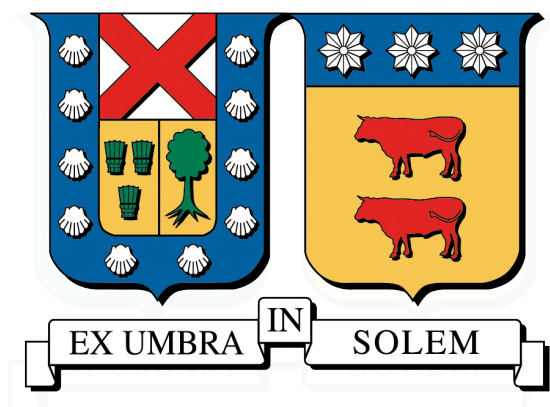


UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INDUSTRIAS
VALPARAÍSO - CHILE



**PERSPECTIVAS DE LA DEMANDA DE SUSTITUTOS DE GLP
RENOVABLE EN EL MERCADO CHILENO**

SERGEY SAGREDO MAUREIRA

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL INDUSTRIAL

PROFESOR GUÍA : Dr. Ing. Andrés Fuentes
PROFESOR CORREFERENTE : MSc. Ignacio Verdugo

Agosto, 2024



A mi familia...

EX UMBRA

IN

SOLEM

Resumen Ejecutivo

El *Acuerdo de París de 2015* tiene como objetivo principal mantener el aumento de la temperatura por debajo de los 2°C, por lo que han surgido diferentes tecnologías, protocolos y políticas que impulsan la consecución de la meta. Una de aquellas tecnologías corresponde a los *e-fuels* (electrocombustibles) que se caracterizan por ser combustibles de emisión neta de carbono igual a cero. En particular, el gas licuado de petróleo es posible sustituirlo por su e-fuel equivalente, el cual se nombró como *Gas Licuado de Petróleo Verde* o GLPv. Al tratarse de una nueva tecnología se estudió la posibilidad de implementar el GLPv analizando la brecha precio/costo y el tamaño de mercado para este nuevo competidor. Estudiando las condiciones actuales se logró determinar la inviabilidad del GLPv para competir en mercados internacionales contra su homólogo fósil debido a que los costos de producción por kilogramo de GLPv serán más de 3 veces mayores que el precio de venta del GLP en mercados internacionales para el año 2050. Sin embargo, para el caso del mercado minorista nacional se espera que los precios de venta y costos de producción por kilogramo se igualen en 2041, lo que acompañado de políticas que favorezcan el uso de GLPv sería factible generar un mercado para el nuevo gas. Adicionalmente, se estudió el posible tamaño de mercado considerando datos del Ministerio de Energía de Chile y considerando una transferencia tecnológica hacia GLP para evitar el uso de otros combustibles contaminantes. Con ello se determinó que el tamaño máximo de mercado de GLPv podría estar entre 100.000 (Tcal) o 9,09 (Mton) y 140.000 (Tcal) o 12,73 (Mton) para el año 2050.

Índice de Contenidos

1. Introducción	1
2. Objetivos	3
2.1. Objetivo General	3
2.2. Objetivos Específicos	3
3. Marco Teórico	4
3.1. Antecedentes Generales	4
3.1.1. Revisión Bibliográfica	4
3.1.2. Escenario legal	5
3.1.2.1. Escenario Legal Internacional	5
3.1.2.2. Escenario Legal Nacional	13
3.1.3. Contexto Energético	16
3.1.3.1. Contexto Energético Internacional	16
3.1.3.2. Contexto Enérgético Nacional	17
3.1.3.3. Expectativas del Mercado	20
3.2. E-fuel	23
3.2.1. Gas de Síntesis	25
3.2.1.1. Hidrólisis	25
3.2.1.2. Captura de Carbono	26
3.2.1.3. Reverse Water Gas Shift Reaction	28
3.2.2. Síntesis Fischer-Tropsch	30
3.2.3. Metanol a Gasolina	33
3.2.3.1. Metanación	33
3.2.3.2. DME a Gasolina	35
3.2.4. Product Upgrade	37
3.2.5. Esquema Resumen y Producción Máxima	39
3.2.6. Análisis tecnoeconómicos disponibles	40
3.2.7. Technology Readiness Level	44
3.2.8. Características y aplicaciones de un E-fuel	46
3.3. Metodología de trabajo	47
3.3.1. Planificación Energética de Largo Plazo	47
3.3.2. Pronósticos de demanda nacional	48
3.3.3. Estimación de costos de producción	49
3.3.4. Modelo de Crecimiento Logístico	51

3.3.4.1.	Aplicaciones del Modelo de Crecimiento Logístico . . .	51
4.	Resultados	53
4.1.	Estimación de Demanda Nacional	53
4.1.1.	Ordenamiento de Datos	53
4.1.2.	Aplicación de Modelo de Crecimiento Logístico	56
4.1.3.	Cálculo de Demanda Nacional	57
4.1.4.	Resultados de Demanda	57
4.1.4.1.	Transición Lenta Post Covid	59
4.1.4.2.	Carbono Neutralidad al 2050	61
4.1.4.3.	Transición Acelerada	63
4.1.5.	Breve Resumen del Análisis de Estimación de Demanda	65
4.2.	Estimación de Costos	66
4.2.1.	Costo del Hidrógeno y del Dióxido de Carbono	67
4.2.2.	Resultados de Estimación de Costos de Producción	68
4.2.3.	Análisis de los Costos de Producción	69
4.3.	Análisis de Sensibilidad	70
4.3.1.	Sensibilización de la Demanda Nacional	70
4.3.2.	Sensibilización de los Costos de Producción y Precio de Venta . .	74
5.	Discusión y Conclusiones	77
	Bibliografía	80
A.	Anexo	87
A.1.	NCh72:Of1999	87
A.2.	Pseudocódigo para Estimación de la Demanda	89

1 | Introducción

La reducción de los gases de efecto invernadero (GEI) es un tema importante en la actualidad. Se han realizado dos acuerdos internacionales a gran escala, los cuales se han materializados en dos grandes acuerdos: *Protocolo de Kioto de 1992* (United Nations Framework Convention on Climate Change., 1998) y el *Acuerdo de París de 2015* (United Nations Framework Convention on Climate Change., 2015). De estos, el Protocolo de Kioto propuso disminuir al menos un 5 % por debajo de los niveles de GEI detectados en 1990, pero no se logró. Por su parte, el Acuerdo de París propone mantener el aumento de la temperatura mundial por debajo de los 2°C. Para ello, las energías renovables como la solar y la eólica juegan un rol fundamental para alcanzar estos objetivos.

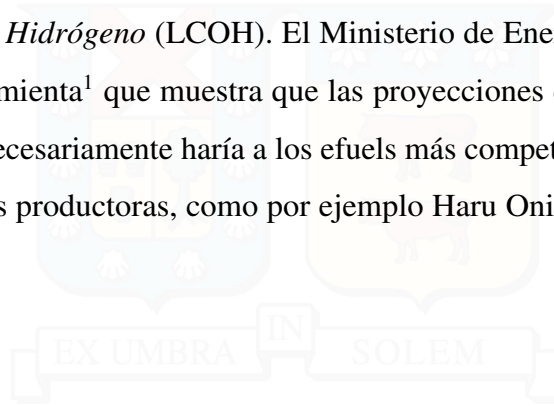
Sin embargo, se estima que para el 2050 la demanda por combustible de origen fósil no disminuirá de los niveles demandados previo a 1980 Aalbu et al. (2017a), por lo que surgen diversas alternativas para disminuir la emisión de GEI. En la actualidad son los *combustibles sintéticos* quienes emergen como una alternativa a los combustibles altamente contaminantes.

Una definición de combustible sintético la entrega Ridjan (2016), quien los define como aquellos combustibles que basan su síntesis en procesos como *Fischer-Tropsch* en lugar de ser obtenidos de manera natural a través de la explotación de fuentes petroleras o por destilación de crudo de petróleo. Particularmente dentro de los combustibles sintéticos surge el concepto de *electrocombustible* (efuels en inglés), el cual siendo un combustible de origen sintético utiliza energías renovables y materiales reciclados en su síntesis.

El interés por los electrocombustibles aumenta cada día más debido a que son idénticos a los combustibles tradicionales, pero presentan emisiones netas de CO_2 iguales a cero (Ridjan, 2016). En consecuencia son combustibles no contaminantes que se ajustan

perfectamente con las pretensiones acordadas en París 2015.

No obstante lo anterior, los elevados costos de capital hacen difícil la instalación de plantas de producción a escala de efuels. Sin embargo, esta tendencia disminuye gracias a la reducción en los costos de algunos elementos clave de la producción, como por ejemplo el *Costo Nivelado del Hidrógeno* (LCOH). El Ministerio de Energía (2024) ha puesto a disposición una herramienta¹ que muestra que las proyecciones del LCOH disminuirán en el tiempo, lo que necesariamente haría a los efuels más competitivos. Esto permite ver la aparición de plantas productoras, como por ejemplo Haru Oni² en la ciudad de Punta Arenas.



¹Explorador de Hidrógeno Verde: <https://hidrogenorenovableernc.exploradorenergia.cl/>
²<https://es.hifglobal.com/haru-oni>

2 | Objetivos

2.1. Objetivo General

La finalidad del presente informe es la de proponer la evolución de la brecha entre el precio del *Gas Licuado de Petróleo Verde* y el precio de este combustible en el mercado nacional e internacional para determinar la competitividad en la implementación de esta nueva tecnología a gran escala.

2.2. Objetivos Específicos

Determinar el tamaño de mercado nacional proyectado para identificar oportunidades de negocio y las posibles condiciones necesarias para favorecer la competitividad del gas licuado de petróleo verde.

3 | Marco Teórico

3.1. Antecedentes Generales

3.1.1. Revisión Bibliográfica

Se entiende como revisión bibliográfica una evaluación crítica de la literatura relacionada a un tema en particular donde se pretende definir una metodología exhaustiva, replicable y sistemática de la búsqueda de información, y que entregue como resultado la información organizada según los intereses del investigador. Es por esto que se establecen los siguientes pasos:

1. **Búsqueda del concepto clave en una base de datos científica.** Existen diversas bases de datos científicas y muchas de ellas están relacionadas a las casas de estudio, por lo que el investigador deberá seleccionar la que sea de mayor conveniencia para él. Una vez seleccionada la base, se procede a buscar el keyword y se exportan los datos obtenidos al formato de conveniencia.
2. **Análisis bibliométrico de la base obtenida.** La bibliometría es un proceso en el cual se analiza una base de datos literaria usando herramientas matemáticas y estadísticas. Para este tipo de investigación se hace un análisis de los keywords con el objetivo de analizar los temas más desarrollados entorno a el principal concepto. Para ello se utiliza el software VOSviewer.
3. **Definición de clusters.** A partir del análisis bibliométrico se obtiene un mapa bibliométrico, el cual muestra las relaciones entre los keywords. Con estas relaciones, se

asigna un nombre a cada uno de los clusters resultantes para determinar su aplicación en la investigación.

4. **Análisis de clusters con uso de algoritmo.** Una vez identificados los clusters, es necesario utilizar un código personalizado para obtener los artículos que pertenecen a los clusters aplicables.
5. **Revisión de artículos candidatos.** El último paso consiste en revisar el abstract de cada uno de los papers hallados para seleccionar aquellos de mayor relevancia para la investigación.

3.1.2. Escenario legal

3.1.2.1. Escenario Legal Internacional

Para definir el marco legal internacional es imprescindible realizar una revisión de los acuerdos internacionales que impulsan a los diferentes países a modificar sus leyes y hábitos de consumo en materia energética.

Para este propósito se consideran cuatro acuerdos internacionales: *Protocolo de Kioto de 1992*, *Acuerdo de París de 2015*, *Acuerdo por el Sector de Aviación de 2016* y *Acuerdo por el Sector Marítimo de 2018*.

El *Protocolo de Kioto* es un acuerdo impulsado por la *Convención Marco de Cambio Climático de las Naciones Unidas* o *UNFCCC* por sus siglas en inglés, firmado por 192 países, donde el artículo 3 del acuerdo señala que los países individualizados en su Anexo B deberán reducir sus gases de efecto invernadero en las cantidades especificadas para el período comprendido entre 2008 y 2012, lo que equivale a al menos un 5 % por debajo de los niveles de GEI detectados en 1990 (United Nations Framework Convention on Climate Change., 1998).

Años después y debido a la necesidad de mejorar el Protocolo de Kioto nace el *Acuerdo de París*, que fue adoptado por 196 países en 2015, establece en su artículo segundo el objetivo de “mantener el aumento de la temperatura media mundial muy por debajo de 2°C con respecto a los niveles preindustriales, reconociendo que ello reduciría considerablemente

los riesgos y los efectos del cambio climático” (United Nations Framework Convention on Climate Change., 2015).

Como consecuencia de lo anterior descrito, la Unión Europea determinó en el año 2016 que el 3,6 % de las emisiones de gases de efecto invernadero registradas en su territorio provienen del sector de la aviación por lo que ese mismo año, la Organización de Aviación Civil Internacional³ (ICAO por sus siglas en inglés) genera un *Acuerdo por el Sector de Aviación* (ICAO, 2016), donde se estableció una metodología para la reducción de emisiones de CO_2 en el sector de aviación. Este acuerdo propone como metodología el desarrollo de un *global market-based measure* (GMBM) que busca generar una compensación de las emisiones de CO_2 a través de la compra de *unidades de emisiones* de proyectos verdes para alcanzar la carbono neutralidad en el sector para 2050. En otras palabras, los actores emisores de estos gases contaminantes podrán comprar créditos de proyectos que aporten a la reducción de CO_2 y con ello compensarán las emisiones que ellos mismos generen, promoviendo así el crecimiento sustentable de la industria, considerando que la misma ICAO prevee que para 2050 habrá un aumento dentro del rango de 300-700 % en la emisiones de dióxido de carbono debido a la quema de combustibles de aviación.

Siguiendo el ejemplo de la ICAO, la Organización Marítima Internacional⁴ (IMO por sus siglas en inglés) llevó a cabo un acuerdo para reducir las emisiones de CO_2 en el transporte marítimo en al menos un 50 % para el año 2050, ya que este sector es responsable del 2,5 % de las emisiones mundiales de gases contaminantes y al igual que en el sector de la aviación se espera que las emisiones del área aumenten (IMO, 2018). En este sentido, la estrategia inicial del acuerdo considera tres ambiciones:

1. Reducir la intensidad de carbono de los barcos a través de la implementación del Índice de Diseño de Eficiencia Energética (EEDI por sus siglas en inglés) en fases futuras.
2. Disminuir la intensidad de carbono marítimo internacional en al menos un 40 % para el 2030 y un 70 % para el 2050, comparado con las emisiones de CO_2 de 2008.

³La ICAO es una organización de Naciones Unidas. <https://www.icao.int/about-icao/Pages/ES/default.aspx>

⁴La IMO es una organización de Naciones Unidas <https://www.imo.org/en/About/Pages/Default.aspx>

3. Alcanzar el máximo nivel de emisiones de GEI en el sector marítimo internacional para luego reducirlo lo más pronto posible siendo consistente con lo planteado en el Acuerdo de París.

Si bien los acuerdos internacionales sirven para entregar una dirección global en la evolución sustentable del consumo de combustibles, cada país o región posee diferentes normas técnicas, muchas veces transferibles y homolagables entre países, que entregan normas claras y objetivas para la consecución de las metas establecidas por la comunidad local o internacional. Para propósitos de este trabajo, se acotarán las normas internacionales a las entregadas por Estados Unidos y la Unión Europea, ya que son los dos principales mercados de occidente.

En el caso americano, todo lo concerniente a combustibles en todas sus facetas se rige principalmente por el *Clean Air Act* (CAA), *Energy Policy Act* (EPA) y por el *Energy Independence and Security Act* (EISA). La Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (EPA) explica que los estatutos del *Programa de Estándares para Combustibles Renovables* (RFS por sus siglas en inglés) se basan en aquellas actas englobando las diferentes motivaciones y objetivos como sigue. El CAA es una ley federal que regula las emisiones de los agentes contaminantes promoviendo el uso de nuevas tecnologías para alcanzar las metas establecidas en el *National Ambient Air Quality Standards*. Por su parte, la EPA apunta a la producción de energía en el país abordando temáticas como eficiencia energética, energía renovable, combustible y gas, carbón, por nombrar algunas generando así, por ejemplo, garantías a las entidades productoras de tecnologías no emisoras de GEI. Como complemento a lo anterior, en 2007 se promueve la EISA con el gran objetivo de establecer la independencia y seguridad energética de Estados Unidos, lo que significa incrementar la producción de combustibles renovables limpios, proteger a los consumidores, incrementar la eficiencia de los productos, edificios y vehículos, y finalmente promover la investigación e implementación de opciones de captura y almacenamiento de GEI (Environmental Protection Agency, 2023).

La RFS indica el volumen de combustible alternativo que debe estar disponible según las 4 categorías propuestas en términos de galones equivalentes de etanol. En la última actualización de las RFS se determina el equivalente para los años 2023, 2024 y 2025

(Environmental Protection Agency, 2023):

Tabla 3.1: Volúmenes objetivo en billones de RINs (Environmental Protection Agency, 2023).

Comb./Año	2023	2024	2025
Biocombustible de celulosa	0.84	1.09	1.38
Diesel basado en biomasa	2.82	3.04	3.35
Biodiesel avanzado	5.94	6.54	7.33
Combustible renovable	20.94	21.54	22.33
Norma suplementaria	0.25	NA	NA

Donde 1 RIN equivale a 1 galón de etanol-equivalente de combustible renovable.

En Estados Unidos existe la *American Society for Testing and Materials*, más bien conocida como *ASTM International*, la cual es globalmente conocida por liderar el desarrollo voluntario de normas técnicas estandarizadas. Actualmente son más de 12.000 normas ASTM usadas en el mundo para mejorar la calidad de los productos, mejorar la salud y seguridad, reforzar el acceso a los mercados y facilitar el intercambio, y construir confianza en los consumidores (ASTM, 2001).

En este contexto y para propósitos de este trabajo se consideran seis normas ASTM: D1655-22, D7566-23, D4054, D7467, D7547 y D1835-16.

La **ASTM D1655-22**, *Standard Specification for Aviation Turbine Fuels* define los requisitos mínimos para el combustible de turbinas de aviación tipo Jet A y Jet A-1 enfocándose en las especificaciones de desempeño en lugar de la composición del combustible. A pesar de que la norma contempla algunas formas de combustible y aditivos sintéticos, no considera todas las posibles fuentes para la elaboración de los mismos. Es por este motivo que la D1655 debe complementarse con la **ASTM D7566-23** (ASTM, 2022)

La **ASTM D7566-23**, conocida como *Standard Specification for Aviation Turbine Fuel Containing Synthesized Hydrocarbons* se encarga de cubrir los aspectos técnicos relacionados a la manufactura de combustible convencional y sintético (incluyendo mezclas) para turbinas de avión. Se definen los requerimientos mínimos de las propiedades para los combustibles de aviación que contengan hidrocarburos sintéticos bajo una perspectiva de aplicación hacia la aeronáutica civil. Es importante destacar que todo lo establecido en la

norma está dentro del marco de la ASTM D4054 *Standard Practice for Evaluation of New Aviation Turbine Fuels and Fuel Additives* (ASTM, 2023).

La **ASTM D4054** entrega a los fabricantes de equipamiento original (OEM por sus siglas en inglés) un marco para la evaluación y aprobación de nuevos combustibles y aditivos para uso de aviación comercial y militar en motores de turbinas de gas. En esta norma técnica se especifica el proceso general que un fabricante de combustibles y/o aditivos debe seguir para que su producto salga al mercado entendiendo que esta innovación debe ser segura para los vuelos, para la operabilidad del motor, para el rendimiento y para que la durabilidad general de las máquinas no se vean afectadas (ASTM, 2019).

La **ASTM D7467** conocida como *Standard Specification for Diesel Fuel Oil, Biodiesel Blend (B6 to B20)*. Esta norma establece los requerimientos en las propiedades químicas de los combustibles que contengan entre un 6 % y 20 % de volumen de biodiesel (de ahí la nomenclatura B6-B20) en su composición. Adicionalmente, clasifica al combustible según su contenido de sulfuro en tres grados (ASTM, 2013):

- S15: Combustible con un máximo de 15 ppm de sulfuro.
- S500: Combustible con un máximo de 500 ppm de sulfuro.
- S5000: Combustible con un máximo de 5.000 ppm de sulfuro

En consecuencia se establecen los métodos prácticos para la clasificación del combustible.

La **ASTM D7547**, *Standard Specification for Hydrocarbon Unleaded Aviation Gasoline*, establece los requerimientos técnicos a considerar en la compra de gasolina de avión sin plomo. Su aplicabilidad, salvo que se especifique lo contrario, incluye al combustible para aviación de origen sintético. Se consideran dos grados basado en el octanaje del combustible: UL91 y UL94, donde el número indica el número de octano. Finalmente, como es habitual en las normas ASTM, se especifican los métodos de muestreo y prueba para determinar la calidad del combustible (ASTM, 2017).

Para el caso del GLP, la ASTM recoge las 18 normas vigentes en una sola: **ASTM D1835-16**. El alcance de la norma contempla aquellos productos compuestos de propano, propeno, butano y mezclas de aquellos mencionados, considerando su aplicación domés-

tica, comercial, calefacción industrial y como combustibles de motor. Se definen cuatro conceptos dentro de la norma (ASTM, 2016):

- **Butano comercial**, productos de hidrocarburos n-a para uso donde la baja volatilidad es necesaria.
- **Mezclas comerciales Propano Butano**, n-mezclas de propano y butano para uso donde se requiere volatilidad intermedia.
- **Propano comercial**, productos de hidrocarburos n-a para uso donde una alta volatilidad es requerida. El propano comercial es adecuado para aplicaciones de combustión interna de baja severidad.
- **Propano especial**, productos n-a compuestos principalmente de propano que presentan características antidetonantes superiores y que fueron diseñados específicamente para ser usados en motores de combustión interna de ignición por chispa.

Para el caso de la Unión Europea se considerarán únicamente las normas transversales a los estados de la comunidad europea (Espacio Económico Europeo) gestionadas por el Parlamento Europeo. En este contexto y para efectos de los gases licuados de petróleo se consideran las normas más generales ya que las específicas apuntan al entorno del GLP y no al tipo de gas en sí mismo. Dichas normas se detallan a continuación:

- **Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo de 11 de diciembre de 2018 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables** Esta normativa establece como objetivo global y vinculante para la Unión Europea que la cuota de energía procedente de fuentes renovables (EPFR) sea de al menos un 32 % del consumo final bruto para el año 2030. Se incluyen los combustibles para el sector de transporte y se definen los siguientes combustibles.

1. Combustibles de 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 con arreglo al artículo 4 de la Directiva 2008/98/CE, 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.

2. Carburantes líquidos y gaseosos renovables de origen no biológico: Combustibles líquidos o gaseosos que se utilizan en el sector del transporte distintos de los biocarburantes y biogás, y cuyo contenido energético procede de fuentes renovables distintas de la biomasa.

La norma además detalla el cálculo de la cuota de EPFR en su artículo 7 utilizando valores para el contenido energético por peso y volumen de los diferentes tipos de combustibles en MJ/kg. Sin entrar en detalles, el EPFR se obtiene a partir de la suma del *consumo final bruto de electricidad de fuentes renovables, más el consumo final bruto EPFR en el sector de calefacción y refrigeración y más el consumo final bruto de EPFR en el sector de transporte* (Parlamento Europeo, 2018).

- **Reglamento (CE) N° 1907/2006 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 18 de diciembre de 2006, relativo al registro, la evaluación, la autorización y la restricción de las sustancias y preparados químicos (REACH).** El reglamento tiene como objetivo garantizar un alto nivel de protección de la salud humana y del medio ambiente, incluyendo el fomento en el desarrollo de nuevos métodos para la evaluación del peligro que plantean las sustancias químicas, mientras impulsa la competitividad e innovación del mercado. Todo esto implica que para el caso del GLP se deba generar un registro de los componentes del gas según los procedimientos establecidos en la norma (Parlamento Europeo, 2006).
- **Directiva 2008/68/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 24 de septiembre de 2008 sobre el transporte terrestre de mercancías peligrosas.** Este reglamento establece requisitos para el transporte de sustancias peligrosas, incluyendo al GLP. Dependiendo del medio y modo de transporte se aplicará un protocolo específico, los cuales se encuentran anexados en la norma. Además, cada país puede realizar excepciones a la norma general para adaptarla a las necesidades de su país, como por ejemplo utilizar el idioma local, siempre y cuando dicha excepción (especificadas

en los anexos) no signifique un riesgo a la integridad de la sociedad (Parlamento Europeo, 2008).

- **Reglamento (UE) 2023 del Parlamento Europeo y del Consejo de relativo al uso de combustibles renovables y combustibles hipocarbónicos en el transporte marítimo y por el que se modifica la Directiva 2009/16/CE.** El presente reglamento se centra en *a)* limitar la intensidad de las emisiones de GEI de las energías utilizadas a bordo de los buques que llegan a puertos bajo la jurisdicción de un estado miembro, permanezcan allí o salgan de ellos, y *b)* y establecer una obligación para el uso de electricidad desde tierra o usar una tecnología de emisión cero en puertos bajo la jurisdicción de un Estado miembro.

Esta norma genera un incentivo en el uso de combustibles de fuentes renovables de origen no biológico amplificando el límite de la intensidad media anual de emisión de GEI por un factor de 2. En términos prácticos, si a la fecha de este trabajo el límite de la intensidad media anual es de 91,16 gramos equivalentes de CO_2 y si un barco utiliza el combustible de referencia, entonces su límite será de 182,32 gramos equivalentes de CO_2 (Parlamento Europeo, 2023b).

- **REGLAMENTO DELEGADO (UE) 2023/1185 DE LA COMISIÓN de 10 de febrero de 2023 que completa la Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo estableciendo un umbral mínimo para la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero aplicable a los combustibles de carbono reciclado y especificando una metodología para evaluar la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero derivada de los carburantes líquidos y gaseosos renovables de origen no biológico y de los combustibles de carbono reciclado** La presenta norma establece el 70 % como umbral mínimo de reducción de GEI para los combustibles mencionados en la referencia.

Se define en detalle el procedimiento para calcular dicha disminución en el anexo de la norma haciendo énfasis en que no se consideran las emisiones procedentes de la fabricación de maquinarias y equipos. Para obtener detalles específicos se sugiere hacer lectura del anexo de dicha norma (Parlamento Europeo, 2023a).

- **UNE-EN 589:2019+A1 Combustibles para automoción - GLP - Requisitos y métodos de ensayo.** Se hace un detalle de los requisitos y métodos de ensayo del GLP que se comercializa y distribuye como combustible para automóviles entendiendo que el GLP se compone de uno o más hidrocarburos ligeros licuados a baja presión y siendo estos principalmente butano, buteno, isómeros de butano y buteno, propano y popreno. Lo que plantea la norma es como sigue a continuación (Comité Europeo de Normalización, 2019):

1. **Muestreo:** Se plantea que el muestreo se realice bajo los parámetros de la norma ISO 4257 y/o según la normativa nacional vigente.
2. **Contenido de agua:** Se prohíbe el contenido de agua libre a 0°C en la muestra y se prohíbe también la presencia de agua a presión de vapor saturado en la inspección visual.
3. **Olor:** La muestra de gas debe presentar un olor reconocible y desagradable a una concentración del gas en el aire de 20 % del límite inferior de flamabilidad.
4. **Densidad:** El gas debe presentar una densidad según lo recomendado por las normas ISO 3993 o ISO 8973⁵.

3.1.2.2. Escenario Legal Nacional

El marco legal chileno se rige por la *Constitución Política de la República*, leyes que derivan de esta, y por los diversos acuerdos internacionales ratificados por Chile y especificados anteriormente. A partir del marco establecido por estas resoluciones surgen leyes que regulan el almacenamiento, transporte, uso, contaminación, obtención, entre otras cosas del combustible.

Las leyes que deben considerarse en el ámbito nacional son:

- **Decreto Supremo 108.** Aprueba reglamento de seguridad para las instalaciones de almacenamiento, transporte y distribución de gas licuado de petróleo y operaciones asociadas. Esta ley contiene más de 150 artículos dispuestos en 11 títulos donde se

⁵Ambas normas ISO establecen una metodología para el cálculo de la densidad y presión de vapor de los gases licuados de petróleo.

detallan los requisitos en materia de seguridad para las etapas de diseño, construcción, operación, envasado, transporte, transferencia, distribución y abastecimiento de GLP incluyendo a terceros que den apoyo a cada una de estas etapas (Ministerio de Energía, 2013).

- **Decreto Supremo 31.** Establece un plan de prevención y descontaminación atmosférica para la Región Metropolitana de Santiago. Para el caso del GLP, la ley establece 2 categorías según su aplicación en *uso vehicular* y *uso doméstico, industrial y comercial* (Ministerio de Medio Ambiente, 2016).
- **Decreto Supremo 263 y Decreto con Fuerza de Ley 323.** Reglamento de concesiones provisionales y definitivas para la distribución y transporte de gas, y Ley de servicios de gas, respectivamente. El DS 263 es un complemento directo del DFL 323 y entre ambas establecen los procedimientos y definiciones para las concesiones de transporte y distribución de gas (gas natural, gas obtenido del carbón, nafta o coque, propano y butano en fase gaseosa y cualquier mezcla de estos gases) al público a través de la red de tuberías (Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, 1995) y (Ministerio del Interior, 1931).
- **Ley 18.502 Establece Impuestos a Combustibles que Señala.** El artículo primero de dicha ley señala el impuesto específico para GN y GLP de uso vehicular declarando que para el caso del gas natural comprimido el impuesto será de $1,93 \text{ UTM}/\text{km}^3$ y para el gas licuado de petróleo se deberá devengar $1,40 \text{ UTM}/\text{km}^3$. A su vez, dicho artículo señala que en caso de vender gas natural mezclado con gases con propiedades fisicoquímicas equivalentes al GN vehicular y de origen no fósil, el impuesto solo será aplicado a la parte proveniente de origen fósil. A su vez, el artículo seis de dicha norma establece un impuesto de $2 \text{ UTM}/\text{km}^3$ para las gasolinas automotrices y $1,5 \text{ UTM}/\text{km}^3$ para el petróleo diesel (Ministerio de Hacienda, 1986).

Por otra parte, es necesario precisar que el alcance de las leyes no es capaz de abordar todos los aspectos que una norma técnica requiere. Es por este motivo que existe el Instituto Nacional de Normalización o INN, entidad que cuenta con una infraestructura de calidad

que facilita y promueve el desarrollo de productos aptos y seguros tanto para el mercado interno como externo y que elabora normas técnicas nacionales (normalización) para asegurar la calidad de los aspectos que regula (Instituto Nacional de Normalización., 2016).

Para el caso de GLP, el INN establece dos normas que deben ser consideradas:

- **NCh72.Of1999.** Gases licuados de petróleo - Especificaciones (INN, 1999b). Esta norma clasifica al GLP en 4 tipos; Propano comercial (P), Butano comercial (B), mezclas propano-butano comercial (P-B) y gases licuados de petróleo para combustión catalítica. Los requisitos técnicos para las primeras 3 configuraciones están detallados en *Tabla - Requisitos de los gases licuados petróleo* en A.1. Para el caso de los gases licuados de petróleo que realicen combustión catalítica, se deberá considerar lo siguiente:
 1. Contenido máximo de olefinas: 20 % (v/v).
 2. Contenido máximo de diolefinas + acetileno: 1000 ppm (v/v).
 3. Contenido máximo de azufre, después de odorizar: 50 ppm (m/m).
- **NCh2394.Of99.** Gases licuados de petróleo y gas natural - Ensayo de olor. La norma propone un método normalizado para la detección de olor en combustibles gaseosos. El método consiste en vaporizar el gas y diluirlo con aire purificado, de modo que la mezcla contenga el gas en una concentración correspondiente al 20 % del límite inferior de inflamabilidad en aire. Luego, el olor es evaluado por al menos tres observadores escogidos al azar (INN, 1999a). El límite de inflamabilidad inferior en aire tiene los siguientes valores:
 1. Propano (P) : 2,4 % (v/v).
 2. Butano (B) : 1,9 % (v/v).
 3. Mezcla P-B : 1,9 % (v/v) (debe considerarse por el valor del butano).
 4. Gas natural : 5,0 % (v/v).

3.1.3. Contexto Energético

3.1.3.1. Contexto Energético Internacional

Como bien se explicó en la sección anterior, el escenario legal plantea las normas nacionales e internacionales que enmarcan las necesidades técnicas y comerciales de los productos o servicios que responden a un mercado local y/o global. Este mercado agrupa y resume la información de los flujos energéticos de los países en un idioma universal.

A nivel mundial el 80 % de la energía utilizada tiene sus orígenes en fuentes fósiles, ya sea crudo de petróleo, carbón mineral o gas natural. La justificación a esto se encuentra en la gran capacidad del carbono para almacenar energía, ya sea en forma de $C-H$ o de $C-C$, y en el precio altamente competitivo de estos combustibles respecto de las otras fuentes de energía disponibles. Esto sirve como puntapié para que gracias al aumento sostenido de la demanda energética en conjunto al crecimiento poblacional se haya generado un aumento en las concentraciones de CO_2 de un 40 % respecto a la era pre industrial (Panzone et al., 2020).

En consecuencia, Ud Din et al. (2019) describe la tendencia mundial por la búsqueda de nuevas tecnologías generadoras de energía no contaminante, por lo que se espera que para el año 2040 la matriz energética aumente la participación de las energías renovables de un 8 % a un 15 %.

Por otra parte, la U.S. Energy Information Administration ha hecho especulaciones sobre el precio del barril de crudo de petróleo para 2024 y 2025. En ese sentido, se espera que el precio del barril de crudo se mantenga ligeramente por sobre los USD 80 el barril, pero por el contrario se estima que en 2025 este precio baje de los USD 80. Adicionalmente la producción de combustibles líquidos aumentará en 0,6 millones (bbl/d)⁶ en 2024, lo que significa un retroceso en el crecimiento de la producción en 2023, la cual fue de 1,7 millones (bbl/d). Esto debido a la baja producción de la OPEP+ y la desaceleración de los países fuera de la OPEP. Para el caso de la demanda, se espera que en 2024 esta aumente en 1,2 millones (bbl/d). Sin embargo, a pesar del retroceso en la producción de barriles de pretróleo, el crecimiento para el 2025 tanto de la oferta como de la demanda se mantendrá

⁶Barriles por día

para el 2025 (U.S. et al., 2024).

En términos de matriz energética, Estados Unidos energiza su país principalmente a través de combustibles fósiles, siendo el petróleo el de mayor incidencia con 36 %, seguido por el gas natural con 33 % y cerrando el grupo de materias fósiles a través del carbón mineral con un sólido 10 %. Esto significa que un 69 % de la energía generada en E.E.U.U. proviene de combustibles contaminantes (U.S. et al., 2024). Paralelamente, la matriz energética europea utiliza un 38,7 % de combustibles fósiles, donde el gas natural representa aproximadamente un 19,6 %. La mayor parte de la energía se obtiene de fuentes renovables y a través de la energía nuclear, 39,4 % y 21,9 % respectivamente (Eurostat, 2023).

3.1.3.2. Contexto Energético Nacional

El Gas Licuado de Petróleo, introducido en Chile en 1956, es el combustible con mayor presencia en el sector doméstico, presente en más de 3,5 millones de hogares y a su vez presente en miles de establecimientos comerciales e industrias. Los usos habituales de este combustible en Chile se hallan en la cocina, agua sanitaria y calefacción para el uso doméstico, gasolina en vehículos terrestres y marítimos para el sector comercial, y en procesos industriales y generación eléctrica⁷.

Chile debe importar más del 70 % del GLP que utiliza y se transporta en barcos provenientes principalmente de Estados Unidos (65 % del total importado), propanoductos o camiones provenientes de Argentina (23 % del total importado). La fracción no importada corresponde a la producción realizada en las refinerías ubicadas en las regiones de Valparaíso y Biobío y en la planta de Cabo Negro en la región de Magallanes, la cual produce GLP a partir de la separación de gas natural extraído principalmente de la misma región. La mayoría llega al terminal GASMAR en Quintero (Valparaíso). Desde Quintero el gas es enviado a Santiago donde se somete al proceso de odorización para luego ser almacenado. Este almacenamiento tiene una capacidad máxima de 2.400 (ton), los cuales fueron utilizados para almacenar 1.235,312 (ton) de GLP y 2.689,003 (ton) de gas natural

⁷gascoeduca.cl

durante el 2023 según detallan datos disponibles en el sitio web de energía abierta⁸.

En este sentido García (2021) explica que el consumo de GLP se distribuye con un 43,4 % para el sector industrial, seguido de un 40,7 % para el sector residencial, para luego distribuir en menor medida en los sectores comercial, público y de transporte con 5,8 %, 1,7 % y 0,8 % respectivamente.

El panorama del mercado interno chileno presenta dos puntos característicos según detalla la Comisión Nacional de Energía (CNE). El primero de ellos establece que en 2022 el consumo per cápita de GLP fue de 72,6 (kg/persona) en promedio. El segundo punto muestra que el GLP es la tercera fuente de energía más utilizada por los sectores residencial, comercial, público y sanitario, representando el 20 % del consumo total de energía en aquellos mencionados sectores. El siguiente cuadro 3.2 muestra las ventas totales de GLP en el 2022 expresadas en toneladas (Mancilla, 2023).

Tabla 3.2: Ventas totales de GLP por región en 2022 (Mancilla, 2023).

Región	Envasado (ton)	Granel (ton)	Total (ton)
Arica y Parinacota	8.296	12.765	21.061
Tarapacá	11.748	6.706	18.454
Antofagasta	25.744	33.163	58.907
Atacama	15.137	54.63	20.600
Coquimbo	40.571	16.623	57.194
Valparaíso	110.680	42.792	153.472
Libertador Bernardo O'Higgins	61.638	55.413	117.051
Maule	63.390	46.374	109.765
Ñuble	22.599	11.574	34.173
Biobío	66.207	45.584	111.791
La Araucanía	43.644	24.617	68.261
Los Ríos	18.050	17.182	35.232
Los Lagos	43.112	42.306	85.418
Aisén del General Carlos Ibáñez del Campo	7.847	6.651	14.499
Magallanes y de la Antártica Chilena	1.308	5.293	6.601
Metropolitana	355.160	144.391	499.552
TOTAL	895.131	516.897	1.412.031

Otra importante característica a mencionar es la fijación de precios para los productos derivados del petróleo. Chile es mayormente un país importador por lo que el precio del

⁸energiaabierta.cl

GLP depende fuertemente del precio internacional del crudo de petróleo y de lo que dicta el mercado internacional de GLP. En consecuencia se utiliza el *Propane Mont Belvieu* como indicador, el cual es el precio del propano en la Costa del Golfo (Mancilla, 2023).

Al momento de importar combustibles, es necesario considerar dos conceptos; *Precio Paridad de Importación* (PPI) y el *Precio CIF*. El PPI corresponde a los precios observados de los combustibles en mercados internacionales de referencia, los cuales son determinados por la autoridad competente con el objetivo de entregar un precio estable y a la vez mayor al Precio CIF (Cost, Insurance and Freight), el cual es el costo real del combustible importado por el mayorista en el mercado chileno. A continuación se muestra una gráfica entregada por la CNE que muestra la comparación de Precio CIF, PPI y precio de cilindro en Chile.

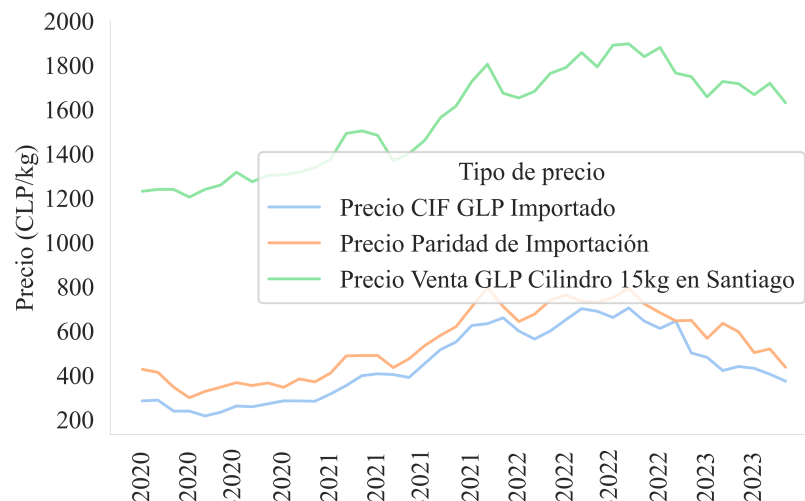


Figura 3.1: Precio de venta cilindro de 15 kg de GLP, Precio Paridad de Importación y Precio CIF GLP Importado (\$/kg) (Mancilla, 2023).

En términos de energía y según explica el Ministerio de Energía de Chile, el país cuenta con la capacidad de generar 1.800 GW con energías renovables, lo que equivale a 70 veces la capacidad actual instalada. Adicionalmente, la consultora *McKinsey & Company* (Correa et al., 2020) afirma que Chile posee el menor costo nivelado de energía (LCOE) para la producción de hidrógeno verde en el mundo y que esto se concentra en las regiones del Desierto de Atacama y región de Magallanes y la Antártica Chilena con un valor estimado de 1,3-1,4 USD/kgH₂.

Por otra parte, Correa et al. (2020) de la consultora *McKinsey & Company* estiman que

el mercado de H₂V para Chile irá creciendo de manera acelerada y sostenida de aquí a 2050 convirtiendo al país en un actor relevante del mercado debido a su competitividad, lo cual se expresa en el siguiente gráfico.

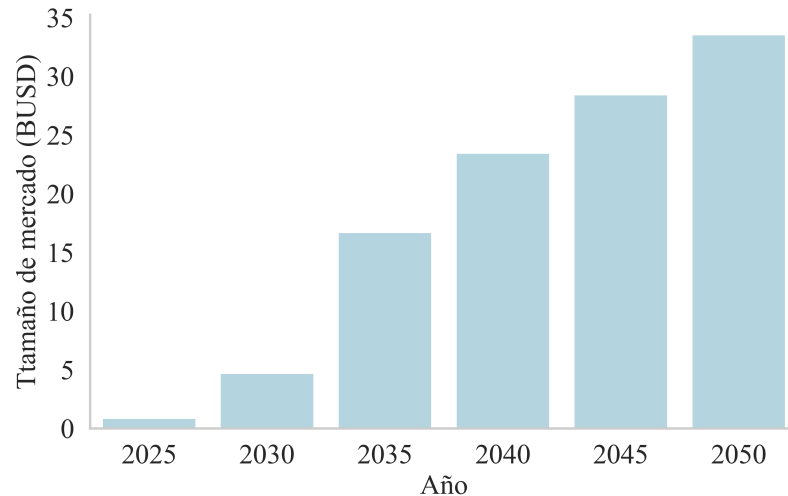


Figura 3.2: Crecimiento del tamaño de mercado para el H₂V chileno (Correa et al., 2020).

3.1.3.3. Expectativas del Mercado

Debido a la importancia del crudo de petróleo y de sus derivados en la estrategia energética de los países es que se vuelve imprescindible revisar las proyecciones del mercado de combustibles.

La demanda por hidrocarburos a nivel mundial es un tema estudiado por diferentes grupos académicos y empresariales. (Aalbu et al., 2017a) de DNV GL (consultora especializada en la industria marítima⁹) explica que se espera un aumento en la demanda de crudo para el 2030, pero posterior a ello se espera una baja sostenida de la demanda del hidrocarburo, pasando del punto máximo aproximado de 40.000.000 (Tcal) a 26.000.000 (Tcal) en 2050 3.3. Esta disminución se debe a la influencia de la electrificación en los diferentes sectores.

Para el caso del gas, Aalbu et al. (2017a) estima que la demanda global de gas alcanzará su máximo en el año 2035 con un valor aproximado de 44.000.000 (Tcal), lo que es un 16 %

⁹<https://www.dnv.com/>

más de lo demandado actualmente. A partir de este peak la demanda de gas empezará a disminuir levemente, donde el principal mercado afectado será el europeo.

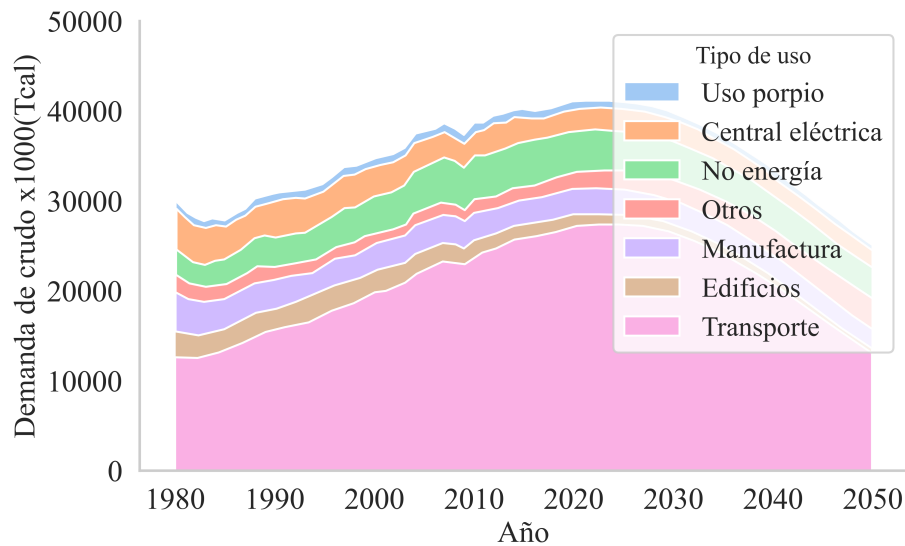


Figura 3.3: Demanda mundial de petróleo por sector. Fuente: DNV Aalbu et al. (2017a).

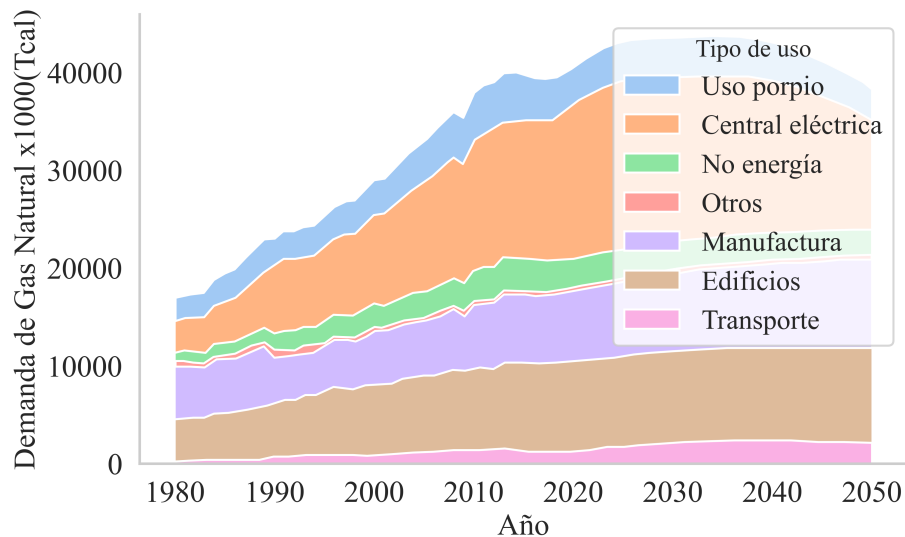


Figura 3.4: Demanda mundial de gas por sector. Fuente: DNV Aalbu et al. (2017a).

Por otra parte, Aalbu et al. (2017b) de Argus Consulting espera que la demanda de GLP mundial siga un comportamiento similar al del gas natural. Al igual que en el caso anterior, 2030 sería el año en que la demanda de GLP sea máxima alcanzando un total de casi 400 millones de toneladas para luego caer a 375 millones de toneladas en 2050. Sin embargo,

si las políticas verdes se intensifican es posible que la demanda global de GLP baje a 241 millones de toneladas.

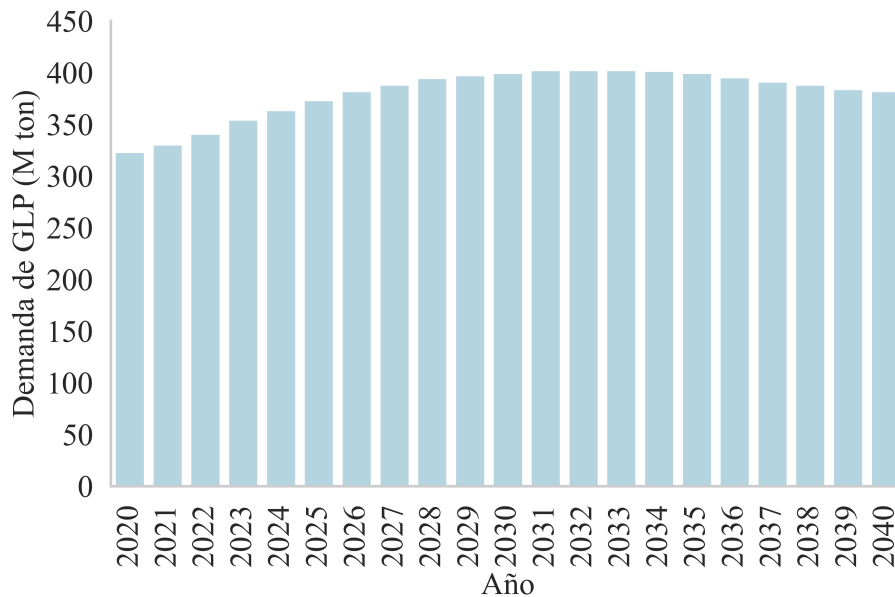


Figura 3.5: Demanda esperada de GLP. Fuente: Argus Consulting (Aalbu et al., 2017b).

En cuanto a los precios de los combustibles, Botterill et al. (2022) de la consultora Deloitte estima que los precios del barril de crudo de petróleo en la Costa del Golfo disminuirán sostenidamente hasta 2026 pasando de 87,50 (USD/bbl) a 74,50 (USD/bbl) en ese año. Luego los precios aumentarán hasta alcanzar los 119,80 (USD/bbl) en el año 2050 3.6. Por el contrario, en el caso del gas natural se espera que el precio por kg aumente de manera sostenida hasta 2050 3.7.

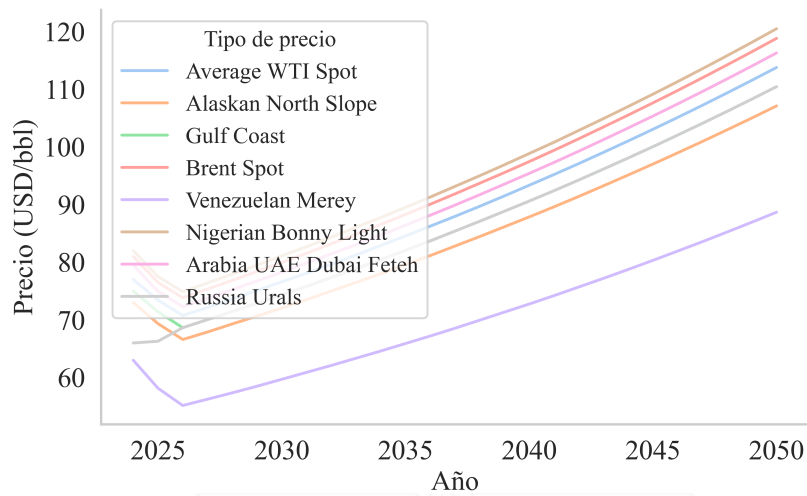


Figura 3.6: Proyecciones del precio de Crudo de Petróleo para los diferentes índices disponibles. Fuente: Deloitte (Botterill et al., 2022).

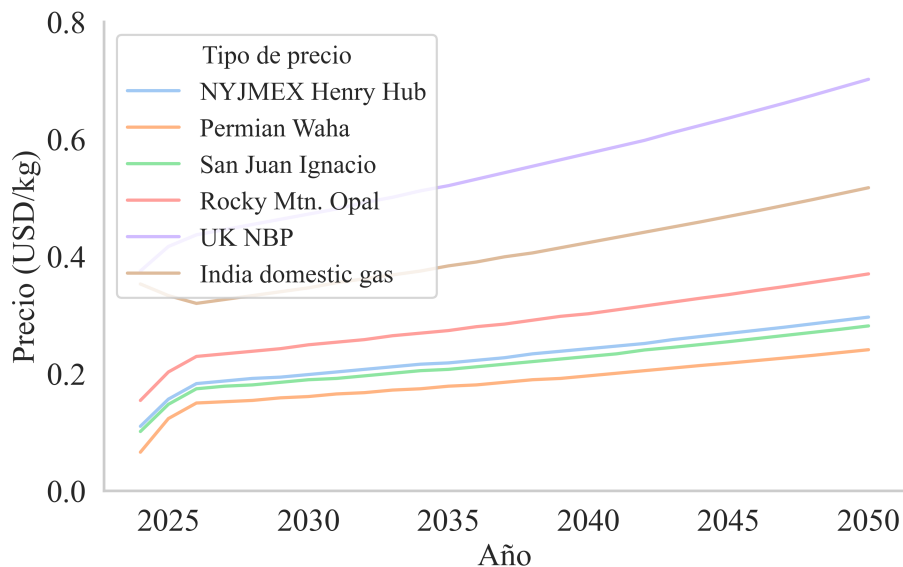


Figura 3.7: Proyecciones del precio de GN para los diferentes índices disponibles. Fuente: Deloitte (Botterill et al., 2022).

3.2. E-fuel

Una solución que se plantea para enfrentar al cambio climático es el uso de combustibles bajos en emisiones de partículas contaminantes y a su vez bajos en emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). De esto han surgido diferentes candidatos que aportan a la

disminución de GEI, dentro de los cuales se encuentran los denominados *electrofuels* o *e-fuels* y los *synthetic fuels*.

En la literatura científica no existe un consenso absoluto en la definición de ambos combustibles, pero Ridjian et al sugieren que un e-fuel se puede definir como aquel que utiliza mayoritariamente electricidad en su formación, mientras que un synthetic fuel se define como aquel que se basa en procesos de síntesis tales como *Fischer-Tropsch*, *Fijación Biológica de CO₂*, *Licuefacción Directa de Carbono*, *Disociación Termoquímica*, *Oxidación Catalítica*, *Conversión Termoquímica (xTL)*, etc. Sin embargo, también definen el concepto de *renewable electrofuel* para referirse a aquellos e-fuels cuya materia prima es obtenida a partir de fuentes renovables donde existe una cadena de carbono cerrada (Ridjian, 2016). Esto significa que la cantidad de CO₂ emitido por la quema de este combustible será la misma que la cantidad necesaria del mismo para la elaboración del combustible.

Los actuales combustibles usados en las diferentes industrias están principalmente compuestos de Carbono e Hidrógeno. Ambos son abundantes y fácilmente accesibles. En el caso del Carbono, este elemento se puede extraer directamente del aire en forma de CO₂, de la biomasa, de hidrocarburos, del carbón mineral, entre otras fuentes que contengan carbono. Por su parte, el hidrógeno es el elemento más abundante del universo y en el caso de la Tierra este se encuentra en gran parte en forma de agua, la cual está disponible en la corteza terrestre.

Dentro de los synthetic fuels, el *BioLPG* (gas licuado de petróleo de origen biológico) es una de las soluciones adoptadas para alcanzar la meta de mitigación de cambio climático. Según explica la *World Liquified Petroleum Gas Association* (WLPGA), el BioLPG es sintetizado a partir de materias primas renovables de origen biológico como los desechos alimenticios, aceites usados, madera, entre otras fuentes, y cuya calidad como combustible es idéntica a la del GLP de origen fósil. Sin embargo, la ventaja que presenta el BioLPG (y cualquier biocombustible) por sobre su versión tradicional es la menor emisión neta de GEI.

Finalmente, se define el *Gas Licuado de Petróleo Verde*, en adelante *GLPv*, como aquel gas que cumpliendo con las especificaciones necesarias para ser considerado como gas licuado de petróleo es sintetizado a partir de materias primas renovables generando una

huella de carbono neta igual a cero.

3.2.1. Gas de Síntesis

3.2.1.1. Hidrólisis

Debido a la importancia del hidrógeno en la ecuación y a pesar de su basta disponibilidad en forma de H_2O , es necesario someterlo a procesos electroquímicos para separarlo del oxígeno. Principalmente existen tres procesos catalíticos para separar el hidrógeno del oxígeno: *Membrana de Intercambio de Protones* (PEM por sus siglas en inglés), *Electrólisis Alcalina* (AEL por sus siglas en inglés) y *Electrólisis de Agua a Alta Temperatura en Óxido Sólido* (SOEC por sus siglas en inglés) (Wang et al., 2021).

Independientemente del proceso electrolítico que se utilice, el resultado obtenido será hidrógeno y oxígeno por separado. Esto permite dar inicio al proceso de síntesis del hidrocarburo deseado, como por ejemplo gas licuado de petróleo, el cual corresponde a una mezcla de propano C_3H_8 y butano C_4H_{10} .

Buttler y Spliethoff (2017) exponen acerca de la información operativa de las diferentes tecnologías disponibles para electrólisis utilizando datos disponibles de diferentes plantas de electrólisis. En su investigación analizan variables como la Temperatura ($^{\circ}C$), Presión (bar) y Densidad de Corriente (A/cm^2) para obtener datos respecto de la eficiencia, capacidad disponible, durabilidad de las diferentes tecnologías e información promedio de CAPEX¹⁰ y OPEX¹¹. Véase la siguiente tabla con el resumen de la información.

¹⁰Capital expenditure

¹¹Operational expenditure

Tabla 3.3: Resumen del estado de arte de los parámetros de las tecnologías de electrólisis para separar el agua.

	AEL	PEM	SOEC
Parámetros operacionales			
T° celda (°C)	60–90	50–80	700–900
Presión típica (bar)	10–30	20–50	1–15
Densidad de corriente (A/cm^2)	0.25–0.45	1.0–2.0	0.3–1.0
Eficiencia			
Eficiencia nominal por stack (%)	63–71	60–68	100
... consumo específico de energía (kWh/Nm^3)	4.2–4.8	4.4–5.0	3
Eficiencia nominal de sistema (LHV) (%)	51–60	46–60	76–81
... consumo específico de energía (kWh/Nm^3)	5.0–5.9	5.0–6.5	3.7–3.9
Capacidad disponible			
Potencia máx. nominal por stack (MW)	6	2	<0.01
Producción de H_2 por stack (Nm^3/h)	1400	400	<10
Área celda (m^2)	<3.6	<0.13	<0.06
Durabilidad			
Tiempo útil (kh)	55–120	60–100	(8–20)
Degradación de eficiencia (%/a)	0.25–1.5	0.5–2.5	3–50
Parámetros económicos			
CAPEX (EUR/kW)	800–1500	1400–2100	(>2000)
OPEX (% de CAPEX por año)	2–3	3–5	n.a.

3.2.1.2. Captura de Carbono

La obtención del carbono es un proceso que se realiza a través de otras tecnologías. Según muestran Bui et al. existen dos principales métodos para la captura de carbono: *Captura de Fuentes Puntuales* y *Captura Directa de Aire*.

El método de Captura de Fuentes Puntuales dispone de dos tipos de tecnologías:

- *Tecnologías de absorción:* El CO_2 es absorbido desde los gases a través de solventes,

correspondientes típicamente a aminas¹², y que en consecuencia forman sales solubles en agua, las cuales son recuperadas en forma de CO_2 mediante el proceso de desorción.

- *Tecnologías de adsorción:* Se utilizan adsorbentes sólidos para la captura del dióxido de carbono, como por ejemplo sílice, zeolitas y calcio. El proceso de adsorción más usado es el de *bucle de calcio*. El CO_2 se captura en forma de carbonato de calcio y luego es calcinado para liberar el CO_2 .

Por su parte, el método de Captura Directa de Aire dispone de las siguientes tecnologías:

- *Captura de Aire Húmedo:* El CO_2 es absorbido del aire mediante una solución dentro de columna empacada, torre de convección o torre de pulverización.
- *Captura de Aire Seco:* Se utilizan adsorbentes sólidos basados en aminas orgánicas para la captura de CO_2 , el cual es posteriormente separado mediante un flujo de gas inerte a altas temperaturas.

Dieterich et al. (2020) indican que a pesar de la dificultad de determinar un valor para el CAPEX y el OPEX de las diferentes tecnologías mencionadas es posible promediar los costos operacionales en la obtención de CO_2 a partir de diferentes fuentes de carbono. En este sentido y basado en los trabajos de Fasihi et al. (2019), Budinis et al. (2018), Trost et al. (2012) y Cormos et al. (2020) se resume la información operacional en la tabla a continuación.

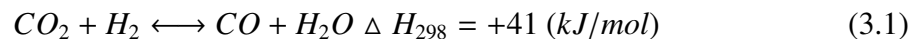
¹²Amina: Solución acuosa compuesta principalmente de alquilaminas (derivados del amoníaco)

Tabla 3.4: Costo estimado del CO_2 según su fuente

Fuente de carbono	Costo USD/ton $_{CO_2}$
Coal gasification power plant	28-40
Central eléctrica de gasificación de carbón	31-49
Central eléctrica de gasificación de carbón	47-90
Refinerías y procesadoras de GN	18-71
Molino de acero	70-73
Producción de cemento	58-87
Planta de Biogas	0-90
Captura directa de aire	222-268

3.2.1.3. Reverse Water Gas Shift Reaction

El camino *Power-to-liquid Fuels* considera dos principales vías para generar combustibles, Dimetileter-Gasolina y síntesis de Fischer-Tropsch. Sin embargo, ambos necesitan como parámetros de entrada un gas de síntesis compuesto por CO y H_2 . Dicho gas se obtiene a partir de la hidrogenización del CO_2 a través de un proceso químico reversible llamado *Reverse Water Gas Shift Reaction* (RGWS, Reacción Inversa de Desplazamiento de Agua) (Choi et al., 2017):



El monóxido de carbono resultante es almacenado y mezclado con hidrógeno en la proporción deseada. A esta mezcla se le denomina *gas de síntesis* y sirve para generar DME o combustibles Fischer-Tropsch.

Luo et al. (2021) explica que la electrólisis a alta temperatura usando SOEC (ejemplo tabla 3.3) y un ratio (estequiométrico) H_2O/CO_2 a conveniencia producirá directamente el gas de síntesis $H_2 + CO$ buscado.

Fu et al. (2010) realiza un estudio de un sistema *power-to-syngas* para determinar costos, eficiencia y producción bajo ciertas características. Para el estudio se utiliza un SOEC operando entre 1,100-1,343 (V) (con mantenimiento de 4 %) con capacidad de 1,5 (MW)

y un área específica de resistencia (ASR) de 0,25-1,25 (Ωcm^2). El vapor de agua y CO_2 suministrados tienen un ratio de 6,0 (ton/d) y 6,9 (ton/d) respectivamente. Adicionalmente se sensibiliza el CAPEX del SOEC entre 535 y 5.350 (USD/m^2) y vida útil del SOEC entre 5.000 y 8.000 (h). Como resultado se obtiene 5,1 (ton) de syngas con un ratio H/C de 4,23 y 7,8 (ton) de oxígeno implicando un costo promedio de 0,829 (USD/kg) de syngas producido, los cuales se reparten en un 57 % de electricidad, 32 % en materia prima y un 9 % en mantenimiento de equipos. Respecto a la variación del ASR, Fu et al. (2010) explica que un ASR de 0,25 (Ωcm^2) alcanza un tiempo crítico de reacción¹³ de 10.000 (h) versus 20.000 (h) cuando el ASR es 1,25 (Ωcm^2). A su vez, mientras el tiempo de reacción va creciendo, la diferencia en el costo entre diferentes valores de ASR va disminuyendo. Por ejemplo, a 20.000 (h) de operación la diferencia de costos para ASRs 0,25 (Ωcm^2) y 1,25 (Ωcm^2) es de aproximadamente un 20 % mientras que para un tiempo de operación de 80.000 (h) la diferencia es costos es menor a 10 %. Por otra parte, aumentar la inversión del SOEC genera aumentos en los costos de producción de la siguiente manera. Para un ASR de 0,25 (Ωcm^2) el costo de producción aumenta en no más de 15 % cuando se pasa de una inversión de 535 (USD/m^2) a una de 5.350 (USD/m^2), mientras que para un ASR de 1,25 (Ωcm^2) el aumento se dispara a un 64 % para el mismo rango de inversión. En efecto, Fu et al. (2010) establece que para optimizar los costos en la producción de syngas es necesario equilibrar desempeño e inversión del SOEC. Los siguientes gráficos representan los resultados obtenidos por Fu.

¹³Tiempo que demora la reacción química en llegar al estado deseado

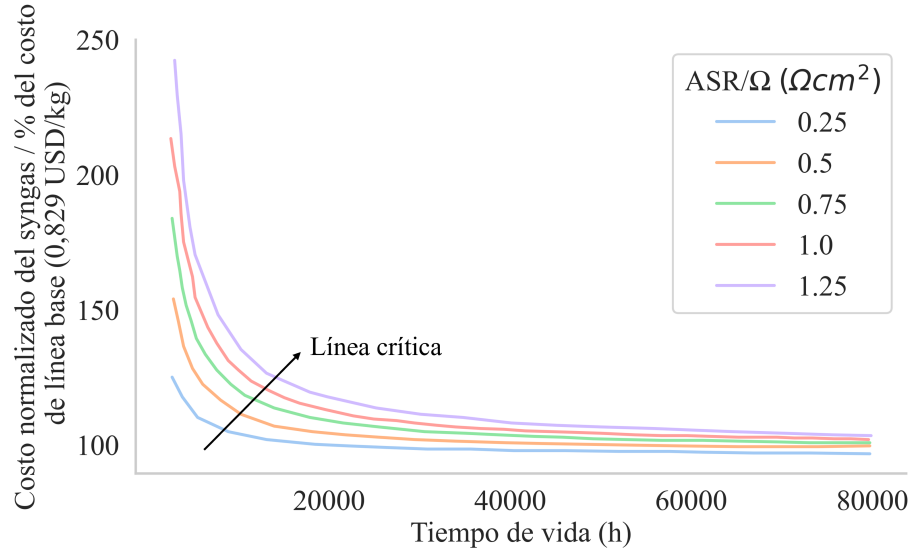


Figura 3.8: Costo de Syngas normalizado obtenido por Fu en relación con el tiempo de vida del electrolizador (Fu et al., 2010).

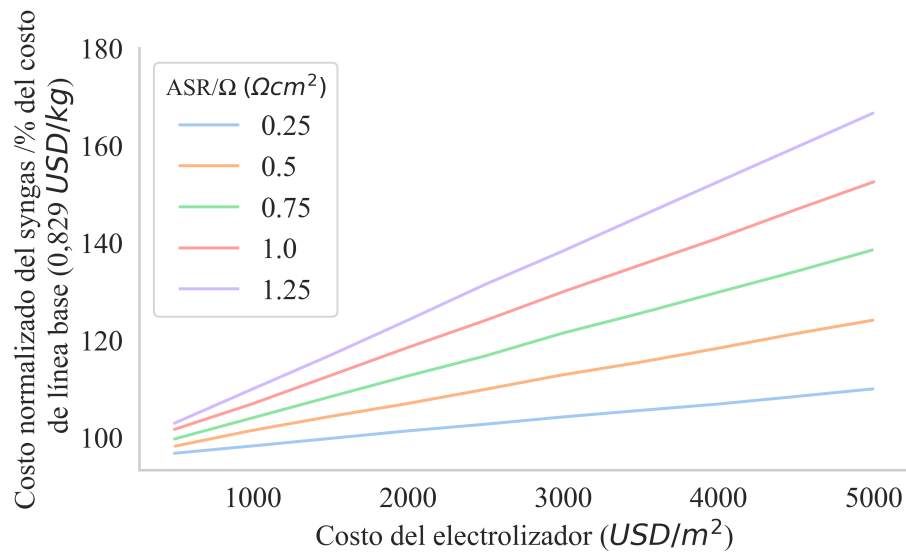
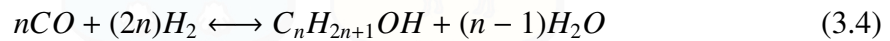
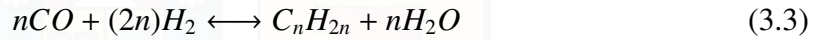
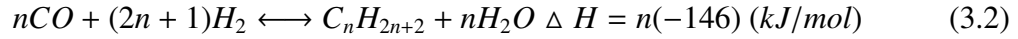


Figura 3.9: Costo de Syngas normalizado obtenido por Fu en relación con el costo del electrolizador (Fu et al., 2010).

3.2.2. Síntesis Fischer-Tropsch

El proceso de síntesis Fischer-Tropsch es un proceso catalítico heterogéneo (y termo-químico) que convierte el gas de síntesis en un (típicamente en más) hidrocarburo líquido. Generalmente, el gas se encuentra en la proporción H_2/CO de 2 – 2,2 y suele ser procesado

con un catalizador de Fe o Co a temperaturas dentro del rango 160-200 (°C) a presión ambiente. No obstante lo anterior, existen 3 posibles reacciones (Dieterich et al., 2020):



Estas reacciones corresponden a *alcanos* 3.2, *alquenos* 3.3 y a *alcoholes* 3.4.

Como bien expresa la reacción de alcanos 3.2, los productos obtenidos en la reacción FT pueden tener un diferente n , lo que implica obtener una alta gama de diferentes productos. Por ello, Flory (1936) and Schulz (1935) lograron establecer la siguiente relación conocida como *Distribución Anderson-Schulz-Flory*:

$$W_n = n(1 - \alpha)^2 \alpha^{(n-1)} \quad (3.5)$$

donde W_n representa la fracción en peso del polímero de cadena C_n y α representa la probabilidad de crecimiento de la cadena, la cual depende del catalizador (*Fe o Co*), la temperatura y presión del proceso, y depende también de la composición del gas de síntesis. La siguiente tabla propuesta por Caldwell (1981) relaciona el tamaño de la cadena de carbono con el α y la T° mínima para evitar la condensación del producto cuando se opera en un reactor de lecho fluidizado.

Tabla 3.5: Probabilidad de crecimiento de cadena y temperatura mínima de síntesis para evitar la condensación para productos de diferentes largos de cadena.

Nº de C en el producto	Probabilidad de crecimiento de cadena α (%)	Temp. mínima (°C)
2-5	51	109
5-11	76	329
5-18	82	392
12-18	87	468

El siguiente gráfico muestra la distribución de lo anterior. Es importante destacar que α es un valor que depende del ratio CO/H_2 y de la temperatura, por lo tanto es valor que puede ser seleccionado por el sujeto de interés¹⁴.

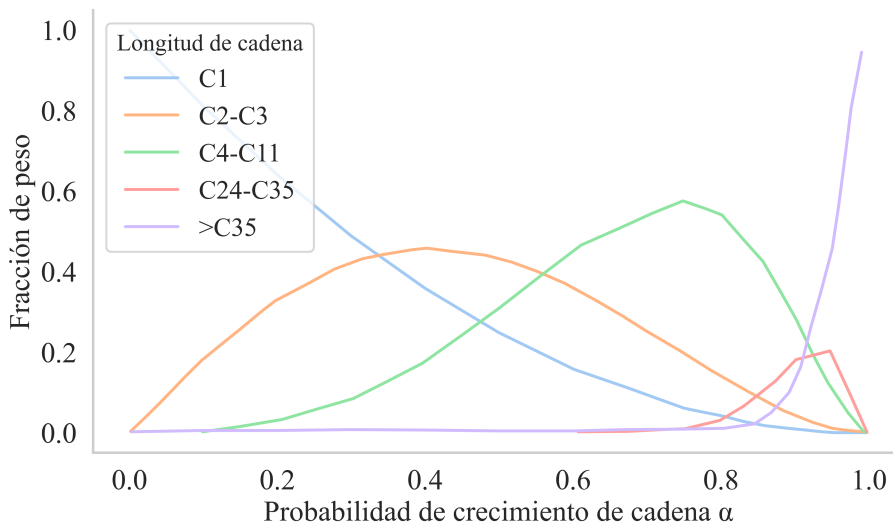


Figura 3.10: Distribución de la producción en fracción de peso según el valor de α elegido (Flory, 1936) y (Schulz, 1935).

Respecto a los catalizadores, estos juegan un rol fundamental en la ecuación al facilitar la activación del proceso. Existen diferentes catalizadores para la reacción FT, pero los más usados en el ámbito comercial son los catalizadores basados en *Fe* o *Co*. Steynberg y Dry (2006) explican que la preferencia del *Co* como catalizador se da cuando la materia prima es CH_4 ya que el GN presentaría un mayor ratio H_2/CO y no se necesitaría del RWGS para obtener el gas de síntesis deseado, considerando además que los catalizadores basados en *Co* no son capaces de generar el RWGS necesario para convertir el CO_2 en monóxido de carbono. En general, estos catalizadores prefieren sintetizar hidrocarburos de cadena menor a 5 cuando la materia prima usada es dióxido de carbono (Panzone et al., 2020).

Por su parte, los catalizadores basados en *Fe* si son capaces de gatillar el RWGS, por lo que son preferibles cuando la materia prima es carbón (mineral), biomasa o CO_2 (Bandi y Sprecht, 2006) y capaces de hidrogenar el CO_2 en cadenas de carbono largas (Panzone et al., 2020).

Los catalizadores mencionados suelen estar dentro de los reactores que llevan a cabo

¹⁴Para mayor detalle se sugiere revisar la distribución Anderson-Schulz-Flory

procesos químicos implicados. En la actualidad se utilizan cuatro diferentes tecnologías: *Reactor de lecho de goteo* (trickle bed), *reactor en suspensión* (slurry phase), *reactor de lecho fluidizado* (fluidized bed) y *reactor de lecho fluidizado circulante* (circulating fluidized bed) (Dieterich et al., 2020).

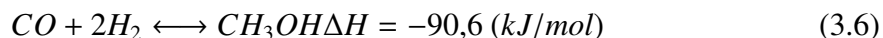
Tabla 3.6: Resumen de reactores disponibles para proceso Fischer-Tropsch.

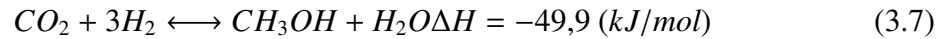
	Lecho de Goteo	En Suspensión	Lecho Fluidizado	Lecho Fluidizado Circulante
Descripción	Tubos cargados con el catalizador y agua hirviendo en el interior de la carcasa. Los productos son mayoritariamente líquidos.	Las ceras son usadas como portadores del calor y como fluidos de suspensión para partículas finas de catalizador. Las burbujas del gas de síntesis fluyen a través del líquido y las bobinas de enfriamiento retiran el calor.	Moléculas de cadena corta se producen a altas temperaturas ($>300^{\circ}\text{C}$).	Moléculas de cadena corta se producen a altas temperaturas ($>300^{\circ}\text{C}$).
Temperatura límite ($^{\circ}\text{C}$)	<260	<260	>300	>300
Temperatura de proceso ($^{\circ}\text{C}$)	220-240	220-240	320-350	320-350
Presión de proceso (bar)	20-25	20-25	hasta 40	25
Selectividad	Distribución de productos similar al crudo de petróleo (cadena larga)	Distribución de productos similar al crudo de petróleo (cadena larga)	Principalmente productos, 80 % $<C_{10}$	Principalmente productos, 80 % $<C_{10}$
Conversión	Aprox. 60 %	Aprox. 60 %, eficiencia del carbono de 75 %	>85 %	Aprox. 85 %
Catalizador	Basado en Fe o Co	Basado en Fe o Co	Basado en Fe	Basado en Fe

3.2.3. Metanol a Gasolina

3.2.3.1. Metanación

El metanol CH_3OH es un compuesto químico que se puede obtener a partir de la hidrogenización del CO y del CO_2 (entre otras reacciones posibles) basados en las siguientes reacciones (Hansen y Hojlund, 2008):





donde es importante destacar que la ecuación 3.6 corresponde al mismo gas de síntesis empleado para FT, pero en una proporción favorable para la realización de metanol, mientras que 3.7 se compone de los mismos reactantes necesarios para la formación de CO , pero en proporción favorable para la generación de metanol.

La producción de metanol depende principalmente de la temperatura y la presión de operación. Sin embargo, el catalizador y el gas utilizado como materia prima juegan un rol fundamental en el rendimiento de la reacción.

La siguiente tabla elaborada a partir de datos exhibidos por Goehna y König (1994) muestra la distribución típica de los productos obtenidos en la formación de metanol a diferentes temperaturas.

Tabla 3.7: Composición de la producción de metanol basados en la hidrogenación de CO y CO_2 .

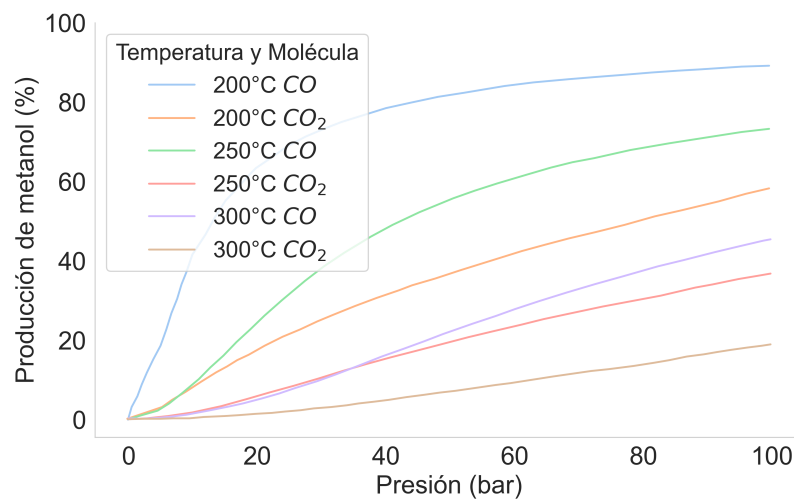
	CO-syngas	Gas basado en CO_2 $H_2 : CO_2 = 3$					
Temperatura (°C)	250	250	255	260	230	250	270
Metanol (%)	84.5	63.7	63.7	63.7	63.3	36.9	63.4
Agua (%)	15.4	36.2	36.3	36.3	36.7	36.9	35.6
Impurezas (%)	0.16	0.04	0.04	0.05	0.08	0.05	0.06

El interés por la producción de metanol a partir de dióxido de carbono ha motivado a los diferentes países a instalar plantas pilotos para investigar el comportamiento de la reacción y poder establecer los parámetros óptimos de operación. En la siguiente tabla se muestran algunos ejemplos a partir de datos recopilados por Dieterich et al. (2020) de las diferentes publicaciones que hay al respecto.

Tabla 3.8: Ejemplo de plantas productoras de metanol usando CO_2 como materia prima.

Institución, País	Capacidad (kg/d)	Volumen del reactor (L)	T (°C)	P (bar)	GHSV ($\times 10^3/h$)	Eficiencia del carbono (%)	Reciclaje (ratio)	Descripción
Lurgi AG, Alemania	n.a.	n.a.	250	80	10.5	94.0-96.5	Si	Heated water jacket
NITE y RITE, Japón	0.9	0.05	250	50	18	n.a.	Si	Reactor inmerso en baño de arena
	50	4.6	250	50	10	n.a.	Si	Reactor inmerso en aceite
Centre for Solar Energy and Hydrogen Research (ZSW), Alemania	6.1	0.4	260	80	8.1	23	No	Electrical heated jacket
Korea Institute of Science and Technology (KIST9), Corea	75	8.1	250-300	51/61	n.a.	66.9-70.5	Si	Previo a RWGS es calentado usando electricidad y en paralelo se utilizan cuatro SRC

El siguiente gráfico elaborado por Dieterich et al. (2020) muestra la conversión en equilibrio de gases basados en CO y CO_2 para diferentes temperaturas según la presión que se utilice considerando un catalizador genérico.

**Figura 3.11:** Conversión en equilibrio de gas basado en CO y CO_2 a metanol (Dieterich et al., 2020).

3.2.3.2. DME a Gasolina

El Dimetileter (DME) suele ser un subproducto derivado de la síntesis de metanol (Müller y Hübsch) compuesto de la siguiente manera CH_3OCH_3 y que se obtiene a partir

de la siguiente reacción (deshidratación del metanol):



Sin embargo, el DME puede ser producido directamente a partir del gas de síntesis mediante RWGS 3.1, la síntesis de metanol 3.6 y 3.7, y deshidratación del metanol 3.8 ocurriendo de manera simultánea (Ng et al., 1999).

Dependiendo del proceso que se realice para producir DME se elige un catalizador diferente. En el caso de la deshidratación del metanol se suelen utilizar catalizadores ácidos sólidos como alumina gamma ($\gamma - Al_2O_3$) y zeolitas (Dieterich et al., 2020). Por otro lado, para el caso de conversión directa de gas de síntesis en DME se utilizan catalizadores híbridos o también catalizadores bifuncionales.

Respecto de la vida útil de los catalizadores esta depende del proceso que se use y de la capacidad productiva de la planta. Por ejemplo, MGC reporta que la vida útil de sus catalizadores para deshidratación de metanol un proceso *two-step* es de 4 a 6 años (Fujimoto et al., 2007), mientras que Haldor Topsoe reporta que su catalizador híbrido tiene una duración de 14.000 horas para su planta productora directa de 50 (kg) diario de CH_3OCH_3 (Dybkjaer y Hansen, 1997).

Si bien el DME es obtenido mediante un proceso directo, Fujimoto et al. (2007) explica que el proceso *two-step* es preferido debido a tener un menor CAPEX en plantas de gran producción y a la capacidad de poder ajustar el ratio metanol/DME resultante de la reacción según la demanda del mercado.

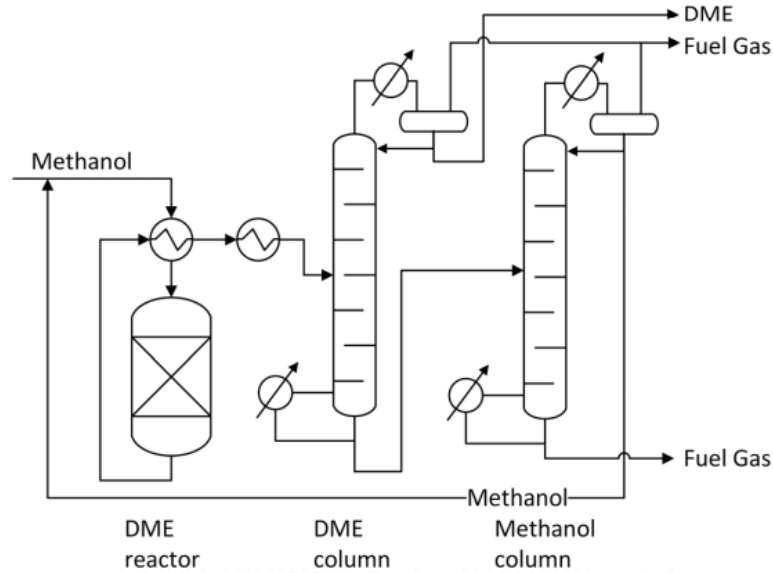


Figura 3.12: Flujo de proceso típico de una planta two-step para la producción DME. Fuente: (Dieterich et al., 2020).

Dieterich et al. (2020) recopilan y comparan información de diferentes empresas que emplean el proceso *two-step* con fines comerciales.

Tabla 3.9: Comparación de proceso de diferentes compañías productoras de DME utilizando el proceso two-step.

Compañía	MGC	Lurgi	Toyo	Haldor Topsoee	ENN
Metanol	Grado AA	Metanol estabilizado	Metanol estabilizado	Crudo, fuel grade, grado A	>50 % MeOH
Diseño del reactor	Adiabatic fixed bed	Adiabatic (or cooled) fixed bed	Adiabatic fixed bed	Adiabatic fixed bed	Adiabatic (or cooled) fixed bed
p (bar)	10-25	1-30	10-20	10-15	6-12
T (°C)	250-400	250-360	220-250 (entrada), 300-350 (salida)	290-400	260-360 (1er etapa), 180-240 (2da etapa)
Conversión por pasada (%)	70-80	70-85	70-85	80	>80
Selectividad (%)	98,60	n.a.	99,90	n.a.	>99
Catalizador	Alumina gamma	n.a.	Alumina gamma	Alumina activada	Alumina-sílice
Capacidad total (ktpy)	100	n.a.	470	805	220

3.2.4. Product Upgrade

El concepto de *Product Upgrade* o actualización del producto corresponde a la mejora de la calidad de un producto incrementando el valor para los consumidores. En algunos casos la mejora del producto viene a través de una actualización del proceso ya que se abaratan costos o se entrega un producto final más refinado.

Al elaborar un efuel a través del proceso Fischer-Tropsch siempre se obtendrán diferen-

tes productos en ciertas proporciones dependiendo del catalizador que se use, la proporción del gas de síntesis, la temperatura y presión del reactor. En este sentido, las ceras pueden ser transformadas en otras ceras más especializadas a través de procesos como la hidrogenización, hidroisomerización u oxidación controlada. También es posible someter las ceras a hidrocracking para obtener nafta, diesel o fuel-jet (Dieterich et al., 2020). Steynberg y Dry (2006) explican que la nafta puede ser refinada con los procesos convencionales para producir gasolina. Dieterich et al. (2020) menciona que el eteno y el propeno pueden ser usados como materia prima para la producción de polímeros o pueden ser vendidos directamente en el mercado por buen precio. De manera alternativa, Steynberg y Dry (2006) aseguran que las moléculas ligeras (cadena corta) que correspondan a olefinas pueden ser hidrogenadas y transformadas en parafinas, como por ejemplo transformar C_3H_6 en C_3H_8 . Por otra parte, el propano y el butano pueden ser aislados para ser vendidos como GLP.

En el caso del metanol, la forma de mejorar el producto viene dada por el proceso de destilación, el cual sirve para remover las impurezas del MeOH crudo. De acuerdo con lo que menciona Supp (1990), el metanol crudo extraído del circuito de síntesis es evaporado a baja presión (5-10 (bar)) para expulsar los gases disueltos. De aquí, se identifican dos casos. El primero de ellos es la producción de metanol para ser usado como combustible, por lo que según Ohsaki et al. (2015) basta con utilizar una sola columna de destilación para alcanzar las especificaciones requeridas. Y el segundo caso es la obtención de MeOH puro (de grado químico), el cual requerirá de dos o tres columnas de destilación para asegurar la eliminación deseada de impurezas Bertau et al. (2014). El siguiente esquema elaborado por Supp (1990) resume la idea anterior.

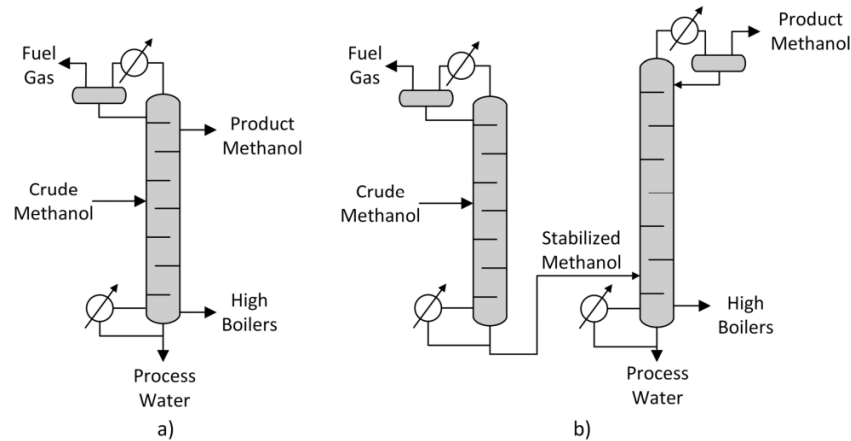


Figura 3.13: Sistema de destilación. a) Sistema de una sola columna utilizado para obtener metanol como combustible. b) Sistema de doble columna utilizado para obtener metanol puro. Fuente: Supp (1990).

Para el caso de DME, cuando se utiliza el proceso *two-step* es posible obtener una pureza mayor al 99 % cuando se utilizan dos columnas de destilación en el proceso (Strätling, 2002). Adicionalmente, para obtener purezas mayores al 99.9 % Haldor Topsoe propone añadir olefinas previo al ingreso del gas en la columna de DME (Dieterich et al., 2020).

3.2.5. Esquema Resumen y Producción Máxima

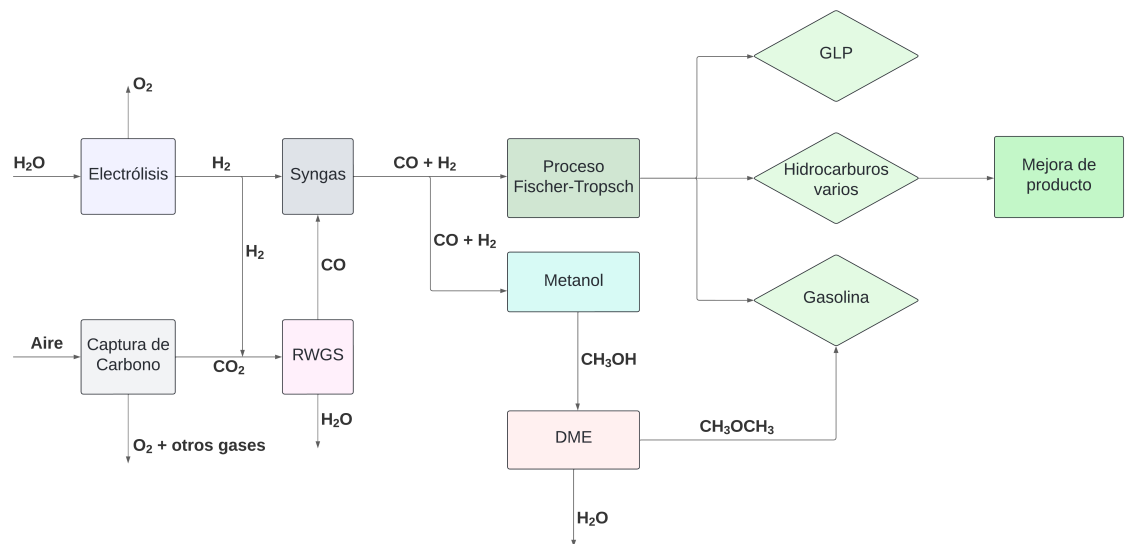


Figura 3.14: Esquema resumen del proceso de elaboración de un E-fuel. Fuente: Elaboración propia.

Respecto del uso irrestricto de una tecnología sobre otra, de Klerk (2012) aclara que todos los productos obtenidos a través de las diferentes configuraciones posibles de la reacción FT pueden ser refinadas en el producto que se desea obtener. Sin embargo, Steynberg et al. (1999) señalan que bajo la configuración de la planta *Sasol Advanced Synthol* (SAS) se obtienen los mejores rendimientos para los productos de cadena corta. La configuración usada por SAS es:

- *Temperatura* ($^{\circ}\text{C}$): 340
- *Catalizador*: Basado en Fe
- *Presión* (bar): 20-40
- *Ratio H_2/CO* : 2 - 2,2

y los resultados se presentan como sigue:

Tabla 3.10: Selectividad para el reactor SAS (Steynberg et al., 1999)

Producto	(%)
Metano	7
$\text{C}_2 - \text{C}_4$ Olefinas	24
$\text{C}_2 - \text{C}_4$ Parafinas	6
Gasolina	36
Destilados medios	12
Heavy cuts and waxes	9
Oxigenados solubles en agua	6

3.2.6. Análisis tecnoeconómicos disponibles

En la actualidad, los reportes asociados a costos de instalación y de operación están disponibles para plantas basadas en síntesis y basadas en gasificación. Los resultados obtenidos por Haarlermmmer et al. (2014) arrojan que las plantas basadas en procesos de síntesis tienen un ratio de USD 72Mio/150MW, mientras que las de gasificación tienen un ratio de USD 82Mio/400MW. Puntualmente para el caso de las plantas basadas en

Fischer-Tropsch, el 60-70 % de los costos de operación se deben a la producción de gas de síntesis, mientras que el 22 % del costo suele estar destinado al proceso FT en sí mismo, dejando el porcentaje restante para los tratamientos adicionales de los hidrocarburos y demás productos obtenidos de FT (Choi et al., 1997).

A modo de resumen, se sintetiza la información anterior en la siguiente tabla.

Tabla 3.11: Comparación de diferentes estudios tecnoeconómicos de diferentes plantas PtL y XtL basadas en síntesis Fischer-Tropsch Dieterich et al. (2020).

	Fuente de carbón	Costo de producción (USD/l)
PtL	Captura de carbono	2.5
PtL	Captura de carbono	1.3-3.0
BtL	Gasificación de biomasa	1.3-3.0
BtL	Gasificación de biomasa	1.4
CtL	Gasificación de carbón	0.4
Diesel	Crudo de petróleo	0.4-0.6

Para el caso del metanol existe información disponible para su producción a partir de CO_2 . Según detallan Dieterich et al. (2020) los costos de capital para plantas *Power to MeOH* exhiben costos dentro de un rango de $(350 - 440 USD/kg_{MeOH})$. La tabla resumen a continuación muestra una comparativa de diferentes parámetros asociados a la producción de MeOH.

Tabla 3.12: Comparaciones tecnoeconómicas según tecnología y capacidad Dieterich et al. (2020).

Descripción	Capacidad ($\text{ton}_{\text{MeOH}}/\text{d}$)	CAPEX 10^3 (USD $\times \text{ton}_{\text{MeOH}}/\text{d}$)	Factor de capacidad	Precio electricidad (USD MW/h)	Costo CO_2 (USD/ton)	Precio MeOH (USD/ton)
LTEL + CO_2 Clausen et al. (2010)	900	406	91	43	16	594
LTEL + CO_2 (gas fluido) Barbato et al. (2013)	2400	420	88	n.a.	38	315
LTEL + CO_2 (gas fluido) Mignard et al. (2003)	178	440	91	27	n.a.	551
SOEC (20 MW) + CO_2 Rivera- Tinoco et al. (2016)	50	2515	91	20-50	3-10	750-5840
PEM (24 MW) + CO_2 Rivera- Tinoco et al. (2016)	50	417	92	20-50	3-10	440-950
LTEL + CO_2 Tre- mel et al. (2015)	140	350	68	100	53	1050

Donde LTEL corresponde a electrólisis de baja temperatura.

Los análisis tecnoeconómicos para el DME (power-to-DME) son escasos según explica Brynolf et al. (2018), más aún cuando se trata de CO_2 hacia DME en el contexto power-to-liquid. Autores como Michailos et al. (2019) sugieren que los costos de producción de DME a partir de CO_2 están en el rango de 1.955-2.485 USD por tonelada producida. Por otro lado, Tremel et al. (2015) y Schemme et al. (2020) en trabajos separados estiman que el costo por tonelada de DME producida estaría entorno al rango de 1.490 y 1.600 USD. Por otra parte, los precios de DME en China variaron dentro del rango de 295-352 USD por tonelada en 2020 (Dieterich et al., 2020).

Es importante mencionar el concepto *Levelized Cost of Hydrogen* (LCOH), el cual hace referencia al costo nivelado de la producción de hidrógeno y que se define como un indicador que muestra el costo de producir 1(kg) de hidrógeno verde considerando la

inversión requerida y los costos operacionales de la producción (Ministry of Industry & Trade of the & Czech and Republic, 2021).

$$LCOH = \frac{\sum_{n=1}^N \left(\frac{CAPEX}{(1+r)^n} + \frac{OPEX}{(1+r)^n} + \frac{Otros}{(1+r)^n} \right) + LCOE}{\sum_{n=1}^N \frac{M_{H_2}}{(1+r)^n}} \quad (3.9)$$

donde,

- N= Horizonte de evaluación en años.
- r= Tasa de costo del capital (%).
- M_{H_2} = Masa de H_2 producido (kg).

En esta línea, el Ministerio de Energía en conjunto a otras entidades nacionales e internacionales desarrolla una herramienta para estimar el LCOH verde en diferentes zonas geográficas considerando energía eólica y fotovoltaica. La herramienta denominada *Explorador de Hidrógeno Renovable*¹⁵ es de acceso público y aprovecha las virtudes entregadas por los exploradores solar y eólico. La elaboración del *Explorador de Hidrógeno Renovable* ha estimado la evolución del LCOH de los diferentes proyectos existentes. En la actualidad los valores están dentro del rango 3,31-6,15 (USD/kg_{H_2}) y bajarán sostenidamente al 2050 alcanzando valores dentro del rango 1,55-2,63 (USD/kg_{H_2}) Ministerio de Energía (2024).

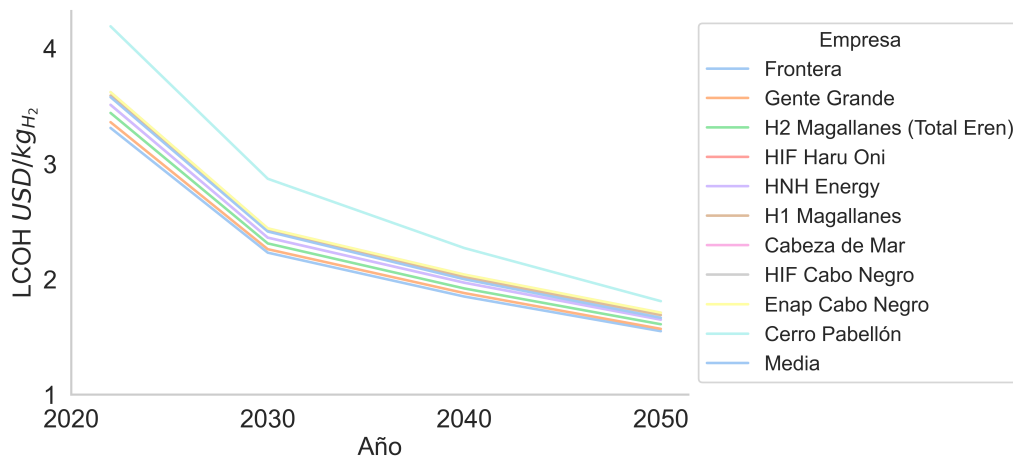


Figura 3.15: Gráfica comparativa de la evolución del LCOH. Fuente: Ministerio de Energía (2024).

¹⁵<https://hidrogenorenovableernc.exploradorenergia.cl/>

3.2.7. Technology Readiness Level

Ibáñez de Aldecoa (2020) define *Technology Readiness Level* (TRL) como “... un TRL es una forma aceptada de medir el grado de madurez de una tecnología.”. Esta metodología proviene de la NASA y ha sido adaptada a I+D+i debido a su parcticidad. Se divide en 9 niveles de madurez como sigue:



Figura 3.16: Explicación de los niveles TRL. Fuente: Elaboración propia.

Debido a la importancia que ha tomado el cambio climático producto de la acumulación de GEI es que han surgido diferentes tecnologías y propuestas que apuntan a mitigar este cambio implementando técnicas de captura de CO_2 . Nimmas et al. (2024) recopila y compara información de diferntes autores respecto del nivel de madurez de las tecnologías disponibles para la conversión de dióxido de carbono.

Tabla 3.13: Comparación de diferentes tecnologías de conversión de CO_2 .

Tecnología de conversión	Fuente de energía	Producto principal	TRL	Ventaja	Desventaja
Termoquímica	Térmica	Metanol Etanol Combustible Olefinas ligeras Carbonatos	2-9	Alta producción Tecnología madura	Alto consumo de energía Desactivación del catalizador
Fotoquímica	Solar o rayos UV	CO Metano Metanol	2-4	Potencialmente alta conversión Amigable con el medioambiente No requiere energía adicional Costos operativos bajos	Poco entendimiento de la reacción y del mecanismo de transferencia de electrones Dificultades para la producción en masa
Electroquímica	Electricidad	Metanol Metano Etanol Etileno	3-5	Alta selectividad No requiere calor adicional Posibilidad de usar fuentes de energía renovable	Limitaciones en la transferencia de masa

Adicionalmente, Nimmas et al. (2024) resume el TRL para los diferentes productos elaborables utilizando tecnología termoquímica.

Tabla 3.14: TRL para los diferentes productos que se pueden obtener mediante el reciclaje de CO_2 Nimmas et al. (2024).

Categoría	Producto	Tecnología de producción	TRL
Combustible	Metano	Hidrogenación	7-9
	Syngas	Hidrogenación (RWGS)	6
	Gasolina	Hidrogenación	5-8
Combustible químicos	Metanol	Hidrogenación	8-9
	Etanol	Hidrogenación	6-7
	DME	Hidrogenación	2-3
Químicos	Ácido fórmico	Hidrogenación	4-6
	Formaldeído	Hidrogenación	1-3
	Etileno	Hidrogenación	5-8
	Propileno	Hidrogenación	5-8

Respecto a la madurez de las tecnologías de electrólisis, Panzone et al. (2020) afirma que **AEL** tiene la mayor madurez, seguida por **PEM** la cual cuenta con certificaciones en pruebas específicas, y finalmente **SOEC** que se halla en etapa de investigación y desarrollo.

Para el caso del proceso Fischer-Tropsch cuando es alimentado con syngas, su TRL corresponde a 9 según explica Bele et al. (2023).

3.2.8. Características y aplicaciones de un E-fuel

Höök y Aleklett (2010) explican que los e-fuels sintetizados a través de Fischer-Tropsch tienen como ventaja un alto número de cetano¹⁶, y son libres de sulfuro, nitrógeno y aromáticos, por lo que las emisiones de su combustión son principalmente CO_2 y en menor medida CO .

Debido a la equivalencia química entre GLP renovable y tradicional, las aplicaciones del nuevo gas son exactamente las mismas que en el caso tradicional, los cuales principalmente son de uso industrial, uso doméstico (calefacción y cocina principalmente), comercial, público y de transporte, y que según detalla García (2021), su aplicación en Chile se distribuye en 43,4 %, 40,7 %, 5,8 %, 1,7 % y 0,8 % respectivamente.

Ajanovic et al. (2022) mencionan que dependiendo de la procedencia del hidrógeno, este se clasifica según colores de la siguiente forma:

- Hidrógeno Gris: Producido a partir de combustibles fósiles, mayoritariamente gas, generando emisiones de CO_2 en el proceso.
- Hidrógeno Azul: Producido a partir de combustibles fósiles, que emite CO_2 en su proceso de síntesis, pero que es almacenado para su posterior reutilización, por lo que las emisiones finales son bajas.
- Hidrógeno Turquesa: Producido a través de la quema de combustibles fósiles donde el producto final vendido sea algún producto de carbono sólido.
- Hidrógeno Verde: Producido a través de electrólisis usando energía renovable.
- Hidrógeno Rosado: Producido a través de electrólisis usando energía nuclear.
- Hidrógeno Amarillo: Producido a través de electrólisis usando energía eléctrica de la red.

¹⁶Número de cetano: Es un indicador que muestra las características de ignición de un combustible. Mientras mayor sea este indicador, mejor serán las características de ignición del combustible (Bhatia, 2014).

3.3. Metodología de trabajo

La metodología propuesta para este trabajo está basada en la metodología propuesta por Pieter de Jong (2023) en su trabajo, la cual es adaptada a la necesidad del presente informe y se detalla a continuación:

1. Revisión de la literatura para determinar el nivel de preparación y mapear el potencial de mercado de esta nueva tecnología.
2. Se reúne data de la demanda y abastecimiento de GLP para investigar los aspectos socio-económicos del combustible y el uso potencial de GLPv.
3. Estimar la producción potencial de GLPv a partir de la teoría disponible.
4. Comparar el costo de producir GLPv con el precio de venta de GLP tradicional. Además se examinan los incentivos necesarios para la penetración de la nueva tecnología en el mercado.
5. Examinar las brechas en políticas y cuellos de botella para identificar oportunidades en la nueva tecnología.

3.3.1. Planificación Energética de Largo Plazo

De acuerdo a lo establecido en el D.L. N° 2.224/1978, es deber de la Comisión encargada analizar precios y tarifas de bienes y servicios energéticos, así como también vigilar y proyectar el funcionamiento actual y esperado del sector energético. En consecuencia, una de las tareas que debe llevar a cabo el Ministerio de Energía es la *Planificación Energética de Largo Plazo* o PELP, donde se busca identificar las áreas con potencial de desarrollo en energía eléctrica (Barría et al., 2021).

El PELP es publicado por la Comisión Nacional de Energía (CNE) y dentro de la información publicada es posible consultar la memoria de cálculo. En ella se muestra el paso a paso para estimar las proyecciones energéticas bajo los tres escenarios propuestos: *Recuperación Lenta Post Covid*, *Carbono Neutralidad* y *Transición Acelerada*.

El escenario de **Transición Lenta Post Covid** supone un escenario donde la transición energética se ve afectada negativamente debido al impacto económico de la pandemia.

El segundo escenario de rumbo a **Carbono Neutralidad al 2050** representa un escenario donde las condiciones económicas son favorables y permiten al país avanzar en materia de reducción de GEI aprovechando los avances tecnológicos disponibles.

Finalmente, el escenario de **Transición Acelerada** establece metas más ambiciosas que las propuestas por la Carbono Neutralidad motivadas por una intensa recuperación económica y social tras la pandemia. Esto implica lograr una electrificación plena de los sectores candidatos antes del 2050 utilizando energía 100 % libre de emisiones.

3.3.2. Pronósticos de demanda nacional

El modelo de pronóstico de demanda se basa en el modelo propuesto por la *Planificación Energética de Largo Plazo* elaborado por Barría et al. (2021), en el cual se propone la proyección de la demanda energética de Chile en los diferentes sectores de la sociedad considerando la gran variedad de elementos que componen la matriz energética nacional.

El modelo general de demanda nacional se resume en el siguiente:

$$DDA_{total} = \sum_s CE_s \quad (3.10)$$

donde DDA_{total} corresponde a la demanda energética total en $Tcal$ y CE_s es la demanda energética proyectada por sector s , $S = \{transporte, residencial, publico, comercial, industrial+minera, cobre\}$.

La demanda energética CE_s para todos los sectores depende de las siguientes variables:

- *Crecimiento poblacional*: Variable exógena cuyo pronóstico se basa en datos proporcionados por el INE.
- *PIB*: Variable exógena cuyo pronóstico es entregado por el Ministerio de Hacienda.
- *Producción del cobre*: Variable exógena proyectada por el Ministerio de Minería.
- *Mejora tecnológica en aislamiento de edificios*: Variable exógena cuyo pronóstico lo entrega la *Corporación de Desarrollo Tecnológico* (CDT).

- *Políticas de cambio de combustible a electricidad*: Variable sensible.

Sin embargo, la importancia de estas variables es diferente para cada sector.

Por otra parte, el modelo de pronóstico considera los siguientes conjuntos:

- *Región (r)*: Todas las regiones del país.
- *Año (t)*: Hasta el año 2050.
- *Uso final (u)*: Uso que se le da a la fuente de energía. Ej: GLP para calefacción en el sector residencial.
- *Combustible (c)*: Todos los combustibles disponibles en Chile incluyendo la electricidad.

De esta manera, el modelo final para la demanda nacional es el siguiente:

$$DDA_t^{total} = \sum_{s,c,u,r} CE_{s,c,u,r,t} \quad (3.11)$$

3.3.3. Estimación de costos de producción

La estimación de costos de producción tiene como objetivo determinar el comportamiento esperado de los gastos incurridos en un proceso productivo para entender cómo cambian en función de los cambios propuestos y con ello poder determinar el costo mínimo viable para una planta productiva. Por este motivo, Runge et al. (2019) propone un modelo para determinar los costos productivos de un e-fuel, el cual es como sigue:

$$mc = \frac{eEl + eHS + eCS + eSy + eTr + eTF + eDe + eCF + eHF + eRe + eDi}{td/100km} - \frac{rTE + rGa}{td/100km} \quad (3.12)$$

donde td corresponde a la distancia total conducida de 5 billones de km y cuyas variables son:

- mc : Costo de movilidad.
- eEl : Costo de electrólisis.

- e_{HS} : Costo del tanque de almacenamiento de H_2 en la síntesis.
- e_{Cs} : Costo del compresor en la síntesis.
- e_{Sy} : Costo de la planta de síntesis.
- e_{Tr} : Costo de transporte.
- e_{TF} : Costo del tanque de almacenamiento de e-fuel.
- e_{De} : Costo del proceso de dehidrogenación.
- e_{CF} : Costo del compresor en la estación de servicio.
- e_{HF} : Costo del tanque de almacenamiento de H_2 en la estación de servicio.
- e_{Re} : Costo del sistema de refrigeración en la estación de servicio.
- e_{Di} : Costo del dispensador en la estación de servicio.
- r_{TE} : Ganancias por venta de calor en el proceso de hidrogenación.
- r_{Ga} : Ganancia por ventas de gases derivados del proceso FT.

Para efectos del análisis buscado, se consideran solo las variables implicadas en la producción y almacenamiento en planta del e-fuel. De esta manera el modelo de costos enfocado a OPEX se define como:

$$C_p = e_{El} + e_{CC} + e_{RWGS} + e_{FT} \quad (3.13)$$

donde C_p (USD) es el costo del proceso productivo y las variables adicionales se definen como:

- e_{El} : Costo de la electrólisis (USD).
- e_{CC} : Costo de la captura de carbono (USD).
- e_{RWGS} : Costo de RWGS (USD).
- e_{FT} : Costo del proceso FT (USD).

3.3.4. Modelo de Crecimiento Logístico

Para determinar cómo evoluciona el crecimiento de la aplicación de una nueva tecnología se utiliza un modelo de crecimiento logístico, el cual tiene una forma de S, Singh (2021) explica que este modelo se parece al modelo de crecimiento exponencial, pero que el modelo de crecimiento logístico (LGM por sus siglas en inglés) se diferencia en que asume un punto máximo sostenible esencial.

El modelo que será utilizado es el siguiente:

$$I(t) = \frac{L}{1 + I_0 \cdot e^{-k \cdot t}} \quad (3.14)$$

donde:

- $I(t)$: Transferencia de GLP en el tiempo t (Tcal).
- I_0 : Transferencia inicial de GLP en el tiempo $t = 0$ (Tcal).
- L : Saturación del sistema (Tcal).
- k : Tasa de crecimiento de transferencia (1/año).
- t : Tiempo (año).

3.3.4.1. Aplicaciones del Modelo de Crecimiento Logístico

Rietmann et al. (2020) utiliza este modelo para determinar la penetración de vehículos eléctricos en los diferentes mercados de interés, por lo que se utiliza este modelo en los casos necesarios.

$$I(t) = \frac{L + C}{1 + \left(\frac{L+C}{I(0)} - 1\right) \cdot e^{-k \cdot (L+C) \cdot t}} - C \quad (3.15)$$

donde:

- $I(t)$: Nivel de existencia de la tecnología estudiada en el tiempo t .
- L : Saturación límite. Típicamente corresponde al valor máximo que el sistema soporta.

- C : Parámetro de corte.
- k : Factor de crecimiento.

Son diversos los autores que avalan el uso del LGM para estimar el crecimiento de la demanda de un nuevo producto en el mercado o para estimar el reemplazo tecnológico producido como consecuencia de la nueva tecnología en el mercado. Rietmann et al. (2020) utilizan una variación del LGM 3.15 basándose en los estudios de Yang y Williams (2009), To y Lee (2014), Boretos (2007) y Qian y Soopramaen (2014), quienes a su vez se basan en los estudios de Tanner (1958), Kobos et al. (2003), Bouachera (2007), Norton y Bass (1987) y Fischer y Pry (1971) siendo los trabajos de Fischer and Pry y Norton and Bass los precursores del modelo.

En el siguiente esquema se observa la relación entre los trabajos que sustentan a Rietmann et al.

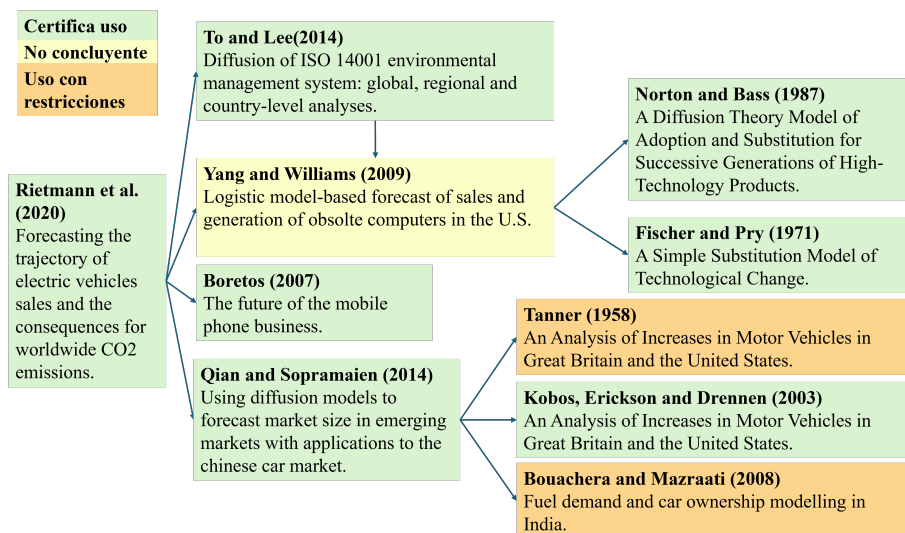


Figura 3.17: Relación entre los diferentes papers que sustentan el uso del modelo de crecimiento logístico. Fuente: Elaboración propia.

4 | Resultados

4.1. Estimación de Demanda Nacional

4.1.1. Ordenamiento de Datos

Para iniciar la estimación de la demanda nacional es necesario determinar qué elementos serán analizados. A partir de lo expuesto en la sección 3.3.2 se determina que serán analizados todos aquellos combustibles que sean directamente reemplazables por gas licuado. Típicamente, aquellos combustibles corresponden a los asociados a uso térmico, uso motriz (para aquellos casos compatibles), para cocción, para agua caliente y para calefacción en los sectores que corresponda. Por ello se propone sustituir los siguientes combustibles:

- Carbón
- Gas natural
- Kerosene
- Petróleo diesel
- Petróleo combustible
- Gasolina
- Leña y biomasa
- Coque de petróleo

■ Coque mineral

La base de datos que se utiliza es la entregada por el PELP 3.3.1, la cual se compone de 15 sectores, para los tres diferentes escenarios y que contiene la información para cada región por combustible utilizado. Adicionalmente, la base cuenta con toda la información necesaria para revisar la manera en la que los datos fueron contruidos. En consecuencia, se aplica lo siguiente:

1. Ordenamiento de los datos para su óptima manipulación.
2. Para los casos en los cuales el dato esté reajustado por la eficiencia del combustible, se trabaja con el dato bruto (demanda de energía útil), el cual no considera el reajuste por eficiencia.
3. Se aplica el Modelo de Crecimiento Logístico 3.15 a cada tecnología que será transferida a GLP considerando que la saturación del sistema corresponde al valor entregado en 2050. Esto último porque no es posible transferir más energía que la realmente entregada por el combustible c .
4. Ajustar los datos con la respectiva eficiencia en los casos que corresponda.
5. Se agregan los datos según 3.11.
6. Graficar resultados relevantes.

De modo ilustrativo, los siguientes gráficos expresan la distribución de la demanda de los diferentes combustibles hasta el año 2050 estimados por el PELP.

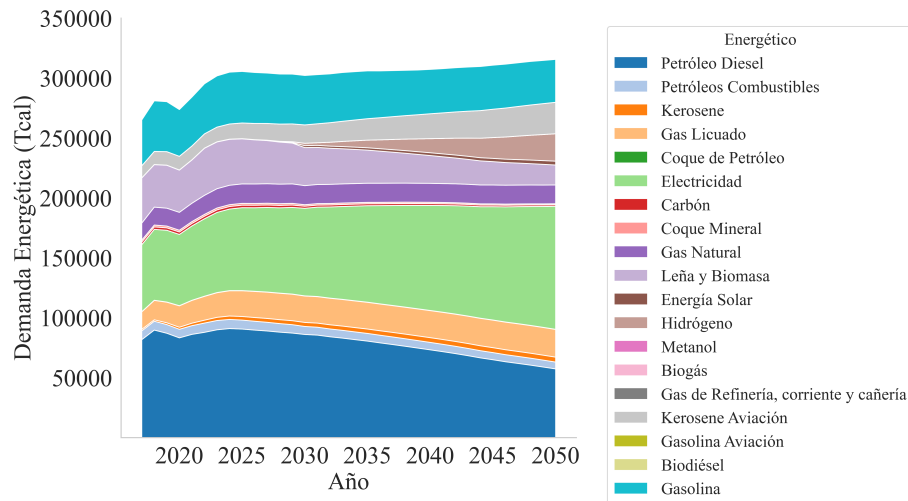


Figura 4.1: Transición Lenta Post Covid: Proyección de Demanda de Combustibles Caso Base (PELP).

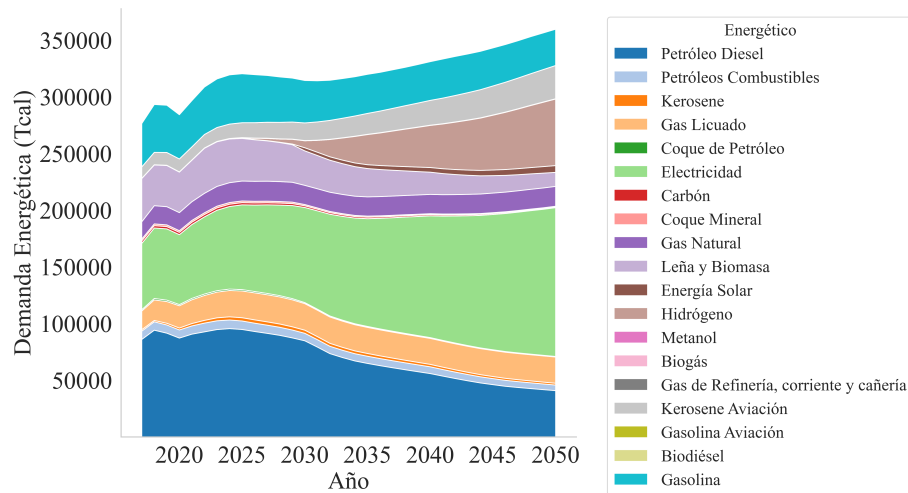


Figura 4.2: Carbono Neutralidad: Proyección de Demanda de Combustible Caso Carbono Neutralidad al 2050 (PELP).

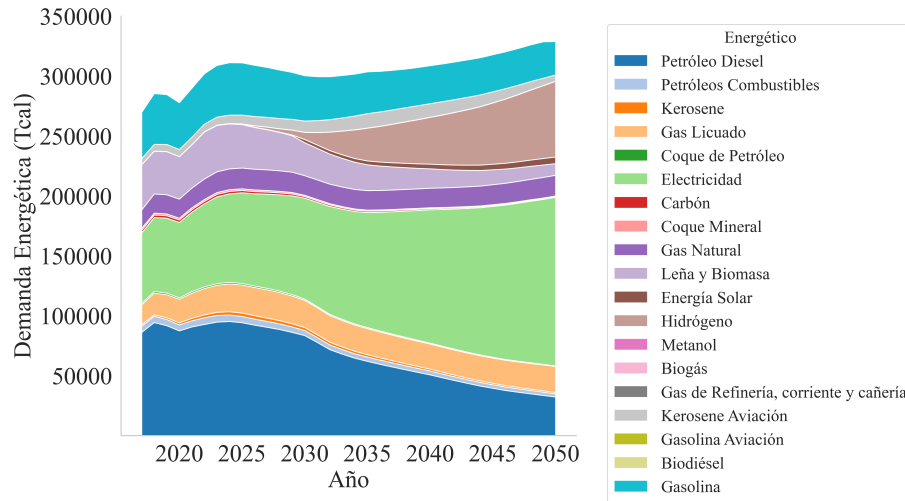


Figura 4.3: Transición Acelerada: Proyección de Demanda de Combustibles Caso Base (PELP).

4.1.2. Aplicación de Modelo de Crecimiento Logístico

Como se explicaba en la sección 3.3.4 el Modelo de Crecimiento Logístico sirve para modelar el crecimiento de la demanda de una nueva tecnología o producto que es introducida en el mercado. Con este modelo se proyecta la transferencia de los diferentes combustibles a gas licuado de petróleo.

El modelo de crecimiento logístico debe ser aplicado a cada uno de los combustibles que será transferido a GLP. Lo primordial es determinar el valor de los parámetros I_0 y k considerando que la saturación del sistema L está dado por el valor del combustible reemplazado en el año 2050. Esto último se debe a que la transferencia total del combustible no puede superar la demanda original que se espera para el año 2050. De lo contrario se podría caer en el error de generar un exceso de demanda de GLP. Entonces, tomando la ecuación 3.14 y seleccionando dos puntos conocidos se tiene

$$I_{t_1} = \frac{L}{1 + I_0 \cdot e^{-k \cdot t_1}} \quad (4.1)$$

$$I_{t_2} = \frac{L}{1 + I_0 \cdot e^{-k \cdot t_2}} \quad (4.2)$$

de donde se despejan las variables I_0 y k como sigue:

$$k = \frac{-1}{t_2 - t_1} \cdot \ln \frac{(L - I_2) \cdot I_1}{(L - I_1) \cdot I_2} \quad (4.3)$$

$$I_0 = \frac{L - I_2}{I_2 \cdot e^{-k \cdot t_2}} \quad (4.4)$$

Luego, automatizando los cálculos con el apoyo de alguna herramienta de programación se aplican las ecuaciones 4.3 y 4.4 para cada combustible en cada región por cada uno de los sectores y escenarios analizados. Véase una propuesta de pseudocódigo en anexos A.2.

4.1.3. Cálculo de Demanda Nacional

Con toda la información almacenada en el formato requerido, se procede a agregar los resultados para obtener las proyecciones nacionales por escenario estudiado según la ecuación de demanda total 3.11 siguiendo los pasos a continuación:

1. Seleccionar el sector en un escenario.
2. Sumar la demanda por cada región en el sector elegido y por cada uno de los combustibles de modo tal que se pueda distinguir la demanda nacional por cada combustible en cada uno de los diferentes años.
3. Sumar la demanda nacional de cada sector y por cada uno de los combustibles de modo tal que se pueda distinguir la demanda nacional por cada combustible en cada uno de los diferentes años.

4.1.4. Resultados de Demanda

A nivel general, en la figura 4.4, se puede observar que la demanda total de energía para los casos base es mayor en el escenario de Carbono Neutralidad al 2050, seguido por el escenario de Transición Acelerada y finalmente se halla el escenario de Transición Lenta Post Covid como el caso de menor impacto.

Al momento de realizar el reemplazo tecnológico se puede observar que debido al uso de GLP en lugar de los combustibles bases existe un cambio en la demanda total de la energía con respecto a los casos base. Esta variación es especialmente notoria en el escenario Post Covid debido principalmente a la menor eficiencia que supone el uso de GLP en lugar de sus pares reemplazados en algunos usos de alta influencia. Esto también se sustenta en la lentitud de la transición hacia la electrificación que se da en el escenario Post Covid en relación con los otros escenarios, lo que perpetúa el funcionamiento con combustibles fósiles que al momento de ser reemplazados exigen más al sistema.

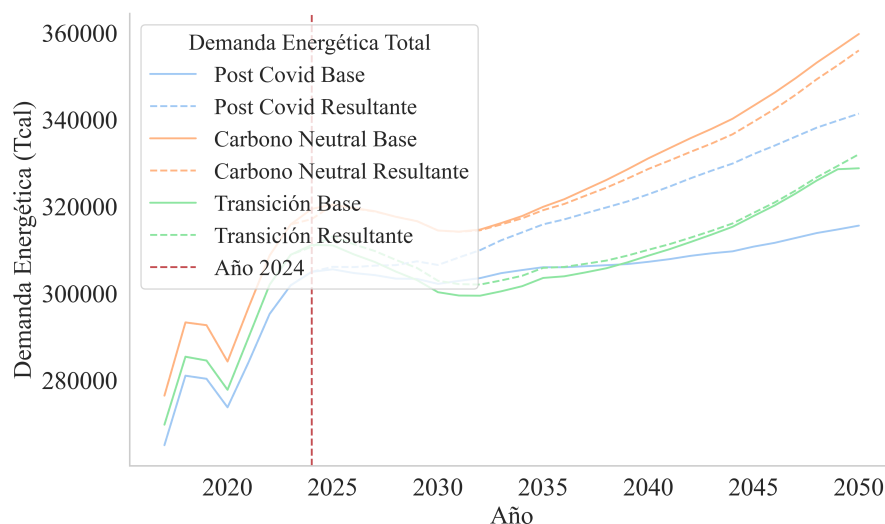


Figura 4.4: Evolución de la demanda energética total entre los diferentes escenarios

Sin embargo, en los otros dos escenarios la diferencia producida por el reemplazo de los combustibles no es tan notoria debido a la menor incidencia de combustibles en los usos finales relevantes. Esto ocurre principalmente porque los escenarios de Carbono Neutralidad y Transición Acelerada buscan intensificar el uso de la energía eléctrica proveniente de fuentes renovables 4.5, donde es importante además comparar las brechas entre los casos bases y de resultados ya que la brecha del escenario de Transición Acelerada es menor para los últimos 10 años en relación con Carbono Neutralidad. Esto último cobra mayor relevancia si se observa que la demanda total de energía es incluso menor en el caso acelerado ya que se reduce la demanda energética apelando a intensificación de las medidas de eficiencia energética.

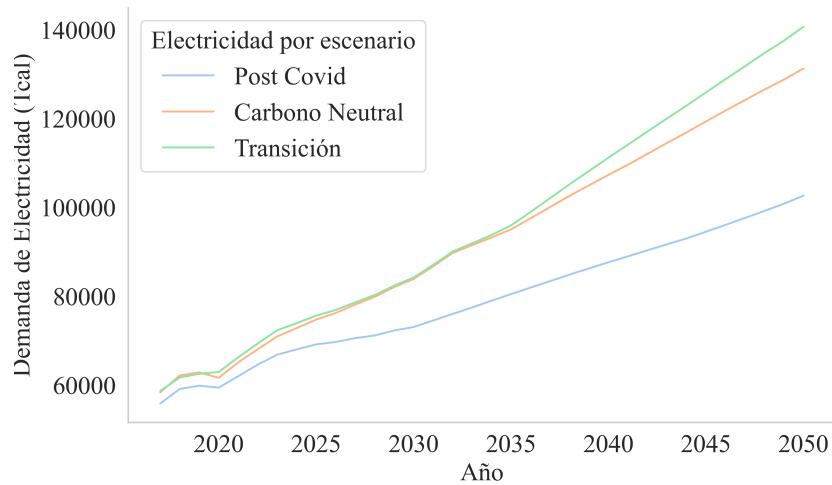


Figura 4.5: Comparación de la evolución de la demanda de electricidad en los diferentes escenarios.

4.1.4.1. Transición Lenta Post Covid

Como se explicaba anteriormente, para el caso Post Covid se observa un aumento en la demanda energética total y se distribuye según lo expuesto por la figura 4.6.

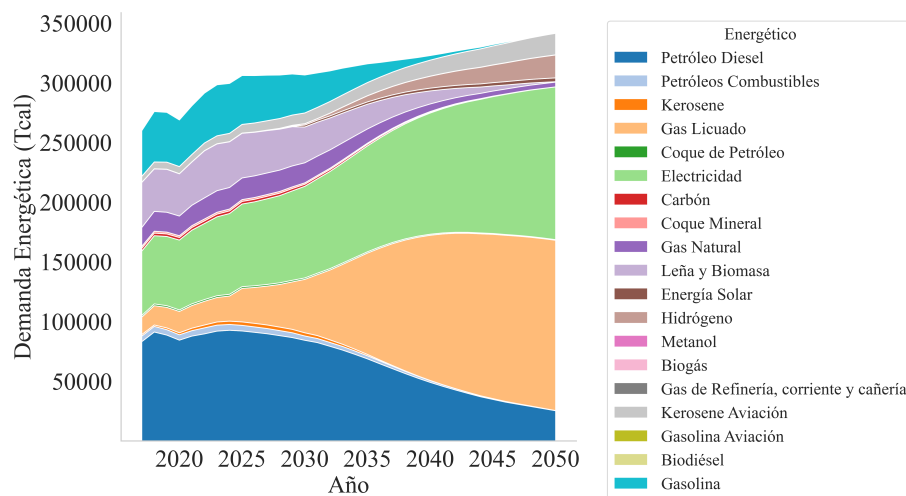


Figura 4.6: Transición Lenta Post Covid: Resultados generales.

La figura 4.7 muestra la evolución esperada en la demanda de los diferentes combustibles donde adicionalmente se puede comparar el aumento en la demanda de GLP con respecto a su caso base. Se observa que en la transferencia tecnológica hacia GLP presenta

un comportamiento que se ajusta bien a lo indicado por el modelo de crecimiento logístico, lo que a su vez impacta de manera inversa a las tecnologías transferidas. Esto es especialmente notorio en el caso del petróleo diesel, leña y biomasa, y gas natural, combustibles que son de mayor incidencia en este escenario.

Es posible observar como la leña y biomasa, el kerosene y el carbón son completamente reemplazados por el gas licuado de petróleo, lo que significa que el uso de GLP es un sustituto perfecto para aquellos combustibles en los usos que son requeridos.

Lo anteriormente descrito implica una demanda potencial de gas licuado de 140.000 (Tcal) para 2050 o un equivalente aproximado de 12,73 (Mton) del gas.

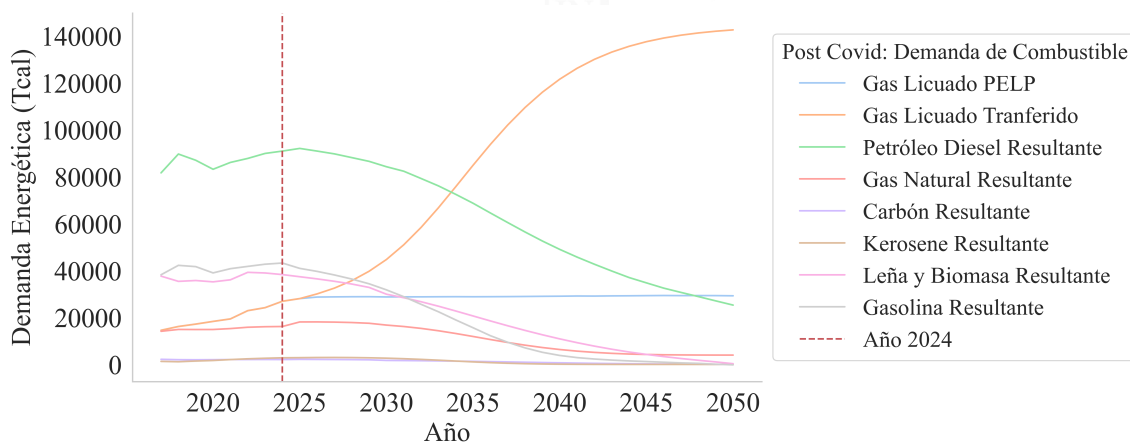


Figura 4.7: Evolución de los diferentes combustibles en el escenario de Transición Lenta Post Covid.

Por otra parte, en el gráfico 4.8 se puede observar con mayor claridad la diferencia entre la demanda base de GLP y la demanda potencial debido a la transferencia tecnológica. Se puede ver que la demanda en el caso base presenta un comportamiento constante después del año 2024, lo cual se explica mediante las medidas planteadas en el PELP que no consideran el gas licuado como un gran emisor de GEI y por el uso que se le da. El GLP muestra principalmente usos poco sensibles, como cocción, agua caliente, calefacción, entre otros que dependen fuertemente del comportamiento de consumo de la población, donde el PELP no pretende plantear medidas o proyectos de ley que cambien las conductas de consumo.

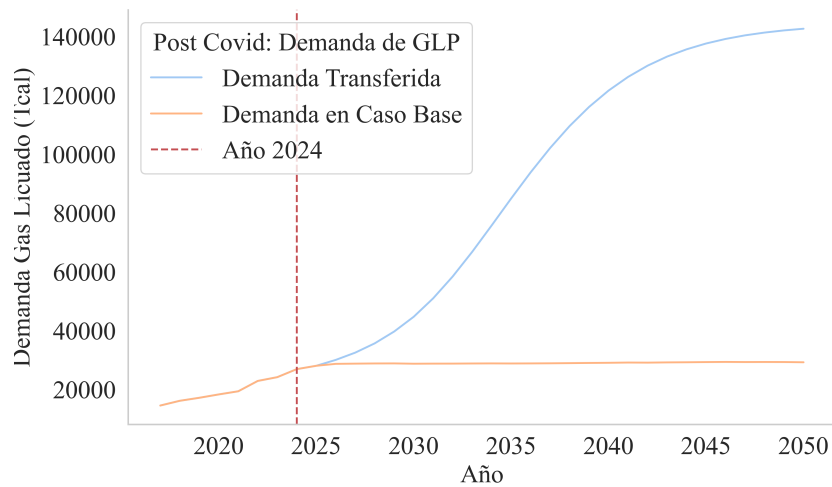


Figura 4.8: Transición Lenta Post Covid: Comparación de la evolución de demanda de GLP entre resultados y caso base.

4.1.4.2. Carbono Neutralidad al 2050

Como se explicaba anteriormente, para el caso de Carbono Neutralidad se observa un aumento en la demanda energética total y se distribuye según lo expuesto por la figura 4.9.

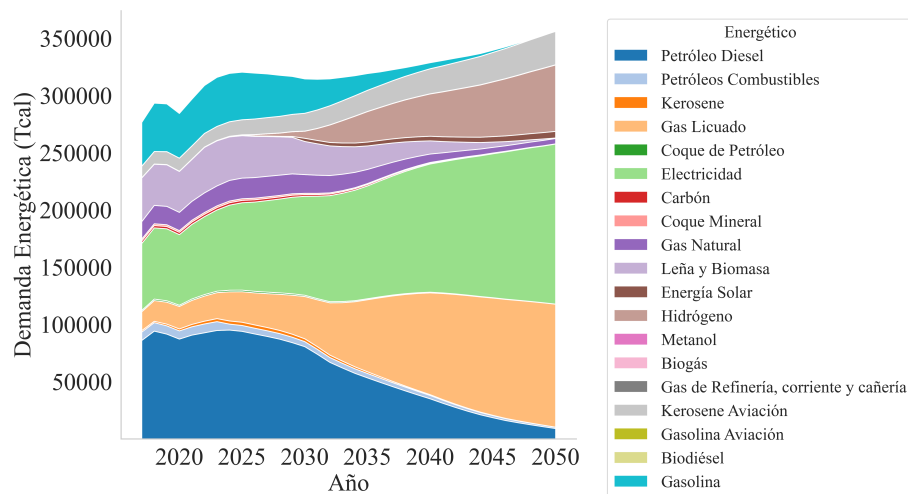


Figura 4.9: Carbono Neutralidad: Resultados generales.

La figura 4.10 muestra la evolución esperada en la demanda de los diferentes combustibles donde adicionalmente se puede comparar el aumento en la demanda de GLP con respecto a su caso base. Se observa que en la transferencia tecnológica hacia GLP presenta

un comportamiento que se ajusta bien a lo indicado por el modelo de crecimiento logístico, lo que a su vez impacta de manera inversa a las tecnologías transferidas. Al igual que en el caso Post Covid, esto es especialmente notorio en el caso del petróleo diesel, leña y biomasa, y gas natural, combustibles que son de mayor incidencia en este escenario. Sin embargo, a diferencia del escenario anterior, el retroceso en el uso de combustibles fósiles impacta en el volumen total de transferencia a GLP debido a la electrificación propuesta en este escenario.

Es posible observar como la leña y biomasa, el kerosene y el carbón son completamente reemplazados por el gas licuado de petróleo, lo que significa que el uso de GLP es un sustituto perfecto para aquellos combustibles en los usos que son requeridos.

Lo anteriormente descrito implica una demanda potencial de gas licuado de 110.000 (Tcal) para 2050 o un equivalente aproximado de 10,01 (Mton) del gas, lo cual implica un 21,20 % menos que en el escenario Post Covid.

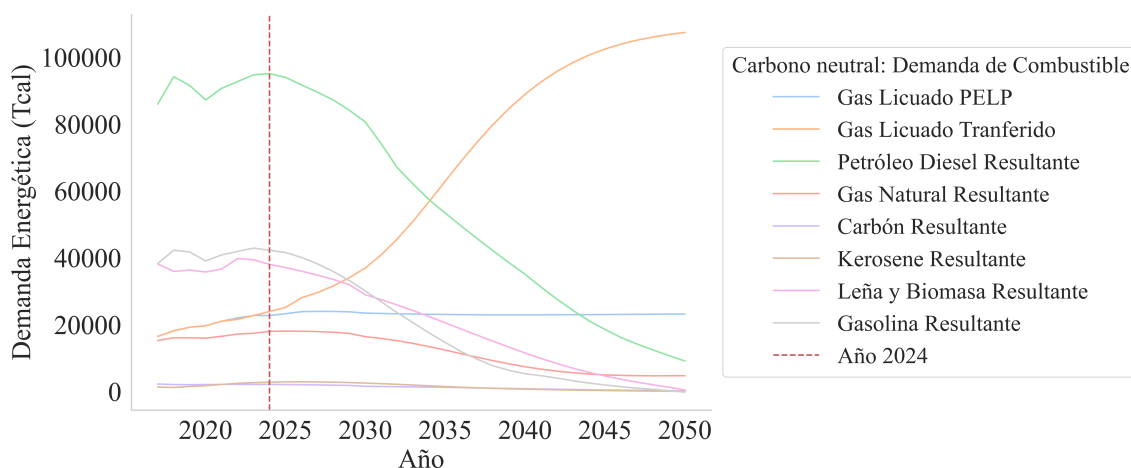


Figura 4.10: Evolución de los diferentes combustibles en el escenario de Carbono Neutralidad al 2050.

Al igual que en el caso Post Covid el gráfico 4.11 exhibe con mayor claridad la diferencia entre la demanda base de GLP y la demanda potencial debido a la transferencia tecnológica. Se puede ver que la demanda en el caso base presenta un comportamiento casi constante después del año 2024, lo cual se explica mediante las medidas planteadas en el PELP que no consideran el gas licuado como un gran emisor de GEI y por el uso que se le da. Sin embargo, si se logra apreciar una ligera disminución en la demanda de GLP del

caso base si se le comparara con su homologa en 4.8.

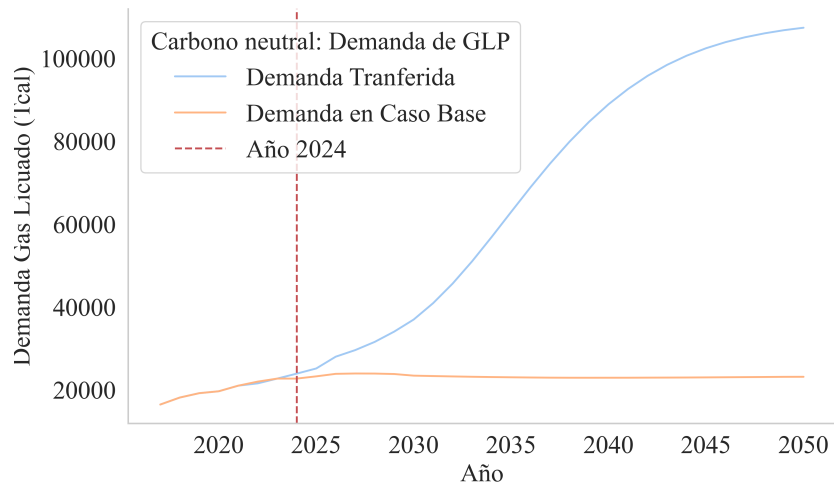


Figura 4.11: Carbono Neutralidad: Comparación de la evolución de demanda de GLP entre resultados y caso base.

4.1.4.3. Transición Acelerada

Para el escenario de Transición Acelerada se observa un aumento en la demanda energética total y se distribuye según lo expuesto por la figura 4.12.

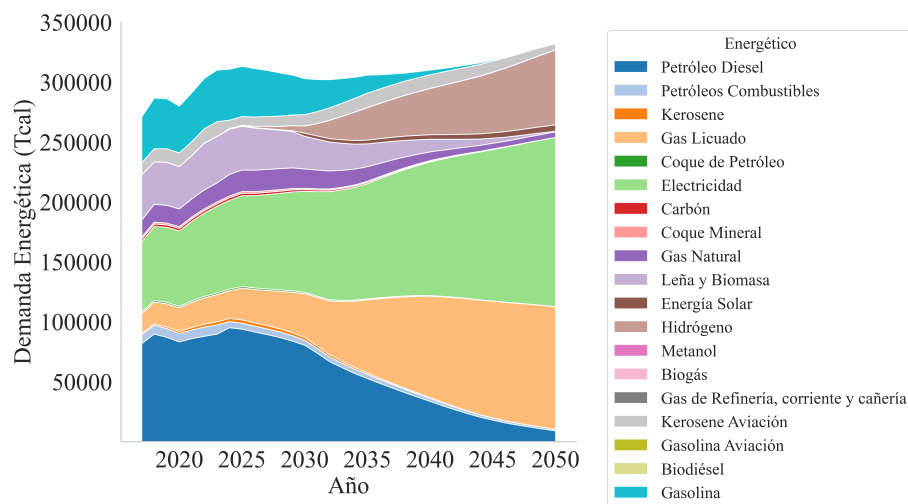


Figura 4.12: Transición Acelerada: Resultados generales.

La figura 4.13 muestra que como era de esperarse se obtienen resultados casi idénticos a los vistos en el escenario de Carbono Neutralidad, pero con un menor valor de consumo en

GLP para 2050 producto de la intensificación de la medidas de electrificación. Esto resulta en una demanda potencial de aproximadamente 100.000 (Tcal) para el final del horizonte de planificación o un equivalente aproximado de 9,09 (Mton) de gas, lo que significa un 28,40 % menos que el caso Post Covid.

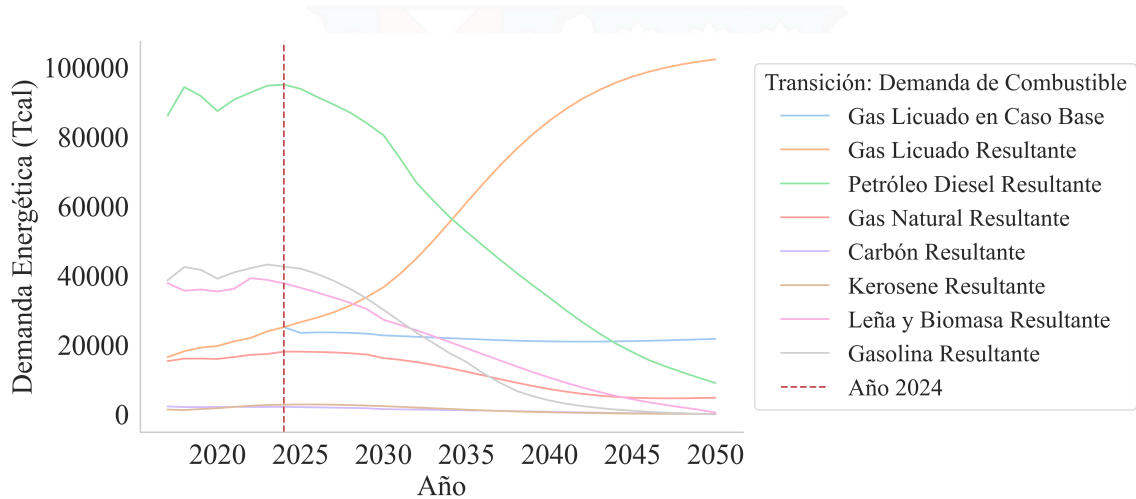


Figura 4.13: Evolución de los diferentes combustibles en el escenario de Transición Acelerada.

Del mismo modo que en Carbono Neutralidad el gráfico 4.14 exhibe con mayor claridad la diferencia entre la demanda base de GLP y la demanda potencial debido a la transferencia tecnológica. Se puede ver que la demanda en el caso base presenta un comportamiento casi constante después del año 2024, lo cual se explica mediante las medidas planteadas en el PELP que no consideran el gas licuado como un gran emisor de GEI y por el uso que se le da. Sin embargo, si se logra apreciar una ligera disminución en la demanda de GLP del caso base si se le comparara con su homologa en 4.8.

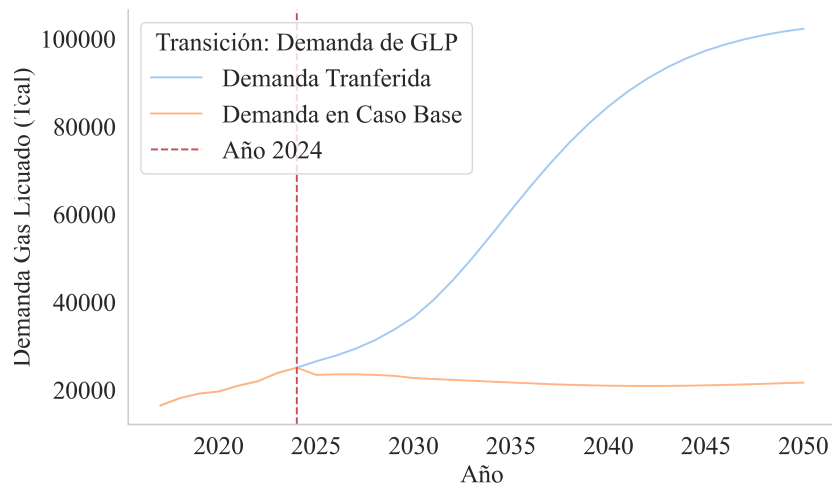


Figura 4.14: Transición Acelerada: Comparación de la evolución de demanda de GLP entre resultados y caso base.

4.1.5. Breve Resumen del Análisis de Estimación de Demanda

La figura 4.15 sintetiza la idea general de los resultados entre los diferentes escenarios en términos de la evolución de la demanda de GLP. Se observa de manera clara que:

- En el escenario de Transición Acelerada se exige un 28,40 % menos de gas que el caso Post Covid para el 2050.
- En el escenario de Carbono Neutralidad se exige un 21,20 % menos que en el escenario Post Covid para el 2050.

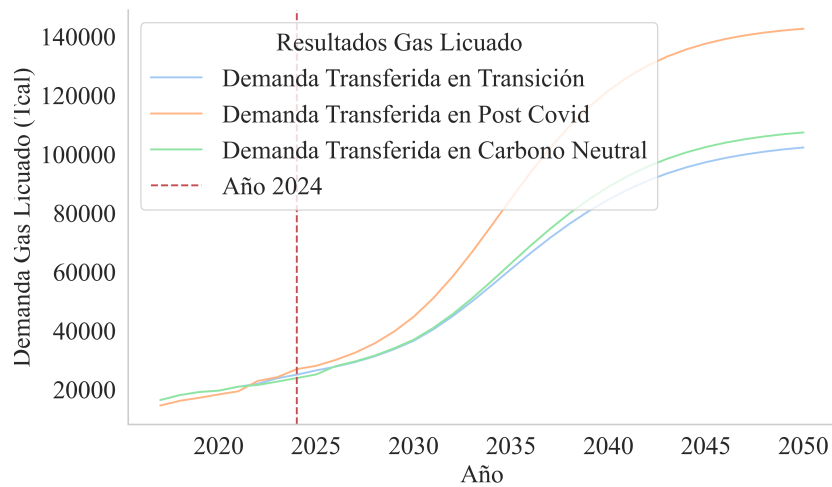


Figura 4.15: Comparación de la evolución de la demanda de GLP en los diferentes escenarios.

4.2. Estimación de Costos

Para estimar los costos de producción de GLPv se aplica el modelo 3.13 explicado anteriormente considerando que la tasa de cambio EUR a USD consultada a la fecha de elaboración es de $1,07 = \frac{USD}{EUR}$ ¹⁷.

Como supuesto inicial se determina como base de cálculo la producción de 1 kg de gas licuado de petróleo y se deben considerar los siguientes pasos:

1. Elegir un valor de α que maximice la producción de $C_3 - C_4$ según la distribución de Anderson-Schulz-Flory 3.10.
2. Realizar un balance estequiométrico a partir de 3.2.
3. Con las fracciones de peso para $C_3 - C_4$ y el balance estequiométrico realizado se obtienen las masas de CO y H_2 necesarias para obtener 1 (kg) de GLP a partir de la reacción Fischer-Tropsch.
4. Con la información del paso anterior y aplicando la ecuación de RWGS 3.1 se obtienen las masas de CO_2 y H_2 para elaborar 1 (kg) de GLP.

¹⁷<https://www.ecb.europa.eu/home/html/index.es.html>

5. Considerando que tanto el proceso de RWGS y síntesis Fischer-Tropsch requieren de H_2 se requiere realizar un balance estequiométrico en la electrólisis para determinar la cantidad de H_2O requerida para satisfacer la necesidad de hidrógeno.

Siguiendo estos pasos se obtienen los siguientes valores:

Tabla 4.1: Resultados de parámetros necesarios para la elaboración de 1 (kg) de GLPv.

Input		Output	
α	0,5	$C_1 - C_2$ (kg)	1,6
CO (kg)	6,13	GLPv (kg)	1
H_2 FT (kg)	1	$C_5 - C_{11}$ (kg)	0,58
CO_2 (kg)	9,64	$> C_{11}$ (kg)	0,12
H_2 RWGS (kg)	0,44	H_2O (kg)	7,78
H_2O (kg)	13,02	O_2 (kg)	11,58

Se puede observar que a partir de los parámetros de entrada en 4.1 serán requerido 13,02 (kg) de agua y 9,64 (kg) de CO_2 para elaborar 1 (kg) de GLPv. Adicionalmente, se liberarán 11,58 (kg) de O_2 a la atmosfera mientras se producen otros hidrocarburos que podrían resultar útiles en el mercado o como materia prima de entrada para obtener más GLPv.

4.2.1. Costo del Hidrógeno y del Dióxido de Carbono

Como se explicaba en la sección de Análisis tecnoeconómicos disponibles 3.2.6, los costos asociados a la captura directa de aire y de producción de hidrógeno poseen valores dentro de un rango explicado en las siguientes tablas:

Tabla 4.2: Costo de producción de hidrógeno reportados por el Explorador de Hidrógeno.

Empresa USD/kg H_2 Año	2022	2030	2040	2050
Frontera	3,31	2,23	1,85	1,55
Gente Grande	3,36	2,26	1,88	1,57
H2 Magallanes (Total Eren)	3,44	2,31	1,92	1,61
HIF Haru Oni	3,51	2,36	1,97	1,65
HNH Energy	3,51	2,36	1,97	1,65
H1 Magallanes	3,59	2,42	2,02	1,69
Cabeza de Mar	3,62	2,44	2,04	1,71
HIF Cabo Negro	3,62	2,44	2,04	1,71
Enap Cabo Negro	3,62	2,44	2,04	1,71
Cerro Pabellón	4,19	2,87	2,27	1,81
MEDIA	3,57	2,41	2,00	1,67

Tabla 4.3: Costos de obtención de CO_2 a partir de captura directa de aire.

USD/kg CO_2 mín.	USD/kg CO_2 medio	USD/kg CO_2 máx.
0,24	0,26	0,29

4.2.2. Resultados de Estimación de Costos de Producción

Aplicando los valores anteriores en 3.13 se obtiene la siguiente gráfica que muestra la evolución de los costos de producción de GLPv utilizando el proceso de Fischer-Tropsch a partir de materias primas renovables y su evolución en el tiempo:

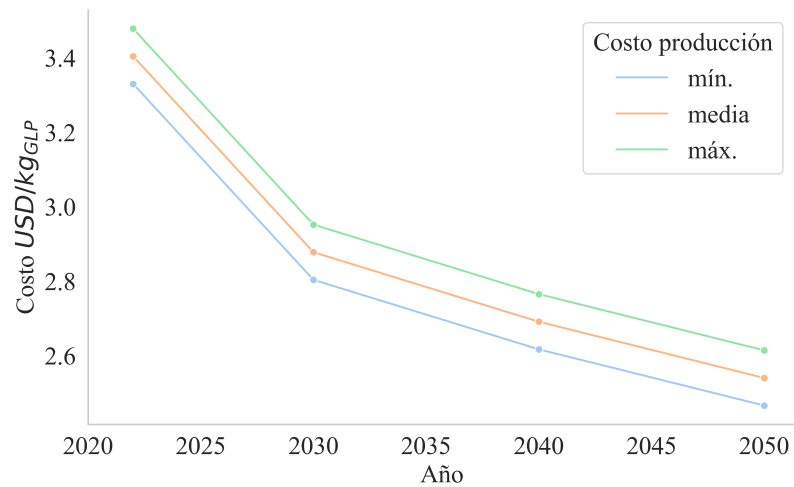


Figura 4.16: Costos de producción de GLPv en el tiempo utilizando el proceso de síntesis Fischer-Tropsch.

4.2.3. Análisis de los Costos de Producción

Considerando los precios de venta estimados para el gas natural 3.7, se realiza una equivalencia a partir del poder calorífico entre GN y GLP para estimar los precios de venta de GLP en los diferentes mercados. Para producir 1 (Tcal) es necesario utilizar aproximadamente 83,612 (ton) de GN o 90,991 (ton) de GLP, lo que visto de manera proporcional implica utilizar 1,088 veces más de GLP para producir la energía con gas natural.

El siguiente gráfico 4.17 muestra la comparación entre la evolución de los costos de producción y precios de venta del GLP según la conversión realizada

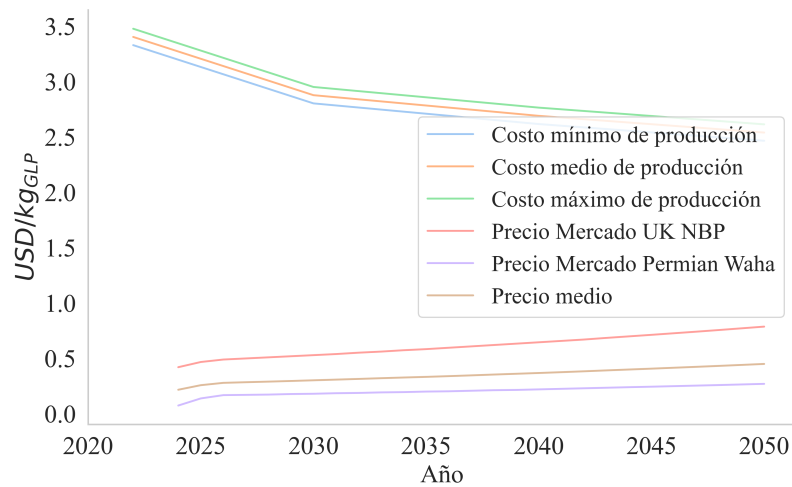


Figura 4.17: Comparación de costos de producción y precios de 1 (kg) GLP en diferentes mercados.

Del gráfico 4.17 se puede observar que para el horizonte temporal considerado no existe una convergencia entre el precio de venta de GLP y el costo de producción en una hipotética planta de producción basada en síntesis Fischer-Tropsch en ciclo de carbono cerrado.

Por otra parte, desde el punto de vista nacional comparando los costos de producción con el precio de venta expuesto en 3.1 se observa que en la actualidad el costo de producir 1 (kg) de GLP equivale a poco más de 2 veces al último precio de venta observado. Luego, suponiendo que la relación entre el precio de venta GLP y el precio CIF de GLP importado es siempre el triple, y considerando que Chile importa al valor del mercado más caro (debido a la naturaleza de tomador de precios), se puede inferir que para el año 2050 la brecha entre producción y venta al mercado minorista estaría entre 0,2-0,6 (USD/kg_{GLP}).

4.3. Análisis de Sensibilidad

4.3.1. Sensibilización de la Demanda Nacional

Para efectos de análisis y a partir de los resultados se realiza la siguiente sensibilización:

- Para cada escenario se analiza la evolución de la cuota potencial de mercado para el GLPv en relación con el GLP para un escenario pesimista, medio y optimista.

- Para cada escenario se analiza el cambio en la demanda potencial de GLP si la transferencia plena se obtiene en 2035, 2040 o 2045 en lugar de 2050.

En las figuras 4.18, 4.19 y 4.20 se observan los tamaños potenciales de mercado para el GLPv en un caso pesimista (máximo 50 %), medio (máximo 80 %) y optimista (100 % de cobertura en 2050) de cobertura total de la demanda de gas licuado de petróleo.

En los tres escenarios analizados es posible observar el mismo comportamiento para los casos propuestos. Independiente del caso la forma de la curva S se mantiene siendo más pronunciada en el caso optimista en comparación con los otros casos.

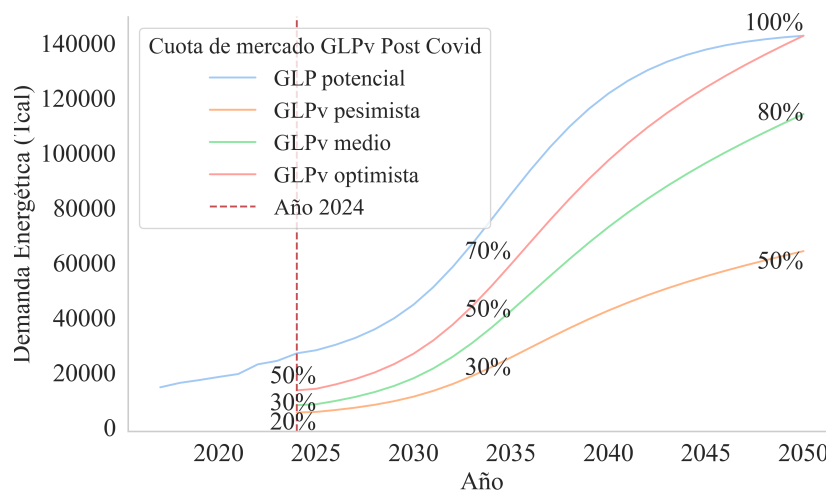


Figura 4.18: Evolución de la cuota potencial de mercado de GLPv en escenario Post Covid.

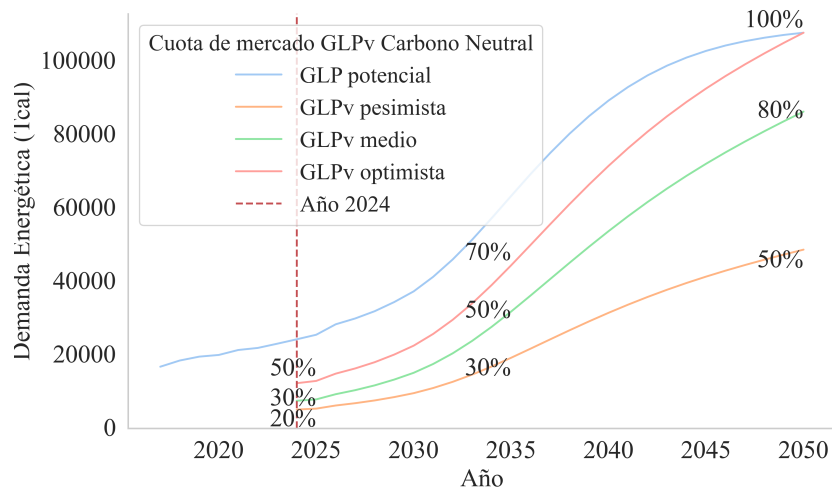


Figura 4.19: Evolución de la cuota potencial de mercado de GLPv en escenario Carbono Neutralidad.

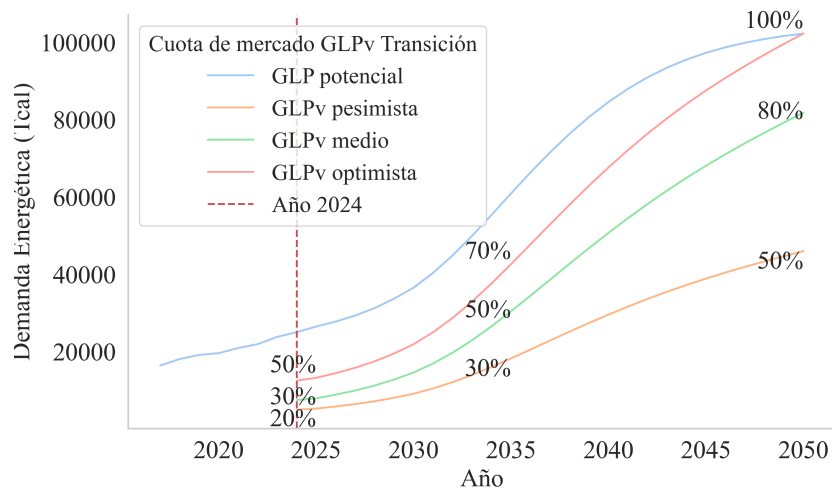


Figura 4.20: Evolución de la cuota potencial de mercado de GLPv en escenario Transición Acelerada.

En las gráficas 4.21, 4.22 y 4.23 es posible observar el cambio de transferencia de demanda energética hacia GLP en diferentes años de convergencia y en contraste con las curvas propuestas inicialmente con saturación en el año 2050.

Como es de esperar según LGM 3.15 el comportamiento de la *curva S* que describe el crecimiento en la demanda por gas licuado es más agresivo cuando la saturación es exigida en años anteriores. Sin embargo, es importante destacar como la saturación aparenta

alcanzarse 5 años antes de lo exigido en cada uno de los casos. Esto se explica por la naturaleza exponencial del modelo que según los parámetros k e I_0 obtenidos a partir del año en el cual se alcanza la saturación del sistema se acentúa el crecimiento de la curva. Por lo anterior, se asume que desde el año de saturación buscado y hasta el 2050 la demanda de GLP aumentan a tasas constantes de entre 1 % y 2 %. De esta manera es posible evitar la subestimación en la transferencia de demanda inducida por el modelo para años previos de saturación.

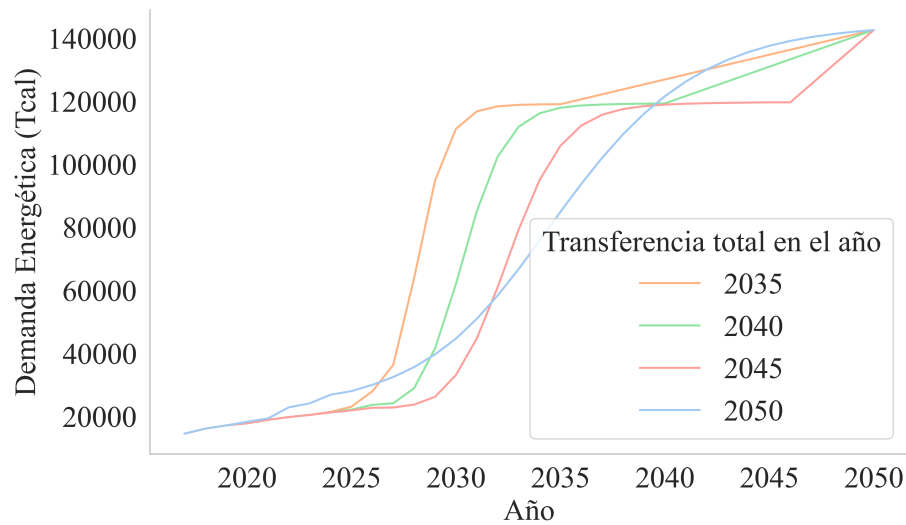


Figura 4.21: Comparativa de transferencia a GLP en diferentes años para el escenario Post Covid.

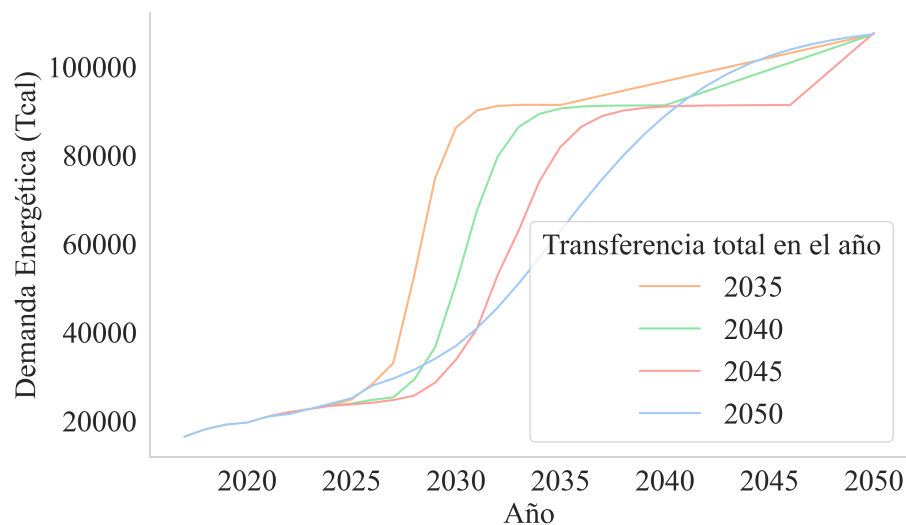


Figura 4.22: Comparativa de transferencia a GLP en diferentes años para el escenario Carbono Neutralidad.

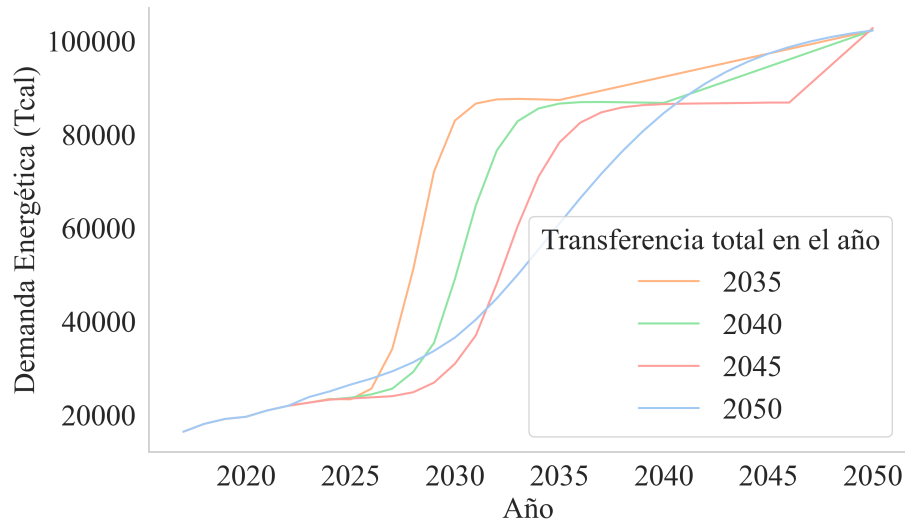


Figura 4.23: Comparativa de transferencia a GLP en diferentes años para el escenario Transición Acelerada.

4.3.2. Sensibilización de los Costos de Producción y Precio de Venta

Para efectos de análisis y a partir de los resultados se realiza la siguiente sensibilización:

- Se aplica una subvención estatal a la producción de tecnologías carbono neutrales de hasta un 25 %.
- Los precios de venta de los mercados internacionales y mercado nacional aumentan hasta un 70 %.
- Ambos escenarios a la vez.

En primer lugar es necesario tomar los datos presentados en 3.1 y realizar una regresión lineal para estimar el valor futuro del GLP por kilogramo en el formato de 15 (kg).

La figura 4.24 exhibe el efecto del aumento de los precios de venta de GLP en el mercado internacional y nacional. Se aprecia que un aumento de 10 %, 40 % y 70 % no representan a priori un cambio significativo en el precio de venta de los mercados internacionales. Sin embargo, diferente es el caso para el mercado nacional donde los mismos aumentos representan un cambio sustancial. Esto implica que en caso de darse alguno de los casos planteados será posible competir en el mercado minorista de GLP vendiendo en formato de

15 (kg) directamente al cliente, siendo aproximadamente el año 2041 con las perspectivas de ganancias más bajas y 2026 el año con el caso más favorable.

Según la data disponible, el 2041 es el año en cual se interceptan el precio de venta en el mercado minorista y el costo medio de producción, pero en caso de generarse aumentos en los precios de venta de GLP la intercepción se daría en años anteriores.

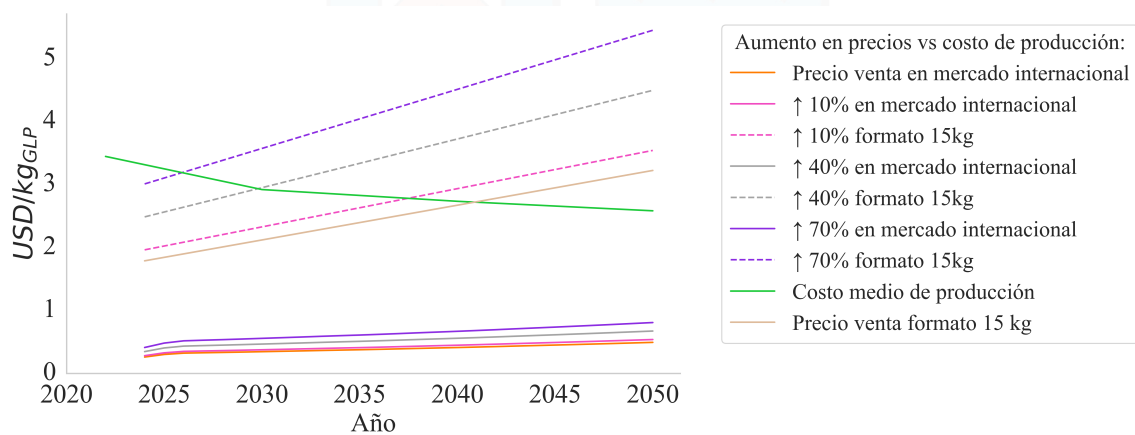


Figura 4.24: Análisis del aumento de precio del GLP.

Por otra parte, si los costos de producción de GLPv disminuyen entre un 10 % y 25 % producto de un subsidio (o cualquier alternativa equivalente) es posible esperar que el equilibrio se de alrededor del año 2030 en el caso más optimista 4.25 favoreciendo la competitividad de esta nueva tecnología.

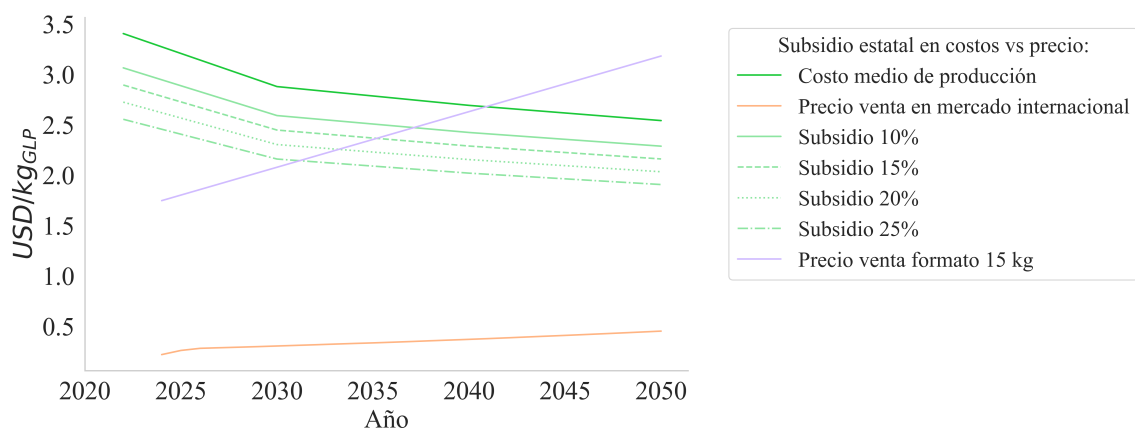


Figura 4.25: Análisis de subsidio en costos de producción del GLPv.

Sin embargo, en caso de presentarse escenarios mixtos 4.26 es posible observar la variedad de casos favorables para la competitividad del GLPv en el mercado nacional. En

este sentido para el año 2050 y en el escenario más optimista es posible obtener márgenes brutos de poco más de 3 (USD/kg_{GLP}) y de alrededor de 1 (USD/kg_{GLP}) en el caso más pesimista, es decir subsidios de 25 % sobre los costos de producción más un aumento de 70 % en el precio de venta para el formato de 15 (kg) y sin subsidio a la producción más el pronóstico de precio de venta en el formato de 15 (kg) respectivamente.

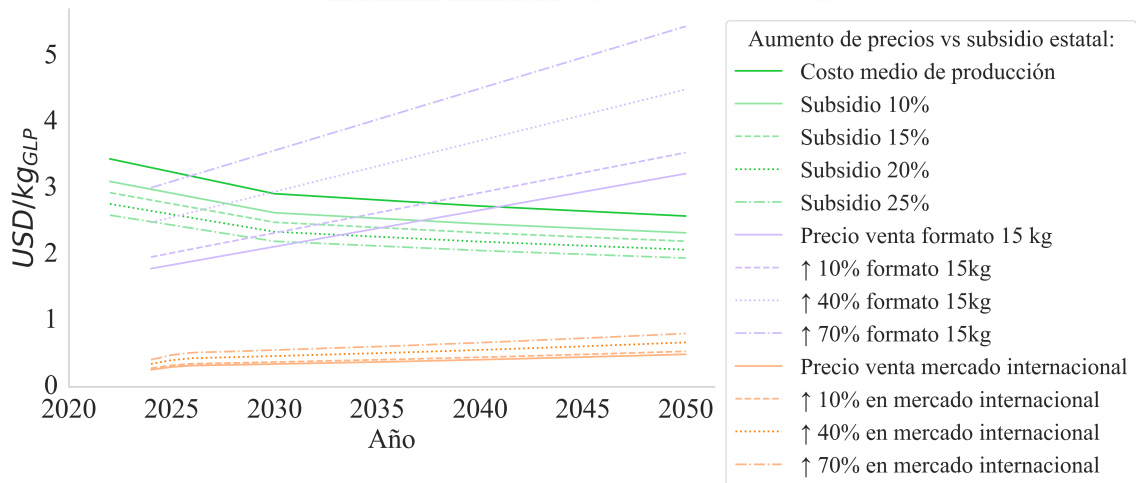


Figura 4.26: Comparativa general entre costos de producción y precio de venta.

5 | Discusión y Conclusiones

En la actualidad son varias las alternativas que prometen dar solución definitiva al cambio climático cumpliendo con los acuerdos internacionales mencionados en el comienzo de este trabajo 3.1.2.1 y en ese sentido, el GLPv es una de aquellas alternativas que promete contribuir al cumplimiento de los objetivos acordados.

En cuanto a lo normativo ya existe un marco capaz de regular los combustibles sintéticos, generando incentivos para su uso y desincentivando el uso de combustibles fósiles. A su vez, es posible utilizar la normativa existente en la regulación del GLPv debido a la equivalencia química entre ambos productos. Sin embargo, en Chile es necesario un marco legal que incentive el uso de e-fuels y favorezca la inversión en esta materia.

En cuanto a la brecha precio/costo y a partir de los resultados explicados en 4.2.3 y en 4.3.2 es posible aseverar que la implementación a escala de GLPv no es viable para competir en mercados internacionales debido a que los costos de producción son hasta 7 veces mayores que el precio de venta en la actualidad y a pesar que se espera una disminución en la brecha, dicho cambio no es suficiente para competir contra los precios del GLP de origen fósil. Sin embargo, a nivel nacional es posible esperar una intersección entre el precio de venta en el formato de 15 (kg) y los costos de producción esperados en el año 2041, lo que en conjunto con políticas o innovaciones que contribuyan a la disminución de los costos o al aumento del precio del GLP harían posible la competitividad del GLPv. Esto último implicaría la cooperación entre el sector público y privado para establecer la mejor combinación en las políticas del mercado de hidrocarburos y con ello beneficiar a los más de 3,5 millones de hogares que utilizan gas licuado de petróleo como fuente energética sin comprometer los acuerdos firmados y ratificados por el Estado.

Para incentivar el uso de GLPv es posible seguir el ejemplo de la *Ley 18.502* de

impuestos a los combustibles (Ministerio de Hacienda, 1986) que ya contempla un incentivo para el uso vehicular de GLP de origen no fósil. Siguiendo este ejemplo y los resultados mostrados en 4.26 es posible establecer condiciones que favorezcan la rentabilidad del gas verde ya sea vía subsidio a los costos de producción, sanciones a las emisiones de carbono por combustión que provoquen un aumento de precios para el consumidor final o mediante una combinación de ambas alternativas.

El PELP en su afán por presentar los posibles escenarios energéticos del país y con ello entregar información confiable para definir las estrategias del sector energético permite conocer el tamaño potencial de mercado para el GLPv. En principio el tamaño de mercado se mantendría relativamente constante en el tiempo para cualquiera de los tres escenarios posibles en valores comprendidos entre 1,74 (Mton) y 2,26 (Mton) de gas. Si el GLPv producido en Chile se utilizara para sustituir el producto importado (70 % de la demanda total) entonces es posible cubrir entre 1,22 (Mton) y 1,58 (Mton). Sin embargo, considerando la transferencia tecnológica que supondría la descarbonización de la matriz energética nacional, la demanda por GLP derivado de la transferencia tecnológica aumenta drásticamente hasta alcanzar 140.000 (Tcal) en el escenario de Transición Lenta Post Covid, equivalente a 12,73 (Mton), y solo 100.000 (Tcal) equivalente a 9,09 (Mton) en el escenario de Transición Acelerada. Si consideramos el precio de venta esperado para el formato de 15 (kg) entonces el tamaño total de mercado para el GLP representaría valores máximo comprendidos entre MUSD 27.270 y MUSD 38.190 en el año 2050. Para alcanzar dichos valores es necesario generar una transferencia total de demanda hacia GLPv, sin embargo para alcanzar este objetivo es necesario establecer las condiciones de mercado necesarias para hacer competitiva la venta del gas tal como se explicaba anteriormente. Por otra parte, el tamaño total de mercado GLPv podría verse afectado por variables como precio del GLP, intensificación de la electrificación, mejoras en la eficiencia de aislación térmica de viviendas, entre otras. Como consecuencia es factible que se de alguno de los casos explicados en 4.18, 4.19 y 4.20 donde no se logre generar una transferencia total de demanda hacia GLPv.

En cuanto a la madurez global una planta basada en síntesis Fischer-Tropsch, captura directa de CO_2 e hidrólisis para la producción de GLPv es posible argumentar que se

encuentra dentro del rango 6 y 9 ya que cada una de las etapas implicadas en la producción se encuentra bastante desarrollada. Transitar hacia un TRL global de 8 o 9 permitiría disminuir los costos globales de producción mientras se garantiza el éxito de la aplicación a escala del e-fuel.

Finalmente, en cuanto a los precios de venta es imposible prever las condiciones globales del mercado de hidrocarburos ya que dependen de variables que no es posible manipular a antojo. A pesar de lo anterior, los diferentes Estados pueden tomar medidas globales en dirección a lograr lo acordado en París 2015 impactando de manera positiva en los precios y favoreciendo las condiciones de mercado globales.



Bibliografía

- Aalbu, K.; Aarnes, J.; Alvik, S.; Bakken, B.; Brinks, H.; Chryssakis, C.; Ellefsen, C.; Koefoed, A.; Özgün, O.; St Claire, A.; Vartdal, B.; Bahlmann, R.; Bennet, G.; Coveney, R.; Gopal, V.; Green, R.; Grimsrud, T.; Helle, K.; Hamedifar, H.; ...; y Van Wingerden, T. (2017a). Oil and gas forecast to 2050. *Energy Transition Outlook*.
- Aalbu, K.; Aarnes, J.; Alvik, S.; Bakken, B.; Brinks, H.; Chryssakis, C.; Ellefsen, C.; Koefoed, A.; Özgün, O.; St Claire, A.; Vartdal, B.; Bahlmann, R.; Bennet, G.; Coveney, R.; Gopal, V.; Green, R.; Grimsrud, T.; Helle, K.; Hamedifar, H.; ...; y Van Wingerden, T. (2017b). World faces potential lpg supply shortfall by 2050. *Energy Transition Outlook*.
- Ajanovic, A.; Sayer, M.; y Haas, R. (2022). The economics and the environmental benignity of different colors of hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy*, 47.
- ASTM, International (2001). Detailed overview.
- ASTM, International (2013). Astm d7467 standard specification for diesel fuel oil, biodiesel blend (b6 to b20).
- ASTM, International (2016). Astm d1835-16 standard specification for liquefied petroleum (lp) gases.
- ASTM, International (2017). Astm d7547 standard specification for hydrocarbon unleaded aviation gasoline.
- ASTM, International (2019). Astm d4054-19 standard practice for evaluation of new aviation turbine fuels and fuel additives.
- ASTM, International (2022). Astm d1655-22 standard specification for aviation turbine fuels.
- ASTM, International (2023). Astm d7566-23 standard specification for aviation turbine fuel containing synthesized hydrocarbons.
- Bandi, A. y Sprech, M. (2006). *Energy Technologies*. Berlin: Springer.
- Barbato, L.; Iaquaniello, G.; y Mangiapane, A. (2013). *CO2: A Valuable Source of Carbon*. London: Springer London.

- Barría, C.; Santander, A.; Caviedes, Á.; Coronado, C.; Dastres, C.; Eguiguren, B.; Gallegos, F.; Ibáñez, C.; Spoerer, M.; Ulloa, V.; García, M. J.; Guzmán, R.; Mancilla, C.; Suazo, C.; Toro, C.; Verástegui, F.; Maulén, L.; García, M.; Sepúlveda, H.; ...; y Rodríguez, C. (2021). Planificación energética de largo plazo. *Diario Oficial*.
- Bele, G.; Benali, M.; y Stuart, P. (2023). Multicriteria assessment of technology pathways to produce renewable and sustainable biofuels: case study in eastern canada. *Biofuels, Bioproducts and Biorefining*, 17.
- Bertau, M.; Offermanns, H.; Plass, L.; Schmidt, F.; y Wernicke, H. (2014). *Methanol. The basic chemical and energy feedstock of the future: Asigner's vision today*. Heidelberg: Springer.
- Bhatia, S. (2014). *Chapter 22 - Biodiesel*. Advanced Renewable Energy Systems.
- Boretos, G. (2007). The future of the mobile phone business. *Technological Forecasting and Social CHange*, 74.
- Botterill, A.; Mitchell, L.; Clowes, S.; y Listoe, J. (2022). Oil and gas price forecast. *Deloitte*.
- Bouachera (2007). Fuel demand and car ownership modelling in india. *OPEC Review*, 31.
- Brynolf, S.; Taljegard, M.; Grahn, M.; y Hansson, J. (2018). Electrofuels for the transport sector: A review of production costs. *Studies in Surface Science and Catalysis*, 81.
- Budinis, S.; Krevor, S.; Dowell, N.; Brandon, N.; y Hawkes, A. (2018). An assessment of ccs costs, barriers and potential. *Energy Strategy Reviews*, 22.
- Buttler, A. y Spliethoff, H. (2017). Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82.
- Caldwell, L. (1981). Selectivity in the fischer-tropsch synthesis using heterogeneous catalysts. *ChemSA*, 7.
- Choi, G.; Kramer, S.; Tam, S.; Fox, J.; Carr, N.; y Wilson, G. (1997). Coal liquefaction solid fuels contractors review conference.
- Choi, Y. H.; Jang, Y. J.; Hunmin, P.; Kim, W. Y.; Lee, Y. H.; Choi, S. H.; y y Lee, J. S. (2017). Carbon dioxide fischer-tropsch synthesis: A new path to carbon-neutral fuels. *Applied Catalysis B: Environmental*, 202.
- Clausen, L.; Houbak, N.; y Elmegaard, B. (2010). Technoeconomic analysis of a methanol plant based on gasification of biomass and electrolysis of water. *Energy*, 35.
- Comité Europeo de Normalización (2019). Une-en 589:2019+a1 combustible para automoción - glp - requisitos y métodos de ensayo. Diario Oficial de la Unión Europea.

- Cormos, A.; Dragan, S.; Petrescu, L.; Sandu, V.; y Cormos, C. (2020). Techno-economic and environmental evaluations of decarbonized fossil-intensive industrial processes by reactive absorption adsorption co2 capture systems. *Energies*, 13.
- Correa, M.; Barría, C.; y Maluenda, B. (2020). National green hydrogen strategy. *Diario Oficial*.
- de Klerk, A. (2012). Gas-to-liquid conversion.
- Dieterich, V.; Buttler, A.; Hanel, A.; Spliethoff, H.; y Fendt, S. (2020). Power-to-liquid via synthesis of methanol, dme or fischer-tropsch-fuels: a review. *Royal Society of Chemistry*, 13.
- Dybkaer, I. y Hansen, J. (1997). Large-scale production of alternative synthetic fuels from natural gas. *Studies in Surface Science and Catalysis*, 107.
- Environmental Protection Agency (2023). Statutes for renewable fuel standard program. EPA web page.
- Eurostat (2023). Shedding light on energy in the eu.
- Fasihi, M.; Efimova, O.; y Breyer, C. (2019). Techo-economic assessment of co2 direct air capture plants. *Journal of Cleaner Production*, 224.
- Fischer, J. y Pry, R. (1971). A simple substitution model of technological change. *Technological Forecasting and Social Change*, 3.
- Flory, P. (1936). Molecular size distribution in linear condensation polymers. *Journal of the American Chemical Society*, 58.
- Fu, Q.; Mabilat, C.; Zahid, M.; Brisse, A.; y Gautier, L. (2010). Syngas production via high-temperature steam/co2 co-electrolysis: an economic assessment. *Energy Environmental Science*, 3.
- Fujimoto, K.; Ohno, Y.; Goto, S.; Kajitani, S.; Konno, M.; Shikada, T.; y Suzuki, S. (2007). *DME Handbook*. Tokyo: DME Forum.
- García, N. (2021). Antecedentes del mercado de gas residencial en chile. *Diario Oficial*.
- García Bernal, N. (2021). Antecedentes del mercado de gas residencial en chile.
- Goehna, H. y König, P. (1994). *Producing methanol form CO2*. United States, isbn = 00092703,: Chemtech.
- Haarlermmmer, G.; Boissnnet, G.; Peduzzi, E.; y Setier, P. (2014). Investment and production costs of synthetic fuels - a literature survey. *Energy*, 66.
- Hansen, J. y Hojlund, P. (2008). *Handbook of Heterogeneous Catalysis*. Wiley-VCH Verlag GmbH Co. KGaA: Springer.

- Höök, M. y Aleklett, K. (2010). A review on coal-to-liquid fuels and its coal consumption. *International journal of energy research*, 34.
- Ibáñez de Aldecoa, I. (2020). Niveles de madurez de la tecnología. *Boletín Oficial del Estado*.
- ICAO (2016). Icao agreement on co2 emissions from aviation.
- IMO (2018). Un body adopts climate change strategy for shipping.
- INN (1999a). NCh2394.Of1999: Gases licuados de petróleo y gas natural - Ensayo de olor. <https://www.inn.cl>.
- INN (1999b). NCh72.Of1999. Gases licuados de petróleo -Especificaciones. <https://www.inn.cl>.
- Instituto Nacional de Normalización. (2016). QuiÉnes somos. <https://www.inn.cl/quienes-somos>.
- Kobos, P.; Erickson, J.; y Drennen, T. (2003). Scenario analysis of chinese passenger vehicle growth. *Contemporary Economic Policy*, 21.
- Luo, Y.; Shi, Y.; y Cai, N. (2021). *Chapter 5 - Stabilization of intermittent renewable energy using power-to-X*. China: Academic Press.
- Mancilla, M. (2023). Proyecto de ley que mejora la competencia y perfecciona el mercado del gas licuado de petróleo.
- Michailos, S.; McCord, S.; Sick, V.; Stokes, G.; y Styring, P. (2019). Dimethyl ether synthesis via captured co2 hydrogenation within the power to liquids concept: A techno-economic assessment. *Energy Conversion Management*, 184.
- Mignard, D.; Sahibzada, M.; Duthie, J.; y Whittington, H. (2003). Methanol synthesis from flue-gas co2 and renewable electricity: a feasibility study. *International Journal of Hydrogen Energy*, 28.
- Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción (1995). DECRETO SUPREMO 263. APRUEBA REGLAMENTO SOBRE CONCESIONES PROVISIONALES Y DEFINITIVAS PARA LA DISTRIBUCION Y EL TRANSPORTE DE GAS. Biblioteca del Congreso Nacional de Chile.
- Ministerio de Energía (2013). DECRETO SUPREMO 108. APRUEBA REGLAMENTO DE SEGURIDAD PARA LAS INSTALACIONES DE ALMACENAMIENTO, TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE GAS LICUADO DE PETRÓLEO Y OPERACIONES ASOCIADAS. Biblioteca del Congreso Nacional de Chile.
- Ministerio de Energía (2024). Principales características del motor de cálculo de costo nivelado de producción de hidrógeno (lcoh). Explorador de Hidrógeno Renovable.

- Ministerio de Hacienda (1986). Ley 18.502 Establece Impuestos a Combustibles que Señala. Biblioteca del Congreso Nacional de Chile.
- Ministerio de Medio Ambiente (2016). DECRETO SUPREMO 31. ESTABLECE PLAN DE PREVENCIÓN Y DESCONTAMINACIÓN ATMOSFÉRICA PARA LA REGIÓN METROPOLITANA DE SANTIAGO. Biblioteca del Congreso Nacional de Chile.
- Ministerio del Interior (1931). Decreto con Fuerza de Ley 323. LEY DE SERVICIOS DE GAS. Biblioteca del Congreso Nacional de Chile.
- Ministry of Industry & Trade of the Czech Republic (2021). The Czech Republic's Hydrogen Strategy. Ministry of the Industry and Trade of the Czech Republic.
- Müller, M. y Hübsch, U. (2000). *Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry*. Wiley-VCH Verlag GmbH Co. KGaA: Springer.
- Ng, K.; Chadwick, D.; y Toseland, B. (1999). Kinetics and modelling of dimethyl ether synthesis from synthesis gas. *Chemical Engineering Science*, 54.
- Nimmas, T.; Wongsakulphasatch, S.; Chanthanumataporn, M.; Vacharanukrauh, T.; y Assabumrungrat, S. (2024). Thermochemical transformation of co₂ into high-value products. *Current Option in Green and Sustainable Chemistry*.
- Norton, A. y Bass, F. (1987). A diffusion theory model of adoption and substitution for successive generations of high-technology products. *Management Science*, 33.
- Ohsaki, K.; Shoji, K.; Okuda, O.; Kobayashi, Y.; y Koshimizu, H. (2015). A large-scale methanol plant based on ico process. *International Journal of Hydrogen Energy*, 40.
- Panzone, C.; Philippe, R.; Chappaz, A.; Forganland, P.; y Bengaouer, A. (2020). Power-to-liquid catalytic co₂ valorization into fuels and chemicals: focus on the fischer-tropsch route. *Journal of CO₂ Utilization*, 38.
- Parlamento Europeo (2006). Reglamento (ce) n° 1907/2006 del parlamento europeo y del consejo el 18 de diciembre de 2006, relativo al registro, la evaluación, la autorización y la restricción de las sustancias y preparados químicos (reach). Diario Oficial de la Unión Europea.
- Parlamento Europeo (2008). Directiva 2008/68/ce del parlamento europeo y del consejo de 24 de septiembre de 2008 sobre el transporte terrestre de mercancías peligrosas. Diario Oficial de la Unión Europea.
- Parlamento Europeo (2018). Directiva (ue) 2018/2001 del parlamento europeo y del consejo de 11 de diciembre de 2018 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables. Diario Oficial de la Unión Europea.
- Parlamento Europeo (2023a). Reglamento delegado (ue) 2023/1185 de la comisión de 10 de febrero de 2023 que completa la directiva (ue) 2018/2001 del parlamento europeo y del consejo estableciendo un umbral mínimo para la reducción de las emisiones de gases de

- efecto invernadero aplicable a los combustibles de carbono reciclado y especificando una metodología para evaluar la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero derivada de los carburantes líquidos y gaseosos renovables de origen no biológico y de los combustibles de carbono reciclado. Diario Oficial de la Unión Europea.
- Parlamento Europeo (2023b). Reglamento (ue) del parlamento europeo y del consejo de relativo al uso de combustibles renovables y combustibles hipocarbónicos en el transporte marítimo y por el que se modifica la directiva 2009/16/ce. Diario Oficial de la Unión Europea.
- Pieter de Jong, Ednildo Andrade Torres, Silvio Alexandre Beisl Vieira de Melo Delano Mendes-Santana Karen Valverde Pontes (2023). Socio-economic and environmental aspects of bio-lpg and bio-dimethyl ether (bio-dme) production and usage in developing countries: The case of brazil. *Cleaner and Circular Bioeconomy*, 6.
- Qian, L. y Soopramaian, D. (2014). Using diffusion models to forecast market size in emerging markets with applications to the chinese car market. *Journal of Business Research*, 67.
- Ridjan, I., Vad Mathiesen B. y Connolly D. (2016). Terminology used for renewable liquid and gaseous fuels based on the conversion of electricity: a review. *Journal of Cleaner Production*, 112.
- Rietmann, N.; Hüglér, B.; y Lieven, T. (2020). Forecasting the trajectory of electric vehicle sales and the consequences for worldwide co2 emissions. *Journal of Cleaner Production*, 261.
- Rivera-Tinoco, R.; Farran, M.; Bouallou, C.; Auprêtre, F.; Valentin, S.; Millet, P.; y Ngameni, J. (2016). Investigation of power-to-methanol processes coupling electrolytic hydrogen production and catalytic co2 reduction. *International Journal of Hydrogen Energy*, 41.
- Runge, P.; Sölch, C.; Albert, J.; Wasserscheid, P.; Zöttl, G.; y Grimm, V. (2019). Economic comparison of different electric fuels for energy scenarios in 2035. *Applied Energy*, 233-234.
- Schemme, S.; Breuer, J.; Köller, M.; Meschede, S.; Walman, F.; Samsun, R.; Peters, R.; y Stolten, D. (2020). H2-based synthetic fuels: A techno-economic comparison of alcohol, ether and hydrocarbon production. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45.
- Schulz, G. (1935). über die beziehung zwischen reaktionsgeschwindigkeit und zusammensetzung des reaktionsproduktes bei makropolymerisationsvorgängen. *Zeitschrift für Physikalische Chemie*, 30.
- Singh, B. (2021). Chapter 9 - modeling and forecasting the spread of covid-19 pandemic in india and significance of lockdown: A mathematical outlook. *Handbook of Statistics*, 44.
- Steynberg, A. y Dry, M. (2006). *Fischer-Tropsch Technology*. Amsterdam: Elsevier.

- Steynberg, A.; Espinoza, R.; Jager, B.; y Vosloo, A. (1999). High temperature fischer-tropsch synthesis in commercial practice. *Applied Catalysis A: General*, 186.
- Strätling, M. (2002). *New Methanol Technologies Offer Alternatives to Dirty Fuels*. World Energy.
- Supp, E. (1990). *How to produce methanol from coal*. Berlin: Springer-Verlag.
- Tanner, J. (1958). An analysis of increase in motor vehicles in great britain and the united states. *Journal of the Royal Statistical Society: Series A*.
- To, W. y Lee, P. (2014). Diffusion of iso 14001 environmental management system: global, regional, and country-level analyses. *Journal of Clean Production*, 66.
- Tremel, A.; Wasserscheid, P.; Baldauf, M.; y Hammer, T. (2015). Techno-economic analysis for the synthesis of liquid and gaseous fuels based on hydrogen production via electrolysis. *International Journal of Hydrogen Energy*, 40.
- Trost, T.; Horn, S.; Jentsch, M.; y Sterner, M. (2012). Erneuerbares methan: Analyse der co2-potenziale für power-to-gas anlagen in deutschland. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 36.
- Ud Din, I.; Shaharun, M.; Alotaibi, M.; Alharthi, A.; y Naeem, A. (2019). Recent developments on heterogeneous catalytic co2 reduction to methanol. *Journal of CO2 Utilization*, 34.
- United Nations Framework Convention on Climate Change. (1998). Kyoto protocol to the united nations framework convention on climate change. <https://unfccc.int/documents>.
- United Nations Framework Convention on Climate Change. (2015). Acuerdo de paris. <https://unfccc.int/documents>.
- U.S.; Energy; Information; y Administration (2024). Short-term energy outlook.
- Wang, Shang; Lu, Aolin; y Zhong, Chuan-Jian (2021). Hydrogen production from water electrolysis: role of catalysts. *Nano Convergence*, 8.
- Yang, Y. y Williams, E. (2009). Logistic model-based forecast of sales and generation of obsolete computers in the u.s. *Technological Forecasting and Social Change*, 76.

A | Anexo

A.1. NCh72:Of1999

Tabla A.1: Tabla - Requisitos de los gases licuados petróleo

N°	Características	P	B	P-B	Método de ensayo
1	Odorización ¹⁾	Si	Si	Si	NCh2394
2	Corrosión de la lámina de cobre N máximo	1	1	1	NCh76
3	Contenido de azufre ²⁾ % en masa (m/m) máximo	0,015	0,015	0,015	NCh1962
4	Presión de vapor ³⁾ a 37,8°C (100°F) kPa (psig) máximo mínimo	1.430 (208)	458 (70)	1.430 (208) 917 (133)	NCh77
5	Residuo volátil: Temperatura de ebullición a 95 % evaporado, máximo °C	-38,3	2,2	2,2	NCh74
	o				
	Butano y más pesados, volumen % máximo	2,5	-	30,0	NCh1941
	Pentano y más pesados, volumen % máximo	-	2,0	2,0	NCh1941
6	Humedad	Cumple	-	-	NCh75/1 o NCh72/5
7	Contenido de agua libre ⁴⁾	cumple	No	No	Nota 4 a esta tabla
8	Material residual ⁵⁾ :				
	- residuo en evaporación de 100 ml, máximo ml - Observación de la mancha de aceite ⁶⁾	0,05 cumple	0,05 -	0,05 -	NCh1940 ⁶⁾
9	Densidad relativa 60/60 F, mínimo	0,500	-	0,500	NCh1961

1. Los gases licuados de petróleo para su expendio deben contener un compuesto odorante en cantidad tal que su olor sea característico, desagradable y no persistente, pudiendo percibirse cuando el gas se encuentra a una concentración correspondiente a un quinto del límite de inflamabilidad o explosividad (Los detalles de esto se

encuentran en los anexos de la respectiva norma y no serán incluidos acá).

La odorización no es mandatoria para transporte en oleoductos y/o buques.

2. Corresponde al valor antes de agregar odorante.
3. Los valores entre paréntesis solo tienen valor informativo.
 $1 \text{ psig} = 6,89476 \text{ KPa}$
 $1 \text{ kgf/cm}^2 = 98,0665 \text{ KPa (exactamente)}$
4. Se determina por inspección visual.
5. Este requisito no se aplica a GLP envasado en cilindros y tanques para uso final: en el caso de los cilindros debe informarse el valor resultante, cuando se hagan los análisis correspondientes.
6. Un producto aceptable no debe producir un anillo de aceite persistente cuando 0,3 ml de mezcla de residuo solvente se agrega a un papel filtro, en incremento de 0,1 ml y se examina a luz diurna después de 2 min, como se describe en la norma ANSI/ASTMD 2158.

A.2. Pseudocódigo para Estimación de la Demanda

```

1: sectores_economicos ← open(BBDD)
2: for sector in sectores_economicos do
3:   for region in sector do
4:     almacenamiento_info ← {}
5:     for combustible in region do
6:       L ← valor_combustible_2050
7:        $k \leftarrow -1/(t_2 - t_1) \cdot \log\left(\frac{(L-I_2) \cdot I_1}{(L-I_1) \cdot I_2}\right)$ 
8:        $I_0 \leftarrow \frac{L-I_2}{I_2 \cdot \exp(-t_2 \cdot k)}$ 
9:       for t in año do
10:        if t > 2023 then
11:           $\text{transferencia\_glp} \leftarrow \frac{L}{I_0 \cdot \exp(-k \cdot t)}$ 
12:          combustible_reemplazado ← It - transferencia_glp
13:          almacenamiento_info[combustible] ← combustible_reemplazado
14:          almacenamiento_info[GLP] ← glp_actual + combustible_transferencia
15:        end if
16:      end for
17:    end for
18:  end for
19: end for

```