (L-DAC), 3.03 % a la STF (principalmente a la energía térmica requerida en el proceso RGWS), y el 1.34 % de las emisiones al proceso de electrolisis, como se muestra en la Figura 4.11.

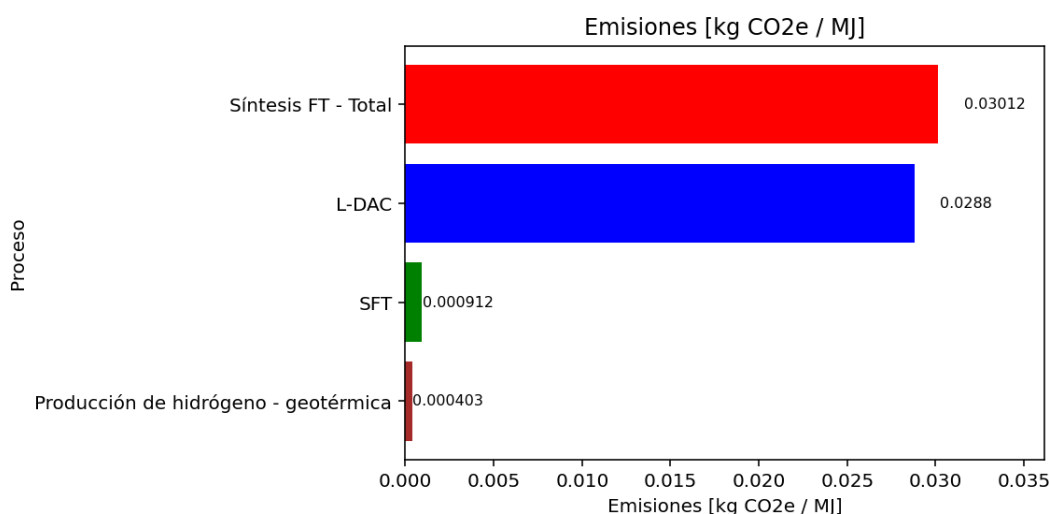


Figura 4.11. Contribución por 1 MJ de electrocombustible en el sistema (geotérmica). Fuente: Autor.

4.1.3.3. Comparación SFT por fuentes de hidrógeno

Las emisiones por la SFT por 1 MJ de electrocombustible varían dependiendo de la fuente del hidrógeno verde, la Figura 4.12, muestra la comparación de las emisiones. La variación de las emisiones oscila entre 0.79 % entre SNI y solar, y 0.95 % comparado con geotérmica, resaltando que aunque se cambia la fuente para la producción de hidrógeno, en la SFT, no hay variaciones significativas porque el proceso que más intensivo es la captura de carbono.

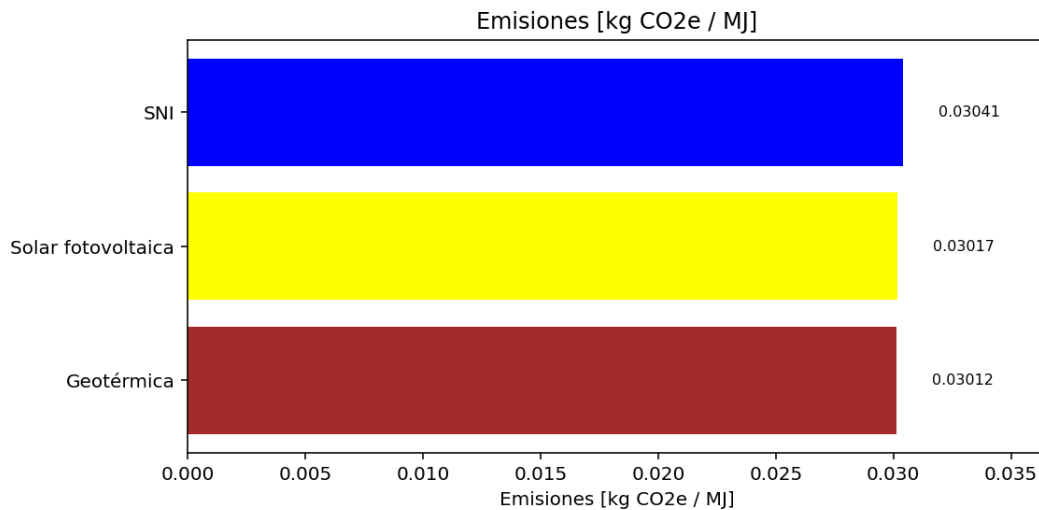


Figura 4.12. Comparación en la SFT por fuentes de energía. Fuente: Autor.

4.1.4. Potencial de calentamiento global en el sistema

En todo el proceso, desde captura de carbono por solvente líquido, producción de H_2 verde y procesamiento de electrocombustibles por la STF, presenta un total de 0.03041 kg de CO_2 -eq por 1 MJ de electrocombustible líquido (Figura 4.7). El principal contribuyente en el sistema es el proceso L-DAC, contribuyendo al 94.71 % de las emisiones. La STF contribuye al 2.99 %, y la producción de H_2 a partir de la electricidad del SNI, contribuye al 2.3 % de las emisiones.

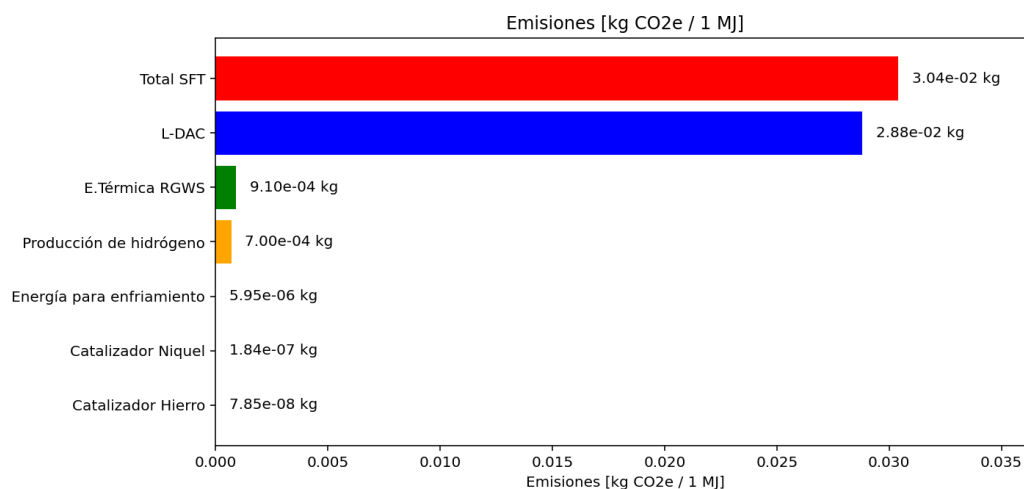


Figura 4.13. Emisiones por 1 MJ de electrocombustible en el sistema. Fuente: Autor.

El diagrama Sankey del sistema, muestra las dos sistemas que más consumen energía por producción de 1 MJ de electrocombustible. Es decir, para la energía térmica para la captura de carbono y para el proceso RGWS de la STF (Figura 4.8).

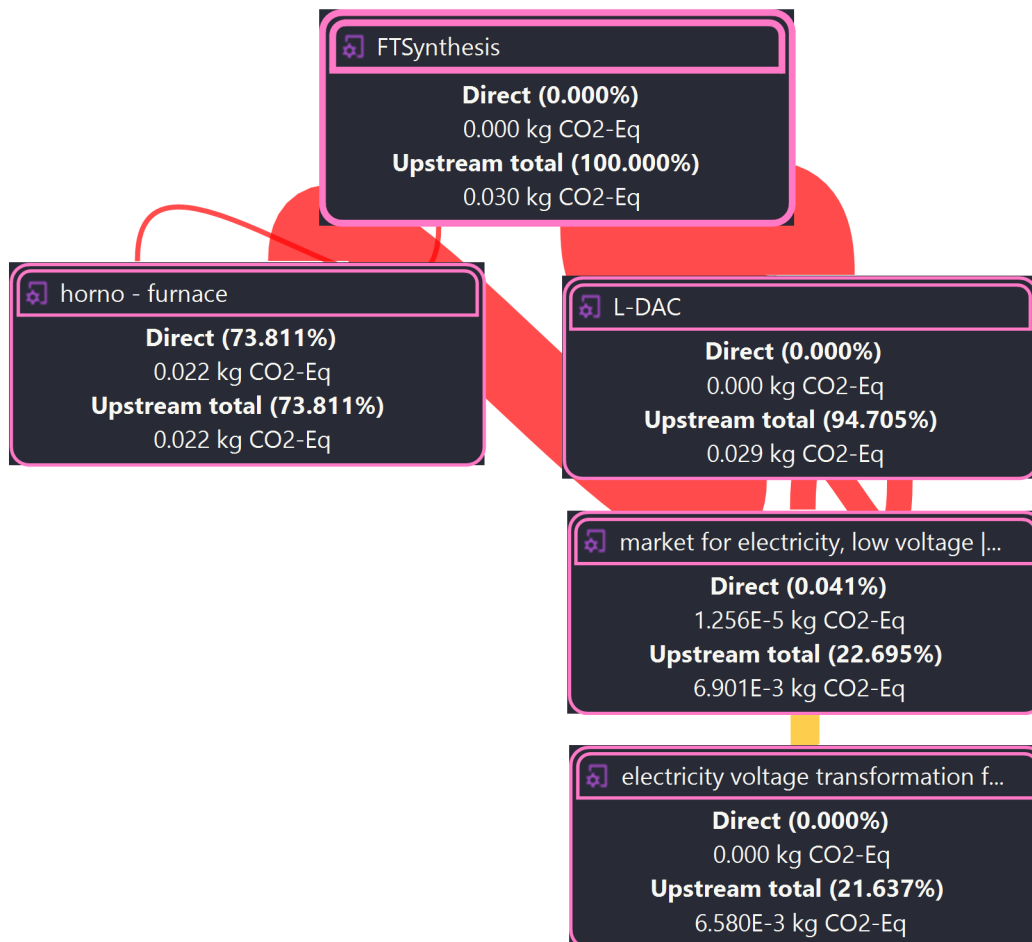


Figura 4.14. Diagrama Sankey - emisiones por 1 MJ de electrocombustible en el sistema.
Fuente: Resultado de OpenLCA.

4.2. Descarbonización de Imbabura

En Imbabura, la demanda de gasolina por año es de 754 mil barriles de petróleo equivalentes (0.159 m^3), con una densidad de 761.7 kg/m^3 , utilizada principalmente para el sector transporte. Por lo tanto, el consumo de gasolina es de 91317.16 kg (≈ 91 toneladas). Por otra parte, el poder calorífico de la gasolina por kg es de 44 MJ. Por ende las 91.31 toneladas de gasolina son equivalentes a 4 millones de MJ del combustible. Acorde al ACV realizado, para la descarbonización se requiere 388.5 mil toneladas por año de CO_2 . La Figura 4.9, muestra la demanda de carbono para suministro en electrocombustibles acorde a porcentajes de descarbonización. El porcentaje de descarbonización representa la sustitución completa (100 %) o parcial de combustibles tradicionales (75, 50, 25 y 5 %).

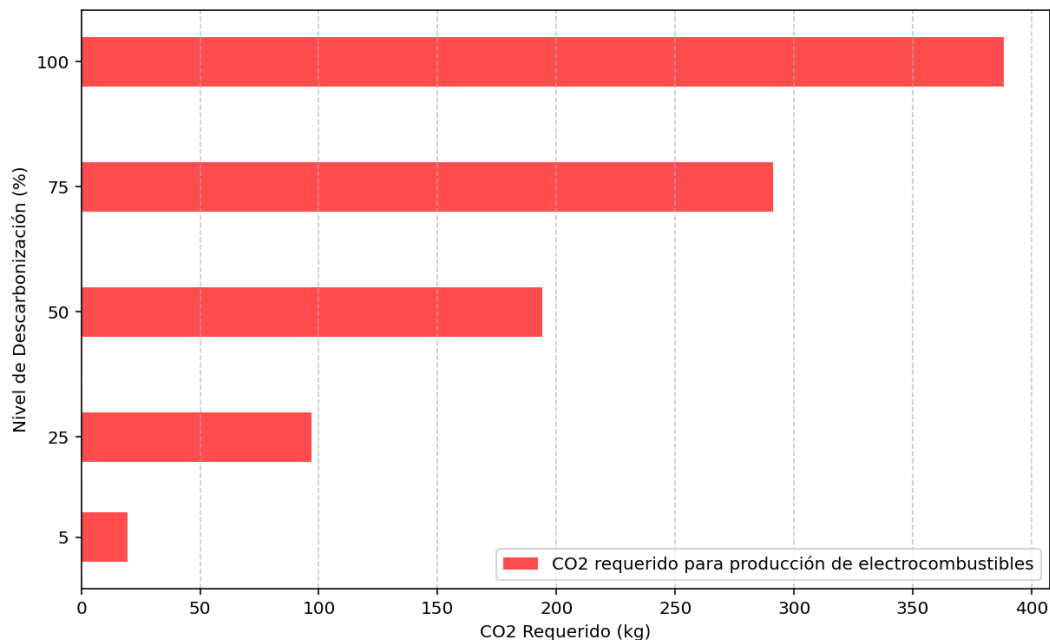


Figura 4.15. Demanda de carbono en miles de kg por año. Fuente: Autor.

Con respecto al hidrógeno, para la descarbonización completa, se requieren 445.19 kg al año. La Figura 4.10 muestra el hidrógeno necesario por porcentajes de descarbonización.

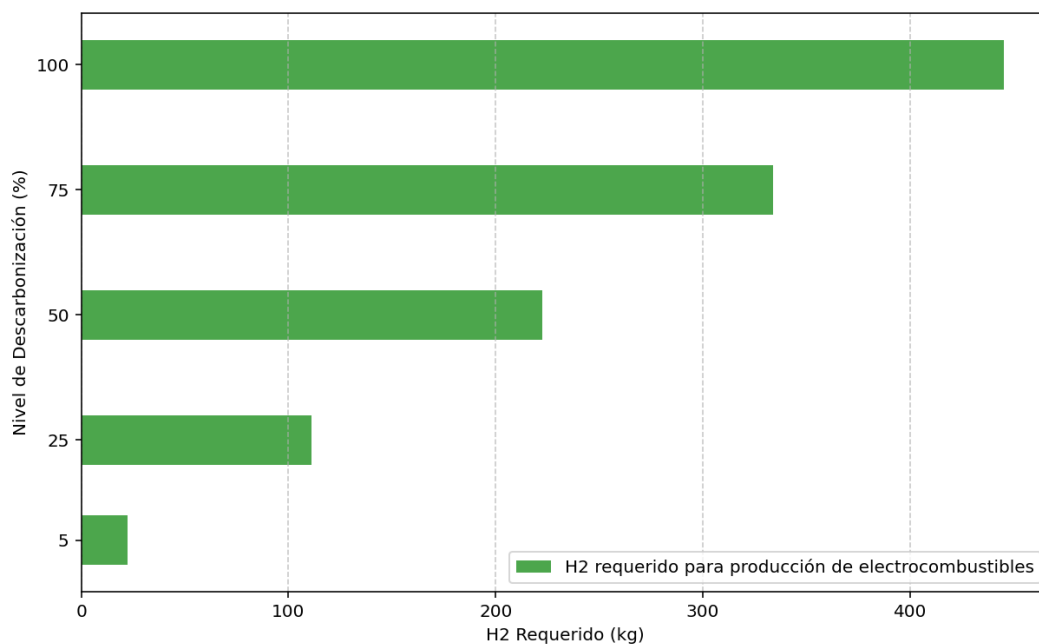


Figura 4.16. Demanda de hidrógeno en kg por año. Fuente: Autor

La demanda de agua es proporcional a la de hidrógeno, la Figura 4.16 muestra la cantidad de agua requerida para diferentes porcentajes de descarbonización (100, 75, 50, 25 y 5), resaltando que a la descarbonización completa, se requerirían 4.45 toneladas de agua por

año, al 75 % de descarbonización se requieren 3.33 toneladas del líquido por año.

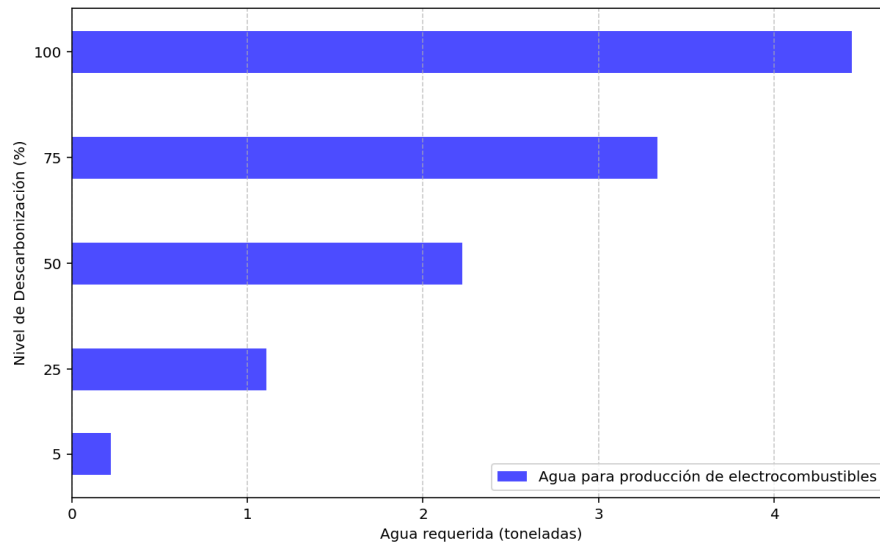


Figura 4.17. Demanda de agua en toneladas por año. Fuente: Autor.

4.2.1. Electrocombustibles y combustibles convencionales

El ACV para electrocombustibles resultó en emisiones por el SNI (0.03041), energía solar fotovoltaica (0.03017) y geotérmica (0.03012), en kg de CO_2 -eq por 1 MJ de electrocombustible líquido. Por otra parte, si se combustiona gasolina convencional, esta emite 0.09094 kg de CO_2 -eq por 1 MJ. La Figura 4.18 muestra las emisiones por los electrocombustibles y la convencional, considerando la demanda de combustibles en la provincia de Imbabura, es decir, 4.01 millones de MJ (ver sección 4.1). Esto resalta que los electrocombustibles reducen las emisiones en un 33.12 % comparado con las emisiones de un combustible tradicional como la gasolina.

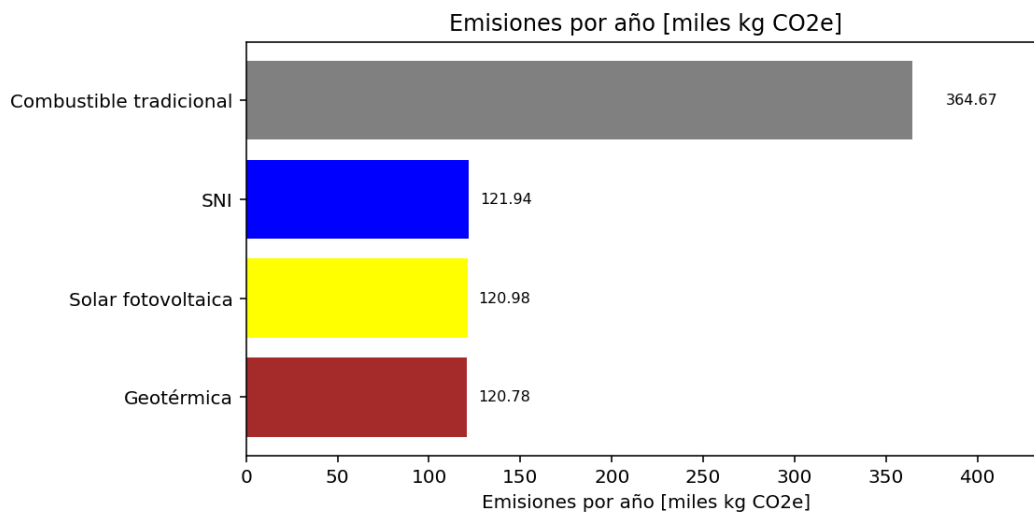


Figura 4.18. Comparación de emisiones entre combustible tradicional y electrocombustibles. Fuente: Autor.

El sistema de distribución de electrocombustibles puede aprovechar la infraestructura actual de la provincia de Imbabura, en la cual se tienen 22 estaciones de servicio, distribuidas en los cantones de Ibarra, Atuntaqui y Otavalo, mostradas en la Figura 4.19.

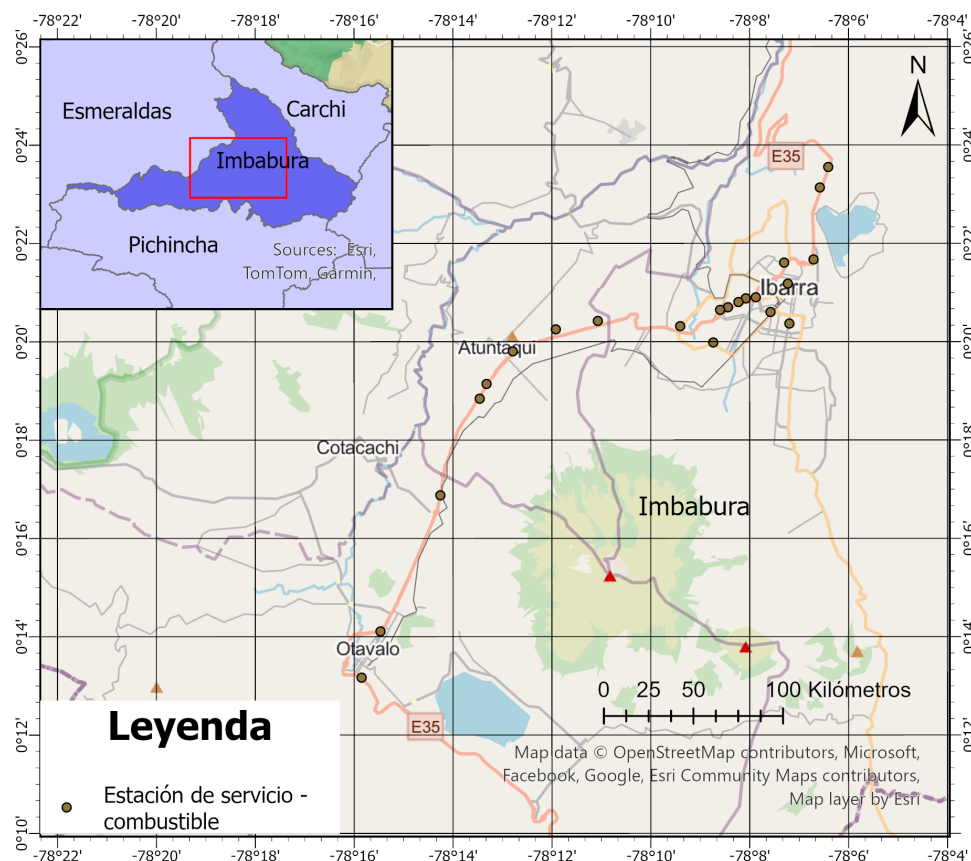


Figura 4.19. Estaciones de servicio disponibles en Imbabura. Fuente: Autor.

CAPÍTULO 5 - CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Este trabajo determinó el potencial de calentamiento global de la producción de electrocombustibles FT con el enfoque de ciclo de vida, enfocándose en la descarbonización de Imbabura. En particular, el potencial de emisiones por la producción de electrocombustibles varía dependiendo la cantidad de CO_2 , H_2 y la fuente de electricidad. En este caso, el potencial de calentamiento global, es de 0.03041 kg de CO_2 -eq por 1 MJ de electrocombustible utilizando electricidad del SNI para la producción de hidrógeno, con energía solar fotovoltaica es de 0.03017 kg de CO_2 -eq por 1 MJ y geotérmica es 0.03012 kg de CO_2 -eq por 1 MJ. Esto indica que se reducen las emisiones en 242 mil kg de CO_2 -eq (33 %, sección 4.2.1), al comparar con combustibles tradicionales. Respecto a la descarbonización de la provincia de Imbabura, se calculó la demanda de CO_2 e H_2 en función de la demanda de combustibles actuales en la provincia. Para el CO_2 se requieren 388 mil kg por año, respecto al H_2 , se requieren 445 kg por año.

El proceso que más utiliza energía es la captura de carbono por solvente líquido (L-DAC), en la calcinación para liberación y utilización del carbono, alcanzando 94.71 % de las emisiones por 1 MJ de electrocombustible (0.03041 kg de CO_2), la síntesis FT contribuye al 2.99 % , y la producción de hidrógeno al 2.3 %. Las limitaciones de este trabajo, se dan en primer lugar porque se basa en datos secundarios principalmente obtenidos de artículos científicos y Ecolnvent. En segundo lugar, la disponibilidad de fuentes renovables en Imbabura, se consideró dos solar y geotérmica, debido a consideraciones generales de la hoja de ruta del hidrógeno verde.

Las recomendaciones para que investigadores y académicos continúen con temas relacionados donde se involucre análisis de ciclo de vida, captura de carbono, producción de hidrógeno verde en Ecuador, son: (i) involucrar métodos de captura de carbono por emisiones industriales (pre y postcombustión) o captura del aire con solvente líquido (S-DAC), (ii) evaluación de fuentes de renovables para producción de hidrógeno, (iii) otros métodos para obtención de combustibles sintéticos, (iv) añadir análisis económico, para conocer los costos de inversión, e (v) involucrar los anteriores puntos en diferentes provincias de Ecuador para producción a gran escala de hidrógeno y combustibles sintéticos. Además, es importante mencionar que estos proyectos pueden implementarse a escala demostrativa para determinar la factibilidad técnica y ambiental.

BIBLIOGRAFÍA

- Ababneh, H., & Hameed, B. H. (2022). Electrofuels as emerging new green alternative fuel: A review of recent literature. *Energy Conversion and Management*, 254, 115213. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.115213>
- Abdallah, M., Rahmat-Ullah, Z., Hosny, M., & Alsmadi, S. (2024). Minimizing the environmental impacts of waste valorization systems using multi-criteria life cycle optimization. *Journal of Cleaner Production*, 449, 141619. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2024.141619>
- Ackermann, T., & Söder, L. (2002). An overview of wind energy-status 2002. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 6(1–2), 67–127. [https://doi.org/10.1016/S1364-0321\(02\)00008-4](https://doi.org/10.1016/S1364-0321(02)00008-4)
- Ajeeb, W., Costa Neto, R., & Baptista, P. (2024). Life cycle assessment of green hydrogen production through electrolysis: A literature review. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 69, 103923. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2024.103923>
- An, K., Li, K., Yang, C.-M., Brechtel, J., & Nawaz, K. (2023). A comprehensive review on regeneration strategies for direct air capture. *Journal of CO2 Utilization*, 76, 102587. <https://doi.org/10.1016/j.jcou.2023.102587>
- Asif, M. (2017). Fundamentals and Application of Solar Thermal Technologies. In M. A. Abraham (Ed.), *Encyclopedia of Sustainable Technologies* (pp. 27–36). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-409548-9.10093-4>
- Bacatelo, M., Capucha, F., Ferrão, P., Margarido, F., & Bordado, J. (2024). Life cycle assessment of synthetic natural gas production from captured cement's CO2 and green H2. *Journal of CO2 Utilization*, 83, 102774. <https://doi.org/10.1016/j.jcou.2024.102774>
- Bahlawan, H., Losi, E., Manservigi, L., Morini, M., Pinelli, M., Spina, P. R., & Venturini, M. (2022). Optimization of a renewable energy plant with seasonal energy storage for the transition towards 100 % renewable energy supply. *Renewable Energy*, 198, 1296–1306. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.08.126>
- Baskaran, D., Saravanan, P., Nagarajan, L., & Byun, H.-S. (2024). An overview of technologies for capturing, storing, and utilizing carbon dioxide: Technology readiness, large-scale demonstration, and cost. *Chemical Engineering Journal*, 491, 151998. <https://doi.org/10.1016/j.cej.2024.151998>
- Bennett, C., Blanchet, J., Trowell, K., & Bergthorson, J. (2023). Decarbonizing Canada's energy supply and exports with solar PV and e-fuels. *Renewable Energy*, 217, 119178. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2023.119178>
- Bhatia, S. C. (2014). 8 - Wind energy. In S. C. Bhatia (Ed.), *Advanced Renewable Energy Systems* (pp. 184–222). Woodhead Publishing India. <https://doi.org/10.1016/B978-1-78242-269-3.50008-5>

- Blay-Roger, R., Nawaz, M. A., Baena-Moreno, F. M., Bobadilla, L. F., Reina, T. R., & Odriozola, J. A. (2024). Tandem catalytic approaches for CO₂ enriched Fischer-Tropsch synthesis. *Progress in Energy and Combustion Science*, 103, 101159. <https://doi.org/10.1016/j.pecs.2024.101159>
- Bosu, I., Mahmoud, H., Ookawara, S., & Hassan, H. (2023). Applied single and hybrid solar energy techniques for building energy consumption and thermal comfort: A comprehensive review. *Solar Energy*, 259, 188–228. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2023.05.006>
- Botelho, D. F., Moraes, C. A., & de Oliveira, L. W. (2024). Green hydrogen production from hydro spilled energy in Brazilian hydropower plants. *International Journal of Hydrogen Energy*, 68, 575–585. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.04.255>
- Bouaboula, H., Chaouki, J., Belmabkhout, Y., & Zaabout, A. (2024). Comparative review of Direct air capture technologies: From technical, commercial, economic, and environmental aspects. *Chemical Engineering Journal*, 484, 149411. <https://doi.org/10.1016/j.cej.2024.149411>
- Brusseu, M. L. (2019). Chapter 32 - Sustainable Development and Other Solutions to Pollution and Global Change. In M. L. Brusseu, I. L. Pepper, & C. P. Gerba (Eds.), *Environmental and Pollution Science (Third Edition)* (Third Edit, pp. 585–603). Academic Press. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-814719-1.00032-X>
- Buttler, A., & Spliethoff, H. (2018). Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82, 2440–2454. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.09.003>
- Chao, C., Deng, Y., Dewil, R., Baeyens, J., & Fan, X. (2021). Post-combustion carbon capture. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 138, 110490. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110490>
- Chen, S., Zhang, Q., Andrews-Speed, P., & McLellan, B. (2020). Quantitative assessment of the environmental risks of geothermal energy: A review. *Journal of Environmental Management*, 276, 111287. <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2020.111287>
- Conrado, R. J., Haynes, C. A., Haendler, B. E., & Toone, E. J. (2013). Electrofuels: A New Paradigm for Renewable Fuels. In *Advanced Biofuels and Bioproducts* (pp. 1037–1064). Springer New York. https://doi.org/10.1007/978-1-4614-3348-4_38
- Cutshaw, A., Chou, J., Skone, T. J., Krynock, M., & Jamieson, M. (2024). Life Cycle Analysis of Thermoelectric Power Generation in the United States. In M. A. Abraham (Ed.), *Encyclopedia of Sustainable Technologies (Second Edition)* (Second Edi, pp. 478–491). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-323-90386-8.00066-8>
- D'Adamo, I., Gastaldi, M., Giannini, M., & Nizami, A.-S. (2024). Environmental implications and levelized cost analysis of E-fuel production under photovoltaic energy, direct air capture, and hydrogen. *Environmental Research*, 246, 118163. <https://doi.org/10.1016/j.envres.2024.118163>

Delgado, H. E., Cappello, V., Zang, G., Sun, P., Ng, C., Vyawahare, P., Elgowainy, A. A., Wendt, D. S., Boardman, R. D., & Marcinkoski, J. (2023). Techno-economic analysis and life cycle analysis of e-fuel production using nuclear energy. *Journal of CO2 Utilization*, 72, 102481. <https://doi.org/10.1016/j.jcou.2023.102481>

Desalegn, B., Gebeyehu, D., & Tamrat, B. (2022). Wind energy conversion technologies and engineering approaches to enhancing wind power generation: A review. *Heliyon*, 8(11), e11263. <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2022.e11263>

Dincer, I., & Ishaq, H. (2022). Chapter 2 - Hydrogen Production Methods. In I. Dincer & H. Ishaq (Eds.), *Renewable Hydrogen Production* (pp. 35–90). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-323-85176-3.00005-6>

Dry, M. E. (2002). The Fischer–Tropsch process: 1950–2000. *Catalysis Today*, 71(3–4), 227–241. [https://doi.org/10.1016/S0920-5861\(01\)00453-9](https://doi.org/10.1016/S0920-5861(01)00453-9)

EIA. (2022). Direct Air Capture 2022. www.iea.org/reports/direct-air-capture-2022

EIA. (2024). Renewables. Energy Systems. <https://www.iea.org/energy-system/renewables>

El Universo. (2024). Por apagones, venta de combustible para generadores se incrementa, pero consumo normal del sector automotor está a la baja. *Economía*. <https://www.eluniverso.com/noticias/economia/apagones-consumo-combustible-gasolina-diesel-ecuador-nota/>

Espinoza, V., Fontalvo, J., Ramírez, P., Martí-Herrero, J., & Mediavilla, M. (2022). Energy Transition Scenarios for Fossil Fuel Rich Developing Countries under Constraints on Oil Availability: The Case of Ecuador. *Energies*, 15(19), 6938. <https://doi.org/10.3390/en15196938>

Espinoza, V. S., Fontalvo, J., Martí-Herrero, J., Ramírez, P., & Capellán-Pérez, I. (2019). Future oil extraction in Ecuador using a Hubbert approach. *Energy*, 182, 520–534. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.06.061>

Fan, J.-L., Hu, J.-W., Zhang, X., Kong, L.-S., Li, F., & Mi, Z. (2020). Impacts of climate change on hydropower generation in China. *Mathematics and Computers in Simulation*, 167, 4–18. <https://doi.org/10.1016/j.matcom.2018.01.002>

Fan, L., Tu, Z., & Chan, S. H. (2021). Recent development of hydrogen and fuel cell technologies: A review. *Energy Reports*, 7, 8421–8446. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2021.08.003>

Farghali, M., Osman, A. I., Mohamed, I. M. A., Chen, Z., Chen, L., Ihara, I., Yap, P.-S., & Rooney, D. W. (2023). Strategies to save energy in the context of the energy crisis: a review. *Environmental Chemistry Letters*, 21(4), 2003–2039. <https://doi.org/10.1007/s10311-023-01591-5>

Fasihi, M., Bogdanov, D., & Breyer, C. (2016). Techno-Economic Assessment of Power-to-Liquids (PtL) Fuels Production and Global Trading Based on Hybrid PV-Wind Power Plants. *Energy Procedia*, 99, 243–268. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2016.10.115>

Florez, J., AlAbbad, M., Vazquez-Sanchez, H., Morales, M. G., & Sarathy, S. M. (2024). Optimizing islanded green ammonia and hydrogen production and export from Saudi Arabia. *International Journal of Hydrogen Energy*, 56, 959–972. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.12.075>

Freire Ordóñez, D., Shah, N., & Guillén-Gosálbez, G. (2021). Economic and full environmental assessment of electrofuels via electrolysis and co-electrolysis considering externalities. *Applied Energy*, 286, 116488. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.116488>

Gan, Y., Ng, C., Elgowainy, A., & Marcinkoski, J. (2024). Considering Embodied Greenhouse Emissions of Nuclear and Renewable Power Plants for Electrolytic Hydrogen and Its Use for Synthetic Ammonia, Methanol, Fischer–Tropsch Fuel Production. *Environmental Science & Technology*, 58(42), 18654–18662. <https://doi.org/10.1021/acs.est.3c06769>

Giama, E., & Georgali, P.-Z. (2022). Chapter 2 - Life cycle analysis of photovoltaic systems: a review. In P. A. Fokaides, A. Kylili, & P. Georgali (Eds.), *Environmental Assessment of Renewable Energy Conversion Technologies* (pp. 11–35). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-817111-0.00008-5>

Guo, X., & Lü, X. (2021). Chapter 2 - The need for biofuels in the context of energy consumption. In X. Lü (Ed.), *Advances in 2nd Generation of Bioethanol Production* (pp. 9–30). Woodhead Publishing. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-818862-0.00004-2>

Hanif, M. A., Nadeem, F., Tariq, R., & Rashid, U. (2022). Chapter 4 - Solar thermal energy and photovoltaic systems. In M. A. Hanif, F. Nadeem, R. Tariq, & U. Rashid (Eds.), *Renewable and Alternative Energy Resources* (pp. 171–261). Academic Press. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-818150-8.00007-1>

Heidari, M. D., Gandasasmita, S., Li, E., & Pelletier, N. (2021). Proposing a framework for sustainable feed formulation for laying hens: A systematic review of recent developments and future directions. *Journal of Cleaner Production*, 288, 125585. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.125585>

Hu, G., Chen, C., Lu, H. T., Wu, Y., Liu, C., Tao, L., Men, Y., He, G., & Li, K. G. (2020). A Review of Technical Advances, Barriers, and Solutions in the Power to Hydrogen (P2H) Roadmap. *Engineering*, 6(12), 1364–1380. <https://doi.org/10.1016/j.eng.2020.04.016>

IEA. (2017). *Energy technology perspectives 2017*. Catalysing Energy Technology Transformations.

INEC. (2022). Visualizador INEC. Ecuador En Cifras. <https://www.ecuadorencifras.gob.ec/estadisticas/>

INEC. (2023). Vehículos motorizados matriculados según clase. Agencia Nacional de Tránsito. https://www.ecuadorencifras.gob.ec/documentos/web-inec/Estadisticas_Economicas/Estadistica_de_Transporte/veh_matriculados/2023/2023_Resultados_Vehiculos.pdf

IPCC. (2007). *The Physical Science Basis*. Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change (S. Solomon, D. Qin, M. Manning, Z. Chen, M. Marquis, K. B. Averyt, M. Tignor, & H. L. Miller (eds.)). Cambridge University Press.

IPCC. (2023). Technical Summary. In *Climate Change 2022 – Impacts, Adaptation and Vulnerability: Working Group II Contribution to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* (pp. 37–118). Cambridge University Press.

ISO. (2022). ISO 14040:2006. Standard. <https://www.iso.org/standard/37456.html>

Janaki, S. T., Madheswaran, D. K., Naresh, G., & Praveenkumar, T. (2024). Beyond fossil: the synthetic fuel surge for a green-energy resurgence. *Clean Energy*, 8(5), 1–19. <https://doi.org/10.1093/ce/zkae050>

Jiao, F., Lu, B., Chen, C., & Liu, Q. (2021). Exergy transfer and degeneration in thermochemical cycle reactions for hydrogen production: Novel exergy- and energy level-based methods. *Energy*, 219, 119531. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.119531>

Kahn, E., Antognoli, E., & Arbuckle, P. (2022). The LCA Commons—How an Open-Source Repository for US Federal Life Cycle Assessment (LCA) Data Products Advances Inter-Agency Coordination. *Applied Sciences*, 12(2), 865. <https://doi.org/10.3390/app12020865>

Keith, D. W., Holmes, G., St. Angelo, D., & Heidel, K. (2018). A Process for Capturing CO₂ from the Atmosphere. *Joule*, 2(8), 1573–1594. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2018.05.006>

Khan, M. Z. A., Khan, H. A., Ravi, S. S., Turner, J. W., & Aziz, M. (2023). Potential of clean liquid fuels in decarbonizing transportation – An overlooked net-zero pathway? *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 183, 113483. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113483>

Killingtveit, Å. (2014). Chapter 21 - Hydroelectric Power. In T. M. Letcher (Ed.), *Future Energy (Second Edition)* (Second Edi, pp. 453–470). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-099424-6.00021-1>

Koj, J. C., Wulf, C., & Zapp, P. (2019). Environmental impacts of power-to-X systems - A review of technological and methodological choices in Life Cycle Assessments. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 112, 865–879. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.06.029>

Kourougianni, F., Arsalis, A., Olympios, A. V., Yiasoumas, G., Konstantinou, C., Papanastasiou, P., & Georghiou, G. E. (2024). A comprehensive review of green hydrogen energy systems. *Renewable Energy*, 231, 120911. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2024.120911>

Kumar, M., Oyedun, A. O., & Kumar, A. (2019). A comparative analysis of hydrogen production from the thermochemical conversion of algal biomass. *International Journal of Hydrogen Energy*, 44(21), 10384–10397. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.02.220>

Li, Y., Wang, R., Zhao, Q., & Xue, Z. (2024). Technological advancement and industrialization path of Sinopec in carbon capture, utilization and storage, China. *Energy Geoscience*, 5(1), 100107. <https://doi.org/10.1016/j.engeos.2022.04.003>

Lu, H. T., Li, W., Miandoab, E. S., Kanehashi, S., & Hu, G. (2021). The opportunity of membrane technology for hydrogen purification in the power to hydrogen (P2H)

roadmap: a review. *Frontiers of Chemical Science and Engineering*, 15(3), 464–482. <https://doi.org/10.1007/s11705-020-1983-0>

Mahmud, M. A. P., Farjana, S. H., Lang, C., & Huda, N. (2023). Chapter Five - Environmental impact assessment of renewable power plants in the US. In M. A. P. Mahmud, S. H. Farjana, C. Lang, & N. Huda (Eds.), *Green Energy* (pp. 103–133). Academic Press. <https://doi.org/10.1016/B978-0-32-385953-0.00011-2>

Markowitsch, C., Lehner, M., & Maly, M. (2023). Evaluation of process structures and reactor technologies of an integrated power-to-liquid plant at a cement factory. *Journal of CO2 Utilization*, 70, 102449. <https://doi.org/10.1016/j.jcou.2023.102449>

McQueen, N., Gomes, K. V., McCormick, C., Blumanthal, K., Pisciotto, M., & Wilcox, J. (2021). A review of direct air capture (DAC): scaling up commercial technologies and innovating for the future. *Progress in Energy*, 3(3), 032001. <https://doi.org/10.1088/2516-1083/abf1ce>

Ministerio de Energía y Minas. (2023a). Balance Energético Nacional 2022. https://www.celec.gob.ec/wp-content/uploads/2023/08/Balance-Energetico-Nacional-BEN-2022_.pdf

Ministerio de Energía y Minas. (2023b). Hoja de ruta del Hidrógeno Verde en Ecuador. <https://www.recursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/2023/08/Hoja-de-Ruta-del-Hidrogeno-Verde-en-Ecuador.pdf>

Ministerio de Energía y Minas. (2023c). Plan Maestro de Electricidad. Recursos y Energía. <https://www.recursosyenergia.gob.ec/plan-maestro-de-electricidad/>

Molaei, M. J., Younas, M., & Rezakazemi, M. (2022). Van der Waals heterostructures in ultrathin 2D solar cells: State-of-the-art review. *Materials Science and Engineering: B*, 285, 115936. <https://doi.org/10.1016/j.mseb.2022.115936>

Morales Pedraza, J. (2022). Chapter 2 - The use of hydropower for electricity generation. In J. Morales Pedraza (Ed.), *Non-Conventional Energy in North America* (pp. 89–135). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-823440-2.00010-X>

Notton, G. (2010). 7 - Hybrid wind-photovoltaic energy systems. In J. K. Kaldellis (Ed.), *Stand-Alone and Hybrid Wind Energy Systems* (pp. 216–253). Woodhead Publishing. <https://doi.org/10.1533/9781845699628.2.216>

Oscullo Lala, J., Carvajal Mora, H., Orozco Garzón, N., Vega, J., & Ohishi, T. (2024). Examining the Evolution of Energy Storing in the Ecuadorian Electricity System: A Case Study (2006–2023). *Energies*, 17(14), 3500. <https://doi.org/10.3390/en17143500>

Palys, M. J., & Daoutidis, P. (2022). Power-to-X: A review and perspective. *Computers & Chemical Engineering*, 165, 107948. <https://doi.org/10.1016/j.compchemeng.2022.107948>

Panzone, C., Philippe, R., Chappaz, A., Fongarland, P., & Bengaouer, A. (2020). Power-to-Liquid catalytic CO2 valorization into fuels and chemicals: focus on the Fischer-Tropsch route. *Journal of CO2 Utilization*, 38, 314–347. <https://doi.org/10.1016/j.jcou.2020.02.009>

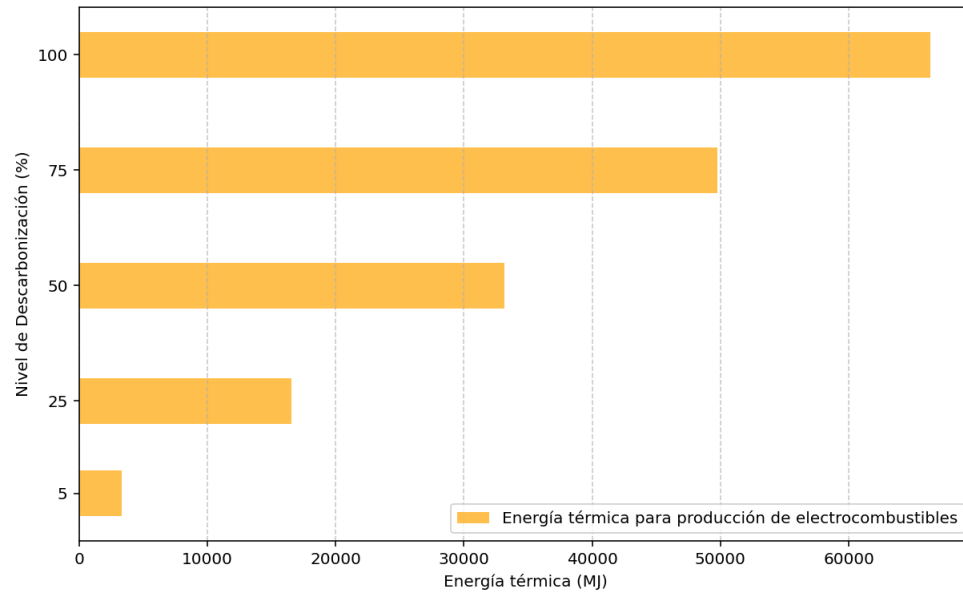
- Patel, G. H., Havukainen, J., Horttanainen, M., Soukka, R., & Tuomaala, M. (2024). Climate change performance of hydrogen production based on life cycle assessment. *Green Chemistry*, 26(2), 992–1006. <https://doi.org/10.1039/D3GC02410E>
- Pearson, R. J., & Turner, J. W. G. (2012). 5.16 - Renewable Fuels: An Automotive Perspective. In A. Sayigh (Ed.), *Comprehensive Renewable Energy* (pp. 305–342). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-087872-0.00522-9>
- Qureshi, F., Yusuf, M., Ibrahim, H., Kamyab, H., Chelliapan, S., Pham, C. Q., & Vo, D.-V. N. (2023). Contemporary avenues of the Hydrogen industry: Opportunities and challenges in the eco-friendly approach. *Environmental Research*, 229, 115963. <https://doi.org/10.1016/j.envres.2023.115963>
- Ravi, S. S., & Aziz, M. (2022). Utilization of Electric Vehicles for Vehicle-to-Grid Services: Progress and Perspectives. *Energies*, 15(2), 589. <https://doi.org/10.3390/en15020589>
- Ritchie, H., & Rosado, P. (2024). Energy Mix. Our World in Data. <https://ourworldindata.org/energy-mix>
- Ritchie, H., & Roser, M. (2020). CO₂ emissions. Our World in Data. <https://ourworldindata.org/co2-emissions>
- Roga, S., Bardhan, S., Kumar, Y., & Dubey, S. K. (2022). Recent technology and challenges of wind energy generation: A review. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 52, 102239. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2022.102239>
- Sambataro, L., Laveglia, A., Ukrainczyk, N., & Koenders, E. (2023). Life cycle assessment modelling in Octave/Matlab: Hydrated lime manufacturing case study. *Materials Today: Proceedings*. <https://doi.org/10.1016/j.matpr.2023.08.002>
- Sanfilippo, A., Vermeersch, M., & Benito, V. B. (2024). Energy transition strategies in the Gulf Cooperation Council countries. *Energy Strategy Reviews*, 55, 101512. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2024.101512>
- Schmidhalter, I., Mussati, M. C., Mussati, S. F., Oliva, D. G., Fuentes, M., & Aguirre, P. A. (2024). Green hydrogen levelized cost assessment from wind energy in Argentina with dispatch constraints. *International Journal of Hydrogen Energy*, 53, 1083–1096. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.12.052>
- Schmidt, P., Batteiger, V., Roth, A., Weindorf, W., & Raksha, T. (2018). Power-to-Liquids as Renewable Fuel Option for Aviation: A Review. *Chemie Ingenieur Technik*, 90(1–2), 127–140. <https://doi.org/10.1002/cite.201700129>
- Şen, Z. (2018). 1.29 Energy Innovation. In I. Dincer (Ed.), *Comprehensive Energy Systems* (pp. 1144–1198). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-809597-3.00137-1>
- Sharmin, T., Khan, N. R., Akram, M. S., & Ehsan, M. M. (2023). A State-of-the-Art Review on Geothermal Energy Extraction, Utilization, and Improvement Strategies: Conventional, Hybridized, and Enhanced Geothermal Systems. *International Journal of Thermofluids*, 18, 100323. <https://doi.org/10.1016/j.ijft.2023.100323>

- Shen, H., Crespo del Granado, P., Jorge, R. S., & Löffler, K. (2024). Environmental and climate impacts of a large-scale deployment of green hydrogen in Europe. *Energy and Climate Change*, 5, 100133. <https://doi.org/10.1016/j.egycc.2024.100133>
- Shi, K., Guan, B., Zhuang, Z., Chen, J., Chen, Y., Ma, Z., Zhu, C., Hu, X., Zhao, S., Dang, H., Guo, J., Chen, L., Shu, K., Li, Y., Guo, Z., Yi, C., Hu, J., & Huang, Z. (2024). Perspectives and Outlook of E-fuels: Production, Cost Effectiveness, and Applications. *Energy & Fuels*, 38(9), 7665–7692. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.4c0040>
- Soltani, M., Moradi Kashkooli, F., Dehghani-Sani, A. R., Nokhosteen, A., Ahmadi-Joughi, A., Gharali, K., Mahbaz, S. B., & Dusseault, M. B. (2019). A comprehensive review of geothermal energy evolution and development. *International Journal of Green Energy*, 16(13), 971–1009. <https://doi.org/10.1080/15435075.2019.1650047>
- 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. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 165, 112380. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112380>
- Sterner, M., & Specht, M. (2021). Power-to-Gas and Power-to-X—The History and Results of Developing a New Storage Concept. *Energies*, 14(20), 6594. <https://doi.org/10.3390/en14206594>
- Steubing, B., de Koning, A., Merciai, S., & Tukker, A. (2022). How do carbon footprints from LCA and EEIOA databases compare? A comparison of ecoinvent and EXIOBASE. *Journal of Industrial Ecology*, 26(4), 1406–1422. <https://doi.org/10.1111/jiec.1327>
- Tan, Y., Nookuea, W., Li, H., Thorin, E., & Yan, J. (2016). Property impacts on Carbon Capture and Storage (CCS) processes: A review. *Energy Conversion and Management*, 118, 204–222. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2016.03.079>
- Testa, L., Chiaramonti, D., Prussi, M., & Bensaid, S. (2024). Challenges and opportunities of process modelling renewable advanced fuels. *Biomass Conversion and Biorefinery*, 14(7), 8153–8188. <https://doi.org/10.1007/s13399-022-03057-0>
- ul Islam, S., & Kumar, A. (2019). 7 - Life Cycle Assessment of Rubber Dam. In S. Thomas, A. V. Rane, A. V.K., K. Kanny, & A. Dutta (Eds.), *Hydraulic Rubber Dam* (pp. 99–122). William Andrew Publishing. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-812210-5.00008-0>
- Ulmer, U., Dingle, T., Duchesne, P. N., Morris, R. H., Tavasoli, A., Wood, T., & Ozin, G. A. (2019). Fundamentals and applications of photocatalytic CO₂ methanation. *Nature Communications*, 10(1), 3169. <https://doi.org/10.1038/s41467-019-10996-2>
- Vargas, S. A., Esteves, G. R. T., Maçaira, P. M., Bastos, B. Q., Cyrino Oliveira, F. L., & Souza, R. C. (2019). Wind power generation: A review and a research agenda. *Journal of Cleaner Production*, 218, 850–870. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.02.015>
- Villamar, D., Soria, R., Rochedo, P., Szklo, A., Imperio, M., Carvajal, P., & Schaeffer, R. (2021). Long-term deep decarbonisation pathways for Ecuador: Insights from an integrated assessment model. *Energy Strategy Reviews*, 35, 100637. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2021.100637>

- Wang, J., Li, S., Deng, S., Zeng, X., Li, K., Liu, J., Yan, J., & Lei, L. (2023). Energetic and Life Cycle Assessment of Direct Air Capture: A Review. *Sustainable Production and Consumption*, 36, 1–16. <https://doi.org/10.1016/j.spc.2022.12.017>
- Wentrup, J., Pesch, G. R., & Thöming, J. (2022). Dynamic operation of Fischer-Tropsch reactors for power-to-liquid concepts: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 162, 112454. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112454>
- Wilberforce, T., Olabi, A. G., Sayed, E. T., Elsaid, K., & Abdelkareem, M. A. (2021). Progress in carbon capture technologies. *Science of The Total Environment*, 761, 143203. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2020.143203>
- Wu, C., Huang, Q., Xu, Z., Sipra, A. T., Gao, N., Vandenberghe, L. P. de S., Vieira, S., Soccol, C. R., Zhao, R., Deng, S., Boetcher, S. K. S., Lu, S., Shi, H., Zhao, D., Xing, Y., Chen, Y., Zhu, J., Feng, D., Zhang, Y., ... Zhou, H. (2024). A comprehensive review of carbon capture science and technologies. *Carbon Capture Science & Technology*, 11, 100178. <https://doi.org/10.1016/j.ccst.2023.100178>
- Yin, H., Zadshir, M., & Pao, F. (2022). 2 - Fundamentals of BIPVT design and integration. In H. Yin, M. Zadshir, & F. Pao (Eds.), *Building Integrated Photovoltaic Thermal Systems* (pp. 45–129). Academic Press. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-821064-2.00003-1>
- Yue, M., Lambert, H., Pahon, E., Roche, R., Jemei, S., & Hissel, D. (2021). Hydrogen energy systems: A critical review of technologies, applications, trends and challenges. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 146, 111180. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111180>
- Zainal, B. S., Ker, P. J., Mohamed, H., Ong, H. C., Fattah, I. M. R., Rahman, S. M. A., Nghiem, L. D., & Mahlia, T. M. I. (2024). Recent advancement and assessment of green hydrogen production technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 189, 113941. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113941>
- Zang, G., Sun, P., Elgowainy, A., Bafana, A., & Wang, M. (2021). Life Cycle Analysis of Electrofuels: Fischer–Tropsch Fuel Production from Hydrogen and Corn Ethanol By-product CO₂. *Environmental Science & Technology*, 55(6), 3888–3897. <https://doi.org/10.1021/acs.est.0c05893>
- Zhang, C., Gao, R., Jun, K.-W., Kim, S. K., Hwang, S.-M., Park, H.-G., & Guan, G. (2019). Direct conversion of carbon dioxide to liquid fuels and synthetic natural gas using renewable power: Techno-economic analysis. *Journal of CO₂ Utilization*, 34, 293–302. <https://doi.org/10.1016/j.jcou.2019.07.005>
- Zhu, J., Hu, K., Lu, X., Huang, X., Liu, K., & Wu, X. (2015). A review of geothermal energy resources, development, and applications in China: Current status and prospects. *Energy*, 93, 466–483. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.08.098>

ANEXOS

ANEXO 1 - Energía térmica requerida para la descarbonización de Imbabura.



ANEXO 2 - Electricidad requerida para la descarbonización de Imbabura.

