

“Combustibles Carbono Neutral como alternativas a los combustibles fósiles en el mercado nacional de hidrocarburos: Estado del arte, oportunidades y desafíos”

De acuerdo con lo establecido en la Ley N°21.455¹ “Ley Marco de Cambio Climático”, Chile se ha fijado la meta de alcanzar la neutralidad de emisiones de gases de efecto invernadero de origen antropogénico al año 2050. Asimismo, la *Política Energética Nacional*², orientada a la descarbonización y a la meta de carbono neutralidad, establece como objetivo central alcanzar un 100% de energía cero emisiones en generación eléctrica al 2050 y 80% de energías renovables al 2030.

En línea con lo anterior, durante el último tiempo los principales pilares de la transición energética hacia la carbono neutralidad han sido la introducción de producción de energía eléctrica a través de sistemas eólicos y solares fotovoltaicos, complementado con el cierre de centrales térmicas a carbón. Adicionalmente, se ha promovido el desarrollo del hidrógeno verde, ya sea como combustible, vector energético o sistema de almacenamiento.

En el contexto antes descrito, y con miras a dar cumplimiento a la meta de carbono neutralidad ya señalada, se estima necesario visibilizar otras opciones de combustibles alternativos (distintas al hidrógeno) que sean posibles sustitutos a las actuales fuentes de energía fósiles y que permitan la utilización de tecnologías, disminuyendo los costos de implementación y posibilitando una rápida sustitución de los energéticos de origen fósil.

El objetivo general del estudio realizado por DEUMAN durante el 2024 fue determinar el estado actual de los combustibles carbono neutrales y proponer estrategias, políticas y/o regulaciones que impulsen la transición hacia un sistema energético más limpio y sostenible. Para ello, se analizó el estado del arte y los avances tecnológicos en casos aplicados de combustibles carbono neutrales en mercados internacionales, con el fin de identificar las oportunidades y desafíos asociados a su adopción en el mercado nacional.

El consultor realizó una revisión internacional de los combustibles alternativos que se estaban implementado en Estados Unidos, la Unión Europea y Canadá, dado que estos países han mostrado los mayores avances en la materia. La revisión abarcó los principales marcos regulatorios y documentos estratégicos, así como los combustibles alternativos considerados en dichos países.

Al evaluar la implementación de los combustibles mediante distintos criterios, se identificó que cada uno presenta desafíos específicos que deben abordarse a través de un enfoque integral que combine la innovación tecnológica, el fortalecimiento normativo y el impulso a la inversión, todo ello bajo una perspectiva transversal centrada en la reducción de emisiones de carbono.

El consultor realizó una priorización de estos combustibles considerando su factibilidad para reemplazar a los principales combustibles fósiles, según el contenido energético aprovechable, y descartando aquellos que aún se encuentran en fases tempranas de implementación o que ya cuentan con hojas de ruta o estrategias nacionales vigentes en el país. En consecuencia, el estudio recomienda priorizar el uso de Diésel Renovable en el corto plazo, el Gas Natural Renovable en el mediano plazo y el Dimetil Éter (DME) en el largo plazo. Asimismo, para cada uno de estos combustibles se formulan recomendaciones en los ámbitos técnico y regulatorio.

La CNE hace notar que el presente estudio se enmarca en las funciones de monitoreo de la institución, con el fin de contar con el estado del arte en la materia. La información recopilada y las recomendaciones presentadas en este estudio son de exclusiva responsabilidad del consultor que las elaboró. En consecuencia, la CNE no está obligada a implementar las recomendaciones indicadas en este estudio.

Nota técnica: Cabe señalar que, en la Tabla 1. “Combustibles fósiles y biomasa”, presentada en la página 22 que, si bien se indica explícitamente que la combustión de diésel genera emisiones, aunque menores, de metano (CH₄), esta situación sucede con todos los combustibles incluidos en dicha tabla, aun cuando no se consigne de manera específica para cada uno de ellos. Las tasas de emisión dependen de la tecnología de combustión utilizada y de los sistemas de control de emisiones disponibles.

Para obtener mayor información sobre los factores de emisión de los distintos gases de efecto invernadero, según tipo de combustible y tecnología asociada, se pueden consultar las *Directrices del IPCC para los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero*³.

Departamento de Hidrocarburos.

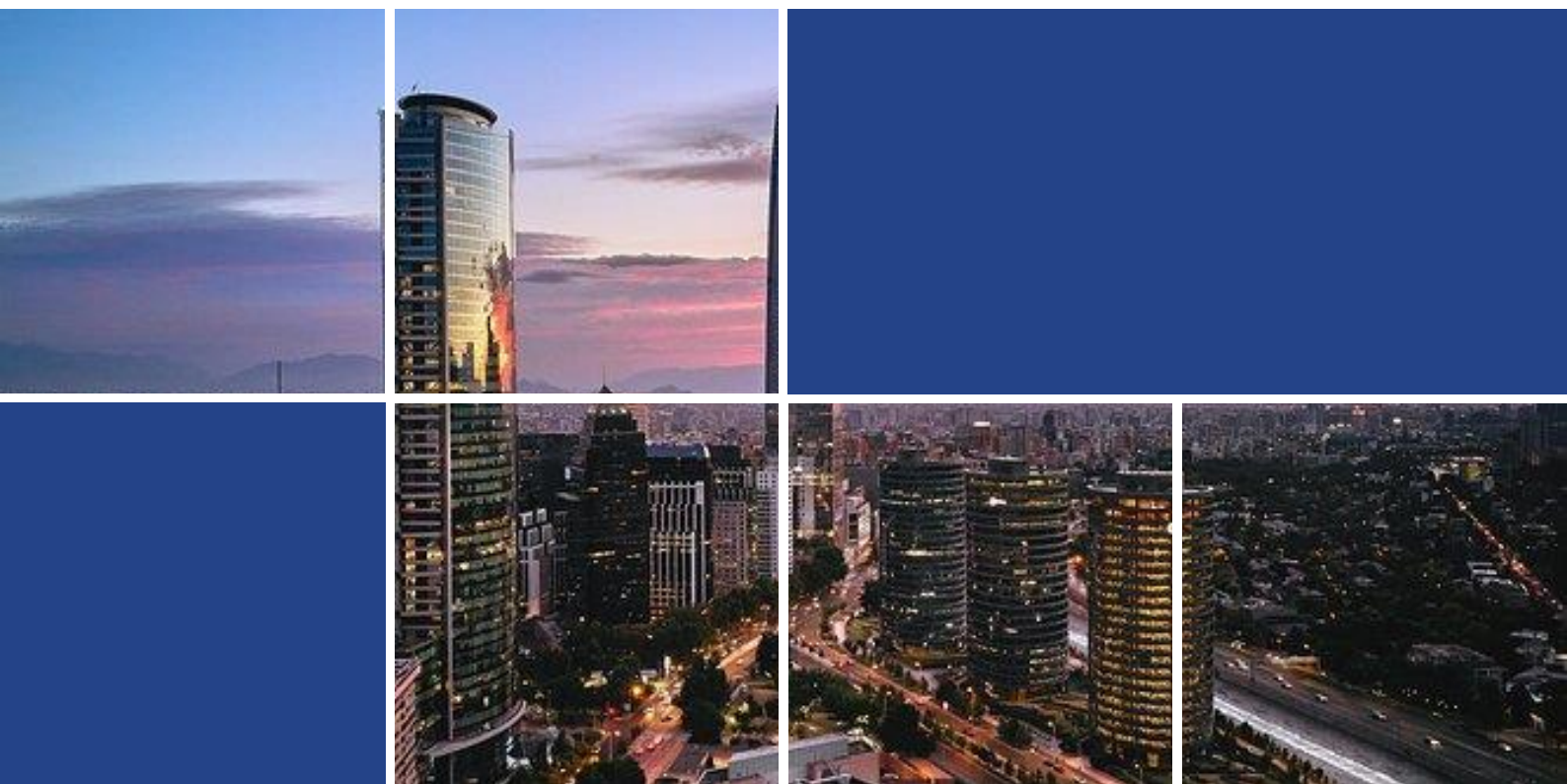
¹ <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1177286>

² https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/pen_2050_-_actualizado_marzo_2022_0.pdf

³ <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/spanish/vol2.html>

Combustibles Carbono Neutral como alternativas a los combustibles fósiles en el mercado nacional de hidrocarburos: Estado del arte oportunidades y desafíos

Informe final



Elaborado para:



Consultoría:

"Combustibles Carbono Neutral como alternativas a los combustibles fósiles en el mercado nacional de hidrocarburos: Estado del arte oportunidades y desafíos"

Cliente:

Comisión Nacional de Energía - CNE

Chile

Elaborado por:

DEUMAN

Dirección: Av. Vitacura 2909, Las Condes, Santiago, Chile

Teléfono: +56 2 32247478

www.deuman.com

Dato de contacto:

Jaime Parada

jparada@deuman.com

Julio López

jlopez@deuman.com

Lugar y fecha de presentación:

Santiago, 29 de noviembre de 2024.

Índice

Índice.....	2
Índice de tablas.....	3
Índice de cuadros	4
Índice de figuras	5
Siglas y acrónimos.....	6
Resumen ejecutivo	8
1. Introducción.....	12
2. Alcance	13
3. Marco conceptual y metodológico.....	15
3.1. Conceptos claves.....	15
3.2. Metodología	17
4. Antecedentes	20
4.1. Combustibles tradicionales: Principales tipos y características.....	20
4.2. Políticas y marco regulatorio nacional.....	41
4.3. Marco normativo internacional.....	55
5. Propuesta de criterios para combustibles alternativos	83
6. Principales combustibles alternativos existentes	88
6.1. Biogás.....	88
6.2. Hidrógeno y sus derivados.....	96
6.3. Combustible sostenible para la aviación (SAF)	109
6.4. Bioetanol	114
6.5. Biodiesel.....	118
6.6. Diésel renovable	122
6.7. Propano renovable.....	125
6.8. Biobutanol.....	128
6.9. Combustibles en base a residuos	130
6.10. Otros combustibles	134
7. Estado del arte del impacto de los combustibles alternativos en la carbono neutralidad.....	136
8. Análisis de los principales combustibles alternativos: Evaluación del potencial y requerimientos para el carbono neutralidad	138
8.1. Metodología para evaluar la adopción y producción en el mercado local.....	139
8.2. Adaptaciones necesarias para la producción y consumo de los combustibles en el mercado nacional	142
8.3. Estimación del impacto en la carbono neutralidad en el país.....	154
8.4. Crecimiento proyectado en la demanda mundial de los combustibles alternativos al 2050	160
8.5. Brechas existentes para la adopción de estos combustibles	163
9. Recomendaciones	172
9.1. Recomendaciones en el ámbito de tecnología, regulación y certificación.....	172
9.2. Recomendaciones para la carbono neutralidad	176
Referencias bibliográficas	177
Anexo.....	197
Anexo 1. Levantamiento estadístico de uso de combustibles fósiles	197
Anexo 2. Combustibles convencionales y sus equivalentes combustibles alternativos.....	200
Anexo 3. Estimación de las emisiones mitigadas del gas natural renovable, dimetil éter y diésel renovable	201

Índice de tablas

Tabla 1. Combustibles fósiles y biomasa	22
Tabla 2. Medidas de las NDC relacionadas a los combustibles alternativos	41
Tabla 3. Objetivos y metas sectoriales a largo plazo según la ECLP, relacionadas a los combustibles alternativos	42
Tabla 4. Resumen de documentos estratégicos y regulaciones nacionales sobre combustibles bajos en emisiones.....	52
Tabla 5. Resumen de políticas, estrategias, planes y regulaciones sobre combustibles bajos en emisiones.....	81
Tabla 6. Benchmarking de combustibles bajos en emisiones	83
Tabla 7. Criterios de definición de combustibles	84
Tabla 8. Criterios propuestos para los combustibles alternativos	85
Tabla 9. Listado de proyectos relacionado al biogás.....	94
Tabla 10. Listado de proyectos relacionados al hidrógeno y derivados	104
Tabla 11. Listado de proyectos relacionados a los SAF	112
Tabla 12. Listado de proyectos de bioetanol	116
Tabla 13. Lista de proyectos de biodiesel	121
Tabla 14. Listado de proyectos de diésel renovable	123
Tabla 15. Listado de proyectos relacionado al propano renovable	127
Tabla 16. Listado de proyectos de biobutanol.....	129
Tabla 17. Listado de proyectos relacionados a los combustibles en base a residuos.....	133
Tabla 18. Cantidad de energía consumida por combustible fósil en 2022.....	138
Tabla 19. Métrica para evaluación de adopción de un combustible.....	141
Tabla 20. Potencial de mitigación gas natural renovable (ktCO ₂ e/año).....	158
Tabla 21. Potencial de mitigación dimetil éter (ktCO ₂ e/año)	159
Tabla 22. Potencial de mitigación diésel renovable (ktCO ₂ e/año)	160
Tabla 23. Demanda proyectada de GNR al 2050.....	161
Tabla 24. Demanda proyectada del DME al 2050	161
Tabla 25. Demanda proyectada del diésel renovable al 2050	162
Tabla 26. Evaluación de la brecha existente de los combustibles propuestos.....	164
Tabla 27. Brechas identificadas para la adopción de los combustibles priorizados	167

Índice de cuadros

Cuadro 1. Regulación e incentivos para combustibles alternativos en California	61
Cuadro 2. Regulación e incentivos para combustibles alternativos en Alemania.....	72
Cuadro 3. Mandatos de combustibles a nivel jurisdiccional.....	76
Cuadro 4. Incentivos para el uso de plásticos en combustibles podría prevenir avances en la transición a modelos más circulares.....	132

Índice de figuras

Figura 1. Fuentes de energía a nivel mundial por tipo de combustible de 1990 - 2021.....	20
Figura 2. Generación de electricidad por fuente a nivel mundial.....	21
Figura 3. Consumo de energía para el sector transporte a nivel mundial por tipo de combustible de 1975 - 2022	22
Figura 4. Producción mundial de crudo de petróleo y otros combustibles que se liberan en su extracción, 1990 - 2021	24
Figura 5. Producción, consumo e importaciones de petróleo crudo en Chile (Miles m ³), 1999-2024 .	24
Figura 6. Consumo mundial de gasolina, 1990-2021.....	26
Figura 7. Producción, consumo e importaciones de gasolina en Chile (Mm ³), 1999-2022	26
Figura 8. Tendencia de la demanda de diésel en países de interés (miles de toneladas métricas), 2014 - 2020	28
Figura 9. Producción, consumo e importaciones de diésel en Chile (Mil m ³), 1999-2020.....	28
Figura 10. Consumo mundial de kerosene, 1990 - 2021.....	30
Figura 11. Producción, consumo e importaciones de kerosene doméstico en Chile (Mil m ³), 1999-2022	30
Figura 12. Producción, consumo e importaciones de kerosene de aviación en Chile (Mil m ³), 1999-2022	31
Figura 13. Producción anual de GLP (millones de toneladas) por regiones, 2012-2022	32
Figura 14. Producción, consumo e importaciones de GLP en Chile (Mil m ³), 1999-2022	32
Figura 15. Demanda mundial de gas natural (billones de metros cúbicos) por región, 1973 a 2020 .	34
Figura 16. Producción, consumo e importaciones de gas natural en Chile (Millón m ³), 1999-2022....	35
Figura 17. Consumo a nivel global de carbón, 2002 - 2026	36
Figura 18. Producción, consumo e importaciones del carbón en Chile (Mil m ³), 2011-2022	38
Figura 19. Porcentaje del consumo de leña en la Unión Europea al 2016.....	39
Figura 20. Consumo de leña por especies (millones de m ³), 1990 – 2020	40
Figura 21. Consumo de la leña en Chile (Tcal, Mil ton), 2020 - 2022	40
Figura 22. Ejemplos de combustibles según las definiciones planteadas.....	87
Figura 23. Producción de biocombustibles por tipo y tecnología para alcanzar un escenario de emisiones netas cero.	136
Figura 24. Producción de energía (TJ) por tipo de combustible de 1990 – 2021 en Europa.....	197
Figura 25. Producción de energía (TJ) por tipo de combustible de 1990 – 2022 en Estados Unidos	198
Figura 26. Producción de energía (TJ) por tipo de combustible de 1990 – 2022 en Canadá.....	198
Figura 27. Producción de energía (TJ) por tipo de combustible de 1990 – 20022 en Japón.....	199
Figura 28. Producción de energía (TJ) por tipo de combustible de 1990 – 2021 en China	199
Figura 29. Producción de energía (TJ) por tipo de combustible de 1990 – 2022 en Colombia.....	200

Siglas y acrónimos

BNE	Balance Nacional de Energía
CAD	Dólar canadiense (por sus siglas en inglés)
CO	Monóxido de carbono
CO ₂	Dióxido de carbono
COV	Compuestos orgánicos volátiles
ECLP	Estrategia Climática a largo Plazo
EE. UU.	Estados Unidos
ETS	<i>Emissions Trading System</i>
EPA	Agencia de protección ambiental (por sus siglas en inglés)
ERNC	Energías renovables no convencionales
GEI	Gases de efecto invernadero
GGE	Galones de gasolina equivalente
GLP	Gas licuado de petróleo
GNC	Gas natural comprimido
GNL	Gas natural licuado
H ₂ O	Agua
IEA	Agencia Internacional de Energía
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
LMCC	Ley Marco de Cambio Climático
MMA	Ministerio de Medio Ambiente
NDC	Contribuciones nacionales determinadas (por sus siglas en inglés)
MP	Material particulado
MT	Millones de toneladas métricas
NO _x	Óxidos de nitrógeno
OACI	Organización de Aviación Civil Internacional
OPEP	Organizaciones de Países Exportadores de Petróleo
PEN	Política energética nacional
PCFV	Vehículos y Combustibles Limpios (por sus siglas en inglés)
PTAS	Planta de tratamiento de aguas servidas

Informe final

Consultoría “Combustibles Carbono Neutral como alternativas a los combustibles fósiles en el mercado nacional de hidrocarburos: Estado del arte oportunidades y desafíos”

REC	<i>Renewable Energy Credits</i>
RED	Directiva de energías renovables (por sus siglas en inglés)
SAF	<i>Combustible sostenible para aviación (por sus siglas en inglés)</i>
SISAT	Sistema de Seguimiento Atmosférico
SO_x	Óxidos de azufre
O₃	Ozono troposférico
CH₄	Metano
TEL	Tetraetilo de plomo
UE	Unión Europea
USD	Dólares estadounidenses

Resumen ejecutivo

La matriz energética de Chile se encuentra compuesta por la biomasa (26%), el petróleo crudo (24%), el gas natural (19%) y el carbón (18%) como las principales fuentes de energía. En ese sentido, existe una fuerte participación de los combustibles fósiles tales como el petróleo y sus derivados como la gasolina de motor, petróleo diésel, kerosene, gas licuado de petróleo y petróleos de combustibles. Aunque la leña no es un combustible fósil, también tiene una importante participación. Donde el principal derivado del consumo de petróleo es el petróleo diésel con 11,246.82 mil m³.

El aprovechamiento de los combustibles fósiles y la leña mediante la combustión resulta en la generación de gases de efecto invernadero que contribuyen al cambio climático, uno de los principales desafíos de Chile y el mundo en los próximos años. En ese sentido, surge la necesidad de identificar potenciales combustibles alternativos que puedan reemplazar a los combustibles fósiles y cuáles son sus principales brechas para su aprovechamiento.

Se realizó una revisión internacional de qué combustibles alternativos se estaban aprovechando en Estados Unidos, la Unión Europea y Canadá, pues son los países que han mostrado mayores avances en este ámbito. La revisión abarcó los principales marcos regulatorios y documentos estratégicos. La siguiente tabla presenta los combustibles alternativos identificados y sus equivalentes fósiles.

Combustibles alternativos	Combustibles fósiles
Biogás	Gas natural
Gas natural renovable	Gas natural
Bio GNC	Gas natural comprimido
Bio GNL	Gas natural licuado
Propano renovable	Propano convencional, gas licuado de petróleo
Hidrógeno	Gas natural
Amoníaco	Gas natural, diésel fósil, diésel marino
Metanol renovable	Gasolina y diésel marino
DME	Diésel fósil, gas licuado de petróleo
SAF	Kerosene jet
Bioetanol	Gasolina
Biodiesel	Diesel fósil
Diesel renovable	Diésel fósil
Biobutanol	Gasolina
Combustible en base a residuos	Petróleo, carbón o diésel.
Gasolina renovable	Gasolina
P – series fuel	Gasolina

Se realizó una priorización de estos combustibles considerando cuáles podrían reemplazar a los principales combustibles fósiles, según el contenido energético aprovechado, y descartando aquellos que aún se encuentren en fases tempranas de aplicación o sean de amplio conocimiento en el país. Por

tanto, se priorizó el diésel renovable, el gas natural renovable y sus derivados (bio gas natural licuado y bio gas natural comprimido). Estos fueron analizados en función de 5 criterios descritos en la siguiente tabla.

Criterio		Descripción
Aporte a la carbono neutralidad		Este criterio hace referencia a las emisiones de CO ₂ eq que permitiría reducir el combustible alternativo. Un combustible que reduzca mayor cantidad de emisiones sería de mayor valor su adopción en comparación a los otros
Factibilidad de uso		Este criterio hace referencia a las adaptaciones necesarias para utilizar los combustibles alternativos. En algunos casos, los combustibles podrían reemplazar sin ninguna modificación en la maquinaria al combustible equivalente; mientras que otros requerirían una inversión.
Factibilidad de producción	Disponibilidad de materia prima	Este criterio hace referencia al estado en que se encuentra la materia prima en el país: agregada o dispersa, presenta o limitada en el país, etc.
	Madurez tecnológica	Este criterio hace referencia al estado de madurez tecnológica: nivel de laboratorio, piloto o amplia presencia en el mercado
Existencia normativa		Este criterio muestra si el país cuenta con normativa para la utilización del combustible o, en caso de que no la posea, si existen referencias internacionales a tomar en cuenta.
Estimaciones del crecimiento en la producción de combustible alternativo a nivel mundial al 2050		Si las proyecciones indican que un combustible es ampliamente demandado a nivel mundial, es un indicativo de la necesidad de producirlo para aprovechar el mercado emergente.

Al analizar los combustibles por medio de estos criterios, se identificó que cada uno enfrenta desafíos específicos que deben ser abordados mediante un enfoque integral que combine la innovación tecnológica, el fortalecimiento normativo y el impulso a la inversión; con una perspectiva transversal centrada en la reducción de emisiones de carbono.

El gas natural renovable, aunque presenta un enorme potencial a mediano plazo para la mitigación de emisiones, enfrenta desafíos significativos en su producción y distribución. Las principales dificultades se centran en la captación eficiente del biogás, la purificación de contaminantes y la integración en la infraestructura energética existente. Actualmente, el biogás generado en rellenos sanitarios y plantas de tratamiento de aguas residuales no se utiliza de manera óptima, debido a la falta de tecnologías adecuadas para su purificación.

Para superar estas brechas, se recomienda adoptar tecnologías avanzadas de captura y purificación, como el uso de aminas para absorber contaminantes, y promover la integración del GNR en sistemas de generación eléctrica. Esto no solo optimizaría el uso del biogás, sino que también fortalecería la competitividad del GNR frente a combustibles convencionales, contribuyendo a la reducción de emisiones en el corto plazo. Adicionalmente, se sugiere estudiar la viabilidad de su transporte y distribución a través de redes de gas y la creación de regulaciones que promuevan la incorporación progresiva de GNR en la matriz energética nacional, garantizando su competitividad tanto a nivel local como internacional.

Por otro lado, el DME, aunque aún en una fase inicial de desarrollo en Chile, representa una opción estratégica a largo plazo, especialmente si se considera su producción a partir de hidrógeno verde. El

principal desafío con el DME radica en su escasa producción y en las adaptaciones necesarias en motores de combustión interna, tanto para su uso como mezcla con diésel como con GLP. A pesar de que su potencial es alto, sobre todo en sectores como el transporte y la generación de calor, su adopción masiva depende de avances en la tecnología de producción y de la implementación de normativas de seguridad que garanticen su uso adecuado. En este sentido, se recomienda realizar un seguimiento constante de los proyectos piloto, como el de Power-to-MeDME, que se encuentra en desarrollo en el país. Este tipo de iniciativas permite evaluar la viabilidad técnica y económica del DME, además de generar experiencia y conocimiento local. Además, es esencial el diseño de políticas públicas que promuevan la investigación y el desarrollo en torno al DME, asegurando que las innovaciones tecnológicas sean implementadas de forma segura y eficiente. En este contexto, se sugiere la creación de normativas de seguridad que regulen tanto las mezclas de DME con diésel y GLP, garantizando la adaptabilidad de los sistemas existentes y facilitando la adopción de este combustible en el futuro.

Con respecto al diésel renovable se presenta como uno de los combustibles más inmediatos y relevantes para alcanzar la carbono neutralidad en Chile. Su capacidad para reemplazar al diésel fósil, sin requerir modificaciones significativas en la infraestructura actual, lo convierte en una opción clave para mitigar las emisiones del sector transporte, que es uno de los mayores emisores de GEI del país. Sin embargo, la producción de diésel renovable enfrenta limitaciones en cuanto al abastecimiento de materias primas, especialmente el aceite de cocina usado, que no cuenta con un sistema de recolección y valorización eficiente en Chile. Para mejorar la situación, se recomienda establecer normativas claras sobre la calidad del diésel renovable, alineadas con los estándares internacionales, y desarrollar metas específicas para la recolección y valorización del aceite de cocina usado, lo que permitiría incrementar los volúmenes de producción de este combustible. Además, aprovechar la infraestructura existente en la industria de refinación de petróleo sería una estrategia clave para iniciar la producción de diésel renovable en el corto plazo, utilizando tecnologías como el hidrotratamiento, que ya se emplean en la purificación de derivados del petróleo. A nivel normativo, se recomienda el diseño de políticas públicas que fomenten la incorporación gradual del diésel renovable en la matriz energética, lo que permitiría diversificar la oferta energética del país.

Por otro lado, uno de los principales obstáculos para la adopción de estos combustibles, radica en la ausencia de una metodología estandarizada para la cuantificación de emisiones a lo largo de su ciclo de vida. Esta brecha genera incertidumbre sobre el verdadero potencial de mitigación de emisiones de estos combustibles y dificulta su comparación con los combustibles fósiles tradicionales. Sin un marco normativo claro, no es posible justificar de manera objetiva la transición hacia estos combustibles más limpios, lo que limita la creación de políticas públicas eficaces y la atracción de inversiones en proyectos sostenibles. Además, esta falta de estandarización complica la integración de los combustibles alternativos en mercados internacionales, donde los criterios de bajas emisiones son cada vez más exigentes. Para resolver esta problemática, se recomienda la implementación de una metodología estandarizada para la medición de emisiones, que permita evaluar rigurosamente el impacto ambiental de estos combustibles, basándose en todo su ciclo de vida. Metodología que debería ser liderada por instituciones clave como el Ministerio del Medio Ambiente o la Comisión Nacional de Energía, con el apoyo de experiencias internacionales y la consulta a actores nacionales del sector energético.

Informe final

Consultoría “Combustibles Carbono Neutral como alternativas a los combustibles fósiles en el mercado nacional de hidrocarburos: Estado del arte oportunidades y desafíos”

Finalmente, en función de las brechas identificadas y su potencial impacto en la carbono neutralidad, **se recomienda priorizar el uso del diésel renovable en el corto plazo, el GNR en el mediano plazo y el dimetil éter a largo plazo.**

1. Introducción

La transición energética hacia fuentes más limpias y sostenibles es un elemento clave para asegurar el suministro seguro y eficiente de energía en el futuro. Este proceso, que implica la sustitución de combustibles fósiles por alternativas más amigables con el medio ambiente, ha cobrado relevancia en muchos países.

En Chile, la transición energética es un pilar fundamental de la política pública. En 2015, el Ministerio de Energía elaboró la "Política Energética Nacional", la cual fue revisada y actualizada en 2022. Uno de los principales objetivos de esta política es que, para 2050, el 100% de la energía eléctrica generada en el país provenga de fuentes renovables o de cero emisiones, con una meta intermedia del 80% para 2030. Posteriormente, en 2022, se publicó la Ley Marco de Cambio Climático N°21.455, que busca alcanzar la neutralidad en emisiones antropogénicas de gases de efecto invernadero (GEI) para el año 2050.

En línea con estos objetivos, los pilares fundamentales de la transición hacia el carbono neutralidad en los últimos años han sido la incorporación de energía eléctrica producida a partir de sistemas eólicos y solares fotovoltaicos, el cierre de plantas termoeléctricas a carbón, y la promoción del desarrollo del hidrógeno verde (H₂V) como combustible, vector energético o sistema de almacenamiento.

Sin embargo, alcanzar la neutralidad de carbono para 2050 requiere diversificar aún más las alternativas energéticas disponibles. En este contexto, se considera necesario explorar otras opciones de combustibles alternativos, además del hidrógeno, que puedan reemplazar las actuales fuentes de energía fósil. Esto permitiría utilizar las tecnologías existentes, reducir los costos de implementación y acelerar la sustitución de los energéticos de origen fósil.

En ese sentido, este informe corresponde al informe final del servicio de consultoría "Combustibles Carbono Neutral como alternativas a los combustibles fósiles en el mercado nacional de hidrocarburos: Estado del arte oportunidades y desafíos" para la Comisión Nacional de Energía, el cual tiene como objetivo general determinar el estado actual los combustibles carbono neutrales y proponer estrategias, políticas y/o regulaciones que promuevan la transición hacia un sistema energético más limpio y sostenible, analizando el estado del arte y los avances tecnológicos en casos aplicados de combustibles carbono neutrales en mercados internacionales, para identificar las oportunidades y desafíos asociados con su adopción en el mercado nacional.

2. Alcance

2.1. Objetivos específicos

Objetivo específico 1: Bases conceptuales de la carbono neutralidad. Descripción general de los combustibles convencionales líquidos, sólidos y gaseosos y sus tecnologías de utilización, así como sus métricas en el impacto al medio ambiente; definiciones consensuadas de carbono neutralidad; levantamiento de regulación y avances en la certificación de CO₂, electricidad renovable y regulación nacional (vigente y sus brechas) en cuanto a emisiones de CO₂ y certificación y todos los aspectos adicionales necesarios para definir el estado del arte.

Objetivo específico 2: Estado del arte nacional e internacional de combustibles y/o energéticos alternativos. Descripción de combustibles/energéticos alternativos que permitan aportar al objetivo de carbono neutralidad bajo las actuales tecnologías en uso; levantamiento de proyectos internacionales y métrica sobre posibilidad de adopción y producción para el mercado local; estimación de costos de inversión y operación de estas tecnologías; determinación de posibles brechas para su comercialización y del impacto de su uso en el objetivo de carbono neutralidad en el país.

Objetivo específico 3: Recomendaciones y/o sugerencias de corto, mediano y largo plazo respecto de los objetivos específicos N°1 y N°2.

2.2. Actividades

Como parte del objetivo específico 1, se establecen las siguientes actividades

1. Levantamiento descriptivo y estadístico de los principales combustibles convencionales a nivel nacional e internacional, enfocándose en algunos países tales como Estados Unidos, Canadá, Unión Europea, Japón, China, Brasil, México y Colombia. Se debe incluir al menos los siguientes combustibles: gasolinas automotrices, petróleo diésel, kerosene doméstico y aviación, gas natural, gas licuado de petróleo, carbón térmico y leña.
2. Describir las tecnologías disponibles que utilizan combustibles convencionales, tales como los detallados en el punto anterior, para el ámbito energético y transporte. Para el presente estudio se considerará que el ámbito energético pertinente es, al menos, el sector de generación eléctrica, calor y calderas. Para transporte se considerará, al menos, los usos motrices en transporte terrestre, aéreo y marítimo.
3. Efectos medioambientales del uso de tecnologías y combustibles convencionales y sus métricas usadas para medir el impacto.
4. Criterios consensuados en lo relacionado a combustibles carbono neutral, de acuerdo con al menos 03 (tres) marcos internacionales distintos, los cuales deberán ser acordados con la CNE. Considerar conceptos tales como, combustibles carbono neutral, combustibles de bajo carbono o combustibles renovables, entre otros.
5. Principales regulaciones internacionales acerca de: carbono neutralidad, certificado de CO₂, certificados de electricidad renovable, impuestos a las emisiones, exigencia de cuotas de combustibles alternativos en el mercado, exigencia de porcentajes para mezclas de combustibles convencionales con los combustibles que se consideren para este estudio o

incentivos tributarios y económicos; entre otras regulaciones que el adjudicatario considere sean relevantes para el cumplimiento del objetivo principal de este estudio.

6. Regulación nacional acerca de carbono neutralidad, reducción de emisiones de carbono, compensaciones de emisiones (reforma tributaria), certificado de CO₂, impuesto a las emisiones y certificados de electricidad renovable. Brechas existentes de la regulación nacional.

Como parte del objetivo específico 2, se establecen las siguientes actividades:

1. Levantamiento y descripción de los principales combustibles alternativos existentes, que puedan ser usados en las tecnologías de energía y transporte convencionales actuales. Se debe profundizar en aquellas que no requieran excesiva adaptación.
2. Estado del arte de los proyectos nacionales e internacionales de producción y consumo de los combustibles alternativos descritos en el primer punto.
3. Estado del arte de los posibles efectos de cada uno de los combustibles alternativos descritos en el primer punto, en la carbono neutralidad en el horizonte de corto (al 2030) a mediano plazo (al 2035) y largo plazo (al 2050).
4. Métricas y criterios para la evaluación de la adopción y producción en el mercado local de los combustibles alternativos priorizados.
5. Descripción de la infraestructura, los equipos necesarios y materias primas principales para la producción de los combustibles alternativos priorizados. Estimación de los costos de inversión y operación de tales tecnologías.
6. Descripción de las adaptaciones necesarias para adoptar los combustibles alternativos priorizados en el consumo del mercado nacional. Estimación de los costos de inversión y operación de tales adaptaciones.
7. Levantamiento de las brechas existentes para la adopción de combustibles alternativos priorizados y determinar cuáles de estos tienen mayor probabilidad de ser adoptados en un horizonte de corto (al 2030) a mediano plazo (al 2035) y largo plazo (al 2050).
8. Estimación del efecto en la carbono neutralidad del país debido a la adopción de combustibles priorizados.

Como parte del objetivo específico 3, se establecen las siguientes actividades:

1. Recomendaciones en el ámbito de la regulación nacional y certificaciones en el corto, mediano y largo plazo.
2. Recomendaciones sobre las tecnologías con mejor prospección para el mercado nacional en el corto, mediano y largo plazo.
3. Recomendaciones acerca de los posibles impactos en la carbono neutralidad del país en el corto, mediano y largo plazo.

3. Marco conceptual y metodológico

3.1. Conceptos claves

En primer lugar, se establecieron algunos conceptos básicos que permitan establecer el alcance del estudio:

A. Gases de Efecto Invernadero (GEI)

Los gases de efecto invernadero o GEI son definidos como “componentes gaseosos de la atmósfera de origen natural o antropogénico que absorben y emiten radiación” según la ISO 14064-1 [1], es decir que, son gases que retienen calor en la atmósfera, alargando el tiempo que le toma a la energía escapar del planeta. El efecto invernadero que producen se debe a esta acción de retención de calor que permite la vida en la Tierra a niveles normales, caso contrario, genera un calentamiento de la superficie que impacta sobre los ecosistemas [2].

B. Mitigación de GEI

La mitigación se refiere a las acciones y estrategias destinadas a reducir o mejorar la remoción de gases de efecto invernadero (GEI) y otras actividades humanas que contribuyen al cambio climático. El objetivo principal de la mitigación es limitar el calentamiento global y sus efectos asociados mediante la reducción de sus causas subyacentes.

C. Reducción de GEI

Según la norma ISO y su adaptación en la norma técnica chilena NCh 3300:2014 Gases de Efecto Invernadero - Orientaciones para demostrar la neutralidad de emisiones, es la “disminución calculada entre un escenario de línea base y el proyecto”, es decir, es la variación calculada entre la situación actual de emisiones y la esperada con aplicación de medidas de reducción [3] [4]. En términos generales, la reducción se mide como el efecto que tiene la aplicación de un proyecto dentro de las emisiones reportadas por una empresa o sujeto.

D. Descarbonización

Proceso por el cual países, individuos o entidades de diversa naturaleza establecen como objetivo lograr cero emisiones de carbono¹ en sus procesos, usualmente mediante la reducción de emisiones asociadas al consumo eléctrico, procesos industriales y transporte [5]

E. Carbono neutral

El término se utiliza cuando se alcanzó la condición en la que las emisiones globales netas de GEI, asociadas a una organización, actividades o productos, son iguales a cero en un período de tiempo determinado. La ISO 14068-1 define el concepto de forma similar, siendo la principal diferencia que la condición se logra tras aplicar medidas de reducción y remoción en ese orden definido en un proyecto y, en el caso de no lograr llegar a cero, se compensa a través de la compra de créditos de carbono [6].

F. Combustible fósil o convencional

¹ Para este informe se utiliza el término “emisiones de carbono” para hacer referencia a emisiones de dióxido de carbono equivalente (CO₂ eq)

Corresponden a los combustibles no renovables, producidos particularmente del material extraído de depósitos geológicos de origen orgánico, como plantas y animales, enterrados y en descomposición, que al estar sometidos a condiciones especiales durante millones de años se convierten en petróleo crudo, carbón o gas natural [7].

G. Ciclo de vida

Etapas consecutivas e interrelacionadas de un sistema de productos, desde la adquisición de materias primas o la generación de recursos naturales hasta el final de su vida útil [8].

H. Evaluación del Ciclo de vida

Compilación y evaluación de los insumos, productos y los posibles impactos ambientales de un sistema de productos a lo largo de su ciclo de vida [8].

I. Huella de Carbono

Medida técnica del total de gases de efecto invernadero emitidos directa o indirectamente por una persona, organización, evento o producto, expresada en unidades de dióxido de carbono equivalente. Se calcula considerando tanto las emisiones directas, como las derivadas del consumo de combustibles fósiles, como las emisiones indirectas provenientes de la cadena de suministro, la producción de bienes o servicios, y el uso de recursos naturales.

J. Carbono neutralidad

Es el estado o condición cuando una organización, país o actividad logra el equilibrio entre las emisiones y absorciones de gases efecto invernadero, en un periodo específico, considerando que las emisiones son iguales o menores a las absorciones [7]. Según la Ley Marco de Cambio Climático (LMCC), Chile tiene como meta alcanzar la neutralidad de sus emisiones al 2050 [9].

K. Bajo en carbono

Es un término empleado para referirse a tecnologías, procesos y actividades que resultan en menores emisiones de carbono en comparación con alternativas convencionales. Usualmente, se determina en base a una evaluación del ciclo de vida.

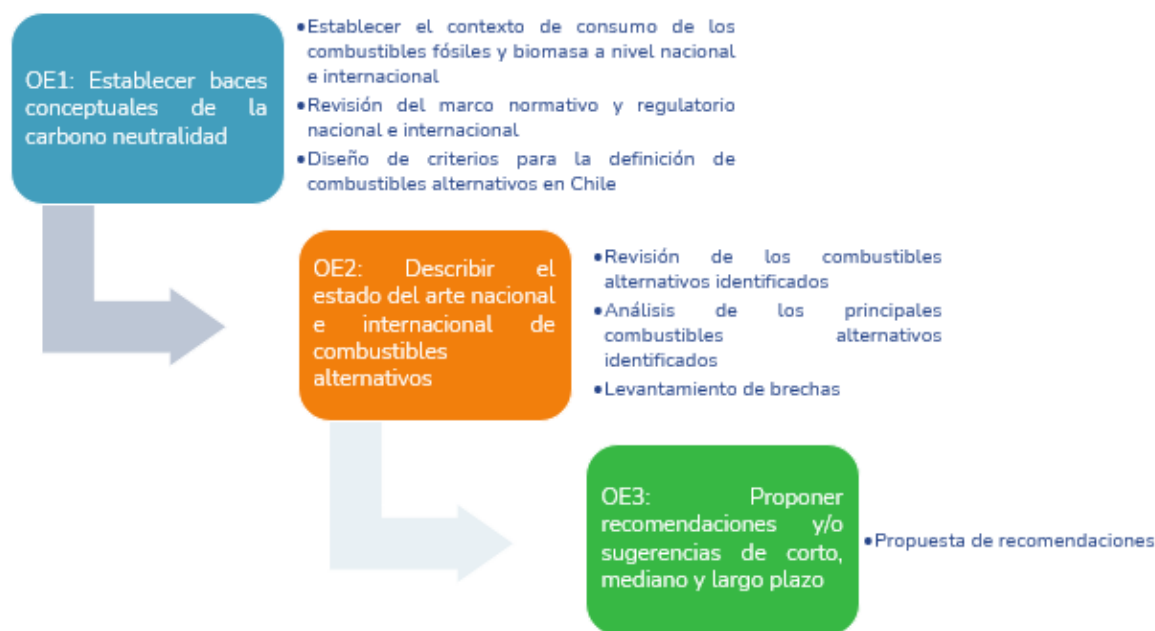
L. Proceso Fischer-Tropsch

Este proceso, también llamado licuefacción indirecta del carbón, comienza con la producción de gas de síntesis, una mezcla de H_2 y CO_2 , que puede obtenerse mediante diversos métodos. Entre estos se incluyen la gasificación de carbón u otras materias primas orgánicas utilizando oxidación parcial con oxígeno y vapor de agua como moderador a altas temperaturas; la generación de hidrógeno a través de electrólisis del agua, combinada con fuentes de carbono capturado o biomasa residual; y el reformado de metano, que emplea vapor de agua y gas natural como insumos principales. En una segunda etapa, este gas de síntesis se transforma en cadenas más largas de hidrocarburos en presencia de un catalizador, típicamente a base de hierro o cobalto, mediante reacciones químicas controladas. Para procesos bajos en emisiones, se utiliza como fuente de carbono la biomasa residual, residuos de carácter orgánico o carbono capturado del medio ambiente [10]. Este método es ampliamente utilizado para la producción de combustibles sintéticos.

3.2. Metodología

Para la formulación del presente informe, se desarrolló la presente metodología organizada para el cumplimiento de cada objetivo específico (Revisar Figura 1).

Figura 1. Metodología para la elaboración del informe Final



Fuente: Elaboración propia.

Objetivo específico 1:

Establecimiento del contexto de consumo de los combustibles fósiles y biomasa a nivel nacional e internacional

A modo de introducción, el desarrollo de este informe inició con un levantamiento descriptivo y estadístico de los principales combustibles convencionales consumidos a nivel nacional e internacional. Se revisaron países tales como Estados Unidos, Canadá, Unión Europea, Japón, China, Brasil, México y Colombia enfocándose en sus características, sus principales aplicaciones (sector energéticos o transporte), y su impacto en el medio ambiente. Se utilizaron fuentes bibliográficas internacionales tales como la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés) que cuenta con bases estadísticas y proyecciones de la extracción y consumo de los principales combustibles.

Se prestó especial énfasis a cuáles eran las principales tecnologías dependientes de los combustibles fósiles en el país, lo que permitirá identificar oportunidades el marco normativo nacional o en políticas relacionado a la introducción y/o promoción de nuevos combustibles bajo en emisiones. Como producto se estableció el escenario actual de consumo de combustibles fósiles en el país y qué sectores / tecnologías eran dependientes. Para esta revisión, se consultaron algunos documentos tales como el Balance Nacional de Energía, la base de datos de la CNE^[1], los repositorios del IEA, entre otras.

Revisión del marco normativo y regulatorio nacional e internacional

Considerando la meta de carbono neutralidad al 2050, el país debería implementar medidas que permitan reducir la dependencia a los combustibles que generan altas emisiones de GEI.

En este contexto, se realizó una revisión del marco normativo nacional para la introducción y fomento de los combustibles alternativos. Esto incluyó el sistema de compensación de emisiones, los impuestos verdes, así como leyes y normas del sector energético, transporte y medio ambiente.

Además, se realizó una revisión de los marcos normativos internacionales de países que se encuentran a la vanguardia respecto a los combustibles alternativos y se consideró abarcar distintas regiones a nivel mundial para abarcar distintos tipos de enfoques. Se seleccionaron Estados Unidos (EE. UU.), Unión Europea (UE), Canadá, California y Alemania pues son los países que han mostrado mayores avances en esta temática. Se describió las regulaciones y documentos estratégicos acerca de las medidas para la reducción de emisiones de carbono, compensaciones de emisiones (reforma tributaria), certificado de emisiones de carbono, impuesto a las emisiones y certificados de electricidad renovable.

También se abarcó otros conceptos tales los certificados de emisiones de carbono, certificados de electricidad renovable, impuestos a las emisiones, exigencia de cuotas de combustibles alternativos en el mercado, exigencia de porcentajes para mezclas de combustibles convencionales con los combustibles que se consideren para este estudio o incentivos tributarios y económicos; entre otras regulaciones que pudieran fomentar la adopción de alternativas a los combustibles convencionales

Diseño de criterios para la definición de combustibles alternativos en Chile

Finalmente, en base a los marcos internacionales revisados, se realizó una propuesta de criterios que permitan caracterizar a los combustibles alternativos, la cual fue compartida con representantes del Ministerio de Energía, Ministerio de Medio Ambiente (MMA) y la Comisión Nacional de Energía (CNE) para fortalecerla.

Objetivo específico 2:

Revisión de los combustibles alternativos identificados

En base a la revisión de los marcos internacionales de EE. UU., UE, Canadá, California y Alemania, se identificaron los principales combustibles alternativos a nivel internacional, los cuales fueron descritos en base a las materias primas requeridas y su proceso de elaboración, el sector de aplicación y el estado del arte de los proyectos nacionales e internacionales de producción y consumo.

Asimismo, se realizó una revisión bibliográfica de estudios disponibles que recojan los posibles efectos en el carbono neutralidad en el horizonte de corto (al 2030) a mediano plazo (al 2035) y largo plazo (al 2050) de los combustibles alternativos identificados. Para algunos combustibles, no se identificaron estudios que analicen su impacto en específico por lo que se agruparon en “familias”.

Análisis de los principales combustibles alternativos identificados

En base a la información revisada, opinión del equipo consultor y en coordinación con la contraparte, se realizó una selección de los principales combustibles alternativos para analizarlos en detalle. Este

análisis se realizó en base a criterios que permitan determinar el grado de adopción y producción en el mercado local de los combustibles alternativos priorizados.

Estos criterios son el aporte a la carbono neutralidad, factibilidad de uso, disponibilidad de materia prima, madurez tecnológica, existencia de normativa y las estimaciones del crecimiento en la producción de combustible alternativo a nivel mundial al 2050. En base a los criterios planteados, se realizó un análisis de cuáles son las brechas para la adopción y producción de estos combustibles en el país. Estas brechas se clasificaron en:

- **Brechas tecnológicas:** se determinaron a partir de las revisiones necesarias para la adaptación en producción y consumo. Se revisó la situación actual del país y aspectos como materia prima, infraestructuras de producción y distribución existentes; también se analizó la compatibilidad de los combustibles alternativos en las tecnologías que usan los combustibles convencionales. Las brechas se obtuvieron a partir de los aspectos más complicados de adaptar. Por ejemplo, si la dificultad radica en que hay materia prima pero no se aprovecha, entonces la brecha se encuentra en la razón de esto; en el caso del GNR, sería que no existen PTAS (Plantas de tratamiento de aguas servidas) o rellenos sanitarios con tecnologías que capturen el biogás producido.
- **Brechas normativas:** Las recomendaciones normativas se basaron en la identificación de brechas y aspectos críticos que deben ser subsanados o complementados para habilitar el desarrollo de los combustibles priorizados en el país. Estas recomendaciones fueron diseñadas considerando criterios fundamentales, como la calidad del producto, estándares de seguridad, la viabilidad de su incorporación progresiva en el mercado, y la competitividad económica.
- **Brechas para la carbono neutralidad:** Para formular recomendaciones hacia la carbono neutralidad, se realizó un análisis para identificar el combustible con mayor potencial de impacto en la reducción de emisiones de entre los combustibles priorizados. Este análisis incluyó la evaluación de aspectos como la demanda proyectada en distintos para distintos años, su capacidad para mitigar y prevenir nuevas emisiones, etc. Con base en los resultados, se determinó el combustible más adecuado para cada horizonte temporal según las cualidades evaluadas.

Objetivo específico 3:

Propuesta de recomendaciones

Finalmente, se realizaron una serie de recomendaciones en el ámbito de regulación y certificaciones de las cualidades verdes de los combustibles alternativos, las tecnologías con mejor prospección para su incorporación en el mercado y sobre sus impactos en la carbono neutralidad. Las recomendaciones se realizaron en función a las brechas identificadas durante el análisis anterior.

4. Antecedentes

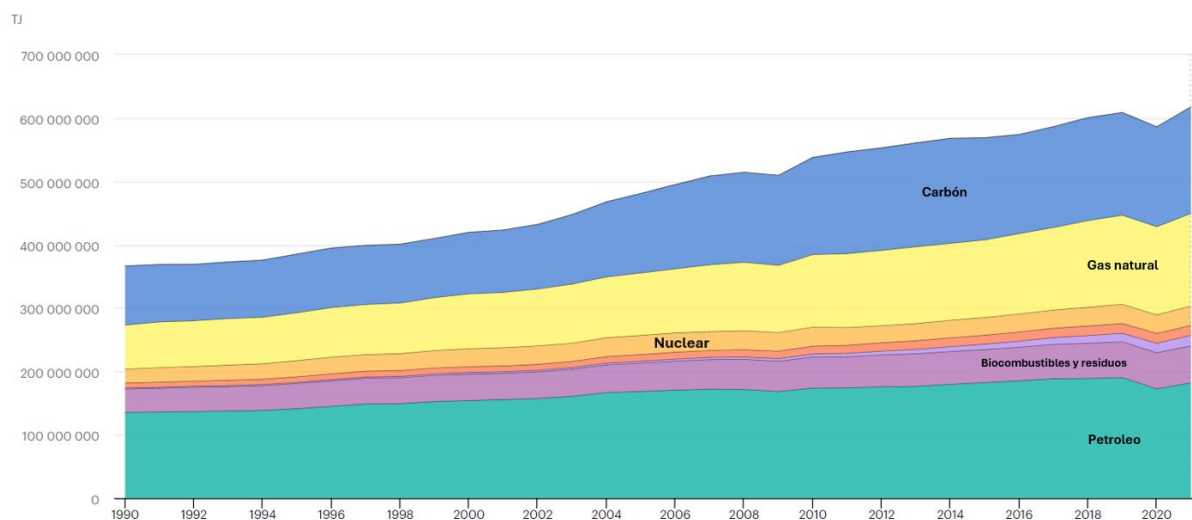
4.1. Combustibles tradicionales: Principales tipos y características

Los combustibles tradicionales se refieren a aquellos que han sido utilizados históricamente como fuentes de energía primaria. Este término abarca principalmente a los **combustibles fósiles** (como el petróleo, el gas natural y el carbón), que se originan a partir de la descomposición de materia orgánica a lo largo de millones de años. Estos combustibles son comúnmente utilizados en diversas industrias y en la generación de energía, pero están asociados con altos niveles de emisiones de gases de efecto invernadero y otros contaminantes.

El aprovechamiento de los combustibles energéticamente se conoce como combustión, la cual se define como la oxidación intencional de materiales dentro de un equipo diseñado para suministrar calor o trabajo mecánico a un proceso, o para usar fuera del equipo. Durante el proceso de combustión, el carbono y el hidrógeno presentes en los combustibles fósiles se transforman en emisiones de carbono y agua, liberando así la energía química del combustible en forma de calor. Este calor se emplea directamente (con algunas pérdidas por conversión) para generar energía mecánica, que generalmente se utiliza para la producción de energía como electricidad, calor y/o en sistemas de transporte [11].

En el mundo, el petróleo² aún se mantiene como la principal fuente de energía primaria (30%), seguida por carbón (28%), las fuentes renovables (19%) y el gas natural (23%). En el 2020, se experimentó una disminución en el uso de todos los combustibles debido a la pandemia, excepto el carbón que experimentó un crecimiento momentáneo para, posteriormente, retornar a su tendencia decreciente. La Figura 1 presenta las principales fuentes de energía por combustible en los últimos años a nivel mundial y, en el Anexo 1, para algunos países de interés.

Figura 1. Fuentes de energía a nivel mundial por tipo de combustible de 1990 - 2021



Fuente: Energy Statistics Data Browser [12]. Nota: En las siguientes subsecciones, se explorará las tendencias en la producción de estos combustibles

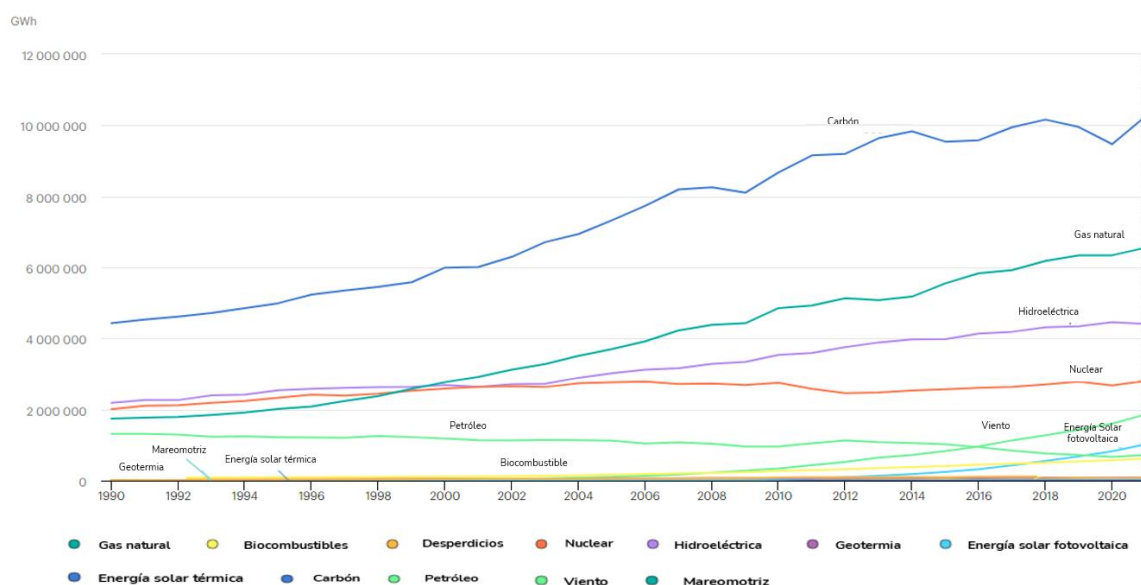
² El petróleo hace referencia al crudo y sus derivados del proceso de refinación.

Informe final

Consultoría “Combustibles Carbono Neutral como alternativas a los combustibles fósiles en el mercado nacional de hidrocarburos: Estado del arte oportunidades y desafíos”

Respecto a la generación de la electricidad, la generación en base al carbón siguió siendo la dominante alcanzando el 37% de la producción global en 2022, 12 puntos porcentuales por delante de las energías renovables (principalmente, fuentes hidroeléctricas, eólicas y solar fotovoltaica). Su participación comenzó a disminuir en 2015, cuando las energías renovables comenzaron a crecer con fuerza. La participación de las energías renovables en la producción de electricidad superó a la del gas natural en 2013 y la brecha ha seguido creciendo. En 2022, el resto de las fuentes para la generación de electricidad fueron gas natural, nuclear, petróleo y biocombustibles (23%, 10%, 3% y 2%, respectivamente) (Revisar Figura 2) [13].

Figura 2. Generación de electricidad por fuente a nivel mundial



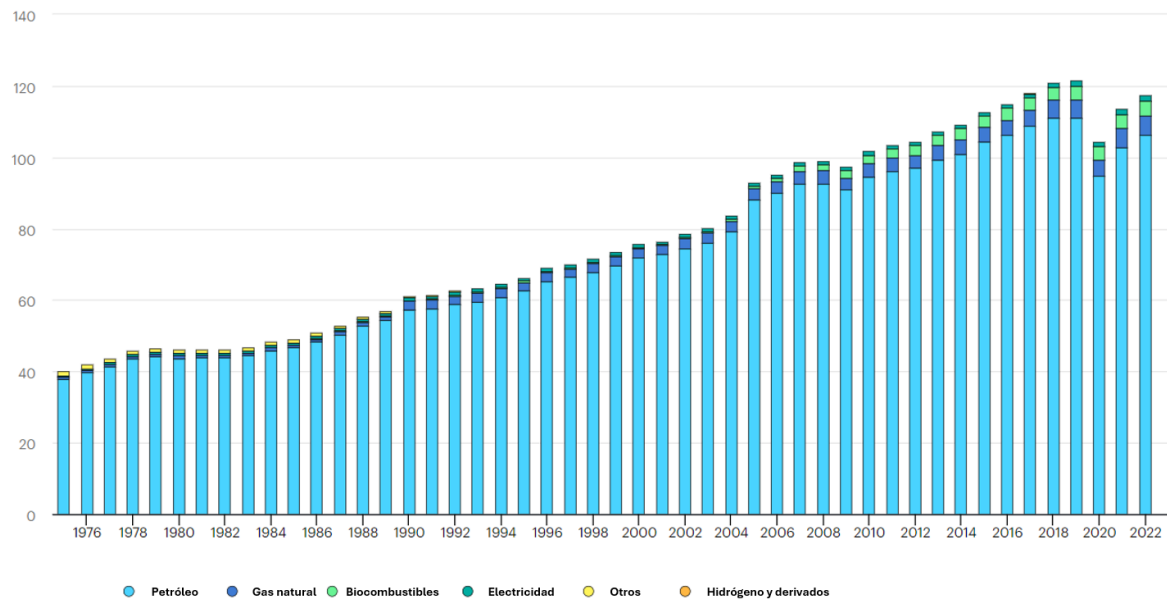
Fuente: World Energy Balance: Overview [13]

En el caso de la generación de calor, la mayor parte proviene de combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas natural); sin embargo, su participación ha estado disminuyendo (del 91% en 2010 al 75% en 2021) [14]. Por otro lado, uno de los principales subsectores del sector energético es el transporte que abarca la quema de combustibles en todas las actividades del transporte (aéreo, terrestre, ferroviario, marítimo, etc.). Algunos de los principales combustibles aplicados al sector transporte son la gasolina automotriz, gas natural, diésel, entre otros (Revisar Figura 3) [15].

Informe final

Consultoría "Combustibles Carbono Neutral como alternativas a los combustibles fósiles en el mercado nacional de hidrocarburos: Estado del arte oportunidades y desafíos"

Figura 3. Consumo de energía para el sector transporte a nivel mundial por tipo de combustible de 1975 - 2022



Fuente: Energy Statistics Data Browser [16]. Nota: Otros se refiere, en su mayoría, a carbón utilizado en transporte ferroviario.

A continuación, se describe los principales combustibles utilizados en el sector energético, transporte, industrial, entre otros (Revisar Tabla 1).

Tabla 1. Combustibles fósiles y biomasa

Combustibles	Tipos	Sector	Emisiones GEI
Petróleo	Petróleo combustible N°5 y N°6	Industrial, minero, transporte, sector de transformación de energía, sector energético y sector comercial.	CO ₂
Gasolina	Gasolina para motores de ignición por chispa Gasolina de aviación	Transporte (terrestre, marítimo y aéreo)	CO ₂
Petróleo diésel	Petróleo Diesel Grado A-1, B-1 y B-2 Combustible de uso marino	Transporte (terrestre y marino)	CO ₂ , CH ₄
Kerosene	Kerosene doméstico Kerosene aviación	Residencial, minero, industrial (refinación y extracción de petróleo y gas natural), transporte (terrestre y aéreo)	CO ₂
Gas licuado	-	Residencial, industrial (refinería y extracción de petróleo), sector energético y transporte (terrestre)	CO ₂
Gas natural	-	Residencial, industrial, minero, energético y no energético.	CO ₂
Carbón	Lignito	Energético, industrial (siderúrgica)	CO ₂
Leña	-	Residencial	CO ₂

Fuente: Elaboración propia

4.1.1. Petróleo

El petróleo es un aceite mineral de color oscuro compuesto por una mezcla compleja de hidrocarburos, tanto simples como complejos. Se extrae de yacimientos petrolíferos en su forma de petróleo crudo, a menudo acompañado de otros combustibles, como los líquidos (o condensados) de gas natural y aceites primarios (revisar Figura 4). En su forma de crudo, este tiene aplicaciones limitadas, por lo que es necesario someterlo a un proceso de refinamiento para transformarlo en combustibles industriales o utilizarlo como materia prima en la industria petroquímica, especialmente para la producción de plásticos [17]. El petróleo hace referencia al crudo y sus derivados del proceso de refinación lo cuales, entre otros son gasolinas, petróleo diésel, kerosene, gas licuado de petróleo y petróleos combustibles, etc.

La tendencia global en el consumo de petróleo ha mantenido un crecimiento constante, debido a su preferencia como combustible en los sectores de transporte, industria y energía donde países como Estados Unidos (20,4%), China (15,7%) e India (4,8%) registran los niveles más altos de consumo [17]. Sin embargo, en 2020, eventos excepcionales como la pandemia del COVID-19 provocaron una caída en la demanda mundial de petróleo en un 20% [18]. Este evento también afectó el consumo de derivados del petróleo en Chile, el cual se sostiene principalmente con las importaciones de crudo proveniente de Brasil, Argentina, Ecuador, Canadá, Reino Unido e Irán³, por su parte la producción nacional es menor al 5% (Revisar Figura 5) [19].

A nivel internacional los derivados del petróleo⁴ se emplean en el sector transporte para vehículos terrestres, aéreos y marinos, en el sector industrial para generación térmica y electricidad, y en el sector de la construcción para la pavimentación de vías y carreteras [20]. Debido a su impacto ambiental, es crucial destacar los petróleos combustibles, que se genera como residuo durante el proceso de refinamiento del petróleo. Al 2022, en Chile los petróleos combustibles N°5 y N°6 están presentes en el sector industria y minería (69,72%), sector transporte (21,83%), sector centros de transformación⁵ (7,29%), sector energético (0,84%) y sector comercial (0,32%) [21]. Dentro del sector industrial y minería se utiliza principalmente como combustible en las calderas de la industria del papel y la celulosa (51%), como combustible de los barcos en la industria de la pesca (12%), en la minería de cobre (14%) y el resto en otras industrias. Por último, en el sector transporte en su mayoría se utiliza como combustible para el transporte marino⁶ (99%) [21].

³ Los países mencionados son aquellos a los que Chile compra crudo de petróleo, de acuerdo con los registros de importación hasta el año 2022.

⁴ La explicación en detalle de las aplicaciones de los derivados del petróleo se realiza en las siguientes subsecciones.

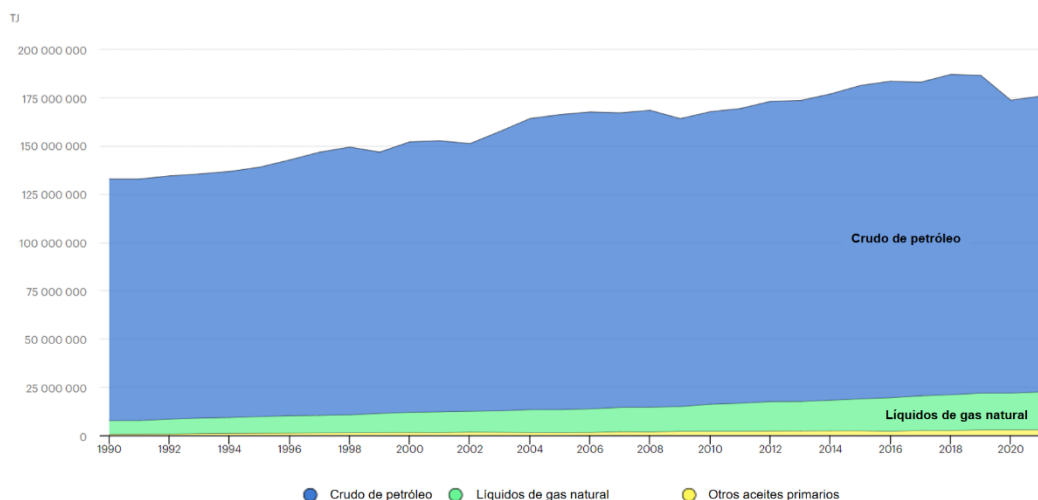
⁵ Instalaciones donde se procesa energía (primaria como secundaria) para obtener productos energéticos secundarios.

⁶ El nombre del combustible es el IFO 380, mezcla de petróleo de combustible con diésel.

Informe final

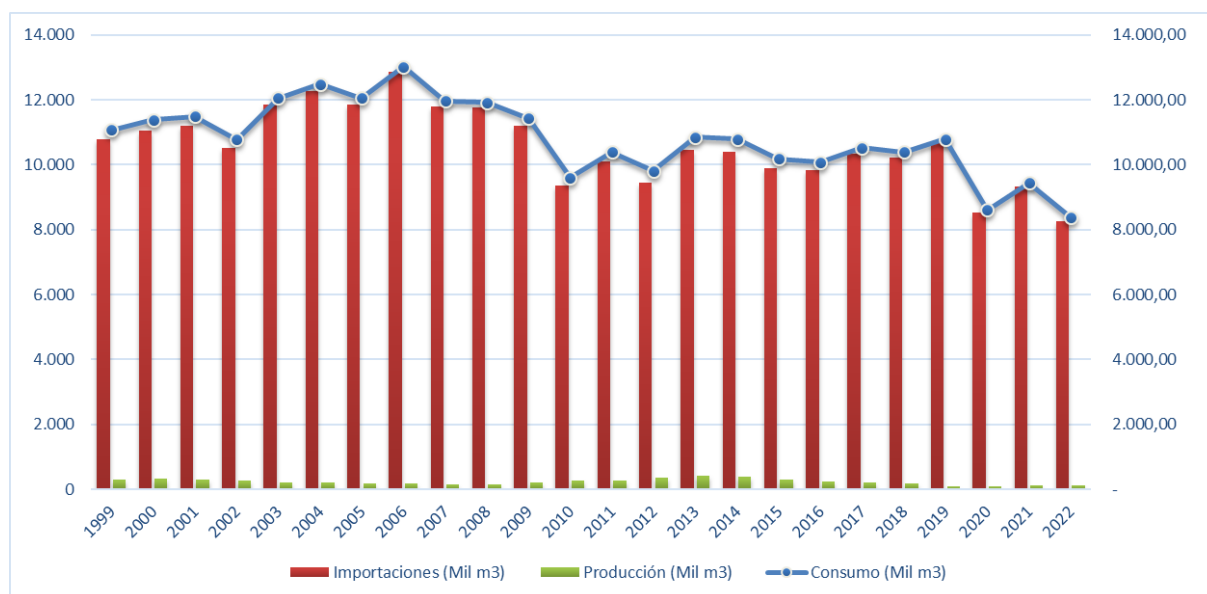
Consultoría "Combustibles Carbono Neutral como alternativas a los combustibles fósiles en el mercado nacional de hidrocarburos: Estado del arte oportunidades y desafíos"

Figura 4. Producción mundial de crudo de petróleo y otros combustibles que se liberan en su extracción, 1990 - 2021



Fuente: International Energy Agency [22] Nota: Los líquidos de gas natural y aceites primarios son combustibles que se liberan durante la extracción del petróleo.

Figura 5. Producción, consumo e importaciones de petróleo crudo en Chile (Miles m³), 1999-2024



Fuente: Comisión Nacional de Energía actualizado con el BNE hasta el 2022 [23, 24]

En cuanto al impacto del petróleo, es fundamental considerar su ciclo de vida completo, desde la exploración y explotación del recurso hasta su procesamiento y utilización final, para entender la necesidad de buscar alternativas a este.

En la fase inicial, los impactos ambientales varían dependiendo de si el ecosistema afectado es marino o terrestre. Por ejemplo, en ambientes marinos, la exploración del subsuelo y la posterior explotación pueden ocasionar daños significativos a la biodiversidad, afectando tanto a pequeños organismos como peces, así como a mamíferos marinos de mayor tamaño. En ecosistemas terrestres, conlleva una pérdida considerable de diversidad biológica local. Además, técnicas como el *fracking* pueden provocar perturbaciones en la superficie terrestre y la alteración de acuíferos debido al uso de grandes

volúmenes de agua mezclada con productos químicos, especialmente si no se gestionan adecuadamente los residuos generados [25].

El transporte de estos combustibles no está exento de impactos ambientales; ya que las emisiones generadas por los grandes buques petroleros, que actualmente funcionan mayoritariamente con combustibles fósiles, representan una fuente considerable de emisiones de carbono. En respuesta a esto, la Organización Marítima Internacional (IMO) implementó en 2020 la normativa IMO 2020, que reduce el contenido máximo de azufre en los combustibles marinos del 3,5% al 0,5% [26]. Además, la IMO ha establecido objetivos a largo plazo para alcanzar la carbono neutralidad en el transporte marino hacia 2050, lo que implica una transición hacia combustibles limpios y tecnologías bajas en carbono.

Con respecto al proceso de refinación de los derivados del petróleo mencionados previamente, este genera emisiones de carbono que tienen un impacto global. Además, la refinación suele ser un proceso intensivo en consumo de energía eléctrica, lo que incrementa las emisiones de gases invernadero dependiendo de la fuente de generación eléctrica utilizada. Este proceso también produce residuos sólidos y líquidos, que, en ausencia de una gestión adecuada, pueden contaminar suelos y cuerpos de agua, exacerbando los problemas ambientales asociados [25].

Aunque los impactos al momento del uso varían según la industria y el producto derivado de petróleo en cuestión, un aumento en las emisiones es una consecuencia común en todos estos procesos. En Chile, la mayor parte de las emisiones provocadas por el consumo de combustibles derivados del petróleo proviene del sector transporte, seguido por el sector industrial y residencial [27].

Dentro de las industrias se considera, por ejemplo, el uso de calderas en distintos procesos, donde la magnitud de las emisiones de carbono depende del tamaño de las instalaciones, el tipo de encendido y el mantenimiento de los equipos [28]. Además, la fabricación de asfalto, también incluida en este sector, cuenta igualmente con una huella de carbono considerable tanto a nivel mundial como a nivel nacional debido a la alta demanda de energía requerida para su producción y aplicación, especialmente durante el calentamiento y mezcla del asfalto con agregados [29, 30].

4.1.2. Gasolina

La gasolina es uno de los derivados del petróleo con mayor volumen de producción a nivel mundial en la industria de la refinación del petróleo [22]. Está compuesta por una mezcla de hidrocarburos, aditivos y agentes mezcladores. Su calidad se mide con el nivel de octanaje, valor que indica la resistencia del combustible a la detonación bajo presión [31].

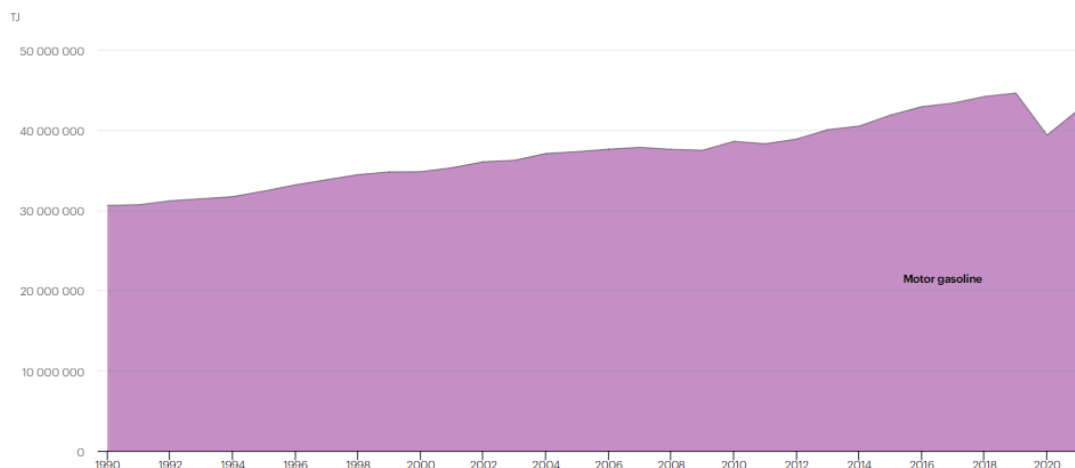
A nivel global, Estados Unidos, China y Brasil se destacan como los principales consumidores de gasolina [32]. En el caso específico de Chile, el país se ubicó en el puesto 33 en el ranking global de consumo de gasolina en 2022, con un consumo diario de 15.801,88 m³ [32]. La tendencia del consumo mundial de gasolina se ha mantenido en un aumento constante (Revisar Figura 6) a excepción del año 2020 donde se experimentó una caída significativa debido a la pandemia del COVID-19. Este evento también tuvo consecuencias en el contexto chileno. Producto de la inmovilización social, se redujo el consumo de la gasolina en un 20% durante el año 2020 (Revisar Figura 7).

Informe final

Consultoría “Combustibles Carbono Neutral como alternativas a los combustibles fósiles en el mercado nacional de hidrocarburos: Estado del arte oportunidades y desafíos”

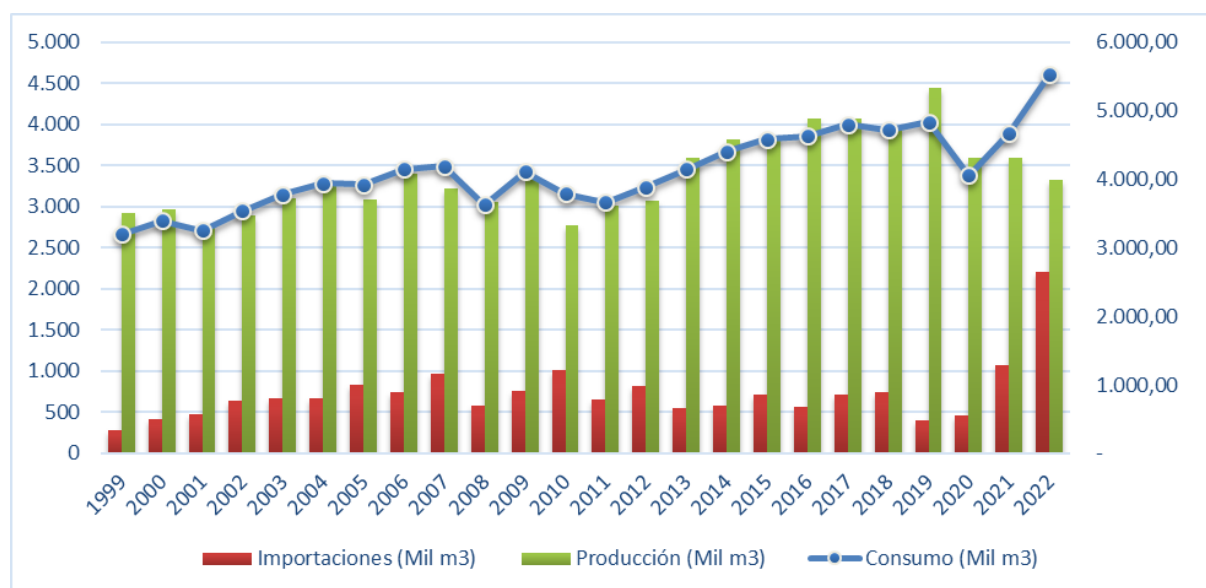
A nivel nacional, al 2022 el consumo de la gasolina en Chile se clasifica en gasolina de motor (99,85%) y gasolina de aviación (0,15%) [21]. Para ese mismo año, la gasolina de motor⁷ en Chile se reporta en el sector transporte (95%) y en el sector refinería y extracción del petróleo (5%). Por otro lado, en la gasolina de aviación se emplea una versión conocida como AVGAS 100 LL⁸, destinada a motores de pistón antiguos presentes en aeronaves deportivas y pequeños aviones privados [33].

Figura 6. Consumo mundial de gasolina, 1990-2021



Fuente: International Energy Agency [22]

Figura 7. Producción, consumo e importaciones de gasolina en Chile (Mm³), 1999-2022



Fuente: Comisión Nacional de Energía actualizado con el BNE hasta el 2022 [23, 24]

En cuanto a los impactos de la gasolina, estos son similares a los señalados en la sección del petróleo dada su condición de derivado de este y al poseer etapas compartidas como la extracción y refinación del crudo, las mismas que fueron abordadas con más detalle en la subsección anterior. Sin embargo, es durante su fase de uso en la que se generan los mayores impactos ambientales, principalmente

⁷ Los tipos de gasolinas de motor que se comercializan son de 93, 95 y 97 octano.

⁸ Es la única gasolina que todavía usa tetraetil de plomo (TEP) en su composición.

debido a las emisiones de carbono generado durante combustión en los motores de vehículos, cantidad que varía dependiendo de la calidad y tipo del equipo empleado para la combustión.

La combustión libera diversos GEI, entre ellos las emisiones de carbono; teniendo que, en promedio, por cada litro de gasolina consumido, se emiten aproximadamente 2,3 kg de CO₂ a la atmósfera [34]. Esto contribuye significativamente a las emisiones del sector transporte, el cual desde 2010 al 2020 utiliza gasolina de motor en un 35% de los casos y es responsable de aproximadamente el 32,76% de las emisiones nacionales de GEI en el sector energía al 2020 [35].

A pesar del incremento en la dependencia de la gasolina en el sector transporte y el crecimiento del parque vehicular, los impactos ambientales asociados al uso de este combustible han disminuido desde que se adoptó como objetivo la reducción del contenido de plomo en las gasolinas comerciales. En Chile, el uso de plomo en la gasolina fue completamente eliminado antes del 2000. Además, el Decreto Supremo N°60 estableció una reducción significativa en el contenido de azufre.

4.1.3. Petróleo diésel

El petróleo diésel también conocido como diésel, gasoil o gasóleo es un combustible líquido derivado de la destilación fraccionaria del petróleo crudo. Se emplea en motores de encendido por compresión, también conocidos como motores diésel. Debido a su elevado poder energético, que oscila entre los 37,7-39,1 MJ/L, es capaz de suministrar la energía necesaria para operar vehículos y equipos pesados [36]. Esto lo convierte en una opción clave para los sectores de transporte, industrias y energía.

A nivel global, la demanda de diésel ha mostrado una tendencia creciente (revisar Figura 8). Entre los factores que explican esta preferencia frente a otros combustibles destacan su mayor densidad energética, costos relativamente competitivos y crecimiento demográfico en diversas regiones.

A nivel local, Chile al 2022 concentra el mayor consumo de diésel en el sector transporte⁹ (53,48%), seguido de los sectores industrial y minería (33,25%), sector centro de transformación (9%) y el resto en los sectores residencial y energético [21]. Esta creciente demanda ha impulsado la importación de diésel, superando la producción nacional desde 2007 (revisar

Figura 9) [23].

En cuanto a sus aplicaciones, en Chile el diésel es utilizado como combustible de respaldo en la generación de energía, garantizando el suministro continuo en caso de interrupciones del gas o emergencias. En el transporte terrestre, es ampliamente utilizado para vehículos de carga, asegurando su eficiencia y operatividad. En el transporte marítimo, se utiliza en motores de gran tamaño, como los presentes en buques de carga, cruceros y barcos militares. Los combustibles marinos¹⁰ se distinguen entre combustibles marinos destilados y residuales. Los combustibles residuales, como el IFO 180-380, combinan diésel destilado y petróleos combustible (N°5 o N°6), siendo ideales para motores grandes debido a su alta densidad energética y menor costo. Por otro lado, el diésel marino (MGO o DMA), un combustible destilado con bajo contenido de azufre, proporciona una combustión más limpia, adecuada para cumplir con las normativas ambientales más estrictas. En cuanto a los tipos de diésel y

⁹ En el sector transporte, el diésel se utiliza en el transporte terrestre (95,92%), marino (3,13%), ferroviario (0,94%) y aéreo (0,01%).

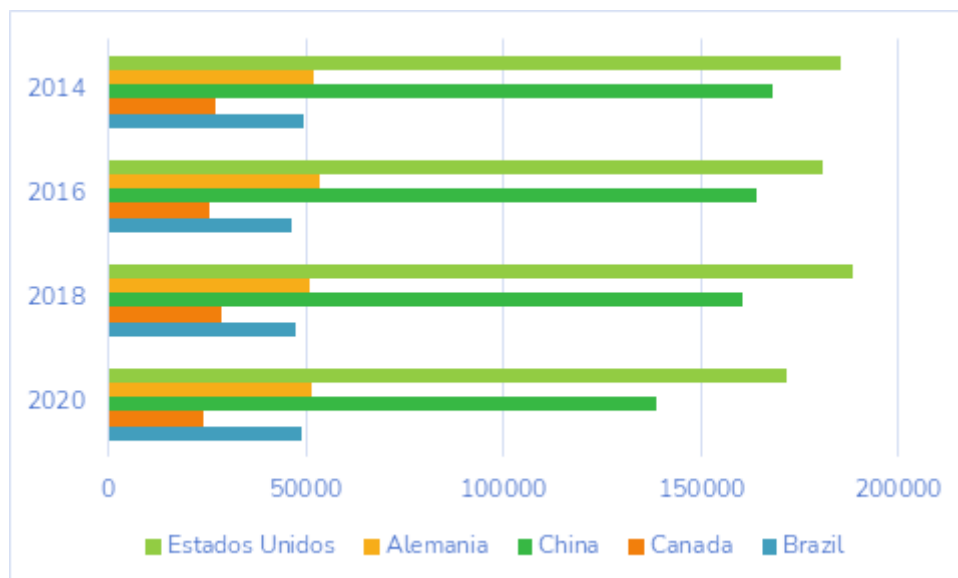
¹⁰ En inglés, también son conocidos como *búnkers*.

Informe final

Consultoría “Combustibles Carbono Neutral como alternativas a los combustibles fósiles en el mercado nacional de hidrocarburos: Estado del arte oportunidades y desafíos”

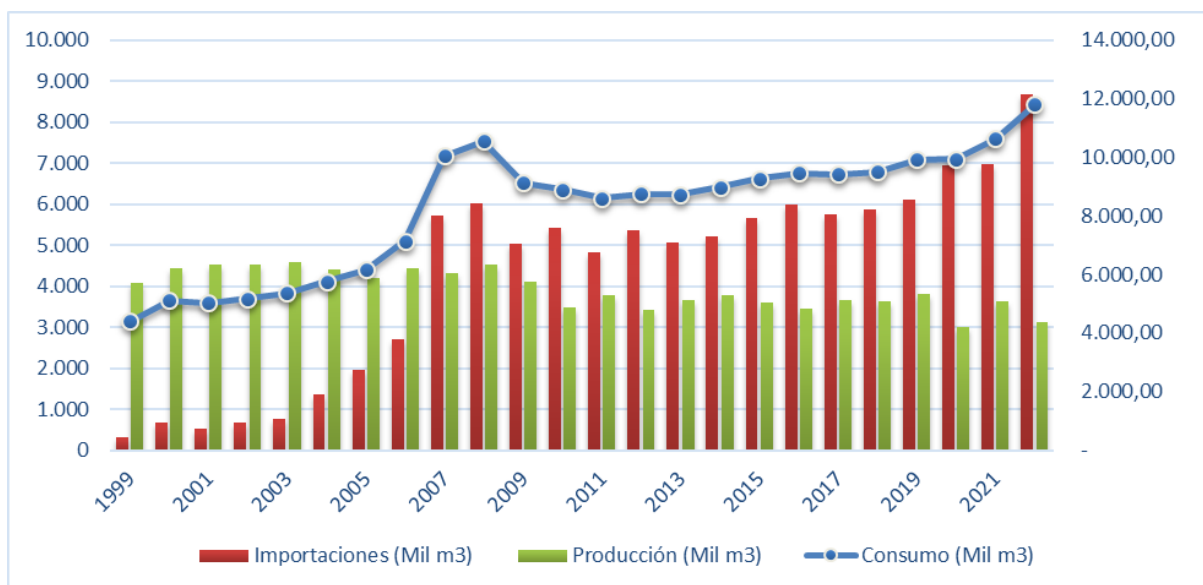
sus propiedades¹¹, la normativa chilena establece la regulación de los tipos A-1, B-1 y B-2 mediante el Decreto Supremo N°60 y el Decreto Exento N°456.

Figura 8. Tendencia de la demanda de diésel en países de interés (miles de toneladas métricas), 2014 - 2020



Fuente: International Energy Agency [37] Nota: Densidad del diésel 850 kg/m³

Figura 9. Producción, consumo e importaciones de diésel en Chile (Mil m³), 1999-2020



Fuente: Comisión Nacional de Energía actualizado con el BNE hasta el 2022 [23, 24]

¹¹ La composición del diésel varía según entornos fríos y condiciones de altitud elevada. En climas fríos, donde la temperatura ambiente es inferior al punto de congelación del diésel (-10°C), es necesario añadir aditivos a la formulación para evitar que se vuelva más denso. Mientras en condiciones de altitud elevada, la temperatura y la presión atmosférica es menor. En estas condiciones el diésel de alta montaña se caracteriza por tener un punto de congelación aún más bajo y un número mayor del índice de cetano para facilitar la combustión.

Los impactos ambientales del diésel, al igual que los de la gasolina, guardan una estrecha relación con los derivados del petróleo, ya que ambos son productos derivados de su refinamiento. Esto implica que los efectos negativos asociados a su ciclo de vida, desde la exploración y extracción del crudo hasta su transporte, también presentan similitudes. No obstante, la diferencia más significativa en cuanto a su impacto se manifiesta durante su fase de uso. Mientras que la gasolina se destina mayoritariamente a vehículos ligeros, el diésel responde a las demandas energéticas de vehículos de mayor tamaño y potencia; por lo tanto, sus emisiones de carbono son mayores, debido a la magnitud de maquinaria que debe movilizar [38].

Los efectos que puede conllevar el uso de diésel también pueden variar según el entorno en el que se emplee, ya sea en aplicaciones terrestres o acuáticas; para lo cual Chile ha realizado esfuerzos para mejorar la calidad de este combustible, reduciendo el contenido de azufre a niveles muy bajos (hasta 15 ppm), lo cual ha disminuido algunos de los impactos ambientales relacionados con la presencia de SOx en la atmósfera. También se sigue normativas como la Euro 6c para el uso de diésel en vehículos automotrices, la cual impone límites estrictos a las emisiones, promoviendo así la mejora en la eficiencia¹² de los motores y en la reducción de la contaminación.

4.1.4. Kerosene

El kerosene es un combustible líquido de color amarillento o transparente, y es uno de los derivados del petróleo más estables debido a su punto de inflamabilidad¹³ relativamente elevado en comparación con otros combustibles líquidos¹⁴ [39]. Por sus propiedades físicas y químicas el kerosene es utilizado tanto en aplicaciones domésticas como en la aviación, donde se le conoce como kerosene jet.

A nivel internacional, los dos tipos de kerosene muestran un comportamiento opuesto (Revisar Figura 10). El consumo de kerosene jet ha tenido un aumento sostenido, exceptuando la caída temporal durante la pandemia de 2020. Por otro lado, el consumo de kerosene doméstico ha disminuido constantemente desde el año 2000. Esta reducción comenzó en los países desarrollados y, posteriormente, extendiéndose al resto del mundo. Sin embargo, en países en desarrollo y subdesarrollados el combustible sigue siendo utilizado [40]. Los principales factores que explican esta disminución incluyen la eliminación de subsidios para el kerosene de uso doméstico, la expansión de la electrificación y la disponibilidad de combustibles gaseosos más eficientes [40].

En Chile, el consumo de kerosene se ha sostenido principalmente por la producción nacional, tanto para uso doméstico como para la aviación (revisar Figura 11). En 2001, cesó la importación de kerosene doméstico tras la adopción de combustibles más eficientes. En el caso del kerosene jet, la producción nacional disminuye debido a la importación proveniente de Estados Unidos y Alemania desde el 2012 (revisar Figura 13) [19].

En cuanto a sus aplicaciones, al 2022 el consumo de kerosene en Chile se divide en kerosene de aviación (89%) y kerosene doméstico (11%) [21]. En este último año, el consumo del kerosene

¹² Cabe señalar que las emisiones de estos contaminantes también dependen del estado de los equipos que usan el diésel, por lo que un mantenimiento adecuado es crucial para minimizar el impacto de sus emisiones [38, 460].

¹³ Temperatura mínima a la cual un líquido inflamable desprende suficiente vapor para formar una mezcla inflamable con el aire que lo rodea y generar un destello o flash. Si la temperatura del líquido está por debajo de su punto de inflamación, no existirá suficiente concentración de vapor inflamable y no se generará la ignición, a menos que entre en contacto con una fuente de energía calorífica.

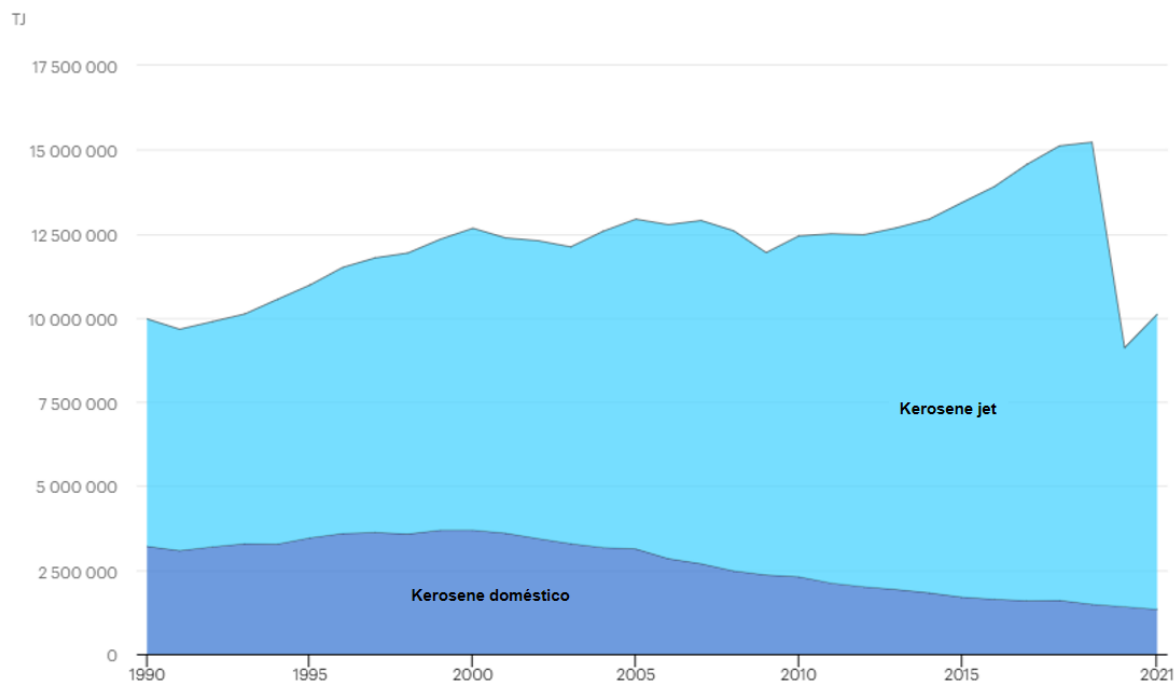
¹⁴ El punto de inflamabilidad del kerosene es de 40°C mientras que la gasolina es de aproximadamente -43°C.

Informe final

Consultoría “Combustibles Carbono Neutral como alternativas a los combustibles fósiles en el mercado nacional de hidrocarburos: Estado del arte oportunidades y desafíos”

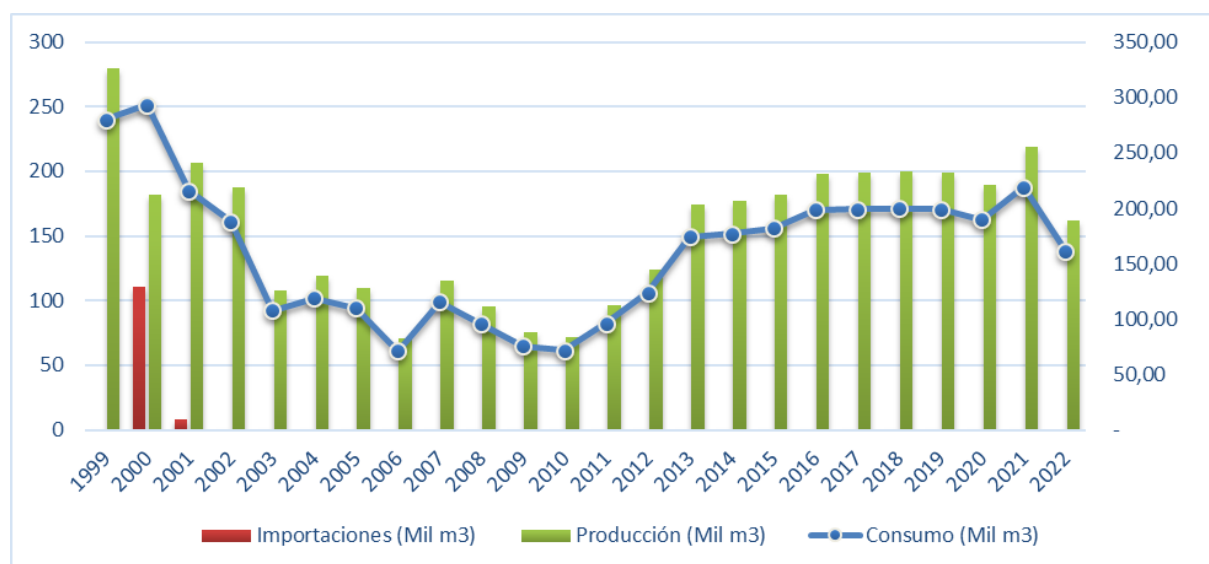
doméstico¹⁵ se registró en el sector residencial (81%), minero (9%), de refinación y extracción de petróleo y gas natural (6%) y transporte terrestre (4%). Por otro lado, el consumo de kerosene jet se registra en el sector transporte (97%) específicamente en el sector aéreo.

Figura 10. Consumo mundial de kerosene, 1990 - 2021



Fuente: International Energy Agency [22]

Figura 11. Producción, consumo e importaciones de kerosene doméstico en Chile (Mil m³), 1999-2022

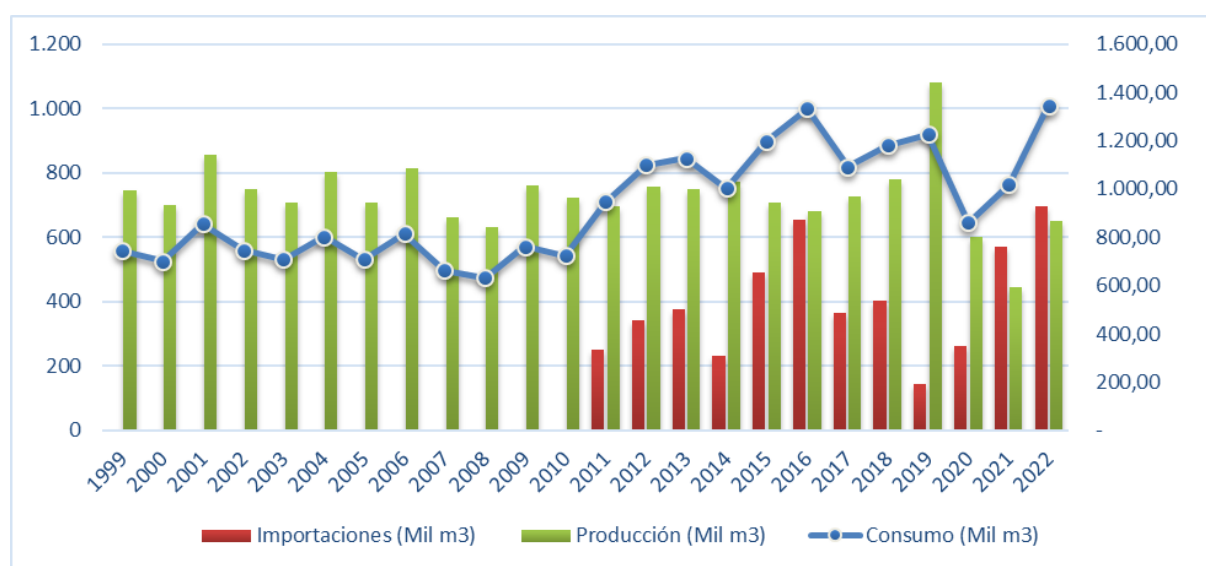


Fuente: Comisión Nacional de Energía actualizado con el BNE hasta el 2022 [23, 24]

¹⁵ Su uso es estacional y genera contaminación intradomiciliaria.

El kerosene doméstico es un combustible nocivo para la salud por los aditivos presentes en su composición. Estos aditivos pueden liberarse durante el proceso de combustión, afectando los pulmones, sistema nervioso, cardiovascular, hígado, riñones, ojos e incluso el sistema reproductivo [41]. Es importante señalar que la toxicidad del kerosene puede variar según el tipo y calidad de producto utilizado en diferentes regiones¹⁶. Por su manipulación, los principales casos se registran en las mujeres al utilizar el kerosene como combustible para la cocción de alimentos y en niños debido a un almacenamiento deficiente [42].

Figura 12. Producción, consumo e importaciones de kerosene de aviación en Chile (Mil m3), 1999-2022



Fuente: Comisión Nacional de Energía actualizado con el BNE hasta el 2022 [23, 24]

Los impactos del kerosene de aviación se originan principalmente durante su combustión en los motores de las aeronaves; teniendo que, al ser un derivado del petróleo, sus emisiones son comparables a las de otros combustibles fósiles, produciendo emisiones de carbono [43, 44]. Sin embargo, la particularidad de estos combustibles es que se emplean a grandes altitudes, generalmente en la troposfera superior y la estratosfera inferior; alturas a las que la eficiencia de los motores disminuye, lo que provoca un mayor consumo de combustible y, por ende, una mayor tasa de emisiones [45]. Además, las condiciones atmosféricas en esas alturas (como la temperatura, la densidad del aire y la presión) afectan la dispersión de los contaminantes, lo que hace que su impacto varíe en comparación con las emisiones a nivel del suelo [45].

4.1.5. Gas licuado de petróleo

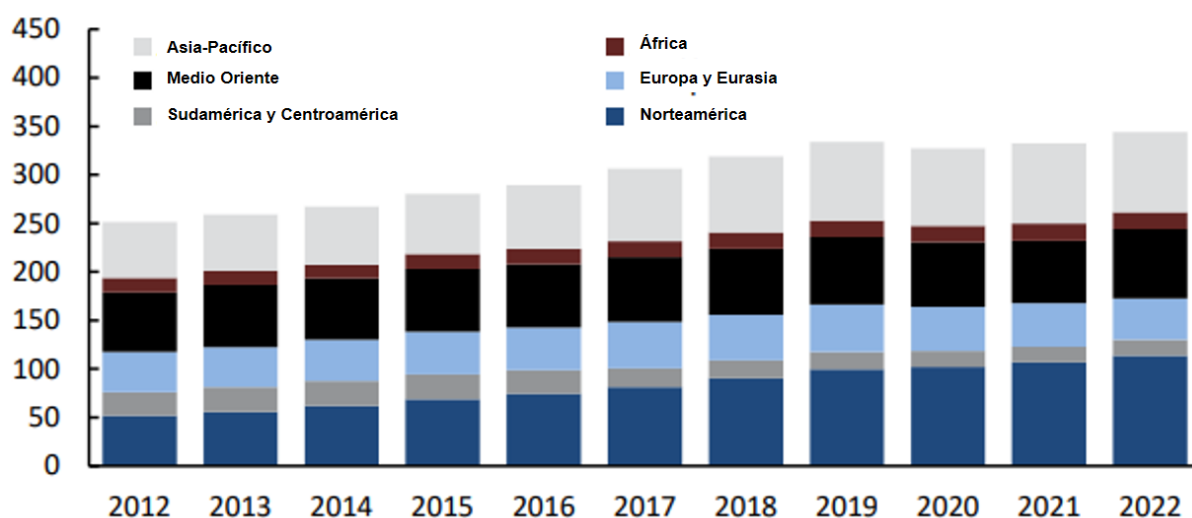
El Gas Licuado de Petróleo (GLP) es una mezcla de hidrocarburos ligeros de propano y butano. Se obtiene del proceso de refinación del petróleo y plantas recuperadoras de gas natural. Entre sus características más destacadas se encuentra su fácil distribución y almacenamiento, llama estable y menores emisiones de carbono frente al gas natural y diésel [46].

¹⁶ En Chile, el kerosene doméstico está regulado por el decreto supremo 60 el cual establece los parámetros de calidad del combustible, libre de aditivos.

A nivel global, la producción de GLP ha mostrado un crecimiento sostenido (Revisar Figura 13), donde su mayor consumo se registra en el sector doméstico (45%), petroquímico (27%) y refinería (13%), el resto se encuentra dividido entre los sectores transporte, industrial y ganadería (15%) [47]. El aumento del uso de GLP comenzó en las décadas de 1960 y 1970, con la transición del kerosene hacia un combustible más eficiente [48]. Durante este periodo, el 95% de la población mundial adoptó el GLP. Países como Brasil, Ecuador e India implementaron medidas para romper las barreras iniciales del consumo de GLP, tales como el subsidio gubernamental en el precio del GLP, la entrega gratuita de kits que incluían el balón de GLP y la operación eficiente de las empresas distribuidoras [48].

A nivel nacional, el consumo de GLP en Chile se mantiene por la producción nacional y las importaciones (Revisar Figura 14). La producción nacional fue desplazada a segundo plano desde el año 2013, por las importaciones¹⁷ provenientes de Estados Unidos, Argentina y China hasta la actualidad [19]. Al 2020, el consumo de GLP en Chile se registró en el sector comercial, público y residencial (76%), industrial (19%), de refinación y extracción de petróleo y gas natural (3%) y en menor proporción en el sector energético y transporte (1%) [21]. Los formatos que se comercializan son el formato cilindro (2, 5, 11, 15 y 45 kg), GLP vehicular, GLP para redes y GLP a granel industrial, comercial o residencial. El formato cilindro de 15 kg es el más comercializado, destinado principalmente para generación térmica y cocción de alimentos en hogares.

Figura 13. Producción anual de GLP (millones de toneladas) por regiones, 2012-2022



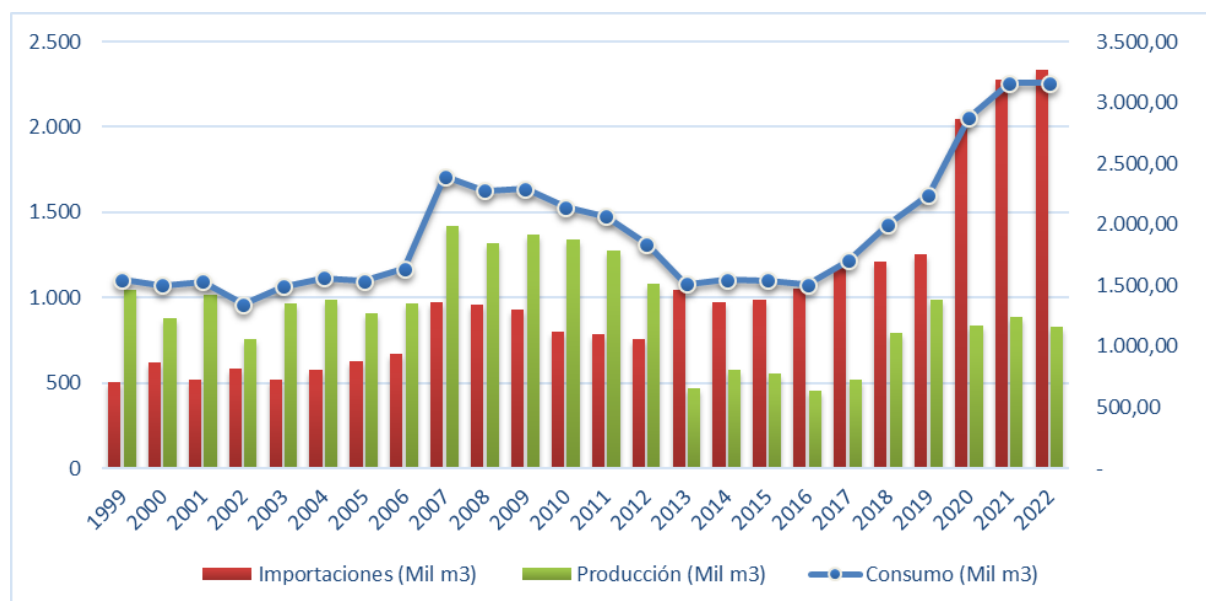
Fuente: World LPG Association [48]

Figura 14. Producción, consumo e importaciones de GLP en Chile (Mil m³), 1999-2022

¹⁷ Para las importaciones de GLP se consideró a los países que venden propano licuado.

Informe final

Consultoría "Combustibles Carbono Neutral como alternativas a los combustibles fósiles en el mercado nacional de hidrocarburos: Estado del arte oportunidades y desafíos"



Nota: Se utilizó la equivalencia del BNE, donde 1 m³ de GLP equivale a 552,4 kg Fuente: Comisión Nacional de Energía actualizado con el BNE hasta el 2022 [23, 24]

Los impactos ambientales del GLP están asociados con la emisión de carbono. Sin embargo, en comparación con otros combustibles como el diésel, la madera o el carbón, el GLP es el que presenta el menor factor de emisión de carbono, lo que lo convierte en una opción más limpia y eficiente [49]. Además, su adopción en comunidades rurales es clave para reducir el uso de leña, ayudando así a disminuir significativamente la deforestación y contribuyendo a la protección de los ecosistemas forestales [48].

4.1.6. Gas natural

El gas natural es un hidrocarburo compuesto principalmente por CH₄ y, dependiendo de su origen, puede contener cantidades variables de etano, propano o butano, así como trazas de CO. Durante su combustión, se generan emisiones de carbono, SO_x y NO_x. Inicialmente, era considerado un subproducto de la extracción de petróleo. Sin embargo, con el tiempo ha ganado relevancia como un combustible alternativo menos intensivo en carbono en comparación con el carbón y derivados del petróleo (como el kerosene, o el diésel), de menor costo de producción y transporte (cuando se realiza a través de gasoductos)¹⁸ [50]. Su uso se ha expandido significativamente en el sector energía, donde actualmente es responsable del 25% de la generación eléctrica global [51]. Este incremento se ha visto impulsado, en gran medida, por la mayor oferta de gas natural de Estados Unidos, resultado de la creciente producción de *shale gas*¹⁹, lo que ha facilitado su uso en las centrales generadoras térmicas [52].

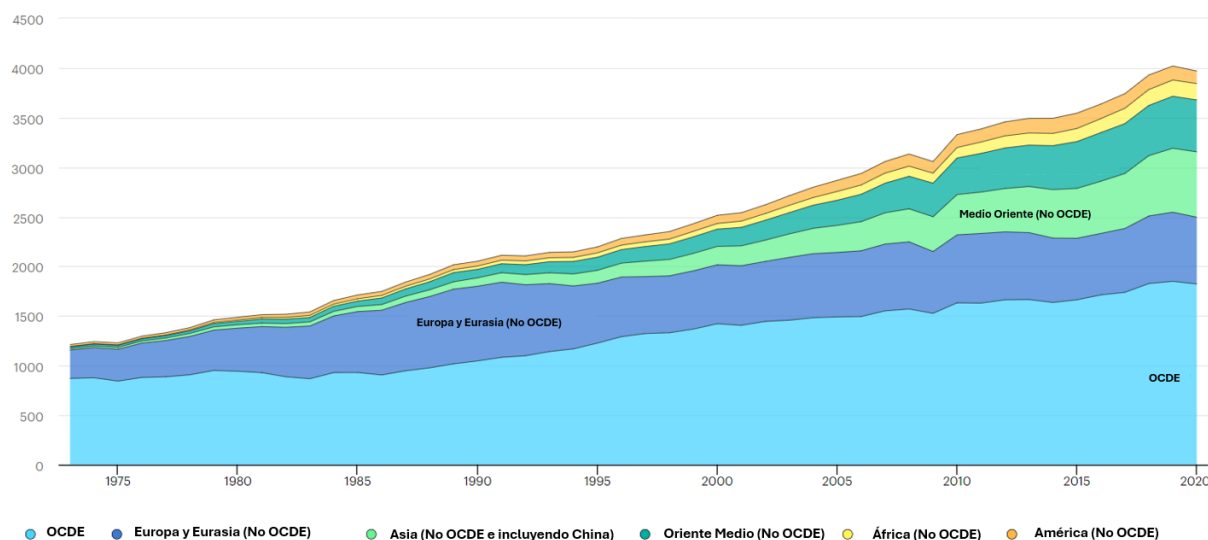
El gas natural desempeña un papel fundamental en diversos sectores debido a su versatilidad y eficiencia Figura. En el ámbito residencial, se utiliza como combustible para sistemas de generación térmica. En el sector industrial, su aplicación es clave no solo en la generación de energía mediante sistemas de cogeneración y energía térmica en calderas y hornos, sino también en procesos como la producción de fertilizantes, donde actúa como materia prima. En la industria petroquímica también se

¹⁸ Estados Unidos define el gas natural como combustible alternativo en la Ley de política energética de 1992.

¹⁹ En español también conocido como gas de lutita.

utiliza en la fabricación de productos químicos como metanol y plásticos. En el sector transporte donde se emplea como combustible en forma de gas natural comprimido (GNC) o licuado (GNL). Por último, se transporta a través de gasoductos como gas presurizado o con barcos en forma de GNL [53, 54].

Figura 15. Demanda mundial de gas natural (billones de metros cúbicos) por región, 1973 a 2020



Fuente: Energy Statistics Data Browser [16]

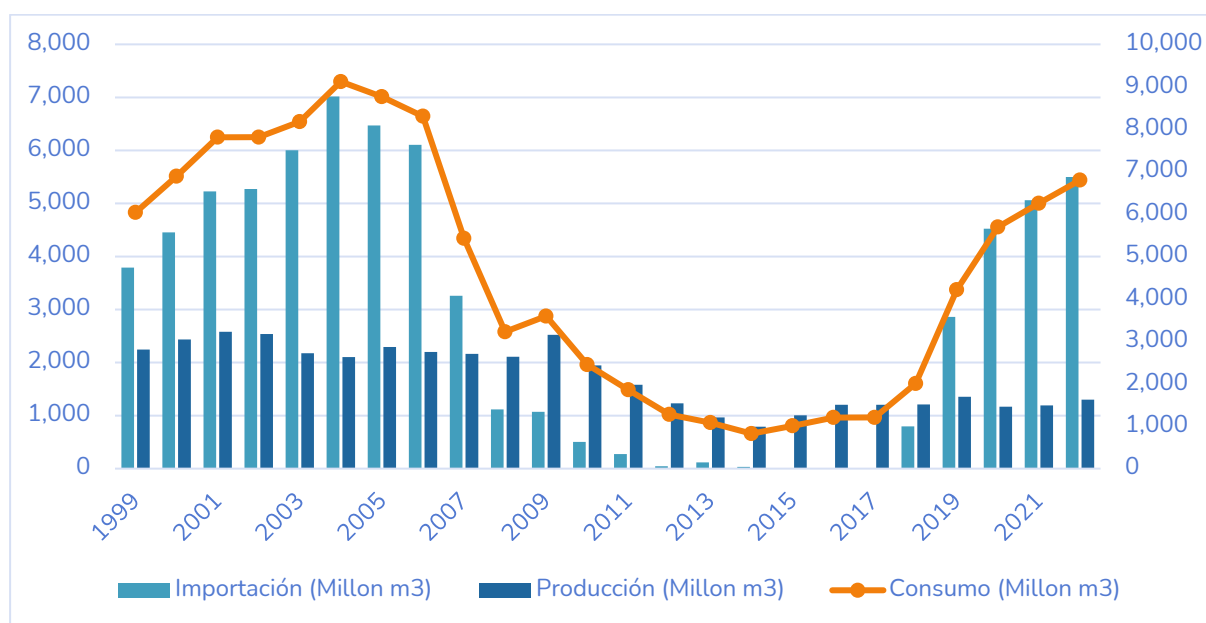
Desde el año 2000, el consumo de gas natural en Chile dependía principalmente de las importaciones a través de gasoductos desde Argentina. Sin embargo, a partir de 2004, Argentina enfrentó una crisis de abastecimiento de gas que se agravó en los años siguientes (Revisar Figura 16). Esto afectó gravemente a Chile, que sufrió cortes significativos en el suministro en los próximos años²⁰ [55].

Esta situación llevó a Chile a buscar nuevas fuentes de suministro de gas natural. En respuesta, se planteó la construcción de plantas regasificadoras de gas natural licuado (GNL), que sería transportado vía marítima hasta los terminales de Quintero y Mejillones [56]. Las importaciones de GNL comenzaron en 2009, junto con el inicio de las operaciones de estos terminales.

Desde la importación de gas natural y la regasificación del gas natural licuado importado en Chile, el uso de este combustible se concentra en los sectores industrial, residencia, energético y no energético²¹. Al 2022 el consumo de gas natural se registra en el sector centros de transformación (65%), sector industria y minería (17%), sector residencial (12%) y sector energético (6%) [21]. Dentro del sector centros de transformación el mayor porcentaje está destinado a la generación de electricidad para el servicio público (80%), luego como insumo para la producción de metanol (17%) y generación de electricidad de autoproducción (3%) [21].

²⁰ En el 2004, se registraron interrupciones de hasta un 40% en la demanda nacional. Situación que se agravó al 2006 y 2007, con cortes que alcanzaron entre el 50% y 60% con periodos de duración más prolongados.

²¹ Con fines no energéticos se entienden la producción de fertilizantes, productos farmacéuticos y cosméticos, equipos y productos médicos para hospitales, plásticos, entre otros.

Figura 16. Producción, consumo e importaciones de gas natural en Chile (Millón m³), 1999-2022

Fuente: Comisión Nacional de Energía actualizado con el BNE hasta el 2022 [23, 24]

Sobre los impactos ambientales del gas natural, a pesar de que son considerablemente menores en comparación con los de combustibles fósiles más convencionales, esto no significa que esté exento de efectos adversos. Desde el inicio de su ciclo de vida, el gas natural presenta algunos impactos similares a los del petróleo, como la perturbación de suelos y vegetación, así como las emisiones generadas por los equipos de perforación. No obstante, debido a su estado gaseoso, la extracción de gas natural conlleva riesgos adicionales, como la liberación de metano durante la perforación y operación de pozos. Además, en algunos casos, la extracción del gas como subproducto no es viable, lo que lleva a la quema de este, generando emisiones de carbono [57]. Asimismo, técnicas como el *fracking*, que requieren grandes volúmenes de agua para la perforación de los pozos, implican no solo una disminución en la disponibilidad de este recurso, sino también una degradación de su calidad²² [58]. Durante el procesamiento del gas, se pueden contaminar aguas con mezclas de químicos, y en la fase de transporte, los impactos ambientales se manifiestan tanto directa como indirectamente. Por un lado, la construcción de gasoductos provoca alteraciones ecológicas, mientras que, por otro, existen riesgos de fugas a lo largo de la red de transporte, agravando la huella ambiental [57, 59].

En cuanto al consumo, los impactos varían según la aplicación del gas natural. En el caso de la generación térmica, los efectos están principalmente relacionados con la combustión, que, aunque produce menos dióxido de carbono equivalente en comparación con el carbón o derivados del petróleo, sigue siendo una fuente de emisiones que se podría considerar si se busca alcanzar la neutralidad en carbono [60]. Por otro lado, en el sector del transporte, tanto el GNC como el GNL emiten menores cantidades de carbono que sus contrapartes convencionales como la gasolina o el diésel aún bajo normas estrictas como la Euro 6c. Comparando ambos a su vez, el GNC genera menos impactos a lo

²² Se han identificado 750 productos químicos en los fluidos de fracturación como metanol, benceno, tolueno, etilbenceno, xileno, trazas de metales pesados e incluso materiales radiactivos.

largo de su ciclo de vida, dado que su compresión requiere menos energía que el proceso de licuefacción y mantenimiento en estado líquido del GNL [61].

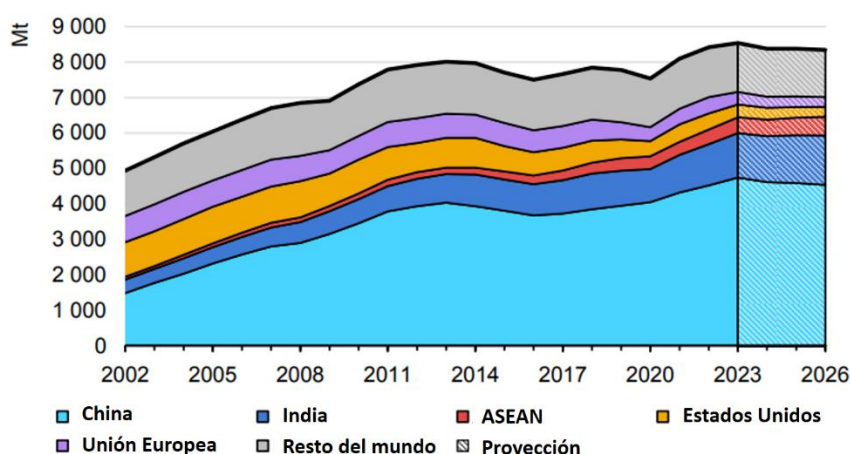
En el ámbito industrial, el gas natural presenta impactos tanto por su uso como fuente de energía como por su rol de materia prima. Como fuente de energía, se utiliza en la producción de energía térmica para hornos y calderas o en la cogeneración para producir electricidad y aprovechar el calor residual, siendo posible su empleo en turbinas de gas, turbinas de vapor o motores de combustión interna. Esta versatilidad le permite maximizar la eficiencia energética, recuperando tanto la energía térmica como la eléctrica [62]. Por otro lado, el gas natural es clave en la producción de amoníaco, utilizado en la fabricación de fertilizantes ricos en nitrógeno. El proceso de reformado de metano con vapor, responsable de generar el hidrógeno necesario para la síntesis de amoníaco, es altamente intensivo en energía y responsable de elevadas emisiones globales, alcanzando 450 Mt de CO₂ directas anuales y 170 Mt de CO₂ indirectas. Estas últimas, vinculadas tanto a la generación de energía eléctrica, que podrían verse reducidas mediante el uso de fuentes renovables, y a la aplicación de fertilizantes a base de urea en los suelos [63].

4.1.7. Carbón

En el año 2022, la demanda mundial de carbón alcanzó un máximo histórico debido a la crisis energética mundial, aumentando en un 4% anual hasta alcanzar un consumo de 8,42 billones de toneladas; sin embargo, se espera que estos valores descendan al 2026 según proyecciones de la IEA. Específicamente, en Europa y Estados Unidos, se espera caídas anuales de alrededor del 20%, mientras que otros países como Corea, Japón, Canadá y Australia experimentarán caídas menores (Revisar Figura 17) [16].

En contraste, China, Indonesia, Vietnam y Filipinas experimentarían un crecimiento mayor al 5%²³. Estos países en conjunto representan más del 70% de la demanda mundial de carbón compensando las disminuciones esperadas a nivel mundial [16].

Figura 17. Consumo a nivel global de carbón, 2002 - 2026



Fuente: Coal 2023. Analysis and forecast to 2026 Nota: Asociación de Naciones de Asia Sudioriental [16]

²³ China abarca un 53.7% del consumo mundial; mientras que la India, 14%.

La principal aplicación del carbón es la generación de energía eléctrica la cual representa el 36% de la producción global de electricidad, manteniéndose como la fuente principal energética. Esto se debe a la creciente demanda de electricidad en Asia, los altos precios del gas natural que elevaron el uso de carbón para generación eléctrica en algunas partes del mundo, y un desempeño débil en general de la energía nuclear [16].

Además de la generación de electricidad, el carbón térmico, así como el lignito, tiene aplicaciones en una variedad de otras actividades, incluyendo, pero no limitándose a, la fabricación de cemento y el suministro de calor para fines industriales y residenciales. En 2022, el consumo total de carbón térmico no destinado a la generación de electricidad y lignito aumentó un 7% hasta 1.642 Mt [16]. Sobre esta base, los usos no energéticos representaron el 22% del consumo total de carbón térmico y lignito en ese año [16].

La mayor parte de este crecimiento en 2022 se debe al consumo en China, que aumentó a 973 Mt, donde el sector energía jugó un papel significativo al sustituir el uso de petróleo y gas por carbón como una alternativa más económica. Un aumento aún más fuerte en términos relativos se observó en los países de la ASEAN²⁴, donde el consumo aumentó un 51%, pasando de 65 Mt a 98 Mt. [16].

A nivel nacional, el consumo de carbón se encuentra en los centros de transformación²⁵ y en el sector minería. En los centros de transformación, el carbón es utilizado en la industria de la siderurgia y las centrales generadoras de electricidad. En la siderurgia, se emplea como insumo en los hornos de coque para producir coque mineral, y en los altos hornos para la fabricación de acero [64]. Al 2022, el consumo de carbón en el sector energía ha disminuido debido al cierre de las centrales térmicas a carbón, como parte de la política impulsada por el Ministerio de Energía, que proyecta su completa eliminación al 2040 (Revisar Figura 18) [65].

La combustión de carbón es una fuente significativa de emisiones carbono [66]. En Chile, se registra un aumento de la mortalidad y morbilidad por enfermedades cardiovasculares, respiratorias y cáncer en las zonas cercanas a centrales de carbón o fundiciones de cobre por las emisiones locales de carbono, NOx y SOx [67].

²⁴ Indonesia, Malasia, Filipinas, Singapur y Tailandia.

²⁵ Instalaciones donde se procesa energía (primaria como secundaria) para obtener productos energéticos secundarios.

Figura 18. Producción, consumo e importaciones del carbón en Chile (Mil m³), 2011-2022

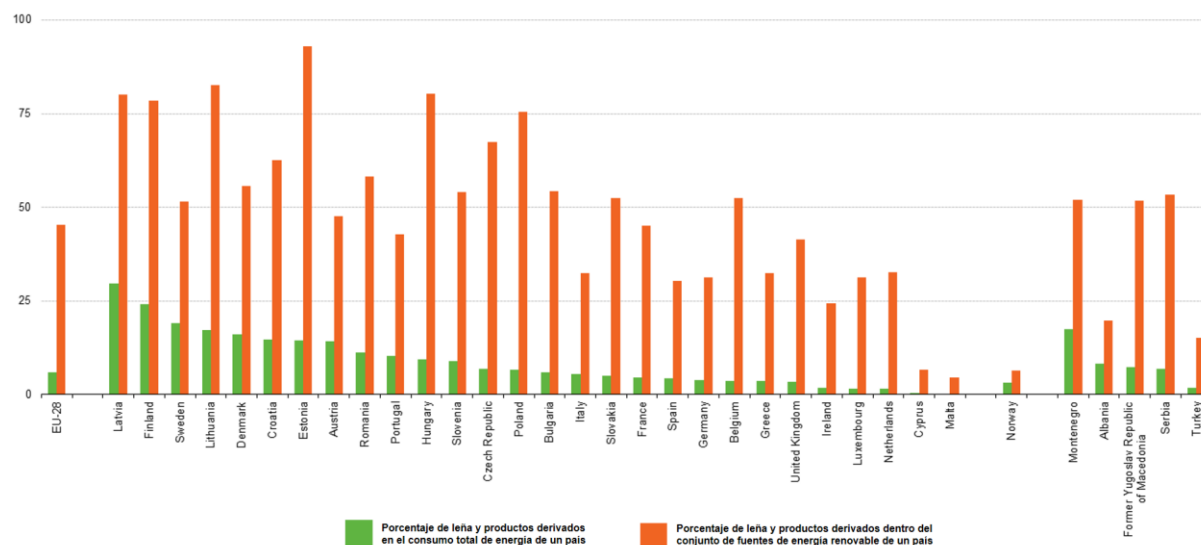
Fuente: Comisión Nacional de Energía actualizado con el BNE hasta el 2022 [23, 24]

4.1.8. Leña

La leña es un recurso natural utilizado desde tiempos antiguos como fuente de energía principalmente para la cocción de alimentos y con fines de generación térmica. Su valor como combustible radica en la capacidad de liberar energía calorífica cuando se quema, lo que lo convierte en una opción accesible y económica, sobre todo en áreas rurales donde otras fuentes de energía como el gas licuado o la electricidad no están disponibles. Al no requerir ningún tipo de transformación física o química para su uso, la leña se considera una fuente de energía primaria.

A nivel internacional, el consumo de leña en la UE representó el 6% de la energía total consumida en 2016 (Revisar Figura 19) [68]. En Canadá, para 2019, la leña se utilizó principalmente con fines de generación de energía térmica en el sector residencial, representando un 7% del total [69]. Durante ese mismo año, el sector industrial de Canadá registró un consumo de leña en forma de residuos de madera y licor de pulpa como combustible [69]. En Estados Unidos, para ese mismo año, el 2,3% del consumo energético total provenía de la leña o la madera, con su distribución en los sectores industrial (63,9%), residencial (23,2%), generación eléctrica (9,3%) y comercial (3,6%) [70]. En 2022, el uso directo de energías renovables en la UE, sin transformación en electricidad, representó el 12% del consumo final de energía. Este uso incluye recursos como la madera, la energía solar térmica, la geotérmica y el biogás, destinados principalmente a la calefacción de espacios y la producción de agua caliente [71].

Figura 19. Porcentaje del consumo de leña en la Unión Europea al 2016



Fuente: Eurostat [68] Nota: El gráfico muestra como algunos países de la Unión Europea tienen fuerte dependencia de la madera para su consumo energético, mientras en otros es mínimo.

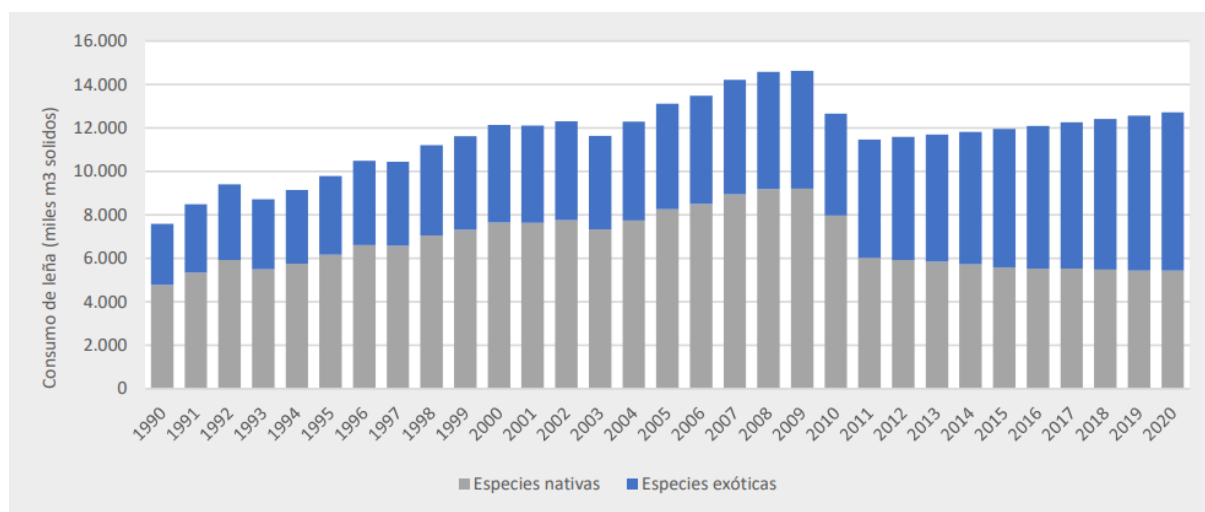
A nivel local, en Chile la leña fue el principal combustible para la generación térmica, siendo empleada en el 42,9% de los hogares que declaran usar algún tipo de calefacción en el 2015 [72]. Para ese mismo año, su consumo en el sector residencial a nivel nacional fue de 33,02%, con un predominio absoluto en las regiones del sur²⁶, que declaran en su totalidad el consumo de leña [72]. En Chile, las especies de madera más consumidas para estos fines son el eucalipto y el roble, que destacan por su disponibilidad y características caloríficas [72]. Por último, los equipos que utilizan la leña son los calefactores doble cámara, cocinas a leña y las salamandras.

En cuanto al consumo histórico de la leña en Chile (Revisar Figura 20), los datos hasta el año 2010 provienen del Instituto Forestal (INFOR). Desde el año 2012 hasta el 2020 corresponden a proyecciones basadas en los censos de población y vivienda, la proporción de hogares que consumen leña excluyendo, y el consumo promedio de leña por vivienda estimada. Mientras el consumo de leña de los dos últimos años se reporta en los Balances Nacional de Energía (Revisar Figura 21).

La tendencia del consumo se mantiene al 2022, donde el sector residencial reporta el 98,07% del consumo [21]. Por último, el consumo regional nacional de leña al 2023²⁷ se mantiene en las regiones del sur, destacándose La Araucanía con 1.187.011 m³/año, Los Lagos con 922.495 m³/año, Biobío con 606.669 m³/año, Los Ríos con 538.046 m³/año, y Maule con 473.021 m³/año [73].

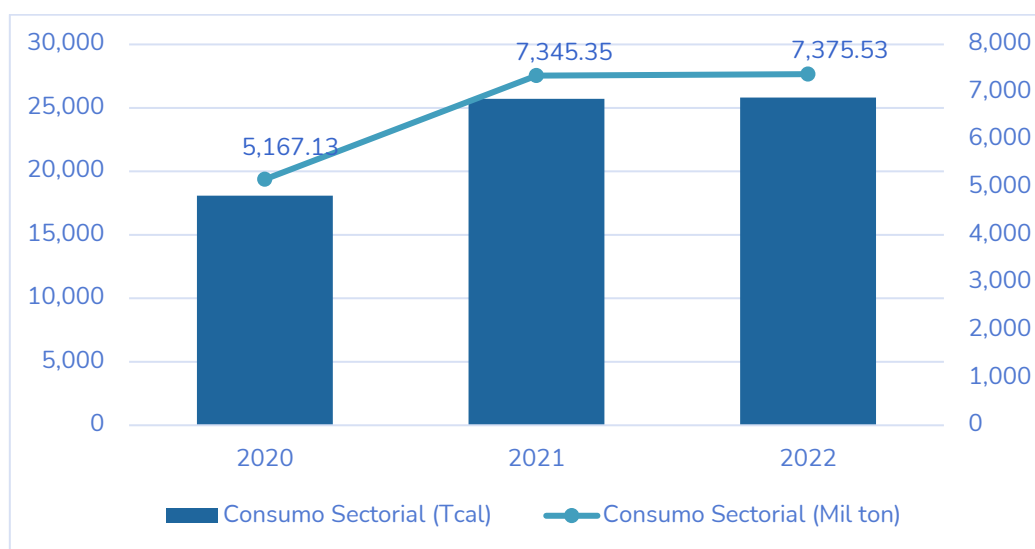
²⁶ Los centros urbanos donde se registra su consumo son Temuco, Padre las Casas, Angol, Valdivia, Puerto Montt, Castro, Osorno y Coyhaique.

²⁷ Para más información acerca del consumo de la leña a nivel regional, revisar el siguiente [enlace](#).

Figura 20. Consumo de leña por especies (millones de m³), 1990 – 2020

Fuente: Ministerio del Medio Ambiente, Sistema Nacional de Inventarios de Gases de Efecto Invernadero [74]

Figura 21. Consumo de la leña en Chile (Tcal, Mil ton), 2020 - 2022



Fuente: Balance Nacional de Energía [24]

Los gases emitidos durante la combustión de leña son emisiones de carbono²⁸ y contaminantes locales como CO y MP [75]. El MP, considerado el principal contaminante atmosférico derivado de la quema de leña, es perjudicial para la salud, ya que ingresa al sistema respiratorio y provoca inflamación en las vías respiratorias [76]. Algunas patologías a las que se encuentra fuertemente asociadas la quema de leña son las infecciones agudas del tracto respiratorio inferior en niños menores de 5 años, enfermedad pulmonar obstructiva crónica (EPOC) y el cáncer de pulmón [77].

²⁸ El factor de emisión de emisión de carbono para la leña es de 1469,5 gCO₂/kg leña.

4.2. Políticas y marco regulatorio nacional

A continuación, se presenta una descripción de las principales normas, leyes, estrategias y políticas asociadas al carbono neutralidad, reducción de emisiones de carbono, compensaciones de emisiones, certificado de emisiones de carbono, impuesto a las emisiones y certificados de electricidad renovable en el país.

4.2.1. Documentos estratégicos en Chile

4.2.1.1. Contribución Determinada a Nivel Nacional de Chile

Como parte de la firma del Acuerdo de París del año 2016, Chile se comprometió a reducir significativamente las emisiones de GEI para limitar el aumento de la temperatura global a muy por debajo de 2°C, y preferiblemente a 1,5°C por encima de los niveles preindustriales a través de sus Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC, por sus siglas en inglés). El país presentó sus primeras NDC en 2015, sin embargo, para el 2020 se actualizó el documento en donde se reconoce la urgencia y transversalidad de la adaptación al cambio climático [78].

Una de las modificaciones más significativas de la NDC de 2020, es la actualización de la meta de mitigación, que estaba condicionado por factores como financiamiento internacional o crecimiento económico, a un indicador absoluto e incondicional. La nueva meta establece un indicador absoluto incondicional, remplazando la meta inicial que buscaba reducir emisiones en un 30% respecto a 2007 para 2030 con la meta de alcanzar 95 MtCO₂ al 2030, comprometiéndose además alcanzar el máximo de emisiones (año *peak*) al 2025, y un presupuesto de emisiones de GEI que no superará las 1.100 MtCO_{2eq} para el período 2020-2030 [79]. La Tabla 2. Medidas de las NDC relacionadas a los combustibles alternativos contiene las medidas relacionadas a los combustibles alternativos.

Tabla 2. Medidas de las NDC relacionadas a los combustibles alternativos

Ámbito	Medida	Escenario de carbono neutralidad
Hidrógeno	Transporte de carga	71% en transporte de carga a 2050
	Usos motrices en industria y minería	12% en usos motrices en industria y minería a 2050
	Uso térmico vía gasoductos	7% en hogares y 2% en industria a 2050
Industria sostenible	Generación de biogás	Rellenos sanitarios nuevos con centrales eléctricas

Fuente: Elaboración propia en base a las NDC de Chile. Actualización al 2020 [79].

4.2.1.2. Estrategia Climática a Largo Plazo (ECLP) 2050

La ECLP es el instrumento reconocido por el Acuerdo de París en el que se definen los lineamientos generales de largo plazo que seguirá el país de manera transversal e integrada, considerando un horizonte a 30 años para el cumplimiento del objeto de la LMCC [80]. La Tabla 3 muestra algunas acciones específicas para reducir emisiones por sector, relacionadas a los combustibles alternativos.

Tabla 3. Objetivos y metas sectoriales a largo plazo según la ECLP, relacionadas a los combustibles alternativos

Sector	Objetivo	Meta
Energía	Objetivo 1: Alcanzar una matriz energética baja en carbono al 2050.	- Al 2030, reducción de un 25% de emisiones de GEI del sector energía (de acuerdo con el INGEI) en relación con el 2018. - Al 2040, reducción de un 20% de las emisiones directas de GEI provenientes del uso de combustibles en el sector transporte (incluido el transporte terrestre, marítimo y aéreo) con respecto al 2018. - Al 2050, reducción de un 40% de las emisiones directas de GEI provenientes del uso de combustibles en el sector transporte (incluido el transporte terrestre, marítimo y aéreo) con respecto al 2018. - Al 2050, reducción de al menos 60% de emisiones de GEI del sector energía (de acuerdo con el INGEI) en relación con el 2018. - Al 2050, reducción de un 70% de las emisiones directas de GEI provenientes del uso de combustibles en Industria y Minería, con respecto al 2018.
	Objetivo 3: Incrementar el uso de tecnologías y energéticos bajos en emisiones, como por ejemplo el uso de hidrógeno verde, en todos los sectores de la economía.	- Al 2035, 100% de las ventas de vehículos nuevos terrestres, de categoría livianos y medianos, son cero emisiones; y el 100% de las nuevas incorporaciones en el transporte público urbano (buses, taxis y colectivos) son cero emisiones - Al 2030, se alcanza un 15% de combustibles cero emisiones (tales como hidrógeno verde y sus derivados, y combustibles sintéticos) en los usos energéticos finales no eléctricos. - Al 2040, el 100% del parque de buses de transporte urbano público y privado, taxis, y logística urbana son vehículos cero emisiones, asegurando contar con la infraestructura necesaria - Al 2045, el 100% de las ventas de transporte de carga y buses interurbanos serán cero emisiones. - Al 2050, alcanzar al menos 60% de participación de vehículos cero emisiones en el parque de uso particular y comercial, asegurando contar con la infraestructura necesaria. - Al 2050, se alcanza un al menos un 70% de combustibles cero emisiones (tales como hidrógeno verde y sus derivados, y combustibles sintéticos) en los usos energéticos finales no eléctricos.
Minería	Objetivo 4: Estar a la vanguardia en la mitigación al cambio climático impulsando el suministro basado en fuentes de energías renovables, y promoviendo la investigación, desarrollo tecnológico e innovación (I+D+i) para el uso de tecnologías bajas o neutras en emisiones.	- Generar planes de flota cero emisiones al 2025 para la gran minería e inicia implementación flota cero emisiones al 2030. - Al 2025, todas las operaciones de la gran minería cuentan con planes de flotas cero emisiones tanto para vehículos livianos como de carga. - Al 2030, el 100% de la gran minería inició implementación flota cero emisiones. - Al 2030, las operaciones de la gran minería reducen al menos un 50% las emisiones de carbono. - Establecer metas de emisiones de GEI de alcance 1, 2 y 3, dando cumplimiento al 2030, y su posterior monitoreo y actualización.

Sector	Objetivo	Meta
Transporte	Objetivo 1: Orientar las decisiones en materia de movilidad y desarrollo urbano y territorial, a fin de priorizar los modos de desplazamiento más sustentables y eficientes tanto urbanos como interurbanos, utilizando para ello sistemas de movilidad integrados, multimodales y orientados al bienestar social y la calidad de vida, poniendo en el centro a los usuarios/as y atendiendo la dimensión social de la movilidad	• Al 2030, reducir las tasas de emisiones en Transporte marítimo de manera progresiva, partiendo de un 5% el año 2023 hasta un 11% al año 2026, reducciones estimadas sobre línea base año 2008. • Al año 2030, en el marco del acuerdo CORSIA (Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation) impulsado por la Organización de Aviación Civil Internacional (OACI), Chile entra al programa de compensación de emisiones mediante la compra y cancelación de las unidades de emisiones por parte de los operadores locales.

Fuente: Elaboración propia en base a la Estrategia Climática a Largo Plazo [80]

4.2.1.3. Anteproyecto del plan sectorial de adaptación y mitigación al cambio climático del sector energía – Ministerio de Energía

Según la LMCC, el sector energía debe desarrollar un plan sectorial de adaptación y mitigación al cambio climático, el cual se encuentra en elaboración del proyecto definitivo (a la fecha de entrega del presente estudio). Entre las medidas planteadas en el anteproyecto del plan sectorial de adaptación y mitigación al cambio climático del sector energía²⁹, se encuentra el uso de combustible bajo en emisiones para los sectores energía (minería y transporte); agricultura y residuos. Específicamente, en el caso del transporte aéreo, se establece que se debe reforzar las especificaciones técnicas del kerosene de aviación de acuerdo con lo que se defina en la actualización del Decreto 60 de 2012 del Ministerio de Energía³⁰, la cual buscará incluir a los combustibles sostenibles [81].

Respecto al uso del diésel renovable, se busca reemplazar el diésel convencional en camiones CAEX, Impulsar el desarrollo de laboratorios y entidades de certificación para el uso de diésel renovable, e introducirlo en el decreto 60 de 2012 del Ministerio de Energía. También se propone desarrollar una normativa para certificar la huella de carbono de los combustibles sostenibles y definir si se establecerá una política de cuotas de mezcla a los combustibles comercializados o emisiones máximas a la canasta de los combustibles comercializados por las empresas distribuidoras, ambas con plazo del 2025 - 2028 [81].

Además, dentro de las medidas de mitigación planteadas, se contempla el uso de bioetanol en mezclas de gasolina como una estrategia para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y mejorar la calidad del aire. El bioetanol, al ser producido a partir de fuentes renovables como la caña de azúcar, el maíz o la remolacha, representa una alternativa más sostenible frente a la gasolina convencional [81].

Respecto al carbón, se propone la reconversión de unidades térmicas a carbón mediante la conversión de al menos una central térmica mediante el uso de combustibles de transición utilizando *cofiring* o *blending* con combustibles derivados del H₂ verde [81].

4.2.1.4. Estrategia nacional de movilidad sostenible

La estrategia busca articular a los distintos actores que intervienen en la movilidad sostenible, tanto públicos como privados, proponiendo una hoja de ruta que permita abordar las principales brechas y desafíos a enfrentar para avanzar hacia una movilidad sostenible en nuestras ciudades. Este es un instrumento complementario a otras estrategias y políticas existentes en el país, como la Política Nacional de Desarrollo Urbano, las políticas de Seguridad de Tránsito y Equidad de Género y Transporte, la Estrategia Nacional de Electromovilidad, la Política Energética y la Estrategia Climática de Largo Plazo [82].

Entre sus medidas, se encuentra el desincentivo al uso y adquisición de vehículos contaminantes. Aunque no se especifica tipos de combustibles alternativos o bajos en emisiones, propone establecer una categorización de los distintos tipos de vehículos disponibles en el mercado, según sus niveles de

²⁹ A septiembre de 2024, aún se encuentra en fase de revisión. A partir de ahora, se encuentra referido en este documento como anteproyecto.

³⁰ Decreto que establece especificaciones de calidad para los combustibles: gasolina para motores de ignición por chispa, petróleo diésel grado B-1, kerosene, petróleo combustible N°5, petróleo combustible N°6, petróleo diésel grado B-2.

emisión de contaminantes y eficiencia energética, acompañada de esquemas tributarios que penalicen la compra de vehículos en las categorías más contaminantes o más ineficientes. También se proponen subsidios a la adquisición de automóviles eléctricos y la relajación de restricciones para vehículos no contaminantes [82].

4.2.1.5. Anteproyecto del plan sectorial de adaptación y mitigación al cambio climático - Ministerio de Transporte y Telecomunicaciones

En el marco de la LMCC, se encuentra en desarrollo el plan sectorial de adaptación y mitigación al cambio climático del sector transporte y telecomunicaciones [83]. Entre los objetivos específicos planteados, se encuentra transitar hacia un sistema de transporte cero emisiones, considerando los principios de transición justa, inclusión, género, equidad y participación. En ese sentido, las medidas propuestas se encuentran asociadas a la promoción de la electromovilidad en diversos ámbitos, pero no especifican el uso de combustibles bajo en emisiones o alternativos.

4.2.1.6. Propuesta de Anteproyecto Plan sectorial cambio climático de minería - Ministerio de Minería

En el marco de la LMCC, se encuentra en desarrollo el plan sectorial de adaptación y mitigación para el sector minería en Chile. Las medidas de mitigación propuestas se enfocan en reducir las emisiones, principalmente, debido a la combustión de energía fósil, y el consumo energético a través de la adopción de tecnologías limpias y eficientes.

Se reporta que, entre los principales desafíos del sector minero ante el cambio climático, se encuentra la incertidumbre tecnológica pues aún no existe la madurez tecnológica necesaria que permita reemplazar los grandes camiones de la minería por alternativas cero emisiones, y los largos tiempos de implementación debido a la magnitud de los proyectos, estos se demoran en materializar, debido principalmente a los extensos periodos para obtener los permisos necesarios [84].

En específico, se propusieron algunas medidas de descarbonización en relación directa a los combustibles alternativos, ambas se buscan aplicar a la mediana y gran minería [85]:

- Medida de mitigación directa 1: Descarbonización de procesos motrices

Medida que busca reducir las emisiones de carbono mediante la adopción de tecnologías más limpias y que desplacen el uso de combustibles fósiles en procesos motrices. Estas fuentes energéticas pueden ser hidrógeno verde o sus derivados, e-fuels, electricidad, entre otros.

- Medida de mitigación directa 2: Descarbonización de procesos térmicos

Medida que busca reducir las emisiones de carbono mediante la adopción de tecnologías más limpias y que desplacen el uso de combustibles fósiles en procesos térmicos. Estas fuentes energéticas pueden ser energías primarias renovables como la solar o geotérmica, como también hidrógeno verde o sus derivados, e-fuels, electricidad, entre otros.

4.2.1.7. Certificados de energía renovable

Los certificados de energía renovable sirven para certificar que la energía eléctrica generada es a partir de una fuente renovable. Los certificadores validos son I-REC (<https://www.irecstandard.org/>) y Green-e (<https://www.green-e.cl/>), además de contratos inscritos en el sistema RENOVA. Esta plataforma fue desarrollada por el Coordinador Eléctrico Nacional [86].

4.2.1.8. Política energética nacional

Establece metas para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en el sector energético, con objetivos clave para 2035 y 2050, incluyendo un aumento significativo en la generación de energía a partir de fuentes renovables (más del 60%). En específico, se propone que, en complemento a estas metas, se deberá utilizar al máximo la infraestructura de generación que contribuya a un desempeño eficiente del sistema, privilegiando los nuevos desarrollos con tecnologías bajas en emisiones y que sean costo eficientes, como gas natural en la actualidad, y otras fuentes que se desarrollen en el futuro [7].

También se propuso que, al 2035, se deberá contar con una presencia de al menos 50% de combustibles bajos en emisiones de GEI y de contaminantes atmosféricos en la matriz de combustibles. Al 2050, deberá ser al menos 65% [7].

4.2.1.9. Agenda de Energía 2022 – 2026

Este documento comprende 8 ejes con 34 líneas de trabajo y 123 medidas que buscan, entre otros objetivos, eliminar progresivamente los combustibles fósiles, impulsar las energías renovables, incorporar hidrógeno verde y biocombustibles, y preparar infraestructura para sistemas eléctricos bajos en emisiones [87].

En el eje 2, matriz energética, se propone el uso de combustibles bajo en emisiones como el gas natural y bioenergéticos en reemplazo del carbón para la generación de energía eléctrica. Respecto a la generación de energía térmica, se busca reemplazar la leña mojada por alternativas más limpias como pellets o leña seca. Además, se menciona que se deberá empezar un plan de reconversión de estos combustibles de transición a combustibles sostenibles y limpios³¹ [87].

En el caso del eje 7, se propone impulsar el hidrógeno verde mediante la elaboración de un plan de acción en el marco de la estrategia nacional de hidrógeno verde, para agregar valor al recurso de manera descentralizada, creando investigación, desarrollo y capacitación, e impulsando la demanda interna necesaria para su despliegue y una exportación sostenible [87].

4.2.1.10. Hoja de Ruta SAF 2050 – Combustibles de Aviación Sostenible

Plan estratégico que traza el camino para que el país adopte combustibles de aviación sostenibles. El documento establece que los SAF representen el 50% del uso de combustible utilizado en la aviación nacional e internacional de Chile 2050. Este documento reportó que existen oportunidades para la producción de estos combustibles a partir de: aceites de cocina usados, biomasa forestal, biomasa de alto contenido lipídico e hidrógeno verde (mediante procesos *power to liquid*). Respecto a este último, se destacan el proceso Fischer – Tropsch y *methanol to jet* (e-SAF) [88].

4.2.1.11. Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde del 2020

La estrategia nacional del hidrógeno verde es un plan que busca aprovechar la oportunidad de producir y exportar hidrógeno verde y sus derivados³². La estrategia tiene tres objetivos claves: producir el

³¹ Aunque la agenda energética no establece una definición para los combustibles sostenibles y limpios, brinda como ejemplos a estos los biocombustibles y el hidrógeno.

³² Los derivados del hidrogeno verde son amoniaco, metanol y combustibles sintéticos.

hidrógeno verde más barato del mundo para 2030, ser uno de los tres principales exportadores para 2040, y alcanzar 5 Gigawatts de capacidad de electrólisis en desarrollo para 2025 [89].

La estrategia plantea el uso del hidrogeno verde y sus derivados en la industria nacional para su uso en las refinerías, como combustible en camiones mineros, camiones de carga pesada, buses de larga distancia e inyección en las redes de gas, así como para producción de amoníaco, [89].

4.2.1.12. Plan de Acción de Hidrógeno Verde 2023 - 2030

El plan de Acción de Hidrógeno Verde define una hoja de ruta entre el año 2023 y 2030 que permita desplegar una industria sostenible del hidrogeno verde, sus derivados y toda su cadena de valor, mediante 18 líneas de acción coordinadas entre las carteras de Gobierno y organismos relacionado, acorde con las iniciativas regionales y locales [90].

Destacan la línea de acción número 12, enfocada en el uso de hidrogeno verde para descarbonizar la economía nacional, y la línea de acción número 13, que promueve el desarrollar proyectos demostrativos del uso del hidrogeno verde con cofinanciamiento [90].

4.2.2. Regulaciones en Chile

4.2.2.1. Ley Marco de Cambio Climático

La Ley Marco de Cambio Climático de Chile Ley N° 21.455 de 2022, establece el compromiso como país de alcanzar la neutralidad de carbono a más tardar en 2050. Este objetivo tiene varios aspectos fundamentales para su cumplimiento:

La meta de neutralidad de carbono será revisada cada cinco años por el Ministerio del Medio Ambiente. Esta revisión permite realizar ajustes y mejoras en las estrategias nacionales de mitigación del cambio climático, asegurando que las políticas y medidas adoptadas se mantengan efectivas y alineadas con los avances científicos y tecnológicos, así como con las circunstancias económicas y sociales del país.

Para alcanzar la neutralidad de carbono, se implementarán diversas medidas para reducir las emisiones y aumentar las absorciones de GEI. Entre las medidas destacadas se encuentra el desarrollo y promoción de tecnologías y prácticas para la captura y almacenamiento de carbono, así como la conservación y restauración de ecosistemas naturales como bosques, humedales y océanos que actúan como sumideros de carbono [91].

4.2.2.2. Impuestos verdes

En el marco de la Ley N° 20.780 de 2014, se introdujo los impuestos verdes como parte de la reforma tributaria, estableciendo un gravamen sobre las emisiones de contaminantes locales, tales como material particulado, dióxido de azufre y óxidos de nitrógeno, emitidas por grandes instalaciones industriales y energéticas como calderas o turbinas con fuentes fijas que superan los 50 MWt [92].

En 2020, mediante la Ley N° 21.210, se ajustó este impuesto, extendiendo la aplicación del impuesto a emisores que generen 100 o más toneladas anuales de MP o 25.000 o más toneladas anuales de emisiones de CO₂. La Circular N°54 (Servicio de Impuestos Internos, 2015) establece que los establecimientos deben registrarse como contribuyentes del Impuesto Verde. Este registro implica la presentación de un informe inicial que describa las fuentes emisoras, sus capacidades de emisión y las características técnicas y operativas de los equipos. Además, los contribuyentes están obligados a declarar anualmente las emisiones de MP, NO_x, SO_x y CO₂ generadas por sus fuentes fijas. El cálculo

del impuesto se basa en las toneladas de contaminantes emitidas³³, y el pago se realiza al Servicio de Tesorerías en abril del año siguiente a la generación de las emisiones [92] [93].

Los establecimientos sujetos a este impuesto deben implementar sistemas de monitoreo continuo de emisiones, presentar informes periódicos, y asegurar que estos sistemas sean sometidos a controles de calidad y verificaciones periódicas [93].

Los establecimientos que declaran sus emisiones tienen la posibilidad de compensarlas mediante proyectos de reducción, los cuales deben implementarse exclusivamente en el territorio nacional y dentro de un plazo máximo de tres años, entre el año en que se generaron las emisiones y el año en que se llevará a cabo su reducción [94]. La validación de los proyectos de reducción de emisiones se realiza por metodologías desarrolladas por el Ministerio, metodologías desarrolladas por terceros y aprobadas por el Ministerio y programas de certificación externos³⁴ reconocidos por el Ministerio.

Respecto a las metodologías válidas para proyectos de reducción de emisiones

- **Protocolo de Medición:** Este protocolo proporciona un instructivo detallado sobre cómo cuantificar las emisiones de carbono, MP, SO_x y NO_x de fuentes fijas, asegurando la precisión y consistencia en la medición de emisiones [95].
- **Decreto N°63 (2022) Ministerio de Medio Ambiente:** Es el reglamento que fija las obligaciones y procedimientos relativos a la identificación de los contribuyentes afectos, y que establece los procedimientos administrativos necesarios para la aplicación del impuesto verde conforme lo dispuesto en la Ley 20.780, modificada por la Ley 21.210 [96]
- **Sistema de Seguimiento Atmosférico (SISAT):** Creado mediante la resolución exenta N° 585 de la Superintendencia del Medio Ambiente del 2023 con el objetivo de reportar trimestralmente las emisiones cuantificadas a través de la plataforma: <https://sisat.sma.gob.cl> [97].

4.2.2.3. Ley de Energías Renovables no Convencionales

Promulgada en el 2008, la Ley N° 20.257 establece que un porcentaje mínimo de la energía comercializada por las empresas distribuidoras y generadoras debe provenir de fuentes renovables no convencionales (ERNC). Inicialmente, se fijó un 5% de participación de ERNC, sin embargo, este porcentaje ha incrementado gradualmente hasta alcanzar un 20% en el 2025. De igual manera, se define la generación renovable no convencional como: energía eléctrica proveniente de la biomasa³⁵, hidráulica (cuya potencia máxima sea inferior a 20.000 kilowatts), geotérmica, solar, eólica, de los mares y otras que causen bajo impacto ambiental [98].

³³ El monto que pagar por CO₂ es de \$5 por tonelada emitida, mientras para el MP, SO₂ y NO_x es de \$0,9, \$0,01 y \$0,025 respectivamente.

³⁴ El *Clean Development Mechanism*, el *Verified Carbon Standard* y el *Gold Standard for the Global Goals* son esquemas reconocidos en el impuesto verde para certificar proyectos que reducen emisiones globales de gases de efecto invernadero [507]. Aunque no se identificaron metodologías específicas aplicadas directamente, estos estándares ofrecen opciones como AMS-I.D. y AMS-III.R. del CDM, enfocadas en el uso directo o indirecto de combustibles como el biogás y biocombustibles líquidos como sustitutos de combustibles fósiles; VM0042 y VM0018 de VERRA, centradas en biocombustibles provenientes de residuos orgánicos y biomasa sostenible; y la *Community Services Methodology* de *Gold Standard*, diseñada para tecnologías eficientes que emplean biocombustibles.

³⁵ La biomasa refiere a la obtenida de materia orgánica y biodegradable, la que puede ser usada directamente como combustible o convertida en otros biocombustibles líquidos, sólidos o gaseosos.

4.2.2.4. Ley de eficiencia energética

Promulgada en el 2021, la Ley N° 21.305 tiene por objeto el desarrollo de un Plan Nacional de Eficiencia Energética cada cinco años, que incluya metas específicas de reducción de intensidad energética en diferentes sectores. Este plan estableció que al 2026 se hubiera reducido la intensidad energética en un 6% y aumentar progresivamente dicha meta al 15% en 2030 y 35% en 2050. Estas metas se lograrán mediante la implementación de 33 medidas en los sectores productivos, transporte, edificaciones y ciudadanía.

En el sector transporte, se encuentran medidas relacionadas al fomento de los combustibles alternativos. Se busca la aceleración del despliegue de medios de transporte sustentables y eficientes por medio de instrumentos de fomento al transporte eficiente y cero emisiones tales como vehículos con celdas de combustible de hidrógeno, entre otros. También se busca dar un impulso al desarrollo local de tecnologías más eficientes y cero emisiones aplicadas en el sector transporte [99].

4.2.2.5. Decreto N°11 (2008), del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción

Este decreto aprueba las definiciones y especificaciones de calidad para la producción, importación, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de bioetanol y biodiesel considerando su conveniencia para reducir la dependencia de la utilización del petróleo y combustibles fósiles. Se define al *bioetanol* como un “*alcohol etílico anhidro o hidratado desnaturalizado, para uso como combustible líquido, obtenido a partir de biomasa*” destinado a su uso como combustible líquido en motores de ignición por chispa, así mismo, permite su mezcla con gasolina automotriz en proporciones del 2% o del 5% del volumen total. El *biodiesel*, lo define como un “*combustible líquido compuesto por una mezcla de ésteres alquílicos obtenidos a partir de aceites vegetales, grasa animal o aceite comestible usado*”, permitiendo su mezcla con petróleo diésel en las mismas proporciones [100].

4.2.2.6. Ley N°. 21.499 del 2022

Esta ley establece que todos los biocombustibles sólidos deben cumplir con especificaciones técnicas mínimas de calidad y los define a los biocombustibles sólidos son los combustibles elaborados a partir de biomasa de origen leñoso o no leñoso, tales como leña, pellets, carbón vegetal, briquetas y astillas, entre otros [101].

4.2.2.7. Resolución N°8 (2024) Ministerio de Energía

Esta resolución califica como vehículos cero emisiones a aquellos vehículos que utilicen exclusivamente hidrógeno como combustible, siendo la unidad de medida de eficiencia energética: kilómetro por kilo de hidrógeno [102].

4.2.2.8. Impuesto específico a los combustibles

Establecido mediante la Ley N° 18.502, este impuesto se devengará durante la venta en territorio nacional, que efectúe el distribuidor de estos combustibles al vendedor de combustibles gas natural comprimido, gas licuado de petróleo, o de ambos, para su consumo vehicular. En el caso de que el distribuidor, productor o importador de los citados combustibles venda directamente estos combustibles para el consumo vehicular; o que con el objeto de abastecer para el consumo vehicular a vehículos que sean explotados por él retire estos combustibles, este impuesto se devengará al momento de la carga de dichos combustibles de los estanques o contenedores que se dispongan

exclusivamente para tal función. También se establecen impuestos específicos a las gasolinas automotrices y al petróleo diésel, ambos del uso vehicular³⁶ [103]. Este impuesto, al gravar principalmente los combustibles fósiles de uso vehicular, establece un marco que puede influir en la viabilidad económica de combustibles bajos en emisiones, promoviendo indirectamente el análisis de alternativas más sostenibles dentro del sector energético.

4.2.2.9. Decreto N°119 (2017) Ministerio de Energía

Establece una clasificación de las instalaciones de producción y suministro de biogás en función de la potencia nominal: pequeñas (menor o igual a 180 kW), medianas (mayor a 180 kW y menor o igual a 900 kW) y grandes (mayor a 900 kW). Dentro de la clasificación también se incluyen las instalaciones domiciliarias, industriales y para la quema del biogás. Para cada clasificación se especifican los requerimientos mínimos de seguridad que deben cubrir las plantas de biogás, en las etapas de diseño, construcción, operación, mantenimiento, inspección y las operaciones [104].

4.2.2.10. Decreto N°13 (2024) Ministerio de Energía

Establece los requisitos mínimos de seguridad que deben cumplir las instalaciones de hidrógeno en su estado de ser utilizado como recurso energético. Estos requisitos se detallan para las actividades de producción, acondicionamiento, almacenamiento, transferencia y consumo de hidrógeno en las etapas de diseño, construcción, operación, mantenimiento, reparación, modificación e inspección. La normativa excluye aquellas instalaciones destinadas al suministro de vehículos, así como las redes de transporte y distribución de hidrógeno fuera de la planta de producción [105].

4.2.2.11. Decreto N°298 (1994) Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones

Este decreto regula el transporte de sustancias peligrosas por calles y caminos en Chile, estableciendo las condiciones, normas y procedimientos aplicables para garantizar la seguridad durante estas operaciones. Incluye disposiciones sobre los vehículos utilizados, que deben cumplir requisitos técnicos como antigüedad máxima, rotulación visible, sistemas de registro y comunicación, así como sobre la manipulación, acondicionamiento y compatibilidad de las cargas peligrosas transportadas. También establece restricciones de circulación en zonas densamente pobladas o de alto tráfico, además de procedimientos específicos para emergencias y responsabilidades del transportista, conductor y expedidor [106].

4.2.2.12. Decreto N°160 (2008) Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción

El Decreto Supremo N°160 aprueba el Reglamento de almacenamiento de seguridad para las instalaciones y operaciones de producción y refinación, transporte, almacenamiento, distribución y abastecimiento de combustibles líquidos biocombustibles líquidos, biodiesel, bioetanol). Este define las obligaciones de los responsables de las instalaciones, incluyendo medidas de seguridad, prevención de riesgos y planes de emergencia. Además, establece las características que deben

³⁶ Según la Ley N° 18.502, el impuesto se aplica proporcionalmente al componente fósil en mezclas de gas natural con gas no fósil. Si bien no se especifica un tratamiento similar para mezclas en general con combustibles alternativos (como los biocombustibles líquidos regulados por el Decreto 11 del 2008 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción), la redacción de la ley podría permitir su aplicación bajo el mismo principio proporcional

cumplir las instalaciones, como sistemas de ventilación, señalización y control de derrames, con el objetivo de proteger la salud de las personas y el medio ambiente [107].

4.2.2.13. Decreto N°201 (2010) Ministerio de Energía

El Decreto Supremo N°201 declara norma oficial la Norma Chilena NCh3213.Of2010, que establece las especificaciones técnicas para el biometano. Esta norma define los estándares de calidad necesarios para su producción, transporte y uso, asegurando su seguridad y eficiencia como fuente energética alternativa [108].

Tabla 4. Resumen de documentos estratégicos y regulaciones nacionales sobre combustibles bajos en emisiones

Política/ Regulación Tipo	Nombre	Objetivo	Combustibles	Aplicaciones
Documentos estratégicos	Contribución Determinada a Nivel Nacional de Chile	Reducir las emisiones de GEI y aumentar la resiliencia ante el cambio climático, en línea con los objetivos del Acuerdo de París.	- Hidrógeno - Biogás	- Transporte de carga - Usos motrices en industria y minería - Uso térmico vía gasoductos - Generación en centrales eléctricas.
	Estrategia Climática a Largo Plazo (ECLP) 2050	Definir los lineamientos generales de largo plazo que seguirá el país de manera transversal e integrada, considerando un horizonte a 30 años para el cumplimiento del objeto de la LMCC.	Hidrógeno verde y derivados (no se especifica)	- Generación de energía - Transporte terrestre, marítimo y aéreo - Industria - Minería
	Anteproyecto del plan sectorial de adaptación y mitigación al cambio climático del sector energía	Establecer medidas para reducir las emisiones de GEI y aumentar la resiliencia del sector energético frente a los impactos del cambio climático.	- Combustibles sintéticos Bioetanol SAF (no se especifica) - Diesel renovable - Hidrógeno verde	- Generación de energía - Minería - Transporte - Agricultura - Gestión de residuos - Energía
	Estrategia nacional de movilidad sostenible	Fomentar un sistema de transporte eficiente, inclusivo y de bajo impacto ambiental, promoviendo el uso de modos de transporte sostenibles y reduciendo la dependencia de combustibles fósiles.	No se especifica	Transporte
	Anteproyecto del plan sectorial de adaptación y mitigación al cambio climático del sector transporte y telecomunicaciones	Transitar hacia un sistema de transporte cero emisiones, considerando los principios de transición justa, inclusión, género, equidad y participación.	No se especifica	Transporte
	Anteproyecto del plan sectorial de cambio climático de minería	Fortalecer la prevención y respuesta del sector minero frente al cambio climático, con medidas de mitigación, adaptación e integración.	Hidrógeno verde y derivados (no se especifica)	- Procesos motrices - Procesos Térmicos
	Certificados de energía renovable	Certificar que la energía eléctrica generada es a partir de una fuente renovable.	No se especifica	Generación de Energía eléctrica
	Política energética nacional	Establecer metas para reducir las emisiones de GEI en el sector energético, con objetivos clave para 2035 y 2050	- Combustibles cero emisiones y bajo en emisiones - Hidrógeno verde y derivados (no se especifica)	- Generación de energía eléctrica - Generación de energía térmica - Transporte terrestre, marítimo y aéreo - Construcción
			Gas natural	Generación de energía eléctrica

Informe final

Consultoría “Combustibles Carbono Neutral como alternativas a los combustibles fósiles en el mercado nacional de hidrocarburos: Estado del arte oportunidades y desafíos”

Política/ Regulación Tipo	Nombre	Objetivo	Combustibles	Aplicaciones
	Agenda energética 2022 – 2026	Impulsar la transición hacia un sistema energético sostenible, inclusivo y resiliente, promoviendo la descarbonización, la electrificación y la integración de energías renovables en la matriz energética nacional.	• Bioenergéticos (no se especifica) • Pellets • Leña seca	• Generación de energía térmica
	Hoja de Ruta SAF 2050 – Combustibles de Aviación Sostenible	Impulsar la sostenibilidad en la industria de la aviación mediante el uso de los Combustibles de Aviación Sostenible.	• Hidrógeno verde • Energéticos gaseosos limpios (no se especifica)	• Inyección en las redes de gas natural
	Estrategia Nacional de Hidrogeno Verde del 2020	Producir el hidrógeno verde más barato del mundo para 2030, ser uno de los tres principales exportadores para 2040, y alcanzar 5 Gigawatts de capacidad de electrólisis en desarrollo para 2025.	• SAF en base de aceites de cocina usados, biomasa forestal, biomasa de alto contenido lipídico e hidrogeno verde (mediante procesos power to liquid)	• Transporte aéreo
	Plan de Acción de Hidrógeno Verde 2023-2030	Definir una hoja de ruta entre el año 2023 y 2030 que permita desplegar una industria sostenible del hidrogeno verde, sus derivados y toda su cadena de valor.	• Hidrógeno verde y derivados (amoníaco verde, metanol verde, entre otros)	• Transporte mediante celdas de combustible y co-combustión. • Generación de energía eléctrica • Generación de energía térmica para calderas y red de gas • Materia prima en la industria química y agrícola.
Regulaciones	Ley Marco de Cambio Climático	Establecer un marco legal para la mitigación y adaptación al cambio climático en Chile, promoviendo la reducción de emisiones y la resiliencia climática.	• No se especifica	• Aplicable a cualquier sector
	Impuestos verdes	Establecer un precio a las actividades contaminantes para incentivar el uso de tecnologías limpias y sostenibles.	• No se especifica	• Fuente fijas en sector eléctrico e industrial •
	Ley de Energías Renovables no Convencionales	Fomentar el desarrollo y uso de energías renovables no convencionales para diversificar la matriz energética.	• No se especifica	• Generación de energía eléctrica renovable de no convencional
	Ley de Generación Distribuida	Permitir a los consumidores generar y vender energía renovable a la red eléctrica para promover una generación descentralizada.	• No se especifica	• Generación de energía eléctrica
Regulaciones	Ley de eficiencia energética	Mejorar la eficiencia en el uso de la energía en todos los sectores económicos, reduciendo el consumo energético sin afectar la productividad.	• No se especifica	• Transporte • Industria • Construcción

Informe final

Consultoría “Combustibles Carbono Neutral como alternativas a los combustibles fósiles en el mercado nacional de hidrocarburos: Estado del arte oportunidades y desafíos”

Política/ Regulación Tipo	Nombre	Objetivo	Combustibles	Aplicaciones
	Decreto 11 del 2008, del Ministerio de Económica Fomento y Reconstrucción	Aprobar las definiciones y especificaciones de calidad para la producción, importación, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de bioetanol y biodiesel.	- Bioetanol - Biodiesel	Transporte
	Ley N°. 21.499 del 2022	Regular los temas relacionados con los biocombustibles sólidos.	Biocombustibles sólidos (leña, pellets, carbón vegetal)	- Doméstico - Industria
	Resolución 8 del Ministerio de Energía del 2024	Calificar como cero emisiones a los vehículos que utilicen exclusivamente hidrógeno como combustible	Hidrógeno	Transporte empleando celdas de combustible o pilas de combustible de hidrógeno
	Impuesto específico a los combustibles	Establecer un precio al consumo de combustibles fósiles para reducir su uso y promover alternativas más limpias.	Combustibles fósiles (Gas natural comprimido, gas licuado de petróleo, petróleo diésel, gasolinas automotrices)	Transporte
	Decreto 119 del Ministerio de Energía	Establecer las normas de seguridad para las instalaciones de plantas de biogás, incluyendo requisitos técnicos y operativos para su diseño, construcción y funcionamiento.	Biogás	Instalaciones de producción de biogás
	Decreto 13 del Ministerio de Energía	Establecer normas de seguridad para instalaciones que emplean hidrógeno, incluyendo requisitos para su diseño, construcción, operación y mantenimiento.	Hidrógeno	Instalaciones de hidrógeno
	Decreto 298 del Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones	Reglamentar el transporte de sustancias peligrosas por calles y caminos, estableciendo condiciones de seguridad, etiquetado, compatibilidad y requisitos técnicos para vehículos y cargas.	GLP	Transporte del combustible
	Decreto 160 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción	Aprueba el Reglamento de Seguridad para las instalaciones y operaciones de producción, refinación, transporte, almacenamiento, distribución y abastecimiento de combustibles líquidos.	Combustibles líquidos (biocombustibles líquidos, biodiesel, bioetanol)	Producción, refinación, transporte, almacenamiento, distribución y abastecimiento de los combustibles.
	Decreto 201 del Ministerio de Energía	Declara norma oficial la Norma Chilena NCh3213.Of2010, que establece las especificaciones técnicas y de calidad para el biometano.	Biometano	Especificaciones de calidad para reemplazar al gas natural

Fuente: Elaboración propia.

4.3. Marco normativo internacional

En esta sección, se describe los marcos normativos de países que se encuentra a la vanguardia respecto a los combustibles alternativos: Estados Unidos, Unión Europea, Canadá, California y Alemania.

4.3.1. EE. UU.

El país ha establecido la meta de alcanzar las cero emisiones netas para el año 2050, en línea con sus compromisos internacionales y su responsabilidad en la lucha contra el cambio climático. Este objetivo implica la eliminación o compensación total de las emisiones de gases de efecto invernadero, lo que requerirá transformaciones significativas en todos los sectores de la economía. Para lograr esta meta, el país ha implementado una serie de medidas, planes, políticas y programas estratégicos que buscan reducir progresivamente las emisiones, promover el uso de energías de carácter más limpio, así como fomentar la innovación en tecnologías sostenibles [109]. A continuación, se describen algunas de las principales acciones y mecanismos establecidos en el país para alcanzar la neutralidad en emisiones, en relación con el uso de combustibles.

4.3.1.1. Regulaciones de EE. UU.

A. Sistema de Comercio de Emisiones

El país introdujo el concepto de comercio de emisiones; no obstante, debido a que este sigue un enfoque federalista, no existe un sistema unificado de impuestos, sino que, en su lugar, cada estado tiene la autonomía para implementar su propio enfoque, lo que resulta en 2 sistemas que reflejan las prioridades y circunstancias locales.

En la región noreste, varios estados, incluyendo Delaware, Maine y Connecticut (*Regional Greenhouse Gas Initiative* - RGGI), implementan un enfoque de *cap and trade*, al igual que estados como California, que posee uno de los sistemas más avanzados del país; mientras que otros estados como Washington y Nueva York han adoptado uno de *cap and invest* [110] [111]. Ambos enfoques establecen un límite máximo de emisiones que pueden generar los grandes emisores de GEI tales como empresas distribuidoras de combustibles y/o calor, plantas de generación eléctrica, entre otras (esto varía según el estado), y se suelen centrar en combustibles fósiles.

Asimismo, las empresas pertenecientes a los estados participantes compran permisos de emisión en subastas, conocidos como *allowances*, conforme a sus necesidades y los revenden en caso lo deseen y hayan logrado emitir menos de lo establecido mediante la implementación de medidas como la incorporación de combustibles bajos en emisiones o de tecnologías más limpias, pudiendo intercambiarlos inclusive entre distintos sistemas de comercio de emisiones [112]. En ambos enfoques, los estados destinan los recursos obtenidos mediante la venta de *allowances* al desarrollo proyectos de reducción de emisiones y programas de apoyo a comunidades vulnerables. Esto introduce un componente adicional de inversión social y ambiental, orientado a mitigar los efectos del cambio climático y promover la equidad [112].

El sistema *cap and trade* y el sistema *cap and invest* son, en esencia, equivalentes en su alcance. Ambos establecen límites estrictos a las emisiones, permiten la compra y comercio de *allowances*, e invierten los fondos recaudados en proyectos de desarrollo. La diferencia entre ellos radica en que uno pone énfasis en el aspecto del comercio, mientras que el otro resalta la inversión en proyectos.

En los sistemas de comercio de emisiones de Estados Unidos, como el RGGI y otros programas regionales, las entidades que no cumplen con los requisitos de emisión enfrentan sanciones financieras. Estas sanciones pueden incluir multas calculadas en función del exceso de emisiones no cubiertas por permisos, con tarifas que buscan penalizar significativamente a los emisores que exceden sus límites establecidos. Las penalizaciones están diseñadas para garantizar el cumplimiento estricto y disuadir la sobre emisión, incrementando los costos para las entidades no conformes.

B. Estándar de Cartera de Energías Renovables (Renewable Portfolio Standard - RPS)

En Estados Unidos, los *Renewable Portfolio Standards* fueron establecidos a nivel estatal como regulaciones que tienen como fin a asegurar que un porcentaje específico de la energía producida por las empresas eléctricas provenga de fuentes renovables, como la solar, eólica o hidroeléctrica. Por lo que, para facilitar el cumplimiento de estos estándares, se introdujeron los *Renewable Energy Credits* (REC), también conocidos como *green certificates* o *green tags*, los cuales representan 1 MWh de electricidad generada a partir de fuentes renovables, cuya producción ha sido rigurosamente medida y verificada [113].

Estos créditos, cuentan con la particularidad de poder ser comercializados en el mercado, el mismo que puede ser tanto estatal como interestatal, dependiendo de las especificaciones del RPS que lo aborde. Esto permite que las empresas que no generan suficiente energía renovable puedan cumplir con sus obligaciones mediante la compra de estos certificados. No obstante, los RECs también pueden ser adquiridos de manera voluntaria por empresas de otros sectores que buscan reducir su impacto ambiental y su huella de carbono [114, 113].

Por último, los proveedores de electricidad que no cumplan con las obligaciones de generación o adquisición de energía renovable establecidas por los RPS están sujetos a sanciones financieras. Estas multas, impuestas por las autoridades reguladoras estatales, generalmente se calculan en función del déficit de cumplimiento y pueden ser aplicadas por cada MWh de energía no respaldada por REC.

C. Normas y Directrices de Gases de Efecto Invernadero para Plantas de Energía que Funcionan con Combustibles Fósiles (Greenhouse Gas Standards and Guidelines for Fossil Fuel-Fired Power Plants)

Los *Greenhouse Gas Standards and Guidelines for Fossil Fuel- Fires Power Plants*, regulaciones diseñadas bajo el marco de la *Clean Air Act*, establecen límites estrictos para las emisiones de carbono provenientes de plantas de energía alimentadas por combustibles fósiles, como carbón, gas natural y petróleo. A su vez, este programa se basa en estándares conocidos como *New Source Performance Standards* y *Emission Guidelines*, diseñados para controlar las emisiones tanto de nuevas instalaciones como de plantas existentes [115].

Para las nuevas plantas, la regulación establece límites estrictos de emisión que requieren el uso de tecnologías avanzadas como la captura y almacenamiento de carbono y la co-combustión. En cuanto a las plantas existentes, estas deben seguir pautas que dependen de factores como su capacidad y frecuencia de uso, con especial atención a las plantas que funcionan de manera más continua [116].

Estas regulaciones también consideran las repercusiones sobre la salud pública y la justicia ambiental, evitando miles de muertes prematuras y reduciendo significativamente las hospitalizaciones relacionadas con enfermedades respiratorias para el año 2030. Además, la EPA ha diseñado estas

normas con flexibilidad para que las empresas eléctricas puedan cumplirlas de manera eficiente en términos de costos, proporcionando el tiempo necesario para adoptar las tecnologías requeridas sin afectar la fiabilidad de la red eléctrica ni generar grandes aumentos en el costo de la energía [115, 116]. No obstante, el incumplimiento de los estándares puede derivar en la imposición de sanciones administrativas por parte de la EPA, como multas, medidas correctivas obligatorias y, en algunos casos, la suspensión o revocación de permisos operativos.

D. Crédito fiscal por Combustibles Alternativos (Alternative Fuel tax credit)

En el marco del Acta de la Reducción de la Inflación (Ley pública 117 – 169), se desarrolló el crédito fiscal especial para combustibles alternativos³⁷ (USD 0,50 por galón) que se venda para su uso o se utilice como combustible para el funcionamiento de un vehículo de motor. Pueden acogerse al incentivo las entidades exentas de impuestos, como las administraciones estatales y locales, que dispensen estos combustibles alternativos desde una estación de servicio in situ para su uso en vehículos [117]. Si bien desde el Departamento de Energía de EE. UU. se considera que este crédito es el más importante, se han generado otros más específicos (bajo la misma regulación y otras regulaciones como el *Energy Policy Act* de 1992) para productores o demandantes de biodiesel, etanol, hidrógeno, propano, diésel renovable, SAF³⁸ y combustibles emergentes (biobutanol, dimetil éter, metanol y gasolina renovable)³⁹ [118]. A continuación, se presentan algunos ejemplos:

- Subvenciones fiscales a la venta o uso de mezclas de combustibles alternativos (hidrógeno líquido, el P-Series fuel, el combustible líquido derivado de carbón mediante el proceso Fischer-Tropsch y el combustible líquido derivado de biomasa) [119, 117].
- Crédito fiscal inmobiliario para empresas y personas que pongan en servicio propiedades para el reabastecimiento de combustible alternativos [120].
- Crédito fiscal a los SAF cuyas emisiones de GEI durante su ciclo de vida sean menores al 50% en comparación con otros combustibles elegibles. En caso de que la reducción sea mayor, el crédito se incrementa [121].

El uso indebido o el reclamo incorrecto de estos créditos puede resultar en sanciones por parte del Servicio de Impuestos Internos de Estados Unidos, que incluyen multas por inexactitudes en la declaración fiscal, intereses sobre las cantidades reclamadas de manera indebida y, en casos graves, auditorías fiscales. Dependiendo de la naturaleza del incumplimiento, las penalizaciones pueden variar, incluyendo cargos adicionales por fraude o negligencia en la aplicación del crédito.

E. Ley de Política Energética (Energy Policy Act)

³⁷ Bajo este marco regulatorio se entiende como combustible alternativo al gas natural, hidrógeno líquido, propano, combustible de la serie P, combustible líquido derivado del carbón mediante el proceso Fischer-Tropsch, y gas comprimido o licuado derivado de biomasa.

³⁸ Bajo esta legislación, SAF es un combustible líquido alternativo al kerosene que cumple con los estándares ASTM D7566. Este estándar contiene una serie de rutas que consideran materias primas renovables (aceite de algas, biomasa celulósica, aceites no comestibles, desechos municipales, etc) para la elaboración del combustible, brindándole al producto final esta propiedad.

³⁹ Estos combustibles son utilizados en el sector transporte; pudiendo ser empleados como sustituto total del combustible como el metanol o la gasolina renovable, o como mezcla como el biobutanol y el dimetil éter, Para más información, revisar el siguiente [enlace](#).

Fue aprobada por el Congreso en 1992⁴⁰ para mejorar la seguridad energética de EE. UU. exigiendo a las flotas terrestres federales, estatales y de proveedores de combustibles alternativos que apliquen medidas de reducción de combustibles derivados del petróleo. En ese sentido, definió una lista de combustibles alternativos ⁴¹ [122]:

- **Hidrógeno:** Utilizado principalmente en vehículos con celdas de combustible, que convierten el hidrógeno en electricidad, o en motores de combustión interna modificados. Los derivados del hidrógeno pueden actuar como un sustituto completo de los combustibles fósiles.
- **Etanol:** Un alcohol renovable obtenido principalmente de la fermentación de biomasa como maíz o caña de azúcar. El etanol puede ser utilizado en mezcla con gasolina en proporciones como E10 (10% etanol) o E85 (85% etanol) en vehículos flex-fuel (FFV), o como sustituto total en motores adaptados.
- **Biodiésel:** Un combustible renovable derivado de aceites vegetales o grasas animales, que puede ser utilizado en su forma pura (B100) o en mezcla con diésel de petróleo en proporciones como B20 (20% biodiésel).
- **Combinaciones de más de 85% de Metanol, Etanol Desnaturalizado y Otros Alcoholes:** Se refiere a mezclas de alcoholes, como el M85 (85% metanol) o E85 (85% etanol), que pueden ser utilizados en vehículos FFV, capaces de operar tanto con gasolina como con mezclas de alcoholes.
- **Propano (Gas Licuado del Petróleo):** Hidrocarburo que se almacena y transporta en forma licuada. El propano puede ser utilizado en vehículos adaptados como combustible alternativo, ya sea en sustitución total o parcial.
- **Gas Natural Comprimido y Gas Natural Licuado:** El gas natural, compuesto principalmente de metano, puede utilizarse en su forma comprimida (CNG) o licuada (LNG) como sustituto completo de la gasolina o diésel en vehículos modificados para operar con gas natural.
- **Combustibles Líquidos Producidos a partir de Gas Natural:** Estos combustibles se obtienen a través del proceso de *Gas-to-Liquids*, donde el gas natural es convertido en combustibles líquidos, como diésel sintético. Estos combustibles son químicamente similares a los derivados del petróleo, permitiendo una sustitución total en motores diésel sin modificaciones.
- **Combustibles Líquidos Derivados del Carbón:** Se refiere a cualquier combustible líquido producido mediante el proceso *Fischer-Tropsch*. Estos combustibles son aptos para motores diésel convencionales, proporcionando una alternativa total a los combustibles fósiles tradicionales.
- **Combustibles de la Serie P:** Combustibles renovables producidos mediante la combinación de etanol, metiletrahidrofurano (MTHF) e hidrocarburo. Se considera que pueden reducir las emisiones de GEI hasta en un 45-50% en comparación a la gasolina si el etanol y MTHF son producidos a partir de materiales biológicos. Pueden ser utilizados como aditivos, sustitutos parciales o totales en diversas aplicaciones.
- **Otros Combustibles Derivados de Materiales Biológicos:** Incluyen biocombustibles avanzados, como el biogás y otros combustibles líquidos obtenidos de residuos agrícolas,

⁴⁰ Actualizada en 2005

forestales o industriales. Estos combustibles son regulados por la EPA y deben cumplir con los requisitos técnicos para uso en motores de combustión interna.

- **Electricidad:** Utilizada en vehículos eléctricos, los cuales reemplazan completamente los combustibles líquidos o gaseosos tradicionales. Las regulaciones de Estados Unidos especifican que estos vehículos deben cumplir con los estándares de eficiencia y autonomía establecidos por la EPA y el Departamento de Transporte.

Por su parte, el Departamento de Energía de Estados Unidos tiene la autoridad para imponer multas a las entidades que no logren cumplir con los requisitos de adquisición. Además, aquellas flotas que no alcancen los objetivos establecidos deben compensar el incumplimiento mediante la compra de créditos de cumplimiento de otras flotas que hayan superado las exigencias.

F. Programa de Difusión de Metano de Rellenos Sanitarios (Landfill Methane Outreach Program – LMOP)

Es un programa voluntario de la EPA, lanzado en 1994 y aún en funcionamiento. Su objetivo principal es reducir las emisiones de metano provenientes de los vertederos al fomentar la captura y el uso de este gas como una fuente de energía renovable.

El metano de los vertederos es un potente gas de efecto invernadero y, al capturarlo y aprovecharlo, se contribuye tanto a la reducción de emisiones como a la generación de energía. LMOP trabaja en colaboración con empresas, gobiernos locales y operadores de vertederos para identificar y apoyar proyectos que capturen el gas metano, facilitando asistencia técnica, recursos y contactos en la industria para llevar estos proyectos a cabo. Además de reducir las emisiones, LMOP promueve el aprovechamiento del metano en aplicaciones energéticas, como la generación de electricidad y el uso directo en procesos industriales.

El programa sigue siendo una iniciativa clave en los esfuerzos de mitigación de gases de efecto invernadero en Estados Unidos, apoyando cientos de proyectos en vertederos que producen energía limpia y ayudan a combatir el cambio climático.

4.3.1.2. Documentos estratégicos de EE. UU.

A. Estándares de Combustibles Renovables (Renewable Fuel Standard Program)

El *Renewable Fuel Standard (RFS) Program* es una política federal implementada en Estados Unidos que tiene como objetivo reducir la dependencia de combustibles fósiles al promover la integración de combustibles renovables en sectores clave como el transporte y la generación de energía térmica. Administrado por la Agencia de Protección Ambiental (EPA), este programa establece anualmente los volúmenes específicos de combustibles renovables de bajas emisiones que deben ser incorporados a nivel nacional; entendiéndose que en el país estos se consideran de esta manera cuando producen una menor cantidad de emisiones en comparación con el diésel o gasolina base, emisiones que se aseguran mediante un análisis de ciclo de vida realizado por la EPA y bajo la certificación ISCC⁴² [123, 124].

Bajo el RFS, los combustibles cuyos volúmenes pueden ser mezclados con combustibles convencionales se pueden dividir en cuatro categorías: biocombustibles celulósicos, con materias primas como rastrojos de maíz astillas de madera; diésel derivados de biomasa como aceite residual

⁴² ISCC hace referencia a la *International Sustainability and Carbon Certification*.

o aceite de canola; biocombustibles avanzados, elaborados a partir de materiales como caña de azúcar o biobutanol; y combustibles renovables convencionales, elaborados a partir de materiales como el almidón de maíz⁴³ [125, 126, 127].

La EPA calcula los volúmenes mediante fórmulas que determinan, en primer lugar, los RFS para cada tipo de biocombustible, los cuales son utilizados por las partes obligadas, como refinadores e importadores de gasolina y diésel, para asegurar que una porción específica de estos combustibles renovables sea mezclada en sus productos. A partir de estos estándares, se calcula la *Renewable Volume Obligation* (RVO), que es la obligación de volumen renovable que las partes obligadas deben cumplir cada año de manera individual, y que representa una fracción del volumen nacional estimado para el año [127].

Para asegurar el cumplimiento de las RVO, se implementó un sistema de créditos llamado *Renewable Identification Numbers* (RINs), que desempeña un papel fundamental en la trazabilidad de las obligaciones donde cada vez que se produce o importa un galón de biocombustible, se genera un RIN vinculado a ese volumen. Estos RINs pueden separarse del combustible físico y comercializarse de forma independiente, lo que permite a las empresas cumplir con sus obligaciones sin tener que mezclar directamente biocombustibles en sus productos. Así, una parte obligada puede satisfacer su RVO mediante la mezcla de los biocombustibles requeridos o adquiriendo suficientes RINs en el mercado, otorgando mayor flexibilidad a refinadores e importadores para adaptarse a las fluctuaciones en la oferta y demanda de biocombustibles. La EPA a su vez supervisa este sistema para garantizar que los RINs rastreen adecuadamente la producción y uso de biocombustibles, asegurando un equilibrio entre los objetivos nacionales de energías renovables y la capacidad de la industria para cumplir con ellos [127].

Por último, las partes obligadas que no cumplan con sus RVO o que infrinjan las normativas relacionadas con los RINs, como el uso de RINs inválidos o no elegibles, enfrentan severas sanciones. Estas penalidades pueden incluir multas diarias por cada día de incumplimiento, lo que puede generar costos considerables si las violaciones no se corrigen de forma rápida y adecuada [127].

B. Sustainable Aviation Fuel Grand Challenge [128]

Este desafío es el resultado de la colaboración entre el Departamento de Energía de los EE. UU., el Departamento de Transporte, el Departamento de Agricultura y otras agencias del gobierno federal para desarrollar una estrategia integral que permita escalar nuevas tecnologías para la producción de SAF a escala comercial [129]. Se plantearon los siguientes objetivos:

- Una reducción mínima del 50% en las emisiones de GEI a lo largo del ciclo de vida en comparación con el combustible convencional.
- 3 mil millones de galones de SAF doméstico por año para 2030. La principal fuente será lipídica (HEFA), aunque se espera que se incremente la participación en base a almidón y azúcar (Alcohol to jet).

⁴³ La reducción de emisiones debe ser de al menos 60% para biocombustibles celulósicos, 50% para diésel derivados de biomasa y biocombustibles avanzados, y 20% para combustibles renovables convencionales.

- 35 mil millones de galones de SAF para satisfacer el 100% de la demanda doméstica para 2050

Cuadro 1. Regulación e incentivos para combustibles alternativos en California

La legislación estadounidense permite que los estados en el país implementen normas estatales, alineadas a las federales, que se ajusten a la realidad de cada uno de los estados. En ese sentido, California cuenta con 169 leyes e incentivos relacionadas a los combustibles alternativos y los vehículos avanzados, en comparación a otros estados como Alabama y Luisiana que han implementado 18 y 20 respectivamente.

Las leyes e incentivos en California son diversas y abarcan diversos aspectos y usuarios que participan de la cadena de valor de los combustibles alternativos. Por ejemplo: (i) se reembolsa un porcentaje del costo de la compra a los usuarios que efectúen grandes compras de diésel renovable; (ii) se proveen incentivos financieros a empresas, fabricantes de vehículos y tecnología, socios de formación laboral, propietarios de flotas, consumidores e instituciones académicas con el objetivo de desarrollar y desplegar combustibles alternativos y renovables, así como tecnologías avanzadas de transporte; (iii) se subvenciona la compra de buses escolares cero emisiones para reemplazar a aquellos que funcionan a base de combustibles fósiles; la sustitución o repotenciación de vehículos pesados, entre otros.

Uno de los principales programas de California es el *Zero - Emission Vehicle Regulation*, el cual ha sido adoptado por otros estados en el país. Este programa comprende una serie de regulaciones para alcanzar los objetivos de reducción de emisiones de GEI del estado (40% por debajo de los niveles de 1990 en 2023). Las regulaciones aumentan los requisitos federales para los vehículos de cero emisiones con el fin de fomentar un mayor volumen de ventas y adopción de estos vehículos, apoyando así el objetivo de que los nuevos vehículos alcancen el 100% de cero emisiones y sean híbridos eléctricos enchufables limpios para el año 2035. Además, exige a los fabricantes de vehículos de gran volumen y de volumen intermedio que lleven o comercialicen en California una cierta proporción de sus ventas como vehículos híbridos enchufables o de cero emisiones. Actualmente, las tecnologías de vehículos de cero emisiones son los vehículos eléctricos de batería y los vehículos eléctricos de pila de combustible de hidrógeno. La regulación

Otro programa clave en el estado es el *Low Carbon Fuel Standard (LCFS)*, que tiene como objetivo reducir y certificar la intensidad de carbono en los combustibles utilizados en el transporte. Este programa, implementado por la Junta de Recursos del Aire de California, establece un sistema de incentivos que promueve la adopción de combustibles con bajas emisiones de carbono y tecnologías limpias. A través de este esquema, los proveedores de combustibles deben reducir progresivamente la intensidad de carbono de sus productos hasta alcanzar una disminución del 20% para 2030, en comparación con los niveles de 2010. Las reducciones se logran mediante el uso de biocombustibles, electricidad, hidrógeno y gas natural renovable, entre otros. Además, el LCFS permite a los proveedores de combustibles obtener créditos cuando exceden los objetivos de reducción, los cuales pueden ser vendidos a otras compañías que no cumplen con sus metas.

Por último, el estado de California cuenta con el sistema *California Cap-and-Trade*, considerado uno de los más sofisticados mecanismos de comercio de emisiones en Estados Unidos. Este programa regula sectores estratégicos, como la generación de energía, industrias y distribuidoras de combustibles, abarcando el uso de combustibles fósiles e incentivando la transición hacia combustibles alternativos con menores emisiones de carbono, tales como el biogás, el hidrógeno verde y el gas natural renovable. Asimismo, dentro del sistema se permite la utilización de bonos de carbono para cubrir hasta un 4% de las obligaciones de emisión de las empresas, con un incremento al 6% a partir de 2026. Estos bonos provienen de proyectos externos, como la reforestación o la captura de carbono, y deben estar certificados bajo estándares internacionales reconocidos, como el *Verified Carbon Standard* o el *Climate Action Reserve*. La regulación establece que las entidades que no cumplen con la entrega adecuada de permisos de emisión conforme a sus emisiones están sujetas a sanciones monetarias expresadas en la adquisición de permisos adicionales equivalentes a cuatro veces la cantidad de emisiones no cubiertas.

Informe final

Consultoría “Combustibles Carbono Neutral como alternativas a los combustibles fósiles en el mercado nacional de hidrocarburos: Estado del arte oportunidades y desafíos”

Fuente: Elaboración propia en base a *California Laws and Incentives* [130] y al *California Cap-and-Trade Program* [131]. Nota: Los vehículos pesados incluyen camiones de carga, camiones de volteo, transportadores de residuos, mezcladoras de concreto y locomotoras de cambio de carga

Informe final

Consultoría “Combustibles Carbono Neutral como alternativas a los combustibles fósiles en el mercado nacional de hidrocarburos: Estado del arte oportunidades y desafíos”

Política/ Regulación		Objetivo	Combustibles mencionados	Aplicaciones	Multas
Tipo	Nombre				
Regulaciones	Estándares de Combustibles Renovables (<i>Renewable Fuel Standard Program</i>)	Se establecen anualmente los volúmenes específicos de combustibles renovables de bajas emisiones que deben ser incorporados a nivel nacional y se establece un volumen renovable que las partes obligadas (refinadores e importadores de gasolina y diésel) deben cumplir cada año de manera individual (RVO).	Biocombustibles celulósicos; diésel derivado de biomasa; biocombustibles avanzados; combustibles renovables convencionales	Generación de energía y transporte	Multas diarias por incumplimiento de RVO o uso de RINs inválidos, con sanciones severas si no se corrige rápidamente.
	Sistema de Comercio de Emisiones	Se establece un límite máximo de emisiones de GEI para los grandes emisores, como empresas distribuidoras de combustibles y plantas de generación eléctrica, a través de los sistemas cap and trade y cap and invest. Cada estado participante debe implementar su propio enfoque, permitiendo la compra y venta de permisos de emisión y destinando los fondos recaudados a proyectos relacionados a temas como la reducción de emisiones o apoyo a comunidades vulnerables.	Combustibles fósiles	Generación de energía, transporte e industria	Sanciones por exceso de emisiones no cubiertas expresadas en un múltiplo de estas.
	Estándar de Cartera de Energías Renovables (<i>Renewable Portfolio Standard - RPS</i>)	Se exige que un porcentaje específico de la energía generada provenga de fuentes renovables en cada estado. Para cumplir con estos estándares, las empresas eléctricas pueden generar o adquirir RECs. Las empresas que no cumplan con estos requisitos están sujetas a sanciones financieras.	No se menciona	Generación de energía eléctrica	Multas por cada MWh no cubierto por RECs válidos según las obligaciones de RPS.
	Normas y Directrices de Gases de Efecto Invernadero para Plantas de Energía que Funcionan con Combustibles Fósiles (<i>Greenhouse Gas Standards and Guidelines for Fossil Fuel-Fired Power Plants</i>)	Se establecen límites estrictos de emisión de carbono para plantas de energía, tanto para instalaciones nuevas como existentes, incentivando el uso de tecnologías avanzadas como la captura de carbono. Las plantas que no cumplan con estos estándares enfrentan sanciones administrativas, como multas y medidas correctivas.	Carbón, gas natural y petróleo.	Generación de energía	Multas, medidas correctivas y posibles revocaciones de permisos por incumplir los estándares de emisiones.
	Crédito fiscal por Combustibles Alternativos (<i>Alternative Fuel tax credit</i>)	Se otorga un crédito fiscal por galón para combustibles alternativos utilizados en vehículos de motor. Entidades exentas de impuestos, como administraciones estatales, que dispensen estos combustibles desde estaciones de servicio, pueden acogerse al beneficio. También se ofrecen créditos fiscales adicionales para combustibles específicos como biodiesel y SAF.	Biodiesel, etanol, hidrógeno, propano, diésel renovable, SAF y combustibles emergentes (biobutanol, dimetil éter, metanol y gasolina renovable)	Transporte	Sanciones económicas, intereses y auditorías fiscales por uso indebido del crédito
	Programa de Difusión de Metano de Rellenos Sanitarios (<i>Landfill Methane Outreach Program – LMOP</i>)	Se fomenta la captura y aprovechamiento de metano de vertederos como fuente de energía renovable. El programa colabora con gobiernos locales y operadores de vertederos para reducir emisiones de metano, ofreciendo asistencia técnica y promoviendo la generación de energía mediante la captura de este gas.	Biogás	Generación de energía, generación de calor, transporte, industria, gestión de residuos	-
	Ley de Política Energética (<i>Energy Policy Act</i>)	Se obliga a flotas terrestres federales, estatales y proveedores de combustibles alternativos a reducir el uso de combustibles derivados del petróleo, impulsando el uso de alternativas. Las flotas que no cumplan con los requisitos deben compensar el incumplimiento mediante la compra de créditos de cumplimiento.	Hidrógeno; etanol; biodiésel; combinaciones de más de 85% de metanol; etanol desnaturalizado y otros alcoholes; GLP; GNC y GNL;	Transporte	Sanciones por incumplimiento de requisitos de adquisición, con opción de compensar mediante la compra de créditos de flotas que superen los objetivos establecidos.

Informe final

Consultoría “Combustibles Carbono Neutral como alternativas a los combustibles fósiles en el mercado nacional de hidrocarburos: Estado del arte oportunidades y desafíos”

Política/ Regulación		Objetivo	Combustibles mencionados	Aplicaciones	Multas
Tipo	Nombre				
			combustibles líquidos producidos a partir de gas natural; combustibles líquidos derivados del carbón, combustibles de la Serie P, otros combustibles derivados de materiales biológicos; electricidad.		
	Estándar de Combustibles Bajos en Carbono (<i>Low Carbon Fuel Standard – LCFS</i>)	Se establece un sistema de incentivos para reducir la intensidad de carbono de los combustibles utilizados en el transporte, promoviendo la adopción de combustibles y tecnologías de bajas emisiones de carbono. Los proveedores de combustibles deben reducir progresivamente la intensidad de carbono de sus productos hasta alcanzar una disminución en comparación con niveles base, mediante el uso de biocombustibles, electricidad, hidrógeno y gas natural renovable. Aquellos proveedores que superen sus objetivos de reducción pueden obtener créditos, los cuales pueden ser vendidos a empresas que no cumplen con sus metas, incentivando el cumplimiento en todo el sector.	Biocombustibles, electricidad, hidrógeno y gas natural renovable, etc.	Transporte	Multas a los proveedores de combustibles que no cumplen con los objetivos de reducción de carbono o no adquieren suficientes créditos.
Documentos estratégicos	Estándares de Combustibles Renovables (<i>Renewable Fuel Standard Program</i>)	Se establecen volúmenes específicos anuales de combustibles renovables de bajas emisiones que deben ser incorporados en el mercado nacional. Los refinadores e importadores de gasolina y diésel están obligados a cumplir con un volumen obligatorio, ya sea mediante la mezcla de biocombustibles o la adquisición de RINs para asegurar su cumplimiento.	Biocombustibles convencionales. Biocombustibles avanzados	Transporte	Penalidades pueden incluir multas diarias por cada día de incumplimiento, lo que puede generar costos considerables si las violaciones no se corrigen de forma rápida y adecuada.
	Sustainable Aviation Fuel Grand Challenge	Se desarrolla una estrategia integral que permita escalar nuevas tecnologías para la producción de SAF a escala comercial.	SAF	Transporte	-
Certificaciones	Los combustibles son considerados bajos en carbono si sus emisiones, certificadas por esquemas como ISCC y evaluadas mediante un análisis de ciclo de vida por la EPA, son menores que las de los combustibles fósiles tradicionales (gasolina o diésel).				

4.3.2. Unión Europea

La Unión Europea (UE) se ha comprometido a reducir al menos el 55% de sus emisiones para el 2030 en comparación con el nivel de emisiones de 1990, y alcanzar la neutralidad climática para 2050, en línea con sus obligaciones bajo el Acuerdo de París y su liderazgo en la lucha global contra el cambio climático. Para cumplir este objetivo, la UE ha desarrollado un conjunto de iniciativas clave que buscan transformar profundamente todos los sectores de su economía, reduciendo las emisiones de GEI y promoviendo el uso de energías limpias y renovables [132]. A continuación, se describen algunas de las principales políticas y mecanismos establecidos en la UE para alcanzar estos ambiciosos objetivos climáticos.

4.3.2.1. Regulaciones de la Unión Europea

A. Directivas de Energías Renovables (Renewable Energy Directive – RED)

Las Directivas de Energías Renovables (RED, por sus siglas en inglés) de la Unión Europea han sido fundamentales en la transición energética del continente, evolucionando a través de tres versiones para enfrentar los crecientes desafíos del cambio climático en sectores como la industria, el transporte y la generación de energía y calor [133]. La RED I (Directiva 2009/28/CE), adoptada en 2009, estableció el primer objetivo vinculante de la UE para que un 20% del consumo final bruto de energía provenga de fuentes renovables para 2020, impulsando a los Estados miembros a incrementar significativamente la participación de energías como la eólica, solar y biomasa [134]. La RED II (Directiva (UE) 2018/2001), que entró en vigor en 2018, elevó este objetivo al 32% para 2030 e introdujo criterios de sostenibilidad para biocombustibles y biomasa, promoviendo la participación de los consumidores en la generación de energía renovable y asegurando que el crecimiento de estas energías no comprometa la biodiversidad [135].

La más reciente versión, RED III (Directiva (UE) 2023/2413), adoptada parcialmente en 2023, refleja la creciente urgencia de acción climática al fijar un ambicioso objetivo de que un 42.5% del consumo final bruto de energía en la UE provenga de fuentes renovables para 2030, con una meta indicativa adicional del 45%. En específico para el sector transporte, se establece como metas que cada estado miembro deberá imponer una obligación a los proveedores de combustible para asegurar que:

1. la cantidad de combustibles y electricidad renovables suministrada al sector del transporte permita:
 - (i) Una proporción de energía renovable en el consumo final de energía en el sector del transporte de al menos el 29 % para 2030; o
 - (ii) una reducción en la intensidad de GEI de al menos el 14,5 % para 2030 de acuerdo con una trayectoria indicativa establecida por el Estado Miembro;
2. la proporción combinada de biocombustibles avanzados, biogases producidos, y de combustibles renovables de origen no biológico en la energía suministrada al sector del transporte, sea al menos del 1 % en 2025 y del 5,5 % en 2030, de los cuales una proporción de al menos un punto porcentual provenga de combustibles renovables de origen no biológico en 2030.

Esta directiva introduce importantes innovaciones, como la electrificación de sectores difíciles de descarbonizar, incluidos la industria pesada y el transporte [136]. En paralelo, RED III refuerza el sistema de Garantías de Origen (GO), un mecanismo clave que certifica que 1 MWh de energía ha sido

generado a partir de fuentes renovables, brindando al consumidor final información detallada sobre el tipo de energía, la instalación y los detalles de emisión, garantizando su validez y trazabilidad [135].

Asimismo, la RED II establece un marco normativo para el uso y promoción tanto biocombustibles como RFNBO y combustibles de carbono reciclado⁴⁴. En primer lugar, los biocombustibles se dividen en convencionales, como el bioetanol producido a partir de cultivos como el maíz o la caña de azúcar, aceites derivados de biomasa pirolizada, el biodiésel derivado de aceites vegetales (soja, palma) y el biogás generado mediante la fermentación de residuos orgánicos; y avanzados que incluyen combustibles como el bioetanol celulósico a partir de residuos lignocelulósicos (como la paja) o combustibles a partir de algas, el biometano obtenido de residuos orgánicos, el biodiésel avanzado de aceites usados, y el biogás avanzado derivado de estiércol o lodos de depuradora (así como sus versiones más refinadas: el GNR, BioGNC y BioGNL). Por su parte, los RFNBO incluye tanto al hidrógeno verde sintetizado vía electrólisis del agua, como el e-metanol, el e-diésel y demás derivados de este siempre y cuando sean producidos con carbono capturado proveniente de fuentes no orgánicas y energías renovables ⁴⁵ [137].

Este marco regulatorio también exige que tanto los biocombustibles como los RFNBO cumplan con estrictos criterios de sostenibilidad establecidos para toda la UE, los mismos que prohíben el uso de tierras de alto valor en biodiversidad o carbono, y exigen una reducción mínima de emisiones del 70%, calculada a través de un análisis de ciclo de vida que considera el impacto ambiental desde la producción hasta el uso final [137]. De esta manera, para asegurar el cumplimiento, los combustibles deben ser certificados por esquemas como ISCC, REDcert o RSB⁴⁶, que están en proceso de extender su certificación para incluir los RFNBO, lo que garantizará que esta nueva categoría de combustibles también cumpla con los requisitos de sostenibilidad y reducción de emisiones establecidos [138] .

Finalmente, en el marco de estas directivas se establece un régimen de sanciones para los Estados miembros que no cumplan con los objetivos de incremento en la cuota de energías renovables en su consumo final de energía⁴⁷. Aunque la directiva no especifica penalizaciones monetarias directas, se contempla que la Comisión Europea pueda iniciar procedimientos de infracción ante el Tribunal de Justicia de la UE en casos de incumplimiento.

B. Régimen de Comercio de Derechos de Emisión (EU Emissions Trading System - EU ETS)

El *EU Emissions Trading System* (Directiva 2003/87/CE) opera bajo un enfoque de *cap and trade*, estableciendo un límite total para las emisiones de GEI de combustibles fósiles permitidas por las instalaciones y operadores incluidos en el sistema, tales como la producción de energía eléctrica, la aviación comercial, la refinación de petróleo, y la manufactura de cemento, acero, vidrio y productos químicos⁴⁸, facilitando así su transición hacia la neutralidad en carbono [139, 140].

⁴⁴ Según la RED II de la Unión Europea, los Combustibles de Carbono Reciclado son combustibles producidos a partir de corrientes de residuos líquidos o sólidos de origen no renovable que no son aptos para recuperación material, o de gases de proceso y gases de escape de origen no renovable que se generan de forma inevitable e involuntaria en procesos industriales.

⁴⁵ Para más ejemplos revisar el Anexo III de la Directiva (UE) 2018/2001.

⁴⁶ RSB hace referencia a la *Roundtable on Sustainable Biomaterials Certification*

⁴⁷ La cuota de energías renovables en el sector transporte para 2030 es del 14%, de la cual los biocombustibles avanzados deben representar al menos el 3,5%, mientras que los RFNBO deben alcanzar un 2,6%. No existe una cuota para los RCF.

⁴⁸ Existen sectores, como la construcción y el transporte por carretera, que no están incluidos en el EU ETS, aunque se contempla su incorporación futura a través del aún no operativo ETS 2. La exclusión inicial se debió a la dificultad de medir las emisiones y la necesidad de estrategias específicas [149].

Este límite se traduce en permisos de emisión, conocidos como *allowances* o *EU ETS allowances* en el marco de la Unión Europea, cada uno de los cuales representa el derecho a emitir una tonelada de dióxido de carbono equivalente, incluyendo otros gases como óxidos de nitrógeno y perfluorocarbonos [141]. Estos permisos de emisión son inicialmente subastados y, posteriormente, pueden ser comercializados en el mercado secundario dentro de las fronteras de la Unión Europea con algunas excepciones con Estados no miembros como Suiza [142]. Esto permite a las empresas que logran reducir sus emisiones por debajo de los límites asignados generar ingresos adicionales mediante la venta de sus permisos sobrantes; mientras que aquellas que superan los umbrales establecidos serán quienes generalmente los compren, independientemente del sector al que pertenezcan siempre y cuando este sea abarcado por el EU ETS [139, 140]. En caso de que una empresa no disponga de permisos suficientes, se aplicará una sanción de 100 euros por cada tonelada de carbono no cubierta; además, de estar obligada a adquirir los permisos faltantes para compensar el exceso de emisiones.

Asimismo, con la Fase III (2013-2020), el EU ETS limitó el uso de bonos de carbono, que anteriormente permitían a las empresas cumplir con parte de sus obligaciones en el sistema de comercio. A partir de esta fase, el sistema se centró casi de manera exclusiva en los *EU ETS allowances*, eliminando gradualmente el uso de créditos internacionales. En la Fase IV (2021-2030), el uso de *bonos* internacionales se eliminó por completo dentro del EU ETS, fortaleciendo la dependencia de los permisos internos [143].

El sistema también introdujo la Reserva de Estabilidad del Mercado, diseñada para manejar el exceso de permisos en el mercado y garantizar la estabilidad del precio del carbono. De esta manera, debido a la reducción gradual de la cantidad de permisos, se incentiva a los participantes del EU ETS a recurrir a alternativas más bajas en carbono como el biogás, hidrógeno verde y gas natural renovable, ya que estos permiten a las empresas reducir sus emisiones y, por ende, la necesidad de adquirir *allowances* adicionales [144].

Por último, si bien el EU ETS establece límites de emisión y permite el comercio de derechos como mecanismo económico para reducir emisiones en sectores industriales, este no especifica combustibles particulares. Aquí es donde la RED II complementa su alcance, incentivando el uso de energías renovables y combustibles de bajas emisiones. Al promover estas alternativas, la RED II contribuye indirectamente a que las empresas reguladas en el EU ETS necesiten menos derechos de emisión, apoyando así el cumplimiento de sus obligaciones de descarbonización en el mercado de carbono.

C. Reglamento de Reparto del Esfuerzo (Effort Sharing Regulation - ESR)

El Reglamento de Reparto del Esfuerzo (Reglamento (UE) 2018/842) de la Unión Europea es un componente crucial de la política climática de la UE, diseñado para asegurar que todos los Estados miembros contribuyan de manera equitativa a los objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero provenientes de combustibles fósiles en sectores no cubiertos por EU ETS. Este reglamento abarca áreas como el transporte, la agricultura, los edificios y los residuos, que en conjunto representan aproximadamente el 60% de las emisiones totales de la UE [145].

Bajo el ESR, se asignan objetivos de reducción de emisiones específicos a cada Estado miembro, basados en su capacidad económica y su punto de partida en términos de emisiones. Estos objetivos varían, con países más ricos enfrentando metas más ambiciosas, mientras que se da un mayor margen a los países con economías en desarrollo para alcanzar sus objetivos. A diferencia del EU ETS, donde las emisiones son reguladas a nivel de instalación, el ESR fija metas a nivel nacional, dando a los

gobiernos la flexibilidad de decidir cómo cumplir con sus compromisos, ya sea mediante políticas nacionales, la implementación de tecnologías limpias o la mejora de la eficiencia energética [140].

Estas metas de reducción de emisiones permiten la creación de créditos específicos que son comercializados miembros de la Unión Europea, a diferencia del EU ETS, donde los créditos son intercambiados entre empresas. Estos créditos, que no son intercambiables con los del sistema de comercio de emisiones de la UE, se generan cuando un país miembro no supera su límite de emisiones y tiene la opción de venderlos a otros países o conservarlos para cumplir con objetivos futuros. Así, si un Estado miembro excede sus metas de emisiones, puede recurrir a la compra de créditos de otros países o utilizar créditos no empleados de años anteriores; pudiendo recurrir a emisiones del año siguiente dentro de ciertos límites, o contabilizar absorciones de carbono, como las proporcionadas por bosques y otras tierras, para compensar parte de sus emisiones [146].

Por otro lado, anualmente se realiza la revisión del inventario nacional de emisiones para verificar el cumplimiento del presupuesto anual de emisiones asignado, donde en caso de que un país supere su límite de emisiones y no logre cubrir la diferencia con los mecanismos de flexibilidad disponibles, se le impondrá una penalidad en forma de una reducción adicional de emisiones en el año siguiente equivalente a 1.08 veces el excedente no mitigado. En caso este país miembro siguiera sin cumplir con sus objetivos y no empleara adecuadamente estos mecanismos de flexibilidad, pueden perder acceso a futuros mecanismos, complicando aún más la gestión de sus emisiones; o, en el peor de los casos si no adopta medidas correctivas, la Comisión Europea puede imponer sanciones financieras [146].

4.3.2.2. Documentos estratégicos de la Unión Europea

A. Paquete Fit For 55 (Fit for 55 Package)

El *Fit for 55 Package* constituye un paquete legislativo integral diseñado específicamente para cumplir con el objetivo de reducción de emisiones con el que cuenta la UE. Este conjunto de medidas forma parte central del Pacto Verde Europeo y tiene como propósito alinear el marco normativo de la UE con sus ambiciones climáticas, estableciendo un camino claro hacia la neutralidad climática para 2050 [147, 148].

El paquete incluye una amplia gama de iniciativas y revisiones regulatorias clave, tales como la revisión y expansión del EU ETS mediante el ETS 2 para el año 2027, que ahora abarcará nuevos sectores como la construcción y el transporte por carretera, así como la creación de un Mecanismo de Ajuste en Frontera por Carbono (CBAM, por sus siglas en inglés), destinado a evitar la fuga de carbono⁴⁹ mediante la imposición de un precio del carbono a las importaciones [149, 150, 151].

Además, se establecen nuevos objetivos vinculantes para la participación de las energías renovables en el mix energético de la UE y mejoras en la eficiencia energética de los estados miembros: (i) 49% de la matriz energética del sector residencial provenga de fuentes renovables⁵⁰; (ii) el 42% del hidrógeno en el sector industrial debe provenir de combustibles renovables de origen no biológicos⁵¹;

⁴⁹ Una fuga de carbono sucede cuando las empresas con sede en la Unión Europea trasladan la producción intensiva en carbono a países extranjeros donde se aplican políticas climáticas menos estrictas que en la UE, o cuando se sustituyen productos de la UE por importaciones más intensivas en carbono [430].

⁵⁰ Las fuentes de energía renovables para la Unión Europea incluyen las siguientes: Energía eólica, energía solar (solar térmica y solar fotovoltaica) y energía geotérmica, energía ambiente, energía mareomotriz, energía undimotriz y otros tipos de energía oceánica, energía hidráulica y energía procedente de biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración, y biogás

⁵¹ Un combustible renovable de origen no biológico o RFNBO es un combustible sintético producido a partir de hidrógeno renovable (estando este también incluido en esta categoría) y CO₂ capturado, excluyendo fuentes biológicas.

(iii) en el sector transporte, los estados miembros pueden optar por reducir la intensidad de las emisiones de los combustibles de transporte en un 14.5% o garantizar una participación de al menos 29% de energías renovables; y (iv) en el sector transporte, se debe alcanzar un 5.5% de participación combinada de biocombustibles avanzados y combustibles renovables de origen no biológico, con al menos un 1% de combustibles renovables de origen no biológico (principalmente hidrógeno) [137, 133, 152].

Entre los proyectos más destacados se encuentran la reforma del Reglamento de Reparto del Esfuerzo que distribuye las obligaciones de reducción de emisiones entre los Estados miembros, y la implementación de la Directiva de Fiscalidad de la Energía que busca desincentivar el uso de combustibles fósiles a través de la fiscalidad [153, 154]. Para mitigar los efectos sociales de la transición energética, el paquete incluye la creación de un Fondo Social para el Clima, que proporcionará apoyo financiero a los hogares vulnerables, pequeñas empresas y usuarios de transporte que puedan verse afectados por el aumento de los costos energéticos [155]. Asimismo, iniciativas como *ReFuelEU Aviation* y *FuelEU Maritime* promueven el uso de combustibles sostenibles en los sectores de la aviación y el transporte marítimo, respectivamente [156, 157]. Por último, las multas en el marco del paquete se aplican a través de los programas incluidos en este conjunto de propuestas.

B. Reglamento sobre la Infraestructura para los Combustibles Alternativos (Alternative Fuels Infrastructure Regulation - AFIR)

El Reglamento sobre la Infraestructura para los Combustibles Alternativos (Reglamento (UE) 2023/1804) de la Unión Europea es una pieza clave de la estrategia europea para descarbonizar el sector del transporte, estableciendo un marco regulatorio para el desarrollo coordinado y coherente de infraestructura de recarga para combustibles alternativos⁵² en toda la UE. Este reglamento busca garantizar que la infraestructura necesaria para soportar el uso de vehículos de bajas y cero emisiones, como los eléctricos, de hidrógeno y otros combustibles limpios, esté disponible de manera amplia y accesible en toda Europa [158].

El AFIR establece objetivos vinculantes para los Estados miembros, que incluyen la instalación de estaciones de recarga eléctrica a intervalos regulares a lo largo de las principales redes de transporte, así como la creación de una red adecuada de estaciones de repostaje de hidrógeno. También aborda la necesidad de infraestructura para otros combustibles alternativos distintos a la electricidad, como los biocombustibles (metanol, etanol, butanol, biopropano, biodiésel, biogás, etc.)⁵³ y los combustibles sintéticos. El reglamento no solo se enfoca en la infraestructura física, sino que también promueve la interoperabilidad y la estandarización de los sistemas de pago y acceso, facilitando así la movilidad sostenible en toda la UE [158].

52 Para efectos del Reglamento (UE) 2023/1804, los combustibles alternativos se definen como aquellos que pueden reemplazar, al menos en parte, a los combustibles fósiles en el transporte. Estos incluyen combustibles para vehículos de cero emisiones como la electricidad, el hidrógeno y el amoníaco; combustibles renovables como los de biomasa, biogás y biocombustibles, así como combustibles sintéticos y parafínicos producidos a partir de energía renovable; y, finalmente, combustibles alternativos no renovables y de transición, como el GNC, el GNL, el GLP, y combustibles sintéticos y parafínicos producidos a partir de energía no renovable.

⁵³ ⁵³ Para más ejemplos revisar el Anexo III de la [Directiva \(UE\) 2018/2001](#).

Esta política establece un marco normativo que incluye sanciones para los países miembros que incumplan sus disposiciones, penalidades que pueden abarcar multas financieras impuestas por la Comisión Europea, que se determinan en función de la gravedad del incumplimiento. Además, se pueden requerir obligaciones de mejora, donde los Estados deben presentar planes de acción específicos para abordar las deficiencias en la implementación de la infraestructura necesaria. En casos de incumplimiento persistente, la Comisión tiene la facultad de iniciar procedimientos de infracción, que pueden culminar en sanciones adicionales.

C. ReFuel EU Aviation

El programa *RefuelEU Aviation* (Reglamento (UE) 2023/2405), iniciativa de la Unión Europea, fue diseñada para descarbonizar el sector de la aviación mediante la promoción del uso de SAF, obligando a los proveedores de combustible a incluir un porcentaje creciente de esta alternativa en el suministro de combustibles de aviación de la UE. Así, dentro de sus objetivos principales se encuentra alcanzar un 2% de SAF en 2025 y un 70% para 2050, con la finalidad de reducir significativamente las emisiones en el sector y fomentar el crecimiento del mercado de combustibles sostenibles [159].

Para esto, la Unión Europea clasifica a los SAF de cuatro formas distintas según los insumos que emplean como materia prima, siendo estas categorías las siguientes [160, 161]:

- **Combustibles de aviación sintéticos:** Producidos a partir de hidrógeno renovable y carbono capturado. Emplean el método *Power-to-Liquid* (PtL) o *Fischer-Tropsch* (FT), que convierte el hidrógeno obtenido mediante electrólisis y el carbono capturado en combustibles líquidos; cumpliendo la norma ASTM D7566.
- **Biocombustibles avanzados:** Producidos a partir de materias primas no tradicionales, como algas, residuos municipales, biorresiduos de hogares, residuos agroindustriales (paja, bagazo, cáscaras) y lodos de depuradora. Emplean métodos como el *Hydroprocessed Esters and Fatty Acids* (HEFA), *Fischer-Tropsch* y *Alcohol-to-Jet* (ATJ); los mismos que cumplen la ASTM D7566.
- **Biocombustibles:** Producidos a partir de biomasa como aceites de cocina usados y grasas animales. Emplean principalmente el método HEFA reconocido bajo la norma ASTM D7566.
- **Combustibles de aviación de carbono reciclado:** Producidos a partir de residuos líquidos o sólidos de origen no renovable, como gases industriales o desechos no reciclables. Emplean el método *Fischer-Tropsch*, también aprobado bajo la ASTM D7566 que convierte estos residuos en gas de síntesis para su posterior transformación en combustibles líquidos.

No obstante, la implementación del programa *RefuelEU Aviation* enfrenta desafíos técnicos y económicos significativos, como los elevados costos asociados con la producción de SAF y la limitada capacidad instalada para su síntesis a gran escala. Adicionalmente, la necesidad de cumplir con estrictas normativas de certificación, que aseguran la conformidad de los SAF con las especificaciones técnicas y de seguridad operacional, introduce complejidades adicionales en la cadena de suministro. Para incentivar el cumplimiento, el programa incluye penalidades para las aerolíneas que no alcancen los requisitos de uso de SAF, tales como multas, la obligación de presentar informes sobre su consumo y la posibilidad de que la Comisión Europea inicie procedimientos de infracción contra los Estados miembros de la UE o entidades que no cumplan. A pesar de esto, se espera consolidar a Europa como líder global en tecnologías de aviación sostenible una vez desarrollada la iniciativa [156, 160].

D. FuelEU Maritime

El programa *FuelEU Maritime* (Regulación (UE) 2023/2805) fue desarrollado como una contraparte al *RefuelEU Aviation*, con el propósito de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en el sector marítimo. Esta iniciativa busca alcanzar sus objetivos mediante la adopción de combustibles más limpios y sostenibles, junto con la implementación de requisitos progresivos que regulan el contenido de carbono de los combustibles utilizados por las embarcaciones que operan bajo la jurisdicción de la Unión Europea. En este contexto, se establecen metas específicas, como la reducción del valor de referencia de 91.96 gCO₂e/MJ en un 2% para 2025, hasta alcanzar una disminución del 80% para 2050 [157].

Al igual que *RefuelEU Aviation*, el programa *FuelEU Maritime* enfrenta desafíos técnicos y económicos significativos, especialmente en lo que respecta a la producción y distribución de los combustibles alternativos considerados: los combustibles renovables de origen no biológicos⁵⁴. No obstante, la producción de estos combustibles requiere tecnologías avanzadas como la síntesis de metanol o el proceso *Fischer-Tropsch*; por lo que, aunque estas tecnologías están bien desarrolladas, aún enfrentan desafíos de escalabilidad, altos costos de producción y la necesidad de grandes cantidades de electricidad renovable para soportar la transición a una industria marítima más sostenible [157, 162].

Por último, las infracciones a las disposiciones de este reglamento pueden dar lugar a sanciones administrativas y económicas impuestas por las autoridades competentes de los Estados miembros. Las penalizaciones varían en función de la gravedad de la infracción y de la normativa local aplicable; pudiendo incluir multas significativas y, en casos más graves, restricciones operativas que afecten la capacidad de las empresas para operar dentro del territorio de la UE.

E. Regiones Carboníferas en Transición (Coal Regions in Transition)

El programa *Coal Regions in Transition* de la Unión Europea es una iniciativa fundamental en el proceso de descarbonización del continente, enfocada en mitigar las consecuencias económicas y sociales que enfrentan las regiones dependientes del carbón, lignito, turba y esquisto bituminoso. Desde su lanzamiento en 2017, el programa busca asegurar que la transición hacia una economía baja en carbono sea equitativa, brindando apoyo a las 31 regiones carboníferas en 11 estados miembros, donde aún se emplean miles de personas en la minería y generación de energía a base de carbón [163, 164].

Para apoyar este proceso, el programa proporciona asistencia técnica y financiera a través del mecanismo *Just Transition*, que ofrece recursos para la diversificación económica, creación de empleo en sectores sostenibles y regeneración de antiguas infraestructuras mineras. Además, fomenta el intercambio de conocimientos y experiencias entre las regiones afectadas, garantizando que las estrategias de transición se adapten a los contextos locales y sean inclusivas [164, 165].

⁵⁴ En el sector marítimo los combustibles renovables de origen no biológico se enfocan principalmente en el e-metanol y el e-amoniaco (amoniaco verde). Aunque también se consideran combustibles de origen biológico como el GNR y sus formas comprimidas y licuadas.

Cuadro 2. Regulación e incentivos para combustibles alternativos en Alemania

La legislación alemana permite la implementación de normativas nacionales que, si bien están alineadas con las directrices de la Unión Europea, se adaptan a las particularidades locales. En este contexto, el marco regulatorio de Alemania se distingue por su mayor solidez en comparación con las normativas de otros países europeos.

Este marco regulatorio abarca múltiples niveles y actores, contemplando diversos aspectos esenciales para la transición energética y la sostenibilidad. Entre las medidas clave se incluyen: (i) la introducción de incentivos fiscales y subsidios sustanciales para fomentar la adquisición de vehículos eléctricos e híbridos enchufables, así como para la expansión de la infraestructura de carga a nivel nacional; (ii) la asignación de fondos destinados a la investigación y desarrollo en áreas estratégicas, como la producción de biocombustibles avanzados, hidrógeno verde y derivados y otras tecnologías innovadoras que faciliten la transición energética; (iii) la promoción de programas para la modernización de la flota vehicular, que incluyen la sustitución de vehículos contaminantes por alternativas de cero emisiones, apoyados por un sistema nacional de comercio de emisiones para sectores no cubiertos por el régimen de la Unión Europea.

Un programa destacado en este ámbito es el *Klimaschutzprogramm 2030*, iniciativa que parte del esfuerzo de Alemania para lograr una reducción del 55% en las emisiones de gases de efecto invernadero para 2030. El programa establece medidas cruciales para transformar la economía hacia un modelo más sostenible; incluyendo la implementación del Sistema Nacional de Comercio de Emisiones. Lanzado en 2021, este sistema regula las emisiones de los sectores de transporte, generación térmica e incineración de residuos; abarcando combustibles como la gasolina, diésel, gasóleo para generación de calor, gas natural, carbón (desde 2023) y combustibles empleados en la incineración de residuos (desde 2024). El sistema se estructura en dos fases: una fase de precios fijos (2021 – 2025), donde los distribuidores de combustibles deben adquirir permisos para cubrir sus emisiones de carbono, sin posibilidad de acumulación o intercambio de permisos; y una segunda fase (a partir de 2026) en la cual se implementarán subastas y se habilitará un mercado secundario para la compraventa de permisos.

Además, el programa prevé una expansión significativa de las energías renovables, con el objetivo de alcanzar un 65% de consumo bruto de electricidad proveniente de estas fuentes para 2030, así como regulaciones para la reducción progresiva del uso del carbón en la generación de energía y la modernización energética de edificios.

Fuente: Elaboración propia en base al *Klimaschutzprogramm 2030* [166].

Informe final

Consultoría “Combustibles Carbono Neutral como alternativas a los combustibles fósiles en el mercado nacional de hidrocarburos: Estado del arte oportunidades y desafíos”

Política/ Regulación		Objetivo	Combustibles mencionados	Aplicaciones	Multas
Tipo	Nombre				
Regulaciones	Directivas de Energías Renovables (<i>Renewable Energy Directive – RED</i>)	Se establece que una parte significativa del consumo de energía en la UE provenga de fuentes renovables, impulsando a los Estados miembros a adoptar alternativas como biocombustibles avanzados, combustibles de carbono reciclado y combustibles renovables no biológicos en sectores como el transporte. Además, se exigen criterios de sostenibilidad estrictos, incluyendo una reducción de emisiones significativa, para asegurar que estas fuentes de energía contribuyan a la transición hacia una economía baja en carbono.	Combustibles renovables de origen no biológico, biocombustibles, combustibles de carbono reciclado.	Generación de energía, transporte e industria	Sanciones a Estados miembros que no cumplan con los objetivos de energías renovable.
	Régimen de Comercio de Derechos de Emisión (<i>EU Emissions Trading System – EU ETS</i>)	Se establece un límite de emisiones de carbono en sectores industriales mediante un sistema de <i>cap and trade</i> , que permite a las empresas comprar y vender permisos de emisión para cumplir con sus límites de emisiones. Las empresas que exceden sus permisos enfrentan una sanción por tonelada de carbono no cubierta.	Sin información	Generación de energía, transporte e industria	Penalizaciones por toneladas de carbono no cubierta y obligación de adquirir permisos faltantes.
	Reglamento de Reparto del Esfuerzo (<i>Effort Sharing Regulation – ESR</i>)	Se asignan objetivos de reducción de emisiones a cada Estado miembro de la UE en sectores no cubiertos por el EU ETS, con el fin de asegurar que todos los sectores contribuyan a los compromisos climáticos de la UE. Los países que exceden sus límites pueden utilizar mecanismos de flexibilidad, como la compra de créditos de otros Estados miembros o el uso de créditos no empleados en años anteriores. En caso de incumplimiento, los países enfrentan sanciones adicionales para incentivar el cumplimiento de sus metas anuales.	Sin información	Transporte, agricultura, construcción y gestión de residuos	Penalidad del 108% del excedente de emisiones al año siguiente; con pérdida de acceso a mecanismos y sanciones financieras en caso sea reiterado.
Documentos estratégicos	Paquete Fit For 55 (<i>Fit for 55 Package</i>)	Se implementa un conjunto de medidas legislativas para alinear el marco normativo de la UE con sus objetivos climáticos, estableciendo un camino hacia la neutralidad climática para 2050. El paquete abarca la ampliación del sistema de comercio de emisiones, la inclusión de nuevos sectores como transporte por carretera y construcción, y la creación de un Mecanismo de Ajuste en Frontera por Carbono para evitar la fuga de carbono. Además, se establece un Fondo Social para el Clima para mitigar los impactos sociales de la transición energética.	Combustibles renovables de origen no biológico, biocombustibles	Construcción, transporte	Multas especificadas en los programas incluidos dentro del paquete, como el EU ETS.
	Reglamento sobre la Infraestructura para los Combustibles Alternativos (<i>Alternative Fuels Infrastructure Regulation – AFIR</i>)	Se establecen objetivos vinculantes para desarrollar infraestructura de recarga y repostaje de combustibles alternativos en toda la UE, asegurando una amplia disponibilidad de estaciones para vehículos eléctricos, de hidrógeno y otros combustibles limpios. El reglamento promueve la interoperabilidad y la estandarización de sistemas de pago y acceso, facilitando la movilidad sostenible en el continente.	Hidrógeno, electricidad, biocombustibles (etanol, propanol, butanol, biopropano, biodiésel, biogás, etc.) y combustibles sintéticos	Transporte	Multas financieras por incumplimiento, obligación de presentar planes de mejora y procedimientos de infracción adicionales en caso no subsanar las existentes.
	ReFuel EU Aviation	Se obliga a los proveedores de combustible a incluir un porcentaje creciente de SAF en el suministro de la aviación de la UE, con el fin de reducir las emisiones del sector.	Combustibles de aviación sintéticos	Transporte	Multas por no cumplir con niveles mínimos de mezcla de SAF y penalidades por falta de informes o veracidad.
			Combustibles de aviación producido a partir de biomasa no tradicional		
			Combustibles de aviación producidos a partir de biomasa como aceites de cocina usados y grasas animales		
			Combustibles de aviación de carbono reciclado		

Informe final

Consultoría “Combustibles Carbono Neutral como alternativas a los combustibles fósiles en el mercado nacional de hidrocarburos: Estado del arte oportunidades y desafíos”

	FuelEU Maritime	Se imponen requisitos progresivos para reducir las emisiones de GEI en el sector marítimo, mediante el uso de combustibles sostenibles y de bajas emisiones. Los operadores de embarcaciones que no cumplan con estos requisitos enfrentan sanciones, y el programa impulsa la transición hacia combustibles marítimos renovables y limpios.	Combustibles renovables de origen no biológico	Transporte marítimo	Multas por no cumplir con los requisitos de uso de combustibles sostenibles.
	Regiones Carboníferas en Transición (<i>Coal Regions in Transition</i>)	Se brinda apoyo técnico y financiero a las regiones de la UE dependientes del carbón para asegurar una transición justa hacia una economía baja en carbono. El programa facilita la diversificación económica y la creación de empleo en sectores sostenibles, fomentando la regeneración de infraestructuras mineras y el intercambio de conocimientos entre las regiones afectadas.	Carbón	Generación de energía	-
Certificaciones	Los combustibles se certifican como bajos en carbono si muestran una reducción mínima del 70% en emisiones de carbono en comparación con los combustibles fósiles convencionales que sustituyen, según un análisis de ciclo de vida. Esquemas como ISCC y REDCERT verifican la trazabilidad y sostenibilidad de los combustibles en toda la cadena de suministro, garantizando su cumplimiento con la normativa climática de la UE.				

4.3.3. Canadá

En 2021, Canadá se comprometió a reducir sus emisiones de GEI en 40 a 45% respecto a los niveles de 2005 para el 2030 y a alcanzar la carbono neutralidad al 2050. Al año 2022, se han reducido en un 7,1%. El sector eléctrico es el que más ha contribuido a esta reducción debido a una menor dependencia del carbón; mientras que el sector transporte aún presenta un incremento anual de sus emisiones, aunque a un ritmo menor. Esto se debe principalmente al incremento en los camiones pesados de carga y camiones ligeros de pasajeros [167].

En este contexto, el país ha desarrollado una serie de programas y normas para reducir las emisiones en el sector transporte, por medio del fomento a los combustibles alternativos. A continuación, se describen los principales programas y normas.

4.3.3.1. Regulaciones de Canadá

A. Regulaciones de Combustibles Limpios (Clean Fuel Regulations - CFR)

El Reglamento de Combustibles Limpios (SOR/2022-140) exige a los productores e importadores de combustibles fósiles líquidos que reduzcan gradualmente la intensidad de carbono de la gasolina y el diésel que producen y venden para su uso en Canadá. La intensidad de carbono incluye las emisiones de GEI provenientes de la extracción, refinación, distribución y uso del combustible. En 2023, el requisito de reducción de la intensidad de carbono comenzará en 3.5 gCO₂e/MJ y aumentará en 1.5 gCO₂e/MJ cada año, alcanzando 14 gCO₂e/MJ en 2030 [168].

Este reglamento adopta un enfoque basado en el rendimiento para reducir las emisiones de GEI en Canadá. Está diseñado para incentivar la innovación y la adopción de tecnologías limpias, así como para expandir el uso de combustibles de baja intensidad de carbono (como el etanol, biodiésel, gas natural renovable, hidrógeno, biogás, propano renovable y diésel renovable) en toda la economía empleando un enfoque basado en el análisis del ciclo de vida de los combustibles para certificarlos como baja intensidad de carbono comparados con la gasolina y el diésel. De esta manera, el reglamento permite el uso de estos combustibles como insumos para disminuir la intensidad de carbono de combustibles tradicionales como la gasolina o el diésel, otorgándole a los proveedores de combustibles la flexibilidad para cumplir con los requisitos de manera rentable, de la forma que mejor les convenga. También crea un incentivo en forma de un mercado de créditos de cumplimiento para que las industrias innoven y adopten tecnologías más limpias para reducir sus costos de cumplimiento [168].

En este mercado cada crédito representa una reducción de emisiones de una tonelada de carbono a lo largo del ciclo de vida. Para cada período de cumplimiento (generalmente un año calendario), un proveedor principal demostrará su cumplimiento con el requisito de reducción creando créditos o adquiriendo créditos de otros creadores, y luego utilizando la cantidad necesaria de créditos para cumplir [169]. Los créditos de cumplimiento pueden crearse de tres maneras:

- Categoría de Cumplimiento 1: Realizando proyectos que reduzcan la intensidad de carbono a lo largo del ciclo de vida de los combustibles fósiles líquidos (por ejemplo, captura y almacenamiento de carbono, electricidad renovable in situ, co-procesamiento).
- Categoría de Cumplimiento 2: Suministrando combustibles de baja intensidad de carbono.

- Categoría de Cumplimiento 3: Suministrando combustible o energía para tecnologías avanzadas de vehículos (por ejemplo, electricidad o hidrógeno en vehículos).

Si un proveedor no cumple con los requisitos de reducción establecidos, puede enfrentarse a multas considerables, que podrían alcanzar miles de dólares por cada tonelada de carbono que no logre reducir. Estas sanciones están diseñadas para ser disuasorias, incentivando a las empresas a invertir en tecnologías y prácticas que mejoren su rendimiento ambiental. Además, las autoridades pueden imponer penalizaciones adicionales en caso de incumplimientos repetidos, lo que aumenta aún más el costo asociado a la falta de cumplimiento. Las multas también pueden aplicarse por la presentación incorrecta o tardía de informes, añadiendo una capa adicional de responsabilidad a los proveedores.

Las jurisdicciones en Canadá pueden establecer otras normas más estrictas. Por ejemplo, Ontario requiere que los proveedores de combustibles combinen la gasolina con combustibles renovables⁵⁵ hasta alcanzar un 10% durante el 2020 a 2024 [170].

Cuadro 3. Mandatos de combustibles a nivel jurisdiccional

En complemento a las regulaciones de combustible limpio a nivel nacional, las jurisdicciones han desarrollado políticas complementarias. A continuación, se describen algunos ejemplos:

- Alberta: Requieren que exista un promedio mínimo anual de 5% de alcohol renovable en la gasolina y 2% de diésel renovable en el combustible diésel vendido por los proveedores de combustibles. Los combustibles renovables mencionados deben emitir un 25% menos de GEI que el combustible equivalente.
- Quebec: Exige un 10% de contenido de combustible bajo en carbono en la gasolina en 2023 y aumentará este porcentaje al 15% para 2030. El contenido de combustible bajo en carbono en el diésel comenzará en un 3% en 2023 y aumentará al 10% para 2030.
- Columbia Británica: Exige el uso de SAF a los proveedores de combustibles para aviones en al menos 1% al 2028, 2% al 2029 y 3% al 2030, así como el requerimiento de disminuir su intensidad de carbono.

Nota: La intensidad de carbono es la medida de las emisiones de GEI asociadas con la producción y el consumo de un combustible de transporte, medida en gramos de CO_{2eq} por mega Jules de energía⁵⁶. Fuente: Elaboración propia en base a What are the Clean Fuel Regulations? [170].

B. Precio del Carbono (Carbon Pricing)

El precio al carbono tiene como objetivo reconocer el costo de la contaminación y tener en cuenta esos costos en las decisiones diarias al elegir opciones menos intensivas en carbono. Desde 2019, todas las jurisdicciones en Canadá tienen un precio sobre la contaminación por carbono en sectores como la generación de energía, transporte, industria, agricultura y construcción. El enfoque del país es flexible: cualquier provincia o territorio puede diseñar su propio sistema de precios adaptado a sus necesidades locales, o puede optar por el sistema de precios federal [171].

⁵⁵ Estos combustibles deben generar menos de 45% emisiones que genera la gasolina durante sus ciclos de vida antes del 2030.

⁵⁶ En su Low Carbon Fuels Act, Canadá define a los combustibles renovables elegibles como gasolina, diésel, etanol, jet fuel y nafta derivada de la biomasa y biodiesel. La lista de alcoholes renovables y biocombustibles reconocidos por Alberta se encuentra en el siguiente [enlace](#).

El gobierno federal establece estándares nacionales mínimos de rigurosidad (el "benchmark" federal) que todos los sistemas deben cumplir para garantizar que sean comparables y efectivos en la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. Si una provincia o territorio decide no poner un precio a la contaminación, o propone un sistema que no cumple con estos estándares, se implementa el sistema federal. Esto asegura consistencia y equidad para todos los canadienses [172].

El sistema de precios federal tiene dos partes: un cargo regulatorio sobre combustibles fósiles como la gasolina y el gas natural, conocido como el cargo al combustible, y un sistema basado en el rendimiento para las industrias (*Output-Based Pricing System* - OBPS), conocido como el sistema de precios basado en el rendimiento. Una o ambas partes pueden aplicarse en una jurisdicción [172].

El cargo sobre los combustibles fósiles se aplica al principio de la cadena de suministro y es pagado por un productor o distribuidor registrado. El cargo al combustible comenzó en CAD 20 (USD 14,81) por tonelada de CO₂ eq en 2019 y aumentó anualmente en CAD 10 (USD 7,40), hasta alcanzar CAD 50 (USD 37,03) por tonelada de CO₂ eq en 2022 con la finalidad de desincentivar el uso de este tipo de combustibles [172]. Asimismo, el cargo sobre los combustibles en Canadá es constante por unidad de volumen, independientemente del equipo o motor en el que se utilice el combustible. Esto se debe a que el cálculo del cargo se basa en las emisiones de carbono estimadas, que se determinan mediante un factor de emisión preestablecido por el gobierno. Este factor cuantifica las emisiones de CO₂ equivalentes generadas por la combustión completa de una cantidad específica de combustible, y no se ve afectado por el tipo de equipo o tecnología de control de emisiones empleada.

Respecto al sistema de precios basado en el rendimiento, establece un estándar de rendimiento basado en la producción (es decir, emisiones de GEI por unidad de producción), el mismo que se determina en base a la intensidad de emisiones promedio ponderada a nivel nacional para una actividad determinada. Las instalaciones calculan un límite basado en su nivel de producción y los estándares apropiados, y deben proporcionar una compensación por las emisiones que excedan este límite a modo de penalización. Asimismo, aquellas instalaciones que superan el estándar reciben créditos excedentes (unidades de cumplimiento) que pueden vender o guardar para usar más adelante. Las instalaciones pueden cumplir con el OBPS de las siguientes maneras: (1) entregando créditos excedentes comprados de otras instalaciones o retenidos de períodos anteriores; (2) pagando el precio del carbono; o (3) entregando créditos de compensación elegibles [171, 172].

Con respecto a las multas y penalizaciones,

Los ingresos del sistema federal de precios al carbono se mantienen en la jurisdicción donde fueron recaudados. Las provincias y territorios que solicitaron el sistema federal reciben directamente estos ingresos y pueden utilizarlos en los proyectos que prioricen [172].

C. Certificados de energía renovable (Clean Energy Credits – CEC)

Canadá no cuenta con un sistema nacional unificado para la implementación de certificados de energía renovable. En su lugar, las provincias y territorios tienen la autonomía para adoptar estos certificados o considerar alternativas como los *Clean Energy Credits* en Ontario; que dentro de la provincia representa los atributos ambientales asociados con la generación de 1 MWh de electricidad proveniente de fuentes de energía reconocidas como renovables. Estos certificados se registran en el sistema de créditos de energía limpia una vez que se cumplen los requisitos establecidos, que incluyen el registro de transferencias y cesionarios, así como la información pertinente sobre los atributos

ambientales, entre otros. De esta manera, las entidades autorizadas para la transferencia de estos atributos ambientales, conforme a las regulaciones provinciales, incluyen el *Independent Electricity System Operator*, *Ontario Power Generation Inc.*, y cualquier generador o entidad designada según las normativas aplicables [173].

D. Fondo de Combustibles Limpios (Clean Fuels Fund)

Este fondo público fue establecido en 2021 por el Gobierno de Canadá con una inversión de USD 1.5 millones por 5 años. Tiene como objetivo reducir los riesgos asociados con la inversión de capital necesaria para construir nuevas instalaciones o expandir las existentes para la producción de combustibles limpios⁵⁷ (incluidas las conversiones de instalaciones) para sectores como el transporte, generación de energía, industria, agricultura y construcción. También se dispone de apoyo para estudios de factibilidad, de ingeniería y diseño preliminar, así como para el establecimiento de cadenas de suministro de biomasa para mejorar la logística de recolección, suministro y distribución de materiales de biomasa (por ejemplo, residuos forestales, residuos sólidos municipales y residuos de cultivos agrícolas) como materia prima en las instalaciones de producción de combustibles limpios como los biocombustibles avanzados o el gas natural renovable⁵⁸ [174].

E. Regulaciones para la Reducción de Emisiones de Dióxido de Carbono en la Generación de Electricidad a partir de Carbón (Reduction of Carbon Dioxide Emissions from Coal-fired Generation of Electricity Regulations)

Las *Reduction of Carbon Dioxide Emissions from Coal-fired Generation of Electricity Regulations* de Canadá, implementadas bajo la Ley de Protección Ambiental de 1999, establecen estrictos límites de emisión para las plantas de energía térmica que utilizan carbón. El objetivo principal de estas regulaciones es limitar la intensidad de emisiones de dióxido de carbono a no más de 420 toneladas de CO₂ por cada GW/h de electricidad producida, con multas por incumplimiento que pueden desembocar en la revocación de permisos operativos si la falta perdura. Este límite se aplica tanto a unidades nuevas como existentes, con excepciones específicas para aquellas que implementen sistemas de captura y almacenamiento de carbono [175].

Para cumplir con estas normativas, las plantas que superen su vida útil definida deberán cesar sus operaciones o adaptar sus sistemas con tecnologías más limpias, como la co-combustión con otros combustibles de menor emisión. Las regulaciones también permiten la conversión de unidades para integrar tecnologías más limpias o reemplazarlas por otras formas de generación de energía menos intensivas en carbono [175].

4.3.3.2. Documentos estratégicos de Canadá

A. Subsidios a Combustibles Ineficientes (Inefficient Fuels Subsidies)

⁵⁷ En el contexto del Fondo de Combustibles Limpios, los combustibles limpios están comprendidos por hidrógeno, biocombustibles avanzados, combustibles sintéticos líquidos, SAF y gas natural renovable [502].

⁵⁸ Los combustibles limpios abarcan combustibles renovables y biocombustibles, incluyendo etanol, biodiésel, diésel renovable, SAF y otros biocombustibles avanzados derivados de materias primas renovables, como residuos agrícolas, algas o materiales de desecho.

El gobierno publicó un marco de evaluación y directrices para eliminar o racionalizar las subvenciones ineficientes a los combustibles fósiles⁵⁹ de los sectores como la generación de energía, transporte, industria, agricultura y construcción. Este marco y directrices especifican que Canadá no tendrá subvenciones a los combustibles fósiles a menos que cumplan con uno o más de los siguientes criterios:

- Permitir reducciones significativas netas de emisiones de GEI en Canadá o a nivel internacional, en alineación con el Artículo 6 del Acuerdo de París.
- Apoyar la energía limpia, la tecnología limpia o la energía renovable.
- Proporcionar un servicio energético esencial a una comunidad remota.
- Proporcionar apoyo a corto plazo para la respuesta a emergencias.
- Apoyar la participación económica indígena en actividades relacionadas con los combustibles fósiles.
- Apoyar procesos de producción o proyectos que tengan un plan para lograr emisiones netas cero para 2030 [176].

B. Estrategia de Metano de Canadá (Canada's Methane Strategy)

Como parte de su objetivo de reducción de emisiones, Canadá estableció su estrategia para reducir las emisiones de metano en los sectores de petróleo y gas, agricultura y en sitios de vertederos; estableciendo multas a las empresas que exceden los límites de emisiones de metano establecidos por las normativas federales y provinciales en función de la gravedad y la frecuencia de las infracciones. Un ejemplo de la aplicación de esta estrategia se tiene en el fondo de reducción de emisiones, que ofrecía recursos a empresas de petróleo y gas natural para que inviertan en tecnologías verdes para disminuir o eliminar las emisiones de CH₄. En el caso de los rellenos sanitarios o vertederos, se busca generar regulaciones para incrementar las cantidades de metano que deben capturarse, eliminarse o reaprovecharse para la producción de biometano destinado al uso en sectores como la generación de energía eléctrica o el transporte [177].

C. Estrategia de Hidrógeno de Canadá (Hydrogen Strategy for Canada)

Fue lanzada en diciembre de 2020 y posiciona a Canadá como un productor, usuario y exportador líder mundial de hidrógeno bajo en carbono y tecnologías asociadas. Como parte de las medidas planteadas, se están implementando medidas claves como el *Clean Hydrogen Investment Tax Credit*⁶⁰, la simplificación regulatoria, el apoyo a la innovación y la activación de infraestructura o consideraciones de seguridad, son áreas clave de enfoque que ayudarán a mejorar la economía de los proyectos y la certeza para los inversionistas.

D. The C-SAF Roadmap [178]

⁵⁹ Para más información de la metodología propuesta, revisar el siguiente [enlace](#).

⁶⁰ Es un crédito fiscal reembolsable que se aplica a las propiedades elegibles para proyectos de hidrógeno limpio que se adquieran y estén disponibles para su uso desde el 28 de marzo de 2023 hasta el 31 de diciembre de 2034. Para más información, revisar el siguiente [enlace](#).

Para cumplir el ambicioso objetivo de Canadá de que el SAF represente el 10% del uso previsto de combustible de aviación para 2030 y obtener los beneficios económicos potenciales, se estableció este documento estratégico considerando que, Canadá tiene una oportunidad única para liderar la descarbonización de la aviación mediante el desarrollo de un sólido ecosistema de SAF [179].

Se estableció como objetivo la producción de 1.000 millones de litros de SAF, el cual representará el 10% del uso total al 2030 (Principalmente, mediante FEFA). Este SAF debería lograr una reducción mínima del 50% en las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) a lo largo de su ciclo de vida en comparación con el combustible para aviones convencional, lo que representaría una reducción de aproximadamente 1.6 millones de toneladas de emisiones de GEI [179].

Tabla 5. Resumen de políticas, estrategias, planes y regulaciones sobre combustibles bajos en emisiones

Política/ Regulación		Objetivo	Combustibles mencionados	Aplicaciones	Multas
Tipo	Nombre				
Regulaciones	Regulaciones de Combustibles Limpios (<i>Clean Fuel Regulations - CFR</i>)	Se exige a los productores e importadores de combustibles fósiles líquidos reducir gradualmente la intensidad de carbono de sus combustibles. Se establece un mercado de créditos de cumplimiento que permite a los proveedores de combustibles cumplir los requisitos mediante proyectos de reducción de emisiones, suministro de combustibles de baja intensidad de carbono o uso de tecnologías avanzadas de vehículos.	Combustibles de baja intensidad de carbono (etanol, biodiésel, gas natural renovable, hidrógeno, biogás, propano renovable y diésel renovable) ⁶¹	Generación de energía, transporte e industria	Multas por incumplimiento con los estándares de emisiones determinados.
	Precio del Carbono (<i>Carbon Pricing</i>)	Se establece un precio al carbono para desincentivar el uso de combustibles fósiles, aplicando un cargo regulatorio sobre combustibles fósiles y un sistema de precios basado en el rendimiento para industrias. Las provincias y territorios pueden implementar sus propios sistemas de precios, siempre que cumplan con los estándares federales. Los ingresos recaudados permanecen en la jurisdicción donde se generaron, incentivando el desarrollo de proyectos de reducción de emisiones a nivel local.	Combustibles fósiles (gasolina, gas natural)	Generación de energía, transporte, industria, agricultura y construcción	Penalización presentada a modo de cargos extra por mayores volúmenes de combustibles convencionales consumidos.
	Fondo de Combustibles Limpios (<i>Clean Fuels Fund</i>)	Se otorga financiamiento para reducir los riesgos asociados a las inversiones en la producción de combustibles limpios y expandir la infraestructura de biocombustibles avanzados y gas natural renovable. El fondo apoya estudios de factibilidad, diseño de plantas de producción y el desarrollo de cadenas de suministro de biomasa, con el objetivo de reducir las emisiones en sectores como el transporte e industria.	Biocombustibles avanzados, gas natural renovable.	Generación de energía, transporte, industria, agricultura y construcción	-
	Regulaciones para la Reducción de Emisiones de Dióxido de Carbono en la Generación de Electricidad a partir de Carbón (<i>Reduction of Carbon Dioxide Emissions from Coal-fired Generation of Electricity Regulations</i>)	Se establecen límites estrictos de emisiones de carbono para plantas de energía que funcionan con carbón, exigiendo el uso de tecnologías de reducción de emisiones como la captura de carbono. Las plantas que no cumplan con los límites deben adaptarse mediante sistemas de generación menos intensivos en carbono o enfrentar sanciones que incluyen la revocación de permisos operativo.	Carbón	Generación de Energía	Penalización por exceder el límite de emisiones planteado con revocación de permisos operativos si la falta perdura.
Documentos estratégicos	Subsidios a Combustibles Ineficientes (<i>Inefficient Fuels Subsidies</i>)	Se establece un marco para eliminar o racionalizar los subsidios a combustibles fósiles, permitiendo excepciones solo en casos específicos, como reducción neta de emisiones, apoyo a comunidades remotas, o proyectos con planes de alcanzar emisiones netas cero para 2030. El objetivo es reducir la dependencia de los combustibles fósiles y fomentar la transición hacia energías limpias.	Combustibles fósiles	Generación de energía, transporte, industria, agricultura y construcción	-
	Estrategia de Metano de Canadá (<i>Canada's Methane Strategy</i>)	Se desarrollan normas y medidas para reducir las emisiones de metano en sectores la agricultura y la gestión de residuos. La estrategia incentiva la captura y reutilización de metano, aplicando sanciones a las empresas que excedan los límites de emisión. También ofrece apoyo financiero para proyectos que reduzcan o eliminen emisiones de metano mediante tecnologías limpias.	Combustibles fósiles	Industria, agricultura, gestión de residuos	Multas por exceder los límites de las emisiones de metano establecidos.

⁶¹ En el siguiente [enlace](#), se presenta una lista de estos combustibles.

Política/ Regulación		Objetivo	Combustibles mencionados	Aplicaciones	Multas
Tipo	Nombre				
	Estrategia de Hidrógeno de Canadá (<i>Hydrogen Strategy for Canada</i>)	Se establece una estrategia nacional para posicionar a Canadá como líder en la producción y exportación de hidrógeno bajo en carbono. La estrategia fomenta inversiones, incentivos fiscales y simplificaciones regulatorias para mejorar la economía del hidrógeno y apoyar el desarrollo de una infraestructura adecuada para su producción y uso.	Hidrógeno bajo en carbono	Generación de energía, transporte, industria y construcción	
	<i>The C-SAF Roadmap</i>	Se traza un camino para que el SAF represente una fracción del consumo de combustible de aviación en Canadá para 2030, estableciendo objetivos de producción y reducciones de emisiones de GEI. Este plan incluye metas de producción y requisitos de reducción de emisiones de GEI en el ciclo de vida del SAF, buscando consolidar el papel de Canadá en la descarbonización de la aviación.	SAF	Transporte	-
Certificaciones	Bajo las Clean Fuel Regulations (CFR), se mide la intensidad de carbono de los combustibles a lo largo de su ciclo de vida, y se compara con la de los combustibles fósiles convencionales. El combustible debe tener una intensidad de carbono menor para ser considerado bajo en emisiones.				

Fuente: Elaboración propia.

5. Propuesta de criterios para combustibles alternativos

En la actualidad, Chile no cuenta con una definición establecida para los combustibles alternativos, bajos en emisiones, sostenibles o renovables. En esta sección, se definieron criterios que permitan caracterizar a los combustibles alternativos y se realizó una propuesta de definición para los combustibles revisados.

En primer lugar, un criterio es una cualidad o estándar que se asigna a un combustible para definirlo y caracterizarlo de manera objetiva, permitiendo su evaluación comparativa. En ese sentido, se realizó una revisión de las definiciones de los combustibles alternativos⁶² propuestos en los marcos normativos internacionales descritos en la sección 6 del presente documento. Adicionalmente, se tuvo en consideración conceptos de ciertos países e instituciones internacionales, seleccionados por su relevancia y por estar a la vanguardia en este ámbito. (Revisar Tabla 6).

Tabla 6. Benchmarking de combustibles bajos en emisiones

País	Concepto	Definición	Más información
Estados Unidos	Combustibles alternativos	Según el acta de la política energética, son combustibles que ofrecen una alternativa a los combustibles fósiles convencionales, como la gasolina y el diésel y son, generalmente, menos dañinos. Incluyen al etanol, biodiésel, gas natural, propano, electricidad, hidrógeno, metanol, combustibles líquidos derivados del carbón producidos a nivel nacional mediante el proceso Fischer-Tropsch, otros combustibles (distintos del alcohol) derivados de materiales biológicos, y combustibles de la serie P. El principal sector de aplicación de estos combustibles es transporte.	Energy policy act
	Combustibles alternativos emergentes	El departamento de energía de EE. UU. los recoge debido a que pueden ser considerados como combustibles alternativos según el acta de la política energética y calificar para los incentivos y leyes federales. Considera al biobutanol, dietiléter, metanol y gasolina renovable.	Emergent alternative fuels
Canadá	Combustibles bajo en emisiones	La normativa hace referencia a combustibles que permitan reducir la intensidad del carbono en la gasolina y el diésel. Algunos de los combustibles considerados en el país son el hidrógeno limpio, biodiésel, etanol, entre otros.	What are the clean fuel regulations? Biofuels
Unión Europea	Combustible renovable de origen no biológico	Combustibles líquidos o gaseosos que se utilizan en el sector del transporte distintos de los biocarburantes y el biogás, y cuyo contenido energético procede de fuentes renovables distintas de la biomasa	Directiva UE 2018/2021
	Combustible carbono reciclado	Combustibles líquidos y gaseosos producidos a partir de flujos de residuos líquidos o sólidos de origen no renovable que no son adecuados para la valorización de materiales o a partir de gases residuales de proceso y gases de escape de origen no renovable producidos como consecuencia inevitable e involuntaria del proceso de producción en instalaciones industriales	Directiva UE 2018/2021

⁶² Se priorizaron las definiciones asociadas a combustibles alternativos distintos a la biomasa considerando que actualmente se encuentra considerado por la normativa chilena.

	Combustible bajo en emisiones	Aplicado al sector aviación, refiere a los combustibles de origen no biológico, cuyo contenido energético proviene de hidrógeno bajo en carbono no fósil.	Regulation (UE) 2023/2045
	Combustible sintético	Aplicado al sector aviación, refiere a los combustibles líquidos o gaseosos, distintos de los biocombustibles o el biogás, cuyo contenido energético proviene de fuentes renovables distintas de la biomasa.	Regulation (UE) 2023/2045
India	E-fuel	Son combustibles sintéticos que resultan de la combinación de "hidrógeno verde o e-hidrógeno" y emisiones de carbono capturado	Synthetic fuels: Future Transport Fuel
Brasil	Combustible sintético	Es un combustible producido a partir de fuentes alternativas al petróleo y la biomasa que pueda sustituir parcial o totalmente los combustibles de origen fósil.	Proyecto de Ley de combustibles del futuro
Corea del Sur	Combustible alternativo	Combustible (excluyendo cualquier carbón y gas natural) que puede ser utilizado como sustituto de productos derivados del petróleo sin cambiar la estructura fundamental del equipo para la combustión de productos derivados del petróleo.	Petroleum and alternative fuel business act
IRENA	Combustible sintético	Combustibles basados en hidrógeno, producidos a través de procesos químicos con una fuente de carbono (CO y emisiones de carbono capturados de corrientes de emisiones, fuentes biogénicas o directamente del aire)	Green hydrogen Policy

Nota: En la columna "Fuente", se encuentran enlaces para acceder a más información de los combustibles alternativos revisados. Fuente: Elaboración propia.

Se identificó que estos conceptos consideraban cualidades tales como el impacto en el medio ambiente (medido a través de las emisiones de GEI durante el ciclo de vida del combustible), el sector de aplicación (transporte marítimo, aviación u otro), su material de origen (biomasa, residuos industriales, entre otros), y su intercambiabilidad (capacidad de reemplazar a su combustible fósil equivalente sin demandar un reemplazo de la tecnología).

Para obtener una visión más completa de los combustibles, se propuso también incluir los criterios: madurez tecnológica y densidad energética. El primero hace referencia al nivel de desarrollo y comercialización de un combustible para identificar su estado en la curva de adopción tecnológica; mientras que la densidad energética determina cuánta energía puede obtenerse de un combustible en relación con su volumen o masa.

Los 6 criterios fueron definidos y presentados ante representantes de la CNE, MMA y Ministerio de Energía para obtener una retroalimentación que fortalezca la propuesta. Finalmente, se incorporaron los comentarios brindados por los actores de interés y se establecieron los criterios (Revisar Tabla 7)

Tabla 7. Criterios de definición de combustibles

Criterio	Descripción
Aplicabilidad en los sectores	Se refiere a la capacidad del combustible de ser utilizado en diversos sectores económicos (transporte, generación eléctrica, industria, entre otros).
Madurez tecnológica	Hace referencia al nivel de desarrollo y comercialización de los combustibles. Algunos combustibles se encuentran consolidados en el mercado con un amplio espectro de

Criterio	Descripción
	productores y compradores, mientras que otros aún se encuentran en proceso de posicionamiento en el mercado.
Densidad energética	Se refiere a la cantidad de energía liberada durante la combustión de una unidad de combustible, indicando su eficiencia.
Fuente de origen	Cualidad referida a la fuente de origen del combustible. Puede ser renovable, en caso de que la fuente de origen no se agota con el tiempo y se puede recurrir de manera permanente; o no renovable, en caso de que la fuente de origen se agota con el tiempo.
Emisiones durante el ciclo de vida	Hace referencia a las emisiones GEI producidas por un combustible a lo largo de su ciclo de vida. Si las emisiones netas son cero, se considera carbono neutral. Si las emisiones son menores a su símil como combustible tradicional, se considera bajo en emisiones.
Intercambiabilidad	Capacidad del combustible de ser utilizado sin requerir modificaciones significativas en los equipos de combustión.

Fuente: Elaboración propia.

Los criterios propuestos son independientes entre sí. Esto quiere decir que si un combustible tiene una fuente de origen renovable no implica que pueda ser intercambiable o emita más o menos emisiones durante el ciclo de vida en comparación con su combustible fósil equivalente. Por ello, la propuesta de definiciones para combustibles alternativos se basó en un único criterio, ya que los demás se considerarán de manera transversal para proporcionar un mayor nivel de detalle según el tipo de combustible que se esté evaluando.

Se seleccionó a la fuente de origen como criterio guía para establecer las definiciones de los combustibles alternativos puesto que fue el criterio más recurrente en la Unión Europea, India y Brasil. En el caso de Canadá, fue las emisiones durante el ciclo de vida; mientras que, en Estados Unidos y Corea del Sur, no se estableció una definición en base a criterios técnicos, sino que mediante documentos de carácter político se determinó que combustibles eran considerados alternativos.

La fuente de origen también permitirá establecer subcategorías de combustibles, permitiendo establecer familias de combustibles. Esta clasificación no solo facilita la definición de cada tipo de combustible, sino que también sirve como base para el desarrollo de políticas de fomento específicas. Por ejemplo, se podrían implementar incentivos para promover el uso de combustibles de origen biológico o desarrollar normativas que favorezcan la investigación y el desarrollo de tecnologías relacionadas con estos tipos de combustibles.

La Tabla 8 contiene la propuesta de conceptos para combustibles alternativos en base a la fuente de origen y la Figura 22 los representa gráficamente.

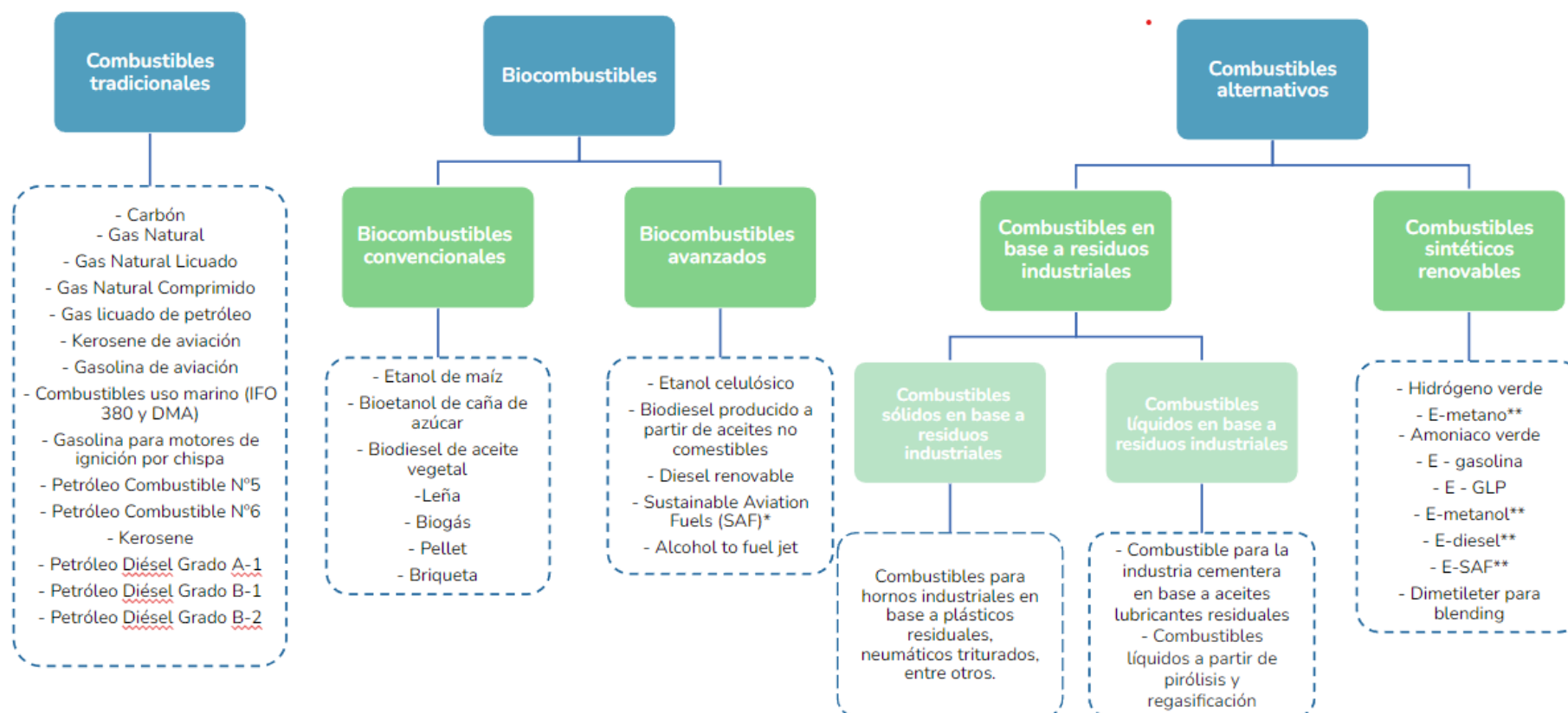
Tabla 8. Criterios propuestos para los combustibles alternativos

Tipo de combustible	Definición propuesta
Combustibles tradicionales - Combustibles fósiles	Corresponden a los combustibles no renovables, producidos particularmente del material extraído de depósitos geológicos de origen orgánico, como plantas y animales, enterrados y en descomposición, que al estar sometidos a condiciones especiales durante millones de años se convierten en petróleo crudo, carbón o gas natural.

Biocombustibles	Combustible renovable elaborado a partir de biomasa que pueden reemplazar a los combustibles fósiles tradicionales sin requerir modificaciones significativas en los equipos de combustión.
Biocombustibles convencionales	Combustibles producidos a partir de materia prima de origen biológico, específicamente de cultivos ricos en almidón, cultivos de cereales, cultivos oleaginosos y cultivos azucareros.
Biocombustibles avanzados	Combustibles producidos a partir de materias primas de origen biológico generalmente no alimentarias, específicamente materiales ricos en celulosa, hemicelulosa o lignina; cultivos energéticos; biomasa residual; etc.
Combustibles alternativos	Combustible renovable derivados de fuentes distintas a la biomasa que pueden reemplazar a los combustibles fósiles tradicionales sin requerir modificaciones significativas en los equipos de combustión.
Combustible en base a residuos industriales	Combustibles renovables producido a partir de la valorización de residuos sólidos y líquidos, distintos a la biomasa, generados como subproductos de procesos industriales
Combustibles sólidos en base a residuos industriales	Combustibles derivados de residuos sólidos industriales como textiles, madera y plásticos. Estos residuos son triturados a un tamaño específico requerido según donde se utilicen como fuente de energía.
Combustibles líquidos en base a residuos industriales	Combustibles generados a partir de residuos industriales líquidos, como aceites lubricantes, solventes y restos de pinturas con poder calorífico. Estos residuos son seleccionados y mezclados siguiendo una fórmula específica para crear combustibles con un poder calorífico óptimo.
Combustible sintético renovable	Combustible renovable producido a partir de materia prima sintetizada o modificada distinta a la biomasa con el propósito exclusivo de generar energía.

Fuente: Elaboración propia

Figura 22. Ejemplos de combustibles según las definiciones planteadas



Fuente: Elaboración propia

6. Principales combustibles alternativos existentes

En base a la revisión realizada en la subsección 4.3, se realizó un mapeo de los principales combustibles alternativos en el panorama mundial (ver Tabla 5), los cuales son descritos a continuación.

6.1. Biogás

Se describe los gases renovables como el biogás (propriadamente dicho), gas natural renovable, bioGNL y bioGNC.

6.1.1. Biogás

El biogás es un gas renovable compuesto principalmente por metano y dióxido de carbono, producido a partir de la descomposición anaeróbica de materia orgánica. La composición específica del biogás varía según la fuente de los desechos utilizados, pero suele tener una proporción de metano que oscila entre el 50% y el 70%, lo que lo hace adecuado para generar energía [180] [181].

El biogás puede ser generado mediante varios procesos tecnológicos, siendo el método más común la digestión anaeróbica. Este proceso suele ser catalizado por microorganismos en ausencia de oxígeno, convirtiendo residuos orgánicos como estiércol, residuos agrícolas⁶³, aguas residuales, y desechos sólidos municipales⁶⁴ en una fuente de energía. En lugares como Estados Unidos, la principal fuente de materia prima aprovechada son las aguas residuales y rellenos sanitarios; mientras que en Europa los residuos agrícolas toman este rol⁶⁵ [182] [183]. Tradicionalmente, este proceso se lleva a cabo en biodigestores que controlan las condiciones de temperatura y humedad para optimizar la acción microbiana [180] [181]. Asimismo, el biogás también puede ser capturado de vertederos y plantas de tratamiento de aguas residuales; donde la materia orgánica depositada en dichos lugares se descompone de forma natural, liberando gases que pueden ser recogidos y procesados.

La industria del biogás a nivel mundial está liderada por países como Alemania (10.360 plantas y 13,92 Gm³/año), China (más de 100.000 plantas y 12,96 Gm³/año)⁶⁶, Reino Unido (723 plantas y 5,12 Gm³/año), Francia (1658 plantas y 4 Gm³/año) y Brasil (888 plantas y 1,92 Gm³/año)⁶⁷ [184] [185]. En Europa, Alemania se sitúa a la cabeza, impulsando la producción de biogás por políticas de apoyo y un marco regulatorio que incentiva tanto la cogeneración como la purificación de biogás a biometano para su uso en redes de gas natural, en línea con sus metas de neutralidad de carbono. En Asia, China

⁶³ En Europa, la recolección de residuos agroindustriales, como los purines, para biogás está centralizada en plantas grandes, mientras que en EE. UU. es más atomizada, aunque se observa una tendencia hacia la centralización en zonas agrícolas intensivas.

⁶⁴ En Chile, la generación de residuo agrícolas es predominante en regiones como Los Lagos y Los Ríos, donde existe una alta actividad agropecuaria. En contraste, el aprovechamiento de residuos sólidos urbanos y aguas residuales se concentra en zonas metropolitanas, como Santiago.

⁶⁵ Con respecto a la separación de residuos orgánicos, en la Unión Europea, la Directiva de Residuos 2008/98/CE establece obligaciones para separar estos residuos, con el fin de reducir la cantidad destinada a vertederos y así facilitar la producción de biogás. De manera similar, en California, la Ley SB 1383 regula la separación de residuos orgánicos, buscando minimizar las emisiones y optimizar su aprovechamiento energético.

⁶⁶ A pesar del número significativo de plantas, la mayoría son pequeñas y contribuyen marginalmente a la producción total.

⁶⁷ Dato extraído de "IEA Bioenergy: Task 37 Country Report Summary" del año 2024.

desarrolla programas de biogás a gran escala, particularmente en zonas rurales, con el objetivo de proporcionar energía sostenible y reducir la dependencia de combustibles tradicionales⁶⁸.

Las aplicaciones del biogás son variadas y versátiles. Una de las más importantes es la generación de electricidad y calor mediante motores de combustión interna adaptados o en plantas de cogeneración.

En cuanto a los efectos de su uso, es importante señalar que el biogás presenta varios beneficios medioambientales. Por ejemplo, al aprovechar residuos orgánicos que de otro modo se descompondrían al aire libre, se minimizan significativamente las emisiones de metano no controlado; además, la sustitución de combustibles fósiles por biogás contribuye a disminuir la dependencia de recursos no renovables y reduce significativamente las emisiones de carbono equivalente, favoreciendo la carbono neutralidad.

Sin embargo, la eficiencia de conversión y la logística de distribución son aspectos que aún enfrentan desafíos. Se requiere una infraestructura adecuada para su producción, purificación y transporte, lo que puede representar una barrera en algunas regiones. Asimismo, es crucial asegurar que los residuos utilizados no compitan con la producción de alimentos o que no generen efectos adversos sobre la biodiversidad [180].

6.1.2. Gas natural renovable (GNR)

El gas natural renovable, también conocido como biometano, es un combustible producido a partir de la purificación del biogás. En este proceso se eliminan impurezas como el dióxido de carbono, óxidos de azufre y el vapor de agua, lo que resulta en un gas compuesto casi en su totalidad por metano, similar en composición y características al gas natural fósil. Debido a esta similitud, el biometano puede ser inyectado directamente en las redes de distribución de gas natural o utilizado como combustible para vehículos y en aplicaciones industriales [181] [186].

Las unidades que se utilizan para la obtención del biometano emplean medios químicos o biológicos. Teniendo ambos como objetivo purificar el biogás con la remoción de contaminantes como el H_2O , H_2S , CO_2 y NH_3 en su composición. En la purificación química, las sustancias contaminantes del biogás se hacen reaccionar con una solución de aminas⁶⁹ (alcanolaminas o dimetiletanolamina) [187]. Por otro lado, en la purificación biológica se utiliza bacterias metanogénicas hidrogenotróficas para que consuman el CO_2 como fuente de carbono y utilicen el H_2 como fuente de energía para la generación de CH_4 .

Ambas metodologías de purificación presentan ventajas y desventajas. El tratamiento químico es eficaz para procesar grandes volúmenes de biogás con una alta eficiencia de remoción, además de ser un proceso rápido. Sin embargo, los costos operativos son elevados debido al alto consumo de energía y productos químicos. Por ejemplo, la solución de amina, utilizada comúnmente, tiende a descomponerse durante la regeneración, formando precipitados que contaminan la solución a medida que se reutiliza. En contraste, el tratamiento biológico requiere mantener condiciones estrictas de temperatura y pH para garantizar la actividad microbiana. Un desequilibrio en estos parámetros puede detener la

⁶⁸ No se han definido metas específicas de consumo o porcentajes de mezcla para el biogás en estos países; las políticas y objetivos nacionales están principalmente orientados hacia su derivado, el GNR.

⁶⁹ La solución de aminas se regenera mediante una unidad de desorción donde se le aplica calor a través del vapor, para que los contaminantes atrapados se separen de la solución de aminas y se pueda reutilizar.

producción de biogás, lo que hace necesario un monitoreo constante para evitar interrupciones en el proceso y evitar reiniciar el proceso de metanogénesis con la inoculación de nuevas bacterias.

Con respecto a la producción de biometano a nivel global, esta muestra un crecimiento sostenido, particularmente en Europa, donde Alemania lidera (0,922 Gm³/año), seguida por el Reino Unido (0,304 Gm³/año), los Países Bajos (0,205 Gm³/año), Dinamarca (0,131 Gm³/año), Suecia (0,118 Gm³/año) y Francia (0,111 Gm³/año)⁷⁰ [188]. Es por esto por lo que, en este continente, se han establecido objetivos ambiciosos para la inyección de biometano. Francia, por ejemplo, proyecta alcanzar una inyección de 2,027 Gm³/año en su red de gas para 2028, representando cerca del 10% de mezcla [189]. Mientras que Alemania, siendo el mayor productor, dirige sus esfuerzos a aumentar la proporción de energías renovables en la red de gas, con un objetivo del 80% para 2050, sin establecer metas específicas para el biometano. Por último, Dinamarca, que ya cubre el 25% de su consumo de gas con biometano, busca lograr un suministro 100% renovable para 2030, apoyado en políticas de subsidios y financiamiento de infraestructura para el biometano ⁷¹ [190].

En América, por su parte, tanto Estados Unidos como Canadá han implementado políticas de mezcla. Teniendo que California ha fijado objetivos de inclusión de GNR en su suministro, a través de la empresa *Southern California Gas*, que proyecta reemplazar el 20% de su suministro de gas tradicional con biometano para 2030. Este objetivo se enmarca en las metas estatales de neutralidad de carbono para 2045, respaldadas por el *RFS Program* [191]. A su vez, en Canadá, Quebec ha impuesto una mezcla obligatoria mínima del 5% de biometano para 2025, mientras que Columbia Británica busca alcanzar un 15% para 2030 [192]. Finalmente, en Asia, países como China continúan expandiendo su industria de biometano, aprovechando su capacidad instalada de biogás. Sin embargo, aunque no existen objetivos específicos de mezcla de biometano en la red de gas, se han implementado proyectos piloto y estrategias de desarrollo para reducir la dependencia del carbón [193].

Las aplicaciones del gas natural renovable son amplias y diversas. Una de las principales es su utilización en redes de gas para calefacción y generación de electricidad, lo que permite sustituir el gas natural convencional por una alternativa más limpia, generalmente en mezclas que varían según el país en lo que se extiende más la producción y el uso. En la industria, puede utilizarse en calderas, hornos y otros equipos que requieren una fuente de energía de alto poder calorífico. Además, su flexibilidad permite su integración en sistemas de almacenamiento energético y en la producción de hidrógeno verde mediante la metanación, un proceso en el cual el hidrógeno se combina con carbono para generar metano sintético [180].

En términos de impacto medioambiental, el GNR ofrece ventajas sobre los combustibles fósiles. Al derivar de fuentes biológicas, su ciclo de vida puede alcanzar la carbono neutralidad⁷², ya que el carbono emitido durante su combustión es el mismo que fue absorbido por las plantas utilizadas como materia prima, lo que contribuye a equilibrar las emisiones de GEI equivalente. Adicionalmente, la

⁷⁰ Dinamarca y Alemania producen más biometano del que consumen, por lo que el excedente se exporta o almacena. En Suecia, el consumo de biometano duplica su producción debido a que sus incentivos se enfoca en el consumo, a diferencia de la mayoría de los países de la UE que subsidian la producción o inyección de GNR,

⁷¹ Se identificó un total de 687 proyectos operativos de GNR en los países de la Unión Europea, EE. UU. y Canadá, para más información revisar el siguiente [enlace](#).

⁷² Los proyectos pueden generar créditos de carbono en mercados voluntarios, siguiendo estándares como VCS o Gold Standard, que requieren validación y verificación externa para asegurar reducciones de emisiones medibles y reales.

producción de biometano a partir de biogás proveniente de residuos reduce las emisiones de metano al capturar y aprovechar el gas que de otro modo sería liberado de forma no controlada durante la descomposición de la materia orgánica, mitigando así su impacto climático [180].

No obstante, el despliegue del GNR enfrenta algunos retos; ya que, a pesar de los avances tecnológicos en la producción y purificación, los costos de inversión inicial para la infraestructura siguen siendo elevados. Asimismo, hay desafíos como el acceso a la materia prima y la ubicación de las plantas de biodigestión, las mismas que en muchos casos se encuentran alejadas de las redes de gas y requieren infraestructura adicional para la compresión y transporte, incrementando los costos operativos y logísticos.

Por otro lado, a nivel de mercado, el GNR necesita competir con el gas natural fósil, cuyo costo, en muchos casos, sigue siendo inferior. No obstante, políticas europeas y globales están promoviendo cada vez más su adopción, con incentivos financieros y regulaciones que favorecen la integración del biometano en las redes de energía [180].

Respecto a la tasa de reducción de GEI para el GNR, este bordea el 92%⁷³, dependiendo de la materia prima utilizada, lo que refuerza su viabilidad como alternativa limpia en el contexto energético actual [135] [124].

6.1.3. BioGNL

El BioGNL es una versión renovable del GNL convencional, obtenida a partir de la licuefacción del GNR. La infraestructura necesaria para la licuefacción del GNR incluye plantas de procesamiento especializadas⁷⁴ en enfriar el biometano a temperaturas extremadamente bajas, generalmente por debajo de -162 °C, lo que lo convierte en un líquido denso y altamente energético. Este estado líquido permite reducir significativamente el volumen del gas, lo que facilita su almacenamiento y transporte en grandes cantidades, especialmente en aplicaciones donde el acceso a infraestructura de gasoductos es limitado o inexistente. Además, al ser derivado de fuentes renovables como los residuos orgánicos, el BioGNL conserva todas las ventajas medioambientales del GNR, incluyendo la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la contribución a la economía circular. No obstante, al igual que el GNL se debe considerar la energía requerida para el enfriamiento, por lo que debe ser un aspecto para considerar al momento de evaluar su huella de carbono [186] [194].

Las aplicaciones del BioGNL son principalmente en el sector del transporte pesado, como camiones y buques, donde es necesario un combustible con alta densidad energética y bajas emisiones de carbono. Al igual que el GNL fósil, el BioGNL ofrece una mayor eficiencia en términos de autonomía de vehículos en comparación con otras alternativas renovables, lo que lo convierte en una opción viable para reemplazar los combustibles fósiles en rutas de larga distancia y en operaciones marítimas. Además, al ser químicamente idéntico al GNL convencional, puede ser utilizado en las infraestructuras existentes de almacenamiento y distribución, lo que facilita su integración en el mercado sin necesidad de grandes inversiones en nuevas tecnologías [194].

⁷³ La cifra proviene del promedio de métodos de producción de GNR según la Unión Europea. El GNR a partir de biomasa de maíz reduce las emisiones en un 51%, de residuos biológicos en un 64%, y de estiércol líquido en hasta un 162%, logrando un balance de carbono negativo.

⁷⁴ Algunas de las unidades específicas para la producción del GNL son compresores, intercambiadores de calor criogénicos y unidades de almacenamiento adecuadas para mantener el GNL a una temperatura de -162°C,

Con respecto a su desarrollo, el BioGNL en Europa⁷⁵ está en una fase de crecimiento acelerado, con una producción actual de aproximadamente 380 TWh anuales. Se proyecta que esta capacidad se incremente diez veces para 2030. Con una capacidad estimada de 10,6 TWh anuales para 2024, el BioGNL podría abastecer alrededor de 25,000 camiones pesados, lo que es particularmente relevante en la Unión Europea, donde existen objetivos específicos de mezcla. Para el transporte terrestre de carga pesada, la meta es alcanzar un 40% de BioGNL mezclado con GNL convencional, lo que permitiría una reducción considerable de emisiones de carbono, mientras que, en el transporte marítimo, una mezcla del 20% reduciría las emisiones hasta en un 34% [195, 196].

A nivel mundial, se prevé que el BioGNL desempeñe un papel esencial en el mercado de combustibles renovables. El crecimiento de plantas de BioGNL, como la de Biokraft en Noruega, que en 2021 duplicó su capacidad a 250 GWh anuales, destaca el enfoque en aumentar la producción para cumplir con la demanda de combustibles más limpios en sectores que actualmente dependen de combustibles fósiles [197]. En América del Norte, empresas como Shell están ampliando su infraestructura de BioGNL para abastecer flotas de camiones, especialmente en Estados Unidos, donde la infraestructura de GNL existente facilita la integración de BioGNL como una opción de bajo carbono en rutas de alta demanda [198].

6.1.4. BioGNC

El bioGNC es la versión renovable del GNC convencional, producido a partir de la compresión⁷⁶ del GNR. Una vez purificado el biometano, este se comprime a presiones elevadas, generalmente a 250 bares, lo que permite almacenarlo en cilindros o tanques a alta densidad energética sin necesidad de enfriarlo a temperaturas criogénicas como ocurre con el bioGNL, por lo que consume menos energía y se acerca más a la neutralidad de carbono [186] [199].

El bioGNC puede ser utilizado en vehículos ligeros, medianos y pesados, así como en autobuses urbanos para rutas cortas y medianas. Esto debido a su capacidad para reducir significativamente las emisiones de carbono y a su fácil incorporación en la matriz producto de poder ser aprovechado en motores e infraestructuras existentes adaptados para GNC [186].

A nivel internacional, la producción de BioGNC está mayormente concentrada en India, donde el programa *Sustainable Alternative Towards Affordable Transportation* (SATAT) impulsa su desarrollo. SATAT proyecta la construcción de 5,000 plantas de BioGNC a partir de residuos agrícolas y desechos orgánicos, con el objetivo de alcanzar una producción anual de 15 millones de toneladas. Este programa establece metas de mezcla de BioGNC con GNC convencional para su uso en vehículos, con incrementos progresivos: 1% para 2025, 3% para 2026, 4% para 2027 y un 5% a partir de 2028. Esta estrategia no solo apunta a reducir las emisiones del sector transporte, sino también a fortalecer la economía rural mediante la generación de ingresos en la gestión de residuos [200, 201, 202].

En otras regiones, el uso de bioGNC aún se encuentra en etapas iniciales. En California, por ejemplo, ciertas flotas de transporte pesado han adoptado bioGNC para reducir su huella de carbono, apoyadas

⁷⁵ No se identificó información sobre la producción o tasas de incorporación en la matriz para otros lugares.

⁷⁶ La infraestructura necesaria para comprimir el GNR implica la instalación de compresores de alta presión, sistemas de secado y purificación para eliminar impurezas, así como tanques de almacenamiento que permitan mantener el gas a la presión requerida para su uso o transporte. Se requeriría 5kWh para comprimir 1000 pie³ a 1.724 Mpa [509]

en incentivos locales que promueven alternativas menos contaminantes que los combustibles tradicionales [203].

En la Tabla 9. Listado de proyectos relacionado al biogás se presenta un conjunto de proyectos relacionados con el biogás y sus derivados, seleccionados para ilustrar el panorama actual del desarrollo tecnológico en este ámbito. La elección de estos proyectos responde a su representatividad en términos geográficos para evidenciar el grado de madurez y expansión de las tecnologías en diferentes regiones, así como evidenciar las prioridades con respecto al combustible de los lugares abordados.

Tabla 9. Listado de proyectos relacionado al biogás

País	Nombre del Proyecto	Instituciones involucradas	Combustible alternativo	Descripción	Inversión	Producción	Periodo de operación
Chile	Planta La Farfana [204]	Metrogas y Aguas Andinas	Biogás y GNR	Al 2023 cuenta con una producción anual de 28.082.288 m ³ de biogás, del cual un 40% es enviado a Metrogas para su producción en GNR. Este se distribuye al 100% por las redes de distribución de gas natural.	USD 950 millones	Producción anual de 28.082.288 m ³ de biogás y 11.219.325 m ³ de GNR	2008 – Actualmente
	Planta de las Pampas y Santa Irene, Planta de Rucapequén	Maxagro	Biogás	El insumo que se utiliza en los biodigestores son purines de aproximadamente 45 mil cerdos. El biogás producido se utiliza para generar electricidad.	USD 23 millones	No se identificó	2007 – Actualidad
	Planta de BioGNL de Lipigas [205]	Lipigas, Maxagro y HAM Chile	BioGNL	La planta de producción está en la región de Ñuble y tiene el objetivo de reemplazar el 1,8 millón de litros de diésel fósil anuales.	USD 8 millones	Capacidad para procesar diariamente 7.500 a 16.500 m ³ de biogás	Primer trimestre del 2025
EE. UU.	Planta de disposición y reciclaje Dallas-Fort Worth [206]	WM Dallas-Fort Worth	Gas Natural renovable y BioGNC	Producción de GNR para su inyección en la red de gas natural al 100%. Abastece combustible a unos 55.000 hogares y suministrar BioGNC para aproximadamente 1.100 vehículos de carga pesada cada día.	USD 55 millones	Capacidad de producción de 1,2 millones de MMBtu anuales	2024 – No definido
	Planta Archea Modular Design [207]	Archea Energy	Gas Natural renovable	La planta se ubica en Medora, Indiana y se encuentra junto al vertedero de Rumpke Waste and Recycling. El biogás se captura y se utiliza para producir GNR el cual se inyecta al 100% a la red de gas natural para su uso domésticos.	No se identificó	Capacidad de producción de 809.652 MMBTU al año	2024 – No definido
	Planta de producción de GNR en Bath [208]	Waga Energy	Gas Natural renovable	La planta puede procesar alrededor de 1.600 m ³ de biogás por hora proveniente de residuos del relleno	USD 60 millones	207,000 MMBtu anuales	2023 – No definido

País	Nombre del Proyecto	Instituciones involucradas	Combustible alternativo	Descripción	Inversión	Producción	Periodo de operación
				sanitario Steuvben County. El GNR producido se suministra a la ciudad a través de la red de distribución de Corning Natural Gas al 100%.			
	Flotas alimentadas con BioGNC [203]	The Transport Project, The Coalition for Renewable Natural Gas y California Renewable Transportation Alliance	BioGNC	Implementación de BioGNC en flotas de vehículos terrestres pesados en California.	No definido	190,46 millones de galones de diésel equivalentes para el año 2020	2021 – No definido
Canadá	Planta de Tratamiento de desechos Southeast Eco360 [209]	Southeast Eco360	Gas Natural renovable	Inyección de GNR en la red de gas natural. Su distribución se realiza de manera pura sin <i>blending</i> .	No se identificó	6 millones m ³ al año	2024 – No definido
India	Sustainable Alternative Towards Affordable Transportation (SATAT) [201]	IndianOil, Bharat Petroleum, Hindustan Petroleum Corporation Limited, GAIL (India) Limited, Indraprastha Gas Limited	BioGNC	Producción del BioGNC a través del desarrollo de plantas a lo largo del país. Busca reducir las emisiones del transporte y fomentar la economía rural mediante la gestión de residuos.	USD 24000 millones	15 millones de toneladas anuales de BioGNC	2018 – No definido

6.2. Hidrógeno y sus derivados

6.2.1. Hidrógeno

El hidrógeno ha generado un interés considerable como fuente de energía debido a sus características singulares. En su estado más fundamental, tiene la capacidad de generar energía de manera limpia mediante su uso en celdas de combustible, lo que lo posiciona como un componente crucial en numerosos planes internacionales para la descarbonización si es producido con energía renovable [210, 211].

Este elemento no se encuentra de forma libre en la naturaleza, lo que exige su obtención a partir de otros compuestos. En este contexto, es clasificado según el proceso de producción empleado y las emisiones de carbono asociadas a dicho proceso. Los principales tipos incluyen: el hidrógeno gris, generado mediante reformado de gas natural sin captura de emisiones; el hidrógeno azul, que utiliza gas natural con tecnologías de captura y almacenamiento de carbono para mitigar las emisiones; el hidrógeno negro y marrón, derivados de la gasificación de carbón y lignito, respectivamente; el hidrógeno rosa, obtenido mediante electrólisis impulsada por energía nuclear; y el hidrógeno verde [210, 211].

Este último es un combustible alternativo y es obtenido a partir de la electrólisis del agua, un proceso que utiliza electricidad para dividir esta molécula en oxígeno e hidrógeno. La principal característica que diferencia a este de otras formas de hidrógeno es que la electricidad empleada en su producción proviene exclusivamente de fuentes renovables, como la energía solar, eólica o hidroeléctrica, lo que lo convierte en una opción sostenible y libre de emisiones de carbono durante su producción. A nivel global, los mayores proyectos de hidrógeno verde se están desarrollando principalmente en regiones como Europa, Estados Unidos, Latinoamérica, Arabia Saudita y Australia, donde se concentran iniciativas de gran escala. Asimismo, se proyecta que su rol en la descarbonización de sectores industriales y de transporte será clave para alcanzar los objetivos climáticos, especialmente en economías que buscan transitar hacia la neutralidad de carbono [210].

La producción global de hidrógeno, en todas sus variantes, alcanzó los 94 millones de toneladas, con un 60% concentrado en tres regiones principales: China, Estados Unidos y Europa. China lidera esta producción con aproximadamente 33 millones de toneladas anuales, principalmente destinadas a la industria de refinado de petróleo y al sector químico [212, 213]. Estados Unidos, por su parte, produce cerca de 10 millones de toneladas, orientadas a aplicaciones industriales, mientras que Europa genera alrededor de 9 millones de toneladas y ha intensificado sus esfuerzos para incorporar hidrógeno renovable en su matriz energética [214, 215]. Sin embargo, en términos globales, el hidrógeno derivado de fuentes renovables representa actualmente solo el 1% de la producción total [213].

A pesar de esta baja proporción de hidrógeno renovable, los proyectos anunciados de hidrógeno de bajas emisiones están creciendo rápidamente. Si todos se concretan, la producción anual de hidrógeno limpio podría alcanzar los 38 millones de toneladas en 2030, aunque 17 millones provendrían de proyectos aún en fases iniciales de desarrollo [216].

Para avanzar en sus metas de descarbonización, varios países y regiones han fijado objetivos ambiciosos de integración de hidrógeno verde. La Unión Europea prevé producir y adquirir 20 millones

de toneladas de hidrógeno limpio para 2030, mientras que Estados Unidos apunta a generar 10 millones de toneladas para el mismo año y a escalar hasta 50 millones de toneladas en 2050 [217, 218]. Canadá, por su parte, espera que el hidrógeno verde cubra hasta el 30% de su demanda energética para 2050 [219]. Chile, con un enfoque en aprovechar sus recursos de energía solar y eólica, se propone desarrollar una industria de exportación para 2030, con el objetivo de posicionarse como un productor competitivo de hidrógeno verde a nivel mundial [220].

Las aplicaciones del hidrógeno verde son amplias y pueden abarcar varios sectores. Actualmente, el uso predominante del hidrógeno verde se encuentra en el ámbito industrial, donde reemplaza al hidrógeno gris en procesos como la refinación de petróleo y la producción de amoníaco, esenciales para la fabricación de fertilizantes. Esto se debe a que estas aplicaciones aprovechan la infraestructura ya existente y responden a una demanda establecida, lo que las convierte en las más viables en el corto plazo. A medida que avance su desarrollo, a mediano plazo, el hidrógeno verde se proyecta como un insumo estratégico en la descarbonización de industrias altamente intensivas en carbono, como la siderurgia, donde podría actuar como reductor en la producción de acero, sustituyendo al carbón. Además, se espera que juegue un papel clave en el almacenamiento de energía, equilibrando las redes eléctricas con alta penetración de fuentes renovables intermitentes, gracias a su capacidad para almacenar energía a gran escala durante largos periodos. En el largo plazo, el hidrógeno verde y sus derivados, como el amoníaco verde y los combustibles sintéticos, se posicionan como alternativas competitivas en el transporte pesado, incluyendo camiones, barcos, trenes y, eventualmente, la aviación [221] [210] [89].

Si bien el hidrógeno verde ofrece una solución efectiva para reducir las emisiones de carbono, aún existe el problema relacionado al consumo del recurso hídrico. Esto debido a que su producción requiere grandes volúmenes de agua, lo que podría generar tensiones en áreas con recursos hídricos limitados, a menos que se implemente una gestión responsable del recurso [210].

Asimismo, otro de los desafíos por abordar está relacionado su infraestructura de almacenamiento y distribución, ya que el hidrógeno es altamente volátil y requiere condiciones especiales de presión y temperatura para su manipulación [222] [223]. Debido a su baja densidad energética por volumen, el transporte de hidrógeno a grandes distancias implica pérdidas energéticas y costos considerables, especialmente si se emplean procedimientos adicionales como la compresión o licuefacción. Este aspecto limita, por el momento, la expansión masiva de su uso, pero se están desarrollando tecnologías para mejorar la eficiencia en estos procesos. Además, en concordancia con este último punto, el costo actual de producción, aunque en disminución, sigue siendo significativamente mayor que el de otras formas de hidrógeno derivadas de combustibles fósiles, lo que representa un obstáculo económico [210]. Sin embargo, se estima que a medida que los costos de las energías renovables continúan disminuyendo y las tecnologías de electrólisis se vuelven más eficientes, estos costos disminuyan, haciendo al hidrógeno verde más competitivo [224].

6.2.2. Combustibles sintéticos

Los combustibles sintéticos, se producen mediante la síntesis de dióxido de carbono capturado, ya sea directamente de la atmósfera o de fuentes industriales, con hidrógeno obtenido, por ejemplo, mediante electrólisis del agua. Este proceso utiliza diversas rutas tecnológicas, entre las que destaca la síntesis

*Fischer-Tropsch*⁷⁷ y síntesis de Metanol (más otros procesamientos), que permiten la conversión de los reactivos en hidrocarburos líquidos. Al igual que el hidrógeno del que derivan, es fundamental que la electricidad empleada tanto para la electrólisis como para la captura de carbono provenga exclusivamente de fuentes renovables. De lo contrario, se comprometería la sostenibilidad del proceso y se perdería la ventaja ambiental, impidiendo que el ciclo de producción sea verdaderamente carbono neutral [225].

Los combustibles sintéticos encuentran aplicaciones estratégicas en sectores donde la electrificación directa resulta técnicamente desafiante o económicamente poco viable, como el aéreo o marítimo⁷⁸. Para el primero, se prevé que el e-kerosene o e-SAF desempeñen un papel esencial en la mitigación de las emisiones del sector, proporcionando una alternativa sostenible a los combustibles convencionales en la aviación internacional. Mientras que, para el transporte marítimo, combustibles sintéticos como el e-metano presentan una solución viable para reducir significativamente la huella de carbono, especialmente en rutas de larga distancia [226] [227].

En el transporte terrestre, los combustibles sintéticos ofrecen una alternativa eficaz para vehículos pesados y camiones de larga distancia, especialmente a través del uso de combustibles como e-gasolina y e-diésel. Estas alternativas permiten descarbonizar sectores que requieren densidades energéticas elevadas, donde las baterías eléctricas aún no son prácticas o eficientes. Asimismo, un aspecto clave que favorece la adopción de los combustibles sintéticos a gran escala es la compatibilidad con la infraestructura existente para el transporte, almacenamiento y distribución de combustibles líquidos, lo que minimiza la necesidad de inversiones en nuevas infraestructuras, facilitando así su integración en los sistemas energéticos actuales [226] [227].

Si bien es cierto que los combustibles sintéticos representan una solución prometedora dentro de la transición energética, su producción es intensiva en energía, lo que plantea desafíos considerables, especialmente si no se asegura el acceso a fuentes de energía renovable. Además, la captura directa de carbono del aire, esencial para su síntesis, sigue siendo una tecnología costosa y poco eficiente, lo que limita su viabilidad económica, particularmente cuando se comparan con fuentes más concentradas de carbono como las emisiones industriales. A pesar de estos obstáculos, los combustibles sintéticos tienen la ventaja ambiental de no generar otros contaminantes locales como los óxidos de azufre o material particulado, que sí se asocian a los combustibles fósiles [226]. Aunque la combustión de e-fuels puede producir óxidos de nitrógeno (NOx), estos gases pueden ser significativamente mitigados con tecnologías de postratamiento⁷⁹ de emisiones y optimización en el proceso de combustión.

6.2.3. Amoniaco

El amoníaco se produce a partir de hidrógeno y nitrógeno. Su síntesis se realiza a través del proceso Haber-Bosch, el cual combina hidrógeno y nitrógeno bajo condiciones de alta presión y temperatura,

⁷⁷ Para la producción de 1 kg de combustible mediante el proceso *Fischer-Tropsch*, es necesario invertir aproximadamente 10,53 MJ de energía térmica. Estas reacciones se llevan a cabo en presencia de catalizadores metálicos, usualmente a temperaturas entre 150–300°C y presiones de 1–35 bar, dependiendo del tipo de catalizador utilizado. Los valores a su vez pueden variar según el combustible sintético sintetizado.

⁷⁸ Aplicación en el ferry Stena Germanica que fue adaptado para su uso con metanol, un tipo de combustible sintético. Más detalles en la sección de metanol renovable.

⁷⁹ Como los sistemas de reducción selectiva de NOx.

con la ayuda de catalizadores, para formar amoníaco⁸⁰. En este contexto, el uso de hidrógeno verde, generado mediante electrólisis alimentada por fuentes de energía renovable, es lo que diferencia al amoníaco verde de su contraparte convencional, eliminando así las emisiones de carbono asociadas a la producción basada en combustibles fósiles [228] [229].

En cuanto a las aplicaciones del amoníaco verde, este desempeña un papel fundamental en la industria de los fertilizantes como materia prima [230]. A pesar de que el amoníaco producido a partir del gas natural sigue siendo dominante, actualmente existen diversas iniciativas que buscan incorporar la alternativa verde en el proceso de producción. Un ejemplo de ello es la planta de Fertiberia en la Unión Europea, que se enfoca en la producción de fertilizantes con bajas emisiones de carbono ⁸¹ [231]. Además, a corto plazo, el amoníaco verde también está siendo evaluado para su uso como materia en la fabricación de explosivos. Un caso concreto es el proyecto HyEx en Chile, que se proyecta para comenzar operaciones en 2025 y cuyo objetivo es producir amoníaco verde como insumo para explosivos destinados al sector minero [232].

Por otro lado, el uso del amoníaco verde como combustible en el sector marítimo está comenzando a ser considerado, aunque, a pesar de que aún no se ha adoptado de manera generalizada, se está observando un crecimiento en las iniciativas que lo exploran como alternativa, al igual que su versión convencional [230]. Este crecimiento se ve expresado en proyectos como el de MAN Energy Solutions en Europa, centrado en el desarrollo de motores exclusivos para este tipo de combustible; mientras que otros, como el proyecto NoGAPS, van un paso más allá, buscando establecer tanto la infraestructura necesaria como los modelos operativos y comerciales para el transporte marítimo en la región nórdica [233] [234].

En cuanto a su aplicación en fuentes fijas, el amoníaco verde se está desarrollando como un futuro reemplazo del carbón o gas natural, especialmente en procesos de co-combustión [230]. En este sentido, países como China han fijado objetivos a corto plazo dentro de su Estrategia Oficial de Co-combustión, la cual se implementará hasta 2027, con el fin de integrar el amoníaco verde en sus instalaciones industriales para reducir las emisiones [235]. De manera similar, en Corea del Sur se están llevando a cabo iniciativas enfocadas en la co-combustión para la generación eléctrica, empleando amoníaco verde proveniente de Australia o Canadá [236]. En el caso de Japón, se llevó a cabo un programa piloto de co-combustión de amoníaco en la central termoeléctrica de Hekinan⁸² [237].

⁸⁰ El proceso Haber-Bosch requiere una energía que suele oscilar entre 46 y 48 GJ por tonelada de amoníaco producido, dependiendo de la eficiencia de la planta y las condiciones de operación. La alta presión (generalmente de 200 a 400 atm) y temperaturas elevadas (entre 400 y 650 °C), junto con el uso de catalizadores de hierro, contribuyen al alto consumo energético del proceso.

⁸¹ Para más información sobre esta planta, revisar la Tabla 10.

⁸² Este proyecto fue una prueba en una unidad de 1 gigavatio (GW), en lo que se reportó como el primer ensayo a nivel mundial utilizando una gran cantidad de gas en una planta comercial de gran escala. Los resultados fueron positivos confirmando que los niveles de óxidos de nitrógeno no fueron más altos que al quemar solo carbón, los óxidos de azufre se redujeron en un 20% y la generación de óxido nitroso, que tiene un fuerte efecto invernadero, estuvo por debajo del umbral de detección.

Asimismo, el amoníaco tiene potencial como portador de energía debido a su alta densidad energética y su capacidad de almacenarse y transportarse más fácilmente que el hidrógeno en su forma molecular⁸³ [228] [230].

En términos de impactos ambientales, el amoníaco verde tiene el potencial de descarbonizar los sectores ya mencionados siempre que la electricidad utilizada en su producción provenga de fuentes renovables. Sin embargo, a pesar de su perfil ambiental favorable, el proceso de electrólisis, crucial para la obtención del hidrógeno verde, sigue siendo altamente intensivo en términos energéticos y económicamente elevado, lo que introduce limitaciones significativas en cuanto a la escalabilidad y competitividad frente al amoníaco producido a partir de gas natural [230]. La viabilidad económica de esta tecnología dependerá en gran medida de la reducción de los costos asociados al hidrógeno verde utilizado en el proceso de Haber-Bosch⁸⁴ empleando energía renovable. Asimismo, el almacenamiento y manejo seguro del amoníaco son desafíos clave, debido a su naturaleza tóxica, lo que exige el cumplimiento de estrictas normas y protocolos de seguridad [228].

6.2.4. Metanol renovable

El metanol es un compuesto químico cuya producción se basa en la combinación de hidrógeno con carbono mediante una síntesis catalítica, la cual es energéticamente intensiva⁸⁵, pero puede minimizar significativamente las emisiones de gases de efecto invernadero si se emplea electricidad de origen renovable. Existen dos variantes para producir metanol renovable: el biometanol⁸⁶, cuyo carbono se obtiene a partir de la descomposición o gasificación de la biomasa; y el e-metanol o metanol verde, que se produce utilizando carbono capturado atmosférico o de origen industrial y el hidrógeno verde. A diferencia del metanol convencional, obtenido a partir de gas natural o carbón, el metanol verde es considerado carbono neutral, ya que integra la reutilización de carbono y emplea energía libre de emisiones, garantizando así un ciclo de vida más bajo en carbono y ambientalmente responsable [238].

La producción mundial de metanol ha experimentado un crecimiento significativo y se proyecta que continuará en aumento. Al 2021, la producción se sitúa en aproximadamente 100 millones de toneladas (Mt), con expectativas de alcanzar 500 Mt para el año 2050 [239]. Esta proyección se basa en el escenario de transformación energética, que enfatiza la necesidad de adoptar metanol renovable, en particular e-metanol y biometanol. Al 2050, se estima que se producirán anualmente 250 Mt de e-metanol, 135 Mt de biometanol y el resto metanol fósil. Las regiones donde mayor demanda se registra son Asia, Norteamérica y Europa [240, 241].

En la actualidad, las principales aplicaciones del metanol son como insumo en la producción de productos petroquímicos⁸⁷ (60%) y como combustible⁸⁸ (31%) en el sector transporte terrestre y

⁸³ Se debe considerar, en todo caso, que la energía neta requerida para el proceso de cracking de amoníaco es aproximadamente 1.01 a 1.08 GJ por tonelada de amoníaco.

⁸⁴ El proceso posee gran eficiencia, pero es intensivo en energía debido a las condiciones de alta presión y temperatura necesarias. En términos de costos, el proceso es relativamente caro cuando se alimenta con hidrógeno verde, que actualmente tiene un costo de producción más alto que el hidrógeno gris. Por lo tanto, el reto es económico más que técnico.

⁸⁵ Para producir 1.000 Kg de metanol, se requiere 1.400 Kg CO₂, 200 kg H₂ y 1.700 Kg de agua, y 10-11 MWh de electricidad renovable, la cual se utiliza principalmente en la electrólisis del agua [510].

⁸⁶ Anualmente se produce 0,2 millones de toneladas de metanol renovable, el cual mayormente es biometanol.

⁸⁷ Síntesis de productos químicos como formaldehído, ácido acético, metacrilato de metilo y olefinas como etileno y propileno.

⁸⁸ El uso directo del metanol aumentó como combustible de menos del 1% en el 2000 a más del 14% al 2021.

marino⁸⁹ [239]. Como combustible se puede utilizar puro, en mezclas con la gasolina para la producción de biodiesel o en su forma derivada de DME, y usarse en motores diésel modificados, vehículos híbridos avanzados y vehículos con pilas de combustible.

En línea con los patrones de consumo, las regiones con mayor adopción del metanol renovable son aquellas que lideran iniciativas relacionadas con su producción y uso [242]. En Estados Unidos, destacan proyectos enfocados tanto en el e-metanol como en el biometanol. Uno de los más relevantes es el proyecto HIF Matagorda, programado para iniciar operaciones en 2027, con el objetivo principal de suministrar e-metanol como combustible para el transporte marítimo comercial [243]. En paralelo, el proyecto de energía renovable Beaver Lake, cuya entrada en operación está prevista para 2028, se centra en la producción de biometanol destinado tanto al transporte marítimo como a su uso como insumo en procesos químicos [244]. Además de estos grandes proyectos, existen iniciativas a menor escala que contribuyen al desarrollo del sector en el país.

En la Unión Europea, el desarrollo de proyectos para producir metanol renovable, especialmente mediante el uso de hidrógeno verde, aún se encuentra mayoritariamente en etapas preliminares. Sin embargo, se prevé que varios entren en operación antes de 2030 [242]. Entre ellos, destaca el proyecto Power2X Estonia, programado para 2028, el cual se orienta a la producción tanto de e-metanol como de biometanol. Este proyecto priorizará el uso del metanol como materia prima para la industria química, con una perspectiva adicional de su aplicación en vehículos terrestres, lo que refuerza su relevancia en la transición energética de la región [245].

Por su parte, en Asia, China emerge como líder tanto en la producción convencional de metanol como en la planificación de proyectos renovables. A pesar de su posición dominante, los proyectos destinados a la producción de metanol verde en el país se encuentran, al igual que en otras regiones, en etapas iniciales. Sin embargo, las proyecciones apuntan a que varios de estos proyectos estarán operativos antes de 2030, lo que consolidará su papel en la transición hacia fuentes de energía más sostenibles [239] [242].

Por último, la producción de metanol renovable enfrenta desafíos económicos significativos, ya que la producción a partir de fuentes fósiles resulta mucho más económica que a partir de fuentes renovables. Esto se evidencia en los datos actuales de producción: aproximadamente el 65% del metanol se produce a partir de gas natural, un 35% se origina en la gasificación de carbón, mientras que solo el 0,2% proviene de fuentes renovables. Sin embargo, con la creciente penetración de energías renovables y mejoras en la tecnología de captura y utilización de carbono, se proyecta que la producción de metanol renovable aumentará y desempeñará un papel fundamental en la descarbonización de los sectores de transporte marino y terrestre [239].

6.2.5. Dimetil éter (DME)

El dimetil éter es un compuesto químico que ha ganado relevancia como combustible alternativo debido a sus características favorables en términos de combustión y su capacidad para reducir las

⁸⁹ Se tiene registro de más de 20 embarcaciones de gran tamaño que operan utilizando metanol como combustible, entre ellas el ferry Stena Germanica, que fue adaptado en un periodo de tres meses para su funcionamiento con este recurso. Asimismo, en 2023 se ordenó la conversión de 100 embarcaciones adicionales [508]. No se especificó el tipo de metanol empleado en estos motores; sin embargo, al tratarse de una iniciativa originada en la Unión Europea, es probable que ya cumpla, o en el futuro se alinee, con las normativas del FuelEU Maritime

emisiones contaminantes en comparación con los combustibles fósiles tradicionales. Este combustible puede considerarse como una alternativa limpia al petróleo diésel, especialmente en motores de combustión interna. También se utiliza como sustituto del gas licuado de petróleo (GLP) gracias a que puede almacenarse y transportarse en forma líquida a bajas presiones, de manera similar al GLP [246].

La producción⁹⁰ mundial de DME está creciendo rápidamente, impulsada por su uso en el mezclado con GLP, aplicaciones industriales y de transporte. En 2024, la producción global de DME alcanzará aproximadamente 8,07 millones de toneladas, con expectativas de crecimiento anual superior al 8%, llegando a 12,29 millones de toneladas para 2029⁹¹ [247]. Este crecimiento se encuentra respaldado a nivel de políticas como el FuelEu Maritime.

Este crecimiento está respaldado por normativas internacionales como la ISO 16861 y la ASTM D7901, que establecen especificaciones rigurosas para el DME utilizado como combustible en motores de combustión interna y de encendido por compresión [248] [249].

Tradicionalmente este combustible se produce a partir del reformado del gas natural para obtener syngas, que posteriormente se convierte en metanol y se deshidrata para obtener DME. Sin embargo, existen alternativas más sostenibles para la producción de metanol, como su obtención a partir de syngas generado mediante la gasificación de la biomasa y residuos orgánicos⁹², lo que confiere un carácter renovable al proceso. Otra vía importante es la síntesis del metanol utilizando hidrógeno verde y carbono capturado; dando un producto que también puede ser deshidratado para la producción de DME [246].

En la actualidad, el DME se utiliza principalmente como sustituto del GLP en aplicaciones de cocción y calefacción. Un ejemplo de ello es el proyecto de Suburban Propane en Estados Unidos, que produce y comercializa mezclas de propano con DME renovable, específicamente para estos sectores [250]. En paralelo, en Europa, iniciativas como las de Dimeta y Enerkem están desarrollando proyectos para producir DME a partir de residuos, con aplicaciones dirigidas a usos fuera de la red eléctrica, incluyendo su incorporación en el ámbito industrial [251]. Aunque estos proyectos se encuentran en fase de desarrollo, se espera que, en el futuro, jueguen un papel importante en la descarbonización, especialmente considerando las proyecciones de crecimiento en la producción de DME.

Por otro lado, el DME se presenta como un combustible alternativo prometedor para sustituir al diésel en el sector del transporte, debido a su combustión limpia que no solo reduce las emisiones de carbono, sino que también elimina prácticamente la producción de hollín [246]. En este contexto, proyectos como el de KEW Technology en Reino Unido está llevando a cabo experimentos con DME con el objetivo de utilizarlo en vehículos pesados [252].

No obstante, el DME aún enfrenta desafíos relacionados con la infraestructura de distribución, dado que requiere modificaciones en los sistemas de almacenamiento y transporte para manejarlo de manera segura [246].

⁹⁰ Entre los actores principales en la producción de DME están compañías como Mitsubishi Corporation, Korea Gas Corporation (KOGAS), Oberon Fuels y China Energy Investment Corporation.

⁹¹ Como líderes de mercado se encuentra Nouryon Chemicals Holding BV, Shell sociedad anónima, Compañía química de gas Mitsubishi Inc., Chemours Co., Aerosolex, Combustibles Oberon Inc., Merck KgaA, Jiangsu química Co Ltd. y Sichuan Lutianhua Co Ltd

⁹² El carbón reciclado puede provenir de la gasificación de biomasa y residuos orgánicos.

En la Tabla 10. Listado de proyectos relacionados al hidrógeno y derivados se presenta un listado de proyectos relacionados con el hidrógeno y sus derivados, que incluye tanto iniciativas piloto como de gran escala⁹³. La selección busca reflejar el estado actual del desarrollo industrial, la diversidad de tecnologías y aplicaciones en sectores clave como la industria, el transporte y la generación de energía; así como su grado de desarrollo en diferentes regiones.

⁹³ Muchos proyectos aún están por implementarse, lo que demuestra que es una alternativa que aún está siendo explorada; no obstante, se espera que su penetración en el mercado incremente con el tiempo, debido a que algunos de estos proyectos son pilotos que buscan crecer a escala comercial

Tabla 10. Listado de proyectos relacionados al hidrógeno y derivados

País	Nombre del Proyecto	Instituciones involucradas	Combustible alternativo	Descripción	Inversión	Producción	Periodo de operación
Chile	HyEx Project [232] [232]	Enaex y Engie	Hidrógeno y Amoniac verde	Producción de amoniac e hidrógeno verdes en dos fases, la primera centrada en producción local desde el 2025 y la segunda para exportación desde el 2030. El amoniac producido servirá como materia prima para la generación de explosivos destinados al sector minero.	No se identificó	18.000 toneladas de amoniac verde anuales	2025 – No definido
	Haru Oni [253]	HIF Global y Siemens	Hidrógeno y combustibles sintéticos	Planta piloto ubicada en Punta Arenas, Chile, que utiliza energía eólica para producir combustibles sintéticos mediante electrólisis y captura de carbono. La planta tiene como objetivo suministrar combustibles neutros en carbono, principalmente para la industria automotriz.	USD 51 millones	350 toneladas al año de e- metanol y 130.000 litros por año de e-gasolina en la fase piloto, con miras a la ampliación.	2022 – No definido
	Mezcla de DME con GLP de Lipigas [254]	Lipigas, Oberon Fuels y Suburban Propane Partners, L.P.	Dimetil éter	Desarrollo y evaluación de gas carbono neutral mezclando GLP con DME.	No se identificó	No se identificó	2022 – No definido
	Proyecto "Power to MEDME" [255] [256]	Fraunhofer Chile Research, Ministerio Federal de Educación e Investigación de Alemania	Dimetil éter y metanol	Proyecto piloto de producción de DME. Se plantea su uso en el sector minería y transporte como combustible para sus equipos de carga pesado.	EUR 11 millones	5 mil toneladas de DME anuales	2019 – No definido
EE. UU.	HIF Matagorda [257]	HIF Global	Hidrógeno verde y combustibles sintéticos (e-	Proyecto a gran escala para producir combustibles sintéticos carbono neutrales. Los combustibles generados están destinados	USD 6.000 millones	750 millones de litro anuales de combustibles sintéticos. 1.4	2027 – No definido

País	Nombre del Proyecto	Instituciones involucradas	Combustible alternativo	Descripción	Inversión	Producción	Periodo de operación
			gasolina, e-metanol)	principalmente al sector del transporte, incluyendo automóviles, embarcaciones y aviación.		millones de toneladas métricas de e-etanol.	
	Beaver Lake Renewable Energy Project [244]	SunGas Renewables Inc.	Biometanol	Producción de biometanol con la finalidad de emplearlo en la industria marítima y química.	USD 2.000 millones	400.000 toneladas métricas de biometanol anual	2029 – <i>No definido</i>
	Maverick plant [258]	Oberon Fuels	Dimetil éter	Planta de producción de DME renovable a escala comercial para su mezcla con propano. Se utiliza como combustible en el sector transporte en la región sur de California.	<i>No se identificó</i>	1,5 millones de galones anuales de dimetil éter	2021 – <i>No definido</i>
	Producción de mezclas de propano y DME [250]	Suburban Propane	Dimetil éter	Producción y comercialización de propano mezclado con DME renovable.	<i>No se identificó</i>	<i>No se identificó</i>	2022 – <i>No definido</i>
	Greening the LPG sector - Gulf Coast of the United States [251]	Dimeta y Enerkem	Dimetil éter	Construcción de planta a gran escala para la producción de DME en Estados Unidos aprovechando residuos y carbono reciclado para la mezcla con GLP.	<i>No se identificó</i>	165.000 toneladas anuales de dimetil éter	2025 – <i>No definido</i>
Unión Europea	HyDeal Ambition [259]	Soladvent	Hidrógeno verde	Plataforma industrial que reúne a 30 empresas que cubren toda la cadena de valor del hidrógeno verde, desde upstream hasta midstream, downstream y finanzas: generación de energía solar, fabricación de electrolizadores, ingeniería de proyectos, transmisión y almacenamiento de gas, aplicaciones industriales en acero, productos químicos y energía, financiación de deuda y capital.	EUR 12 millones	3,6 toneladas al año de hidrógeno verde	2020 – <i>No definido</i>

País	Nombre del Proyecto	Instituciones involucradas	Combustible alternativo	Descripción	Inversión	Producción	Periodo de operación
	Planta de hidrógeno verde de Iberdrola en Puertollano [231]	Iberdrola	Hidrógeno verde	Planta de hidrógeno para uso industrial integrada por una planta solar fotovoltaica para la fabricación de amoníaco verde en la planta Fertiberia.	EUR 150 millones	No se identificó	2022 – No definido
	Proyecto HyFly [260]	Grupo Orlen	Combustibles sintéticos	Proyecto piloto diseñado para la producción a gran escala de combustibles sintéticos, destinados principalmente al sector de la aviación como alternativa sostenible al queroseno fósil.	No se identificó	70.000 toneladas por año de combustibles sintéticos	No se identificó
	Planta Petronor de Bilbao [261]	Petronor, Repsol y Aramco	Combustibles sintéticos	Planta piloto en el puerto de Bilbao enfocada en la producción de combustibles sintéticos como queroseno, gasóleo y gasolinas, destinada a validar su viabilidad técnica y económica antes de su escalamiento industrial. Los combustibles están orientados a sectores como la aviación y el transporte terrestre y marítimo.	EUR 160 millones	2.000 toneladas anuales de combustibles sintéticos en su etapa piloto, con miras a la ampliación.	2025 – No definido
	Planta DAWN [262]	Synhelion	Combustibles sintéticos	Primera instalación a escala industrial que produce combustibles sintéticos utilizando exclusivamente energía solar. Estos combustibles están destinados a sectores como la aviación, el transporte terrestre y marítimo.	No se identificó	1.000 toneladas anuales de combustibles sintéticos.	2024 – No definido
	Power2X Estonia	Power2X	e-metanol y biometanol	Producción de metanol renovable de ambos tipos destinados al transporte y uso como materia prima en la industria química; tanto dentro como fuera de Estonia.	No se identificó	500.000 toneladas anuales de metanol renovable	2028 – No definido

País	Nombre del Proyecto	Instituciones involucradas	Combustible alternativo	Descripción	Inversión	Producción	Periodo de operación
	Proyecto ReUze [263]	Engie, Infinium, y ArcelorMittal	e-kerosene, e-diésel	Proyecto destinado a la producción de combustibles sintéticos a gran escala, utilizando CO ₂ capturado de las operaciones industriales de ArcelorMittal. Los combustibles están diseñados principalmente para su uso en el transporte aéreo y marítimo	EUR 500 millones	100.000 toneladas al año de combustibles sintéticos	2026 – <i>No definido</i>
	Audi E-Gas [264]	Audi	E-gas (metano sintético)	Planta diseñada para producir e-gas destinado a ser utilizado en vehículos de GNC para reducir las emisiones de carbono y fomentar una movilidad más sostenible. También puede inyectarse en la red de gas natural para aplicaciones residenciales o industriales.	<i>No se identificó</i>	Aproximadamente 1.000 toneladas métricas de e-gas	2013 – <i>No definido</i>
	Planta de amoníaco verde de Fertiberia en Puertollano [265]	Fertiberia	Amoníaco verde	Planta de fabricación de amoníaco verde para el sector agrícola.	<i>No se identificó</i>	200.000 toneladas anuales de amoníaco verde	2020 – <i>No definido</i>
	Proyecto de investigación de AmmoniaMot 2 [233]	MAN Energy Solutions y Ministerio Federal de Economía y Acción por el Clima de Alemania	Amoníaco verde	Proyecto destinado al desarrollo de un motor de prueba de cuatro tiempos, de velocidad media y doble combustible que funcione con amoníaco. El proyecto está destinado a motores de vehículos marinos.	<i>No se identificó</i>	<i>No aplica</i>	2024 – <i>No definido</i>
	The Nordic Green Ammonia Powered Ships (NoGAPS)	Nordic Innovation	Amoníaco verde	Desarrollo de buques impulsados por amoníaco verde como combustible, con el objetivo de reducir las emisiones del transporte marítimo.	<i>No se identificó</i>	<i>No aplica</i>	2020 - 2025

País	Nombre del Proyecto	Instituciones involucradas	Combustible alternativo	Descripción	Inversión	Producción	Periodo de operación
	Greening the LPG sector – Netherlands [251]	Dimeta y Enerkem	Dimetil éter	Construcción de planta a gran escala para la producción de DME en Europa aprovechando residuos y carbono reciclado para la mezcla con GLP.	No se identificó	165.000 toneladas al año	2025 – No definido
Reino Unido	Arboretum UK [252] [252]	KEW Technology	Dimetil éter	Producción de DME a partir de carbón reciclado para el sector transporte. Se encuentran en desarrollo otras dos plantas en Estados Unidos y Unión Europea.	No se identificó	50.000 toneladas anuales de dimetil éter	No se identificó
Arabia Saudita	NEOM Green Hydrogen Complex [266]	NEOM Green Hydrogen Company, Air Products y ACWA Power	Hidrógeno y Amoniacos verdes	Construir la mayor planta de producción de hidrógeno y amoníaco del mundo impulsada por energía 100% renovable, destinada a abastecer el sector industrial y transporte en la ciudad NEOM, Arabia Saudita.	USD 8.400 millones	600 toneladas de hidrógeno verde al día y 1.2 millones de toneladas anuales de amoníaco verde	2026 – No definido
China	Planta de e-metanol en Liaoyuan [267]	Carbon Recycling International y Tianying Group	e-metanol	Desarrollo de una de las plantas de e-metanol más grandes del mundo en Liaoyuan, China. El e-metanol producido está destinado a ser utilizado como combustible limpio en el sector del transporte y como materia prima en la industria química.	No se identificó	214.000 toneladas anuales de e-metanol.	2025 – No definido
	Dalian Institute of Chemical Physics [239]	Dalian Institute of Chemical Physics	Metanol renovable	Utiliza como insumos CO ₂ e H ₂ de la electrolisis del agua. La energía se obtiene a través de fuentes renovables solares.	No se identificó	Capacidad proyectada de 1.000 toneladas anuales.	2020 – No definido
	Henan Shuncheng Group/CRI [239]	Henan Shuncheng Group/CRI	Metanol renovable	Utiliza como insumos CO ₂ que se emite de un horno de cal y el H ₂ del gas de horno de coque.	No se identificó	Capacidad proyectada de 110.000 toneladas anuales.	2022 – No definido

6.3. Combustible sostenible para la aviación (SAF)

El combustible de aviación sostenible (SAF, por sus siglas en inglés) es el término principal utilizado por la industria de la aviación para describir un combustible de aviación no convencional (derivado de fósiles). Las características químicas y físicas del SAF son casi idénticas a las del combustible de jet convencional y pueden mezclarse de manera segura con este en distintos grados, usar la misma infraestructura de suministro y no requieren la adaptación de aeronaves o motores [268].

Es importante garantizar que el SAF tenga las mismas cualidades y características que el combustible de jet convencional para su uso drop-in y para que los proveedores de combustible y los aeropuertos no tengan que construir nuevos sistemas de suministro de combustible.

Teniendo en cuenta que el mismo avión puede ser abastecido de combustible en diferentes países, se han adoptado especificaciones internacionales para los combustibles de aviación. Los dos estándares más ampliamente utilizados para garantizar que el combustible para aviones sea adecuado para su propósito son: D1655 de ASTM y el DEF STAN 91-91. El estándar de la ASTM establece requisitos para criterios como composición, volatilidad, fluidez, combustión, corrosión, estabilidad térmica, contaminantes y aditivos, entre otros, para asegurar que el combustible sea compatible cuando se mezcla [269].

Para el caso de los SAF, estos deben cumplir el D7566 de la ASTM. Este evalúa qué tecnologías, bajo circunstancias y características específicas, pueden usarse para producir SAF puro que cumpla con las especificaciones [269].

Bajo el estándar D7566, se definieron 7 vías tecnológicas "drop-in" para producir SAF [269, 270, 271]:

- **Kerosene isoparafínico sintetizado Fischer-Tropsch (FT-SPK)**

El FT-SPK fue aprobado por la ASTM para su incorporación en la norma ASTM D7566 en septiembre de 2009. En el proceso FT-SPK, las materias primas de carbón, gas natural o biomasa se gasifican en un gas de síntesis compuesto de hidrógeno y monóxido de carbono. Este gas de síntesis se convierte catalíticamente en un componente de combustible hidrocarburo líquido en el reactor FT. Requiere mezclarse con combustible de aviación a base de petróleo, hasta un máximo del 50%.

- **Ésteres y ácidos grasos hidro procesados (HEFA)**

El HEFA fue aprobado por la ASTM para su incorporación en la norma ASTM D7566 en junio de 2011. En el proceso HEFA, las materias primas lipídicas como aceites de plantas o algas, sebo (grasas animales) o grasas residuales como aceites de cocina, se desoxigenan y luego se hidroprocesan para producir un componente de combustible hidrocarburo puro. Requiere mezclarse con combustible de aviación a base de petróleo, hasta un máximo del 50%.

- **Isoparafinas sintetizadas**

También conocido como el método SIP, fue aprobado por la ASTM para su incorporación en la norma ASTM D7566 en julio de 2014. El proceso SIP utiliza un proceso de fermentación para convertir una materia prima de azúcar en una molécula de hidrocarburo que puede mezclarse con el combustible de aviación convencional. Requiere mezclarse con combustible de aviación a base de petróleo, hasta un máximo del 10%.

- **Queroseno parafínico sintético de Fischer-Tropsch con Aromáticos (FT-SPK/A)**

Utiliza el proceso de síntesis FT más la alquilación de aromáticos ligeros (principalmente benceno) para crear una mezcla de hidrocarburos que incluye compuestos aromáticos necesarios para garantizar la hinchazón de los sellos elastoméricos en los componentes de las aeronaves y prevenir fugas de combustible. FT-SPK/A introduce la transición hacia combustibles que ofrecen un espectro completo de moléculas presentes en el combustible de aviación a base de petróleo, y no solo parafinas. Requiere mezclarse con combustible de aviación a base de petróleo, hasta un máximo del 50%. La materia prima es la misma que en el caso de FT-SPK.

- **Alcohol a jet (ATJ)**

ATJ fue aprobado por la ASTM para su incorporación en la norma ASTM D7566 en abril de 2016 usando isobutanol con un límite de mezcla del 50%. El proceso ATJ utiliza deshidratación, oligomerización y procesamiento hidro para convertir materias primas de alcohol⁹⁴ en un componente de combustible hidrocarburo puro. En abril de 2018 se incluyó el etanol como materia prima ATJ con un límite de mezcla del 50%.

- **Kerosene isoparafínico sintetizado hidroprocesado**

El Hefa-SPK fue añadido en mayo de 2020 a la norma ASTM D7566 como una vía de producción de combustible de aviación alternativo. Esta adición describe el hidroprocesamiento de hidrocarburos de origen biológico (a diferencia de los ácidos grasos o ésteres de ácidos grasos presentes en la producción HEFA), que provienen de aceites encontrados en un alga específica (*Botryococcus braunii*). Requiere mezclarse con combustible de aviación a base de petróleo, hasta un máximo del 50%.

- **Combustible de Aviación Hidrotermolizado Catalíticamente (CHJ)**

En el proceso CHJ (también llamado licuefacción hidrotermal), el aceite de ácido graso libre (FFA) limpio proveniente del procesamiento de aceites residuales o aceites energéticos se combina con agua precalentada y luego se pasa al reactor hidrotermolizado catalíticamente. Allí, bajo condiciones de muy alta temperatura y presión, se forma una fase única que consiste en FFA y agua supercrítica, en la cual los FFA se craquean, isomerizan y ciclan en compuestos de parafina, isoparafina, cicloparafina y aromáticos. Requiere mezclarse con combustible de aviación a base de petróleo, hasta un máximo del 50%.

Respecto a los avances desarrollados, se reporta que 18 compañías producen distintas cantidades de SAF las cuales alcanzarían en total 1 millón de toneladas antes del final de 2024. Las principales compañías son World Energy y Nestlé que agrupan el 60% del SAF producido a nivel mundial⁹⁵. Al 2030, se espera que se encuentren en marcha 140 proyectos que podrían alcanzar 51 millones de

⁹⁴ Los alcoholes pueden provenir de cualquier fuente, pero generalmente se derivan de la fermentación de almidones/azúcares, que a su vez pueden proceder de materias primas productoras de almidón/azúcar (por ejemplo, maíz de campo, sorgo dulce, caña, remolacha azucarera, tubérculos) o derivarse de biomasa celulósica (por ejemplo, mediante hidrólisis de lignocelulosa).

⁹⁵ El resto de las empresas son LanzaJet, OMV Petrom, Repsol, GEVO, Eni, Phillips 66, Fulcrum, Total Energies, Exxonmobil, Chevron, Montana renewables, Airbp, Cepsa, Ecoceres, Chane y Atmosfair.

toneladas [272, 273]. A continuación, se presenta un listado de los principales proyectos de producción y consumo de SAF.

Tabla 11. Listado de proyectos relacionados a los SAF

País	Nombre del Proyecto	Instituciones involucradas	Descripción	Inversión	Producción	Periodo de operación
Rumania	PetroBrazi	OMV Petrom	Es una planta para la producción de biodiesel y SAF, el cual se produce a partir de HVO.	Requerirá EUR 11.000 millones	250.000 ton/año de biocombustibles (no específica cuántos de estos corresponden a SAF)	2028 - No definido
España	Cartagena [274] [275]	Avikor y Repsol	Se desarrollan biocombustibles en base a aceites usados por medio de un hidrotratamiento y una hidro isomerización.	Requirió EUR 200 millones	250.000 ton/año de biocombustibles (no específica cuántos de estos corresponden a SAF)	2023 – No definido
Finlandia	Neste [276]	Aerolíneas comerciales como Air France-KLM, Lufthansa, Delta Air Lines y American Airlines, y transportistas de carga como DHL Group, Amazon Prime Air y UPS	Iniciaron la producción de SAF en 2011 con distribuciones a nivel global. A principios del 2024, la capacidad de producción alcanza los 500 mil Ton/año. Lo producen a partir de aceite de cocina y aceites grasos de animales (HEFA). Las emisiones del SAF durante su ciclo de vida son un 80% menores a un jet fuel convencional.	Recibió una inversión inicial de EUR 190 millones	En la actualidad, producen 100.000 a 500.000 Ton/año	2011 – No definido
Países Bajos	SkyRNG [277] [278] [279]	Air Canada, ANA, Bombardier, JAL, KLM, Royal Netherlands Air Force, SAS, Singapore Airlines, y Swedavia.	Las emisiones del SAF durante su ciclo de vida son un 80% menores a un jet fuel convencional. Se utiliza como materia prima aceite de cocina usado.	Requirió USD 270 millones.	La planta de Holanda produce 35 millones de galones anualmente.	2010 – Actualidad
Estados Unidos	World Energy [280] [281]	Clientes: Amazon Air, United, JetBlue, Rolls-Royce, Etihad	Lo producen a partir de grasas agrícolas no comestibles y aceites de desecho mediante la hidrogenación (HEFA). Este aprobado para una mezcla 50/50. Las emisiones del SAF durante su ciclo de vida son un 85% menores a un jet fuel convencional.	No se identificó	En la actualidad, producen 100.000 Ton/año. Al 2030, esperan producir 1.000 millones galones anualmente	2016 – No definido
	Lanza Jet [282] [283]	British Airways, International Airline Groups y todas las aerolíneas japonesas	Producido a partir de etanol de bajo carbono proveniente de cultivos energéticos, residuos sólidos municipales, carbono capturado de procesos industriales, energía renovable y más	Invertió USD 25 millones para una planta de producción de 10 millones de	Al 2030, esperan producir 1.000 millones de galones anualmente.	2020 – No definido

País	Nombre del Proyecto	Instituciones involucradas	Descripción	Inversión	Producción	Periodo de operación
			(Alcohol to jet). Este aprobado para una mezcla 50/50.	galones de diésel renovable y SAF		
	Gevo [284]	American Airlines, Iberia, Banyan Air Service y AvFuels.	Producido a partir de maíz, melaza, residuos de madera y subproductos agrícolas (Alcohol to jet Synthetic Paraffinic Kerosene). Este aprobado para una mezcla 50/50. Las emisiones del SAF durante su ciclo de vida son un 75% menores a un jet fuel convencional.	<i>No se identificó</i>	En la actualidad, producen 390 millones de galones anualmente.	2005 - actualidad
	Total Energies [285] [286] [287] [288]	Airbus, Charles de Gaulle airport y Le Bourget airport	Producido a partir de residuos como aceites de cocina (HEFA). Se mezcla en una proporción hasta el 35%. Las emisiones del SAF durante su ciclo de vida son un 90% menores a un jet fuel convencional.	Mediante una inversión de EUR 400 millones espera transformar una plataforma de petróleo a planta de producción de SAF para producir 210.000 ton/año.	Al 2030, esperan producir 1.5 millones de toneladas por año.	2021 - Actualidad
Canadá	Forge Hydrocarbons [289] [290]	Edmonton International Airport, Shell, World Energy	Empresa productora de diésel renovable el cual es isomerizado por medio de un catalizador e hidrógeno para producir SAF. Las emisiones del SAF durante su ciclo de vida son un 80% menores a un jet fuel convencional.	Recibió una inversión de USD 4 millones con los que establecerá una planta de 19 millones de litro/año.	<i>No se identificó</i>	2014 – Actualidad

Fuente: Elaboración propia

6.4. Bioetanol

El bioetanol es un biocombustible obtenido principalmente por la fermentación de biomasa rica en glucosa, almidón o celulosa. Según la materia prima utilizada, estos se clasifican en dos, biocombustibles convencionales o avanzados. El bioetanol convencional es que se produce a partir de cultivos con fines alimentarios como la caña de azúcar y maíz. Por otro lado, el bioetanol avanzado⁹⁶ es el que se produce a partir de los residuos agrícolas de los cultivos alimentarios. En este grupo también se encuentran el bioetanol elaborado a partir de biomasa de cultivos acuáticos como las algas y microalgas⁹⁷.

El proceso de producción de bioetanol se divide en tres etapas principales, que son las mismas para el bioetanol convencional como el avanzado a excepción del tratamiento de la biomasa. Primero, se cosecha la biomasa y se somete a tratamientos físicos o químicos para romper su estructura, compuesta por una mezcla de polisacáridos, pectina y lignina. En el caso del bioetanol convencional, la biomasa utilizada proviene principalmente de cultivos como maíz o caña de azúcar, que contienen azúcares fermentables directamente disponibles. En cambio, el bioetanol avanzado se produce a partir de materiales lignocelulósicos, como residuos agrícolas o madera, que requieren un proceso adicional para liberar los azúcares. Luego, se lleva a cabo la hidrólisis enzimática para obtener azúcares fermentables, que son esenciales para la producción de bioetanol. Finalmente, se realiza un proceso de destilación-rectificación-deshidratación para purificar el bioetanol [291, 292].

Respecto a la producción global del bioetanol, este es liderado al 2022 por Estados Unidos (55%) y Brasil (26%), seguido de países⁹⁸ como la Unión Europea, India, China [293]. En Estados Unidos la producción de bioetanol en ese mismo año fue de 58.311,33 millones de galones, de los cuales un 94% fue bioetanol de primera generación a partir de maíz y el resto etanol celulósico [294, 295]. Por su parte, Brasil produjo 7.426 millones de litros, de los cuales el 75% fue bioetanol de primera generación, complementado con la producción de etanol celulósico [296].

El consumo de bioetanol en los países con mayor producción se realiza a través de porcentajes de mezcla con la gasolina. En Estados Unidos, los principales porcentajes de mezcla son E10, E15 y E85, mientras que en Brasil el porcentaje estándar es E27. El aumento en el consumo de bioetanol en ambos países ha sido impulsado por la regulación local. En Estados Unidos, el Programa de Estándares de Combustibles Renovables, aprobado en 2005, estableció que el consumo de combustibles renovables debía aumentar progresivamente, con un objetivo de alcanzar los 36 mil millones de galones al 2022. Para los próximos años 2023, 2024 y 2025, ya se establecieron las metas de producción del etanol celulósico⁹⁹ y etanol convencional¹⁰⁰ [297]. Por otro lado, en Brasil, el Consejo Nacional de Política

⁹⁶ El bioetanol avanzado producido a partir de la celulosa contenida en las biomásas como los pastos, arbustos y árboles es llamado también etanol celulósico.

⁹⁷ La producción de biodiesel y diésel renovable a partir de microalgas resulta más eficiente y viable que la de bioetanol, tanto en términos de rendimiento como en simplicidad del proceso. Por lo que se precisara más acerca de su producción en la sección de biodiesel.

⁹⁸ La producción de bioetanol en estos países no supera el 5%, por lo que se prioriza especificar los volúmenes y materia prima solo para Brasil y Estados Unidos.

⁹⁹ La producción de etanol celulósico para los próximos años es de 838, 1.090 y 1.376 millones de galones respectivamente.

¹⁰⁰ La producción de etanol convencional para los próximos años es de 13.845, 13.955 y 13.779 millones de galones respectivamente.

Energética es responsable de la tasa de mezcla del etanol y tiene como meta incrementar gradualmente el porcentaje de mezcla hasta un 30% [296].

En cuanto a los proyectos de bioetanol que utilizan microalgas como materia prima, se han realizado varios intentos piloto, principalmente en EE. UU., pero ninguno ha logrado escalar a una producción industrial, caso Algenol Biofuels. La principal limitación radica en los altos costos de producción de biomasa de microalgas y en el mantenimiento de los sistemas de cultivo. Estos costos se deben a la complejidad de las instalaciones necesarias para el crecimiento controlado de las microalgas, así como a la demanda de nutrientes, agua y energía que implica el proceso [298]. Como resultado, el costo final del bioetanol producido es considerablemente más alto en comparación con otras fuentes de biocombustibles, lo cual ha frenado su viabilidad económica a gran escala [299].

En la Tabla 12 se encuentran la lista de proyectos a escala comercial y piloto que producen etanol convencional y avanzado a nivel mundial. Los proyectos incluidos han sido seleccionados por su relevancia y prominencia en las regiones donde se ha identificado producción de etanol.

Tabla 12. Listado de proyectos de bioetanol

País	Nombre del proyecto	Instituciones involucradas	Descripción	Inversión	Producción	Periodo de operación
EE. UU.	Archer Daniels Midland Company [300, 301]	ADM	Utiliza maíz como materia prima y el proceso de fermentación para la producción de etanol convencional. Cuenta con una red de producción de más de 30 plantas.	En el 2022 se realizó una inversión para aumentar la capacidad de inversión de USD\$ 50 millones	Capacidad total de producción de aproximada de 1.8 mil millones de galones anual.	19714 – Actualidad
	Indian River BioEnergy Center [302]	INEOS Bio y New Planet Energy	Bioenergy Center fue la primera biorrefinería a escala comercial en Estados Unidos para la producción de etanol celulósico a partir de residuos sólidos urbanos y restos de poda como materia prima. El diseño y construcción comenzó en el año 2009 inició sus operaciones en el año 2013. El diseño y construcción comenzó en el año 2009 e inició sus operaciones en el año 2013.	USD 130 millones. Se registró inversiones previas por parte del Departamento de los Estados Unidos en 1993 y 2009, con un monto de USD 55 millones.	Capacidad para tratar 250 mil toneladas de materia prima y producir 8 millones de galones de etanol celulósico por año	2013 - Actualidad
	Green Plains Inc. [303]	Green Plains Inc.	Utiliza maíz como materia prima y el proceso de fermentación para la producción de etanol convencional y etanol celulósico. Cuenta con una red de producción de 17 plantas.	No se identificó	Capacidad total de producción de aproximada de 1.5 mil millones de galones anual.	2006 - Actualidad
	Project Liberty Poet-DSM [304, 305]	Poet LLC y DSM Royal	El proyecto Liberty, fue una iniciativa importante entre Poet y DSM Royal para implementar una de las primeras plantas de etanol celulósico a escala comercial a partir de residuos agrícolas del maíz en Estados Unidos. La planta comercial inicio operaciones el año 2014 replicando la metodología de POET. Sin embargo, se detuvo la producción de etanol para enfocarse en la investigación y el desarrollo (I+D). Actualmente, POET produce bioetanol de primera generación a partir del	USD 250 millones	Diseño de producción 200 millones de galones	2013 - Actualmente

País	Nombre del proyecto	Instituciones involucradas	Descripción	Inversión	Producción	Periodo de operación
			maíz, con una capacidad producción de 3 billones de galones al 2023.			
EE. UU.	Planta piloto de etanol con microalgas [306, 307]	Algenol Biofuels Inc., National Renewable Energy Laboratory, The Georgia Institute of Technology	Se utiliza como materia prima a las algas verde-azules, que son modificadas genéticamente para optimizar la fotosíntesis y emplear el CO ₂ como fuente de carbono en la producción de etanol. Este etanol generado en el interior de las microalgas se difunde a través de sus paredes celulares hacia el medio de cultivo. Finalmente, el etanol se evapora del medio y se condensa en forma líquida para su recolección y posterior procesamiento.	Más de USD 260 millones de inversión entre empresas privadas (BioFields, Reliance Industries) y el Departamento de Energía de EE.UU.	Capacidad de producción anual de 100 mil galones	2011 - Actualidad
Brasil	E2G – Etanol avanzado [308]	Raizen S.A.	El proyecto E2G de Raizen S.A. se enfoca en producir biocombustibles avanzados a partir de residuos de la caña de azucar (bagazo y paja) con la construcción de 20 plantas al 20230. Actualmente, dos plantas ubicadas en la ciudad de Bonfim y Costa Pinto ya se encuentran operativas,	La inversión total para estas nuevas plantas es de BRL 6 mil millones, donde cada planta tiene un costo estimado de BRL 1,2 mil millones.	Producción anual de 1,6 mil millones de litros en las 20 plantas proyectadas, mientras las plantas operativas tienen una producción anual de 114 millones de litros.	2022 - 2030

6.5. Biodiesel

El biodiésel es un combustible líquido que se elabora a partir de aceites vegetales o grasas animales y alcoholes. Puede utilizarse en motores diésel de manera pura o mezclado con diésel fósil. Organismos internacionales como la ASTM lo definen como una mezcla de ésteres mono-alquílicos de cadena larga de ácidos grasos (FAME) obtenidos de fuentes renovables, como aceites vegetales o grasas animales [309].

El biodiésel presenta varias ventajas frente al diésel fósil, entre ellas un alto punto de inflamabilidad (mínimo de 100°C), excelentes propiedades lubricantes y la ausencia de emisiones de SO₂ en su combustión. Sin embargo, tiene algunas desventajas como: un menor poder calorífico¹⁰¹, mayor emisión de NO_x en comparación con el diésel fósil, menor estabilidad por la presencia de oxígeno en su composición¹⁰², un punto de congelación¹⁰³ alto que limita su uso en climas fríos, y puede degradar materiales como plásticos y caucho si se emplea de forma pura. No obstante, muchas de estas desventajas disminuyen cuando se mezcla con diésel fósil [309].

Para la producción de biodiésel, pueden utilizarse cultivos¹⁰⁴ de uso alimentario, siendo los más comunes a nivel mundial la canola¹⁰⁵, la soya, la palma y el girasol. Sin embargo, también existen proyectos de producción de biodiésel a mediana y gran escala que emplean aceites no comestibles, como el aceite de ricino, tung, algodón, jojoba y jatrofa [309]. Las grasas animales también representan otra alternativa, especialmente en países con abundantes recursos ganaderos.

La producción de biodiesel avanzado a partir de microalgas también es una opción atractiva. Con especies que tiene un contenido de aceite que puede alcanzar el 50%¹⁰⁶ en peso seco [310]. Además de tener una ventaja frente a los insumos convencionales por la producción de más aceite por hectárea¹⁰⁷ de microalga cultivada [311]. Sin embargo, los principales desafíos económicos están asociados a la productividad y mantenimiento de la microalga.

Para el cultivo de microalgas se utilizan aguas residuales o agua de mar, ajustando cuidadosamente la concentración de nutrientes esenciales como carbono (C), nitrógeno (N) y fósforo (P), además de otros parámetros ambientales como luz, temperatura, pH, oxigenación y el ciclo de luz. Estos factores deben adaptarse según las necesidades específicas de cada especie de microalga seleccionada, ya que cada una requiere condiciones óptimas particulares para maximizar su crecimiento y rendimiento en biomasa [298].

Para la producción a gran escala de microalgas se emplean principalmente dos tecnologías: los estanques de canales abiertos y los fotobiorreactores. Los estanques de canales abiertos son la opción

¹⁰¹ El poder calorífico del biodiesel es de 37 a 40 MJ/kg, inferior al del diésel fósil en un 8-12%. Por lo que se realiza un consumo mayor del biodiesel en motores.

¹⁰² No se recomienda almacenarlo por más de seis meses.

¹⁰³ El biodiesel comienza a solidificarse o formar cristales a una temperatura más elevada en comparación con otros combustibles. Su punto de congelamiento es alrededor de los -15°C.

¹⁰⁴ Los cultivos que generan mayor cantidad de aceite por hectárea son la palma aceitera (5.950 L/ha), coco (2.689 L/ha), jatrofa (1.892 L/ha), canola (1.190 L/ha), soya (446 L/ha) y maíz (172 L/ha).

¹⁰⁵ En Europa es el principal insumo para la producción de biodiesel.

¹⁰⁶ Algunas de las microalgas con un alto porcentaje de lípidos son *Nannochloris* sp., *Chloella* sp. y *Neochloris oleoabundans*.

¹⁰⁷ Esta puede alcanzar un rendimiento de 136.900 L/ha para microalgas con un 70% de aceite en peso seco y de 58.700 L/ha para aquellas con un 30%.

más rentable, ya que permiten una mayor superficie de cultivo, ideal para la producción de biomasa en aplicaciones de menor costo. En cambio, los fotobiorreactores son sistemas cerrados equipados con tecnología de monitoreo y control preciso de variables ambientales. Estas unidades están orientadas a la producción industrial de microalgas para sectores con altos estándares de calidad, como los sectores alimenticio, cosmético y farmacéutico, donde se requieren condiciones controladas para asegurar la pureza y calidad del producto final [298].

A diferencia de los insumos tradicionales para la producción de biodiésel, como los aceites vegetales y las grasas animales, las microalgas requieren un proceso específico para extraer los lípidos contenidos en su estructura. El procedimiento comienza con la cosecha de las microalgas, que se realiza mediante operaciones de centrifugación o floculación. A continuación, se extraen los lípidos de la biomasa mediante el uso de solventes orgánicos. Para reducir el consumo de estos solventes, se pueden emplear técnicas¹⁰⁸ de ruptura celular [298]. Sin embargo, el uso de solventes orgánicos plantea desafíos económicos y ambientales, por lo que debe considerarse la disposición final de solvente o su reutilización en el proceso.

La producción del biodiesel a través de insumos convencionales o avanzados se realiza a través de la transesterificación, un proceso que convierte los aceites en ésteres metílicos de ácidos grasos. [312] Este proceso involucra la mezcla de aceites con un alcohol, como el metanol, y un catalizador que facilita la conversión en ésteres [309] [312]. Si bien las propiedades de las materias primas pueden variar considerablemente, el biodiesel resultante debe cumplir con los estándares internacionales de calidad especificados en las normas ASTM 6751-3 y la EN 14214.

La producción mundial de biodiesel al 2022 es liderada por Europa con 17,7 mil millones de litros, seguido de Estados Unidos con 14,5 mil millones de litros e Indonesia con 9,3 mil millones de litros [313]. En Europa los principales insumos para la producción de biodiesel son la canola (38%), el aceite de cocina usado (23%) y aceite de palma (18%). Por otro lado, en Estados Unidos, el consumo del biodiesel aumentó desde que este se incluyó en el Programa de Estándares de Combustibles Renovables¹⁰⁹ en el 2010. Otros factores que promovieron el aumento de su consumo fueron el desarrollo de una política fiscal¹¹⁰ y la producción de biodiesel nacional para satisfacer el déficit de biodiesel por la reducción de las importaciones¹¹¹ [297]. A la fecha, el programa de Estándares de Combustibles Renovables ha establecido las metas para el consumo del biodiesel a partir de biomasa utilizando como insumos canola, soya, destilado de maíz y grasas animales. Los volúmenes obligatorios de consumo para los años del 2023, 2024 y 2025 son de 1.710, 1.667 y 1.624 millones de galones [297].

En cuanto a los proyectos que utilizan microalgas como insumo, se ha identificado un proyecto piloto en la Unión Europea liderado por ALGAENERGY para la producción de biodiésel. Este proyecto abarca

¹⁰⁸ Las ultrasonificación y el calentamiento por microondas son algunas de las técnicas más empleadas, pero registran un mayor consumo de energía, existen otras alternativas menos eficientes como el choque osmótico, la molienda de perlas, la electroporación, el estrés oxidativo y la homogenización.

¹⁰⁹ Dentro de la categoría de diésel a partir de biomasa, además del biodiesel se encuentran el diésel renovable, el combustible jet renovable y el combustible de calefacción.

¹¹⁰ La política fiscal para el biodiesel solo entro en vigor los años 2011, 2013, 2016 y 2020-2022. Sin embargo, es en estos periodos donde se registran aumentos significativos del consumo de biodiesel respecto al año anterior.

¹¹¹ La importación de biodiesel disminuye desde al año 2017, esto debido a la imposición de aranceles a las importaciones del biodiesel de Argentina e Indonesia.

tanto el cultivo de microalgas como la conversión de la biomasa en biodiésel, lo que representa una diferencia importante respecto a los proyectos de diésel renovable, que suelen utilizar aceite de microalgas ya procesado por terceros. La producción de biodiésel a partir de microalgas tiene volúmenes significativamente menores en comparación con fuentes tradicionales como aceites vegetales y grasas animales, debido a que implica una doble inversión: primero, en el cultivo y mantenimiento de las microalgas, y luego en el proceso de conversión a biodiésel. De estas dos etapas, la producción y mantenimiento de las microalgas es la más costosa y representa un desafío importante para su escalabilidad

En la Tabla 13 se muestra un listado de proyectos de producción de biodiesel a escala comercial y piloto en las regiones donde mayor producción de biodiesel se reportó EE. UU. y la Unión Europea. Esta tabla recoge proyectos activos o en desarrollo que están disponibles públicamente en diversas fuentes, proporcionando una visión general de los avances en la producción de biodiesel a nivel mundial.

Tabla 13. Lista de proyectos de biodiesel

País	Nombre del proyecto	Instituciones involucradas	Descripción	Inversión	Producción	Periodo de operación
EE. UU.	Seaboard Energy Kansas, Oklahoma [314]	Seaboard Corporation	El proyecto se enfoca en la producción de biocombustibles a partir de la grasa animal que se genera en las plantas de procesamiento de cerdo de Seaboard Corporation y aceites vegetales que se compran a terceros.	No se identificó	La planta de Oklahoma tiene una producción anual de 85 millones de galones de biodiesel.	2022 - Actualidad
	Planta General Lagos LDC [315]	Louis Dreyfus Company	Utiliza como materia prima aceite de soya, canola y palma aceitera.	USD 150 millones	88 millones de galones anuales	2007 - Actualidad
	Renewable Energy Group [316]	Renewable Energy Group	Utiliza como materia prima aceite de maíz de destilería, grasas animales procesadas y aceite de cocina usado.	No se identificó	519 millones de galones entre biodiesel y diésel renovable	2007 - Actualidad
	AGP [317]	Ag Processing Inc.	Utiliza como materia prima aceite de soya. Cuenta con tres plantas productoras de diésel Algona y Sergeant Bluff, Iowa, y St. Joseph, Missouri	No se identificó	Capacidad anual combinada de 175 millones de galones de biodiesel	1996 - Actualidad.
Europa	Programa de investigación GENETDIESEL AlgaEnergy [318, 319]	AlgaEnergy, Universidad de Sevilla, Consejo Superior de Investigaciones Científicas (CSIC)	Utiliza como materia prima microalgas y cianobacterias modificadas genéticamente para incrementar el contenido de ácidos grasos hasta un 30%. Además, cuenta con un piloto enfocado en la producción de biodiesel, la Plataforma Tecnológica de Experimentación con Microalgas (PTeM).	EUR 1 millón	No se identificó	2009 - Actualidad
	Argent Energy Plant Motherwell [320]	Argent Energy	Producen un biodiesel de segunda generación a partir de aceites residuales, grasas animales y aceites de cocina usados.	GBP 700 millones	Producción anual de 195 mil toneladas	2005 - Actualidad
	Verbio Zörbig Biodiesel Plant [321]	Verbio	La materia prima utilizada es aceite de canola y residuos de ácidos grasos procedente de la producción de biodiesel y refinado del aceite vegetal.	EUR 179 millones ¹¹²	Capacidad de producción de 710 mil toneladas anuales	2001 - Actualidad
Brasil	Be8 Biodiesel Plant [322]	Be8	Cuenta con dos plantas de biodiésel que produce combustibles a partir de aceites vegetales y grasas animales, contribuyendo a la expansión del biodiésel en Brasil.	BRL 200 millones	Capacidad de producción de 891.454 m ³ de biodiesel en todas sus unidades.	2005 - Actualidad

¹¹² Última inversión que se reporta desde el año 2023 al 2024 para la planta y equipamiento.

6.6. Diésel renovable

El diésel renovable es un biocombustible que se obtiene de fuentes orgánicas, principalmente aceites vegetales y grasas animales [323]. Es químicamente equivalente al diésel fósil, por lo que está conformado exclusivamente por cadenas de hidrocarburos ramificados de C y H. A diferencia de su contraparte fósil, en su composición está libre de hidrocarburos aromáticos, azufre, oxígeno y cenizas [324, 325].

Ambos combustibles, el biodiesel y el diésel renovable se elaboran a partir de las grasas. Sin embargo, la diferencia entre ambos combustibles se encuentra en la metodología empleada para la producción del combustible. Mientras el biodiesel convierte las grasas en ésteres metílicos de ácidos grasos. El diésel renovable se produce a partir del hidrotratamiento de las grasas, por lo que es llamado también aceite vegetal hidrotratado (HVO). En este proceso se utiliza hidrogeno a altas temperaturas para eliminar el oxígeno presente en las moléculas de triglicéridos de aceites y grasas, creando hidrocarburos ramificados lineales similares al diésel fósil. Esta es la metodología que más se replica en las industrias, es una tecnología joven pero madura.

La demanda mundial del diésel renovable al 2022 es de 13,3 mil millones de litros y es el tercer combustible con mayor demanda después del bioetanol y biodiesel [326]. Además, más del 80% de la demanda de este combustible se centra en Estados Unidos, Brasil, Europa e Indonesia. En Estados Unidos, la producción de diésel renovable ha sido tradicionalmente la segunda más importante, después del biodiésel [297]. En 2022, el diésel renovable representó el 44% de toda la producción de diésel a partir de biomasa, es decir, 1.361 millones de galones de diésel renovable y fue el máximo valor de producción que se ha registrado. Respecto a los volúmenes obligatorios de consumo de diésel renovable para los próximos años 2023, 2024 y 2025 son 1.986, 2.165 y 2.601 millones de galones respectivamente [297].

En Brasil, el término que se utiliza para referirse al diésel renovable es el diésel verde. Respecto a las metas asociadas al consumo de diésel verde para los próximos años, esta debe ser al menos el 3% del volumen del combustible fósil vendido [327]. En Europa, las RED II establece las metas de volumen o porcentajes de consumo de biocombustible avanzados incluyen al diésel renovable, con un porcentaje de 1% al 2025 y de 5,5% al 2030 en el sector transporte. Sin embargo, resalta la experiencia de Finlandia que a través de un crédito fiscal impulso la producción de diésel renovable.

Los proyectos que se identificaron para la producción del diésel renovable se enfocaron en los países que presentaban información disponible y metas asociadas a su consumo en los próximos años. Para cada uno de los proyectos se identificó la fuente de materia prima que se utilizaba, la inversión asociada al desarrollo del proyecto y la capacidad de la producción (Revisar Tabla 14).

Se han identificado dos empresas que emplean microalgas en la producción de diésel renovable a escala industrial. La primera es NESTE, que recibe aceite de microalgas procesado por terceros, como Cellana, y lo integra en su tecnología de hidrotratamiento para obtener diésel renovable. Por otro lado, existen proyectos piloto como el de Sapphire Energy en EE. UU., que produce un crudo a partir de microalgas. Este crudo es sometido a pruebas y comparado con las especificaciones estándar del diésel fósil, permitiendo su comercialización como combustible para transporte. Sapphire Energy ha sido pionera en esta tecnología, aunque la escalabilidad y los costos de producción siguen siendo desafíos clave para su adopción a gran escala. [324, 325]

Tabla 14. Listado de proyectos de diésel renovable

País	Nombre del proyecto	Instituciones involucradas	Descripción	Inversión	Producción	Periodo de operación
EE. UU.	Seaboard Energy Kansas, Oklahoma [314]	Seaboard Corporation	El proyecto se enfoca en la producción de biocombustibles a partir de la grasa animal que se genera en las plantas de procesamiento de cerdo de Seaboard Corporation y aceites vegetales que se compran a terceros.	No se identificó	La planta en Kansas tiene una producción anual de 46 millones de galones de diésel renovable.	2022 - Actualidad
	Diamond Green Diesel (DGD) [328, 329]	Valero Energy Corporation y Darling Ingredientes Inc.	DGD cuenta con dos plantas de diésel renovable. La primera St. Charles inaugurada en el 2013 y Port Arthur en el 2022. Las plantas de DGD pueden tratar el 100% de los residuos y materias primas lo que les otorga una ventaja competitiva. Producción de diésel renovable por tecnología de hidrotratamiento.	USD 3,6 billones	La capacidad de producción anual es de 1.2 mil millones de galones anuales.	2023 - Actualidad
	Next Renewable Fuels [297]	Next Clean Fuels	La materia prima por utilizar es aceite de cocina usado, sebo animal y aceites vegetales de desecho.	USD 2 mil millones	Capacidad de producción proyectada de 575 millones de galones anuales	Entrega del proyecto 2024
	Rodeo Renewed Project [330]	Phillips 66, NextEra Energy	Rodeo Renewed Project es una iniciativa de Phillip 66 para la descarbonización de sus operaciones y la transición hacia la producción de combustibles bajos en carbono con aceite usado, grasas, cebo y aceites vegetales. El objetivo es que su refinería de San Francisco sea convertida en una de las instalaciones de combustibles renovables más grandes del mundo, la cual está operativa desde el 2021.	No se identificó	Capacidad de producción de 680 millones de galones de diésel renovable finalizada la transición.	En fase de transición desde el 2024
	Sapphire Energy – Integrates Algal Biorefinery [331, 332]	Sapphire Energy Inc. Harris Group, Brown and Caldwell, Phillips 66	Se utilizan algas como materia prima para producir crudo de petróleo de origen algal. La calidad del combustible se evalúa conforme a la norma técnica ASTM D975, que es la especificación estándar para combustible diésel. Gracias a esta certificación, el producto final se puede considerar un diésel renovable.	USD 300 millones	Capacidad de producción de 2 mil galones	2010 - Actualidad

País	Nombre del proyecto	Instituciones involucradas	Descripción	Inversión	Producción	Periodo de operación
Brasil	Biorrefinería de HVO Manaus [333]	Brasil BioFuels	La materia prima por utilizar es aceite de palma. El proyecto contempla la producción de HVO y SAF.	BRL 200 billones	Capacidad de producción proyectada de 641 millones de litros de diésel renovable.	Inicio de operaciones al 2025
Europa	Neste MY Renewable Diesel [276, 334]	Nesté	Utiliza como materia prima aceites residuales, grasas animales y biomasa de alga ¹¹³ . Además, tiene su propia metodología de producción patentada, NEXBTL con operaciones en Finlandia, Países Bajos y Singapur.	No se identificó	Al año 2023, tiene una capacidad de producción de 5,5 millones de toneladas anuales de diésel renovable distribuida en sus plantas.	2012 – Actualidad
	UPM Lappeenranta Finland [335, 336]	UPM Biofuels	La materia prima que se utiliza es aceite de resina de pulpa ¹¹⁴ , residuo que se genera en la línea de negocio UPM Pulp. La refinería de UPM Lappeenranta es la mayor productora a biocombustibles avanzados a nivel mundial.	EUR 179 millones	Producción anual de 130 mil toneladas entre diésel renovable y SAF.	2014 - Actualidad
	Proceso de Refinación Renovable de Shell [337, 338]	Shell	Shell utiliza como materia prima los aceites vegetales, las grasas de origen animal y aceite usado de cocina. Para la producción de diésel renovable utiliza la tecnología de hidrotratamiento que nombran Proceso de Refinación Renovable de Shell.	No se identificó	Capacidad de producción de 820 mil toneladas con la nueva planta ubicada en Shell Energy and Chemical Park de Rotterdam, Países Bajos.	Stand-by desde el 2024

Nota: Para cada uno de los proyectos se identificó la materia prima consumida, la tecnología de producción del combustible renovable. Unidad de conversión 1 gal = 3,784 L

¹¹³ La empresa Cellana a través de su patente ALDUO ha seleccionado una cepa de microalgas para la producción de más de 20 toneladas de biomasa de algas enteras, denominadas ReNewAlgae, el cual es entregado a Neste como materia prima.

¹¹⁴ Este es un residuo que se genera de la línea de negocio UPM Pulp, la cual se genera en sus plantas manufactureras de pulpa. UPM Pulp tiene dos de estas plantas en Uruguay.

6.7. Propano renovable

El propano renovable, también conocido como biopropano, es un combustible renovable derivado de la biomasa y residuos orgánicos, que incluye aceites vegetales, grasas animales y residuos agrícolas. A diferencia del propano convencional, que es un subproducto del refinamiento del petróleo crudo y del procesamiento del gas natural, el propano renovable se produce a partir de fuentes biológicas, lo que lo convierte en una alternativa más sostenible con una huella de carbono significativamente reducida. Químicamente, es idéntico al propano fósil, lo que significa que puede ser utilizado en las mismas aplicaciones y con la misma infraestructura sin necesidad de modificaciones [339].

La generación de propano renovable se realiza principalmente a través de procesos de refinación de biomasa o residuos biológicos en unidades de hidrotratamiento. Este proceso de hidrotratamiento convierte aceites vegetales o grasas animales en una mezcla de hidrocarburos, cuyo producto central es el diésel renovable. Dentro de esta mezcla, el propano aparece como un subproducto, representando entre un 6 y 10% de la producción total del diésel renovable; lo que permite optimizar el uso de materias primas [340]. La ventaja de este enfoque es que utiliza plantas de refinación existentes, lo que reduce la necesidad de construir infraestructura adicional y facilita la integración de esta alternativa en los mercados energéticos actuales [339] [341].

En cuanto a sus aplicaciones, el propano renovable puede ser utilizado en todas las áreas en las que se emplea el propano convencional. Esto incluye calefacción residencial y comercial, generación de electricidad en áreas remotas, combustible para vehículos y para procesos industriales que requieren fuentes de energía de alta densidad. Dado que tiene las mismas propiedades que el propano fósil, el biopropano se puede mezclar sin inconvenientes en la red de distribución de GLP existente¹¹⁵, lo que facilita su adopción en el mercado sin requerir cambios significativos en equipos, vehículos o sistemas de almacenamiento. A pesar de estas aplicaciones, la producción y el uso del propano renovable son relativamente marginales en comparación con el propano convencional, debido a las limitaciones actuales de producción y los costos más altos. [342].

Por su parte, la producción de propano renovable está avanzando en Estados Unidos y Europa, especialmente gracias a políticas de bajas emisiones como la Low Carbon Fuel Standard de California, que incentiva el uso de combustibles con menor intensidad de carbono. En EE. UU., la capacidad actual de producción supera los 4,5 millones de galones anuales¹¹⁶, destacando instalaciones en California y Luisiana. Actualmente, la producción se destina mayoritariamente al consumo interno, aunque se espera que la capacidad de exportación aumente en el futuro para proyectos como el de Neste en Rotterdam. Esta planta produce 40.000 toneladas anuales de producto con una meta de suministro de 160.000 toneladas en cuatro años a clientes de siete países [339].

Si bien aún no existen objetivos de mezcla específicos para el propano renovable, su producción tiene un alto potencial de crecimiento gracias al desarrollo paralelo de diésel renovable, del cual el propano es un co-producto [341]. Esto permitiría que el propano renovable cubra hasta el 50% de la demanda mundial de propano para 2050 [341].

Por otro lado, desde una perspectiva medioambiental, el uso del propano renovable presenta una serie de ventajas clave. En primer lugar, su producción genera hasta un 90% menos de emisiones de carbono

¹¹⁵ Esta mezcla puede variar, pero típicamente se ha observado en proporciones de 20-30%.

¹¹⁶ Alrededor de 8,4 toneladas considerando la densidad del propano renovable igual a la del propano convencional.

equivalente en comparación con el propano derivado de combustibles fósiles [343]. Además, el hecho de que se derive de residuos y materias primas renovables reduce la presión sobre los recursos fósiles no renovables. Como a nivel técnico, no existen desventajas significativas en términos de rendimiento energético o compatibilidad, lo que hace que su adopción sea especialmente atractiva en sectores que buscan reducir su impacto ambiental sin sacrificar la eficiencia o incrementar costos operativos de manera considerable [344].

Sin embargo, uno de los principales desafíos para el propano renovable es la escalabilidad de su producción. Actualmente, la oferta es limitada debido a la dependencia de subproductos de otras industrias, como la producción de biocombustibles. Este aspecto hace que su disponibilidad esté condicionada por el desarrollo de otros biocombustibles y no por una producción dedicada exclusivamente a este gas. Además, los costos de producción aún son más elevados en comparación con el propano fósil, lo que limita su competitividad en el mercado a gran escala. A pesar de ello, con el aumento de las políticas de descarbonización y la inversión en energías renovables, se espera que la demanda de propano renovable aumente y se desarrollen nuevas tecnologías que mejoren su rentabilidad y disponibilidad.

En la Tabla 15 se presentan los proyectos relacionados con la producción de propano renovable a nivel mundial. Dado que el propano renovable es un subproducto de la fabricación de diésel renovable, no se identificaron proyectos cuyo producto principal sea específicamente el propano. De hecho, la mayoría de las empresas mencionadas en esta tabla se repiten en los proyectos de diésel renovable, lo que explica la baja cantidad de proyectos dedicados exclusivamente al propano. Además, no se encontraron datos sobre los volúmenes de producción de propano renovable para las plantas, ya que este es un subproducto cuya producción depende directamente del volumen de diésel renovable producido.

Tabla 15. Listado de proyectos relacionado al propano renovable

País	Nombre del Proyecto	Instituciones involucradas	Combustible alternativo	Descripción	Inversión	Producción	Periodo de operación
EE. UU.	Chevron Renewable Energy Group [345]	Renewable Energy Group	Propano renovable	Se produce a partir de grasas y aceites de desecho en la planta de Geismar, Louisiana. Se comercializa para su uso motores de propano en el sector transporte.	No se identifica	Al 2030, se proyecta una producción de 100 mil barriles por día de combustibles renovable. No se especifica cuanto de esa producción es propano renovable.	2020 - Actualidad
Unión Europea	Planta de Neste Rotterdam [346]	Neste	Propano renovable	Producción de biopropano aprovechando los gases residuales de la refinería NEXBTL. El combustible se comercializa	USD 70.8 millones	40,000 toneladas/año	2015 – No definido
	TotalEnergies [347]	TotalEnergies	Biopropano	Utiliza como materia prima aceite usado de cocina, grasas animales y aceites vegetales	No se identifica	No se identifica	1974 - Actualidad

6.8. Biobutanol

El butanol es un alcohol de cuatro carbonos, que se utiliza como insumo para la producción de productos químicos y biocombustibles avanzados. Existen cuatro¹¹⁷ isómeros estructurales del butanol, de los cuales solo los alcoholes primarios, n-butanol e iso-butanol, son adecuados para la producción de combustibles avanzados debido a su menor solubilidad en el agua [348].

Entre las ventajas del biobutanol se destaca su mayor poder calorífico¹¹⁸ en comparación con el etanol, su menor volatilidad gracias a un punto de ebullición más alto, y su excelente miscibilidad con la gasolina, lo que permite su uso sin modificaciones en los motores de combustión interna [348].

La producción de butanol sigue dos vías principales: la petroquímica y a biológica. En la primera, el butanol se sintetiza a partir de derivados del petróleo mediante tres procesos industriales: síntesis oxo, síntesis Reppe e hidrogenación del crotonaldehído. En la ruta biológica, el biobutanol se sintetiza con microorganismos del género *Clostridium*¹¹⁹ para fermentar los azúcares, ya sea de cultivos alimentarios o de residuos agrícolas [348]. De ambas vías, la vía petroquímica es la más utilizada y los costos de producción están directamente ligados al precio de crudo de petróleo.

La ruta biológica mediante fermentación de azúcares presenta limitaciones importantes, siendo la principal la toxicidad del butanol para los microorganismos. En concentraciones superiores a 7-13 g/L, el butanol puede inhibir el crecimiento y la actividad metabólica de los microorganismos. Para superar esta limitación, se han realizado modificaciones genéticas en las bacterias para aumentar su tolerancia, alcanzando valores registrados en la literatura de hasta 33 g/L de butanol [349].

La producción mundial de butanol ha ganado relevancia en varias regiones, destacándose particularmente la zona de Asia-Pacífico, donde países como China y Arabia Saudita lideran el mercado. Esto se debe a la alta demanda de butanol en sectores como recubrimientos, pinturas, adhesivos y solventes [350]. En esta región, la expansión industrial y la urbanización impulsan el uso de butanol tanto como combustible como en aplicaciones industriales. China es un productor destacado, utilizando tanto procesos petroquímicos como fermentación biológica, con un registro de 11 empresas productoras de butanol. Por otro lado, en EE. UU., se registraron dos proyectos de producción de biobutanol a escala comercial Geco y Green Biologics. Estos proyectos se encuentran en una etapa temprana de desarrollo y, aunque están activos, la información sobre su volumen de producción y su estatus operativo actual es limitada.

En la Tabla 16 se presenta un listado de los proyectos de producción de biobutanol a escala comercial en las regiones donde mayor producción se reportó, Asia y Norteamérica. Esta tabla recoge proyectos activos o en desarrollo que están disponibles públicamente en diversas fuentes, proporcionando una visión general de los avances en la producción de biobutanol a nivel mundial.

¹¹⁷ Los cuatro isómeros son n-butanol, iso-butanol, sec-butanol y ter-butanol.

¹¹⁸ 33,1 MJ/kg para butanol frente a 26,8 MJ/kg para etanol

¹¹⁹ En específico el *Clostridium acetobutylicum*, son productores naturales de butanol mediante un proceso de fermentación denominado fermentación ABE (acetona-butanol-etanol).

Tabla 16. Listado de proyectos de biobutanol

País	Nombre del proyecto	Instituciones involucradas	Descripción	Inversión	Producción	Periodo de operación
China	Cathay Industrial Biotech Co. Ltd (Jilin plant) [349]	Cathay Biotech Inc.	Las cepas para la fermentación industrial son la <i>Clostridium acetobutylicum</i> , <i>Clostridium beijerinckii</i> , <i>Clostridium saccharobutylicum</i> y <i>Clostridium saccharoperbutylacetonicum</i> . Utilizan como fuente de carbono el maíz o la melaza.	No se identificó	Producción proyectada de 300 mil toneladas anuales.	2008 - Actualidad
	Ji-An Biochemical Co. Ltd [349]	Songyuan Ji'an Biochemical Co Ltd		No se identificó	Producción proyectada de 150 mil toneladas anuales.	2007 - Actualidad
	Guiping Jinyuan Alcohol Industry Co. Ltd [349]	Guiping Jinyuan Alcohol Industry Co. Ltd		No se identificó	Producción proyectada de 100 mil toneladas anuales.	2007 - Actualidad
Arabia Saudita	The Saudi Butanol Company [351]	Saudi Kayan Petrochemical Company, Sadara Chemical Company, Saudi Acrylic Acid Company	El iso-butanol y butanol producido tiene como fin utilizarse en la industria de pinturas y revestimiento.	USD 517 millones	Capacidad proyectada de 330 mil toneladas de n-butanol y 11 mil toneladas de iso-butanol.	2016 - Actualidad
EE. UU.	Green Biologics [352]	Green Biologics	Produce n-butanol de origen biológico a partir de la fermentación de azúcares con microorganismos de <i>Clostridium</i> patentados. El n-butanol producido se utiliza como materia prima en la industria química, no como combustible.	No se identificó	No se identificó	2017 - Actualidad
	Butamax Advanced Biofuels [353]	Gevo	Gevo utiliza maíz como materia prima mediante su tecnología patentada GIFT (Gevo Integrated Fermentation Technology) para la producción de isobutanol. Este biocombustible tiene diversas aplicaciones, como la mezcla con gasolina para su uso en el sector transporte, tanto terrestre como marítimo, y como insumo en la industria química, en la fabricación de pinturas y solventes.	No se identificó	Capacidad proyectada de 1 millón de litros	2011 - Actualidad

6.9. Combustibles en base a residuos

Este término agrupa a un gran grupo de combustibles siguiendo la definición planteada en la sección 5 del presente documento: combustibles líquidos y gaseosos producidos a partir de flujos de residuos líquidos o sólidos de origen no renovable que no son adecuados para la valorización de materiales o a partir de gases residuales de proceso y gases de escape de origen no renovable producidos como consecuencia inevitable e involuntaria del proceso de producción en instalaciones industriales.

En base a esta definición, se realizó una revisión de qué países establecían definiciones similares o relacionadas. No se identificó que otros países además de la Unión Europea y Reino Unido hayan establecido conceptos para este tipo de combustibles.

Según la Directiva (EU) 2018/2001, son combustibles líquidos y gaseosos que se producen a partir de corrientes de desechos líquidos o sólidos de origen no renovable que no son aptos para la recuperación de materiales de acuerdo con el Artículo 4 de la Directiva 2008/98/CE¹²⁰, o a partir de gases de procesamiento de residuos y gases de escape de origen no renovable que se producen como consecuencia inevitable e involuntaria del proceso de producción en instalaciones industriales [135] [135]. Además, establece que para alcanzar las metas del sector transporte, los países podrían incentivar el uso de estos combustibles.

En su más reciente versión, la Directiva (EU) 2023/2413 estableció que, para mitigar los riesgos y prevenir el fraude en las cadenas de suministro de combustibles de carbono reciclado, deberá establecerse una base de datos para permitir su rastreamiento¹²¹ [136]. Además, estableció los lineamientos para el cálculo de sus emisiones durante el ciclo de vida las cuales se publicaron en la regulación (EU) 2023/1185.

En esta regulación, la Unión Europea estableció el límite mínimo de ahorro de emisiones de GEI para los combustibles carbono reciclados y la metodología para calcularla¹²². Para determinar el ahorro de GEI por parte de estos combustibles, la UE estableció que el combustible fósil equivalente genera 94 gCO₂eq/MJ¹²³ y la reducción mínima necesaria debe ser de 70%. Para el cálculo de las emisiones durante el ciclo de vida, solo se considerará la energía relacionada a los flujos de residuos líquidos o sólidos que no sean aptos para la recuperación de materiales conforme al Artículo 4 de la Directiva 2008/98/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, así como los gases de procesamiento de residuos y los gases de escape que se produzcan como consecuencia inevitable e involuntaria del proceso productivo en instalaciones industriales¹²⁴ [354] [355].

¹²⁰ Esta directiva establece medidas destinadas a proteger el medio ambiente y la salud humana mediante la prevención o la reducción de los impactos adversos de la generación y gestión de los residuos, la reducción de los impactos globales del uso de los recursos y la mejora de la eficacia de dicho uso.

¹²¹ Esta base de datos deberá adherirse a la Union Database for Biofuels, la cual no es pública a ciudadanos externos a la Unión Europea. Para más información, revisar el siguiente [enlace](#). Cuando esta base de datos se desarrolle, podrán identificarse ejemplos de materia prima y métodos de producción.

¹²² Dicha metodología también es aplicable a los RFNBO.

¹²³ Este valor es aquel que se definió para biocarburantes y biolíquidos en la Directiva (UE) 2018/2001.

¹²⁴ Para revisar en mayor detalle las fórmulas planteadas para el cálculo de las emisiones de los combustibles en base a residuos, revisar el siguiente [enlace](#).

En el caso de Reino Unido, se recogió la definición de la Unión Europea en el marco del *Renewable Transport Fuel Obligation*¹²⁵, la cual se desarrolló para alinearse a la Directiva de Energía Renovables de la UE. No los considera como combustibles renovables pues estos combustibles se elaboran de residuos derivados de combustibles fósiles los cuales, de otra forma, terminarían en rellenos sanitarios o incinerados, pero sí reconoce que podrían contribuir a alcanzar las metas de carbono neutralidad al 2050 [356].

Además, establecieron algunos requisitos adicionales para estos combustibles. El material de origen de estos combustibles no será elegible si existe un riesgo de que genere resultados ambientales adversos. Por ejemplo, si hay evidencia de que la elegibilidad de un residuo como potencial material de origen podría incentivar el aumento en la producción de dicho residuo, desalentar buenas prácticas de gestión de residuos (como la separación de residuos) o si el material es actualmente reciclable utilizando las mejores técnicas disponibles [357] [356]. En la actualidad, Reino Unido reconoce como material de origen de los combustibles en base a residuos:

- **Residuos sólidos urbanos:** Residuos mixtos biogénicos/fósiles no peligrosos que son recolectados de los hogares o residuos similares a los domésticos recogidos de locales comerciales o industriales. Por ejemplo, residuos de plástico.
- **Gases de procesamiento de residuos industriales.** Gases de procesos industriales ricos en monóxido de carbono, que solo son aptos para su incineración para la recuperación de energía.

Se debe demostrar que el material de origen de estos combustibles no puede ser reciclado, reutilizado o evitado. Además, solo podrá ser designado como materia prima si se demuestra que existen planes de monitoreo o gestión adecuados para abordar los impactos ambientales locales causados por la obtención o el procesamiento del residuo¹²⁶ [357].

Si bien se promueve el uso de estos combustibles, no se establecen metas u obligaciones de uso debido a que algunos consideran que su fuente de origen es “no renovable”. A medida que los modelos de negocio evolucionan y transitan a esquemas más circulares, la prevención de residuos y el reciclaje es prioritario. En ese sentido, los modelos de negocio poco a poco van a dejar de producir residuos, lo que contribuirá a minimizar la necesidad de combustibles derivados de estos mismos [355] [356].

Si bien no se identificaron otras definiciones, se realizó una revisión de literatura que permita identificar qué se considera como materia prima de estos combustibles. En ese sentido, las fuentes consultadas hacen referencia a los materiales de origen fósil en los residuos que se generan como consecuencia inevitable e involuntaria de un proceso de producción en instalaciones industriales [358, 359, 360, 357, 361]

Uno de los principales ejemplos de estos combustibles es en base a neumáticos (también conocidos en inglés como *tire derived fuels*). Los neumáticos desechados se utilizan como fuente energética debido a su alto valor calorífico. Pueden utilizarse como combustible en forma triturada o enteros, dependiendo del dispositivo de combustión. Suelen utilizarse como complemento de combustibles

¹²⁵ Es una política aplicable a los proveedores de combustibles de transporte (petróleo, diésel, gas natural o combustibles renovables) para que cumplan una obligación anual de que un porcentaje de los combustibles que ofrecen provengan de fuentes renovables y sostenibles

¹²⁶ Para revisar en detalle los lineamientos que deben cumplir, revisar el siguiente [enlace](#).

tradicionales como el carbón o la madera. Una de sus ventajas es que producen la misma cantidad de energía que el petróleo y un 25% más que el carbón [362].

Algunos de los sectores que utilizan los combustibles derivados de neumáticos son las empresas cementeras, de pulpa y papel, de servicios eléctricos, entre otras. Las plantas cementeras queman neumáticos desechados en hornos utilizados para fabricar clinker, un componente clave del cemento Portland. En el caso de la industria del papel y pulpa, se utiliza como combustible suplementario en calderas de servicios eléctricos debido a su mayor valor calorífico y menores emisiones de óxidos nitrosos en comparación con el carbón [362].

También existen combustibles derivados de plásticos que no pueden revalorizarse. Por medio del reciclaje químico (pirólisis y gasificación), se descompone el plástico, eliminan impurezas y lo convierten nuevamente en sus componentes químicos. Tienen el potencial de abordar el problema de la contaminación por plásticos y, al mismo tiempo, proporcionar una fuente alternativa de energía [363].

En Estados Unidos, si bien no se estableció una definición específica para estos combustibles, se cuenta con normativa aplicable a sus procesos de producción. Bajo el acta de control de sustancias tóxicas, la EPA estableció las reglas nuevas de uso significativas aplicable a las empresas que manufacturen, procesen o usen sustancias químicas seleccionadas¹²⁷¹²⁸. Estas empresas deben informar a la EPA del proceso que llevarán a cabo al menos 90 días antes de iniciar para que evalúe que no se generen potenciales contaminantes [364].

Las empresas que podrían verse afectadas por esta regulación son aquellas categorizadas según el sistema de clasificación industrial de Norte América (NAICS, en inglés) desde el código 325 a 324110. Esta lista no es exhaustiva y se usa a modo de referencia. En específico, se reportó que esta regulación sería aplicada al uso de plástico de residuos en la elaboración de combustibles para determinar que el plástico no contenga sustancias polifluoroalquiladas (PFAS), metales pesados, dioxinas, bisfenoles y retardantes de llama [365].

Cuadro 4. Incentivos para el uso de plásticos en combustibles podría prevenir avances en la transición a modelos más circulares

Un elemento clave para avanzar hacia una economía circular es hacer que los plásticos sean más fáciles de reciclar. Como se reconoce en la Estrategia Europea para los Plásticos en una Economía Circular, el objetivo es que los productos plásticos estén diseñados para una mayor durabilidad, reutilización y reciclaje de alta calidad. Se espera que aquellos residuos que no pueden ser reciclados mecánicamente disminuyan mediante la eliminación progresiva de ciertos aditivos, el uso de mono-materiales y las prohibiciones de plásticos específicos. Si estos plásticos se convierten en combustible, se perderá el incentivo para rediseñar los productos plásticos, consolidando el uso de una tecnología inferior que produce energía a partir de combustibles fósiles.

Algunos autores han planteado que la conversión de plásticos en combustibles es un retroceso para la economía circular, lo que impide que la UE alcance sus ambiciosos objetivos bajo el Plan de Acción para la Economía Circular, que incluye que todos los envases plásticos colocados en el mercado para 2030 sean reutilizables o fácilmente reciclables.

Fuente: Elaboración propia en base a *Recycled carbon fuels in the renewable energy directive* [359]

¹²⁷ Estas sustancias se encuentran enlistadas en el siguiente [enlace](#).

¹²⁸ También se identificó

Tabla 17. Listado de proyectos relacionados a los combustibles en base a residuos

País	Nombre del Proyecto	Instituciones involucradas	Descripción	Inversión	Producción	Periodo de operación
Reino Unido	Plant Ellesmere Port [366] [367]	Peel NRE	Centro de recolección de plásticos (300.000 toneladas) que serían destinados a vertederos, incineradores o exportados al extranjero, con los que se producirá hidrógeno para camiones pesados, autobuses y automóviles.	20 millones de libras esterlinas	Producirá 350 MW de	2026 – No se identificó
	Cynar [368]	Suez Enviroment	Mediante un proceso de pirólisis al vacío, se degradan residuos de plástico para producir diésel de calidad similar a las versiones regulares.	No se identificó	En base a 10.000 ton de residuo, producen 4 millones de litros de combustible al año.	2012 – No se identificó.
Estados Unidos	Holcim Alpena plant [369]	State of Michigan y Geocycle LLC	Planta cementera empleando neumáticos triturados para co-procesamiento y abastecer sus necesidades energéticas.	USD 7.4 millones	Procesa 2,2 millones de neumáticos para satisfacer 10% de sus necesidades térmicas.	2022 – No se identificó.

Fuente: Elaboración propia

6.10. Otros combustibles

En esta subsección, se hará una revisión de otros combustibles identificados como “alternativos” por EE. UU., pero con limitada información bibliográfica acerca de procesos de producción y proyectos internacionales.

6.10.1. P-series fuels

Este combustible fue patentado por la empresa Pure Energy Corporation, la cual solicitó incorporarlo como “combustible alternativo” al Departamento de Energía de los Estados Unidos bajo las regulaciones del Programa de Transporte con Combustibles Alternativos. Los combustibles P-series fuels están constituidos por mezclas de etanol, metiltetrahidrofurano (MTHF) y pentanos, con butano agregado a las mezclas que se utilizarían en condiciones climáticas extremadamente frías para cumplir con los requisitos de arranque en frío del motor [370].

Este combustible puede usarse solo o mezclarse libremente con gasolina en cualquier proporción dentro del tanque de combustible de un vehículo de combustible flexible¹²⁹. Actualmente, los combustibles de la serie P no se producen en grandes cantidades y no son ampliamente utilizados [371].

6.10.2. Gasolina renovable

El Departamento de Energía de los Estados Unidos define a la gasolina renovable como un combustible producido a partir de fuentes de biomasa. El combustible es químicamente idéntico a la gasolina derivada del petróleo y cumple con la misma especificación ASTM D4814. La gasolina renovable puede utilizarse en motores e infraestructuras existentes. Actualmente, no se utiliza como combustible comercial en los Estados Unidos, ya que existe un mayor enfoque en la electrificación del mercado de vehículos ligeros [372].

La gasolina renovable puede producirse a partir de diversas fuentes de biomasa, que incluyen lípidos (como aceites vegetales, grasas animales, aceites usados y algas) y materiales celulósicos (como residuos de cultivos, biomasa leñosa y cultivos energéticos dedicados). Los investigadores están explorando diversas metodologías para su producción, entre las que se incluyen [372]:

- Hidrogenación tradicional: Utilizada en refinerías de petróleo, esta técnica implica reaccionar la materia prima (lípidos) con hidrógeno bajo temperaturas y presiones elevadas en presencia de un catalizador. Actualmente, esta tecnología es empleada en plantas comerciales.
- Mejora biológica de azúcares: Este enfoque utiliza un proceso bioquímico de descomposición, similar al empleado en la producción de etanol celulósico, con la adición de organismos que convierten los azúcares en hidrocarburos.
- Conversión catalítica de azúcares: Este método emplea una serie de reacciones catalíticas para transformar una corriente de carbohidratos en combustibles de hidrocarburos.
- Gasificación: Durante este proceso, la biomasa se convierte térmicamente en gas de síntesis (syngas) y posteriormente en hidrocarburos mediante catálisis.

¹²⁹ Es un vehículo con un motor de combustión interna convencional de 4 tiempos o diésel que tiene capacidad de utilizar dos combustibles alternativamente ubicados en diferentes depósitos

- **Pirólisis:** Este enfoque implica la descomposición química de materiales orgánicos a altas temperaturas en ausencia de oxígeno. El proceso produce un aceite de pirólisis líquido que puede mejorarse para convertirlo en hidrocarburos, ya sea en un proceso independiente o como materia prima para co-alimentar una refinería de petróleo estándar.
- **Procesamiento hidrotermal:** Este método utiliza alta presión y temperaturas moderadas para iniciar la descomposición química de biomasa o materiales de desecho húmedos, produciendo un aceite que puede mejorarse catalíticamente para obtener hidrocarburos.

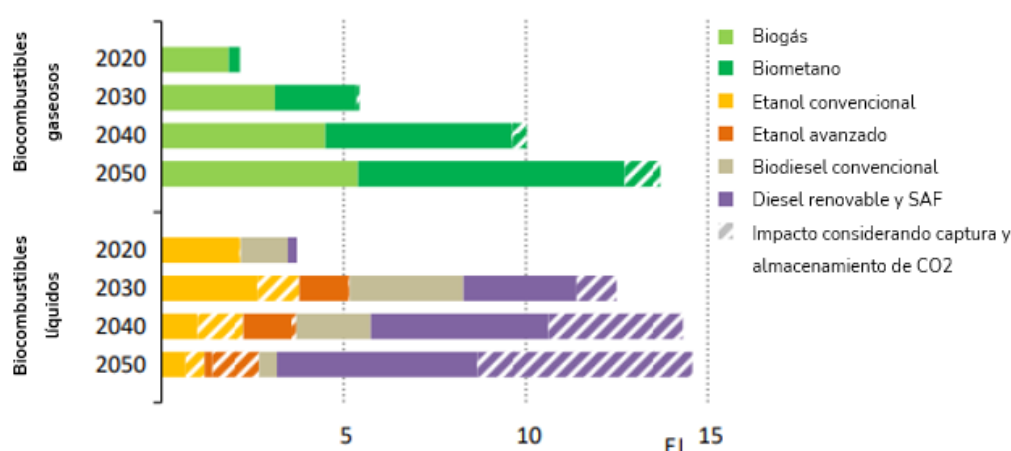
7. Estado del arte del impacto de los combustibles alternativos en la carbono neutralidad

En esta sección, se realizó una revisión de la literatura científica disponible que aborde el impacto en la carbono neutralidad de los combustibles alternativos identificados en la sección 6. En ese sentido, resultó un desafío identificar estudios específicos para todos estos combustibles por separado pues no se ha explorado en demasía cuántas emisiones van a reducir en los periodos de tiempo: 2030, 2035 y 2050. A continuación, se presentan los reportes identificados.

En la actualidad, los combustibles de bajas emisiones representan solo el 1% de la demanda global de energía final, una participación que se espera aumente al 20% en 2050 en un escenario de emisiones netas cero. Los biocombustibles líquidos cubrirán el 14% de la demanda mundial de energía para el transporte en 2050, frente al 4% en 2020; los combustibles a base de hidrógeno cubrirán un 28% adicional de las necesidades energéticas del transporte para 2050 [373].

Específicamente en el caso de los biocombustibles, se espera que al 2030 la producción alcanza 2,7 millones de barriles de petróleo equivalente por día (mboe/d), principalmente para producir sustitutos "drop-in" del queroseno para aviación y diésel renovable. La producción de estos aumentaría en un 130% adicional, superando los 6 mboe/d en 2050, siendo la mayor parte biokerosene [373].

Figura 23. Producción de biocombustibles por tipo y tecnología para alcanzar un escenario de emisiones netas cero.



Fuente: Elaboración propia en base a Net Zero 2050. A roadmap for the global energy sector.

Los gases de bajo carbono (biometano, metano sintético e hidrógeno) cubrirán el 35% de la demanda global de gas suministrado a través de redes en 2050, frente a casi cero hoy en día. La participación combinada del hidrógeno de bajo carbono y los combustibles a base de hidrógeno en el uso total de energía final a nivel mundial alcanzará el 13% en 2050. El hidrógeno y el amoníaco también proporcionarán importantes fuentes de flexibilidad para el sistema eléctrico y contribuirán con el 2% de la generación global de electricidad en 2050, lo que será suficiente para convertir al sector eléctrico en un impulsor clave de la demanda de hidrógeno¹³⁰. Específicamente, en el caso del hidrógeno podría

¹³⁰ En específico, se espera que al 2050 el hidrógeno verde y bajo en emisiones podría contribuir con una reducción anual de 7 Gton equivalente al 20% de las necesidades totales de abatimiento [374].

contribuir con una reducción anual de 7 GTon [374]. Mientras que, en el caso del biogás, podría contribuir a reducir las emisiones de GEI en un 5 a 7% y 10 a 13% al 2030 y 2050, respectivamente [375]

En el caso específico de los SAF, se han desarrollado estudios que miden su contribución a las metas para el sector aviación. El informe de Factibilidad de un Objetivo Ambicioso a Largo Plazo reportó 3 escenarios potenciales: IS1¹³¹ que representa la expectativa actual de las tecnologías, eficiencias operacionales, y combustibles que existirán en el futuro; IS2 que es una hipótesis más ambiciosa con un despliegue más veloz de tecnologías futuras, más eficiencias operacionales y más disponibilidad de combustibles; e IS3 que representa el máximo esfuerzo posible en términos de despliegue de tecnología en el futuro, eficiencias operacionales y disponibilidad de combustibles. En el escenario IS1, los SAF contribuirían a reducir en un 39% las emisiones del sector aviación al 2050; mientras que en el IS2 e IS3 sería un 68% y 87% respectivamente.

Finalmente, no se identificó estimaciones o cálculos del impacto en la reducción de emisiones de GEI para los combustibles en base a residuos. Esto podría deberse a que los reglamentos de aseguramiento de su calidad se generaron en 2023. Por otro lado, en el caso de combustibles alternativos tales como biobutanol, propano renovable, P-series fuels y gasolina renovable, cuentan con pocos proyectos de producción por lo que no se han realizado estimaciones en específico de sus impactos en la carbono neutralidad.

¹³¹ IS: Hipótesis integrada

8. Análisis de los principales combustibles alternativos: Evaluación del potencial y requerimientos para el carbono neutralidad

A partir de los combustibles revisados en la sección 6, se realizó una selección de aquellos que fueran priorizados de manera internacional y que su exploración resulte de valor para el contexto chileno. Para estos combustibles, se detallan las adaptaciones necesarias que deben implementarse en Chile, con el fin de promover su uso en diversos sectores, como el transporte, la generación energética, el sector residencial, entre otros, así como en la producción local.

Respecto a los combustibles fósiles, en la Tabla 18 se identificó que el diésel es uno de los combustibles fósiles más importante debido a la cantidad de energía que se obtiene de estos, seguido por el gas natural. En ese sentido, se seleccionaron combustibles alternativos que pudieran ser reemplazos de ambos para su evaluación en detalle: el diésel renovable y el GNR¹³², respectivamente.

En el caso del diésel renovable, si bien podría también haberse considerado el biodiesel, en opinión del equipo consultor, este también resulta de conocimiento general en Chile debido a su fomento en normas como el D.S. N° 11 del 2008. Además, el diésel renovable es más versátil pudiendo usarse en solitario, en comparación al biodiesel que requiere ser mezclado.

Tabla 18. Cantidad de energía consumida por combustible fósil en 2022

Combustible fósil	Consumo en TJ
Petróleo diésel	102.975,89
Petróleo combustible	5.943,11
Gasolina de motor	43.748,74
Kerosene	1.501,25
Gas Licuado	18.983,85
Gasolina de aviación	63,62
Gas natural	64.792,93
Carbón	58.172,70
Leña	3.084,23

Fuente: Elaboración propia en base al Balance Nacional de Energía [21]

En el caso de los combustibles en base a residuos, existen algunas discusiones respecto a su promoción. En primer lugar, la Unión Europea establece que los países miembros deben considerar los principios de economía circular y la jerarquía de residuos establecida en la Directiva 2008/98/CE con el fin de evitar distorsiones innecesarias en los mercados de materias primas. Es decir, la prevención de residuos y el reciclaje siempre es la opción preferente en comparación con su aprovechamiento para la producción de combustibles.

En ese sentido, los combustibles en base a residuos se podrían considerar como de transición que, si bien podrían contribuir a alcanzar las metas en reducción de GEI, no deberían resultar prioritarios. Representan una alternativa complementaria que puede ser evaluada en función de las circunstancias

¹³² Incluyendo al bio GNC y bio GNL

específicas, como la disponibilidad de residuos y la infraestructura existente. Por tanto, no fueron seleccionados para analizar en detalle.

Asimismo, durante la revisión realizada en la sección 6, no se identificó mucha información acerca de esta clase de combustibles. Esto se debe a que solo la Unión Europea (UE) cuenta con una definición de estos y los incluye en sus documentos estratégicos, mientras que en el resto de los países existen algunas experiencias aisladas. Además, a pesar de los avances desarrollados en la UE, no se han reconocido procesos de producción o materias primas en sus regulaciones¹³³. En conclusión, existe reducida literatura respecto a estos combustibles y no resultan prioritarios por las razones expuestas. Por tanto, no fueron priorizados para un análisis en detalle.

En cuanto al hidrógeno y sus derivados, así como los SAF, estos ya han sido ampliamente estudiados en el país, tal como lo demuestran documentos estratégicos como el Plan de Acción de Hidrógeno Verde 2023-2030 y la Hoja de Ruta SAF. La Comisión Nacional de Energía (CNE), como contraparte, indicó que se cuenta con un sólido conocimiento sobre estos combustibles, los cuales ya están priorizados en las políticas y estrategias nacionales. En el caso del DME, este combustible no se encuentra mencionado en el Plan de Acción de Hidrógeno verde por lo que no fue descartado para su revisión.

En opinión del equipo consultor, el biodiesel y bioetanol se encuentran ampliamente revisados en el contexto local por lo que no resulta de valor evaluarlos. Mientras que el resto de los combustibles alternativos tales como biobutanol, propano renovable, P-series fuels y gasolina renovable, cuentan con pocos proyectos de producción y su uso es aún limitado por lo que no fueron seleccionados.

En conclusión, se seleccionó el DME, GNR, bio GNC y bio GNL, y el diésel renovable para su revisión en detalle.

8.1. Metodología para evaluar la adopción y producción en el mercado local

En primer lugar, considerando que el objetivo de estos combustibles es reducir las emisiones de GEI, se optó por establecer como criterio el aporte a la carbono neutralidad. Para este criterio, se realiza el cálculo de las emisiones de mitigación que generan los combustibles propuestos tras su adopción en el horizonte a corto (al 2030), mediano plazo (al 2035) y largo plazo (al 2050). Es importante mencionar que, para el diésel renovable, ya existen documentos estratégicos nacionales que han llevado a cabo el cálculo de las emisiones de mitigación asociadas a su adopción. Por lo tanto, no fue necesario realizar un nuevo cálculo para este combustible.

También se evaluó la factibilidad de uso y producción de estos combustibles en Chile. Específicamente, la factibilidad de la producción depende de dos aspectos: la disponibilidad de materia prima y la madurez de la tecnología. En el primer caso, es clave identificar que la materia prima se encuentre disponible en el país (en algunos casos se podría requerir una etapa de procesamiento para ser

¹³³ Se encuentran en proceso de generar una base de proyectos para el próximo año. Revisar sección 6.8 para más información.

aprovechada). En el caso de la madurez tecnológica, se utilizó los Niveles de Madurez Tecnológica (TRL)¹³⁴.

Los niveles de madurez tecnológica de la NASA evalúan el progreso de una tecnología desde su fase inicial de investigación hasta su implementación operativa. Comienzan con la observación de principios científicos (TRL 1) y la formulación de un concepto (TRL 2), seguidos de pruebas de viabilidad en laboratorio (TRL 3 y 4). A medida que la tecnología avanza, se realizan pruebas en entornos simulados y en condiciones operacionales relevantes (TRL 5 y 6). Posteriormente, se lleva a cabo una demostración en un entorno real (TRL 7), se completa y califica el sistema (TRL 8) y, finalmente, se valida a través de misiones reales o su uso operativo sostenido (TRL 9).

En base a los 9 niveles que estableció la NASA para proporcionar una medición estandarizada del progreso tecnológico y su preparación para ser implementada en el país, se establecieron 4 niveles de evaluación que permitiesen comprender el estado de las tecnologías de producción, transporte, distribución y almacenamiento de los combustibles alternativos en Chile. Finalmente, se estableció como criterio la existencia de especificaciones de calidad asociada a los combustibles alternativos.

Respecto al establecimiento de pesos ponderados para cada criterio, no se asignaron distintos pesos debido a que sería altamente subjetivo y, en opinión del equipo consultor, todos son igual de relevantes entre sí. En el caso de la factibilidad de producción, depende de dos criterios, por lo que el peso ponderado se divide en 2 para cada uno de estos.

¹³⁴ Evalúan el progreso de una tecnología desde la investigación básica hasta la operación completa. Comienzan con la observación de principios científicos (TRL 1) y la formulación de un concepto (TRL 2), seguido por pruebas de viabilidad en laboratorio (TRL 3 y 4). La tecnología avanza con pruebas en entornos simulados y operacionales relevantes (TRL 5 y 6). Luego, se realiza una demostración en un entorno real (TRL 7), se completa y califica el sistema (TRL 8) y, finalmente, se valida a través de misiones reales o uso operativo sostenido (TRL 9).

Tabla 19. Métrica para evaluación de adopción de un combustible

Aspecto		Peso ponderado	Nota			
			1	2	3	4
Aporte a la carbono neutralidad		20%	Combustible con el menor valor de emisiones de GEI mitigadas (ktCO ₂ e), tras su adopción al año 2050	Combustible que mitiga un valor intermedio de emisiones de GEI (ktCO ₂ e), tras su adopción al 2050.	Combustible con el mayor valor de emisiones de GEI mitigadas (ktCO ₂ e), tras su adopción al 2050.	<i>No aplica</i>
Factibilidad de uso		20%	La tecnología de uso del combustible reemplazado requiere adaptaciones significativas, con un costo aproximado sobre el 50% del valor de esta.	La tecnología de uso del combustible reemplazado requiere adaptaciones significativas, con un costo aproximado de un 30% del valor de esta.	La tecnología de uso del combustible reemplazado requiere adaptaciones menores, con un costo aproximado de un 15% del valor de esta ¹³⁵ .	La tecnología no requiere cambios.
Factibilidad de producción	Disponibilidad de materia prima	10%	La materia prima no está disponible en el Chile (es necesario importarlos).	La materia prima esta dispersa y requiere ser procesada para la producción del combustible alternativo.	La materia prima esta agregada, pero requiere ser procesada para la producción del combustible alternativo	Se cuenta con las materias primas necesarias sin requerir procesos adicionales ¹³⁶
	Madurez tecnológica	10%	El combustible se encuentra siendo evaluado su factibilidad teórica y técnica	El combustible aún se encuentra a nivel de laboratorio, probando componentes, materias primas y procesos en un entorno simulado	El combustible se encuentra a nivel piloto, es decir, se produce en pequeñas proporciones para determinar su viabilidad económica	El combustible ha sido introducido exitosamente en el mercado con acuerdos comerciales entre productores y usuarios o mediante importaciones.
Existencia normativa		20%	No existen normas de calidad para el combustible alternativo en Chile y tampoco a nivel internacional	No existen normas de calidad para el combustible alternativo en Chile, pero sí a nivel internacional	Existen normas de calidad para el combustible alternativo en Chile	<i>No aplica</i>
Estimaciones del crecimiento en la producción de combustible alternativo a nivel mundial al 2050		20%	Combustible con el menor valor de demanda proyectado al 2050.	Combustible con un valor intermedio de demanda proyectado al 2050.	Combustible con el mayor valor de demanda proyectado al 2050.	-

Respecto al criterio “Estimaciones del crecimiento en la producción de combustible alternativo a nivel mundial al 2050” y el “Aporte a la carbono neutralidad”, se asigna la nota comparando los 3 combustibles entre sí Nota: Fuente: Elaboración propia

¹³⁵ El término valor hace referencia al costo económico de la tecnología que utiliza el combustible. Durante la evaluación de los combustibles alternativos, se analizará si dicha tecnología requiere una modificación o adaptación para utilizar el combustible alternativo. En caso de que sí lo requiera, se buscará estimar el costo de dicha modificación o adaptación

¹³⁶ Procesamiento hace referencia a que la materia prima del combustible alternativo requiere un grado de transformación o refinamiento antes de poder convertirse en combustible

La nota final que se asigne al estudio de un combustible quedará determinada por la siguiente formula:

$$Nota\ Final_i = \sum_1^4 POND\ Aspecto_i \cdot Nota\ Aspecto_i$$

Esta metodología permite introducir aspectos tales como apreciaciones de mercado (precios, velocidad de adopción, facilidad de distribución de manera masiva, etc.) o adaptarla a cambios relevantes, por ejemplo, la adopción del nuevo combustible en uno de los países vecinos o cercanos que facilite su obtención para introducción en Chile. En la sección 8.2, se realiza una evaluación de los ajustes necesarios para la producción y consumo en el mercado nacional del DME, bio GNL, bio GNC y diésel renovable.

En la subsección 8.2, 8.3 y 8.4, se analizan los combustibles priorizados en función de los criterios descritos en la Tabla 19 y los resultados obtenidos se señalan en la Tabla 26.

8.2. Adaptaciones necesarias para la producción y consumo de los combustibles en el mercado nacional

8.2.1. GNR, bioGNC y bioGNL

A. Adaptaciones necesarias para la producción

Para implementar el GNR en la infraestructura energética de Chile, es importante tener en cuenta que tanto este combustible como sus derivados pueden aprovechar gran parte de la infraestructura existente. Esto debido a que el GNR se obtiene a partir del biogás, generado mediante digestión anaeróbica de residuos orgánicos, en lugar de provenir de yacimientos fósiles, por lo que su composición final no solo es prácticamente equivalente al gas natural convencional, sino que ofrece una reducción significativa en las emisiones de carbono [135] [124].

En primer lugar, se deberían identificar aquellas instalaciones ya existentes que producen biogás a lo largo del país¹³⁷, como las plantas de tratamiento de aguas servidas (PTAS), las cuales presentan un alto potencial para ser convertidas. Estas instalaciones producen biogás como subproducto del tratamiento de lodos, el cual, mediante la integración de unidades de purificación avanzadas, puede ser refinado para cumplir con las especificaciones técnicas del GNR. El proceso de conversión en estos casos resulta más sencillo y rentable en comparación a la construcción de biorrefinerías nuevas, ya que la infraestructura de digestión anaeróbica ya existe y la única inversión significativa recae en la instalación de los equipos de purificación [186] [376].

Respecto a las PTAS, Chile cuentan con seis¹³⁸ unidades de digestión anaeróbica para el tratamiento de lodos: La Farfana, Trebal, Temuco, Concepción, Osorno y Talagante [377]. Estas plantas generaron un total de 70.348.120 m³ de biogás durante el año 2021, de los cuales un promedio de 60% se utilizó para generar energía eléctrica en la planta a través de sistemas de cogeneración y para la producción

¹³⁷ Si bien otros tipos de residuos, como los agropecuarios o forestales, podrían ser aprovechados, no se incluyen en este análisis debido a que su producción de biogás, en comparación con las biorrefinerías de PTAS y rellenos sanitarios, suele ser de menor escala [503].

¹³⁸ Las PTAS están enlistadas de la mayor a menor productora de biogás. Donde la Farfana y Trebal son generadoras del 92% de biogás en Chile para el año 2021.

de GNR¹³⁹, destinado al consumo residencial o industrial [378]. Por otro lado, el biogás que no cumple con el estándar de calidad es quemado en la planta a través de antorchas.

Por otro lado, las plantas de tratamiento de residuos sólidos urbanos, como los rellenos sanitarios y las instalaciones que gestionan residuos orgánicos¹⁴⁰, también ofrecen oportunidades para la producción de GNR. Estos sitios generan biogás a través de la descomposición de residuos, y mediante la instalación de sistemas de captura de gas y unidades de purificación, pueden adaptarse eficientemente para producir GNR [186] [376].

Respecto a los rellenos sanitarios que utilizan el biogás producido, el Ministerio de Energía de Chile¹⁴¹, identificó tres proyectos, El Molle, CEMARC y Santa Marta. Estos rellenos sanitarios utilizan el biogás para la generación de energía eléctrica de autoconsumo y la inyección del excedente al sistema eléctrico nacional (SEN) [379]. También se identificó otros rellenos sanitarios en el inventario de plantas de biogás del 2017, sin embargo, a la fecha estos rellenos sanitarios no están operativos¹⁴² [380].

Por otro lado, las instalaciones de procesamiento de gas natural convencionales no son adaptables, ya que existen diferencias en los procesos técnicos requeridos; por esto, se consideró a las plantas que ya producen o gestionan biogás como una opción viable y económicamente eficiente [186]. En este sentido, la adaptación de las instalaciones que ya manejan este combustible precursor del GNR presentan otro factor determinante para la factibilidad de estas conversiones: la cercanía a la materia prima relevante. Esto debido a que las plantas de tratamiento de aguas residuales y los rellenos sanitarios, al producir el biogás in situ, eliminan la necesidad de transporte de materia prima, lo que reduce considerablemente los costos logísticos y facilita la implementación del GNR a nivel local [186].

Otro aspecto técnico clave para la adopción del GNR en Chile es la necesidad de instalar unidades de compresión y licuefacción directamente en las zonas de producción. Estas instalaciones permitirían procesarlo en origen, transformándolo directamente en bioGNC o bioGNL. Este enfoque sería particularmente útil en casos donde las redes existentes de gas natural están alejadas del lugar de producción, ya que en sus formas comprimida y licuada se facilita el transporte del biometano hacia los centros de consumo o distribución. Para ello, sería necesario implementar tecnologías específicas, como compresores de alta presión y sistemas de licuefacción adaptados a las características locales.

Además, el país cuenta con infraestructuras que pueden integrarse al uso del GNR. Las estaciones de servicio de GNC facilitarían la distribución de bioGNC, mientras que plantas de regasificación como GNL Quintero y GNL Mejillones podrían manejar bioGNL procesado en otras regiones, integrándolo al sistema energético. Esto permite aprovechar las instalaciones existentes, reduciendo costos y tiempos de implementación al evitar modificaciones significativas en infraestructuras diseñadas para regasificar GNL [381] [382].

¹³⁹ Solo en La Farfana

¹⁴⁰ En Chile, el Proyecto de Ley de Residuos Orgánicos se encuentra en desarrollo y busca sentar las bases para la gestión diferenciada de la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos. Si bien en el futuro esta iniciativa podría permitir el aprovechamiento de estos residuos mediante tecnologías como biodigestores para la producción de biogás y compost, actualmente el proyecto no especifica una tecnología en particular para su valorización. Asimismo, por el momento, la mayor parte de estos residuos se disponen en rellenos sanitarios [506] [505].

¹⁴¹ El inventario de plantas de biogás al 2020 reportó un total de 38 plantas para los sectores de industrias alimentarias, PTAS, residuos sólidos, producción animal y agrícola.

¹⁴² Rellenos sanitarios La Laja y Santa Alicia

Además, en términos de distribución, Chile cuenta con una red para el transporte de gas natural que puede ser utilizada para la distribución del GNR sin necesidad de modificaciones significativas a nivel técnico. Esto ya que las especificaciones técnicas del GNR son compatibles con las exigencias de la red de gas natural convencional, lo que permite su inyección directa en las mismas tuberías y sistemas de distribución. No obstante, las redes de distribución gas en Chile se concentran principalmente en áreas urbanas, lo cual implica que las instalaciones de producción de GNR deben ubicarse estratégicamente cerca de estas infraestructuras para facilitar su integración. De no ser así, será necesario construir ductos de conexión que permitan transportar el combustible desde las biorrefinerías hasta las redes existentes.

Asimismo, debe considerarse que tanto las PTAS como los rellenos sanitarios, al estar diseñados para tratar los residuos generados por las zonas urbanas, suelen ubicarse a una distancia prudencial pero cercana a estas áreas, con el fin de minimizar los costos de transporte de residuos. Esta ubicación estratégica permite que, aunque se requiera la construcción de nuevas redes de transporte de GNR, la extensión de estas no sea significativa, ya que la proximidad entre las zonas de producción de biogás y las áreas urbanas facilita la distribución del combustible alternativo.

Por otro lado, aquellas zonas alejadas de las redes de distribución pueden aprovechar del uso del bioGNL y el bioGNC desde una perspectiva regulatoria, en Chile, se han dado pasos importantes hacia la regulación del biogás y biometano con normativas como la NCh3213.OF2010¹⁴³, que establece estándares de calidad del biometano, así como reglamentos de seguridad para plantas de biogás y procedimientos para su registro y cierre [383].

Los costos asociados a la producción y purificación del biogás, para su conversión en biometano, oscilan entre 54 a 91 €/MWh [384]. Estos costos varían en función del tamaño de la infraestructura generadora de biogás y de su capacidad para purificarlo. En general, los costos de capital son más altos en instalaciones con capacidades de producción de biogás que van de 500 a 1.300 m³/h y una producción de biometano de 300 a 780 m³/h. En cambio, para infraestructura de mayor capacidad, que producen más de 2.000 m³/h de biogás y hasta 1.200 m³/h de biometano, los costos de capital y operativos disminuyen. En promedio, el costo total es de 84 - 91 €/MWh para infraestructuras con una capacidad de 500 a 1.300 m³/h de biogás y de 54 €/MWh para infraestructuras de mayor capacidad de biogás superior a 2.000 m³/h.

B. Adaptaciones necesarias para el consumo

La adopción del GNR en los sectores de consumo en Chile no requeriría modificaciones significativas en las aplicaciones actuales de gas natural, dado que las propiedades fisicoquímicas del GNR son prácticamente idénticas a las del gas natural convencional. Esto garantiza que los equipos y maquinarias que actualmente utilizan gas natural, como calderas industriales, generadores eléctricos, calefactores residenciales y vehículos a gas natural comprimido GNC, puedan seguir operando sin necesidad de sustituciones o adaptaciones tecnológicas. Los sectores clave en Chile que se verían beneficiados por esta transición incluyen la industria, el sector residencial y comercial, así como el transporte, donde ya existe una infraestructura y tecnología basada en gas natural [186] [385].

¹⁴³ Esta se declara norma oficial con el decreto 201 del Ministerio de Energía del año 2010.

Asimismo, otra posible vía para facilitar la transición hacia el GNR en Chile es el uso de mezclas de gas natural con GNR a través de cuotas que incrementan de manera constante, estrategia que ya se ha implementado en países como Canadá. Por ejemplo, en Canadá, los niveles de mezcla han comenzado con bajos porcentajes de GNR, en torno al 1%, y se incrementarán gradualmente a medida que la producción de GNR se expande y las normativas lo permiten hasta el 15% para el 2030 [386].

En cuanto a la sustitución con otros combustibles, como la leña, es importante señalar que, en Chile, esta ha sido gradualmente sustituida por el gas natural en el sector residencial¹⁴⁴, especialmente en zonas urbanas, debido a los problemas de contaminación y la ineficiencia de su combustión. En este contexto, el GNR se presenta como una alternativa viable para continuar este proceso de sustitución, reemplazando al gas natural convencional

No se identificaron costos relacionados con las adaptaciones para el consumo de GNR, ya que no es necesario realizar modificaciones en la infraestructura existente en Chile. Esto se debe a que el GNR tiene propiedades fisicoquímicas similares a las del gas natural convencional, lo que permite su uso directo sin requerir ajustes adicionales.

8.2.2. Dimetil éter

A. Adaptaciones necesarias para la producción

Para la producción de DME se ha optado por la ruta basada en hidrógeno verde, ya que representa la alternativa con menores emisiones de gases de efecto invernadero y es viable en el contexto energético de Chile. La viabilidad de esta ruta requiere superar una serie de desafíos interconectados, que incluyen la producción sostenible de hidrógeno y la captura eficiente de dióxido de carbono. Asimismo, es necesario abordar una serie de barreras técnicas, económicas y regulatorias de manera integral para asegurar una implementación exitosa y escalable de esta tecnología.

Por otro lado, no solo es necesario considerar el uso de energías renovables, sino también evaluar el suministro de agua para los procesos, pues este es un factor crítico particularmente en el norte, donde la escasez de agua es un problema significativo [387]. Una posible solución a esto fue identificada en regiones como Antofagasta, donde se emplean plantas desalinizadoras para el suministro de agua a la industria minera, lo que ofrece una solución viable para replicar este proceso en el abastecimiento del recurso a las instalaciones de electrólisis sin depender de las limitadas fuentes hídricas locales [388].

De esta manera, aunque la desalinización incrementa los costos operativos en proyectos donde no se dispone de agua dulce, resulta rentable integrar estaciones desalinizadoras junto a centrales de energía renovable cercanas al mar, generando una sinergia entre la producción de energía y el suministro de agua si se complementan con una unidad de electrólisis para la obtención del hidrógeno verde. Además, en caso esto no resulte factible por temas como la geografía, volúmenes de agua, distancias o inversión, se puede optar por la instalación de tuberías de distribución para transportar el

¹⁴⁴ La transición del uso de leña al gas natural en Chile avanza lentamente, incluso con incentivos como el “Programa de Recambio de Calefactores”, debido a restricciones de infraestructura, mayores costos del gas natural en comparación con la leña y barreras culturales que dificultan la adopción en zonas rurales donde la leña es la fuente predominante de energía.

agua desalinizada hacia las plantas de electrólisis, optimizando así el suministro de recursos hídricos sin comprometer la sostenibilidad del proceso de producción de hidrógeno verde¹⁴⁵ [389].

El segundo componente crucial en la producción de DME a través de esta ruta es la captura de carbono, indispensable para la síntesis de metanol verde [390]. Para abordar este desafío, se propone la adaptación de plantas industriales que generen grandes volúmenes de emisiones, como centrales energéticas o plantas cementeras, integrando en ellas unidades de captura de carbono [391]. Una vez capturado, el carbono de estas instalaciones podría luego ser transportado y suministrado a las plantas donde se lleva a cabo la síntesis de metanol verde¹⁴⁶.

Respecto a las tecnologías de captura de CO₂, se evidencia dos tipos, las orientadas a capturar el CO₂ de fuentes puntuales de emisión y las que capturan CO₂ directamente del aire (DAC). Ambas tecnologías tienen un principio de funcionamiento similar, que consiste en secuestrar el CO₂ de los gases mediante absorción química¹⁴⁷ o separación física. Sin embargo, estas tecnologías tienen objetivos diferentes. Mientras las tecnologías de captura de fuentes puntuales de emisión buscan secuestrar la mayor cantidad posible de CO₂ de los efluentes, las tecnologías DAC, al disponer de un suministro ilimitado de aire, se enfocan en mantener una captura eficiente de CO₂.

Los costos asociados con la implementación de tecnologías de captura de CO₂, tanto en sistemas DAC como en fuentes puntuales, han sido reportados en diversos proyectos piloto y comerciales, como los desarrollados por Carbon Engineering y Global Thermostat.

En 2015, Carbon Engineering construyó una planta de tecnología DAC en Canadá, que utiliza adsorbentes sólidos a baja temperatura para capturar 1 tonelada de CO₂ por día [392]. Esta planta opera bajo tres configuraciones distintas, dependiendo de la fuente utilizada para suministrar electricidad y calor. La primera modalidad es una configuración básica que funciona exclusivamente con gas natural. La segunda es una variante mixta, que combina electricidad de la red y gas natural en menor proporción. La tercera modalidad también es mixta, pero se centra en la producción de combustibles sintéticos utilizando el CO₂ capturado y el hidrógeno producido mediante electrólisis del agua. Además, se está evaluando una cuarta variante que operaría únicamente con electricidad de la red.

Los parámetros operativos de la planta piloto de Carbon Engineering incluyen el uso de una mezcla de las sales de KOH y Ca(OH)₂ como medio absorbente, con condiciones de absorción a temperatura y presión ambientales, una temperatura de desorción de 1173 K y una demanda térmica de 24650 kWh_{th}/tCO₂. Bajo estas condiciones, el costo estimado de captura en la planta piloto de Carbon Engineering varía entre 75 y 113 € por tonelada de CO₂ capturado.

¹⁴⁵ Es posible que las plantas desalinizadoras utilizadas para suministrar agua a los procesos de electrólisis no estén directamente alimentadas por energías renovables; por lo que para asegurar que el hidrógeno producido cumpla con los estándares de sostenibilidad y sea considerado verdaderamente "verde", las entidades responsables de la desalinización pueden optar por la adquisición de Certificados de Energía Renovable ya disponibles en el mercado chileno.

¹⁴⁶ Adicionalmente, en el caso de que las fuentes industriales de carbono capturado no puedan satisfacer completamente la demanda de carbono, se podría recurrir a la captura de carbono directo del aire. No obstante, esta tecnología, aunque viable, implica costos significativamente más elevados debido a la baja concentración de carbono en la atmósfera, lo que incrementa la complejidad y el consumo energético del proceso.

¹⁴⁷ El solvente utilizado para capturar las emisiones de carbono industriales es la monoetanolamina.

En 2018, Global Thermostat desarrollo su primera planta comercial de CO₂ con una capacidad para capturar 4 mil toneladas de tCO₂ al año. La planta es un proyecto multifuncional con tecnología DAC mediante desorción química. Los parámetros operativos de la planta comercial son el uso de una amina como medio adsorbente, con condiciones de absorción a temperatura y presión ambientales, y una temperatura de desorción de 358-368 K, una demanda eléctrica de 150-260 kWh_{el}/tonCO₂ y una demanda térmica de 1170-1410 kWh_{th}/tonCO₂.

Esta tecnología fue implementada en el proyecto desarrollado por HIF en la planta Haru Oni, ubicada en la región de Magallanes, Chile. Respecto a los costos asociados, Global Thermostat ha estimado que el costo de captura de CO₂ en sus primeras plantas será inferior a 113 € por tonelada, con la expectativa de reducir este costo en un 50% a medida que se desarrollen más plantas comerciales. Sin embargo, la empresa aún no ha publicado detalles financieros que respalden este análisis de costos.

Respecto a las tecnologías de captura de CO₂, se evidencia dos tipos, las orientadas a capturar el CO₂ de fuentes puntuales de emisión y las que capturan CO₂ directamente del aire (DAC). Ambas tecnologías tienen un principio de funcionamiento similar, que consiste en secuestrar el CO₂ de los gases mediante absorción química¹⁴⁸ o separación física. Sin embargo, estas tecnologías tienen objetivos diferentes. Mientras las tecnologías de captura de fuentes puntuales de emisión buscan secuestrar la mayor cantidad posible de CO₂ de los efluentes, las tecnologías DAC, al disponer de un suministro ilimitado de aire, se enfocan en mantener una captura eficiente de CO₂ [393].

Los costos asociados con la implementación de tecnologías de captura de CO₂, tanto en sistemas DAC como en fuentes puntuales, han sido reportados en diversos proyectos piloto y comerciales, como los desarrollados por Carbon Engineering y Global Thermostat [393].

En 2015, Carbon Engineering construyó una planta de tecnología DAC en Canadá, que utiliza adsorbentes sólidos a baja temperatura para capturar 1 tonelada de CO₂ por día [392, 393]. Esta planta opera bajo tres configuraciones distintas, dependiendo de la fuente utilizada para suministrar electricidad y calor. La primera modalidad es una configuración básica que funciona exclusivamente con gas natural. La segunda es una variante mixta, que combina electricidad de la red y gas natural en menor proporción. La tercera modalidad también es mixta, pero se centra en la producción de combustibles sintéticos utilizando el CO₂ capturado y el hidrógeno producido mediante electrólisis del agua. Además, se está evaluando una cuarta variante que operaría únicamente con electricidad de la red.

Los parámetros operativos de la planta piloto de Carbon Engineering incluyen el uso de una mezcla de las sales de KOH y Ca(OH)₂ como medio absorbente, con condiciones de absorción a temperatura y presión ambientales, una temperatura de desorción de 1.173 K y una demanda térmica de 24.650 kWh_{th}/tCO₂ [394]. Bajo estas condiciones, el costo estimado de captura en la planta piloto de Carbon Engineering varía entre 75 y 113 € por tonelada de CO₂ capturado [392].

En 2018, Global Thermostat desarrollo su primera planta comercial de CO₂ con una capacidad para capturar 4 mil toneladas de tCO₂ al año [393]. La planta es un proyecto multifuncional con tecnología DAC mediante desorción química. Los parámetros operativos de la planta comercial son el uso de una

¹⁴⁸ El solvente utilizado para capturar las emisiones de carbono industriales es la monoetanolamina.

amina como medio adsorbente, con condiciones de absorción a temperatura y presión ambientales, y una temperatura de desorción de 358-368 K, una demanda eléctrica de 150-260 kWh_{el}/tonCO₂ y una demanda térmica de 1.170-1.410 kWh_{th}/tonCO₂ [395].

Esta tecnología fue implementada en el proyecto desarrollado por HIF en la planta Haru Oni, ubicada en la región de Magallanes, Chile [393]. Respecto a los costos asociados, Global Thermostat ha estimado que el costo de captura de CO₂ en sus primeras plantas será inferior a 113 € por tonelada, con la expectativa de reducir este costo en un 50% a medida que se desarrollen más plantas comerciales [395]. Sin embargo, la empresa aún no ha publicado detalles financieros que respalden este análisis de costos.

La adopción de estas tecnologías de captura permitirá una adaptación futura a gran escala, estableciendo puntos estratégicos de captura de carbono en zonas industriales de gran relevancia. Como el caso de Quintero, área clave por su concentración de actividad industrial y emisiones [396]. Estas ubicaciones podrían convertirse en hubs de captura de carbono, con la capacidad de suministrar este insumo de manera eficiente a las instalaciones de producción de hidrógeno y derivados, optimizando así la cadena de producción de DME de manera integral.

Sin embargo, a partir de esto surge el desafío clave de encontrar un punto estratégico donde todos los insumos estén disponibles de manera eficiente y en las cantidades necesarias para asegurar la viabilidad del proceso. Idealmente, estas materias primas deben estar localizadas lo suficientemente cerca entre sí para minimizar costos logísticos y maximizar la sinergia entre los distintos componentes del sistema de producción. No obstante, en muchos casos, será necesario desarrollar infraestructuras dedicadas y soluciones logísticas adaptadas a las características locales de cada región. Esto podría implicar, por ejemplo, la integración de plantas desalinizadoras nuevas para el suministro de agua, el uso de nuevas redes de transporte para el hidrógeno o el carbono, o la creación de áreas industriales donde converjan estos insumos. En algunas zonas, la reutilización de infraestructuras preexistentes, como los gasoductos, podría ser una opción para reducir costos, pero no será la solución universal; sino que la clave estará en diseñar un sistema flexible que combine diversas fuentes de insumos y opciones logísticas, adaptándose a las particularidades de cada región y garantizando que todos los recursos estén disponibles de forma sincronizada para la producción eficiente y rentable del DME.

Una vez garantizado el suministro de las dos materias primas clave, hidrógeno verde y carbono capturado, el siguiente paso crucial es asegurar la producción del metanol, el precursor directo del DME. Actualmente, Chile cuenta con plantas de producción de metanol principalmente operadas por Methanex, una de las mayores productoras de metanol a nivel mundial. Esta compañía cuenta con dos plantas de producción en Cabo Negro, cerca de Punta Arenas, en la región de Magallanes; plantas que han sido una parte integral de la producción de metanol en la región por más de 30 años [397].

Estas instalaciones están centradas principalmente en la producción de metanol convencional a partir de gas natural, pero podrían jugar un papel clave si se adaptan para la producción de metanol verde y DME. Esto se debe a que el proceso de producción de metanol verde es prácticamente idéntico al de metanol convencional, con la única diferencia en las materias primas utilizadas [398]. Mientras que para la producción de DME, se emplearía la deshidratación catalítica del metanol; un proceso ampliamente conocido y tecnológicamente maduro que solo necesitaría incorporar una unidad de síntesis de DME, sin necesidad de realizar modificaciones estructurales importantes en sus

instalaciones. Asimismo, este último paso también sería aplicable para instalaciones que produzcan metanol verde. Esta integración facilitaría una transición rápida y relativamente sencilla hacia la producción de DME derivado de hidrógeno [399].

Asimismo, para que la adopción del DME sea efectiva en Chile, no solo es esencial adaptar la infraestructura de producción, sino también garantizar que las redes de distribución sean capaces de manejar este combustible de manera eficiente y segura. En ese sentido, el DME tiene propiedades similares al GLP en términos de almacenamiento y transporte, ya que puede licuarse a bajas presiones, lo que facilita su manejo dentro de la infraestructura existente [246].

De esta manera, la compatibilidad del DME con las infraestructuras actuales de GLP permite una inserción más sencilla en la matriz chilena, donde el GLP se distribuye a través de una red establecida de transporte y almacenamiento que incluye tanques a presión, camiones cisterna y sistemas de distribución en estaciones de servicio y puntos residenciales [400]. No obstante, es necesario revisar las características técnicas de los tanques y sistemas de almacenamiento, ya que el DME es más corrosivo que el GLP y requiere materiales resistentes a este tipo de degradación, como ciertos aceros inoxidables o recubrimientos especializados en las tuberías y tanques de almacenamiento [401] [402] [403].

Además, los sistemas de transporte del DME, como los camiones cisterna¹⁴⁹ y los sistemas de transporte por ductos¹⁵⁰, también necesitarían ser ajustados para garantizar la seguridad del manejo a gran escala [400]. El DME tiene un punto de inflamación más bajo que el GLP, lo que implica que las normas de seguridad en su transporte y manipulación podrían requerir mayores controles en cuanto a la prevención de fugas y la correcta ventilación de los puntos de transferencia [401] [402] [403].

Un aspecto importante en la distribución del DME es su compatibilidad con diésel o GLP para mezclas. Para ello, las redes de transporte deben tener la capacidad de manejar mezclas de diferentes concentraciones de DME y combustibles convencionales [246]. Esto implica, por ejemplo, que los terminales de almacenamiento y los sistemas de transporte sean capaces de manejar mezclas en rangos de concentración variables, desde un bajo porcentaje de DME, en una fase temprana de la transición, hasta una mayor proporción de DME en el futuro. En países como Canadá, ya se han implementado exitosamente estrategias de mezcla con DME, aumentando progresivamente la proporción de este combustible en las redes de distribución¹⁵¹ a medida que crece su producción y adopción [403].

Para garantizar una adopción efectiva del DME en Chile, también resulta fundamental considerar la normativa vigente que regula el transporte y almacenamiento de combustibles, específicamente el GLP, dada la similitud en su comportamiento fisicoquímico. Actualmente, el Decreto 108 (2014) del Ministerio de Energía, que aplica para la seguridad en las instalaciones de almacenamiento, transporte y distribución de GLP, podría servir como un marco base para el DME; sin embargo, no se logró

¹⁴⁹ El Decreto N° 298 (1994) del Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones establece las normativas para el transporte de sustancias peligrosas, incluyendo al GLP. Debido a esto, este decreto sería aplicable para el transporte del DME, sujeto a los mismos requisitos de seguridad en el uso de camiones cisterna y procedimientos operativos para sustancias inflamables.

¹⁵⁰ El Decreto N°160 (2009) del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción podría servir como marco regulatorio base para su distribución por tuberías. Sin embargo, sería necesario adaptar algunos requisitos específicos para asegurar la compatibilidad de materiales y la seguridad en su manejo.

¹⁵¹ En Canadá, estas redes de transporte incluyen tanto ductos, como camiones cisterna, transporte ferroviario o marítimo.

identificar una norma de referencia asociada a seguridad de instalaciones [404]. No obstante, existen normas de calidad como la ASTM D7901-20, que define estándares de calidad para el DME como combustible en motores diseñados específicamente para este o modificados para su uso¹⁵², y la ISO 16861:2015, que aborda la compatibilidad del DME con motores de combustión interna como reemplazo de diésel [405] [406].

Los costos asociados a la producción de Dimetil Éter (DME) fueron identificados mediante una evaluación tecno-económica realizada para analizar la viabilidad de una planta de DME utilizando la tecnología Power-to-X¹⁵³. Esta tecnología abarca la implementación de equipos y recursos necesarios para la producción de DME, que se divide en tres etapas clave. La primera etapa consiste en el electrolizador, en el que se emplea agua y energía de fuentes renovables para producir hidrógeno. La segunda etapa involucra un reactor de absorción mejorada, que permite la síntesis de DME a partir de la reacción entre el hidrógeno generado y el CO₂ capturado. Finalmente, la tercera etapa incluye un tren de destilación que se encarga de la purificación del DME producido.

El costo total de inversión proyectado para la planta de DME es de 48 millones de EUR, con una capacidad de producción anual de 23 mil toneladas de DME. En esta evaluación, se identificó que los gastos operativos superan a los gastos de capital de la planta. El gasto de capital es de 348 EUR por tonelada de DME producido, de los cuales el 69% se destina a la instalación de los equipos principales: el electrolizador (190,2 €/t DME), el reactor de producción de DME (45,3 €/t DME) y el tren de destilación (5,3 €/t DME). Por otro lado, los gastos de operación son de 952,2 EUR por tonelada de DME producido. Donde los principales gastos están relacionado al consumo de electricidad (689,5 €/t DME) y la fijación del CO₂ (134,8 €/t DME).

B. Adaptaciones necesarias para el consumo

Para abordar las adaptaciones en el uso del DME, es crucial distinguir entre los sectores en los que este combustible puede sustituir tanto al diésel como al GLP, y las formas en las que se puede realizar dicha sustitución. El DME se presenta como un combustible alternativo altamente versátil, capaz de reemplazar de manera eficiente a ambos combustibles en diversas aplicaciones, pero es importante tener en cuenta las características técnicas específicas y los porcentajes de mezcla en cada caso [246].

En el caso de la sustitución del diésel, el DME tiene propiedades de combustión similares, lo que le permite ser utilizado en mezclas en motores diésel adaptados¹⁵⁴. De esta manera, se han explorado diferentes estrategias para incorporar el DME de manera progresiva; donde en mezclas de hasta un 20% de DME, las modificaciones necesarias son mínimas, ya que es posible conservar en gran medida los componentes convencionales del motor, como los sistemas de inyección y almacenamiento [407]. Esto se debe a que la menor densidad energética del DME en mezclas bajas no afecta significativamente la eficiencia del sistema, y su uso progresivo permite conservar la lubricación del diésel sin necesidad de cambios mayores.

¹⁵² Este estándar no está relacionado a temas de seguridad, excepto en relación con el uso del combustible.

¹⁵³ Esta tecnología se alinea a las adaptaciones necesaria planteadas para la producción de DME en Chile. Porque utiliza la energía eléctrica para la producción de H₂ por electrolisis y la captura de CO₂ en la producción de DME.

¹⁵⁴ El DME, aunque es un gas a temperatura ambiente, puede mantenerse en estado licuado bajo presión para su uso en aplicaciones con diésel. En estas mezclas, esta forma líquida permite conservar el retardo de combustión característico del ciclo diésel con adaptaciones mínimas.

Por su parte, para garantizar el uso de un 100% de DME en motores diésel, se requieren adaptaciones significativas en componentes clave, como el sistema de inyección, el sistema de tratamiento de gases de escape y el sistema de almacenamiento. Esto último debido a que la menor densidad energética del DME en comparación con el diésel hace que sean necesarios mayores volúmenes de combustible y, por ende, tanques de mayor capacidad o sistemas de almacenamiento más eficientes.

Asimismo, a medida que se profundiza en estas adaptaciones y se desarrollan ideas como los motores diseñados específicamente para el uso de DME, se hace factible una sustitución total del diésel en sectores como el transporte pesado¹⁵⁵ e industria [403].

Por otro lado, en la sustitución del GLP, el DME también se presenta como una alternativa viable en la generación de calor. Siendo posible su inserción en la matriz a través del *blending* sin alterar significativamente los equipos actuales¹⁵⁶. Estas mezclas de DME con GLP pueden alcanzar porcentajes de hasta un 12% de DME sin afectar el rendimiento de los sistemas de combustión. Sin embargo, a medida que se incrementan los porcentajes de DME, es necesario realizar ajustes en las boquillas y los sistemas de control de flujo para garantizar una combustión eficiente [403] [408].

Una sustitución total del GLP por DME es viable en el mediano plazo, especialmente en aplicaciones residenciales y comerciales, donde las necesidades de calor y energía son menores que en los sectores industriales. En estos casos, las adaptaciones se centran en el diseño de tanques de almacenamiento y en la calibración de los sistemas de combustión, para manejar de manera óptima las propiedades del DME [403] [407].

8.2.3. Diésel renovable

A. Adaptaciones necesarias para su producción

El diésel renovable es un biocombustible que se plantea usar en las políticas ambientales nacionales. Documentos como el anteproyecto del Plan Sectorial de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático del Sector Energía promueven su uso como una estrategia para la mitigación de emisiones GEI en el sector transporte, estableciendo acciones¹⁵⁷ concretas para su uso al 2050.

El anteproyecto considera que actualmente hay una brecha nacional para la adaptación nacional del diésel renovable, atribuible tanto a la escasez de materias primas como al estado emergente de la tecnología de producción. Por ello, se considera relevante indagar si Chile posee los insumos y la capacidad necesaria para escalar la producción y si es factible adoptar tecnologías probadas internacionalmente para este fin.

A la fecha, Chile no dispone una refinería a escala comercial para la producción de diésel renovable. Tampoco se identificaron proyectos piloto para la producción o literatura por parte de las universidades

¹⁵⁵ Para la utilización del DME en vehículos, será necesaria la evaluación del Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones en cuanto a su seguridad y compatibilidad con la normativa de combustibles vehiculares en Chile, así como la homologación del Centro de Control y Certificación Vehicular, que se encarga de certificar y regular los combustibles y vehículos que pueden circular en el país

¹⁵⁶ Estas modificaciones leves incluyen ajustes en materiales de sellado, sistemas de lubricación y reguladores de presión para garantizar compatibilidad y seguridad en el uso de DME en equipos diseñados para GLP.

¹⁵⁷ Medida N°2 del anteproyecto, promueve el uso de combustibles bajos en emisiones.

para su producción. Sin embargo, la creciente demanda de combustible de baja emisión ha llevado a empresas como COPEC a la importación de diésel renovable para su autoconsumo [409].

Para la producción de diésel renovable en Chile a escala comercial por hidrotratamiento, se puede emplear grasas y aceites. Aunque estos insumos tienen principalmente fines alimenticios, una parte puede destinarse a la producción de diésel renovable. En 2022, Chile importó 296.520 toneladas de grasas y aceites, siendo Argentina el principal proveedor para abastecer el mercado nacional de Chile. Los productos brutos y refinados más importados son la soja, la oliva, el girasol, el pescado, entre otros [410] [411].

También es posible utilizar aceite de cocina usado para la producción de diésel renovable por hidrotratamiento. En 2019, se revalorizó 1,96%¹⁵⁸ toneladas de aceites y grasas del total de residuos sólidos municipales [412]. Este residuo se acopia a través de puntos estratégicos ubicados en las ciudades, a través de convenios entre las empresas privadas y los municipios locales. Algunas de las empresas que desarrollan este servicio en Chile son Rendenring, Bioils y Ekufal. Además, la valorización del aceite usado está clasificada como una metodología de valorización en el Sistema Nacional de Declaración de Residuos (SINADER), lo que permite usarlo como insumo para la producción de diésel renovable.

Se propone iniciar con la producción piloto de diésel renovable mediante la tecnología de hidrotratamiento con el aceite de cocina usado. En Chile, este residuo se genera en establecimientos como restaurantes, sin embargo, su recolección está dispersa y no se dispone de datos actuales del volumen acumulado. Esto se debe a la ausencia de metas de acopio y valorización del aceite de cocina usado en la Ley de Responsabilidad Extendida del Productor (REP) [413].

En cuanto a la tecnología de hidrotratamiento, esta es ampliamente utilizada en la industria de la refinación de petróleo para reducir el contenido de azufre en los productos derivados del crudo del petróleo [414]. En Chile, la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) emplea esta tecnología para reducir el contenido de azufre y nitrógeno en combustibles como la nafta y el diésel que ofrece en el mercado [415].

La diferencia clave entre el hidrotratamiento aplicado en la refinación de combustibles fósiles y en la producción de diésel renovable radica en la interacción con el hidrógeno. En la refinación de combustibles fósiles, el hidrógeno elimina compuestos de azufre, modificando la composición química del combustible. En la producción de diésel renovable, el hidrógeno reacciona con aceites o grasas en un reactor, con una relación molar específica entre el aceite y el hidrógeno, utilizando catalizadores como CoMo o NiMo. Las condiciones operativas del hidrotratamiento para la producción de diésel renovable son alta presión (35-170 bar), temperaturas elevadas (300-600°C) y la relación molar específica según la materia prima [416]. Para la simulación de la producción de diésel renovable en Chile, es posible utilizar las relaciones molares ya establecidas en la literatura para algunos aceites vegetales [417].

¹⁵⁸ 1362,33 toneladas de aceites y grasas

Los costos asociados a la implementación de una planta de diésel renovable incluyen varios componentes clave. En un análisis tecno-económico¹⁵⁹ realizado para una planta de diésel renovable con una inversión de capital estimada en USD 5,53 millones y una capacidad de producción de 63 mil barriles anuales, los costos operativos anuales ascienden a USD 8,86 millones [418]. Estos se distribuyen principalmente en abastecimiento de aceite vegetal (68%), seguido de costos de capital anualizados (12%) y consumo de hidrógeno (6%) [418]. El aceite vegetal, es una materia prima esencial en la producción de diésel renovable y representa la mayor parte de los costos operativos. Dado que el aceite vegetal es un *commodity*, su precio está sujeto a fluctuaciones en el mercado internacional. En el análisis tecno-económico a pesar de que se tomó el menor precio de aceite vegetal para la producción de diésel renovable, el costo por su abastecimiento sigue siendo el principal.

B. Adaptaciones necesarias para su consumo

La adopción del diésel renovable en el sector transporte de Chile no requiere de modificaciones en los motores de combustión interna de diésel, ya que su composición química es compatible con el diésel fósil [419]. Esto facilita que pueda adaptarse a los motores de combustión interna de diésel ligeros y pesado, además de ofrecer una combustión con menores emisiones de carbono [324, 325].

Los sectores clave en Chile que se verían beneficiados por esta transición incluyen los sectores con un mayor consumo de diésel fósil, como el sector transporte y minería. Además, documentos estratégicos como el plan sectorial de adaptación y mitigación al cambio climático del sector energía 2024, tienen acciones de implementar su consumo en camiones de carga de larga distancia y camiones de carga CAEX utilizados en la minería.

En cuanto a las normativas internacionales de calidad para el uso de diésel renovable en motores de combustión diésel, la principal especificación identificada es la EN 15940:2016 (Clase A)¹⁶⁰. Esta normativa regula los combustibles paraafínicos, como el HVO en su forma pura, y su uso en vehículos adaptados o diseñados específicamente para este tipo de combustible. Además, existen otras normativas relevantes, como la EN 590:2013¹⁶¹ y la ASTM D975, que, aunque no mencionan específicamente al HVO, establecen los requisitos de calidad para el diésel fósil. Estas normas permiten la mezcla de HVO con diésel fósil sin restricciones en cuanto al porcentaje de mezcla, siempre que se cumplan los parámetros técnicos definidos para el diésel fósil. Para facilitar la adopción del diésel renovable en los principales sectores de consumo de diésel fósil en Chile, el país puede basarse en normativas internacionales de calidad que ya regulan este tipo de combustible. Las normas EN 590:2013 y ASTM D975 son adecuadas para regular las mezclas de diésel renovable con diésel fósil,

¹⁵⁹ Los principales parámetros utilizados para el análisis económico son operación anual (7.920 h), costo de la palma aceitera (0.289 - 0.405 US\$/kg), costo del hidrógeno (2 US\$/kg), costo de la electricidad (0.07 US\$/kWh), costo del agua de refrigeración (0.05 US\$/ton), costo del vapor (12 US\$/ton), tratamiento de aguas residuales (0.85 US\$/ton) y tasa de mano de obra (15 US\$/h).

¹⁶⁰ Las especificaciones técnicas para el HVO son: número del índice de cetano mayor a 70, densidad a los 15°C entre 765-800 kg/m³, aromáticos totales menor a 1,1 %(m/m), sulfuro menor a 5 mg/kg, contenido de FAME menor a 7 %(V/V), punto de inflamabilidad mayor a 55°C, carbón residual menor a 0,3 %(m/m), ceniza menor a 0,01 %(m/m), agua menor a 200 mg/kg, estabilidad de oxidación entre 20-25 g/m³h, corrosión del cobre clase 1, lubricidad HFRR menor al 460 µm, viscosidad entre los 2.000-4.500 mm²/s.

¹⁶¹ Debido a que el HVO tiene una densidad más baja que la especificada en esta norma, no puede cumplir con todos los requisitos cuando se usa en su forma pura

donde el diésel renovable mejora las propiedades¹⁶² del combustible fósil. Asimismo, el diésel renovable también puede utilizarse en su forma pura bajo la normativa EN 15940:2016 (Clase A),

En relación con la infraestructura necesaria para el almacenamiento y distribución en Chile, el diésel renovable no requiere adaptaciones, ya que es compatible con los tanques, tuberías y demás elementos utilizados para el diésel fósil. Esta compatibilidad se debe a su similitud química con el diésel convencional, lo que garantiza un comportamiento comparable en términos de estabilidad y viscosidad. Además, el diésel renovable está contemplado en el reglamento de seguridad para la cadena de suministro de combustibles líquidos, aprobado por el Decreto N°160 (2008) Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción del 2008. Según el artículo 3 de las disposiciones transitorias, mientras no exista una regulación específica para combustibles líquidos no derivados del petróleo, como el diésel renovable, se aplicará este reglamento actual [107].

8.3. Estimación del impacto en la carbono neutralidad en el país

La estimación del impacto en la carbono neutralidad del país se llevó a cabo mediante diversas metodologías, las cuales se describen de manera detallada en esta sección, junto con los resultados obtenidos. Los cálculos que sustentan dichos resultados se encuentran en un archivo Excel (revisar Anexo 3), que incluye las proyecciones y los valores numéricos correspondientes para el gas natural renovable, el dimetil éter y el diésel renovable, considerando los horizontes de tiempo corto, mediano y largo plazo; empleando un escenario base como punto de partida para facilitar la comparación entre los distintos escenarios futuros.

8.3.1. Gas Natural Renovable

El cálculo de la contribución del GNR al carbono neutralidad se basa en la evaluación de dos rutas de producción aprovechando el biogás generado en las PTAS y en los rellenos sanitarios¹⁶³.

En la primera vía, se toma como referencia la experiencia previa en Chile, específicamente en la planta La Farfana, operada por Aguas Andinas. En esta planta, parte del biogás producido se envía a las instalaciones de Metrogas para completar su purificación, lo que permite su uso como GNR. Sin embargo, esta fracción representa solo una parte del biogás total generado, ya que el resto se emplea para la generación de energía eléctrica y térmica o se quema debido a deficiencias en los parámetros de calidad.

Con vistas al año 2030, el objetivo es maximizar la cantidad de biogás destinado a la producción de GNR, optimizando tanto el biogás que actualmente se quema como el que ya se usa para la producción de GNR. Para ello, se propone la implementación de métodos de purificación más robustos, como procesos químicos que no dependan tanto de factores externos como los procesos biológicos. Además, se contempla también la integración de las plantas de Talagante y Mapocho-Trebal, que también operan como biorrefinerías y son gestionadas por Aguas Andinas, lo que permitiría replicar el modelo de La Farfana¹⁶⁴.

¹⁶²El diésel renovable diluye aromáticos, reduce la densidad y aumenta el número del índice de cetano.

¹⁶³ No se considera otras rutas por la magnitud de la producción de biogás en instalaciones distintas a PTAS o rellenos sanitarios [503].

¹⁶⁴ Se estableció un escenario base que considera únicamente la planta La Farfana, con el propósito de simplificar los cálculos posteriores y proporcionar un punto de partida claro para el análisis.

Es así como, aprovechando los datos de biogás generados en estas tres biorrefinerías para los últimos cuatro años², se estimó un volumen promedio de biogás producido que será utilizado en las proyecciones. A la vez que, con los datos de producción de biometano en La Farfana, se calculó la eficiencia del proceso de conversión de biogás en GNR, estimada en aproximadamente 74%. Con esta información se calcularon los volúmenes proyectados de GNR producidos y las emisiones evitadas, obteniendo estas últimas al restar las emisiones del GNR de las del gas natural³.

Para el año 2035, se plantea ampliar la producción de GNR incorporando tres nuevas PTAS que también generan biogás: Concepción, Temuco y Osorno. Estas plantas, según los datos del Informe de Gestión del Sector Sanitario 2021, producen volúmenes significativos de biogás, pero una parte no se reutiliza. El objetivo es optimizar el aprovechamiento de este biogás no utilizado para la producción de GNR, siguiendo el modelo implementado en La Farfana, Talagante y Mapocho Trebal. Esta ampliación permitirá aumentar la capacidad de generación de GNR siguiendo el mismo enfoque de cálculo de emisiones mitigadas utilizado para las plantas ya integradas para el 2030.

De cara al año 2050, se proyecta que, además de las seis PTAS ya mencionadas, nuevas plantas de tratamiento se sumen al esfuerzo de producción de GNR. En Chile, existen 301 PTAS operativas, y se estima que aproximadamente un 10% de estas, es decir, unas 24 plantas adicionales, implementen tecnologías para capturar y aprovechar el biogás que generan. Aunque no se ha determinado específicamente cuáles serán estas plantas, el cálculo de emisiones mitigadas considera el volumen de producción de biogás como el promedio de producción de del de las seis PTAS previamente evaluadas; y sigue la misma metodología para calcular cuánto se mitiga.

En cuanto a la segunda vía, relacionada con la producción de GNR a partir de rellenos sanitarios, el aprovechamiento del biogás en estos sitios aún presenta un gran margen de mejora, ya que no existen proyectos consolidados en esta área. Para estimar las emisiones de metano y el potencial de producción de GNR, se utilizó el método predeterminado del IPCC para el cálculo de emisiones de metano en rellenos sanitarios. Este método permite estimar la cantidad de metano producido, que luego se asume como biogás aprovechable para la generación de GNR.

Para las estimaciones, se emplearon datos como las cantidades de residuos sólidos municipales que llegan a cada relleno sanitario, extraídos del Informe 2 del Diagnóstico de la situación por comuna y región en materia de residuos sólidos domiciliarios y asimilables del Programa Nacional de Residuos Sólidos, y la fracción de carbono orgánico degradable. Asimismo, en los casos donde los datos específicos de los rellenos sanitarios eran confidenciales, se utilizaron factores predeterminados por el IPCC, como las temperaturas de los rellenos y los factores de oxidación.

Con respecto al escenario del año 2030, se seleccionaron los rellenos sanitarios de mayor tamaño: Loma Los Colorados y El Molle. En estos rellenos, se calculó la cantidad de metano o biogás producido y, aplicando el mismo factor de eficiencia que en las PTAS, se estimó la producción de GNR. Con esta cifra, se calculó cuánto gas natural sería sustituido y, por ende, cuántas emisiones serían evitadas, empleando nuevamente los factores de emisión de gas natural y GNR¹⁶⁵.

Para el año 2035, se considera la incorporación de rellenos sanitarios de tamaño medio, para garantizar una mayor producción de GNR. Los rellenos sanitarios que se incluyen en este escenario son: Santiago

¹⁶⁵ Se estableció un escenario base que considera únicamente el relleno sanitario Loma Los Colorados, con el propósito de simplificar los cálculos posteriores y proporcionar un punto de partida claro para el análisis.

Poniente, La Yesca, Cemarc, El Retamo, Los Ángeles, El Panul, San Pedro, Parque El Guanaco, Fundo Las Cruces y Copiulemu. En todos estos casos, se utilizará el mismo enfoque de cálculo de emisiones mitigadas, proyectando la cantidad de GNR producido y las emisiones reducidas.

En el escenario para 2050, además de continuar con los rellenos sanitarios de mayor tamaño, se considera la mejora en las condiciones de vertederos existentes y la incorporación de unidades de captura de biogás. Los vertederos seleccionados para este propósito son aquellos con mayor recepción de residuos, como La Chimba, El Boro, Morrompulli, Quebrada Encantada, Popeta y Lichura Mulchén.

Finalmente, se calculó la reducción conjunta de emisiones para ambas vías, consolidando los resultados para los escenarios de los años 2030, 2035 y 2050. Los detalles de estas reducciones de emisiones se presentan en la

Tabla 20. Potencial de mitigación gas natural renovable (ktCO₂e/año).

Tabla 20. Potencial de mitigación gas natural renovable (ktCO₂e/año)

Escenario base		2030	2035	2050	
PTAS	Objetivo	Aprovechar el 100% del biogás en La Farfana	Aprovechar el 100% del biogás en La Farfana, Mapocho-Trebal y Talagante destinado a la quema en antorchas	Aprovechar el 100% del biogás en las 6 plantas productoras de biogás. Estimando su producción de biogás en base a los datos del Informe de Gestión del Sector Sanitario 2021	Aprovechar el 100% de biogás del 10% de plantas existentes.
	Instalaciones Involucradas	PTAS - Biorrefinería: La Farfana	PTAS - Biorrefinería: La Farfana, Mapocho-Trebal, Talagante	PTAS - Biorrefinería: La Farfana, Mapocho-Trebal, Talagante, Concepción, Temuco y Osorno	PTAS - Biorrefinería: La Farfana, Mapocho-Trebal, Talagante, Concepción, Temuco y Osorno PTAS - Sin Biorrefinería: 24 plantas aún por determinar
	Emisiones Mitigadas (KtonCO ₂ e)	39,27	51,37	56,15	291,30
RRSS	Objetivo	Cálculo de las emisiones reducidas por la producción de GNR en el RRSS de mayor tamaño	Cálculo de las emisiones reducidas por la producción de GNR en los RRSS de mayor tamaño	Cálculo de las emisiones reducidas por la producción de GNR en los RRSS de tamaño medio	Cálculo de las emisiones reducidas por la producción de GNR en la totalidad de los RRSS y los vertederos
	Instalaciones Involucradas	RRSS: Loma Los Colorados	RRSS: Loma Los Colorados y El Molle	RRSS: Loma Los Colorados, El Molle, Santiago Poniente, La Yesca, Cemar, El Retamo, Los Angeles, El Panul, San Pedro, Parque El Guanaco, Fundo Las Cruces y Copiulemu	RRSS: Loma Los Colorados, El Molle, Santiago Poniente, La Yesca, Cemar, El Retamo, Los Angeles, El Panul, San Pedro, Parque El Guanaco, Fundo Las Cruces y Copiulemu Vertederos: La Chimba, El Boro, Morrompulli, Quebrada Encantada, Popeta y Lichura Mulchén
	Emisiones Mitigadas (KtonCO ₂ e)	853	1099,47	2157,05	2385,28
Emisiones Mitigadas Totales (KtonCO ₂ e)		892,27	1150,84	2213,20	2676,59

Fuente: Elaboración Propia

8.3.2. Dimetil éter

Para evaluar el impacto del DME proveniente del hidrógeno verde en la neutralidad de carbono de Chile, se analizó su capacidad de sustitución del GLP, que actualmente genera un total de 5.077,99 ktCO_{2e}, y petróleo diésel, que produce en la actualidad 32.335,46 ktCO_{2e}. Para realizar esto, se tomó en consideración al proyecto piloto Power to MeDME, ubicado en Chile, que es actualmente el único en el país que plantea la transformación de hidrógeno verde en DME para la minería y la industria pesada.

Este proyecto chileno-alemán tiene una producción estimada de 5000 toneladas anuales partiendo desde el 2025 como escenario base, para lo que se asumió que la mitad de la producción estaría destinada para sustituir ambos combustibles convencionales. Asimismo, se espera que las capacidades de producción de DME se cuadrupliquen hacia 2050 a nivel mundial con respecto al 2022, por lo que se consideró esta tasa de crecimiento para el planteamiento de los objetivos en los distintos horizontes.

Para 2030, se proyecta una sustitución de 10.000 toneladas de DME, de las cuales 5.000 sustituirían al GLP y las otras 5.000 al diésel. Es por esto por lo que se empleó el factor de emisión brindado por el Departamento de Medio Ambiente, Alimentación y Asuntos Rurales de Reino Unido para calcular las emisiones que el GLP y el diésel hubieran producido de no haber sido sustituidos. Se espera que, para este año, la expansión de la producción de hidrógeno verde se esté consolidando, por lo que las industrias productoras de DME en base a este empiecen a desarrollarse en mayor medida.

La meta para el año 2035 consistiría en la incorporación de 15.000 toneladas de DME proveniente de hidrógeno en la matriz energética; mientras que para el 2050 se cuadruplicarían con respecto a la primera producción en 2025; alcanzando las 20.000 toneladas. Para estos puntos se espera que la infraestructura para producción y distribución de DME continúe creciendo, permitiendo una mayor adopción en sectores clave de la industria y el transporte que dependen actualmente de combustibles fósiles. Los detalles de estas reducciones de emisiones se presentan en la Tabla 21. Potencial de mitigación dimetil éter (ktCO_{2e}/año)

Tabla 21. Potencial de mitigación dimetil éter (ktCO_{2e}/año)

	Escenario base	Año 5	Año 10	Año 25
GLP	7,89	15,78	23,67	31,56
Petróleo diésel	8,49	16,99	25,48	33,98
Emisiones mitigadas totales	16,38	32,77	49,15	65,54

Fuente: Elaboración Propia

8.3.3. Diésel Renovable

Respecto al diésel renovable el anteproyecto de energía ya realiza un cálculo del potencial de mitigación al reemplazar el uso de diésel fósil por diésel renovable en el sector transporte. Los escenarios que plantea el anteproyecto son en el corto (2020-2030), mediano (2031-2040) y largo (2041-2050) plazo para los camiones de carga de larga distancia y los camiones CAEX del sector minería. El potencial de mitigación por el uso de diésel renovable se obtiene sumando las emisiones

para camiones de larga distancia y camiones CAEX en cada uno de los tres escenarios (Revisar Tabla 22. Potencial de mitigación diésel renovable (ktCO₂e/año)).

Tabla 22. Potencial de mitigación diésel renovable (ktCO₂e/año)

Potencial de mitigación			
Escenarios	Uso de diésel renovable por camiones de larga distancia	Uso de diésel renovable por camiones CAEX	Potencial de mitigación sector transporte
2020 – 2030	100 – 110	1.380 – 1.680	1.480 - 1.790
2031 – 2040	860 – 1.120	7.430 – 10.060	8.290 - 11.180
2041 – 2050	1.050 – 1.570	8.540 – 12.810	9.590 - 14.380
Total (2020 – 2050)			19.360 - 27.350

Fuente: Ministerio de Energía [81]

8.4. Crecimiento proyectado en la demanda mundial de los combustibles alternativos al 2050

En esta sección se describe la metodología utilizada para calcular la demanda proyectada de GNR, diésel renovable y dimetil éter hasta el año 2050. Para estimar esta demanda, se utilizó la información histórica y las proyecciones disponibles hasta el último año reportado en la literatura para estos combustibles alternativos. La tasa de crecimiento anual compuesta (CAGR) fue la herramienta empleada para realizar la estimación de la demanda futura.

La fórmula de la CAGR se calcula utilizando los datos históricos de demanda disponibles, específicamente el valor de demanda en el primer y último año de la serie histórica del combustible alternativo. Una vez determinada la tasa de crecimiento, se aplica este valor para proyectar la demanda hasta 2050 mediante una progresión exponencial.

$$CAGR = \frac{\text{Demanda del último año}^{\left(\frac{1}{\text{años}} - 1\right)}}{\text{Demanda del primer año}}$$

$$\text{Demanda proyectada al 2050} = \text{Demanda último año histórico} * (1 + CAGR)^{\text{año}}$$

Una vez calculada la demanda del combustible alternativo para el año 2050, se procedió a uniformar las unidades de los tres combustibles para facilitar su comparación. Para ello, se convirtieron todas en unidades de energía (PJ), utilizando los valores de poder calorífico correspondientes a cada combustible y las equivalencias de unidades.

8.4.1. Gas Natural Renovable

Para el estimar la demanda de GNR, se utilizó la demanda histórica del biogás refinado y su proyección hasta el año 2040 (Revisar Tabla 23). La demanda histórica del biogás refinado se expresa en megatoneladas de petróleo equivalentes (MToe). La proyección de la demanda del biogás se realiza a partir del año 2020. Con el fin de uniformizar las unidades de la demanda mundial, se procedió a convertirla a unidades de energía PJ. Finalmente, la tasa de crecimiento compuesto calculada para el GNR fue del 9,74%.

Tabla 23. Demanda proyectada de GNR al 2050

Año	Demanda de biogás refinado (MToe)	Demanda de biogás refinado (PJ)
2010	20	838,00
2018	36	1.508,40
2020	55	2.304,50
2025	125	5.237,50
2030	192	8.044,80
2035	260	10.894,00
2040	325	13.617,50
2045	517,24	21.672,36
2050	823,19	34.491,75

Nota: Equivalencias de unidades utilizadas 1 Toe = $4,18 \times 10^{10}$ J, 1 PJ = 10^{15} J Fuente: IEA [420]

8.4.2. Dimetil éter

El dimetil éter fue el combustible alternativo con menor información encontrada respecto a las proyecciones en los próximos años. De los pocos valores que se identificaron fue la producción mundial al 2050 (Revisar Tabla 24). La proyección de la demanda del DME se realiza a partir del año 2030. Valor que se tomó para comparar con las proyecciones realizadas para los otros combustibles alternativos. Como se identificó el valor proyectado del combustible al año 2050, no fue necesario calcular la CAGR.

Tabla 24. Demanda proyectada del DME al 2050

Año	Demanda del DME (Millón Ton)	Demanda del DME (PJ)
2020	10	284
2030	24 - 38	681 – 1.079,2
2050	40	1.420

Nota: Poder calorífico del DME 28,4 MJ/kg Fuente: Reaction Chemistry & Engineering [421]

8.4.3. Diésel Renovable

Para el estimar la demanda del diésel renovable, se encontró un historial de la demanda hasta el 2022 y una proyección de la demanda hasta el 2028 (Revisar Tabla 25). La proyección de la demanda del diésel renovable se realiza a partir del año 2023. Las unidades de la demanda histórica del diésel renovable son mil millones de litros. Al igual que con los otros combustibles alternativos, este se llevó a unidades de energía (PJ). Por último, la tasa de crecimiento compuesto calculada para el GNR fue de 17,03%.

Tabla 25. Demanda proyectada del diésel renovable al 2050

Año	Demanda del diésel renovable (Mil millones L)	Demanda del diésel renovable (PJ)
2016	4	143,20
2017	4,9	175,42
2018	4,8	171,84
2019	6	214,80
2020	7,1	254,18
2021	10,2	365,16
2022	13,3	476,14
2023	18,6	665,88
2024	18,9	676,62
2025	21,7	776,86
2026	23,2	830,56
2027	25,1	898,58
2028	26,4	945,12
2029	30,90	1.106,07
2030	36,16	1.294,43
2031	42,31	1.514,86
2032	49,52	1.772,83
2033	57,95	2.074,74
2034	67,82	2.428,06
2035	79,37	2.841,54
2036	92,89	3.325,44
2037	108,71	3.891,75
2038	127,22	4.554,50
2039	148,89	5.330,10
2040	174,24	6.237,79
2041	203,91	7.300,06
2042	238,64	8.543,22
2043	279,28	9.998,09
2044	326,84	11.700,71
2045	382,49	13.693,28
2046	447,63	16.025,18
2047	523,86	18.754,18
2048	613,07	21.947,93
2049	717,47	25.685,55
2050	839,66	30.059,67

Nota: Poder calorífico del diésel renovable 35,8 MJ/L Fuente: IEA [422]

8.5. Brechas existentes para la adopción de estos combustibles

Se evaluó los combustibles propuestos en función de los seis criterios presentados. La priorización para la adopción de estos combustibles se basa en el puntaje obtenido, dando preferencia a aquellos con mayor puntuación.

De los cinco combustibles evaluados, el GNR, el bioGNC y el bioGNL se consideran un solo grupo porque son combustibles que se elaboran a partir del biogás (en adelante, combustibles alternativos a partir de biogás). Por lo que, el puntaje para evaluar su priorización se obtiene del promedio del puntaje del GNR, bioGNC y bioGNL. Además, dos de los criterios evaluados, aporte a la carbono neutralidad y la demanda proyectada al 2050, comparten el mismo puntaje entre los tres combustibles. Esto debido a que se utilizó volúmenes de biogás para estimar tanto el aporte a la carbono neutralidad como la demanda proyectada al 2050.

De acuerdo con la evaluación (revisar Tabla 26), los combustibles alternativos derivados del biogás obtuvieron un puntaje de 2,9, posicionándose como el combustible prioritario para su adopción en el corto plazo. Le siguen el diésel renovable, con un puntaje promedio de 2,8, cuya adopción se recomienda para el mediano plazo. Finalmente, el DME, con un puntaje de 2,0, se propone para su implementación en el largo plazo.

En base a los resultados obtenidos de la evaluación de los combustibles priorizados, se identificaron las brechas técnicas, de normativa, de mercado y de carbono neutralidad (Revisar Tabla 27). Para el grupo de combustibles alternativos a partir de biogás, se identificaron las brechas solo para el GNR ya que es el que mayor puntaje obtuvo en ese grupo.

Tabla 26. Evaluación de la brecha existente de los combustibles propuestos

Combustible alternativo	Criterio 1: Aporte a la carbono neutralidad	Criterio 2: Factibilidad de uso	Criterio 3: Disponibilidad de materia prima	Criterio 4: Madurez tecnológica	Criterio 5: Existencia de normativa	Criterio 6: Demanda proyectada al 2050	Puntaje	Priorización
Gas natural renovable	Puntaje: 2 Es el GNR es el segundo que menor emisiones de GEI mitiga al 2050, 2.675,74 kTCO ₂ .	Puntaje: 4 No es necesario realizar modificaciones en las tecnologías existentes para el uso de combustibles, debido a que sus propiedades fisicoquímicas son equivalentes a las del gas natural de origen fósil.	Puntaje: 3 El biogás generado en las PTAS y los rellenos sanitarios es capturado en gasómetros, pero requiere ser refinado para la producción del GNR. Este procesamiento se puede realizar en las mismas instalaciones.	Puntaje: 4 En Chile, el GNR ha alcanzado la fase comercial; teniendo como ejemplo el proyecto a gran escala de la Farfana entre Aguas Andinas y Metrogas.	Puntaje: 3 En Chile existe una norma técnica de calidad para el biometano y reglamentos de seguridad de las plantas de biogás, la NCh3213.OF2010 y el DS 119 del ministerio de energía del 2016. A nivel internacional, se identificaron las especificaciones técnicas para la inyección de biometano a la red de gas natural (EN 16723-1:2017) y su uso como combustible en automóviles (EN 16723-2:2018).	Puntaje: 3 La demanda proyectada en conjunto de GNR, bioGNC y bioGNL al 2050 es la mayor, con 34.491,75 PJ.	3,1	1
BioGNC	Puntaje: 2 El GNR es el segundo combustible que menor emisiones de GEI mitiga al 2050, 2.675,74 kTCO ₂ .	Puntaje: 4 No es necesario realizar modificaciones en las tecnologías existentes para el uso de combustibles, debido a que sus propiedades fisicoquímicas son equivalentes a las del GNC de origen fósil.	Puntaje: 3 La materia prima utilizada es el GNR. El procesamiento adicional que se requiere es la compresión del GNR.	Puntaje: 1 El combustible se encuentra aún en fase teórica en su implementación en el país. En la actualidad no existen proyectos piloto o a escala en comercial en Chile que trabajen con el BioGNC.	Puntaje: 2 En Chile no se identificaron, normas de calidad para el bioGNC. Sin embargo, a nivel internacional la norma EN 16723-2:2018 establece las especificaciones de calidad del biometano para su uso en forma comprimida (BioGNC) y líquida (BioGNL) para uso en motores.	Puntaje: 3 La demanda proyectada en conjunto de GNR, bioGNC y bioGNL al 2050 es la mayor, con 34.491,75 PJ.	2,6	1

Combustible alternativo	Criterio 1: Aporte a la carbono neutralidad	Criterio 2: Factibilidad de uso	Criterio 3: Disponibilidad de materia prima	Criterio 4: Madurez tecnológica	Criterio 5: Existencia de normativa	Criterio 6: Demanda proyectada al 2050	Puntaje	Priorización
BioGNL	Puntaje: 2 Es el GNR es el segundo que menor emisiones de GEI mitiga al 2050, 2.675,74 kTCO ₂ .	Puntaje: 4 No es necesario realizar modificaciones en las tecnologías existentes para el uso de combustibles, debido a que sus propiedades fisicoquímicas son equivalentes a las del GNL de origen fósil.	Puntaje: 3 La materia prima utilizada es el GNR. El procesamiento adicional que se requiere es la licuefacción del GNR.	Puntaje: 4 En Chile, se identificó el proyecto de Lipigas para la generación de bioGNL. Se considero como un proyecto comercial porque tiene establecido un volumen de procesamiento diario de biogás y tiene como mercado objetivo el sector transporte camionero de larga distancia.	Puntaje: 2 En Chile no se identificaron, normas de calidad para el bioGNL. Sin embargo, a nivel internacional la norma EN 16723-2:2018 establece las especificaciones de calidad del biometano para su uso en forma comprimida (BioGNC) y líquida (BioGNL) para uso en motores.	Puntaje: 3 La demanda proyectada en conjunto de GNR, bioGNC y bioGNL al 2050 es la mayor, con 34.491,75 PJ.	2,9	1
DME	Puntaje: 1 Es el combustible propuesto que menos emisiones GEI mitiga respecto al diésel renovable y gas natural renovable al 2050, 65,54 kTnCO ₂ e.	Puntaje: 3 El DME puede utilizarse en motores de combustión interna como el diésel fósil o en mezclas con el GLP. Se requieren modificaciones mínimas para su incorporación.	Puntaje: 3 Para la producción de DME a partir de la ruta seleccionada, se necesitan dos insumos: el hidrógeno y metanol verde. Ambos insumos requieren procedimientos adicionales para ser obtenidos (como la electrólisis del agua o la captura de carbono); no obstante, en el país, en proyectos como la planta de HIF Haru Oni ya se producen estas materias primas.	Puntaje: 3 El DME a partir de metanol verde cuenta con un proyecto piloto en Chile, Power to MEDME.	Puntaje: 2 En Chile no existe normas técnicas de calidad para el DME. Por otro lado, las normas técnicas de calidad internacional identificadas son la ISO 16861:2015 para el DME sintetizado de cualquier materia prima y la ASTM D7901 para el DME que se va a usar en motores diseñados o modificados.	Puntaje: 1 La demanda proyectada de DME es la menor, con 1.420 PJ.	2	3

Combustible alternativo	Criterio 1: Aporte a la carbono neutralidad	Criterio 2: Factibilidad de uso	Criterio 3: Disponibilidad de materia prima	Criterio 4: Madurez tecnológica	Criterio 5: Existencia de normativa	Criterio 6: Demanda proyectada al 2050	Puntaje	Priorización
Diesel renovable.	Puntaje: 3 Se le dio el puntaje máximo porque de los combustibles propuestos es el que más emisiones mitiga al 2050, 14.380 kTCO ₂ e.	Puntaje: 4 No requiere de cambios en la tecnología de los motores diésel.	Puntaje: 2 El aceite de cocina usado se encuentra disperso en Chile debió que a no hay metas de valorización y acopio para este residuo. Además, el aceite de cocina usado requiere ser filtrado para el retiro de restos de materia orgánica sólida.	Puntaje: 4 En Chile se identificó importaciones de diésel renovable a través de COPEC para autoconsumo.	Puntaje: 2 En Chile, no existen normas técnicas de calidad para el diésel renovable. Solo existen el DS 160 de normas de seguridad para las instalaciones de combustibles líquidos, el cual aplica al diésel renovable. La norma técnica de calidad internacional identificada es la EN 15940:2016 (Clase A).	Puntaje: 2 La demanda proyectada del diésel renovable es de 30.059,67 PJ.	2,8	2

Tabla 27. Brechas identificadas para la adopción de los combustibles priorizados

	Gas Natural Renovable	Dimetil éter	Diésel Renovable
Brechas Tecnológicas	Captación y purificación del biogás: Actualmente, aunque las plantas de tratamiento de aguas servidas y rellenos sanitarios capturan biogás, este se quema debido a que no es factible económicamente purificar el biogás, limitando su conversión en GNR y su inyección en la red de gas natural. Restricciones impuestas por la RCA: La instalación de unidades de purificación en PTAS podría requerir cambios en las Resoluciones de Calificación Ambiental (RCA), por el potencial aumento de potencia eléctrica requerida por algunos equipos necesarios en la purificación del biogás. Esto introduce barreras administrativas y retrasa la implementación de nuevos proyectos de purificación de biogás. En el caso de Metrogas, por ejemplo, la falta de flexibilidad en la RCA llevó a elegir una tecnología de filtración de los gases alternativa a la que hubiesen preferido técnicamente. Ubicación estratégica y proximidad de infraestructura: La integración eficiente del GNR en la red de distribución requiere que las instalaciones de producción de GNR estén cerca de las redes de gas natural urbano. En áreas alejadas de estas redes, el GNR necesita infraestructura adicional	Déficit hídrico para producción de hidrógeno verde: La utilización de agua potable para la producción de hidrógeno verde en zonas con déficit hídrico no es viable. Ausencia de tecnologías de captura de carbono: En Chile, no se han implementado tecnologías avanzadas de captura de carbono a escala industrial, y las opciones disponibles en el país, como la absorción química y la captura directa de aire (empleada por el proyecto HIF), son limitadas y carecen de la madurez tecnológica necesaria para su adopción masiva en los sectores productivos. Esto ya que actualmente, la captura parcial de carbono es la alternativa más viable económicamente, aunque en términos de volúmenes de CO2 capturados, la captura total sería más eficiente, aunque con costos muy elevados. Inexistencia de producción comercial de dimetil éter: Actualmente, no se han identificado iniciativas industriales o comerciales enfocadas en la producción de DME en Chile, incluso considerando la posibilidad de utilizar metanol gris como materia prima. El único desarrollo relevante, el proyecto Power-to-MEDME, permanece en fase piloto y no ha alcanzado la etapa de producción a escala comercial. Esta ausencia de infraestructura productiva y	Déficit de aceite usado de cocina para la producción del combustible: A la fecha no se identificó cifras oficiales del volumen de aceite de cocina usado acopiado en Chile. El último catastro corresponde a aceites lubricantes usados, realizados en el año 2016, se enfocó únicamente en aceites lubricantes y aceites de motor, excluyendo el aceite de cocina usado [413]. Falta de know how para la producción de diésel renovable: Esta brecha está relacionada a la falta de conocimiento especializado para la producción de diésel renovable, ya que no existe una industria de producción de este combustible.

	Gas Natural Renovable	Dimetil éter	Diésel Renovable
	de transporte, lo que incrementa los costos logísticos y limita su adopción en zonas de menor densidad poblacional.	experiencia técnica genera una brecha significativa en la cadena de suministro de DME, dificultando además una evaluación integral de las necesidades tecnológicas hasta que dicho proyecto avance hacia operaciones a escala industrial. Falta de conocimiento técnico para adaptaciones en motores de combustión interna: Existe un limitado conocimiento en el país sobre las adaptaciones necesarias para su uso en motores de combustión interna, a pesar de que el DME tiene el potencial de ser utilizado en motores diésel. Su integración requiere ajustes específicos, tanto en los motores como en los sistemas asociados. Las adaptaciones necesarias para reemplazar completamente el Diésel por DME, están aún en fase de desarrollo.	
Brechas Normativas	En el análisis de las brechas normativas relacionadas con los combustibles, no se identificaron restricciones específicas aplicables al GNR.	Falta de Normativa de Seguridad y Calidad para el DME Falta de normas de seguridad para las instalaciones de almacenamiento y, en especial, de las características de seguridad de las adaptaciones que sean necesarias en equipos que usan diésel. El ideal es además contar con una norma que defina la calidad del DME para ser comercializado dentro de Chile.	Falta de normas de calidad para el diésel renovable: Actualmente no existen normativas de calidad para el diésel renovable en Chile. Esto impide que las compañías puedan comercializar este combustible¹⁶⁶.

¹⁶⁶ Aunque también las empresas pueden presentar a la Superintendencia de Electricidad y Combustible (SEC) un proyecto especial con el fin que esta autorice la comercialización de diésel renovable. Los proyectos especiales presentados a la SEC deben estar respaldados en normas internacionales reconocidas como la ASME, ASTM, ISO, entre otros.

	Gas Natural Renovable	Dimetil éter	Diésel Renovable
Brechas de Mercado	Desconocimiento del potencial y beneficios del GNR: A juicio del equipo consultor, se percibe un bajo nivel de conocimiento en el mercado sobre el potencial y los beneficios del GNR como alternativa sostenible al gas natural convencional. Este desconocimiento parece afectar tanto a consumidores como a actores clave en sectores industriales, comerciales y de transporte, lo que limita la demanda y ralentiza la inversión en proyectos de GNR. La falta de campañas informativas y educativas sobre el GNR y sus ventajas ambientales y económicas impide que esta opción sea considerada de manera directa dentro de las estrategias energéticas del país. Falta de competitividad en el mercado: El mercado chileno carece de incentivos económicos que permitan reducir el costo del GNR para los consumidores, limitando su competitividad frente a otros combustibles tradicionales. Esta falta de estímulos dificulta su adopción a gran escala, especialmente en un contexto donde el precio es un factor decisivo para los usuarios.	Altos costos de producción: La producción de DME a partir de hidrógeno verde implica procesos intensivos en energía y recursos, lo que resulta en costos de producción considerablemente elevados en comparación con los combustibles fósiles convencionales. Estos altos costos dificultan la escalabilidad de la producción de DME en Chile y limitan su viabilidad económica sin apoyos adicionales, como subsidios o incentivos específicos. Falta de competitividad en el mercado: Debido a su alto costo de producción, el DME enfrenta dificultades para competir con combustibles tradicionales en sectores clave, como el transporte e industria. Sin incentivos fiscales o políticas que nivelen las condiciones frente a combustibles más económicos desde una perspectiva del usuario, el DME tiene una baja competitividad en el mercado. No existe una política que presione al mercado para un uso creciente del combustible Chile carece de políticas públicas orientadas a fomentar la investigación, el desarrollo tecnológico y la implementación de proyectos piloto relacionados con el DME. Esta ausencia también se extiende a la promoción de modelos de negocio que hagan viable la producción y comercialización del combustible,	Priorización de producción de otros combustibles alternativos sobre el diésel renovable: En Chile, la hoja de ruta SAF prioriza la producción de este combustible sobre otros combustibles alternativos derivados del aceite de cocina usado. En este contexto, el diésel renovable enfrenta competencia por el aceite de cocina usado recolectado en Chile, que se destina principalmente a la valorización de SAF mediante la metodología HEFA¹⁶⁷. Además, con objetivos concretos como acuerdos entre productores nacionales e internacionales y el desarrollo de una planta piloto antes del 2030, la producción de diésel renovable queda en un segundo plano. Exportación del aceite de cocina usado: El aceite de cocina usado es un insumo que se comercializa para la producción de combustibles alternativos como el biodiésel, diésel renovable y SAF. A la fecha no hay una industria de producción de estos combustibles en Chile, por lo que el aceite de cocina usado se exporta para su valorización. Falta de una regulación para aumentar el aceite de cocina usado acopiado: A la fecha las metas de valorización y recolección no consideran como residuo prioritario a los aceites de cocina usado

¹⁶⁷ Ésteres hidroprocesados y ácidos grasos (HEFA) es la tecnología más utilizada en la actualidad y emplea principalmente aceite usado de cocina. Además, se prevé que en los próximos 5 años el 85% del volumen SAF producido provenga de esa metodología exclusivamente.

	Gas Natural Renovable	Dimetil éter	Diésel Renovable
	No existe una política que presione al mercado para un uso creciente del combustible: Chile carece de políticas o regulaciones que exijan a las distribuidoras de combustibles la incorporación de cuotas crecientes de GNR en sus ventas habituales. Esta falta de normativa dificulta la expansión del mercado para el GNR, limitando su adopción y consolidación en el sector energético. A diferencia de países como Canadá, donde se promueve activamente su uso mediante cuotas obligatorias, la falta de medidas similares en Chile representa una barrera para su incorporación a la matriz. Bajo aprovechamiento del biogás generado en la producción de GNR: En Chile, una cantidad muy limitada de PTAS y rellenos sanitarios aprovechan el biogás generado para producir GNR, en comparación con el total de instalaciones existentes. La mayoría de estas instalaciones utilizan el biogás únicamente para la generación de electricidad de autoconsumo o lo queman, desaprovechando su potencial como fuente de GNR. Esta situación limita la capacidad de producción de GNR a nivel nacional y reduce el impacto positivo del biogás en la transición energética hacia alternativas sostenibles.	así como a incentivos que faciliten la adaptación de los consumidores finales al uso del DME. La falta de un marco regulatorio y de estímulos dirigidos al desarrollo integral de esta tecnología representa una brecha crítica para la consolidación del DME como alternativa energética en el mercado nacional.	dentro de la categoría de aceites lubricantes usados. Por lo tanto, no hay metas de acopio y valorización para el aceite de cocina usado en Chile. No existe una política que presione al mercado para un uso creciente del combustible: Chile carece de políticas o regulaciones que exijan a las distribuidoras de combustibles la incorporación de cuotas crecientes de diésel renovable en sus ventas habituales. Esta ausencia de presión normativa dificulta la expansión del mercado para el diésel renovable, limitando su adopción y consolidación en el sector transporte. A diferencia de países como EE. UU., donde se promueve activamente su uso mediante cuotas obligatorias. La falta de medidas similares en Chile representa una barrera para su implementación en la matriz

	Gas Natural Renovable	Dimetil éter	Diésel Renovable
Brechas de carbono neutralidad	Falta de una metodología estandarizada para la cuantificación de emisiones: En Chile, no se cuenta con una metodología estandarizada que permita medir y comparar de manera precisa las emisiones asociadas al ciclo de vida de los combustibles alternativos, incluidos el GNR, el dimetil éter y el diésel renovable. Esta ausencia genera incertidumbre respecto a si el combustible efectivamente es bajo en emisiones y limita la capacidad de justificar su adopción frente a combustibles tradicionales. Además, sin un marco claro para definir cuándo un combustible puede considerarse de bajas emisiones en comparación con los convencionales, se generan barreras tanto para el desarrollo de políticas públicas efectivas como para la atracción de inversiones destinadas a proyectos sostenibles en el sector energético.		

9. Recomendaciones

Las recomendaciones sobre los combustibles priorizados, presentados en la sección 8, tienen como objetivo habilitar su producción y consumo en los escenarios a corto (CP, 2030), mediano (MP, 2035) y largo plazo (LP, 2050) en Chile. Para estructurar esta propuesta de manera más clara, las recomendaciones se dividen en dos secciones. La primera aborda aspectos tecnológicos y normativos específicos para cada combustible. La segunda se centra en recomendar el combustible que tendría un mayor impacto en la meta de carbono neutralidad de Chile al 2050¹⁶⁸.

9.1. Recomendaciones en el ámbito de tecnología, regulación y certificación

9.1.1. General

A. Metodología para la cuantificación de emisiones

Normativa; CP

En términos generales y aplicable a todos los combustibles alternativos, incluyendo aquellos priorizados en este estudio, se propone la implementación de una metodología estandarizada que permita evaluar de manera rigurosa y objetiva las emisiones asociadas al ciclo de vida completo de estos combustibles. Este enfoque es esencial para establecer criterios claros que definan, desde el punto de vista normativo, en qué condiciones un combustible alternativo puede ser considerado como bajo en emisiones en comparación con su equivalente convencional. La estandarización de esta metodología no solo garantizaría la factibilidad en la comparación entre diferentes alternativas energéticas, sino que también brindaría un marco técnico y científico sólido para la toma de decisiones regulatorias y de política pública.

Se sugiere que el diseño y desarrollo de esta metodología esté liderado por instituciones relevantes, como podrían serlo el Ministerio del Medio Ambiente o la Comisión Nacional de Energía, y que se nutra de experiencias internacionales exitosas, como las desarrolladas en jurisdicciones avanzadas como Estados Unidos y la Unión Europea. Además, sería pertinente incluir procesos de consulta con actores clave del sector energético nacional durante su desarrollo, incluyendo expertos técnicos, representantes de la industria y organizaciones de la sociedad civil, para asegurar que la metodología se adapte a las particularidades del contexto chileno.

Es así como una correcta implementación de esta metodología no solo facilitaría la priorización de combustibles alternativos con mayor potencial de mitigación de emisiones, sino que también permitiría identificar posibles brechas en la cadena de suministros, debido a que se podrían detectar áreas donde las emisiones o los costos logísticos son mayores, facilitando así la planificación de intervenciones específicas para reducirlas o mejorar la eficiencia. Asimismo, fomentar la transparencia en los procesos de certificación internacional que evidencien las bajas emisiones, debido a que esto garantizaría que los combustibles alternativos sean reconocidos y aceptados en mercados internacionales, abriendo oportunidades de exportación y aumentando su competitividad en comparación con alternativas

¹⁶⁸ Se realizó esta separación puesto que el combustible a recomendar por sus posibles impactos en la carbono neutralidad depende de la implementación de las recomendaciones tecnológicas y normativas.

fósiles. Así como apoyar la creación de incentivos económicos para combustibles que cumplan con los estándares de bajas emisiones.

9.1.2. Gas natural renovable

A. Implementación de tecnologías de captura y purificación de biogás:

Tecnológicas; CP

Se recomienda que instalaciones como rellenos sanitarios y PTAS, especialmente en grandes ciudades como Santiago, Valparaíso y Concepción. Adopten tecnologías para la captura y purificación del biogás mediante redes de tuberías perforadas o pozos de extracción de biogás y su posterior purificación por absorción química mediante aminas. Esta medida resulta esencial, considerando que actualmente gran parte del biogás producido en estas instalaciones se quema o no se utiliza de manera óptima por la presencia de contaminantes como CO₂, y H₂S.

B. Incorporación del GNR en sistemas de generación eléctrica:

Tecnológica; CP

En complemento a la recomendación anterior, se recomienda promover la integración del GNR en sistemas de generación eléctrica como una alternativa complementaria para maximizar su aprovechamiento. Esta acción puede enfocarse tanto en su uso para autoconsumo energético en instalaciones específicas como en su inyección a la red eléctrica nacional. En particular, se sugiere priorizar zonas con acceso cercano a infraestructura de transmisión, facilitando la conexión y optimización del recurso.

C. Estudio de factibilidad para el transporte y distribución estratégica de GNR:

Tecnológica; CP

Se recomienda estudiar alternativas que permitan la factibilidad económica de proyectos que contemplen el transporte de GNR desde biorrefinerías hacia redes de distribución de gas o su uso en generación eléctrica conectada al sistema nacional. Las aplicaciones para el GNR que se plantean son tanto como uso puro al 100% o a través de porcentajes de mezcla con el gas natural. Este enfoque no solo incrementaría la competitividad del GNR frente a combustibles convencionales, sino que también fomentaría la inversión privada en infraestructura de transporte y almacenamiento, en regiones con alta generación de biogás y proximidad a redes eléctricas o plantas de distribución.

D. Regulaciones para el aprovechamiento de biogás:

Normativa; CP

Se propone complementar estas medidas tecnológicas con regulaciones que incentiven el aprovechamiento máximo del biogás, independientemente de su destino final, para evitar emisiones innecesarias a la atmósfera. Estas regulaciones podrían incluir límites en las emisiones generadas durante el tratamiento de los residuos sólidos en los rellenos sanitarios, así como el establecimiento de políticas que promuevan la incorporación progresiva de volúmenes mínimos de GNR en la matriz energética, siguiendo ejemplos de países como Canadá y Estados Unidos.

9.1.3. Dimetil éter

A. Seguimiento de proyectos para mezclas de DME con diésel y GLP:

Tecnológica; CP

Se ha identificado que una mezcla máxima del 20% de DME con diésel garantiza la funcionalidad y seguridad de los motores de combustión, mientras que, para el GLP, este límite se establece en un 12%. En este contexto, se recomienda una revisión constante de los nuevos hallazgos tecnológicos relacionados al desempeño técnico y económico de estas mezclas. Este seguimiento permitiría la implementación de tecnología vanguardista en el país, facilitando la adopción progresiva de soluciones que permitan avanzar hacia los objetivos de carbono neutralidad del país.

B. Monitoreo de proyectos piloto

Tecnológica; MP

En línea con la recomendación de monitorear los avances tecnológicos en mezclas de DME con diésel y GLP, se propone realizar un seguimiento detallado a proyectos piloto relacionados al DME obtenido a partir de metanol verde en aplicaciones específicas, como el Proyecto Power-to-MEDME en Chile. Este proyecto, enfocado en el uso de DME en camiones CAEX de alto tonelaje para la minería, ofrece una oportunidad clave para identificar brechas tecnológicas, evaluar la rentabilidad y analizar los desafíos operativos asociados al uso de este combustible alternativo.

C. Desarrollo de normativa de seguridad para mezclas de DME y GLP

Normativa; MP

El DME presenta un potencial significativo como reemplazo parcial del GLP de hasta un 12% en aplicaciones de generación de calor, como cocinas, calefontos y calderas. Sin embargo, debido a su menor densidad energética, su implementación exige adaptaciones técnicas como un sistema de almacenamiento de mayor capacidad, un flujo incrementado para su combustión y el uso de materiales resistentes a su naturaleza corrosiva. Por ello, se recomienda desarrollar una normativa específica que regule dichas adaptaciones, asegurando estándares de seguridad en el manejo, transporte y almacenamiento del combustible, así como en la modificación de los equipos, garantizando su uso eficiente y seguro.

D. Desarrollo de normativa de seguridad para mezclas de DME y diésel

Normativa; MP

Al igual que en su aplicación como reemplazo parcial del GLP, se requiere una normativa que garantice la seguridad y eficiencia en la implementación del DME como componente de mezclas con diésel en motores de combustión interna. Este uso, que permite mezclas de hasta un 20% de DME, plantea desafíos técnicos específicos, como la necesidad de adaptar los motores debido a su menor densidad energética, que demanda mayores volúmenes de almacenamiento y un flujo más elevado de combustible. Además, debe abordarse su carácter corrosivo, que afecta materiales como caucho y elastómeros. Por tanto, se recomienda desarrollar la normativa de seguridad para las adaptaciones para el uso de estas mezclas y para el transporte y almacenamiento del DME, dado que no está incluido

en normas como el Decreto N°298 (1994) Ministerio de Transporte y Telecomunicaciones o Decreto N°43 (2015) Ministerio de Salud.

E. Políticas públicas para fomentar investigación y desarrollo tecnológico

Normativa; MP

Se recomienda establecer políticas públicas que promuevan la investigación y el desarrollo tecnológico orientado al uso seguro y buenas prácticas del DME en equipos como motores de combustión interna que emplean diésel. Estas políticas deben priorizar la generación de know how y la implementación de soluciones innovadoras que aborden los desafíos asociados al DME. Como lo realizado por el Instituto Milenio en Amoniaco Verde, la cual tiene como una de sus líneas de investigación la seguridad y buenas prácticas en la producción de amónico en Chile.

F. Política para la incorporación progresiva del DME en la matriz energética

Normativa; MP

Se recomienda el diseño y adopción de una política pública que promueva la incorporación gradual del DME en la matriz energética del país, con un enfoque creciente de participación de la mezcla a lo largo del tiempo. Esta política debe estar alineada con el desarrollo de tecnologías que permitan mejorar la compatibilidad técnica y económica del DME, especialmente en sectores estratégicos como el transporte y la generación de calor.

G. Direcccionar la industria de la hidrogeno verde a la producción de DME

Tecnológica; LP

En línea con el desarrollo de la industria del hidrógeno verde en Chile y las tasas de incorporación en la matriz propuestas, se recomienda dirigir parte del hidrógeno producido hacia la elaboración de metanol verde como insumo clave para la síntesis de DME. Esta mayor penetración en el mercado contribuiría a la reducción de costos operativos en su producción y precios de consumo, debido a economías de escala y optimización de procesos industriales.

9.1.4. Diésel renovable

A. Establecer una equivalencia del diésel renovable con el diésel fósil

Normativa; CP

Esta recomendación establece especificaciones técnicas y estandarizadas para la calidad del diésel renovable destinado a su comercialización en Chile. Estas especificaciones aplican tanto para el diésel renovable de producción local como al proveniente de importaciones, garantizando uniformidad y confiabilidad en el mercado.

En este sentido, se recomienda priorizar la definición y establecer un grado de equivalencia entre el diésel renovable y los tipos de diésel fósil actualmente regulados (A-1, B-1 y B-2) bajo el Decreto Supremo N°60 (2011) Ministerio de Energía.

B. Elaborar metas para el acopio y valorización del aceite de cocina usado

Normativa; CP

Esta recomendación se relaciona con la ausencia de metas específicas para el acopio y valorización del aceite de cocina usado en Chile en la Ley de Responsabilidad Extendida del Productor (Ley REP). Incluso dentro del marco de productos prioritarios como el ALU, el aceite de cocina usado no fue incluido en las definiciones del artículo 2 del Decreto Supremo N°47 (2024) Ministerio del Medio Ambiente, que, en cambio, establece metas para la recolección y valorización de aceites lubricantes usados. Esta omisión representa una oportunidad significativa para mejorar la gestión del aceite de cocina usado. Incorporar este residuo como producto prioritario en la Ley REP contribuiría a aumentar los volúmenes recolectados y valorizados en los próximos años.

C. Aprovechar la infraestructura de la refinación de petróleo en Chile

Tecnológica; MP

Alineada con las recomendaciones normativas previas que regulan el mercado de la comercialización del diésel renovable y establecen metas para acopiar la materia prima para la producción del diésel renovable. Se recomienda aprovechar la infraestructura utilizada la industria de la refinación del petróleo en Chile, específicamente la tecnología de hidrotratamiento utilizada para purificar los derivados del petróleo y cumplir con las especificaciones de calidad para los combustibles, Decreto Supremo N°60 (2011) Ministerio de Energía. Esta misma tecnología se puede utilizar para iniciar la producción del diésel renovable en Chile.

D. Impuesto para el diésel renovable

Normativo; CP

Esta recomendación está relacionada con explorar algún impuesto que reduzca la carga tributaria del diésel renovable en comparación con el diésel fósil, para incentivar su adopción en el sector transporte.

E. Política para la incorporación del diésel renovable en la matriz energética

Normativa; MP

Se recomienda el diseño y adopción de una política pública que promueva la incorporación gradual del diésel renovable en la matriz energética del país, con un enfoque creciente de participación a lo largo del tiempo. Esta política debe proponer que las distribuidoras de combustibles fósiles incluyan progresivamente el diésel renovable en sus ventas contribuyendo a su disponibilidad en el mercado nacional y apoyando los objetivos de carbono neutralidad.

9.2. Recomendaciones para la carbono neutralidad

A. Diesel renovable

CP, MP

El diésel renovable se posiciona como el combustible más relevante para que Chile logre su meta de carbono neutralidad al 2050, con un potencial de mitigación de emisiones GEI estimado de 14380 ktonCO₂e. Su priorización en el corto plazo se justifica por la compatibilidad tecnológica del diésel renovable con los motores de diésel convencional, sin costos adicionales para los usuarios. Gas natural renovable

B. Gas Natural Renovable

CP

El GNR se presenta como una opción complementaria para la transición energética en Chile, aprovechando gases de rellenos sanitarios y PTAS que, de otro modo, terminarían en la atmósfera. Como sustituto total del gas natural convencional, el GNR permite mitigar emisiones en hasta 2676,59 ktonCO₂e anuales para el año 2050.

C. Dimetil éter

LP

El DME derivado de hidrógeno verde se encuentra actualmente en una etapa incipiente de incorporación a la matriz energética en el país, siendo el proyecto Power-to-MEDME la única iniciativa en desarrollo. No obstante, su contribución a la carbono neutralidad es prometedora, con un impacto positivo proyectado en 65,54 ktonCO₂e anuales mitigadas para 2050, potencial que podría incrementarse significativamente a medida que avancen tanto el desarrollo del hidrógeno verde como la implementación de su estrategia nacional.

Referencias bibliográficas

- | | |
|---|---|
| <p>[1] International Organization for Standardization, Greenhouse gases. Part 1: Specification with guidance at the organization level for quantification and reporting of greenhouse gas emissions and removals (ISO 14064-1), 2018.</p> <p>[2] Intergovernmental Panel on Climate Change, «Sixth Assessment Report. Climate Change 2023,» 2023. [En línea]. Available: https://www.ipcc.ch/report/ar6/syr/. [Último acceso: 23 8 2024].</p> <p>[3] International Organization for Standardization, «Greenhouse gases. Part 2: Specification with guidance at the project level for quantification, monitoring and reporting of greenhouse gas emission reductions or removal enhancements (ISO 14064-2),» 2019. [En línea]. [Último acceso: 2024].</p> <p>[4] Instituto Nacional de Normalización, «Gases de efecto invernadero - Orientaciones para demostrar la neutralidad de emisiones (NCh3300),» 2014. [En línea]. [Último acceso: 2024].</p> <p>[5] Intergovernmental Panel on Climate Change, Global Warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, Cambridge, UK and New York, USA, 2018.</p> <p>[6] International Organization for , «Climate change management. Transition to net zero - Part 1: Carbon neutrality (ISO 14068-1)», 2023., Climate change management. Transition to net zero - Part 1: Carbon neutrality (ISO 14068-1), 2023.</p> | <p>[7] Ministerio de Energía, «Política energética nacional. Actualización 2022,» 2022. [En línea]. Available: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/actualizacion_politica_energetica_nacional.pdf. [Último acceso: 23 8 2024].</p> <p>[8] World Business Council for Sustainable Development y World Resources Institute, «Product Life Cycle Accounting and Reporting Standard,» 2011. [En línea]. [Último acceso: 2024].</p> <p>[9] Ministerio de Medio Ambiente, «Ley Marco de Cambio Climático,» 2022. [En línea]. [Último acceso: 2024].</p> <p>[10] Universidad de Granada, «Proceso Fischer-Tropsch,» sf. [En línea]. Available: https://wpd.ugr.es/~academia/CicloConf1110/05%20Proceso%20Fischer-Tropsch.pdf. [Último acceso: 2024].</p> <p>[11] IPCC, «Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero,» 2024. [En línea]. Available: https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/spanish/pdf/2_Volume2/V2_1_Ch1_Introduction.pdf.</p> <p>[12] IEA, «Energy Statistics Data Browser,» 2023. [En línea]. Available: https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/energy-statistics-data-browser?country=WORLD&fuel=Energy%20supply&indicator=TESbySource. [Último acceso: 2024].</p> <p>[13] IEA, «World Energy Balances: Overview,» 2020. [En línea]. Available: https://www.iea.org/reports/world-energy-balances-overview/world. [Último acceso: 2024].</p> <p>[14] IRENA, «Power to heat and cooling: Status,» 2023. [En línea]. Available: https://www.irena.org/Innovation-</p> |
|---|---|

	landscape-for-smart-electrification/Power-to-heat-and-cooling/Status#:~:text=The%20majority%20of%20heat%20generation,) %20(IEA%2C%202022a).. [Último acceso: 2024].		energía&_sft_etiquetas-estadística=balance-energetico. [Último acceso: 16 Septiembre 2024].
[15]	U.S. Energy Information Administration, «Chapter 8. Transportation sector energy consumption,» 2016. [En línea]. Available: https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/transportation.pdf .	[25]	Administración de Información Energética de Estados Unidos - EIA, «Oil and petroleum products explained,» [En línea]. Available: https://www.eia.gov/energyexplained/oil-and-petroleum-products/oil-and-the-environment.php#:~:text=Exploring%20and%20drilling%20for%20oil,clearing%20an%20area%20of%20vegetation.. [Último acceso: 09 2024].
[16]	International Energy Agency, «IEA,» 2023. [En línea]. Available: https://iea.blob.core.windows.net/assets/a72a7ffa-c5f2-4ed8-a2bf-eb035931d95c/Coal_2023.pdf .	[26]	Organización Marítima Internacional (OMI), «Organización Marítima Internacional (OMI),» 20 Diciembre 2019. [En línea]. Available: https://www.imo.org/es/MediaCentre/PressBriefings/Paginas/34-IMO-2020-sulphur-limit-.aspx . [Último acceso: 19 Septiembre 2024].
[17]	U.S. Energy Information Administration, «Oil and petroleum products explained,» 22 Agosto 2023. [En línea]. Available: https://www.eia.gov/energyexplained/oil-and-petroleum-products/use-of-oil.php . [Último acceso: 29 Agosto 2024].	[27]	Agencia Internacional de Energía - IEA, «Oil products final consumption by sector, Chile, 1990-2021.» [En línea]. Available: https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/energy-statistics-data-browser?country=CHILE&fuel=Oil&indicator=OilProductsConsBySector . [Último acceso: 09 2024].
[18]	S&P Global, «Moving mountains: Covid-19 and peak oil demand,» 15 Abril 2024. [En línea]. Available: https://www.spglobal.com/en/research-insights/special-reports/moving-mountains-covid-19-and-peak-oil-demand#:~:text=COVID%2D19's%20impact%20on%20the,Platts%20Analytics%20Future%20Energy%20Outlooks. [Último acceso: 28 Agosto 2024].	[28]	Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos - EPA, «AP-42: Compilation of Air Emissions Factors from Stationary Sources,» 2024. [En línea]. Available: https://www.epa.gov/air-emissions-factors-and-quantification/ap-42-compilation-air-emissions-factors-stationary-sources .
[19]	Aduanas de Chile, «Importaciones por país y producto,» Aduanas de Chile, 15 Mayo 2020. [En línea]. Available: https://www.aduana.cl/importaciones-por-pais-y-producto/aduana/2020-05-15/100754.html . [Último acceso: 16 Septiembre 2024].	[29]	Ministerio del Medio Ambiente, <i>Guía Metodológica para la estimación de emisiones provenientes de fuentes puntuales</i> , 2019.
[20]	IEA, «Oil demand by sector and scenario to 2030,» 2022. [En línea]. Available: https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/oil-demand-by-sector-and-scenario-to-2030 . [Último acceso: 29 Agosto 2024].	[30]	Asociación Nacional de Pavimentos Asfálticos - NAPA, <i>The Carbon Footprint of Asphalt Pavements - A reference document for decarbonization</i> , 2024.
[21]	Ministerio de Energía de Chile, «Balance Nacional de Energía 2022,» 2 Enero 2024. [En línea]. Available: http://energiaabierta.cl/categorias-estadistica/balance-energetico?_sft_organismos-estadistica=ministerio-de-energia&_sft_etiquetas-estadistica=balance-energetico . [Último acceso: 19 Septiembre 2024].	[31]	U.S. Energy Information Administration, «Octane in depth,» [En línea]. Available: https://www.eia.gov/energyexplained/gasoline/octane-in-depth.php#:~:text=Regular%20(the%20lowest%20octane%20fuel,fuel%E2%80%93generally%2091%E2%80%93934).
[22]	International Energy Agency, «Energy Statistics Data Browser: Oil Production,» [En línea]. Available: https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/energy-statistics-data-browser?country=WORLD&fuel=Oil&indicator=OilProd . [Último acceso: 2024].	[32]	U.S. Energy Information Administration, «Annual Refined Petroleum Products Consumption,» Agosto 2023. [En línea]. Available: https://www.eia.gov/international/data/country/CHL/petroleum-and-other-liquids/annual-refined-petroleum-products-consumption?pd=5&p=0000001001vg00000000000000000000000000000000g&u=0&f=A&v=mapbubble&a=-&i=none&vo=value&&t=C&g=none&l=249--37&s=94694400000 . [Último acceso: 29 Agosto 2024].
[23]	Comisión Nacional de Energía Chile, «Estadísticas del Sector Hidrocarburos en Chile,» 22 Septiembre 2023. [En línea]. Available: https://www.cne.cl/estadisticas/hidrocarburo/ . [Último acceso: 3 Septiembre 2024].	[33]	AgAir Update, «Futuro del AVGAS,» ISSU, Noviembre 2021. [En línea]. Available: https://issuu.com/aau_proofs/docs/aau_s_6920f949e9a022/s/13814126 . [Último acceso: 2 Septiembre 2024].
[24]	Comisión Nacional de Energía, «Energía abierta,» 2 Enero 2024. [En línea]. Available: http://energiaabierta.cl/categorias-estadistica/balance-energetico?_sft_organismos-estadistica=ministerio-de-		

Informe Final

Consultoría “Combustibles Carbono Neutral como alternativas a los combustibles fósiles en el mercado nacional de hidrocarburos: Estado del arte oportunidades y desafíos”

- [34] Departamento de Recursos Naturales de Canadá, *Learn the facts: Fuel consumption and CO₂*, 2014. https://climate.ec.europa.eu/system/files/2016-11/aegpL_en.pdf.
- [35] Ministerio del Medio Ambiente, «Informe del Inventario Nacional de Chile 2020: Inventario nacional de gases de efecto invernadero y otros contaminantes climáticos 1990-2018,» 2020.
- [36] J. Speight, «Production, properties and environmental impact of Hydrocarbon Fuel Conversion,» *Advances in Clean Hydrocarbon Fuel Processing*, pp. 54-82, 2011.
- [37] International Energy Agency, «IEA,» 2023. [En línea]. Available: https://iea.blob.core.windows.net/assets/a72a7ffa-c5f2-4ed8-a2bf-eb035931d95c/Coal_2023.pdf.
- [38] Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos, «Learn About Impacts of Diesel Exhaust and the Diesel Emissions Reduction Act (DERA),» [En línea]. Available: <https://www.epa.gov/dera/learn-about-impacts-diesel-exhaust-and-diesel-emissions-reduction-act-dera#:~:text=Environment%20%2D%20Emissions%20from%20diesel%20engines,%2C%20produce%2C%20meat%20and%20fish..> [Último acceso: 09 Septiembre 2024].
- [39] Esmax, «Ficha u hoja de seguridad de kerosene domestico o industrial,» 18 Abril 2022. [En línea]. Available: https://www.petrobrasdistribucion.cl/wp-content/uploads/2020/08/HDS_KEROSENE.pdf. [Último acceso: 4 Septiembre 2024].
- [40] E. Mills, «Global Kerosene Subsidies: An Obstacle to Energy Efficiency,» *World Development*, vol. 99, pp. 463-480, 2017.
- [41] Public Health England, «Kerosene Incident Management,» Agosto 2019. [En línea]. Available: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/825235/Kerosene_incident_management_PHE_2019.pdf. [Último acceso: 4 Septiembre 2024].
- [42] G. K. M. R. W. N. V. C., «Effects and mechanisms of kerosene use-related toxicity,» *Environmental Toxicology and Pharmacology*, vol. 40, n° 1, pp. 57-70, 2015.
- [43] Organización de Aviación Civil Internacional, «Aircraft Engine Emissions,» [En línea]. Available: <https://www.icao.int/environmental-protection/pages/aircraft-engine-emissions.aspx>. [Último acceso: 09 Septiembre 2024].
- [44] Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático, *IPCC Special Report Aviation and the Global Atmosphere*, 1999.
- [45] Z. Jiang, W. Lin, N. Haomia, J. Zheny, Q. Zhaoyu, L. Yan, Z. Qijun, W. Ting, P. Jianfei y M. Hongjun, «Investigating the impact of high-altitude on vehicle carbon emissions: A comprehensive on-road driving study,» *Science of The Total Environment*, vol. 918, 03 2024.
- [46] European LPG Association, «AEGPL response to Commission's consultation,» [En línea]. Available: https://climate.ec.europa.eu/system/files/2016-11/aegpL_en.pdf.
- [47] T. W. L. G. A. (WLGA), «Statistic Review of Global LPG,» Argus Media group, 2023.
- [48] World LPG Association, «Accelerating the LPG Transition: Global Lessons from Innovative Business and Distribution Models,» 2018. [En línea]. Available: <https://www.worldliquidgas.org/wp-content/uploads/2018/10/Accelerating-the-LPG-Transition.pdf>. [Último acceso: 3 Septiembre 2024].
- [49] Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos - EPA, «AP-42: Compilation of Air Emissions Factors from Stationary Sources,» 2024. [En línea]. Available: <https://www.epa.gov/air-emissions-factors-and-quantification/ap-42-compilation-air-emissions-factors-stationary-sources>.
- [50] U.S. Energy Information Administration, «Carbon Dioxide Emissions Coefficients,» 7 Septiembre 2023. [En línea]. Available: https://www.eia.gov/environment/emissions/co2_vol_mass.php. [Último acceso: 29 Agosto 2024].
- [51] IEA, «World Energy Balances: Overview,» IEA, 2021. [En línea]. Available: <https://www.iea.org/reports/world-energy-balances-overview/world>. [Último acceso: 29 Agosto 2024].
- [52] D. d. I. d. Statista, «Number of natural gas power stations worldwide as of 2022, by country,» 20 Diciembre 2023. [En línea]. Available: <https://www.statista.com/statistics/1281761/number-of-gas-power-plants-by-country/>. [Último acceso: 29 Agosto 2024].
- [53] Ecoinvent, «Fuels,» 2024. [En línea]. Available: <https://support.ecoinvent.org/fuels>.
- [54] International Energy Agency, «Natural gas,» 2024. [En línea]. Available: <https://www.iea.org/energy-system/fossil-fuels/natural-gas#tracking>.
- [55] R. Kozulj, «Situación y perspectivas del gas natural licuado en América del Sur,» Febrero 2008. [En línea]. Available: <https://repositorio.cepal.org/server/api/core/bitstreams/00235e3d-0f68-4907-9dd4-c4934a4b1462/content>.
- [56] MundoMarítimo, «Terminales de regasificación Quintero y Mejillones en Chile contabilizan el arribo de 28 tanqueros de GNL en 2019,» MundoMarítimo, 16 Diciembre 2019. [En línea]. Available: <https://www.mundomaritimo.cl/noticias/terminales-de-regasificacion-quintero-y-mejillones-en-chile-contabilizan-el-arribo-de-28-tanqueros-de-gnl-en-2019>.
- [57] Administración de Información Energética de Estados Unidos, «Natural gas explained - Natural gas and the environment,» [En línea]. Available: <https://www.eia.gov/energyexplained/natural>.

Informe Final

Consultoría “Combustibles Carbono Neutral como alternativas a los combustibles fósiles en el mercado nacional de hidrocarburos: Estado del arte oportunidades y desafíos”

- gas/natural-gas-and-the-environment.php. [Último acceso: 09 2024].
- [58] Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos, «EPA's Study of Hydraulic Fracturing and Its Potential Impact on Drinking Water Resources,» [En línea]. Available: <https://cfpub.epa.gov/ncea/hfstudy/recordisplay.cfm?deid=332990>. [Último acceso: 09 2024].
- [59] MET Energía, «Natural gas transportation: How is natural gas transported?,» [En línea]. Available: <https://group.met.com/en/media/energy-insight/natural-gas-transportation>. [Último acceso: 09 2024].
- [60] Departamento de Recursos Naturales de Canadá, *Heating with Gas*, 2012.
- [61] Departamento de Energía de los Estados Unidos, «Natural Gas Vehicle Emissions,» [En línea]. Available: <https://afdc.energy.gov/vehicles/natural-gas-emissions>. [Último acceso: 09 2024].
- [62] Repsol, «What is cogeneration of energy?,» [En línea]. Available: <https://www.repsol.com/en/energy-and-the-future/future-of-the-world/cogeneration/index.cshmtl#:~:text=Cogeneration%20systems,-Depending%20on%20the&text=Gas%20turbine%20co-generation%3A%20On%20this,the%20mechanical%20energy%20into%20electricity..> [Último acceso: 09 2024].
- [63] Agencia Internacional de Energía, «Ammonia Technology Roadmap - Executive Summary,» [En línea]. Available: <https://www.iea.org/reports/ammonia-technology-roadmap/executive-summary>. [Último acceso: 09 2024].
- [64] Ministerio de Energía Gobierno de Chile, «Informe Balance Nacional de Energía 2020,» Santiago, 2022.
- [65] Ministerio de Energía de Chile, «Ministerio de Energía anuncia histórico cierre adelantado de centrales a carbón,» Ministerio de Energía de Chile, 8 JULIO 2021. [En línea]. Available: <https://energia.gob.cl/noticias/los-lagos/ministerio-de-energia-anuncia-historico-cierre-adelantado-de-centrales-carbon>.
- [66] M. Chadwick, N. Lindman y N. Highton, *Environmental Impacts of Coal Mining & Utilization*, 1987.
- [67] Ministerio de Energía de Chile, «Plan de Retiro y/o Reconversión de Unidades a Carbón,» Santiago.
- [68] Eurostat, «La madera como fuente de energía,» 2016. [En línea]. Available: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Archive:Wood_as_a_source_of_energy.
- [69] Natural Resources Canada, «Energy Efficiency Trends in Canada,» 2019. [En línea]. Available: <https://oee.nrcan.gc.ca/publications/statistics/trends/2019/industrial.cfm>.
- [70] D. Alderman, «U.S. Forest Products Annual Market Review and Prospect 2015-2021,» Forest Products Laboratory, 2022.
- [71] Eurostat, «Energy Interactive Publications,» 2024. [En línea]. Available: <https://ec.europa.eu/eurostat/web/interactive-publications/energy-2024#energy-consumption>.
- [72] Corporación de Desarrollo Tecnológico, «MEDICIÓN DEL CONSUMO NACIONAL DE LEÑA Y OTROS COMBUSTIBLES SÓLIDOS DERIVADOS DE LA MADERA,» 2015.
- [73] Instituto Forestal (INFOR, «Sistema de Información de los Mercados de la Energía de la Biomasa,» [En línea]. Available: https://simef.infor.cl/reporte_lenia/.
- [74] Ministerio del Medio Ambiente, Sistema Nacional de Inventarios de Gases de Efecto Invernadero, «Inventario nacional de gases de efecto invernadero y otros contaminantes climáticos 1990-2020,» 2023 Febrero 2023. [En línea]. Available: https://snichile.mma.gob.cl/wp-content/uploads/2023/04/2022_IIN_CL.pdf.
- [75] E. Díaz-Nigenda, W. Vázquez-Morales, A. Venegas-Sandoval, H. Morales-Iglesias y S. Hernández-Jiménez, «Emissions generated by firewood and charcoal consumption in fast-food preparation,» *Ecosistemas y recurso agropecuarios*, vol. 8, n° 2, 2021.
- [76] S. Y. Gutiérrez Muñoz, «Relación entre uso de leña intradomiciliario y la ocurrencia de enfermedades respiratorias crónicas en la cohorte del MAUCO,» 2019.
- [77] A. Juneman y G. Jegarreta, «Inhalación de humo de leña; una causa relevante pero poco reconocida de Enfermedad Pulmonar Obstructiva Crónica,» *Revista Americana de Medicina*, vol. 7, n° 2, pp. 21-57, 2007.
- [78] MMA, «Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC),» 2024. [En línea]. Available: <https://cambioclimatico.mma.gob.cl/contribucion-determinada-ndc/descripcion-del-instrumento/>. [Último acceso: 2024].
- [79] MMA, «Contribución Determinada a Nivel Nacional. Actualización 2020,» 2020. [En línea]. Available: https://cambioclimatico.mma.gob.cl/wp-content/uploads/2020/08/NDC_2020_Espanol_PDF_web.pdf. [Último acceso: 2024].
- [80] MMA, «Estrategia climática a largo plazo,» 2021. [En línea]. Available: <https://cambioclimatico.mma.gob.cl/wp-content/uploads/2021/11/ECLP-LIVIANO.pdf>. [Último acceso: 2024].
- [81] Ministerio de Energía, «Anteproyecto del plan sectorial de adaptación y mitigación al cambio climático del sector energía,» 2024. [En línea]. Available: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/202407_psma_energia_consulta.pdf. [Último acceso: 2024].

Informe Final

Consultoría “Combustibles Carbono Neutral como alternativas a los combustibles fósiles en el mercado nacional de hidrocarburos: Estado del arte oportunidades y desafíos”

- [82] Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones, «Estrategia Nacional de Movilidad Sostenible,» 2022. [En línea]. Available: <https://www.subtrans.gob.cl/wp-content/uploads/2022/11/Documento-oficial-ENMS-2023-SECTRA.pdf>. [Último acceso: 2024].
- [83] Ministerio de Transporte y Telecomunicaciones, «Plan Sectorial de Mitigación y Adaptación al Cambio Climático,» Santiago de Chile, 2024.
- [84] Ministerio de Energía, «Plan Sectorial de Cambio Climático de Minería,» 2024. [En línea]. Available: https://www.cepal.org/sites/default/files/events/files/1_psc-ministerioineriachile_0.pdf. [Último acceso: 2024].
- [85] Ministerio de Minería, «Anteproyecto del Plan Sectorial de Cambio Climático de Minería,» 2024. [En línea]. Available: <https://minmineria.sharepoint.com/Shared%20Documents/Forms/AllItems.aspx?id=%2FShared%20Documents%2FParticipación%20Ciudadana%2FCambio%20Climático%2FAnteproyecto%2FAnteproyecto%20PSCC%20Minería%20-%20Final-2%2Epdf&parent=%2FShared%20Documents%2FParticipac>. [Último acceso: 2024].
- [86] RENOVA, «Renova informa,» sf. [En línea]. Available: <https://www.coordinador.cl/renova/renova-informa/>. [Último acceso: 2024].
- [87] Ministerio de Energía de Chile, «Agenda de Energía 2022 - 2026,» 2022. [En línea]. Available: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/agenda_energia_2022_-_2026.pdf.
- [88] Ministerio de Energía de Chile, *Hoja de Ruta SAF 2050 - Documento para el proceso de Consulta Pública*, 2024.
- [89] Gobierno de Chile, *Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde*, 2020.
- [90] Gobierno de Chile, *Plan de Acción de Hidrógeno Verde 2023 - 2030*, 2024.
- [91] MMA, «Ley Marco de Cambio Climático N° 21455,» 2022. [En línea]. Available: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1177286>. [Último acceso: 2024].
- [92] Ministerio de Hacienda, «Reforma tributaria que modifica el sistema de tributación de la renta e introduce diversos ajustes en el sistema tributario,» 2023. [En línea]. Available: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1067194>. [Último acceso: 2024].
- [93] GIZ, «Estrategia de los impuestos verdes en Chile,» 2020. [En línea]. Available: <https://4echile.cl/wp-content/uploads/2020/08/1.-Estrategia-de-los-Impuestos-Verdes-en-Chile.pdf>. [Último acceso: 2024].
- [94] Ministerio del Medio Ambiente, «APRUEBA REGLAMENTO DE PROYECTOS DE REDUCCIÓN DE EMISIONES DE CONTAMINANTES PARA COMPENSAR EMISIONES GRAVADAS CONFORME A LO DISPUESTO EN EL ARTÍCULO 8° DE LA LEY N° 20.780,» Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, 25 Enero 2023. [En línea]. Available: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar/imprimir?idNorma=1196414&idVersion=2023-09-29>.
- [95] Superintendencia del Medio Ambiente, «Título 1: Instructivo para la cuantificación de las emisiones de fuentes fijas afectas al impuesto del artículo 8 de la Ley 20780,» sf. [En línea]. Available: <https://portal.sma.gob.cl/wp-content/uploads/download-manager-files/Titulo%20I%20Medicion.pdf>. [Último acceso: 2024].
- [96] MMA, «Decreto 63. Aprueba reglamento que fija las obligaciones y procedimientos relativos a la identificación de los contribuyentes afectos, y que establece los procedimientos administrativos necesarios para la aplicación del impuesto que grava las emisiones,» 2023. [En línea]. Available: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1188477>. [Último acceso: 2024].
- [97] MMA y Superintendencia del Medio Ambiente, «Resolución 585 exenta,» 2023. [En línea]. Available: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?i=1191201>. [Último acceso: 2024].
- [98] Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, «Ley 20257,» 2013. [En línea]. Available: <https://bcn.cl/2f76w>. [Último acceso: 2024].
- [99] Ministerio de Energía, «Plan Nacional de Eficiencia Energética 2022 - 2026,» 2022. [En línea]. Available: https://energia.gob.cl/sites/default/files/17_plan_nacional_de_eficiencia_energetica_2022-2026.pdf. [Último acceso: 2024].
- [100] Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, «Decreto 11,» 2008. [En línea]. Available: <https://bcn.cl/2lb6k>. [Último acceso: 2024].
- [101] Ministerio de Energía, «Ley 21499,» 2022. [En línea]. Available: <https://bcn.cl/3982d>. [Último acceso: 2024].
- [102] Ministerio de Energía, «Resolución 8,» 2024. [En línea]. Available: <https://bcn.cl/3ii1w>. [Último acceso: 2024].
- [103] Ministerio de Hacienda, «Ley 18.502,» 2023. [En línea]. Available: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=29903>. [Último acceso: 2024].
- [104] Ministerio de Energía de Chile, *Decreto Supremo 119*, 2016.
- [105] Ministerio de Energía de Chile, «Decreto Supremo 13,» 2024. [En línea]. Available: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1204465>.
- [106] Ministerio de Transportes y telecomunicaciones, «Decreto 298 REGLAMENTA TRANSPORTE DE CARGAS PELIGROSAS POR CALLES Y CAMINOS,» Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, 21 Julio

Informe Final

Consultoría “Combustibles Carbono Neutral como alternativas a los combustibles fósiles en el mercado nacional de hidrocarburos: Estado del arte oportunidades y desafíos”

2022. [En línea]. Available: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=12087>.
- [107] Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, «Decreto Supremo 160 APRUEBA REGLAMENTO DE SEGURIDAD PARA LAS INSTALACIONES Y OPERACIONES DE PRODUCCIÓN Y REFINACIÓN, TRANSPORTE, ALMACENAMIENTO, DISTRIBUCIÓN Y ABASTECIMIENTO DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS,» 26 Mayo 2008. [En línea]. Available: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1004120>.
- [108] Ministerio de Energía, «Decreto 201 DECLARA NORMA OFICIAL DE LA REPÚBLICA DE CHILE LA NORMA CHILENA NCH3213.OF2010, SOBRE BIOMETANO,» Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, 7 Septiembre 2010. [En línea]. Available: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1017038&idVersion=2010-09-15>.
- [109] The White House, *Executive Order on Tackling the Climate Crisis at Home and Abroad*, 2021.
- [110] Washington Department of Ecology, «Washington's Cap-and-Invest Program,» [En línea]. Available: <https://ecology.wa.gov/air-climate/climate-commitment-act/cap-and-invest>. [Último acceso: 08 2024].
- [111] New York State Energy Research and Development Authority - NYSERDA, «Cap-and-Invest,» [En línea]. Available: <https://capandinvest.ny.gov/>. [Último acceso: 08 2024].
- [112] Washing State Legislature, *Chapter 70A.65 RCW: Greenhouse Gas Emissions - Cap and Invest Program*, 2024.
- [113] Texas Secretary of State, *16 Tex. Admin. Code § 25.173 - Renewable Energy Credit Program*, 2024.
- [114] Conferencia Nacional de Legislaturas Estatales - NCSL, «State Renewable Portfolio Standards and Goals,» [En línea]. Available: [https://www.ncsl.org/energy/state-renewable-portfolio-standards-and-goals#:~:text=Renewable%20Portfolio%20Standards%20\(RPS\)%20require,production%20and%20encourage%20economic%20development..](https://www.ncsl.org/energy/state-renewable-portfolio-standards-and-goals#:~:text=Renewable%20Portfolio%20Standards%20(RPS)%20require,production%20and%20encourage%20economic%20development..) [Último acceso: 08 2024].
- [115] Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos, «Greenhouse Gas Standards and Guidelines for Fossil Fuel-Fired Power Plants,» [En línea]. Available: <https://www.epa.gov/stationary-sources-air-pollution/greenhouse-gas-standards-and-guidelines-fossil-fuel-fired-power>. [Último acceso: 09 2024].
- [116] Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos, *40 CFR 60*, 2024.
- [117] U.S. Department of Energy, «Alternative Fuel Excise Tax Credit,» sf. [En línea]. Available: <https://afdc.energy.gov/laws/319>. [Último acceso: 2024].
- [118] U.S. Department of Energy, «Inflation Reduction Act of 2022,» 2022. [En línea]. Available: <https://afdc.energy.gov/laws/inflation-reduction-act-summary>. [Último acceso: 2024].
- [119] U.S. Code, «26 U.S. Code § 6426 - Credit for alcohol fuel, biodiesel, and alternative fuel mixtures,» [En línea]. Available: <https://www.law.cornell.edu/uscode/text/26/6426>.
- [120] IRS, «Alternative Fuel Vehicle Refueling Property Credit,» sf. [En línea]. Available: <https://www.irs.gov/credits-deductions/alternative-fuel-vehicle-refueling-property-credit>. [Último acceso: 2024].
- [121] U.S. Department of Energy, «Sustainable Aviation Fuel (SAF) Tax Credit,» sf. [En línea]. Available: <https://afdc.energy.gov/laws/13160>. [Último acceso: 2024].
- [122] Congress, «Energy Policy Act of 2005,» 2005. [En línea]. Available: <https://www.congress.gov/109/plaws/publ58/PLAW-109publ58.pdf>. [Último acceso: 2024].
- [123] Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos, «Lifecycle Analysis of Greenhouse Gas Emissions under the Renewable Fuel Standard,» [En línea]. Available: https://www.epa.gov/renewable-fuel-standard-program/lifecycle-analysis-greenhouse-gas-emissions-under-renewable-fuel#finished_fuel. [Último acceso: 09 2024].
- [124] Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos, «Lifecycle Greenhouse Gas Results,» [En línea]. Available: <https://www.epa.gov/fuels-registration-reporting-and-compliance-help/lifecycle-greenhouse-gas-results>. [Último acceso: 09 2024].
- [125] United States Environmental Protection Agency - EPA, «Overview of the Renewable Fuel Standard Program,» [En línea]. Available: <https://www.epa.gov/renewable-fuel-standard-program/overview-renewable-fuel-standard-program>. [Último acceso: 08 2024].
- [126] United States Environmental Protection Agency - EPA, «Final Renewable Fuels Standards Rule for 2023, 2024, and 2025,» [En línea]. Available: <https://www.epa.gov/renewable-fuel-standard-program/final-renewable-fuels-standards-rule-2023-2024-and-2025#rule-summary>. [Último acceso: 08 2024].
- [127] Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos, *Renewable Fuel Standard*, 2024.
- [128] U.S. Department of Energy, U.S. Department of Transportation, and U.S. Department of Agriculture, «SAF Grand Challenge Roadmap,» 2022.
- [129] Office of energy efficiency and renewable energy, «Sustainable Aviation Fuel Grand Challenge,» 2022. [En línea]. [Último acceso: 2024].

Informe Final

Consultoría “Combustibles Carbono Neutral como alternativas a los combustibles fósiles en el mercado nacional de hidrocarburos: Estado del arte oportunidades y desafíos”

- [130] U.S. Department of Energy, «California Laws and Incentives,» 2024. [En línea]. Available: https://afdc.energy.gov/laws/state_summary?state=ca. [Último acceso: 2024].
- [131] Consejo de Recursos del Aire de California, «Cap-and-Trade Program,» [En línea]. Available: <https://ww2.arb.ca.gov/es/our-work/programs/cap-and-trade-program>. [Último acceso: 09 2024].
- [132] Unión Europea, *Regulation (EU) 2021/1119 of the European Parliament and of the Council*, 2021.
- [133] Comisión Europea, «Renewable Energy Directive,» [En línea]. Available: https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive-targets-and-rules/renewable-energy-directive_en. [Último acceso: 08 2024].
- [134] Unión Europea, *Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009*, 2009.
- [135] Unión Europea, *Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo*, 2018.
- [136] Unión Europea, *Directiva (UE) 2023/2413 del Parlamento Europeo y del Consejo de 18 de octubre de 2023*, 2023.
- [137] Parlamento Europeo, «Renewable energy. Summary of Directive (EU) 2018/2001 on the promotion of the use of energy from renewable sources,» [En línea]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=LEGISSUM:4372645>. [Último acceso: 09 2024].
- [138] Comisión Europea, «Voluntary schemes,» [En línea]. Available: https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/bioenergy/voluntary-schemes_en. [Último acceso: 09 2024].
- [139] Unión Europea, *Directiva 2008/101/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 19 de noviembre de 2008*, 2008.
- [140] Unión Europea, *Reglamento (UE) 2018/842 del Parlamento Europeo y del Consejo de 30 de mayo de 2018*, 2018.
- [141] Unión Europea, *Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de octubre de 2003*, 2003.
- [142] Consejo Europeo, «Linking of Switzerland to the EU emissions trading system - entry into force on 1 January 2020,» [En línea]. Available: <https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2019/12/09/linking-of-switzerland-to-the-eu-emissions-trading-system-entry-into-force-on-1-january-2020/>. [Último acceso: 09 2024].
- [143] Alianza Internacional para la Acción contra el Carbono, «EU Emissions Trading System (EU ETS),» [En línea]. Available: <https://icapcarbonaction.com/en/ets/eu-emissions-trading-system-eu-ets>. [Último acceso: 09 2024].
- [144] Comisión Europea, «Market Stability Reserve,» [En línea]. Available: https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/market-stability-reserve_en. [Último acceso: 09 2024].
- [145] Consejo Europeo, «Objetivo 55: reducir las emisiones del transporte, los edificios, la agricultura y los residuos,» [En línea]. Available: <https://www.consilium.europa.eu/es/infographics/fit-for-55-effort-sharing-regulation/>. [Último acceso: 08 2024].
- [146] Comisión Europea, «Effort sharing 2021-2030: targets and flexibilities,» [En línea]. Available: https://climate.ec.europa.eu/eu-action/effort-sharing-member-states-emission-targets/effort-sharing-2021-2030-targets-and-flexibilities_en. [Último acceso: 09 2024].
- [147] European Commission, «Delivering the European Green Deal,» [En línea]. Available: https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/delivering-european-green-deal_en. [Último acceso: 08 2024].
- [148] European Commission, «Fit for 55: Delivering on the proposals,» [En línea]. Available: https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/delivering-european-green-deal/fit-55-delivering-proposals_en#:~:text=Under%20the%20European%20Climate%20Law, cost%20effective%20and%20competitive%20way.. [Último acceso: 08 2024].
- [149] Comisión Europea, «ETS2: buildings, road transport and additional sectors,» [En línea]. Available: https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/ets2-buildings-road-transport-and-additional-sectors_en. [Último acceso: 09 2024].
- [150] Comisión Europea, «Mecanismo de Ajuste en Frontera por Carbono,» [En línea]. Available: https://taxation-customs.ec.europa.eu/carbon-border-adjustment-mechanism_es. [Último acceso: 08 2024].
- [151] Comisión Europea, «What is the EU ETS?,» [En línea]. Available: https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/what-eu-ets_en. [Último acceso: 08 2024].
- [152] Consejo Europeo, «El Consejo y el Parlamento cierran un acuerdo sobre la Directiva de Eficiencia Energética,» [En línea]. Available: <https://www.consilium.europa.eu/es/press/press-releases/2023/03/10/council-and-parliament-strike-deal-on-energy-efficiency-directive/>. [Último acceso: 08 2024].
- [153] Unión Europea, *Directiva del Consejo por la que se reestructura el régimen de la Unión de imposición de los productos energéticos y de la electricidad*, 2021.

- [154] Comisión Europea, «Reparto del esfuerzo 2021-2030: objetivos y mecanismos de flexibilidad.» [En línea]. Available: https://climate.ec.europa.eu/eu-action/effort-sharing-member-states-emission-targets/effort-sharing-2021-2030-targets-and-flexibilities_es#:~:text=El%20Reglamento%20de%20reparto%20del%20esfuerzo%20traduce%20este%20compromiso%20en,eqidad%2C%20rentabilida. [Último acceso: 08 2024].
- [155] Consejo Europeo, «Objetivo 55: un fondo para apoyar a los ciudadanos y empresas más afectados.» [En línea]. Available: <https://www.consilium.europa.eu/es/infographics/fit-for-55-social-climate-fund/>. [Último acceso: 08 2024].
- [156] Unión Europea, *Regulación del Parlamento Europeo y el Consejo sobre garantizar un campo de juego equitativo para el transporte aéreo sostenible (ReFuelEU Aviation)*, 2023.
- [157] Unión Europea, *Reglamento (UE) 2023/1805 del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de septiembre de 2023*, 2023.
- [158] Unión Europea, *Reglamento (UE) 2023/1804 del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de septiembre de 2023*, 2023.
- [159] Unión Europea, *Reglamento (UE) 2023/2405 del Parlamento Europeo y del Consejo de 18 de octubre 2023*, 2023.
- [160] Comisión Europea, «ReFuelEU Aviation.» [En línea]. Available: https://transport.ec.europa.eu/transport-modes/air/environment/refueeu-aviation_en. [Último acceso: 08 2024].
- [161] Departamento de Energía de Estados Unidos, «Sustainable Aviation Fuel.» [En línea]. Available: <https://afdc.energy.gov/fuels/sustainable-aviation-fuel>. [Último acceso: 09 2024].
- [162] Comisión Europea, *Renewable fuels of non-biological origin in the European Union*, 2023.
- [163] Comisión Europea, «EU coal regions in transition.» [En línea]. Available: https://energy.ec.europa.eu/topics/carbon-management-and-fossil-fuels/eu-coal-regions-transition_en. [Último acceso: 09 2024].
- [164] Banco Europeo de Inversiones, *Coal Regions in Transition - Overview 2020*, 2020.
- [165] Comisión Europea, «The Just Transition Mechanism: making sure no one is left behind.» [En línea]. Available: https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/finance-and-green-deal/just-transition-mechanism_en. [Último acceso: 09 2024].
- [166] Ministerio Federal de Alimentación y Agricultura, «Klimaschutzprogramm 2030.» [En línea]. Available: https://www.bmel.de/SharedDocs/Downloads/DE/_Landwirtschaft/Klimaschutz/Klimaschutzprogramm2030.html.
- [167] Government of Canada, «Greenhouse gas emissions,» 2024. [En línea]. Available: <https://www.canada.ca/en/environment-climate-change/services/environmental-indicators/greenhouse-gas-emissions.html>. [Último acceso: 2024].
- [168] Government of Canada, «Clean Fuel Regulations (SOR/2022-140),» 2022. [En línea]. Available: <https://laws-lois.justice.gc.ca/eng/regulations/SOR-2022-140/page-2.html#h-1358923>. [Último acceso: 2024].
- [169] Government of Canada, «Compliance with the Clean Fuel Regulations,» 2024. [En línea]. Available: <https://www.canada.ca/en/environment-climate-change/services/managing-pollution/energy-production/fuel-regulations/clean-fuel-regulations/compliance.html>. [Último acceso: 2024].
- [170] Government of Canada, «What are the Clean Fuel Regulations?,» 2022. [En línea]. [Último acceso: 2024].
- [171] Government of Canada, «Carbon pollution pricing systems across Canada,» 2024. [En línea]. Available: <https://www.canada.ca/en/environment-climate-change/services/climate-change/pricing-pollution-how-it-will-work.html>. [Último acceso: 2024].
- [172] Government of Canada, «Canada Federal Output-Based Pricing System,» 2022. [En línea]. Available: https://icapcarbonaction.com/system/files/ets_pdfs/icap-etsmap-factsheet-135.pdf#:~:text=The%20federal%20OBPS%20is%20designed,carbon%20leakage%20and%20competitiveness%20impacts.. [Último acceso: 2024].
- [173] IESO, «Overview of Ontario's Clean Energy Credit Program,» sf. [En línea]. Available: <https://ieso.ca/Sector-Participants/Clean-Energy-Credits/Ontario-Program>. [Último acceso: 2024].
- [174] Government of Canada, «Clean Fuels Fund,» 2024. [En línea]. Available: <https://natural-resources.canada.ca/our-natural-resources/energy-sources-distribution/clean-fuels/clean-fuels-fund/23734>. [Último acceso: 2024].
- [175] Gobierno de Canadá, *Reduction of Carbon Dioxide Emissions from Coal-fired Generation of Electricity Regulations*, 2012.
- [176] Government of Canada, «Inefficient Fossil Fuel Subsidies Government of Canada – Self-Review Assessment Framework,» 2024. [En línea]. Available: <https://www.canada.ca/en/services/environment/weather/climatechange/climate-plan/inefficient-fossil-fuel-subsidies/assessment-framework.html>. [Último acceso: 2024].
- [177] Government of Canada, «Faster and Further: Canada's Methane Strategy,» 2022. [En línea]. Available: <https://www.canada.ca/en/services/environment/weather/climatechange/climate-plan/reducing-methane->

Informe Final

Consultoría “Combustibles Carbono Neutral como alternativas a los combustibles fósiles en el mercado nacional de hidrocarburos: Estado del arte oportunidades y desafíos”

- emissions/faster-further-strategy.html#toc6. [Último acceso: 2024].
- [178] Canadian Council for Sustainable Aviation Fuels, «The C-SAF Roadmap. Building a feedstocks-to-fuels SAF supply chain in Canada,» 2023.
- [179] The Transition Accelerator, «The C-SAF Roadmap. Building a feedstocks-to-fuels SAF supply chain in Canada,» 2023. [En línea]. [Último acceso: 2024].
- [180] Bioenergy Europe, «Report Biogas,» 2022.
- [181] Smallops, «El biogás y biometano,» [En línea]. Available: <https://smallops.eu/biogas/#:~:text=QUE%20ES%20EL%20BIOG%C3%81S,otros%20componentes%20en%20menores%20proporciones..> [Último acceso: 10 2024].
- [182] The Anaerobic Digestion & Biogas Blog, «Biogas in USA: A Huge Renewable Energy Opportunity,» 2024. [En línea]. Available: <https://blog.anaerobic-digestion.com/biogas-in-usa/#:~:text=In%20all%20US%20states,and%2065%20landfill%20gas%20projects..>
- [183] Guidehouse Netherlands, «Biomethane production potentials in the EU,» 2022. [En línea]. Available: https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2022/07/GfC_national-biomethane-potentials_070722.pdf.
- [184] IEA, «State of the biogas industry in 12 member countries of IEA Bioenergy Task 37,» 2024. [En línea]. Available: State of the biogas industry in 12 member countries of IEA Bioenergy Task 37.
- [185] Aqualimpia Engineering, «Que es el biogás - Biogás definición,» [En línea]. Available: <https://www.biogas.uno/biog%C3%A1s/>. [Último acceso: 11 2024].
- [186] Departamento de Energía de Estados Unidos, «Renewable Natural Gas Production,» [En línea]. Available: <https://afdc.energy.gov/fuels/natural-gas-renewable>. [Último acceso: 10 2024].
- [187] O. Wesley Awe, Y. Zhao, A. Nzihou, D. Pham Minh y N. Lyczko, «A Review of Biogas Utilisation, Purification and Upgrading Technologies,» *HAL open science*, 2018.
- [188] European Biogas Association, «Mapping the state of play of biomethane in Europe,» 2020.
- [189] TEREKA, «What are the prospects for biomethane in France in 2023?,» [En línea].
- [190] European Commission, «Biomethane Fiche - Denmark,» 2021. [En línea].
- [191] SoCalGas, «Reporte de Sostenibilidad 2022,» 2023.
- [192] Canada Energy Regulator, «Market Snapshot: Two Decades of Growth in Renewable Natural Gas in Canada,» 19 Abril 2023. [En línea].
- [193] IEA Bioenergy, «A perspective on the state of the biogas industry in 12 member countries of IEA Bioenergy Task 37,» 2024.
- [194] Nordsol, «¿Qué es el bioGNL y cómo se fabrica?,» 2023. [En línea]. Available: <https://nordsol.com/es/articulos/que-es-el-biognl/>.
- [195] The Green Vector, «Situación del Biometano en Europa,» [En línea].
- [196] RETEMA, «El BioLNG hace que la neutralidad de carbono sea una realidad para el transporte de la UE,» 1 Diciembre 2020. [En línea].
- [197] Bioenergy International, «Biokraft inaugurate world's largest liquefied biomethane plant,» 3 Septiembre 2018. [En línea].
- [198] Shell, «Growth of bio-LNG,» [En línea].
- [199] Bright Renewables, «Bio-CNG and virtual pipeline,» [En línea]. Available: <https://www.bright-renewables.com/technology/bio-cng-virtual-pipeline/#:~:text=Converting%20renewable%20natural%20gas%20into,biomethane%20with%20an%20interstage%20compressor.> [Último acceso: 10 2024].
- [200] World Biogas Association, «Market Report India».
- [201] GGGI, «FUELING THE FUTURE: A REPORT ON BIOGAS,» 2023.
- [202] Bioenergy International, «India moves forward with bioCNG blending mandates,» 27 Noviembre 2023. [En línea].
- [203] The Transport Project, «California Fleets Fueled with bio-CNG Repurposing a Captured Climate Pollutant for Use as Carbon-Free Motor Fuel,» 2023. [En línea]. Available: <https://transportproject.org/2023/06/06/california-fleets-fueled-with-bio-cng-repurposing-a-captured-climate-pollutant-for-use-as-carbon-free-motor-fuel/>.
- [204] Metrogas, «Planta de Biogás La Farfana de Metrogas,» 2010. [En línea]. Available: <https://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mvc?xid=1333&ni=planta-de-biogas-la-farfana-de-metrogas>.
- [205] GN Global, «Lipigas alista proyecto para construcción de planta de BioGNL carbono neutral para el transporte,» 2022. [En línea]. Available: <https://gnlglobal.com/lipigas-alista-proyecto-para-construccion-de-planta-de-biognl-carbono-neutral-para-el-transporte/>.
- [206] S. Mann, «WM opens \$55M RNG facility in Dallas area,» 2024. [En línea]. Available: <https://www.wastetodaymagazine.com/news/wm-opens-55-million-rng-facility-in-dallas-area/>.
- [207] BP plc, «bp's Archaea Energy brings online its largest modular RNG plant to date in Kansas,» [En línea]. Available: https://www.bp.com/en_us/united-states/home/news/press-releases/bps-archaea-energy-

Informe Final

Consultoría “Combustibles Carbono Neutral como alternativas a los combustibles fósiles en el mercado nacional de hidrocarburos: Estado del arte oportunidades y desafíos”

- brings-online-its-largest-modular-rng-plant-to-date-in-kansas.html. [Último acceso: 10 2024].
- [208] Waga Energy, «Key component of RNG production plant delivered to Steuben County landfill,» [En línea]. Available: <https://waga-energy.com/en/key-component-of-rng-production-plant-delivered-to-steuben-county-landfill/>. [Último acceso: 10 2024].
- [209] Clean Energy New Brunswick, *Powering our Economy and the World with Clean Energy*, 2023.
- [210] IRENA, *Green hydrogen - A guide to design*, 2024.
- [211] U.S. Department of Energy, «Hydrogen Basic,» [En línea].
- [212] ARC Group, «China´s Hydrogen Strategy: Present & Future State,» 29 Noviembre 2022. [En línea].
- [213] IEA, «Global Hydrogen Review 2022,» 2022. [En línea].
- [214] CEFIC, «The EU Chemicals Industry is a frontrunner in the clean hydrogen economy,» [En línea].
- [215] U.S. Department of Energy, «Hydrogen and fuel cell technologies office,» [En línea].
- [216] IEA, «Global Hydrogen Review 2023,» 2023. [En línea]. Available: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ecdf3bb-d212-4a4c-9ff7-6ce5b1e19cef/GlobalHydrogenReview2023.pdf>. [Último acceso: 2024].
- [217] European Commision, «Supporting clean hydrogen,» [En línea].
- [218] U.S. Department of Agriculture, «U.S. National Clean Hydrogen Strategy and Roadmap,» 2022.
- [219] Government of Canada, «Hydrogen Strategy for Canada,» 2020.
- [220] Ministerio de Energía de Chile, «Estrategia Nacional de Hidrogeno Verde,» 2020.
- [221] Unión Europea, *Hydrogen roadmap Europe*, 2016.
- [222] Departamento de Energía de Estados Unidos, «Hydrogen Basics,» [En línea]. Available: <https://afdc.energy.gov/fuels/hydrogen-basics>. [Último acceso: 10 2024].
- [223] IRENA, *Making the breakthrough - Green Hydrogen policies and technology costs*, 2021.
- [224] IRENA, *Renewable Power: Sharply Falling Generation Costs*, 2017.
- [225] Climate & Strategy Partners, *El papel de los e-fuels en la transición ecológica*, 2023.
- [226] Agencia Internacional de la Energía, *The Role of E-fuels in Decarbonising Transport*, 2024.
- [227] eFuel Alliance, *eFuels: climate-neutral synthetic fuels*, 2020.
- [228] International PtX Hub, *Green Ammonia*, 2024.
- [229] Iberdrola, «Green ammonia,» [En línea]. Available: <https://www.iberdrola.com/about-us/our-activity/green-hydrogen/green-ammonia>. [Último acceso: 10 2024].
- [230] IRENA, *Innovation Outlook - Renewable Ammonia*, 2022.
- [231] Iberdrola, «Planta de hidrógeno verde de Puertollano,» [En línea]. Available: <https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-actividad/hidrogeno-verde/puertollano-planta-hidrogeno-verde>. [Último acceso: 10 2024].
- [232] Enaex, «HyEx,» [En línea]. Available: <https://www.enaex.com/cl/us/hyex/>. [Último acceso: 10 2024].
- [233] MAN Energy Solutions, «Ammonia-Powered Engine to be Developed for Medium-Speed Marine Applications,» 2024. [En línea]. Available: <https://www.man-es.com/company/press-releases/press-details/2024/10/22/ammonia-powered-engine-to-be-developed-for-medium-speed-marine-applications>.
- [234] Nordic Innovation, «The Nordic Green Ammonia Powered Ships (NoGAPS),» [En línea]. Available: <https://www.nordicinnovation.org/programs/nordic-green-ammonia-powered-ships-nogaps>. [Último acceso: 11 2024].
- [235] Ammonia Energy Association, «China: renewable ammonia to reduce power generation emissions,» 2024. [En línea]. Available: <https://ammoniaenergy.org/articles/china-renewable-ammonia-to-reduce-power-generation-emissions/>.
- [236] Ammonia Energy Association, «Australian, Canadian producers to supply ammonia for power generation to South Korea,» 2024. [En línea]. Available: <https://ammoniaenergy.org/articles/australian-canadian-producers-to-supply-ammonia-for-power-generation-to-south-korea/>.
- [237] Reuters, «JERA ends ammonia co-firing trial at coal power station with positive results,» 2024. [En línea]. Available: <https://www.reuters.com/business/energy/jera-ends-ammonia-co-firing-trial-coal-power-station-with-positive-results-2024-06-26/>. [Último acceso: 2024].
- [238] Carbon Sink LLC, «Green methanol from waste CO₂,» [En línea]. Available: <https://carbonsinkllc.com/#:~:text=Produced%20from%20captured%20CO2%20from,hydrogen%2C%20making%20it%20carbon%20neutral..> [Último acceso: 10 2024].
- [239] IRENA, *Innovation Outlook - Renewable Methanol*, 2021.

Informe Final

Consultoría “Combustibles Carbono Neutral como alternativas a los combustibles fósiles en el mercado nacional de hidrocarburos: Estado del arte oportunidades y desafíos”

- [240] S&P Global, «Methanol,» Mayo 2023. [En línea].
- [241] IHS CHEMICAL, «IHS Chemical Bulletin,» 2016. [En línea].
- [242] Methanol Institute, «Renewable Methanol,» [En línea]. Available: <https://www.methanol.org/renewable/>. [Último acceso: 11 2024].
- [243] HIF Global, «Fueling our world with renewable energy - Our sustainability Journey 2023,» [En línea]. Available: <https://hifglobal.com/our-sustainability-journey-2023>. [Último acceso: 11 2024].
- [244] Beaver Lake Renewable Energy, «Building America´s energy future one hometown at a time,» [En línea]. Available: <https://beaverlakerenewable.com/>. [Último acceso: 11 2024].
- [245] Power2xEstonia, «Project contribution to Pärnu wider development,» [En línea]. Available: <https://www.power2x.ee/the-project/>. [Último acceso: 11 2024].
- [246] Departamento de Energia de Estados Unidos, «Dimethyl Ether,» [En línea]. Available: <https://afdc.energy.gov/fuels/emerging-dme>. [Último acceso: 10 2024].
- [247] Mordor Intelligence Research & Advisory, «Dimethyl Ether Market Analysis - Industry Forecast, Size & Report (2024 - 2029) Source: <https://www.mordorintelligence.com/industry-reports/dimethyl-ether-market>,» Septiembre 2024. [En línea].
- [248] Organización Internacional de Normalización, «ISO 16861:2015,» 2015. [En línea]. Available: <https://www.iso.org/standard/57835.html>.
- [249] ASTM International, «ASTM D7901-23,» 2023. [En línea]. Available: <https://www.astm.org/d7901-23.html>.
- [250] Suburban Renewables, «Fueling a Green Future with Propane + rDME,» [En línea]. Available: <https://www.suburbanpropane.com/renewables/suburban-renewables/rdme/>. [Último acceso: 10 2024].
- [251] Enkern, «Dimeta and Enkern Collaborate on Large Scale Waste-to-DME Projects in Europe and the USA,» [En línea]. Available: <https://enkern.com/newsroom/dimeta-and-enkern-collaborate-on-large-scale-waste-to-dme-projects-in-europe-and-the-usa>. [Último acceso: 10 2024].
- [252] KEW Technology, «Commercial Projects,» [En línea]. Available: <https://kew-tech.com/project-type/commercial/>. [Último acceso: 10 2024].
- [253] Enel, «"Haru Oni": Hidrógeno Verde hecho en Chile,» [En línea]. Available: <https://www.enel.cl/es/conoce-enel/haru-oni-hidrogeno-verde-hecho-en-chile.html>. [Último acceso: 11 2024].
- [254] Empresas Lipigas, «Lipigas anuncia acuerdo con dos firmas norteamericanas para producción de gas carbono neutral en Latam,» 2021. [En línea]. Available: <https://www.lipigas.com/noticias-y-eventos/lipigas-cierra-acuerdo-para-produccion-de-gas-carbono-neutral-en-latam/>.
- [255] H2 News, «Power to MEDME: Primer piloto en Chile para producir éter dimetilico y metanol para la minería e industria pesada,» 2024. [En línea]. Available: <https://h2news.cl/2024/01/09/power-to-medme-primer-piloto-en-chile-para-producir-eter-dimetilico-y-metanol-para-la-mineria-e-industria-pesada/>. [Último acceso: 2024].
- [256] Fraunhofer Chile, «Información sobre el proyecto,» 2023. [En línea]. Available: <https://www.fraunhofer.cl/es/proyectos/power-to-medme/power-to-medme.html>. [Último acceso: 2024].
- [257] HIF Global, «HIF Global obtiene permiso ambiental para su planta de,» 2023. [En línea]. Available: [https://es.hifglobal.com/docs/default-source/documentos-noticias/chile/pr-2023-04-25-hif-matagorda-environmental-permit-\(es\).pdf](https://es.hifglobal.com/docs/default-source/documentos-noticias/chile/pr-2023-04-25-hif-matagorda-environmental-permit-(es).pdf).
- [258] Oberon fuels, «Now producing rDME fuel from renewable feedstocks at commercial scale,» [En línea]. Available: <https://www.oberonfuels.com/maverick-innovation-center>. [Último acceso: 10 2024].
- [259] HyDeal, «Centros de hidrógeno verde a gran escala,» [En línea]. Available: <https://www.hydeal.com/hydeal-ambition>. [Último acceso: 10 2024].
- [260] Orlen Group, «ORLEN HyFly project - large-scale production of synthetic fuels of non-biological origin (RFNBO),» 2024. [En línea]. Available: <https://www.orlen.pl/en/sustainability/transition-projects/hydrogen/News-about-hydrogen/ORLEN-HyFly-project-large-scale-production-of-synthetic-fuels-of-non-biological-origin-RFNBO>.
- [261] Cluster Energía, «Petronor inicia la construcción de la planta de combustibles sintéticos en el Puerto de Bilbao,» 2024. [En línea]. Available: <https://www.clusterenergia.com/noticias-asociados-2/petronor-inicia-construccion-planta-combustibles-sinteticos-en-puerto-bilbao>.
- [262] Synhelion, «World's first industrial-scale solar fuel plant,» [En línea]. Available: Primera instalación a escala industrial que produce combustibles sintéticos utilizando exclusivamente energía solar. Estos combustibles están destinados a sectores como la aviación, el transporte terrestre y marítimo.. [Último acceso: 11 2024].
- [263] Nord France Invest, «REUZE project: Engie, Infinium and ArcelorMittal are working together to produce e-fuel in Hauts-de-France,» [En línea]. Available: <https://www.nordfranceinvest.com/news/reuze-project-engie-infinium-and-arcelormittal-are-working-together-to-produce-e-fuel-in-hauts-de-france/>. [Último acceso: 11 2024].

Informe Final

Consultoría “Combustibles Carbono Neutral como alternativas a los combustibles fósiles en el mercado nacional de hidrocarburos: Estado del arte oportunidades y desafíos”

- [264] McPhy, «Audi E-Gas,» [En línea]. Available: <https://mcphy.com/en/achievements/power-to-gas-en/audi/?cn-reloaded=1>. [Último acceso: 11 2024].
- [265] Iberdrola, «Iberdrola pone en marcha con Fertiberia la mayor planta de hidrógeno verde para uso industrial en Europa,» 2020. [En línea]. Available: <https://www.iberdrola.com/sala-comunicacion/noticias/detalle/iberdrola-pone-marcha-fertiberia-mayor-planta-hidrogeno-verde-para-industrial-europa>.
- [266] Air Products, «NEOM Green Hydrogen Complex,» [En línea]. Available: <https://www.airproducts.com/energy-transition/neom-green-hydrogen-complex>. [Último acceso: 10 2024].
- [267] Carbon Herald, «Carbon Recycling International (CRI) To Supply Its Technology Into One Of The World's Largest e-Methanol Plants,» 2024. [En línea]. Available: <https://carbonherald.com/carbon-recycling-international-cri-to-supply-its-technology-into-one-of-the-worlds-largest-e-methanol-plants/>.
- [268] IATA, «What is SAF?,» SF. [En línea]. [Último acceso: 2024].
- [269] IATA, «Fact Sheet 2. Sustainable Aviation Fuel: Technical Certification,» SF. [En línea]. [Último acceso: 2024].
- [270] Green Car Congress, «ASTM approves 7th annex to D7566 sustainable jet fuel specification: HC-HEFA,» 2020. [En línea]. [Último acceso: 2024].
- [271] ASTM, «Standard Specification for Aviation Turbine Fuel Containing Synthesized Hydrocarbons,» 2020. [En línea]. [Último acceso: 2024].
- [272] Sustainable Aviation Futures, «The global SAF producer landscape,» 2024. [En línea]. [Último acceso: 2024].
- [273] IATA, «La producción de SAF se triplica en 2024, pero se necesitan más oportunidades de diversificación SAF,» 2023. [En línea]. Available: <https://www.iata.org/contentassets/04cad3013796497faed12d496c09a284/2024-06-02-03-sp.pdf>. [Último acceso: 2024].
- [274] Repsol, «Combustibles renovables para seguir volando,» 2024. [En línea]. [Último acceso: 2024].
- [275] BioRefineries Blog, «Repsol selecciona la tecnología Vegan de Axens para su planta de biocombustibles avanzados,» 2020. [En línea]. Available: <https://biorrefineria.blogspot.com/2020/11/Repsol-selecciona-la-tecnologia-Vegan-de-Axens-para-su-planta-de-biocombustibles-avanzados.html#:~:text=La%20tecnolog%C3%ADa%20Vegan%C2%AE%20es,renovable%20para%20aviones%20sin%20azufre..> [Último acceso: 2024].
- [276] Neste, «Neste to enable production of up to 500,000 tons/a of Sustainable Aviation Fuel at its Rotterdam renewable products refinery,» 2021. [En línea]. Available: <https://www.neste.com/news/neste-to-enable-production-of-up-to-500-000-tons-a-of-sustainable-aviation-fuel-at-its-rotterdam-renewable-products-refinery>.
- [277] SKY RNG, «Production and Supply of sustainable aviation fuel,» sf. [En línea]. Available: <https://skynrg.com/producing-saf/>. [Último acceso: 2024].
- [278] ICAO, «SkyNRG – Moving Toward a Sustainable Future for Aviation,» 2019. [En línea]. Available: https://www.icao.int/environmental-protection/Documents/EnvironmentalReports/2019/ENVReport2019_pg196-200.pdf. [Último acceso: 2024].
- [279] GreenAir, «SkyNRG and KLM announce project to build Dutch 35 million gallon sustainable aviation fuel facility,» sf. [En línea]. Available: <https://archives.greenairnews.com/www.greenaironline.com/news6d0e.html?viewStory=2598>. [Último acceso: 2024].
- [280] Air transport action group, «World Energy joins the Air Transport Action Group, further supporting aviation's energy transition,» 2024. [En línea]. Available: <https://atag.org/news/world-energy-joins-the-air-transport-action-group-further-supporting-aviation-s-energy-transition>. [Último acceso: 2024].
- [281] World Energy, «Our Solutions,» sf. [En línea]. Available: <https://worldenergy.net/our-solutions/sustainable-aviation-fuel/>. [Último acceso: 2024].
- [282] LanzaJet, «Sustainable Fuels,» sf. [En línea]. Available: <https://www.lanzajet.com/sustainable-fuels>. [Último acceso: 2024].
- [283] EFE Comunica, «LANZAJET CELEBRA LA INAUGURACIÓN DE LA PRIMERA PLANTA DEL MUNDO DE PRODUCCIÓN DE COMBUSTIBLE DE AVIACIÓN SOSTENIBLE A PARTIR DE ETANOL,» 2024. [En línea]. Available: <https://efecomunica.efe.com/lanzajet-celebra-la-inauguracion-de-la-primera-planta-del-mundo-de-produccion-de-combustible-de-aviacion-sostenible-a-partir-de-etanol/>. [Último acceso: 2024].
- [284] SAF Investor, «GEVO's net zero 1 SAF plant development on track,» 2023. [En línea]. Available: <https://www.safinvestor.com/news/143527/gevos-net-zero-1-saf-plant-development-on-track/>. [Último acceso: 2024].
- [285] Total Energies, «Do you know about Sustainable Aviation Fuel (SAF)?,» sf. [En línea]. Available: <https://aviation.totalenergies.com/en/fuels-and-services-aviation/sustainable-aviation-fuel>. [Último acceso: 2024].
- [286] Total energies, «Over 10 years experience in SAF,» sf. [En línea]. Available: https://aviation.totalenergies.com/en/system/files/atoms/files/saf_-_ve.pdf. [Último acceso: 2024].
- [287] Offshore Technology, «TotalEnergies to produce 10% of world's sustainable aviation fuel by 2030,» 2023. [En

Informe Final

Consultoría "Combustibles Carbono Neutral como alternativas a los combustibles fósiles en el mercado nacional de hidrocarburos: Estado del arte oportunidades y desafíos"

- línea]. Available: <https://www.offshore-technology.com/news/totalenergies-aims-to-produce-10-worlds-sustainable-aviation-fuel-by-2030/>. [Último acceso: 2024].
- [288] A21, «Acuerdan TotalEnergies y Air France-KLM suministro de SAF para 10 años,» 2024. [En línea]. Available: <https://a21.com.mx/aeronautica/2024/09/26/acuerdan-totalenergies-y-air-france-klm-suministro-de-saf-para-10-anos#:~:text=TotalEnergies%20está%20invirtiendo%20en%20proyectos,toneladas%20de%20SAF%20para%202025..> [Último acceso: 2024].
- [289] Forge Hydrocarbons Corporation, «2021 CAAFI Mini-Symposium. SAF Producers Sessions,» 2021. [En línea]. Available: https://www.caafi.org/resources/pdf/2.15_Forge_Pelletier.pdf. [Último acceso: 2024].
- [290] Forge Hydrocarbons Corporation, «CAAFI Biennial General Meeting,» 2022. [En línea]. Available: https://www.caafi.org/resources/pdf/CBGM2022/Forge_Hydrocarbons.pdf. [Último acceso: 2024].
- [291] R. A. E. J. v. R. E. y. H. S. Howard, «Lignocellulose biotechnology: issues of bioconversion and enzyme production,» *African Journal of Biotechnology*, vol. 2, pp. 602-619, 2003.
- [292] E. Rubien, «Genomics of cellulosic biofuels,» *Nature Review*, vol. 454, pp. 841-845, 2008.
- [293] Renewable Fuels Association, «2023 Ethanol Industry Outlook,» Renewable Fuels Association, 2023.
- [294] U.S. Energy Information Administration, «Annual Ethanol Production,» Renewable Fuels Association, 2023. [En línea]. Available: <https://ethanolrfa.org/markets-and-statistics/annual-ethanol-production>.
- [295] U.S. Energy Information Administration, «Ethanol explained: Use of ethanol,» U.S. EIA, 2024. [En línea]. Available: <https://www.eia.gov/energyexplained/biofuels/ethanol-use.php>.
- [296] J. Degreenia y G. Wynne, «Biofuels Annual Brazil,» 2023.
- [297] EPA, «Renewable Fuel Standard (RFS) Program: Standar for 2023 - 2025 and Other Changes,» 2023.
- [298] S. Pandey, I. Narayanan, R. Selvaraj, T. Varadavenkatesan y R. Vinayagam, «Producción de biodiesel a partir de microalgas: una revisión exhaustiva de los factores influyentes, los procesos de transesterificación y los desafíos,» *Fuel*, 2024.
- [299] EPA, «Lifecycle Greenhouse Gas Results,» EPA, 27 Febrero 2024. [En línea]. Available: <https://www.epa.gov/fuels-registration-reporting-and-compliance-help/lifecycle-greenhouse-gas-results>.
- [300] ABENGOA, «Informe Anual,» Abengoa, 2011.
- [301] U.S. Department of Energy, «Abengoa Bioenergy,» 2024. [En línea]. Available: <https://www.energy.gov/lpo/abengoa-bioenergy>.
- [302] U.S. Department of Energy, «INEOS New Planet BioEnergy Commercializes Bioenergy Technology in Florida,» [En línea]. Available: <https://www.energy.gov/eere/bioenergy/ineos-new-planet-indian-river-bioenergy-center>.
- [303] DU PONT, «DUPONT CELLULOSIC ETHANOL: COMMERCIALIZING ADVANCED RENEWABLE FUEL IN IOWA,» 2013. [En línea]. Available: http://www.chemwinfoc.com/private_folder/Uploadfile2014October/DuPont_Nevada_CE_final.pdf.
- [304] DSM, «POET-DSM Advanced Biofuels,» [En línea]. Available: https://www.dsm.com/content/dam/dsm/corporate/en_US/documents/poet-dsm-advanced-biofuels-launch.pdf.
- [305] POET, «Sun, Soil & Seed Cultivating the Road to Zero-Carbon Biofuels & Bioproducts,» [En línea]. Available: <https://poet.com/resources/documents/POET-sustainability-report.pdf>.
- [306] U.S. Department of energy, «ALGENOL BIOFUELS INC. PILOT-SCALE DEMONSTRATION PROJECT,» Enero 2013. [En línea].
- [307] The Digest, «Algenol recauda 65 millones de dólares en nuevas inversiones para convertir algas en combustibles, de la mano de BioFields de México,» 10 Febreo 2015. [En línea].
- [308] Raizen, «E2G - Second Generation Ethanol,» Raizen Investor Relations, Octubre 2023. [En línea]. Available: <https://ri.raizen.com.br/en/e2g/>.
- [309] S. A. Romano y P. A. Sorichetti, *Dielectric Spectroscopy in Biodiesel Production and Characterization*, sPRINGER, 2011.
- [310] B. Sajjadi, W. Y. Chen, A. A. Abdul Raman y S. Ibrahim, «Microalgae lipid and biomass for biofuel production: A comprehensive review on lipid enhancement strategies and their effects on fatty acid composition,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, pp. pp. 200-232, 2018.
- [311] Y. Chisti, «Biodiesel from microalgae,» *Biotechnology Advances*, pp. pp. 294-306, 2007.
- [312] U.S. Department of Energy, «Biodiesel Production and Distribution,» Alternative Fuels Data Center, 2023. [En línea]. Available: <https://afdc.energy.gov/fuels/biodiesel-production>.
- [313] IEA, «Biofuel production by country/region and fuel type, 2016-2022,» 11 Mayo 2021. [En línea].

Informe Final

Consultoría "Combustibles Carbono Neutral como alternativas a los combustibles fósiles en el mercado nacional de hidrocarburos: Estado del arte oportunidades y desafíos"

- [314] SEABORAD CORPORATION, «ANNUAL REPORT,» Kansas, 2023.
- [315] LDC, «Reporte Integrado 2023,» 2023.
- [316] REG, «Reporte Integrado 2020,» 2020.
- [317] Ag Processing Inc, «APG NEWS,» 2024.
- [318] ALGAENERGY, «ALGAENERGY,» [En línea].
- [319] ALGAENERGY, «ALGAENERGY,» [En línea].
- [320] Argent Energy, «Argent Energy propone poner fin a la producción en su planta de biodiésel en Escocia,» 2024.
- [321] Verbio SE, «Reporte Anual 2023/2024,» 2024.
- [322] Be8, «Informe de sostenibilidad 2023,» 2023.
- [323] M. K. A. A. A. a. N. M. N. S. I. M. Atadashi, «Biodiesel production: a review,» *Bioresource Technology*, vol. 70, n° 1, pp. 1-15, 1999.
- [324] M. Prussi, M. Yugo, L. De Prada, M. Padella y R. Edwards, «JEC Well-To-Wheels report v5,» Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2020.
- [325] E. Rytter, M. A. B. Hillestad, J. J. Lamb y S. Sarker, «Thermochemical Production of fuels,» *Hydrogen, Biomass and Bioenergy*, pp. 89-117, 2020.
- [326] IEA, «Renewables 2023,» 2023. [En línea].
- [327] U.S Department of Agriculture, «Biofuels Annual,» 2022.
- [328] Valero Energy Corporation, «2024 Notice of Annual Meeting of Stockholders,» 2024.
- [329] Valero Energy Corporation, «Diamond Green Diesel Evaluating New Plant in Port Arthur, Texas to Expand Production up to 1.1 Billion Gallons Annually,» Valero Energy Corporation, 2019. [En línea]. Available: <https://investorvalero.com/news/news-details/2019/Diamond-Green-Diesel-Evaluating-New-Plant-in-Port-Arthur-Texas-to-Expand-Production-up-to-11-Billion-Gallons-Annually/default.aspx>.
- [330] PHILLIPS 66, «2023 Report Sustainability,» 2023.
- [331] U.S. Department of Energy, «DOE Bioenergy Technologies Office (BETO) 2015 Project Peer Review,» 24 Marzo 2015. [En línea].
- [332] U.S. Department of Energy, «SAPPHIRE ENERGY, INC. DEMONSTRATION-SCALE PROJECT,» Enero 2013. [En línea].
- [333] Grupo BBF, «Reporte de Sostenibilidad,» 2022.
- [334] Cellana, «Cellana y Neste Oil firman un acuerdo comercial plurianual para la compra de aceite de algas como materia prima para biocombustibles,» 6 Junio 2013. [En línea].
- [335] UPM BIOFORE BEYOND FOSSILS, «UPM Biofuels,» UPM BIOFORE BEYOND FOSSILS. [En línea]. Available: <https://www.upmpulp.com/pulp-production/>.
- [336] UPM BIOFORE BEYOND FOSSILS, «UPM Lappeenranta Biofuels,» UPM BIOFORE BEYOND FOSSILS. [En línea]. Available: <https://www.upmbiofuels.com/about-upm-biofuels/upm-lappeenranta-biorefinery/>.
- [337] Shell Catalysts & Technologies, «Raízen plant spotlight: Low-carbon opportunities in second-generation biofuels,» 2021.
- [338] Shell, «Renewable Fuels Roap Map,» Shell Global Solutions, 2021.
- [339] Departamento de Energía de Estados Unidos, «Renewable Propane,» [En línea]. Available: <https://afdc.energy.gov/fuels/propane-renewable>. [Último acceso: 10 2024].
- [340] E. Kriz, «Renewable propane: Diverse players seek production pathways,» 2023. [En línea]. Available: <https://www.lpgasmagazine.com/renewable-propane-diverse-players-seek-production-pathways/>.
- [341] Asociación Nacional de Gas Propano de Estados Unidos, «The Big Question for Renewable Propane: Can It Scale?,» [En línea]. Available: <https://www.npga.org/impact/environment/the-big-question-for-renewable-propane/>. [Último acceso: 10 2024].
- [342] Alkcon Corporation, «Biopropane,» [En línea]. Available: <https://www.alkcon.com/biopropane/>. [Último acceso: 10 2024].
- [343] Liquid Gas UK, «BioLPG,» [En línea]. Available: <https://www.liquidgasuk.org/about/biolpg>. [Último acceso: 10 2024].
- [344] Laboratorio Nacional de Energía Renovable de Estados Unidos, «Techno-Economic, Feasibility, and Life - Final Report,» 2022.
- [345] Chevron, «Reporte Anual 2023,» 2024. [En línea]. Available: <https://www.chevron.com/-/media/chevron/annual-report/2023/documents/2023-Annual-Report.pdf>.
- [346] Hydrocarbons Technology, «Neste's Bio LPG Facility, Rotterdam,» [En línea]. Available: <https://www.hydrocarbons-technology.com/projects/nestes-bio-lpg-facility-rotterdam/>. [Último acceso: 10 2024].
- [347] TotalEnergies, «Regitration Document 2023,» 2023. [En línea]. Available: <https://totalenergies.com/sites/g/files/nytnzq121/files/mini-site/2024-04/deu-2023-va-html-avec-viewer.zip-extract/index.xhtml#>.
- [348] A. García Rodríguez, *Recuperación de biobutanol para la producción de combustibles mediante ciclos de adsorción-desorción*, Madrid, 2017.

Informe Final

Consultoría “Combustibles Carbono Neutral como alternativas a los combustibles fósiles en el mercado nacional de hidrocarburos: Estado del arte oportunidades y desafíos”

- [349] A. Kujawaska, J. Kujawaski, M. Bryjak y W. Kujawaski, «ABE fermentation products recovery methods—A review,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, pp. pp. 648-661, 2015.
- [350] Y. & S. Z. Ni, «Recent progress on industrial fermentative production of acetone–butanol–ethanol by *Clostridium acetobutylicum* in China,» *Appl Microbiol Biotechno*, pp. pp. 415-423, 2009.
- [351] SABIC, «EMPRESA SAUDITA DE BUTANOL RECIBE APROBACIÓN DEL MINISTERIO PARA CONSTRUIR LA PLANTA DE BUTANOL MÁS GRANDE DEL MUNDO PARA APOYAR A LAS INDUSTRIAS DE PRODUCCIÓN EN ARABIA SAUDITA,» 6 Junio 2013. [En línea].
- [352] GreenBiologics, «nC4-OL (n- butanol renovable) de Green Biologics,» [En línea].
- [353] Butamax Advanced Biofuels, «<https://www.ascension-publishing.com/BIZ/butamax.pdf>,» [En línea].
- [354] Unión Europea, «REGULATION (EU) 2023/1185,» 2023. [En línea]. [Último acceso: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32023R1185>].
- [355] Official Journal of the European Union, «supplementing Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council by establishing a minimum threshold for greenhouse gas emissions savings of recycled carbon fuels and by specifying a methodology for assessing greenhouse gas emissions,» 2023. [En línea]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32023R1185#:~:text=Article%202%20The%20greenhouse%20gas,shall%20be%20at%20least%2070%20%25..> [Último acceso: 2024].
- [356] Department of transport, «Supporting recycled carbon fuels through the renewable transport fuel obligation: government response,» 2024. [En línea]. Available: <https://www.gov.uk/government/consultations/supporting-recycled-carbon-fuels-through-the-renewable-transport-fuel-obligation/outcome/supporting-recycled-carbon-fuels-through-the-renewable-transport-fuel-obligation-government-response>. [Último acceso: 2024].
- [357] Department of Transport, «RTFO Guidance for Recycled Carbon Fuels,» 2024. [En línea]. Available: <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/66b221e1fc8e12ac3edb0b3f/rtfo-rcf-guidance.pdf>. [Último acceso: 2024].
- [358] Belladonna & Zero Waste Europe, «Joint briefing: Recycled Carbon Fuels in the Renewable Energy Directive,» 2019. [En línea]. [Último acceso: 2024].
- [359] Rethink Plastic Alliance, «Recycled carbon fuels in the renewable energy directive. Policy briefing,» 2020. [En línea]. Available: https://rethinkplasticalliance.eu/wp-content/uploads/2020/06/rpa_recycled_carbon_fuels_in_the_renewable_energy_directive.pdf. [Último acceso: 2024].
- [360] ArtFuels, «Statement on the use of Recycled Carbon Fuels at Member State Level,» 2020. [En línea]. [Último acceso: 2024].
- [361] ICCT, «Beyond biomass? Alternative fuels from renewable electricity and carbon recycling,» 2020. [En línea]. [Último acceso: 2024].
- [362] EPA, «Tire-Derived Fuel,» 2016. [En línea]. Available: <https://archive.epa.gov/epawaste/conservation/materials/tires/web/html/tdf.html>. [Último acceso: 2024].
- [363] Marsh, «Plastic waste-to-fuel: What it is and how it works,» 2023. [En línea]. Available: <https://www.marsh.com/en/industries/energy-and-power/insights/plastic-waste-fuel-what-it-is-how-works.html>. [Último acceso: 2024].
- [364] EPA, «Significant New Use Rules on Certain Chemical Substances (23-2.5e),» 2023. [En línea]. [Último acceso: 2024].
- [365] EPA, «EPA Proposes New Protections for Communities from Fuels Made Using Plastic Waste Based Feedstocks,» 2023. [En línea]. [Último acceso: 2024].
- [366] BBC, «Green light for £21m Scottish plastic-to-hydrogen plant,» 2022. [En línea]. Available: <https://www.bbc.com/news/uk-scotland-scotland-business-61758782>. [Último acceso: 2024].
- [367] Hydrogen Europe, «Clean hydrogen production pathways,» 2024. [En línea]. Available: https://hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2024/06/2024_H2E_CleanH2ProductionPathwaysReport.pdf. [Último acceso: 2024].
- [368] Biodiesel Argentina, «DIESEL A PARTIR DE RESIDUOS PLASTICOS EN LONDRES,» 2010. [En línea]. Available: <https://biodiesel.com.ar/4753/diesel-a-partir-de-residuos-plasticos-en-londres>. [Último acceso: 2024].
- [369] Holcim, «Holcim Alpena Cement Plant Opens New Tire-Derived Fuel Facility,» 2023. [En línea]. [Último acceso: 2024].
- [370] Department of Energy, «Alternative Fuel Transportation Program; P-series fuels,» 1998. [En línea]. Available: https://afdc.energy.gov/files/pdfs/p-series_final.pdf. [Último acceso: 2021].
- [371] Advanced lubrication specialities, «P-series fuel,» sf. [En línea]. Available: <https://www.advancedlubes.com/glossary/p-series-fuel>. [Último acceso: 2024].
- [372] Department of Energy, «Renewable Gasoline,» sf. [En línea]. Available: <https://afdc.energy.gov/fuels/emerging-hydrocarbon>. [Último acceso: 2024].
- [373] IEA, «Net Zero 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector,» 2021. [En línea]. Available: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050->

Informe Final

Consultoría “Combustibles Carbono Neutral como alternativas a los combustibles fósiles en el mercado nacional de hidrocarburos: Estado del arte oportunidades y desafíos”

- ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf. [Último acceso: 2024].
- [374] Hydrogen Council, «Hydrogen for Net-Zero. A critical cost-competitive energy vector,» 2021. [En línea]. Available: <https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2021/11/Hydrogen-for-Net-Zero.pdf>. [Último acceso: 2024].
- [375] European biogas association, «Potencial de reducción de GEI de las industrias de biogás y biometano,» 2020. [En línea]. Available: <https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2020/04/20200419-Infographic-Spanish-version.pdf>. [Último acceso: 2024].
- [376] Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos, «Renewable Natural Gas,» [En línea]. [Último acceso: 10 2024].
- [377] Superintendencia de Servicios Sanitarios, «Informe de Gestión del Sector Sanitario 2021,» 2021.
- [378] Aguas Andinas, «Reporte Integrado,» 2023.
- [379] Ministerio de Energía de Chile, «Registro de plantas de biogas,» marzo 2020. [En línea].
- [380] Ministerio de Energía de Chile, «Catastro de Plantas de Biogás,» Diciembre 2017. [En línea].
- [381] GNL Quintero, «Estación de Carga de Camiones,» [En línea]. Available: <https://www.gnlquintero.com/terminal/estacion-de-carga-de-camiones/>. [Último acceso: 11 2024].
- [382] GNL Mejillones, «Regasificación,» [En línea]. Available: <https://www.gnlm.cl/regasificacion/>. [Último acceso: 11 2024].
- [383] Ministerio de Energía de Chile, *Decreto 201 - Declara Norma Oficial de la República de Chile la norma chilena NCH3213.OF2010, sobre biometano*, 2010.
- [384] BIP Europe, «INSIGHTS INTO THE CURRENT COST OF BIOMETHANE PRODUCTION FROM REAL INDUSTRY DATA,» Octubre 2023. [En línea]. Available: https://bip-europe.eu/wp-content/uploads/2023/10/BIP_TF4-study_Full-slidedeck_Oct2023.pdf.
- [385] American Gas Foundation, *Renewable sources of natural gas: Supply and emissions reduction assessment*, 2019.
- [386] Canada Energy Regulator, «Market Snapshot: Two Decades of Growth in Renewable Natural Gas in Canada,» 2023. [En línea]. Available: <https://www.cer-rec.gc.ca/en/data-analysis/energy-markets/market-snapshots/2023/market-snapshot-two-decades-growth-renewable-natural-gas-canada.html>.
- [387] Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico, «Gaps and Governance Standards of Public Infrastructure in Chile,» 2017. [En línea]. Available: <https://www.oecd.org/en/publications/gaps-and-governance-standards-of-public-infrastructure-in-chile/>.
- governance-standards-of-public-infrastructure-in-chile_9789264278875-en.html.
- [388] Asociación Chilena de Desalación y Reúso A.G., «Antofagasta será la primera gran ciudad de América abastecida 100% con agua desalinizada,» [En línea]. Available: <https://acades.cl/antofagasta-sera-la-primer-gran-ciudad-de-america-abastecida-100-con-agua-desalinizada/>. [Último acceso: 10 2024].
- [389] Revista Proyecta, *Plantas desalinizadoras: El mar como fuente de agua potable*, 2019.
- [390] Petro Online, *Is CO2-to-methanol fuel a form of carbon capture?*, 2023.
- [391] K. Sankaran, «Renewable Methanol from Industrial Carbon Emissions: A Dead End or Sustainable Way Forward?,» *ACS Omega*, 2023.
- [392] Carbon Engineering, «Carbon Engineering,» [En línea]. Available: <https://carbonengineering.com/direct-air-capture/>.
- [393] I. C. e. GIZ, «Análisis de la captura de carbono para la producción de combustibles sintéticos en Chile,» Santiago de Chile, 2021.
- [394] D. W. Keith, G. Holmes, D. S. Angelo y K. H. Heidel, «A Process for Capturing CO2 from the,» *Joule*, vol. 2, pp. 1573-1594, 2018.
- [395] M. Fashi, O. Efimova y C. Breyer, «Techno-economic assessment of CO2 direct air capture plants,» *Journal of Cleaner Production*, vol. 224, pp. 957-980, 2019.
- [396] Diario UChile, «Contaminación en Quintero-Puchuncaví,» 2022. [En línea]. Available: <https://radio.uchile.cl/2022/06/09/contaminacion-en-quintero-puchuncavi-no-podemos-seguir-teniendo-un-complejo-industrial-de-estas-caracteristicas-instalado-al-lado-de-un-asentamiento-humano/>.
- [397] Methanex, «Methanex Chile,» [En línea]. Available: <https://www.methanex.com/about-us/global-locations/chile/>. [Último acceso: 10 2024].
- [398] Iberdrola, «Green methanol: the fuel that can accelerate the energy transition in shipping,» [En línea]. Available: <https://www.iberdrola.com/about-us/what-we-do/green-hydrogen/green-methanol#:~:text=Green%20methanol%20is%20methanol%20that,being%20generated%20from%20green%20hydrogen..> [Último acceso: 10 2024].
- [399] Toyo Engineering, «DME (Dimethyl Ether),» [En línea]. Available: <https://www.toyo-eng.com/jp/en/solution/dme/>. [Último acceso: 10 2024].
- [400] Renault Chile, «Estaciones GLP en la Región Metropolitana: ¿Dónde quedan?,» 2024. [En línea]. Available: <https://www.renault.cl/noticias/estaciones-glp-en-la-region-metropolitana-donde-quedan/>.

Informe Final

Consultoría “Combustibles Carbono Neutral como alternativas a los combustibles fósiles en el mercado nacional de hidrocarburos: Estado del arte oportunidades y desafíos”

- [401] Balchem, «Dimethyl ether,» 2021. [En línea]. Available: https://balchem.com/performance-gases/wp-content/uploads/sites/5/2021/02/10416G_1.pdf.
- [402] Linde, «Dimethyl Ether,» 2015. [En línea]. Available: <https://www.lindecanada.ca/-/media/corporate/praxair-canada/documents-en/safety-data-sheet-linde-canada/e-4589-dimethyl-ether-safety-data-sheet-sds.pdf>.
- [403] Consejo Nacional de Investigación de Canadá, *Dimethyl ether fuel literature review*, 2015.
- [404] Ministerio de Energía de Chile, «Decreto 108 - Aprueba Reglamento de seguridad para las instalaciones de almacenamiento, transporte y distribución de gas licuado de petróleo y operaciones asociadas,» 2013. [En línea]. Available: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1064285>.
- [405] International Organization for Standardization, «ISO 16861:2015(en) Petroleum products — Fuels (class F) — Specifications of dimethyl ether (DME),» 2015. [En línea]. Available: <https://www.iso.org/obp/ui/en/#iso:std:iso:16861:ed-1:v1:en>.
- [406] American Society for Testing and Materials, «Standard Specification for Dimethyl Ether for Fuel Purposes,» 2023. [En línea]. Available: <https://www.astm.org/d7901-20.html>.
- [407] TEC4FUELS, «Dimethyl ether as an alternative fuel,» [En línea]. Available: <https://www.tec4fuels.com/dimethyl-ether-as-an-alternative-fuel/?lang=en>. [Último acceso: 10 2024].
- [408] World Liquid Gas, «Renewable DME in the LPG Industry, UN approval of 12% DME/LPG drop-in blend,» 2024. [En línea]. Available: <https://www.worldliquidgas.org/news/renewable-dme-in-the-lpg-industry-un-approval-of-12-dme-lpg-drop-in-blend/>.
- [409] COPEC, «COPEC,» 34 Agosto 2024. [En línea].
- [410] L. Zapata Contreras, A. Espinoza Morales y A. N., «Estudio de aceites vegetales comestibles,» Organizaciones de consumidores y usuarios, 2023.
- [411] Banco Central de Chile, «Indicadores de Comercio Exterior primer trimestre 2024,» Banco Central de Chile, Santiago, 2023.
- [412] Ministerio del Medio Ambiente de Chile, «Sexto Reporte del Estado del Medio Ambiente 2021,» Santiago, 2021.
- [413] GreenLabUC, «VALORACIÓN CONTINGENTE PARA ESTIMAR BENEFICIOS AMBIENTALES ASOCIADOS A LOS RESIDUOS DE PRODUCTOS PRIORITARIOS CONTENIDOS EN LA LEY REP,» 2018. [En línea]. Available: <https://economiacircular.mma.gob.cl/wp-content/uploads/2023/04/7.-Valorizacion-contingente.-DICTUC-2018.pdf>.
- [414] E. Ortega, «An overview of hydrotreating,» Octubre 2021. [En línea].
- [415] ENAP, «Proceso de refinación,» [En línea].
- [416] J. Nallasivan, P. Francis Prashanth y R. Vinu, «Chapter 4 - Hydrothermal liquefaction of biomass for the generation of value-added products,» de *Biomass, Biofuels, Biochemicals*, Elsevier, 2022, pp. pp. 65-107.
- [417] C. Cavalcanti, M. Ravagnani, L. Stragevich, F. Carvalho y M. Pimentel, «Simulation of the soybean oil hydrotreating process for green diesel production,» *Cleaner Chemical Engineering*, 2022.
- [418] E. Martínez-Hernández, L. F. Ramírez-Verduzco, M. A. Amezcua-Allieri y J. Aburto, «Process simulation and techno-economic analysis of bio-jet fuel and green diesel production - Minimum selling prices,» *Chemical Engineering Research and Design*, vol. 146, pp. pp. 60-70, 2019.
- [419] Neste Corporation, «Neste Renewable Diesel Handbook,» Neste Corporation, 2016.
- [420] IEA, «Breakdown of global bioenergy demand in the Sustainable Development Scenario, 2010-2040,» IEA, 2020. [En línea]. Available: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/breakdown-of-global-bioenergy-demand-in-the-sustainable-development-scenario-2010-2040>.
- [421] M. Gierse, M. Kerschbaum, B. Steinbach, J. Sauer y O. Salem, «Optimized design and techno-economic analysis of novel DME production processes,» *Reaction Chemistry & Engineering*, vol. 8, pp. 2826-2840, 2023.
- [422] IEA, «Global biofuel demand, historical, main and accelerated case, 2016-2028,» IEA, 2024. [En línea]. Available: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-biofuel-demand-historical-main-and-accelerated-case-2016-2028>.
- [423] IEA, «Energy Statistics Data Browser,» 21 Diciembre 2023. [En línea]. Available: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/energy-statistics-data-browser?country=CHILE&fuel=Natural%20gas&indicator=NatGasProd>. [Último acceso: 19 Septiembre 2024].
- [424] Comisión Europea, *BIOMETHANE FICHE – Spain*, 2021.
- [425] The Transport Project, «BIO-CNG-Fueled Fleets in California Achieving Carbon-Free Footprint Today, Better Than Any Other Clean Fuel Option,» 4 Junio 2024. [En línea].
- [426] U.S. Department of Energy, «Alternative Fuels Data Center,» [En línea].
- [427] NESTE, «Neste delivers first batch of 100% renewable propane to European market,» 19 Marzo 2018. [En línea].
- [428] National Propane Gas Association, «Propane's Role as a Clean Energy,» [En línea].

Informe Final

Consultoría “Combustibles Carbono Neutral como alternativas a los combustibles fósiles en el mercado nacional de hidrocarburos: Estado del arte oportunidades y desafíos”

- [429] Lipigas, «Lipigas anuncia que desarrollará BioGNL carbono neutral para el transporte,» 2022. [En línea]. Available: <https://www.lipigas.com/noticias-y-eventos/lipigas-anuncia-que-desarrollara-biognl-carbono-neutral-para-el-transporte/>.
- [430] Comisión Europea, «Renewable hydrogen,» [En línea]. Available: https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-systems-integration/hydrogen/renewable-hydrogen_en. [Último acceso: 10 2024].
- [431] HyGreen Teesside, «HyGreen Teesside,» [En línea]. Available: https://www.bp.com/en_gb/united-kingdom/home/where-we-operate/reimagining-teesside/hygreenteesside.html. [Último acceso: 10 2024].
- [432] International Energy Agency, «Transport biofuels,» IEA, 2024. [En línea]. Available: <https://www.iea.org/reports/renewables-2023/transport-biofuels>.
- [433] IndexMundi, «Biodiesel consumption by country,» IndexMundi, 2024. [En línea]. Available: <https://www.indexmundi.com/energy/?product=biodiesel&graph=consumption&display=rank>.
- [434] Parlamento Europeo, «¿Qué es la neutralidad de carbono y cómo alcanzarla para 2050?,» 2019. [En línea]. Available: <https://www.europarl.europa.eu/topics/es/article/20190926STO62270/que-es-la-neutralidad-de-carbono-y-como-alcanzarla-para-2050>. [Último acceso: 2024].
- [435] NREL Transforming energy, «Biofuel production greenhouse gas reduction panel,» 2023. [En línea]. Available: <https://www.nrel.gov/docs/fy24osti/85351.pdf>. [Último acceso: 2024].
- [436] «Balancing growth in connectivity with a comprehensive global air transport response to the climate emergency: a vision of net zero aviation by mid century,» 2021. [En línea]. Available: https://aviationbenefits.org/media/167417/w2050_v2021_27sept_full.pdf. [Último acceso: 2024].
- [437] Ministerio de Economía, Fomento y Turismo de Chile, «Decreto 280 - Aprueba reglamento de seguridad para el transporte y distribución de gas de red,» 2009. [En línea]. Available: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1012263>.
- [438] Ministerio de Energía de Chile, «Decreto 67 - Aprueba reglamento de seguridad de plantas de gas natural licuado,» 2011. [En línea]. Available: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1042686>.
- [439] Ministerio de Energía de Chile, «Decreto 102 - Aprueba reglamento de seguridad para el transporte de gas natural licuado,» 2013. [En línea]. Available: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1060749>.
- [440] Minsiterio de Economía, Fomento y Reconstrucción, *Decreto 340 Exento*, 1998.
- [441] Empresas lipigas, «Lipigas anuncia que desarrollará BioGNL carbono neutral para el transporte,» 2022. [En línea]. Available: <https://www.lipigas.com/noticias-y-eventos/lipigas-anuncia-que-desarrollara-biognl-carbono-neutral-para-el-transporte/>. [Último acceso: 2024].
- [442] Asociación Gas Natural, «Gas natural: opción a la leña,» 2015. [En línea]. Available: <https://www.agnchile.cl/2015/09/gas-natural-opcion-a-la-leña/>.
- [443] Diario El Mercurio, «Planta de concentración,» 2021. [En línea]. Available: <https://infografias.elmercurio.com/20210429-INN-plantasolar/#:~:text=desierto%20de%20Atacama%3F,radia%C3%B3n%20solar%20de%20forma%20directa>.
- [444] Ministerio de Energía de Chile, «Según estudio del ministerio de energía: Región de Magallanes podría llegar a producir el 13% hidrógeno verde del mundo con energía eólica,» 2021. [En línea]. Available: <https://energia.gob.cl/noticias/nacional/segun-estudio-del-ministerio-de-energia-region-de-magallanes-podria-llegar-producir-el-13-hidrogeno-verde-del-mundo-con-energia-eolica>.
- [445] Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas y Energía, «Tecnologías de transporte de CO₂,» [En línea]. Available: <https://minasyenergia.upm.es/investigacion/co2/cac.3.htm#:~:text=El%20transporte%20de%20CO2%20media nte,debe%20ser%20acero%20al%20carbono..> [Último acceso: 10 2024].
- [446] Pipeline Safety Trust, *La seguridad de las tuberías de dióxido de carbono*, 2023.
- [447] Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción de Chile, «Resolución 1026 Exenta - Establece requisitos mínimos para instalar y declarar estaciones surtidoras de gas licuado de petróleo (GLP) a vehículos motorizados,» 2005. [En línea]. Available: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=239983>.
- [448] Ministerio de Agricultura de Chile, «Banco de proyectos en valorización y gestión de residuos,» [En línea].
- [449] A. Dimitriadis, I. Natsios, A. Dimaratos, D. Katsaounis, Z. Samaras, S. Bezergianni y K. Lehto, «Evaluation of a Hydrotreated Vegetable Oil (HVO) and Effects on Emissions of a Passenger Car Diesel Engine,» *Front Mech*, vol. 4, 2018.
- [450] Comisión Europea, *Commission opens in-depth State aid investigation into Swedish tax exemption schemes for non-food biogas and bio-propane*, 2024.
- [451] The Brazilian Report, «Brazil changes mandatory diesel blend requirements,» 2023. [En línea]. Available:

Informe Final

Consultoría “Combustibles Carbono Neutral como alternativas a los combustibles fósiles en el mercado nacional de hidrocarburos: Estado del arte oportunidades y desafíos”

- <https://brazilian.report/liveblog/2023/03/29/biodiesel-blend-change/>.
- [452] Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos, «Overview of the Renewable Fuel Standard Program,» 2024. [En línea]. Available: <https://www.epa.gov/renewable-fuel-standard-program/overview-renewable-fuel-standard-program>.
- [453] a, «a,» [En línea].
- [454] National Geographic, «Qué son los combustibles fósiles,» 2023. [En línea]. Available: <https://www.nationalgeographicla.com/medio-ambiente/2023/12/que-son-los-combustibles-fosiles>.
- [455] SA Oil Directing Energy, «Los múltiples usos del HFO,» 16 Agosto 2019. [En línea]. Available: <https://saoil.co.za/the-many-uses-of-hfo/>. [Último acceso: 2024 Agosto 28].
- [456] K. M. Rashid, *Advances in Clean Hydrocarbon Fuel Processing*, Oxford England: Woodhead Pub, 2011.
- [457] Ministerio de Energía, «Informe Balance Nacional de Energía 2019,» Santiago, 2021.
- [458] Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos - EPA, *Reducing Air Pollution from: Paint and Coating Manufacturing*, 2005.
- [459] T. E. Burghardt, A. Pashkevich y L. Z. Zkowska, «Contribution of solvents from road marking paints to tropospheric ozone formation,» *Budownictwo i Architektura*, 2016.
- [460] Junta de Recursos de Aire de California, «Summary: Diesel Particulate Matter Health Impacts,» [En línea]. Available: <https://ww2.arb.ca.gov/es/resources/summary-diesel-particulate-matter-health-impacts>. [Último acceso: 09 2024].
- [461] Agencia Europea de Medio Ambiente, *European Maritime Transport Environmental Report 2021*, 2021.
- [462] Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos, «Effects of Ocean and Coastal Acidification on Ecosystems,» [En línea]. Available: <https://www.epa.gov/ocean-acidification/effects-ocean-and-coastal-acidification-ecosystems>. [Último acceso: 09 2024].
- [463] N. G. Bernal, «Antecedentes del mercado de gas residencial,» Junio 2021. [En línea]. Available: https://obtienearchivo.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio/10221/32283/1/BCN____Antecedentes_del_mercado_de_gas_residencial.pdf. [Último acceso: 4 Septiembre 2024].
- [464] ICAO, «The Second Edition of Annex 16, Volume IV,» 2023. [En línea]. Available: <https://www.icao.int/environmental-protection/CORSIA/Pages/SARPs-Annex-16-Volume-IV.aspx>. [Último acceso: 2024].
- [465] Cryospain, «Biometano: el papel de la criogenia en su producción,» 2023. [En línea]. Available: <https://cryospain.com/es/biometano-el-papel-de-la-criogenia-en-su-produccion>.
- [466] Arol Energy, «Amine scrubbing,» [En línea]. Available: <https://www.arol-energy.com/en/amine-scrubbing/>. [Último acceso: 10 2024].
- [467] American Biogas Council, «Membrane Separation,» [En línea]. Available: <https://americanbiogasCouncil.org/processing-membraneseperation/>. [Último acceso: 10 2024].
- [468] U.S. Department of Energy, «Abengoa Bioenergy,» [En línea]. Available: <https://www.energy.gov/lpo/abengoa-bioenergy>. [Último acceso: 3 Octubre 2024].
- [469] SEABORD CORPORATION, «ANNUAL REPORT,» Kansas, 2023.
- [470] Raizen S.A., «E2G - Second Generation Ethanol,» Raizen Investor Relations, [En línea]. Available: <https://ri.raizen.com.br/en/e2g/>.
- [471] A. Sherrard, «Raizen and Shell unveil landmark ethanol deal,» Bioenergy International, 8 Noviembre 2022. [En línea]. Available: <https://bioenergyinternational.com/raizen-and-shell-unveil-landmark-ethanol-deal/>.
- [472] IEA Bioenergy, «The Ethtec Lignocellulosic Bioethanol Pilot Plant,» Mayo 2021. [En línea]. Available: https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2024/05/Task-44-Best-Practice_Ethtec_Australia.pdf.
- [473] Ethtec, «Ethtec Cellulosic Ethanol Pilot Plant,» Australia Renewable Energy Agency, 2021. [En línea]. Available: <https://arena.gov.au/projects/ethtec-cellulosic-ethanol-pilot-plant/>.
- [474] IEA Bioenergy, «Crescentino Biorefinery - PORESA, Italy,» 2018. [En línea]. Available: https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2018/02/3-Crescentino-AdvancedEthanolBiorefinery_IT_Final.pdf.
- [475] Versalis, «Versalis: en Crescentino comienza la producción de bioetanol,» 16 Febrero 2022. [En línea]. Available: <https://versalis.eni.com/en-IT/news/press-release/2022/versalis-the-production-of-bioethanol-up-and-running-at-crescentino.html>.
- [476] Enkern, «Dimeta and Enkern Collaborate on Large Scale Waste-to-DME Projects in Europe and the USA,» [En línea]. Available: <https://enkern.com/newsroom/dimeta-and-enerkem-collaborate-on-large-scale-waste-to-dme-projects-in-europe-and-the-usa>. [Último acceso: 10 2024].
- [477] N. Guragain, K. Probst y P. Vadlani, «Fuel Alcohol Production,» *Reference Module in Food Science*, 2016.

Informe Final

Consultoría “Combustibles Carbono Neutral como alternativas a los combustibles fósiles en el mercado nacional de hidrocarburos: Estado del arte oportunidades y desafíos”

- [478] U.S. Department of Energy, «Renewable Diesel,» Alternative Fuels Data Center, 2023. [En línea]. Available: <https://afdc.energy.gov/fuels/renewable-diesel#:~:text=Renewable%20diesel%20is%20a%20fuel,and%20EN%20590%20in%20Europe..>
- [479] U.S. Department of Energy, «VEHICLE TECHNOLOGIES PROGRAM,» Febrero 2011. [En línea]. Available: <https://www.nrel.gov/docs/fy11osti/47504.pdf>.
- [480] F. Arranz, M.-L. Gelin y L. McCusker, «Hydrotreated Vegetable Oil,» 2023. [En línea]. Available: https://files.chartindustries.com/Howden_SustainableFuels_Whitepaper.pdf.
- [481] Calumet, «2023 Annual Report,» Calumet, 2023.
- [482] preem, «Annual and Sustainability Report 2023,» 2023.
- [483] NESTE, «Production of renewable diesel restarted at the expanded part of Neste's Singapore refinery after operational shutdown,» NESTE, 15 Agosto 2023. [En línea]. Available: <https://www.neste.com/news/production-of-renewable-diesel-restarted-at-the-expanded-part-of-neste-s-singapore-refinery-after-operational-shutdown>.
- [484] Ministerio de Energía de Chile, *Decreto 119 - Aprueba reglamento de seguridad de las plantas de biogás e introduce modificaciones al reglamento de instaladores de gas*, 2017.
- [485] Ministerio de Energía, *Resolución 2237 Exenta - Establece procedimiento para el registro y cierre de plantas de biogás*, 2018.
- [486] Ministerio de Energía de Chile, *Plan de mitigación de gases de efecto invernadero para el sector energía*, 2017.
- [487] FLEDGED, «Gasification,» [En línea]. Available: <http://www.fledged.eu/biomass-to-dme-process/gasification-2/>. [Último acceso: 10 2024].
- [488] H2 energy news, «Oberon Fuels produces first-ever renewable DME,» 2021. [En línea]. Available: <https://energynews.biz/oberon-fuels-produces-first-ever-renewable-dme/>.
- [489] Methanol Institute, *DME: An emerging Global Fuel*, 2016.
- [490] Generadoras de Chile, «Energía Solar,» [En línea]. Available: <https://generadoras.cl/tipos-energia/energia-solar>. [Último acceso: 10 2024].
- [491] Ministerio de Agricultura de Chile, «Panorama de la agricultura chilena,» Publicación de la Oficina de Estudios y Políticas Agrarias, Santiago, 2019.
- [492] SKYRNG, «Technology Basics,» SF. [En línea]. Available: <https://skyrng.com/sustainable-aviation-fuel/technology-basics/>. [Último acceso: 2024].
- [493] Asociación Española de Normalización, «UNE-EN 15960:2016+A1:2019+AC,» 2019.
- [494] European Automobile Manufacturers Association, Alliance of Automobile Manufacturers, Truck and Engine Manufacturers Association, Japan Automobile Manufacturers Association, «Worldwide Fuel Charter,» 2019.
- [495] LPGas, «Oberon's vision for DME in the propane market,» 2023. [En línea]. Available: <https://www.lpgasmagazine.com/oberons-vision-for-dme-in-the-propane-market/>. [Último acceso: 2024].
- [496] Ministerio del Medio Ambiente, «Estrategia nacional de residuos orgánicos Chile 2040,» 2021. [En línea]. Available: <https://economy.mma.gob.cl/wp-content/uploads/2021/03/Estrategia-Nacional-de-Residuos-Organicos-Chile-2040.pdf>. [Último acceso: 2024].
- [497] CNE, «Biogas en Chile,» 2009. [En línea]. Available: https://www.biorrefinerias.cl/wp-content/uploads/2017/12/CNE_J.A_Ruiz.pdf. [Último acceso: 2024].
- [498] Ministerio de Energía de Chile, «Proyecto de biogás en PYMES del sector agropecuario,» 2015. [En línea]. Available: <https://energia.gob.cl/noticias/los-rios/proyecto-de-biogas-en-pymes-del-sector-agropecuario>.
- [499] Ministerio de Medio Ambiente, «FACTORES DE EMISIÓN PARA EL CÁLCULO DE LA HUELLA DE CARBONO,» 2023. [En línea].
- [500] OMV Petrom, «OMV Petrom invests ~EUR 750 million at Petrobraz to become the first major producer of sustainable fuels in Southeast Europe,» 2024. [En línea]. [Último acceso: 2024].
- [501] COPEC, «GNL,» [En línea]. Available: <https://www2.copec.cl/empresas/productos-y-servicios/productos/combustibles/gnl>. [Último acceso: 11 2024].
- [502] Gobierno de Canadá, «Clean fuels – fueling the future,» [En línea]. Available: <https://natural-resources.canada.ca/our-natural-resources/energy-sources-distribution/clean-fuels/clean-fuels-fueling-the-future/23735>. [Último acceso: 09 2024].
- [503] Ministerio de Energía de Chile, «Registro de plantas de biogás,» 2020. [En línea]. Available: https://autoconsumo.minenergia.cl/wp-content/uploads/2017/08/Registro-Plantas-Bioga%CC%81s-web_MARZO-2020.pdf.
- [504] Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial, *Guía para el diseño, construcción, operación, mantenimiento, seguimiento y control de plantas de biogás de pequeña y mediana escala enfocadas al sector lechero en Chile*, 2017.
- [505] País Circular, «El panorama de los biodigestores en Chile, una alternativa para la gestión de los residuos

orgánicos,» 2024. [En línea]. Available: <https://www.paiscircular.cl/economia-circular/el-panorama-de-los-biodigestores-en-chile-una-alternativa-para-la-gestion-de-los-residuos-organicos/>.

[506] Ministerio del Medio Ambiente de Chile, «Residuos Orgánicos,» [En línea]. Available: <https://economy.circular.mma.gob.cl/residuos-organicos/>. [Último acceso: 11 2024].

[507] Cooperación Alemana al Desarrollo , *Sistema de Compensaciones del Impuesto Verde en Chile - Resumen Ejecutivo*, 2021.

[508] Lloyd Register, «Lloyd's Register and Stena Line: Pioneering methanol engine retrofits in shipping,» 2024. [En línea]. Available: <https://www.lr.org/en/knowledge/case-studies/pioneering-methanol-engine-retrofits-in-shipping/>.

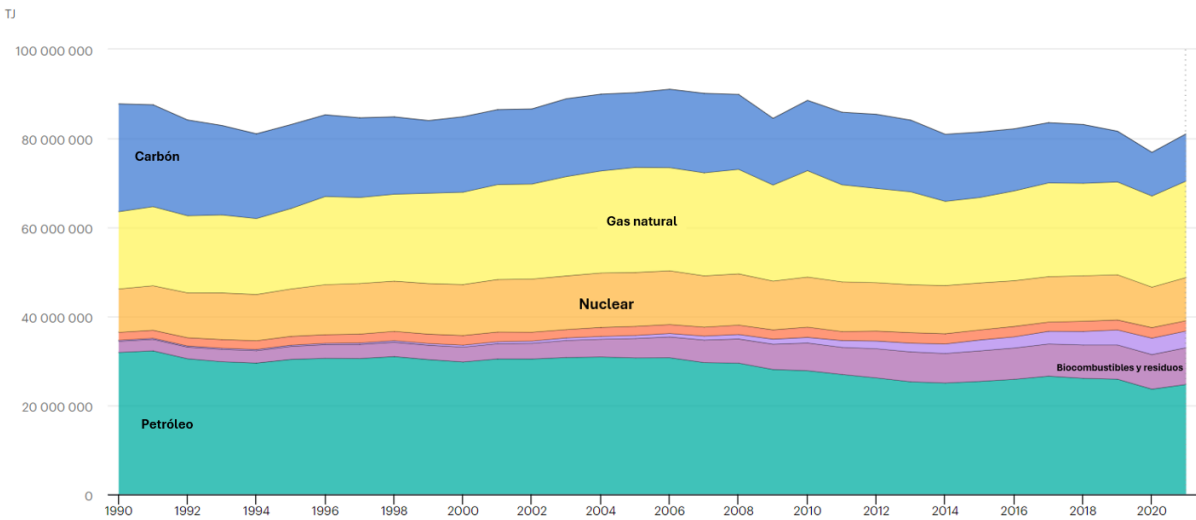
[509] Sustainable Conservation, «Storage and Transportation of Biogas and Biomethane,» sf. [En línea]. Available: https://suscon.org/pdfs/cowpower/biomethaneSourcebook/Chapter_4.pdf. [Último acceso: 2024].

[510] P. R. Narayanan, «Methanol from CO2: a technology and outlook overview,» 2023. [En línea]. Available: <https://www.digitalrefining.com/article/1002891/methanol-from-co2-a-technology-and-outlook-overview#:~:text=To%20produce%201%2C000%20kg%20of,for%20the%20electrolysis%20of%20water..> [Último acceso: 2024].

Anexo

Anexo 1. Levantamiento estadístico de uso de combustibles fósiles

Figura 24. Producción de energía (TJ) por tipo de combustible de 1990 – 2021 en Europa



Fuente: Energy Statistics Data Browser [16]

Figura 25. Producción de energía (TJ) por tipo de combustible de 1990 – 2022 en Estados Unidos

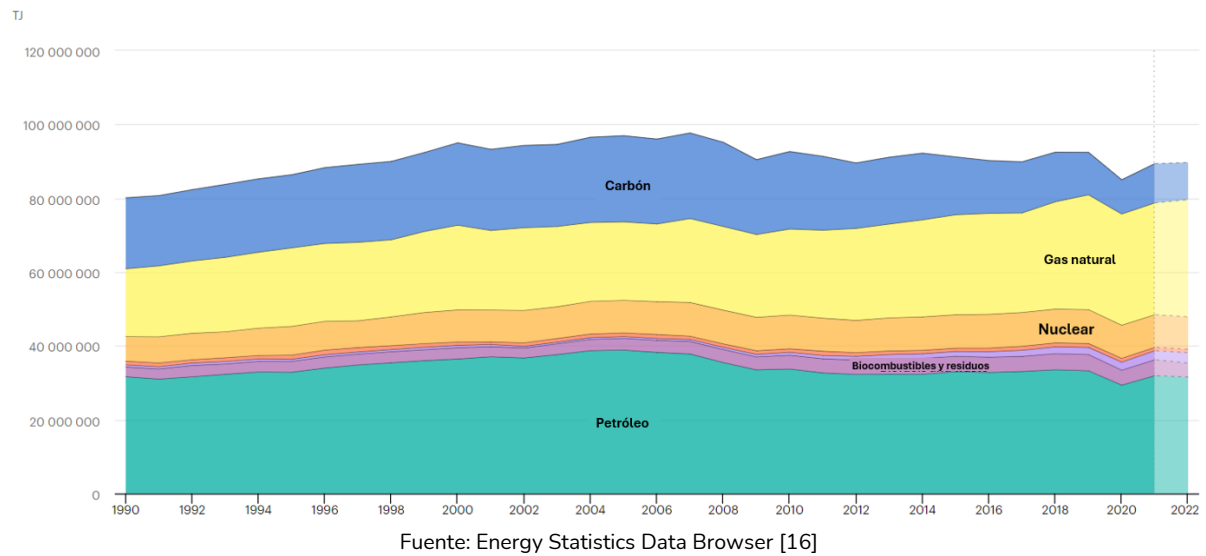


Figura 26. Producción de energía (TJ) por tipo de combustible de 1990 – 2022 en Canadá

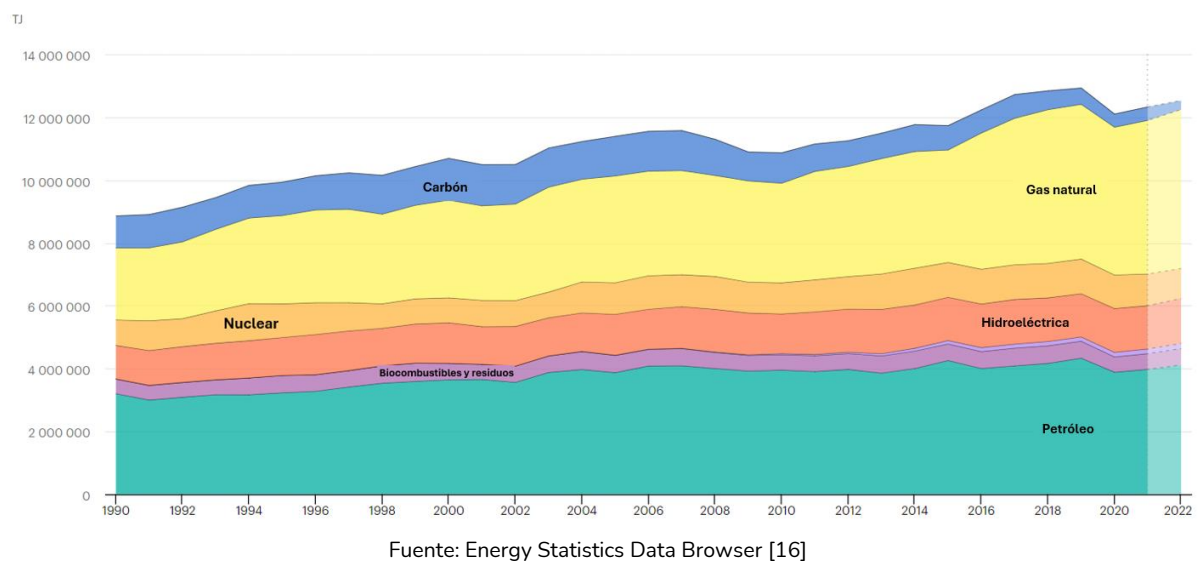
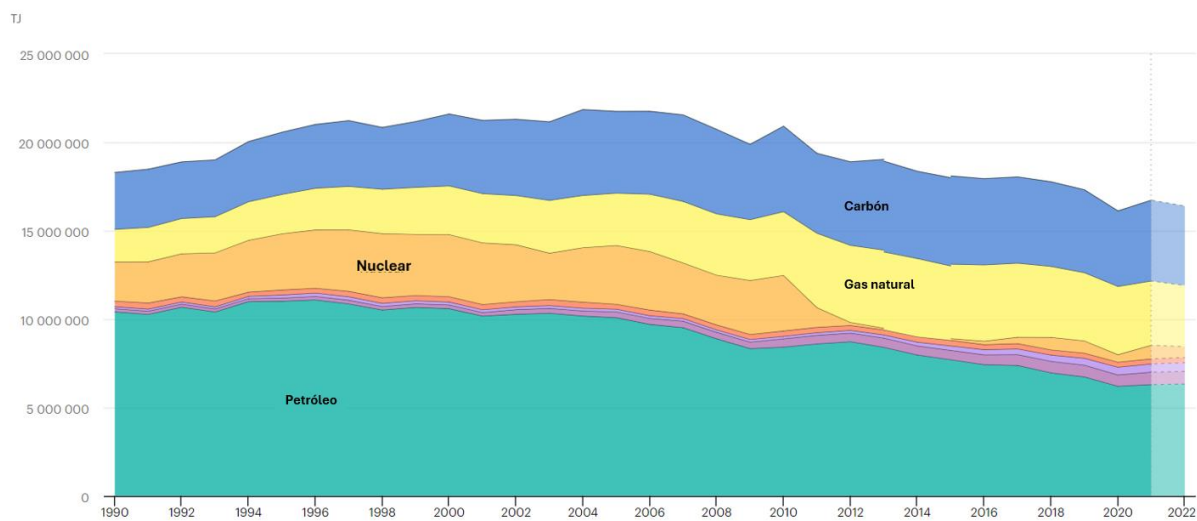
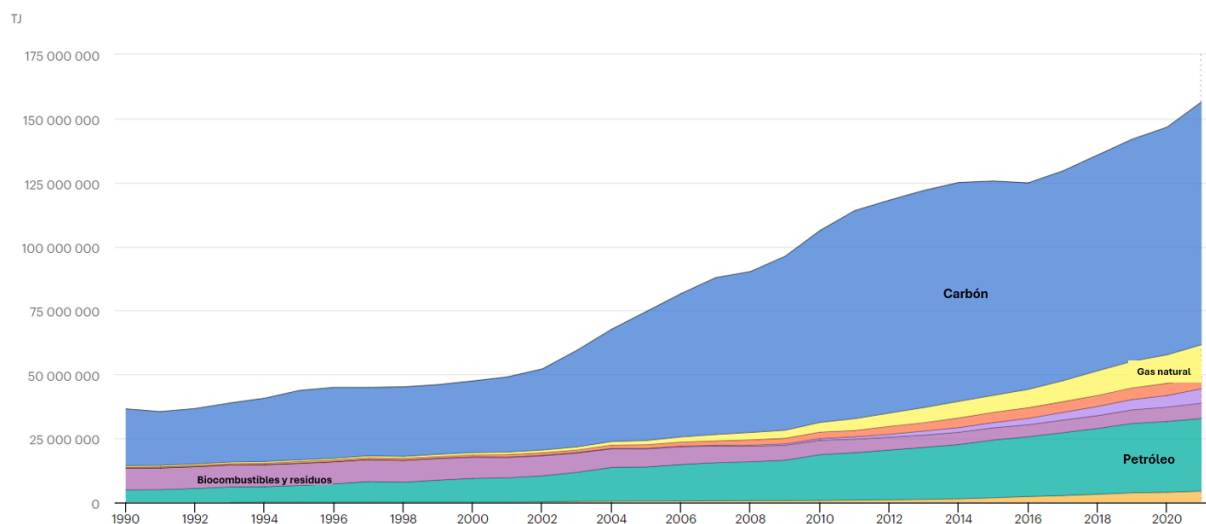


Figura 27. Producción de energía (TJ) por tipo de combustible de 1990 – 2022 en Japón



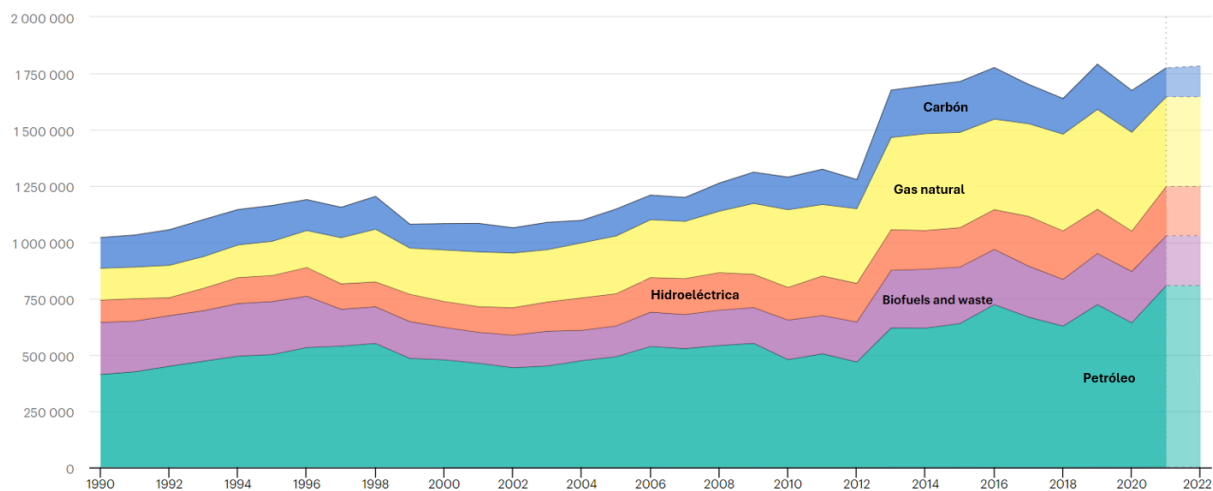
Fuente: Energy Statistics Data Browser [16]

Figura 28. Producción de energía (TJ) por tipo de combustible de 1990 – 2021 en China



Fuente: Energy Statistics Data Browser [16]

Figura 29. Producción de energía (TJ) por tipo de combustible de 1990 – 2022 en Colombia



Fuente: Energy Statistics Data Browser [16]

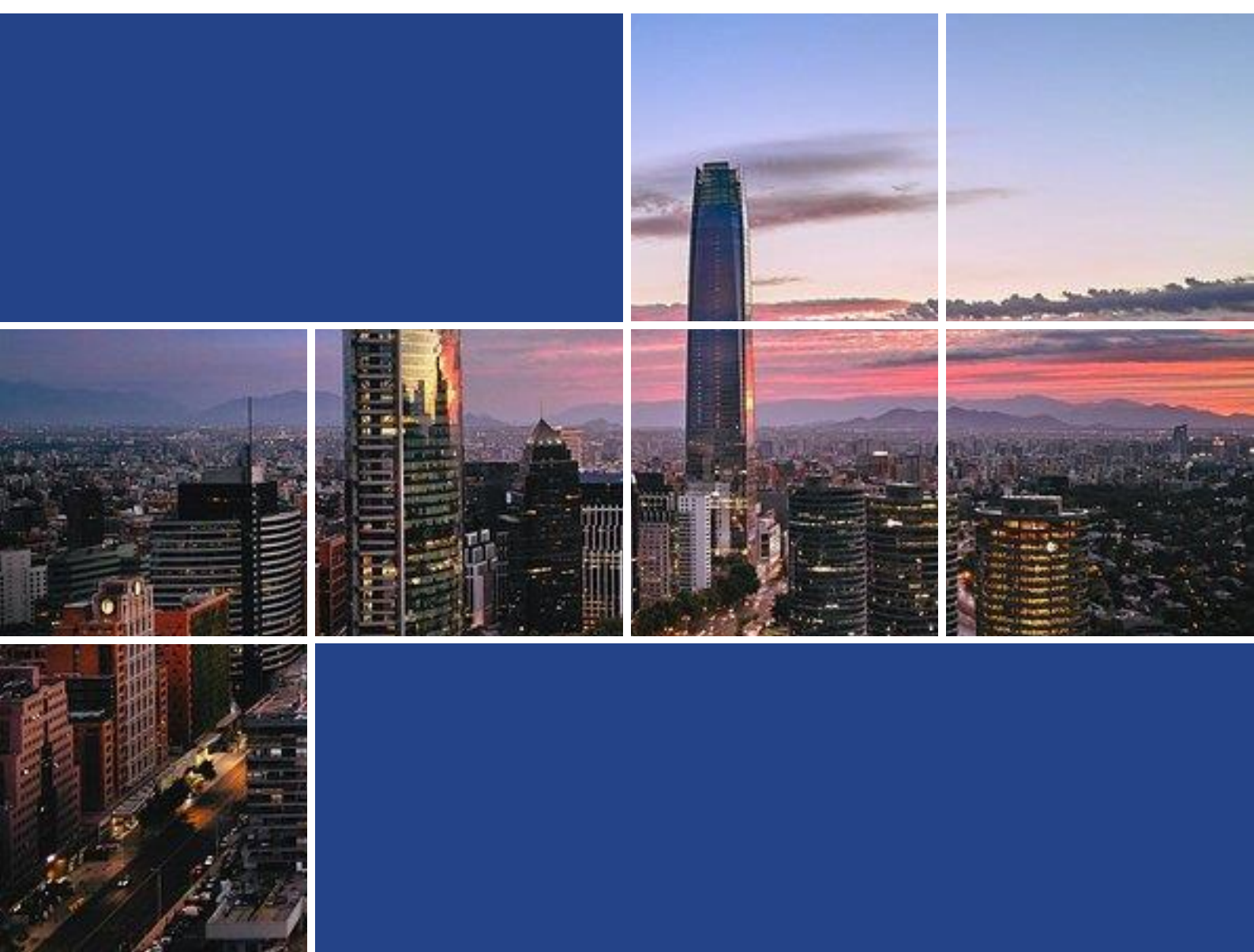
Anexo 2. Combustibles convencionales y sus equivalentes combustibles alternativos

Combustibles alternativos	Combustibles fósiles
Biogás	Gas natural
Gas natural renovable	Gas natural
BioGNC	Gas natural comprimido
BioGNL	Gas natural licuado
Propano renovable	Propano convencional, gas licuado de petróleo
Hidrógeno	Gas natural
Amoniaco	Gas natural, diésel fósil, diésel marino
Metanol renovable	Gasolina y diésel marino
DME	Diésel fósil, gas licuado de petróleo
SAF	Kerosene jet
Bioetanol	Gasolina
Biodiesel	Diésel fósil
Diésel renovable	Diésel fósil
Biobutanol	Gasolina
Combustible en base a residuos	Petróleo, carbón o diésel.
Gasolina renovable	Gasolina
P – series fuel	Gasolina

Nota: Diésel marino es una mezcla de diésel fósil y petróleo industrial N°6

Anexo 3. Estimación de las emisiones mitigadas del gas natural renovable, dimetil éter y diésel renovable

[Excel adjunto]



www.deuman.com