



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**EVALUACIÓN DE ESCENARIOS DE USO DE HIDRÓGENO EN CHILE
MEDIANTE UN MODELO DE PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

MAXIMILIANO NICOLÁS DONOSO SUAZO

PROFESOR GUÍA:
CARLOS BENAVIDES FARÍAS

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
PABLO GONZÁLEZ INOSTROZA
ANDRES CABA RUTTE

SANTIAGO DE CHILE
2022

EVALUACIÓN DE ESCENARIOS DE USO DE HIDRÓGENO EN CHILE MEDIANTE UN MODELO DE PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA

El objetivo general del presente trabajo de título es modelar, proyectar y analizar la inserción de distintos usos del hidrógeno verde en los sectores residencial, industrial, minero, transporte y de generación eléctrica de Chile. Para llevar a cabo esto, se trabaja con un modelo de planificación energética que corresponde al Modelo PMR, previamente desarrollado por el Centro de Energía de la Universidad de Chile. Este es una herramienta de optimización y simulación que busca evaluar el impacto de distintos escenarios de mitigación de cambio climático en el país. El modelo no posee una representación completa de la cadena de producción del hidrógeno verde, ni cuenta con sus potenciales aplicaciones, por lo que en el presente trabajo se le aplican las siguientes modificaciones:

1. Definición e implementación del hidrógeno verde como vector energético, a través de su vinculación con la generación renovable no convencional, y la determinación del tipo de producción y el traslado de este elemento.
2. Modelamiento de las tecnologías que hacen uso del hidrógeno verde (vehículos con celdas de combustible, centrales de generación de operación dual, etc.). En total se modelan 13 usos de hidrógeno verde en los sectores de transporte, residencial, industrial, minero y de generación eléctrica del país.

El modelo resultante utiliza un enfoque de optimización para determinar si los usos de hidrógeno verde integrados resultan ser una alternativa costo-eficiente para desplazar a las tecnologías convencionales que utilizan combustibles fósiles, considerando un horizonte de evaluación desde el año 2022 hasta el año 2050. Así mismo, el modelo determina si la demanda de hidrógeno verde de una determinada zona geográfica se satisface produciendo este elemento en la misma zona, o con hidrógeno transportado desde otro punto.

Las proyecciones obtenidas indican que, a nivel país, el hidrógeno verde aumenta gradualmente su presencia hasta conformar un 20 % de la energía total utilizada en el año 2050, esto implica una disminución anual de 11.5 millones de toneladas de gases de efecto invernadero emitidos; lo anterior requiere de una capacidad instalada de generación eléctrica renovable no convencional de 66 [GW] aproximadamente, que permitan generar 127.000 [GWh] de energía anual destinada a la producción del hidrógeno utilizado. Por otro lado, los resultados indican que los sectores de transporte, minería y en cierto grado residencial, son los que poseen proyecciones con una mayor cantidad de hidrógeno verde en sus matrices energéticas; mientras que los sectores industrial y de generación eléctrica, el uso de hidrógeno aún no representa una alternativa costo-eficiente para reemplazar a las tecnologías que utilizan combustibles fósiles.

*Dedicado a mi familia, son mi motor en la vida.
Alrededor de ustedes, sólo puedo sentirme honrado.*

Agradecimientos

A mis padres, cada uno tiene una presencia fundamental en mi vida y aspiro, algún día, a ser como ellos. A mi padre, Maximiliano, que estoy completamente seguro que desde el cielo se encuentra apoyándome y enviándome confianza, sabiduría y amor; eres mi modelo a seguir papá, y por eso y mucho más, siempre vivirás en mi corazón. A mi madre, Patricia, que me apoya todos los días con su fortaleza, confianza, dedicación y cariño; gracias a ella, a todo su trabajo, y a su presencia en los buenos y malos momentos, me encuentro en esta instancia. Estoy completamente orgulloso y agradecido de ambos, y el amor que siento por ambos no se puede cuantificar.

A mis hermanas, Cristel y Manola, por cuidarme, apoyarme, quererme y formarme como persona; ambas han sido una parte fundamental de mi vida, y cada una tiene virtudes que a mi juicio son inconmensurables; cuando estoy con ustedes sólo puedo sentir admiración y orgullo de las maravillosas personas que son. Estoy completamente agradecido de Dios por darme la posibilidad de ser su hermano, y que sepan que a lo largo de toda mi vida, les tendré un amor y cariño incondicional.

A mi cuñado, Juan Pablo, por todos los buenos momentos que hemos pasado juntos, estoy muy feliz y agradecido de que seas parte de la familia. Y a mis sobrinos, Leonor y Bruno, que son una fuente de luz y alegría que ilumina nuestros corazones. Gracias por el apoyo, y por ser parte de esta hermosa familia.

A mis amigos en la universidad, Javier y Joaquín, esta carrera ha sido un complejo viaje que compartimos y estoy feliz de haber encontrado amigos como ustedes, por eso y por estar siempre dispuestos a comprender y ayudar a un amigo, muchas gracias. Agradezco también a Carla, Catalina, Franco, Pablo y a los demás; los momentos que pasamos juntos los guardaré con mucho aprecio. Mención para mis amigos del colegio, por todos los momentos de desestrés en este proceso tan complicado.

A mis profesores; Carlos, por tener la disposición de ayudar y guiar la elaboración de este trabajo de título, siempre con la intención de apoyarme para realizar una buena memoria; Pablo, por tener la voluntad de hacerse el tiempo para practicar presentaciones, evaluar resultados y darme consejos importantes tanto para este proceso como para el mundo laboral; y Andrés, por siempre mostrarse disponible para responder dudas y solucionar problemas en todo ámbito. Estoy completamente agradecido por el trabajo de ustedes, y no me cabe la menor duda de que son grandes profesionales.

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Objetivos	3
1.2.1. Objetivo general	3
1.2.2. Objetivos específicos	3
1.3. Alcance	3
1.4. Estructura	4
2. Estado del Arte	5
2.1. Producción de hidrógeno	6
2.2. Almacenamiento de hidrógeno	10
2.2.1. Compresión	11
2.2.2. Licuefacción	12
2.2.3. Compuestos químicos	12
2.3. Transporte de hidrógeno	12
2.3.1. Camiones	13
2.3.2. Barcos	14
2.3.3. Gasoductos	15
2.4. Usos finales	17
2.4.1. Minería	17
2.4.2. Industria	19
2.4.2.1. Refinería de petróleo	19
2.4.2.2. Producción de acero	20
2.4.2.3. Industria química	21
2.4.2.4. Calor industrial	22
2.4.3. Residencial	24
2.4.3.1. Uso en encimeras	24
2.4.3.2. Uso en hornos	25
2.4.3.3. Uso en sistemas de calefacción	25
2.4.3.4. Uso en calderas	26
2.4.4. Energía eléctrica	27
2.4.4.1. Fuel-cells	27
2.4.4.2. Hidrógeno en turbinas	28
2.4.4.2.1 Turbinas de gas natural	28
2.4.4.2.2 Turbinas a diésel	30
2.4.5. Transporte	32
2.4.5.1. Automóviles	34

2.4.5.2.	Camiones	35
2.4.5.3.	Buses	37
2.4.5.4.	Barcos	38
2.4.5.5.	Aviones	39
2.4.5.6.	Estaciones de carga	39
3.	Metodología de trabajo	42
3.1.	Descripción del modelo de planificación energética PMR	47
3.1.1.	Estructura general	48
3.1.2.	Funcionamiento general	49
3.2.	Definición del caso de estudio	51
3.2.1.	Sectores energéticos y usos de hidrógeno a considerar	51
3.2.2.	Caso de estudio	53
3.3.	Implementación del hidrógeno verde en el modelo PMR	54
3.3.1.	Modelamiento del hidrógeno verde como vector energético	54
3.3.1.1.	Aspectos económicos	55
3.3.2.	Definición de la forma y lugar de la producción del hidrógeno	57
3.3.2.1.	Caracterización de zonas geográficas	58
3.3.2.2.	Producción centralizada	60
3.3.2.2.1.	Caracterización de la zona de producción	60
3.3.2.2.2.	Caracterización de las rutas de transporte	62
3.3.2.3.	Producción descentralizada	63
3.3.2.4.	Modelo de elección del tipo de producción	64
3.3.3.	Modelamiento de los usos de hidrógeno	66
3.3.3.1.	Sector transporte	66
3.3.3.1.1.	Automóviles	67
3.3.3.1.2.	Buses urbanos con celdas de combustible	68
3.3.3.1.3.	Camión de carga con celdas de combustible	69
3.3.3.1.4.	Barco de carga con celdas de combustible	70
3.3.3.1.5.	Avión comercial con celdas de combustible	71
3.3.3.2.	Sector industria	71
3.3.3.2.1.	Hidrógeno en la siderurgia	71
3.3.3.2.2.	Hidrógeno en la producción de amoníaco	73
3.3.3.3.	Sector residencial	74
3.3.3.4.	Sector de minería	76
3.3.3.5.	Sector generación eléctrica	77
4.	Resultados y discusión	79
4.1.	Impacto global del uso de hidrógeno verde en Chile	79
4.2.	Impacto sectorial del uso de hidrógeno en Chile	84
4.2.1.	Sector transporte	84
4.2.1.1.	Automóviles con celdas de combustible	84
4.2.1.2.	Buses Transantiago con celdas de combustible	87
4.2.1.3.	Camiones de carga con celdas de combustible	90
4.2.1.4.	Barcos de carga con celdas de combustible	92
4.2.1.5.	Aviones con celdas de combustible	94
4.2.2.	Sector minero	97

4.2.3.	Sector residencial	100
4.2.3.1.	Calderas y calefactores	100
4.2.4.	Sector industrial	103
4.2.4.1.	Producción de amoníaco	103
4.2.4.2.	Siderurgia	105
4.2.5.	Sector de generación eléctrica	106
5.	Conclusiones	110
	Bibliografía	112
	Anexos	114
A.	Formulaciones integradas en el modelo de optimización	114
B.	Parámetros de las medidas utilizadas	116
B.1.	Parámetros técnicos	116
B.2.	Parámetros económicos	119
C.	Evolución del precio del hidrógeno y otros energéticos	125
D.	Costos de transporte del hidrógeno verde	126

Índice de Tablas

2.1.	Comparativa técnica entre electrolizadores.	9
2.2.	Características generales de los principales métodos de almacenamiento [7]. . .	11
2.3.	Medios de transporte de hidrógeno.	13
2.4.	Costo de transporte del hidrógeno vía camión según el estado en que se encuentre.	14
2.5.	Costos de transporte de hidrógeno vía marítima según su estado.	15
2.6.	Costos de inversión y operación de gasoductos para la transmisión de hidrógeno.	17
2.7.	CAPEX unitario de la tecnología de turbinas de gas interiorizando hidrógeno.	30
2.8.	Parámetros en la operación <i>Dual-Fuel</i> del prototipo de motor diésel bajo el método de supervisión.	31
2.9.	Parámetros en la operación <i>Dual-Fuel</i> del prototipo de motor diésel bajo el método <i>Full-control</i>	32
2.10.	Parámetros técnicos de los camiones de carga por hidrógeno.	35
2.11.	Parámetros técnicos de los camiones de carga por hidrógeno.	36
2.12.	Parámetros técnicos y económicos del FCEB.	38
2.13.	Parámetros técnicos y económicos de barcos funcionando con hidrógeno.	39
2.14.	Costos de una hidrolinera según su capacidad.	41
3.1.	Usos de hidrógeno a evaluar	53
3.2.	Asignación geográfica a la demanda de hidrógeno por zona.	59
3.3.	Alternativas de transporte según su recorrido [9].	62
3.4.	Rutas de transporte para los distintos consumos.	63
3.5.	Factores de planta de las potenciales centrales de ERNC en cada zona geográfica.	64
B.1.	Parámetros técnicos utilizados en el modelamiento de vehículos ligeros y medianos con celdas de combustible.	116
B.2.	Parámetros técnicos utilizados en el modelamiento de buses y camiones con celdas de combustible.	116
B.3.	Parámetros técnicos utilizados en el modelamiento de barcos de carga con celdas de combustible.	116
B.4.	Parámetros técnicos utilizados en el modelamiento de aviones comerciales con celdas de combustible.	117
B.5.	Parámetros técnicos utilizados en el modelamiento de CAEX duales diésel-H ₂ .	117
B.6.	Parámetros técnicos utilizados en el modelamiento de calefactores y calderas H ₂ .	117
B.7.	Parámetros técnicos utilizados en el modelamiento de la producción de amoniaco verde.	118
B.8.	Parámetros técnicos utilizados en el modelamiento de la planta productora de acero a través de hidrógeno.	118
B.9.	Parámetros técnicos en la operación <i>Dual-Fuel</i> del prototipo de motor diésel bajo el método de supervisión.	118

B.10.	Parámetros técnicos en la operación <i>Dual-Fuel</i> del prototipo de motor diésel bajo el método de <i>Full-Control</i>	119
B.11.	Costos de inversión y mantenimiento utilizados en vehículos de transporte terrestre.	120
B.12.	Costos de inversión y mantenimiento utilizados en el modelamiento de buses y camiones.	121
B.13.	Costos de inversión y mantenimiento utilizados en el modelamiento de barcos de carga y aviones comerciales.	122
B.14.	Costos de inversión y mantenimiento utilizados en el modelamiento de los CAEX con hidrógeno.	123
B.15.	Costos utilizados en el modelamiento de los usos de hidrógeno en el sector industrial.	124
B.16.	Costos utilizados en el modelamiento de los usos de hidrógeno en el sector residencial.	124
B.17.	Costos utilizados en el modelamiento de los usos de hidrógeno en el sector eléctrico.	124
D.1.	Costos unitarios utilizados en el transporte de hidrógeno en camiones. Fuente: [8] [9] [10].	126
D.2.	Costos unitarios utilizados en el transporte de hidrógeno en barcos. Fuente: [9].	127

Índice de Ilustraciones

1.1.	Porcentaje de emisiones por sector de Chile en 2020 [4].	2
2.1.	Esquema de los distintos tipos de electrolizadores [6].	8
2.2.	Proyección del costo de inversión unitario en un electrolizador PEM. Fuente: base de datos del centro de energía.	10
2.3.	Esquema de CAEX con <i>Fuel-cells</i> [12].	18
2.4.	Esquema de operación de un motor de combustión dual [13].	19
2.5.	Hidrógeno en el proceso de reducción directa [14]	21
2.6.	Esquema de caldera que mezcla de hidrógeno y gas natural.	23
2.7.	Componentes de la caldera híbrida residencial [16].	26
2.8.	Esquema del proceso interno en una celda de combustible [17].	28
2.9.	Disposición de una turbina de gas adaptada [18].	29
2.10.	Disposición de los componentes del sistema de suministro de hidrógeno [21].	31
2.11.	Disposición de los equipos de un automóvil FCEV. Adaptado de [17].	34
2.12.	Disposición de los equipos de un camión con celdas de combustible. Adaptado de [17].	36
2.13.	Disposición de los principales componentes de una FCEB. Adaptado de [17].	37
2.14.	Esquema de una Hidrolinera. Adaptado de [17].	40
3.1.	Concepto del trabajo realizado.	42
3.2.	Metodología de trabajo en integración del hidrógeno en el modelo PMR.	44
3.3.	Metodología de trabajo en integración de los usos de hidrógeno en el modelo PMR.	46
3.4.	Estructura del modelo PMR.	48
3.5.	Esquema simplificado del funcionamiento del modelo PMR.	50
3.6.	Esquema de producción de hidrógeno a partir de ERNC.	54
3.7.	Formas de producción de hidrógeno verde.	57
3.8.	División territorial de Chile en 5 zonas geográficas.	58
3.9.	Esquema de producción centralizada.	60
3.10.	Potenciales casos de estudio de producción centralizada.	61
3.11.	Rutas potenciales entre los sectores de producción y consumo de H ₂	62
3.12.	Esquema de producción descentralizada.	63
3.13.	Zonas de producción y consumo de hidrógeno en la producción descentralizada.	64
3.14.	Esquema de competencia zonal para cada medida y su respectiva abreviación.	65
3.15.	Esquema de competencia zonal abreviado.	66
3.16.	Esquema de modelamiento utilizado en la inserción de automóviles ligeros y medianos con celdas de combustible.	67
3.17.	Esquema de modelamiento utilizado en la inserción de buses Transantiago con celdas de combustible.	68

3.18.	Esquema de modelamiento utilizado en la inserción de camiones con celdas de combustible.	69
3.19.	Esquema de modelamiento utilizado en los barcos de carga con celdas de combustible.	70
3.20.	Esquema de modelamiento utilizado en los aviones comerciales con celdas de combustible.	71
3.21.	Esquema de modelamiento utilizado en la producción de acero verde.	72
3.22.	Esquema de modelamiento en la producción de amoniaco verde.	73
3.23.	Esquema utilizado en el modelamiento de hidrógeno en las redes de gas residencial.	75
3.24.	Esquema de modelamiento para la inserción de hidrógeno en CAEX's.	76
3.25.	Esquema del modelamiento de centrales de combustión con H_2 mezclado en su combustible.	78
4.1.	Proyección de la demanda energética chilena por combustible.	80
4.2.	Proyección de la matriz de generación eléctrica en Chile.	80
4.3.	Proyección de generación eléctrica requerida para producir H_2 por zona	81
4.4.	Proyección de los gases de efecto invernadero emitidos en Chile.	83
4.5.	Proyección del parque de automotriz ligero	85
4.6.	Proyección del parque automotriz mediano	86
4.7.	Energía eléctrica requerida para la producción del hidrógeno utilizado en automóviles.	87
4.8.	Proyección de la flota de Transantiago	88
4.9.	Energía eléctrica requerida para la producción del hidrógeno utilizado en buses urbanos con celdas de combustible.	89
4.10.	Proyección de emisiones de gases GEI en el subsector de buses "Transantiago".	89
4.11.	Proyección de la flota de camiones de carga en el país.	90
4.12.	Energía eléctrica requerida para la producción del hidrógeno utilizado en camiones.	91
4.13.	Proyección de emisiones de gases GEI en el subsector camiones de transporte de carga.	92
4.14.	Proyección de la flota de barcos de carga en el país.	92
4.15.	Energía eléctrica requerida para la producción del hidrógeno utilizado en barcos de carga.	93
4.16.	Proyección de emisiones de GEI en barcos de carga.	94
4.17.	Proyección de la flota de aviones comerciales en Chile.	95
4.18.	Energía eléctrica requerida para la producción del hidrógeno utilizado en aviones comerciales.	96
4.19.	Proyección de emisiones de GEI en aviones comerciales.	96
4.20.	Proyección de la flota de camiones de extracción minera presentes en el país.	97
4.21.	Energía eléctrica requerida para la producción del hidrógeno utilizado camiones mineros.	99
4.22.	Proyección de emisiones de GEI en camiones mineros.	99
4.23.	Proyección del uso de calderas que funcionen con gas natural en la RM.	101
4.24.	Proyección del uso de calefactores H_2 en la RM.	101
4.25.	Energía eléctrica requerida para la producción del hidrógeno utilizado en la mezcla residencial.	102
4.26.	Proyección de emisiones de GEI en el sector residencial de la región metropolitana.	103
4.27.	Proyección de la industria del amoniaco verde en Chile.	104

4.28.	Energía eléctrica requerida para el hidrógeno utilizado en la producción de amoníaco.	104
4.29.	Proyección de la siderurgia en Chile.	105
4.30.	Energía eléctrica requerida para la producción del hidrógeno utilizado en la siderurgia.	106
4.31.	Proyección de emisiones de GEI en la industria siderúrgica.	106
4.32.	Comparativa de costos totales al forzar la entrada de central generadora diésel-H2V.	107
4.33.	Comparativa de costos totales al forzar la entrada de central generadora GN-H2V.	108
C.1.	Evolución del <i>LCOH</i> a lo largo del tiempo.	125

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

El cambio climático, consecuencia del calentamiento global producto de la utilización sostenida de combustibles fósiles por parte de la sociedad humana, ha precipitado el interés del mundo en trazar metas claras para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), los cuales constituyen el principal causante del fenómeno mencionado.

Dentro de esta problemática, se han organizado "Reuniones Cumbre" a nivel mundial con la finalidad de establecer acuerdos entre países que busquen disminuir los GEI y así frenar el avance del calentamiento global. La *Conference of Parts* (COP), cumbre anual organizada por la ONU, se posiciona como la principal actividad destinada a adoptar medidas para tratar la problemática antes mencionada. En la COP número 21, realizada en el año 2015 en París, los países participantes alcanzaron un acuerdo histórico [1] para implementar y acelerar acciones que busquen disminuir las emisiones de GEI, las cuales se formalizaron durante el año 2020 mediante documentos llamados 'Contribuciones Determinadas'. Dentro de estos países se encuentra Chile, el cual en su Contribución Determinada a Nivel Nacional [2], impuso como política de Estado la meta de establecer la carbono neutralidad, la que se refiere a la igualdad entre emisiones generadas y abatidas, para el año 2050; lo cual exige la aplicación de distintas medidas para disminuir las emisiones de GEI y lograr el objetivo propuesto.

A su vez, Chile resulta ser un país idóneo para la implementación de tecnologías que aprovechen las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) para su posterior uso en generación eléctrica, esto se debe al elevado recurso energético disponible a lo largo del país. En particular, la zona norte resulta ideal para el aprovechamiento de la energía solar debido a que posee una alta cantidad de radiación por $[m^2]$, cuenta con una baja cantidad de nubosidad y tiene un bajo porcentaje de precipitaciones al año. Del mismo modo, la zona sur posee vientos de alta velocidad de forma constante, lo que resulta ideal para la implementación de generación de energía eléctrica de origen eólico. Aterrizando estas oportunidades a valores numéricos, Chile presenta un potencial de ERNC de 1.800 [GW] aproximadamente, capacidad que cubre 70 veces la demanda total del país [3].

En Chile la generación eléctrica renovable ha apuntado sus primeros pasos a reducir las emisiones en el sector eléctrico, cuyo porcentaje de GEI enviados a la atmósfera en 2020

es de un 34,14% del total de gases carbono-equivalentes anuales producidos en el país [4]. Resulta crucial aprovechar el potencial de ERNC en otros sectores que también poseen un alto porcentaje de emisiones; entre ellos el transporte, industria, minería, residencial, comercial y público. La figura (1.1) muestra el porcentaje de emisiones de carbono para cada sector en relación al total en Chile 2020.

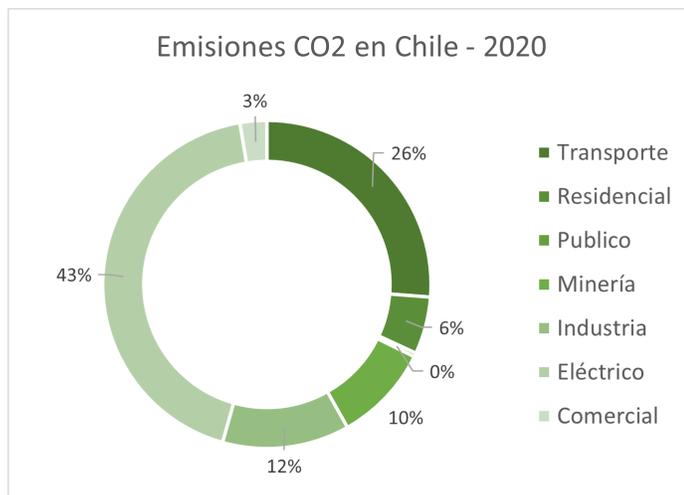


Figura 1.1: Porcentaje de emisiones por sector de Chile en 2020 [4].

Para lograr lo anterior, existen distintas tecnologías que permiten aprovechar el potencial de energía renovable del país en los sectores mostrados en la figura (1.1). En particular la generación y uso del hidrógeno verde (H_2V) como combustible y vector energético es una oportunidad que, dado el recurso ERNC disponible, posee proyecciones que representan un impacto significativo en la matriz energética chilena.

En Chile se busca capitalizar esta oportunidad a través de la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde [3], la cual es una política de Estado que apunta a impulsar la producción y uso del H_2V en distintos sectores. Esta política junto con otras (Estrategia nacional de electromovilidad) se presentan como las principales directrices para lograr la meta nacional de carbono neutralidad en el año 2050.

Si bien esta directriz resulta positiva en términos de mitigación de GEI debido a que disminuye el uso de combustibles fósiles, los impactos energéticos y económicos que pueden generar no son despreciables: las variaciones en la oferta y demanda de elementos energéticos, los cambios en costos de equipos y combustibles a lo largo del tiempo y las consecuencias se generan en los distintos sectores, son algunas consecuencias que requieren un análisis en detalle, que debe situarse en distintos escenarios para entregar resultados que se adecúen a la realidad nacional.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

El objetivo general de esta memoria es modelar, proyectar y analizar la demanda energética, la capacidad instalada, la generación eléctrica y la variación de las emisiones de gases de efecto invernadero en Chile, ante la inserción de distintos usos del hidrógeno verde; en los sectores residencial, industrial, transporte, minero y de generación eléctrica del país.

Lo anterior se lleva a cabo mediante el uso de un modelo de planificación energética de largo plazo, que corresponde al Modelo PMR desarrollado por el Centro de Energía de la Universidad de Chile.

1.2.2. Objetivos específicos

Los objetivos específicos del trabajo son los siguientes:

- Levantar antecedentes de la generación, transporte y usos del hidrógeno verde en los distintos sectores del país.
- Modelar la inserción de hidrógeno verde bajo distintos escenarios en un modelo de planificación energética.
- Generar y analizar proyecciones a largo plazo del impacto de la introducción de hidrógeno verde en la demanda energética del país.
- Generar y analizar proyecciones a largo plazo de la capacidad instalada de las distintas aplicaciones del hidrógeno verde, en conjunto con la generación eléctrica necesaria para producirlo.
- Proyectar y analizar el impacto del hidrógeno verde en la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero.

1.3. Alcance

En el presente trabajo de título, se abarcan los tópicos de la producción, transporte y aplicaciones finales del hidrógeno verde en Chile.

Se describen los antecedentes tecnológicos de los tópicos mencionados anteriormente. En particular, se explica el funcionamiento a nivel global de la tecnología en estudio, y se determinan los parámetros técnico-económicos relevantes en los equipos, entre ellos su consumo energético, la eficiencia, los costos de inversión, costos de operación y las emisiones asociadas en caso de que existan.

Se analiza la inserción de las aplicaciones del hidrógeno en Chile como una alternativa para satisfacer la demanda en los distintos sectores energéticos en que tiene una potencial incidencia. La evaluación se realiza utilizando el modelo de planificación energética PMR, desarrollado el Centro de Energía de la Universidad de Chile, que está orientado a generar proyecciones energéticas, económicas y ambientales a través de un trabajo de optimización

matemática en base al uso de su base de datos interna. A lo largo del presente trabajo se realizan modificaciones al modelo que le integran la cadena de producción completa del hidrógeno verde junto con sus distintas aplicaciones. Los parámetros técnicos y económicos para representar las tecnologías y demandas de los distintos sectores energéticos no fueron modificados, a excepción de aquellos parámetros relacionados con los usos del hidrógeno.

Dentro de la totalidad de las potenciales aplicaciones del hidrógeno verde como vector energético, las cuales son detalladas en el capítulo 2, se consideran 13 aplicaciones de hidrógeno verde, enumeradas en el capítulo 3, y se analizan los cambios a largo plazo (hasta el año 2050) en la demanda energética, capacidad instalada, generación eléctrica y en las emisiones de GEI; para los respectivos subsectores en los que el hidrógeno verde tenga un potencial uso.

1.4. Estructura

En el capítulo 2, se realiza un levantamiento de antecedentes que permita comprender las distintas tecnologías de uso de hidrógeno verde en los sectores mencionados anteriormente. Dentro de estos antecedentes, se define el funcionamiento general de los equipos junto sus valores técnico-económicos tales como eficiencias, costos de inversión y costos de operación, participaciones energéticas, entre otros.

La metodología utilizada para integrar el hidrógeno en el modelo de planificación energética es detallada en el capítulo 3. Además, se especifica el caso de estudio a través de la definición de cuáles son las medidas de uso de hidrógeno a modelar en conjunto con sus respectivos sectores y subsectores de incidencia.

El capítulo de resultados y discusión muestra las proyecciones obtenidas tanto a nivel país como a nivel sectorial de la matriz energética, la potencial capacidad instalada, la generación eléctrica asociada y la cantidad de emisiones de gases de efecto invernadero; al considerar los usos de hidrógeno como una potencial alternativa para satisfacer las demandas energéticas del país.

Finalmente, la conclusión sintetiza los análisis generados a partir de los resultados obtenidos a lo largo del trabajo, en donde se resaltan los puntos de mayor relevancia y se verifica el cumplimiento de los objetivos propuestos.

Capítulo 2

Estado del Arte

En este capítulo, se realiza un levantamiento de antecedentes con respecto a la generación, transporte y usos finales del hidrógeno como vector energético.

Como definición, el hidrógeno es un elemento químico conformado por un protón y un electrón, es estable en forma de molécula diatómica (H_2), por lo que generalmente existe en este formato. En condiciones normales se encuentra en estado gaseoso, siendo de naturaleza incolora e inodora. Este constituye aproximadamente el 75 % de la materia del universo, pero se encuentra combinado con otros elementos como el oxígeno formando moléculas de agua, o al carbono, formando compuestos orgánicos. Por tanto, no es un combustible que pueda tomarse directamente de la naturaleza, sino que debe ser extraído mediante procesos dedicados.

El hidrógeno verde tiene el carácter de vector energético; es decir, es una sustancia producida a partir de otro tipo de energía (en este caso energía eléctrica) que puede ser almacenada, transportada y utilizada para producir trabajo mecánico o calor. En la actualidad, este elemento se ha posicionado como una medida significativa para la mitigación del cambio climático debido a 2 razones:

1. El proceso de producción del hidrógeno verde no emite gases de efecto invernadero.
2. El uso del hidrógeno se encuentra libre de emisiones de carbono.

Debido a su gran cantidad de posibles usos, el interés en torno al hidrógeno se ha centrado en su capacidad para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en sectores energéticos que son más difíciles de mitigar, entre ellos la generación eléctrica, transporte, industria, minería, etc. Esta multifuncionalidad lo convierte en una versátil herramienta en la mitigación del cambio climático, ya que independiente de su uso, este posee nulas emisiones de GEI. Por otro lado, el hidrógeno puede ser almacenado y transportado de forma análoga a los combustibles fósiles, aunque con una mayor complejidad técnica debido al comportamiento natural de este elemento.

La cadena de valor del hidrógeno, en general, se divide en 3 sectores: la producción, almacenamiento y transporte, y la tecnología que lo utiliza.

2.1. Producción de hidrógeno

Si bien el hidrógeno es el elemento más abundante en el universo [3], no se encuentra en su estado puro en nuestro planeta y para que sea posible utilizarlo como vector energético, debe necesariamente pasar por un proceso de producción en una planta designada, en donde en general se extrae el elemento buscado a través de la separación de un compuesto específico. A nivel macro existen 4 métodos de producción:

- **Termoquímicos:** usan calor y reacciones químicas para obtener el hidrógeno a partir de combustibles convencionales o biomasa.
- **Electrolíticos:** el agua (H_2O) se disocia en hidrógeno (H_2) y oxígeno (O_2) usando electricidad.
- **Biológicos:** microorganismos, tales como bacterias y algas pueden generar hidrógeno por medio de procesos biológicos propios.
- **Otros procesos:** descomposición foto catalítica y biológica del agua.

De estos 4 procedimientos, 2 resultan ser los más utilizados debido a que su producción resulta conveniente en términos de cantidad y de costo: el proceso termoquímico y el proceso electrolítico. Dentro de esta segregación, es posible clasificar al hidrógeno según las emisiones liberadas a su atmósfera en su cadena de producción.

- **Hidrógeno gris:** Proceso termoquímico. Se produce a partir de los combustibles fósiles en procesos que emiten gases de efecto invernadero.
- **Hidrógeno azul:** Proceso termoquímico. Posee el mismo proceso de producción del hidrógeno gris, pero incluye equipos destinados a capturar el CO_2 emitido a la atmósfera.
- **Hidrógeno verde:** Proceso electrolítico. Separa el agua (H_2O) sus componentes, hidrógeno (H_2) y oxígeno (O_2), utilizando energía eléctrica de origen renovable. Su funcionamiento posee nulas emisiones de GEI.

Dado que el motivo del presente trabajo de título busca analizar el impacto de medidas de mitigación de cambio climático, se aborda el hidrógeno verde (H_2V) debido a que este elemento no posee emisiones de gases contaminantes en su uso, por lo que, de los 3 procesos mencionados anteriormente, es el único que se presenta como una estrategia para frenar el calentamiento global. Cabe destacar que, a nivel mundial, un 96 % del hidrógeno es "gris" o "azul", mientras que sólo un 4 % es "verde" [5].

A grandes rasgos, para producir hidrógeno verde se requiere de energía eléctrica libre de emisiones (solar o eólica) y agua, los cuales se combinan a través del proceso de la electrólisis, el cual consiste en la circulación de corriente continua a través de dos electrodos (ánodo y cátodo) en contacto con agua, lo que permite separar sus moléculas en hidrógeno y oxígeno. Para llevar a cabo el proceso, se sumergen 2 electrodos sometidos a una diferencia de potencial eléctrico en una solución acuosa de tal forma que los electrodos produzcan un campo eléctrico lo suficientemente fuerte como para separar en iones los elementos presentes en las moléculas de agua, los cuales se combinan para finalmente generar gases (O_2 y H_2). Se requiere además

un separador o diafragma para evitar la recombinación del hidrógeno y oxígeno. Este conjunto de materiales es denominado electrolizador o celda electrolítica.

La principal ventaja comparativa de Chile con respecto a otros países corresponde a los elevados recursos solares y eólicos presentes en el territorio, mientras que en el resto del mundo estos recursos energéticos no son tan abundantes, lo anterior tiene como consecuencia altos costos de producción asociados a la electricidad utilizada. En concordancia con lo anterior, Chile al poseer abundancia de energía primaria renovable no convencional, tiene las condiciones adecuadas para generar el H_2V más económico del mundo [3].

Cabe destacar que el agua utilizada en el proceso debe ser previamente tratada logrando un nivel de pureza tal, que evite la deposición de minerales, y por ende, el deterioro de los componentes de las celdas. En función de lo anterior, se logran purzas en torno a un 99,999 vol% del hidrógeno extraído.

En la actualidad, existen 4 tipos de electrolizadores funcionales, en donde la utilización de materiales, disposición de los electrodos y reacciones químicas varían según su tipo.

- Alcalinos.
- Membrana de intercambio de protones (PEM).
- Membrana de intercambio de aniones (AEM).
- Membrana de estado sólido (SOE).

La figura (2.1) muestra los detalles generales asociados a cada electrolizador.

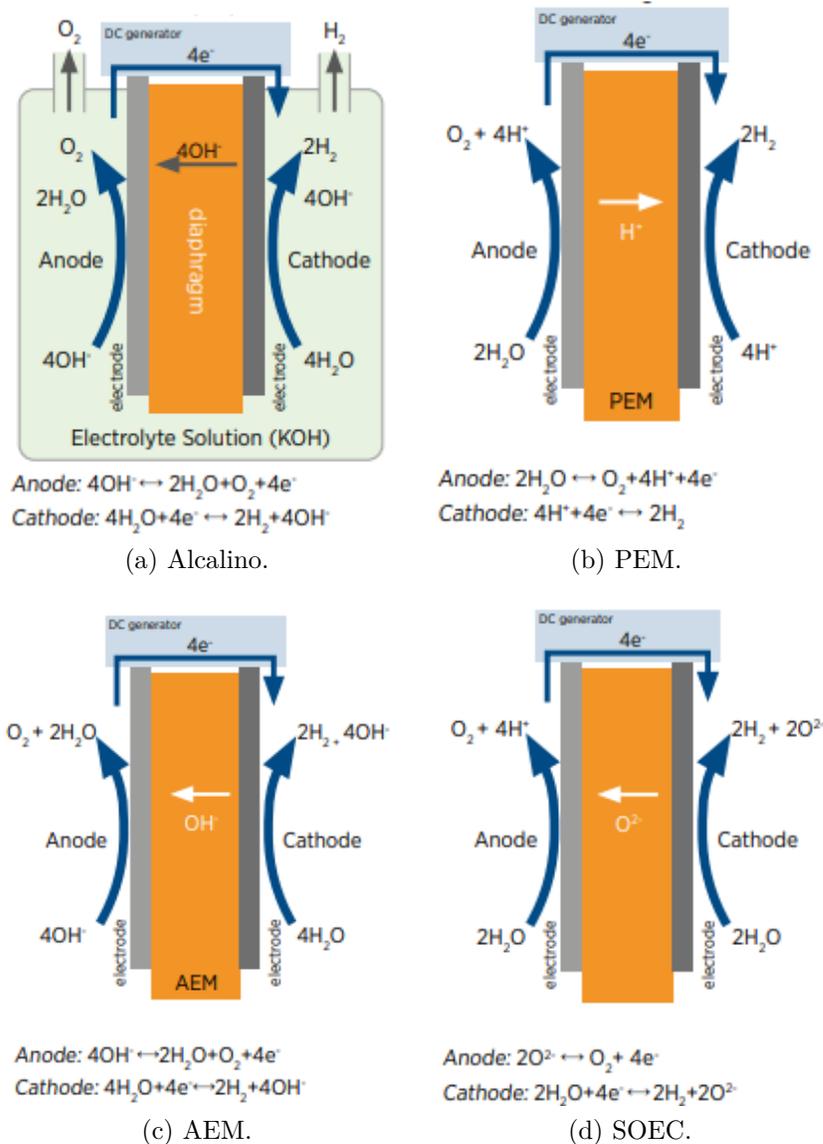


Figura 2.1: Esquema de los distintos tipos de electrolizadores [6].

Los electrolizadores alcalinos (a), utilizan un líquido electrolítico de solución acuosa de hidróxido de potasio (KOH) o hidróxido de sodio ($NaOH$). El agua se introduce en el lado del cátodo, en el que se forman los iones H_2 y OH . Estos últimos atraviesan la membrana micro-porosa o conductora de aniones y se convierten en O_2 y agua por el lado del ánodo. Hasta la fecha, los electrolizadores alcalinos han sido la tecnología más utilizada y madura para la producción electroquímica de hidrógeno. Su principal problema consiste en su poca flexibilidad, ya que los equipos tradicionales tienen tiempos de partida en frío entre 10 y 40 minutos (aunque se están investigando diseños que permiten una partida en 30 segundos, lo cual sigue siendo insuficiente). Lo anterior resulta problemático al operar con fuentes de ERNC debido a la variabilidad que presentan en su suministro eléctrico, por lo cual se dificulta la opción de generar hidrógeno verde.

El electrolizador PEM de la figura (b) utiliza una membrana polimérica de carácter ácido, la que es responsable del intercambio de protones de hidrógeno. En el proceso, el agua ingresa

por el lado del ánodo de la celda de electrólisis y se descompone en sus constituyentes, por cada molécula H_2O se forma $\frac{1}{2}O_2$, que se elimina en el mismo ánodo; y se generan 2 $H+$, que son transportados al lado del cátodo a través de una membrana conductora de protones y se reducen a una molécula H_2 mediante la absorción de dos electrones. Los electrodos normalmente son metales nobles como el platino o iridio, que a priori resultaría en un costo mucho más alto que el alcalino, pero en los últimos años, la tendencia continúa la baja en los costos asociados a la electrólisis de la PEM [6]. Su principal ventaja con respecto a otras tecnologías, es su capacidad de cambiar rápidamente su punto de operación, ya que responde rápidamente a las fluctuaciones en la potencia eléctrica entrante, lo anterior posiciona esta tecnología como la predilecta para operar con fuentes de ERNC. Los esfuerzos de investigación están centrados en incrementar la superficie de las membranas, el rendimiento del módulo de celdas y en el uso compartido de equipos auxiliares.

El electrolizador tipo AEM de la figura (c), opera de forma similar al PEM, este posee una membrana polimérica con carácter alcalino, la cual es responsable del intercambio de aniones OH. Su desarrollo resulta ser el más reciente, por lo que no existe una cantidad suficiente de información.

El electrolizador SOEC de la figura (d), utiliza una membrana de cerámica, la cual presenta una buena conductividad en el electrolito, este material permite operar a altas temperaturas lo que resulta en eficiencias más altas en comparación con electrolizadores alcalinos o PEM. Como busca operar a altas temperaturas, se ha estudiado que los SOEC se vuelven una opción atractiva cuando existe una fuente de temperatura combinada con energía (CSP y geotermia), permitiendo reducir sus costos significativamente. Actualmente, esta tecnología se encuentra en una etapa de investigación y desarrollo.

La tabla (2.1) muestra una comparativa técnica entre las tecnologías descritas anteriormente, en donde se destacan las que se encuentran comercialmente disponibles.

Tabla 2.1: Comparativa técnica entre electrolizadores.

Parámetro	Unidad	Electrolizador			
		Alcalino	PEM	SOEC	AEM
Temperatura de operación	[°C]	70-90	50-80	700-850	35
Presión de operación	[bar]	<a 30	<a 70	<a 10	<a 35
Eficiencia energética	[%]	65-82	65-78	85-90	47-57
Vida útil	[m horas]	60 - 90	50 - 80	5 - 30	1 - 20
Pureza del hidrógeno	[% vol]	99,5	99,999	99,9	99,9

^a Fuente: Elaboración propia a partir de datos de GIZ [5] e IRENA [6]

Dado que el electrolizador tipo PEM es la tecnología más adecuada para trabajar con energías renovables no convencionales debido a su capacidad de cambiar rápidamente su punto de operación, en el presente trabajo de título se trabaja exclusivamente con este tipo de electrolizador.

Con respecto a los costos de inversión, si bien en la actualidad los electrolizadores no

resultan ser competitivos con otras tecnologías de producción, en todos los estudios relacionados al tema, se proyecta una baja considerable en sus costos de inversión, particularmente el electrolizador tipo PEM. La figura (2.2) muestra una proyección del costo de inversión unitario del electrolizador PEM.

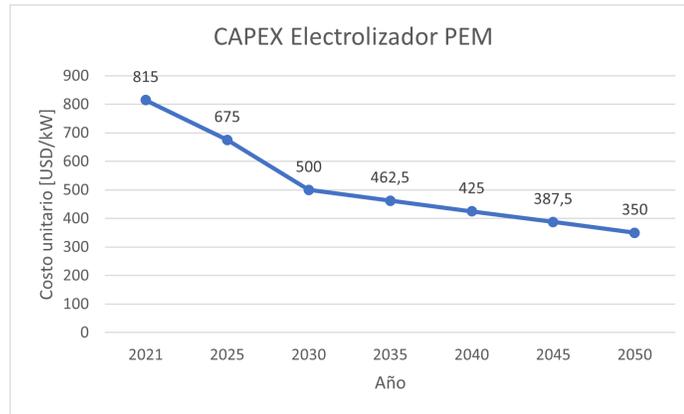


Figura 2.2: Proyección del costo de inversión unitario en un electrolizador PEM. Fuente: base de datos del centro de energía.

Con respecto a los costos de operación, si bien dependen fuertemente de la cantidad de horas que el electrolizador se encuentre operativo al año, los estudios citados anteriormente muestran que, en el caso del PEM, un valor anual que sea el 1,5 % del costo de inversión resulta ser factible.

2.2. Almacenamiento de hidrógeno

La principal cualidad del hidrógeno como vector energético es que tiene la capacidad de ser almacenado durante distintos periodos de tiempo, lo anterior diversifica las oportunidades de su uso en los distintos sectores energéticos como un método de almacenar energía eléctrica libre de emisiones.

Ahora bien, debido a que el hidrógeno posee una densidad considerablemente baja (0,09 [kg/m³] en condiciones normales), almacenar una moderada cantidad de masa requeriría una gran cantidad de espacio, por lo que se hace necesario un proceso de reducción del volumen que el elemento ocupa por unidad de masa.

Los métodos de compresión y almacenamiento con mayor desarrollo tecnológico son los siguientes:

- Compresión: comprime el hidrógeno gaseoso y lo almacena en estanques presurizados.
- Licuefacción: enfría el hidrógeno hasta su punto de condensación para mantenerlo en estado líquido.
- Almacenamiento en compuestos químicos: inserta el elemento en compuestos más pesados para luego extraerlo de ellos.

La tabla (2.2) muestra un resumen de los parámetros técnicos y económicos de cada alternativa.

Tabla 2.2: Características generales de los principales métodos de almacenamiento [7].

Estado	Tipo	Periodo	Eficiencia [%]	LCOS [USD/kg]
Gaseoso comprimido	Contenedores	Semanal	93	0,19
	Caverna de sal	Estacional	98	0,23
Líquido	LH2	Semanal	70	4,57
	NH3	Mensual	-	2,83
	LOHC	Mensual	-	4,5

Finalmente, en la actualidad se encuentra en investigación la posibilidad de almacenar el hidrógeno en materiales sólidos, como carbono y otros materiales de alta área superficial, hidruros recargables, hidruros químicos (H_2O reactivo), hidruros químicos térmicos. Se ha estudiado que el beneficio potencial del almacenamiento sólido de hidrógeno reside en un menor volumen, una mayor eficiencia energética y mayor pureza de hidrógeno producido. Sin embargo, dado que corresponde a una tecnología en sus primeras fases de investigación, no se cuenta con los suficientes parámetros para ser considerado en el análisis del presente trabajo de título.

2.2.1. Compresión

Debido a la baja densidad del hidrógeno gaseoso, se necesita una gran cantidad de volumen en comparación a la masa que se desea almacenar, lo anterior requiere comprimir el gas para así guardar una mayor cantidad de H_2 en el mismo volumen, denominándose así hidrógeno comprimido o CH_2 . Con el fin de llevar a cabo la compresión, se utilizan equipos especialmente diseñados para el hidrógeno que poseen un carácter adiabático (no existe la transferencia de calor con el entorno).

La presión a la que se comprime el H_2 varía según su destino de uso. Para su utilización en el sector transporte se comprime a $700[bar]$, mientras que para usos industriales se presuriza a $150 - 300[bar]$ [8].

Los compresores son máquinas especialmente diseñadas y construidas para aumentar la presión en los gases. La compresión se realiza mediante el intercambio de energía entre el compresor y el fluido en cuestión, donde el trabajo entregado a este aumenta su presión y energía cinética, por lo que se ve obligado a fluir. En general para el uso en transporte, el hidrógeno es comprimido a $700 bar$ para obtener densidades prácticas. Encontramos 2 tipos principales de compresores: de desplazamiento positivo y dinámicos.

El hidrógeno comprimido puede almacenarse en contenedores presurizados o en cavernas de sal. Los primeros corresponden a la forma más tradicional de almacenamiento y están compuestos de acero, aluminio o de fibra de carbono que pueden soportar altas presiones; dependiendo de las aplicaciones existen tanques contenedores que oscilan entre los $150[bar]$ y $700[bar]$ según el material que los constituye. Por otro lado las cavernas de sal son formaciones naturales en las cuales el hidrógeno puede ser ingresado en grandes cantidades sin mayores pérdidas debido a las propiedades de impermeabilidad, la facilidad de inyección y extracción, la poca contaminación externa y otras características químicas de la caverna; cabe destacar

que esta alternativa requiere la disponibilidad geográfica y ambiental de la caverna

2.2.2. Licuefacción

El proceso de licuefacción consiste en extraer el calor del hidrógeno hasta lograr que su temperatura baje del punto de ebullición (20,3 [K]), produciéndose así la condensación del elemento. Esto ocurre mediante la extracción del calor del gas en múltiples etapas de compresión de forma que se alcance el estado líquido.

Inicialmente se realiza una etapa de refrigeración con propano hasta los 170[K], luego un proceso de expansión multietapa con nitrógeno hasta llegar a los 77[K], y por último un proceso de compresión-expansión multietapa con helio hasta alcanzar el punto de condensación (20,3[K]). Si bien esta etapa requiere un alto gasto energético, el resultado es hidrógeno en estado líquido el cual posee una alta densidad por volumen en comparación al hidrógeno gaseoso, o a combustibles líquidos como el gas natural licuado.

Con respecto a los estanques diseñados para almacenar hidrógeno líquido, su diseño debe asegurar que el contenido no se evapore, por esta razón se aísla el H_2 a una temperatura de -253 [°C] para mantenerlo en estado líquido.

Si bien el proceso demanda cerca de un 30% de la energía contenida en el hidrógeno, además de presentar altos costos, tiene la ventaja un aumento sustancial de la densidad energética por volumen.

2.2.3. Compuestos químicos

Es posible almacenar el H_2 en otros compuestos químicos como el amoníaco (NH_3), o líquidos orgánicos portadores de hidrógeno combustibles ($LOHC$) de los cuales el más recurrente resulta ser el metanol (CH_3OH).

En el caso del amoníaco, su principal ventaja radica en que puede aumentar la densidad de transporte de hidrógeno y es competitivo en costos volumétricos y energéticos respecto a los combustibles fósiles, aun así, sigue siendo una tecnología que está atrás en términos de desarrollo y madurez.

Con respecto al metanol, el proceso consiste en sintetizar este compuesto a partir de CO_2 e hidrógeno, lo cual posee 2 ventajas, la primera es la utilización de la tecnología ya instalada, que ahorra un reacondicionamiento de los equipos para operar con hidrógeno; y la segunda, su utilización como combustible de forma directa.

Estos compuestos insaturados pueden almacenar grandes cantidades de hidrógeno en su cadena química, para posteriormente extraerlo según las necesidades del consumidor.

2.3. Transporte de hidrógeno

El hidrógeno se puede transportar a través 3 medios: camiones, barcos e inyección en redes de gas (tuberías). El medio utilizado para su transporte depende de 2 factores: la distancia

desde la planta de generación hasta el consumo, y el estado o formato en que el hidrógeno está almacenado (GH_2 , LH_2 , NH_3 o $LOCH$). La tabla (2.3) muestra factibilidad de la opción según la distancia de transporte.

Tabla 2.3: Medios de transporte de hidrógeno.

		Distribución			Transmisión	
		0 - 50 [km]	51 - 100 [km]	101 - 500 [km]	>1000 [km]	>5000 [km]
Camiones	GH2	Camiones de distribución	Camiones de distribución	Camiones de distribución	No aplica	No aplica
	LH2	Camiones de distribución	Camiones de distribución	Camiones de distribución	No aplica	No aplica
Tuberías	Reacondicionada	Redes locales	Redes regionales	Transmisión On-shore	No aplica	No aplica
	Dedicada	Redes locales	Redes regionales	Transmisión On-shore	No aplica	No aplica
Barcos	LH2	No aplica	No aplica	No aplica	Mercado internacional	Mercado internacional
	NH3	No aplica	No aplica	No aplica	Mercado internacional	Mercado internacional
	LOHC	No aplica	No aplica	No aplica	Mercado internacional	Mercado internacional

2.3.1. Camiones

En la actualidad, el transporte vía camiones resulta ser el medio más utilizado debido a su eficacia al recorrer distancias cortas. El uso de camiones de carga permite transportar el hidrógeno en sus estados gaseoso comprimido (CH_2), líquido (LH_2) y compuestos químicos (amoníaco y compuestos sólidos). En donde cada estado posee sus respectivos requerimientos técnicos y económicos, que varían según las condiciones de producción.

Según la tabla (2.3), el transporte de CH_2 vía camión es capaz de cubrir distancias hasta 1.000 [km] trasladando cargas entre 500 y 1.000 [kg] aproximadamente dependiendo de la presión, la altura, la anchura y el peso permitidos de los contenedores que pueden transportarse. Las condiciones de presurizado pueden variar entre los 200 y 500 [bar]. Esta alternativa resulta ser técnicamente más sencilla de manipular que el caso del LH_2 , debido a que no es necesario mantener un ambiente frío para su conservación y no requiere un sistema de evaporación para su uso posterior.

El transporte de hidrógeno líquido usando camiones permite mover hasta 4.000 [kg] en distancias entre 1 y 1.000 [km], esto se debe a que utiliza un volumen aproximadamente 4 veces menor al utilizado por el CH_2 . Para este tipo de transporte, se deben considerar el requerimiento térmico de mantener el H_2 a -253 [°C] o menor, con el fin de conservarlo en estado líquido. Los camiones cisterna de hidrógeno líquido suelen utilizarse para distancias largas, en donde los costos de licuefacción pueden compensarse con los menores costos unitarios de transporte.

Con respecto a la carga de amoníaco y de $LOHC$, su transporte es relativamente similar al transporte de LH_2 con condiciones de temperatura menos exigentes. Este medio principalmente se utiliza cuando la demanda coincide con el estado en que se transporta, ya que en caso de que el uso final sea hidrógeno, los estados CH_2 y LH_2 resultan ser mejores opciones en términos económicos debido al alto costo de reconversión.

La tabla (2.4) muestra una comparativa de los costos de transporte según el estado en que se encuentre el hidrógeno.

Tabla 2.4: Costo de transporte del hidrógeno vía camión según el estado en que se encuentre.

Costo de transporte		
Estado del H_2	Unidad	Valor
CH_2	[USD/kg/km]	
LH_2	[USD/kg/km]	0,00066
Amoniaco	[USD/kg/km]	0,00074
$LOHC$	[USD/kg/km]	0,0014
Costo de reconversión		
Estado del H_2	Unidad	Valor
CH_2	[USD/kg]	0
LH_2	[USD/kg]	0,01
Amoniaco	[USD/kg]	1,01
$LOHC$	[USD/kg]	2,15

^a Fuente: Elaboración propia a partir de datos de IEA [9]

2.3.2. Barcos

Dado que los costos de hidrógeno varían significativamente según el lugar de producción, el transporte en barcos se posiciona como la alternativa prioritaria para consumidores lejanos a estos puntos. Lo anterior puede ser aplicado en el ámbito nacional, al producir hidrógeno en los lugares de alto recurso de ERNC (energía solar en el norte y eólica en el sur) y enviarlo a puntos de elevado consumo; y en el comercio internacional, el cual apunta a países que se espera que tengan una gran demanda de hidrógeno pero carecen del recurso solar o eólico que les permita producirlo.

Existen 3 formas de transportar el hidrógeno en barcos: Hidrógeno líquido (LH_2), amoníaco (NH_3) y el uso de portadores de hidrógeno orgánico líquido ($LOHC$).

El transporte marítimo de LH_2 permite movilizar entre 10 y 1.000 toneladas por día, a distancias internacionales e intercontinentales mayores a 5.000 [km]. Se opta por esta alternativa cuando el hidrógeno se utiliza directamente, sin la necesidad de convertirlo en un compuesto externo.

En el caso del amoníaco como portador de hidrógeno, se opta por esta alternativa en los sectores en que el uso final es el mismo amoníaco, esta es la opción predilecta dado que ahorra el proceso de reconversión a hidrógeno el cual además de ser una tecnología inmadura, requiere energía eléctrica por parte del sector de consumo.

Finalmente, el transporte de $LOHC$ se basa en compuestos químicos diferentes como el tolueno o el metilciclohexano. Tiene la ventaja de aprovechar la infraestructura de transporte existente ya que permite que el hidrógeno se encuentre en estado líquido. Al igual que el amoníaco, volver a transformarlo en hidrógeno posee una serie de inconvenientes tanto energéticos como económicos, por las razones anteriormente mencionadas, que lo transforman en

una opción no viable. Existen diferentes tecnologías de *LOHC*, lo que dificulta las economías de escala a menos que se logre una estandarización global.

En términos económicos, el valor de transporte varía según el estado en que se encuentre el hidrógeno. La tabla (2.5) muestra los costos unitarios de transporte y de conversión según el estado del H_2 . Interioriza el almacenamiento necesario en el puerto y los gastos de transporte en el barco. No incluye los costos de reconversión y distribución.

Tabla 2.5: Costos de transporte de hidrógeno vía marítima según su estado.

Costos de transporte		
Estado del H_2	Unidad	Valor
LH_2	[USD/kg/km]	0,000125
Amoniaco	[USD/kg/km]	0,000025
<i>LOHC</i>	[USD/kg/km]	0,000032
Costo de conversión		
Estado del H_2	Unidad	Valor
LH_2	[USD/kg]	1
Amoniaco	[USD/kg]	1
<i>LOHC</i>	[USD/kg]	0,4

^a

^a Fuente: Elaboración propia a partir de datos de IEA [9]

2.3.3. Gasoductos

Al encontrarse el hidrógeno en estado gaseoso, es posible transportarlo de un punto a otro a través de una tubería, cuyo funcionamiento resulta ser análogo al transporte de gas natural (GN). El transporte de H_2 a través de gasoductos, permitiría transportar entre 10 y 1.000 toneladas por día ya sea en redes de transmisión (distancias largas) o redes de distribución (distancias medias) [10].

Dadas las propiedades físicas del H_2 , existen 2 formas de insertarlo en gasoductos: mezclándolo en las redes de gas natural existentes, lo cual en ciertos casos implica reacondicionar la tubería; o construir una infraestructura nueva dedicada netamente al transporte de hidrógeno.

La primera opción busca aprovechar la infraestructura de gas natural existente para generar rutas de transporte de hidrógeno. Como las redes de gas se encuentran operativas, se busca mezclar el hidrógeno en el flujo de gas natural y así lograr el transporte. Ahora bien, la determinación del % de H_2 presente en la mezcla resulta ser una de las principales discusiones en las experiencias internacionales debido a que la circulación de hidrógeno puede provocar fallas críticas en el funcionamiento de las redes, entre ellos:

- Fragilización por hidrógeno (*Hydrogen Embrittlement*): Es un proceso donde el hidrógeno molecular se disipa en las fracturas o microgrietas de la tubería, reduciendo la ductilidad del material y aumentando la propagación de grietas de mayor calibre. Los

materiales con mayor dureza sufren consecuencias mayores en comparación con sus contrapartes menos duras. Este efecto es intensificado a medida que aumenta la presión.

- Filtración: La filtración de hidrógeno por las paredes de la tubería es 5 veces mayor a la del gas natural, esto se debe principalmente a su tamaño molecular y al coeficiente de difusión el cual depende de la materialidad de las cañerías que se estén analizando.
- Inflamabilidad: Otro factor en seguridad es el mayor rango de inflamabilidad del hidrógeno con respecto al gas natural junto con el bajo requerimiento de oxígeno en su combustión.
- Odorante y colorante: Dado que el hidrógeno es incoloro al ojo humano, al momento de su combustión este no puede ser visto, dificultando su manipulación y aumentando el riesgo tanto para los consumidores como para los operarios. Por otro lado, se debe evaluar en qué grado afecta el poder del odorante a una mezcla de H_2 ; siendo una de las alternativas en desarrollo la inserción del odorante tradicional del gas natural NB (el cual es una mezcla de Terc-butyl mercaptano y sulfuro de dimetilo).

La estructura necesaria para inyectar hidrógeno en las redes de gas puede dividirse en 3 segmentos: estaciones de inyección, transporte y almacenaje, y distribución y servicios. El % de H_2 que puede ser mezclado en las redes de gas, depende de la tolerancia que los componentes de cada segmento tienen con respecto a las propiedades del H_2 . El componente con la menor tolerancia definirá la de toda la red.

Inicialmente, el hidrógeno debe pasar por una estación de inyección en donde es mezclado con gas natural e insertado a la red. La estación debe asegurar que el nivel de mezcla sea el adecuado y que la presión de ingreso sea la correcta. Actualmente, los proyectos piloto de inyección de gas en red se han centrado en la inyección en las líneas de distribución y de servicio, debido a las limitaciones técnicas de las tuberías de transporte. Como las instalaciones están dedicadas a trabajar con hidrógeno, sus componentes presentan una alta tolerancia a trabajar con este último.

Análogo a las líneas de transmisión eléctrica de alta tensión, las redes de transporte buscan mover el gas natural a través de grandes distancias, a diferencia de las redes de distribución y servicio que lo hacen a cortas. Según el porcentaje de tolerancia de los equipos pertenecientes a este segmento, detallados en [11], se observa que las tuberías de acero y los compresores pueden tolerar una concentración de 10 % y 5 % de H_2 respectivamente sin realizar mayores modificaciones.

En el caso de las redes de distribución y servicio, estas apuntan a transportar el gas natural desde el nodo final de la red de transporte, hasta las industrias o residencias que lo utilizan. Se reduce la presión del gas proveniente de las líneas de transporte hasta un valor entre 3 y 7 [bar] para aplicaciones industriales y entre 1 y 3 [bar] para las residenciales. Con respecto a la tolerancia de hidrógeno, los gasoductos de distribución se caracterizan por operar a una baja presión y por estar hechos de polietileno, material que es capaz de operar con cantidades cercanas al 30 % de hidrógeno en la mezcla [11].

Por lo tanto, para el caso de la red distribución y servicio es posible inyectar un mayor porcentaje de H_2 (5 a 30 %), que en la red de transporte (1 a 5 %).

Es importante mencionar que existen desventajas inherentes a la naturaleza del hidrógeno al mezclarse con el gas, en particular, la densidad energética del H_2 es aproximadamente un tercio de la del gas natural, lo que implica que la mezcla reduce el contenido energético del gas suministrado. En otras palabras, se requiere una mayor cantidad de hidrógeno para satisfacer una determinada necesidad de energía, en particular 3 veces el volumen de GN reemplazado.

Con respecto a implementar una infraestructura nueva dedicada al transporte de hidrógeno, realizar este procedimiento implicaría la instalación de gasoductos subterráneos cuyos materiales sean capaces de soportar el flujo de H_2 a altas, medias y bajas presiones. Esta estrategia ahorra todos los inconvenientes mencionados anteriormente, ya que no es necesario reacondicionar maquinaria ni realizar ningún tipo de mezcla debido a que se transporta 100 % hidrógeno. Sin embargo, esta opción no se considera debido a los altos costos de inversión que se requieren en la implementación de una nueva red de gasoductos, con el riesgo que conlleva su operación y traslados, factores que no han llegado a su madurez en la fase de investigación.

Los costos de inversión y operación de ambas alternativas se encuentran en la tabla (2.6)

Tabla 2.6: Costos de inversión y operación de gasoductos para la transmisión de hidrógeno.

Transmisión por gasoducto			
Parámetro de costo	Unidad	Reacondicionado	Dedicado
CAPEX gasoducto	[USD/km]	565.000	3.107.500
CAPEX compresor	[USD/MW]	3.842.000	3.842.000
OPEX anual (No incluye electricidad)	[%]	1,7	1,7

^a Fuente: Elaboración propia según datos de European Hydrogen Backbone.

2.4. Usos finales

En esta sección, se detallan los usos actuales y potenciales del hidrógeno según el sector energético en el que incide.

2.4.1. Minería

En el sector minero, el hidrógeno puede poseer un rol fundamental dentro del objetivo de disminuir su huella de carbono contribuyendo así a generar una minería "verde".

Dentro de las actividades más demandantes en términos energéticos se encuentra en la remoción y transporte de carga pesada la cual es realizada por los camiones de extracción de alto tonelaje (CAEX), cuya tracción es ejercida a través de un motor de combustión interna de combustible diésel. Dado que el transporte de carga pesada exige un alto consumo energético y que se opera las 24 horas del día, el uso de este tipo de tecnología genera gran cantidad de emisiones de GEI.

En este contexto, el hidrógeno aparece como una alternativa en el reemplazo de la gran cantidad de diésel utilizado en los CAEX, lo que representa una potencial reducción de emisiones en el sector. En la actualidad, la inserción de hidrógeno en los camiones CAEX puede ocurrir de 2 formas: constituyendo el 100 % del combustible mediante *Fuel-cells* o mezclándose con el diésel que tradicionalmente se utiliza.

El primer caso considera al hidrógeno como el único combustible del CAEX, esto se logra a través de un conjunto de *Fuel-cells* que produzcan electricidad para accionar un motor eléctrico, que sería el responsable del movimiento del camión. La figura (2.3) muestra la disposición que adquiere esta tecnología, la cual es similar a la detallada anteriormente en camiones y buses.

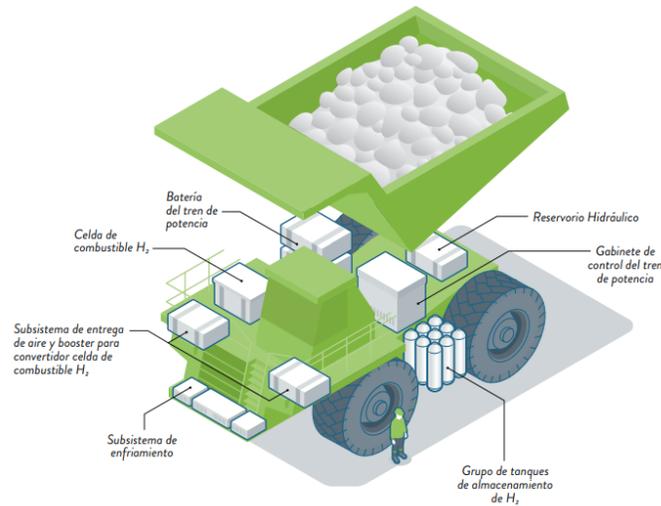


Figura 2.3: Esquema de CAEX con *Fuel-cells* [12].

La figura muestra los elementos fundamentales en un CAEX energizado por hidrógeno. El sistema cuenta con un grupo de tanques de almacenamiento encargados de contener el hidrógeno a alta presión, luego el H_2 es enviado a las *Fuel-cells*, las cuales producen electricidad y agua a partir del hidrógeno y de oxígeno captado desde el ambiente; la electricidad proveniente del conjunto mencionado y de un sistema de baterías anexo es utilizada en un motor de inducción, que ejerce la tracción en las ruedas a través de un sistema de transmisión.

En la actualidad, las empresas *Mining3*, *Engie* y la organización *CSIRO* colaboran trabajando en el proyecto *Rhyno*, el cual busca desarrollar un prototipo de CAEX que funcione con *Fuel-cells* y que sean capaces de operar tal como lo hace un camión tradicional. El proyecto aún se encuentra en desarrollo.

La segunda opción busca combinar el hidrógeno en diferentes proporciones con el diésel que convencionalmente se utiliza en este tipo de camiones. Añadir hidrógeno como fuente energética reduciría la cantidad de diésel requerido para la operación diaria del camión, lo cual tiene como consecuencia una disminución sustancial de las emisiones GEI asociadas.

Las tecnologías de motores de combustible dual o *hydrogen and internal combustion engine* (H2ICE) comprenden las mezclas de diésel, biodiésel, gasolina y etanol con hidrógeno. Los

desarrollos experimentales anteriores con motores diésel que funcionan con combustible dual en hidrógeno y diésel han demostrado que, en reposo y carga parcial, hasta el 97 % del diésel podría ser sustituido por hidrógeno, y en plena carga, entre el 40 % y el 70 % dependiendo del tipo de camión y motor seleccionado [13]. La figura (2.4) muestra un esquema tentativo de un motor H2ICE.

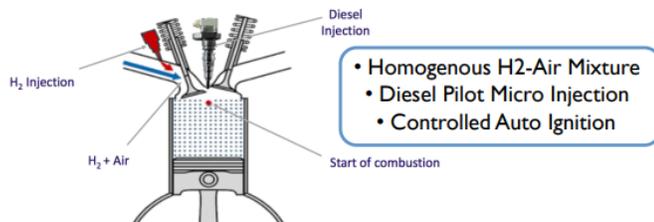


Figura 2.4: Esquema de operación de un motor de combustión dual [13].

La ventaja comparativa de esta alternativa es que conserva el motor ya implementado para impulsar estos camiones tan sólo implementándole modificaciones no invasivas. Esto resulta en una reducción del valor de inversión para adecuar esta tecnología en el sector.

En Chile, la CORFO (Corporación Nacional de Fomento) licitó en el año 2018 un proyecto de desarrollo de un prototipo de camión de minería impulsado por un H2ICE con un sistema de almacenamiento del hidrógeno con el fin de ser probado y utilizado en las condiciones reales de una mina. El proyecto fue adjudicado a la empresa *Alset Global GmbH* en colaboración con la Pontificia Universidad Católica de Chile, la Universidad de Santiago de Chile, CAP, *Anglo American* y *BHP Billiton*. En la actualidad el proyecto se encuentra en desarrollo, en fase de pilotaje.

Cabe destacar que en ambas opciones, el hidrógeno utilizado es producido *in-situ* dado que resulta económicamente más viable que cubrir el alto costo asociado a transportar una gran cantidad de H_2 a lugares de difícil acceso.

2.4.2. Industria

2.4.2.1. Refinería de petróleo

La refinería de petróleo busca transformar el petróleo crudo en productos energéticos destinados a un uso posterior tales como combustibles vehiculares o materia prima petroquímica. En la actualidad, esta industria es la principal productora y consumidora de hidrógeno, registrando con una demanda de 40.000.000 de toneladas en 2020, lo cual equivale al 33 % del consumo mundial [9]. El problema radica en que el H_2 producido corresponde a hidrógeno gris, es decir, su generación libera emisiones GEI debido a que utiliza el método de reformado de metano con vapor (SMR), proceso que hace uso de gas natural como combustible.

Técnicamente, en esta área el hidrógeno se utiliza en 2 procesos: el hidrotratamiento o *Hydrotreating*, y el hidrocrqueo o *Hydrocracking*.

El *Hydrotreating*, es un proceso químico que utiliza el hidrógeno para reducir el contenido de azufre y otros compuestos no deseados (materias que contienen nitrógeno, oxígeno o me-

tales que son desfavorables para la calidad del combustible) en los hidrocarburos de cadena larga mediante la ruptura de los enlaces carbono-azufre y carbono-nitrógeno presentes en la mezcla. Este proceso principalmente se aplica en los compuestos de petróleo crudo, tal de que sea posible cumplir las especificaciones químicas requeridas en la norma.

Este tipo de uso es cada vez más común dado que las regulaciones con respecto al contenido de azufre en el proceso de refinamiento son progresivamente más estrictas.

Por otro lado, el *Hydrocracking* es un proceso de "craqueo" catalítico en el cual, mediante la incorporación de hidrógeno, las moléculas de hidrocarburos de cadena larga se rompen en moléculas más cortas, lo anterior se logra a través de la ruptura de los enlaces carbono-carbono de los hidrocarburos. Este proceso se aplica en hidrocarburos "pesados" de forma que los principales productos resultantes son el combustible para aviación (*kerosene*) y la gasolina.

El uso de hidrógeno verde en el refinado se enfrenta a una barrera económica debido a su mayor costo en comparación con sus contrapartes gris y azul.

En Chile, se identifican 2 empresas de refinería que utilizan el hidrógeno en su funcionamiento. La refinería Aconcagua y la refinería Bío-Bío.

2.4.2.2. Producción de acero

El hierro en su estado natural está compuesto principalmente por óxidos de hierro como la Hematita (Fe_2O_3), la Goetita ($Fe_2O_3 - H_2O$) y la magnetita (Fe_3O_4). En el proceso de fabricación de acero, el oxígeno presente en estos óxidos resulta extremadamente perjudicial, por lo cual este debe ser removido del hierro antes de comenzar a tratarlo.

Tradicionalmente, el 'alto horno' (construcción para efectuar la fusión y la reducción de minerales de hierro) es el método principal para la eliminación del oxígeno (y otros elementos inconvenientes) del hierro natural. Este proceso utiliza carbón coque (combustible sólido formado por la destilación de carbón bituminoso calentado a temperaturas de 500 a 1100 [°C]) para lograr la temperatura necesaria en el horno con el fin de efectuar una reducción química del material. El problema de esta metodología consiste en que se emite una gran cantidad de CO_2 a la atmósfera en conjunto con partículas sólidas nocivas para el ambiente, además de que este procedimiento exige un tratamiento adicional del hierro debido a la 'sobre-reducción' ocurrida.

Otra alternativa es el proceso de reducción directa, el cual busca la reducción química del oxígeno y otros componentes sin llegar a la fusión. Para efectuar dicho proceso, se debe previamente condicionar el hierro de tal forma que posea la resistencia necesaria para cumplir el ciclo de transformación esperado. Una vez tratado, el hierro es triturado y enviado a un reactor de alta temperatura, en donde se fuerza una reacción química entre el hierro y un conjunto de agentes reactivos reductores (hidrógeno y monóxido de carbono), este proceso elimina el oxígeno presente en el material sin alcanzar la fusión de este último. Lo anterior tiene como resultado Hierro de Reducción Directa o DRI (*Direct Reduction Iron*) el cual utiliza como materia prima para la fabricación del acero sin necesidad de ser tratado o condicionado nuevamente.

Como se mencionó anteriormente, el hidrógeno puede ser utilizado como agente reductor en la producción de DRI, el cual en caso de masificarse teniendo un origen verde, podría reducir hasta un 87 % de las emisiones del sector [3]. Aun así, realizar el proceso de reducción directa con un 100 % de hidrógeno es una alternativa que aún se encuentra en estudio. La figura (2.5) muestra el esquema de la reducción directa utilizando hidrógeno.

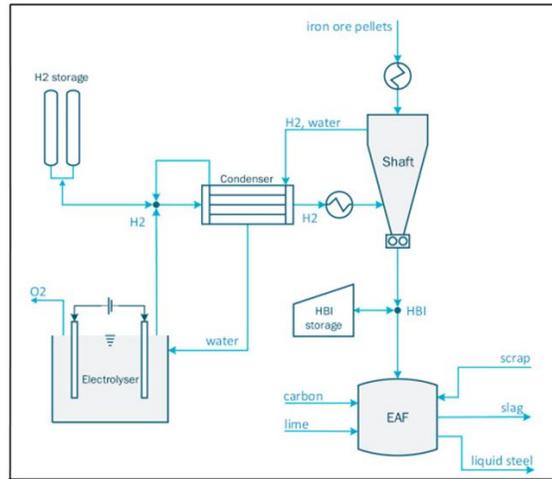


Figura 2.5: Hidrógeno en el proceso de reducción directa [14]

Otra opción que se encuentra en etapa de evaluación corresponde a mezclar el coque utilizado en el procedimiento del alto horno con hidrógeno verde, para así reducir la cantidad de combustible fósil utilizado. A su vez, dependiendo de cómo avance esta tecnología eventualmente se considera reemplazar completamente el coque por hidrógeno verde.

En Chile, la empresa siderúrgica CAP en conjunto con *Paul Wurht*, una compañía del grupo SMS, formaron un consorcio destinado a la producción e inclusión de hidrógeno verde en la industria del acero. En particular, el consorcio busca implementar hidrógeno en 3 áreas:

- Mezcla en los altos hornos de CAP para reducir consumo de coque y eventualmente sustituirlo.
- Uso del hidrógeno para la reducción directa de pellets (DRI).
- Inclusión de H_2 en los camiones y trenes asociados a su cadena de suministro.

2.4.2.3. Industria química

En el caso de este tipo de industria, el hidrógeno forma parte de la estructura molecular de casi todos los productos químicos industriales, pero sólo 2 productos químicos primarios requieren grandes cantidades de hidrógeno para su uso como materia prima: amoníaco y metanol. El detalle de los posibles usos que se poseen estos últimos quedan fuera del alcance del presente trabajo, por lo cual no son analizados.

El amoníaco (NH_3) es un gas incoloro compuesto de hidrógeno y nitrógeno. Es la materia prima en la producción de la mayoría de los fertilizantes nitrogenados (urea y nitrato de amonio) y también en la fabricación de explosivos, fibras sintéticas y otros materiales especiales.

Su producción industrial se basa en el proceso de Haber-Bosch. En líneas generales, este hace reaccionar hidrógeno, normalmente de origen 'gris', con nitrógeno gaseoso obtenido de un proceso de separación de aire. El proceso se logra construyendo un ambiente de alta presión (150-300 [atm]) y temperatura (400-500 [°C]) que permita la factibilidad de la reacción. En general se acelera el proceso con catalizadores de hierro (Fe_3^+) y óxidos de aluminio (Al_2O_3) y potasio (K_2O) permitiendo que el equilibrio se alcance con mayor rapidez. La ecuación (2.1) muestra la reacción química buscada.

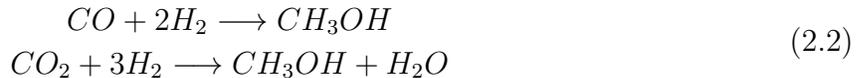


El proceso contaminante en la producción de NH_3 , radica precisamente en la obtención del hidrógeno necesario para llevar a cabo la reacción *Haber-Bosch*. El reemplazo de H_2 'gris' por uno de origen 'verde' resulta ser el foco de descarbonización en este procedimiento, el cual daría paso a la producción de amoníaco 'verde'.

En Chile, El proyecto HNH Energy, desarrollado por las compañías *AustriaEnergy* y *Öko-wind*, pretende producir amoníaco verde a gran escala en Magallanes aprovechando los abundantes recursos eólicos presentes en la región. El NH_3 producido se destina a exportación vía marítima y busca comenzar a operar en 2026. AES Andes, HyEx Power, ACH Power y H1 Magallanes Power son otros proyectos desarrollados en Chile que buscan la producción de amoníaco 'verde' destinado a exportación.

El metanol es un compuesto químico incoloro que representa al tipo de alcohol más básico. Tiene una amplia gama de aplicaciones químicas e industriales, como la fabricación de formaldehído, ácido acético y una variedad de otros productos químicos intermedios. Por otro lado, también puede ser utilizado para la producción de combustible sintético.

Actualmente, la totalidad del metanol producido industrialmente ocurre a través de la reacción catalítica de monóxido de carbono (CO) e hidrógeno (H_2), en donde este último se genera en un proceso de reformado con metano (SMR), es decir, corresponde a hidrógeno 'gris'. La reacción se produce a una temperatura de 300-400 °C y a una presión de 200 – 300 [atm], mientras que los catalizadores usados son ZnO o Cr_2O_3 . Finalmente debe ser sometido a La ecuación (2.2) muestra la reacción química que se efectúa para la producción de metanol.



La descarbonización de la industria apunta a la utilización de hidrógeno 'verde' en vez del 'gris', generando un metanol libre de emisiones. Para esto sería necesaria la implementación de un conjunto de electrolizadores energizados por ERNC para la producción de hidrógeno verde, y un sistema de almacenamiento de hidrógeno gaseoso o líquido. En términos de emisiones, la ventaja de este proceso no sólo es la eliminación de los GEI inherentes al SMR, sino que además es posible reutilizar el CO_2 de otros procesos industriales.

2.4.2.4. Calor industrial

El calor utilizado en industrias posee diversos orígenes: hornos y calderas en base a combustibles fósiles, bombas de calor, tecnologías de aprovechamiento solar, etc. En general, los usos industriales requieren una alta temperatura, por lo cual la quema de combustibles fósiles

es la principal fuente de calor en el sector.

El principal uso del hidrógeno como fuente de calor a nivel industrial se realiza mediante calderas de gas reacondicionadas para interiorizar el H_2 como fuente energética. En la actualidad, se han estudiado 2 formas de introducir este elemento en las calderas industriales: Mezclando el hidrógeno con el gas natural de tal forma que actúe como un catalizador en la reacción, y utilizando únicamente este elemento como combustible en la caldera.

Un esquema del funcionamiento de una caldera que mezcle hidrógeno y gas natural se muestra en la figura (2.6).



Figura 2.6: Esquema de caldera que mezcla de hidrógeno y gas natural.

Como se mencionó anteriormente, es necesario reacondicionar la caldera para que sea capaz de trabajar con hidrógeno. El nivel de cambios necesarios en la caldera depende del % de hidrógeno que se mezcla con el gas natural, lo que requiere:

1. Un volumen de hidrógeno de hasta 10 % en la mezcla ($\pm 5\%$) sólo significaría reajustar el quemador.
2. Volúmenes de hidrógeno superiores a 10 % en la mezcla requieren medidas técnicas adicionales al reemplazo del quemador, lo que representa un mayor costo.

En comparación a una caldera tradicional de gas natural, la caldera 100 % H_2 requiere ajustes en diferentes componentes de su diseño para poder quemar hidrógeno de forma segura y eficiente.

En la caldera, se quema el hidrógeno en un sector dedicado a la combustión de este, luego, el calor generado es enviado al compartimiento de agua mediante el uso de un intercambiador de calor. Posterior a esto, en una caldera secundaria de condensación se coloca un segundo intercambiador de calor antes de la salida de los gases de combustión para recoger el calor latente contenido en los gases de combustión. El agua caliente de la caldera de gas circula por los radiadores del edificio.

En la actualidad, la tecnología tanto de quemadores como de cámaras de combustión no están completamente desarrolladas. En caso del reacondicionamiento de calderas u hornos

cuyo combustible sea de origen fósil, se tiene que ajustar el quemador (velocidad y largo de la llama) y regular el consumo de oxígeno para no generar emisiones de NO_x ¹ producto de la combustión con el aire.

2.4.3. Residencial

El uso de energía para calefacción residencial representa el 29 % del consumo anual de una vivienda, en donde los combustibles predominantes para esta actividad son el gas natural, parafina y leña. La posibilidad de mitigar las emisiones asociadas a estos combustibles significaría un gran avance hacia la reducción de GEI en el sector.

La inserción de hidrógeno en esta área apunta a mezclar este último con el combustible existente (en específico el gas natural) y así reducir la cantidad de gas combustionado. Para lograr lo anterior, se utilizan las redes de distribución como principal medio de transporte.

Actualmente, los desafíos en la combustión de H_2 mezclado con gas natural en artefactos domésticos son los principales condicionantes en su ingreso al mercado, algunos de estos desafíos son:

- La alta velocidad de la llama de hidrógeno en comparación a la del gas natural (2,7 [m/s] y 0,37 [m/s] respectivamente), en donde por velocidad se entiende como la velocidad de propagación radial de las llamas, lo cual en el proceso de combustión puede generar daños en los componentes de los equipos.
- Dependiendo del nivel de aireación, el hidrógeno podría arder con una temperatura de llama ligeramente más caliente temperatura de la llama que el gas natural lo cual podría causar la degradación del material de los componentes.
- La invisibilidad de la llama de hidrógeno frente al ojo humano.
- Generación de óxidos de nitrógeno NO_x en espacios cerrados, que son gases de efecto invernadero y tóxicos para la salud humana. Se forma a través de la oxidación del nitrógeno diatómico presente en el aire al someterse a elevadas temperaturas, el cual se mezcla con el oxígeno presente y genera el gas mencionado.

En términos generales, los desarrollos del uso de hidrógeno en el sector residencial apuntan a 4 aparatos: Encimeras, hornos, calderas y tecnología de calefacción [15]. De estas, sólo las calderas son comercializadas en la actualidad, mientras que las otras opciones se encuentran en desarrollo para sobrellevar los problemas antes mostrados.

2.4.3.1. Uso en encimeras

Las encimeras combustionan el gas proveniente de su inyector con el aire presente en el entorno para así generar una llama. Generalmente, la estructura se compone de una 'cabeza' circular de acero inoxidable con salidas distribuidas a lo largo de la circunferencia, se ubica el inyector directamente debajo de la cabeza que a su vez posee ductos para el ingreso de aire. Secuencialmente, funciona de la siguiente forma:

1. Inyección de gas en el quemador, se regula con un control de válvula.

¹ Son emisiones de óxidos de nitrógeno que se clasifican como gases de efecto invernadero.

2. El aire de los alrededores es succionado naturalmente y se mezcla con el gas.
3. La mezcla fluye por los puertos alrededor del quemador.
4. Se introduce una chispa manualmente o mediante una bujía.
5. Se genera la combustión y con ello la llama que calienta el aire y los elementos de cocina.

Con respecto a los efectos que puede tener la inyección de una cantidad de hidrógeno en la mezcla de gas natural, se tiene una posible propagación indeseada de la llama debido a la 'velocidad' (expansión del frente de llamas en la reacción de combustión) de la llama del H_2 , lo cual afecta la integridad de los componentes de la encimera y la seguridad del usuario. Otro punto a considerar es la generación de NO_x en la cocina del hogar, el cual es un espacio cerrado.

Debido a lo anterior, las encimeras que puedan soportar un % de hidrógeno en la mezcla de gas natural aún se encuentran en proceso de evaluación.

2.4.3.2. Uso en hornos

En términos de funcionamiento, los hornos siguen una secuencia similar a las encimeras. Se añade una cámara en que se mantiene la temperatura, y se varían las proporciones (y por ende los materiales) del quemador. Su secuencia de operación es la siguiente:

1. Inyección de gas en el quemador regulado por una válvula.
2. El aire de los alrededores es succionado naturalmente y se mezcla con el gas.
3. Se introduce una chispa mediante una bujía.
4. Se genera una combustión controlada en la cámara del horno, la cual conserva la temperatura.

En los hornos, se repiten los problemas asociados a las encimeras que acepten mezclas de hidrógeno. Además, se acentúa el riesgo de propagación indeseada de la llama dada la cantidad de flamas generadas. Modelos que solucionen estos problemas se encuentran en etapa de evaluación.

2.4.3.3. Uso en sistemas de calefacción

Los sistemas de calefacción (estufas, chimeneas a gas, etc) tienen un diseño similar al horno a gas de cocina. Su funcionamiento sigue la siguiente secuencia:

1. Inyección de gas desde la tubería principal, el cual se regula mediante una válvula.
2. El gas es inyectado a la cámara del calefactor a través de un inyector, luego se mezcla con el aire que entrante por la parte inferior del calefactor.
3. La mezcla de gas con aire es activada por medio de un sistema de ignición el cual produce la primera llama para encender el calefactor.
4. Las flamas comienzan a calentar el aire de los alrededores.

5. Los gases de combustión son eyectados al exterior por medio de vías como chimeneas o tuberías.

Los principales inconvenientes en esta alternativa son la propagación de la llama al sistema de ignición, el riesgo de combustión no deseada debajo de la superficie del quemador o dentro del sistema producto de fugas y la baja visibilidad de la llama. La generación de NO_x en espacios cerrados puede solucionarse mediante un conducto dedicado. Los hornos que puedan soportar un % de hidrógeno en la mezcla de gas natural aún se encuentran en proceso de evaluación.

2.4.3.4. Uso en calderas

En el caso de las calderas residenciales, ya existen modelos diseñados para operar con mezclas de hidrógeno cuyo funcionamiento resulta similar al de una caldera convencional sin sacrificar eficiencia ni tamaño [16].

El grupo *Viessmann-BOSCH*, empresa dedicada a la calefacción residencial, introdujo al mercado una serie de calderas de baja escala capaces de operar con hasta un 20 % de hidrógeno en el suministro de gas natural. Un esquema de su funcionamiento se encuentra en la figura (2.7)

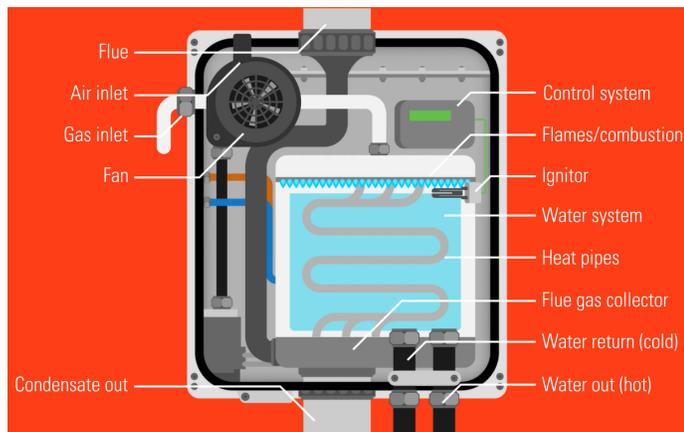


Figura 2.7: Componentes de la caldera híbrida residencial [16].

El funcionamiento de la caldera es similar al de sus contrapartes convencionales, mientras que a su vez interioriza ciertos componentes que permiten la adopción de hidrógeno. El sistema opera de la siguiente forma:

1. En primer lugar, el H_2 (mezclado con gas natural) y O_2 , entran en la unidad principal de la caldera, en donde el hidrógeno procede del suministro de gas y el oxígeno es captado desde el aire. El flujo de gas entrante es regulado por una válvula tal de que sea posible manejar el tamaño de la llama.
2. Los gases de hidrógeno junto con GN y oxígeno son mezclados para encenderse en un quemador catalítico diseñado para operar con la mixtura mencionada. El hidrógeno es más inflamable que el gas natural, por lo que los quemadores de las calderas de hidrógeno están especialmente diseñados para poder limitar las llamas en caso de existir un exceso. También se incluye un componente de detección de llamas de hidrógeno en la caldera debido a que las últimas son invisibles.

3. Los gases calientes creados por la combustión ingresan al intercambiador de calor, el cual formado por una serie de tuberías en contacto con el estanque de agua fría. A medida que el gas caliente se desplaza por las tuberías, calienta el agua circundante que puede utilizarse para la calefacción del hogar.
4. Finalmente, se procede a expulsar los subproductos de la caldera. El único derivado de la combustión de hidrógeno y oxígeno es el agua, por lo que es necesario un sistema de condensación para que esta agua salga del sistema. Los gases de combustión calientes (hidrógeno y oxígeno) también pueden salir del sistema a través de la chimenea, lo cual genera emisiones NO_x como resultado de la combustión del hidrógeno.

2.4.4. Energía eléctrica

Las centrales de punta son centrales de generación eléctrica que funcionan sólo cuando se produce una demanda energética que el resto de las centrales no puede cubrir, ya sea por temas de variabilidad del recurso o por la capacidad del sistema. Las horas de mayor consumo son llamada 'horas punta', lo cual le entrega el nombre a las centrales que operan en ellas. En general hace uso de centrales termoeléctricas debido a la controlabilidad del recurso primario y a su bajo tiempo de partida en frío.

Para evitar problemas de congestión en las líneas, estas centrales se ubican en la región donde normalmente existe una concentración de demanda, conectándose en algunos casos a las redes de distribución locales. Aun así, también puede darse el caso de una central de punta que opere para satisfacer el consumo de otra región. En Chile, su despacho energético está controlado por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN).

El hidrógeno puede incidir en la generación eléctrica en horario punta debido a que, al igual que los combustibles tradicionales, puede ser almacenado, controlado, y utilizado en la generación de electricidad en los horarios de mayor consumo. Existen 2 formas de utilizar este vector energético en el sector: Mediante *Fuel-cells* de alta potencia o mezclándolo con el combustible utilizado en centrales convencionales.

Finalmente, cabe destacar que es posible transformar las unidades de carbón en condensadores síncronos, los cuales se encargan de suministrar potencia reactiva para realizar un control de voltaje en la red. Dada la baja cantidad de información, esta estrategia no se analiza en la presente memoria de título.

2.4.4.1. Fuel-cells

La *Fuel-cell* (FC) o celda de combustible es un equipo electroquímico que genera energía eléctrica a partir de la reacción entre hidrógeno y oxígeno en la formación de agua. Puede ser utilizada para la generación de energía eléctrica a pequeña y mediana escala utilizando como fuente energética los elementos antes mencionados.

Dentro del dispositivo, ingresan el hidrógeno y oxígeno a utilizar en compartimientos unidos a catalizadores, los cuales corresponden al ánodo y cátodo respectivamente, y se encargan de separar la molécula de hidrógeno en iones H^+ y O^+ , ambos catalizadores están

unidos por una membrana que sólo permite el paso de protones H^+ desde el ánodo al cátodo, a su vez, estos se interconectan mediante un conductor de electricidad el cual permite la circulación de los electrones desde que son liberados en la formación del H^+ a partir del H_2 , hasta que actúan como enlace químico al formarse el $H_2O(g)$. El flujo de electrones genera una corriente eléctrica que es aprovechada por una carga situada en el centro del 'puente' mencionado, en donde en este caso el consumo corresponde a un motor eléctrico que se encarga de proporcionar movimiento al vehículo. Cabe destacar que este tipo de celdas de combustible pueden operar continuamente, sin decaer en su eficiencia de conversión energética mientras estén siendo provistas de hidrógeno. La figura (2.8) muestra el funcionamiento de una celda de combustible.

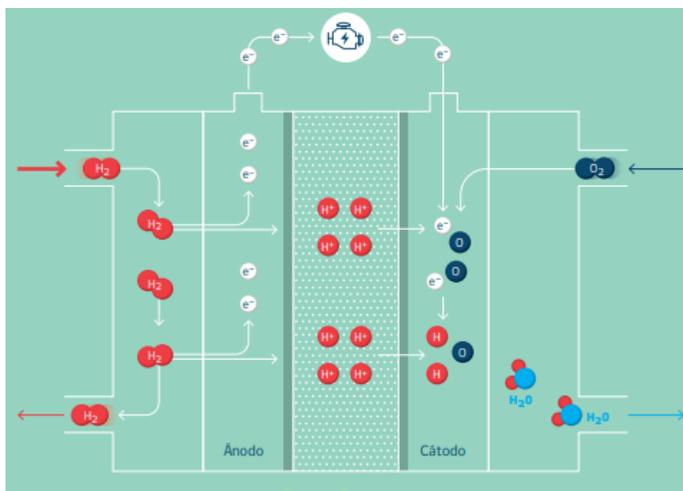


Figura 2.8: Esquema del proceso interno en una celda de combustible [17].

En general, el oxígeno es extraído desde el aire del ambiente y el hidrógeno se provee desde tanques de almacenamiento adyacentes, ambos elementos se depositan en compartimientos separados por una membrana PEM, pero a su vez conectados por una capa catalizadora la cual conduce la corriente eléctrica propia de la reacción química.

En caso de destinarse a la generación de energía eléctrica, el equipo requiere de un par controlador-inversor que transforme la corriente continua en alterna y administre la cantidad de energía generada.

2.4.4.2. Hidrógeno en turbinas

El uso de hidrógeno en centrales convencionales apunta a reemplazar un porcentaje del combustible utilizado por H_2 , el cual es un elemento cuya combustión no produce gases de efecto invernadero. En particular, se ha estudiado la inserción de hidrógeno en turbinas de gas y turbinas diésel.

2.4.4.2.1. Turbinas de gas natural

Quemar hasta el 100 % de hidrógeno en una turbina de gas es técnicamente posible, pero se enfrenta a una serie de desafíos técnicos asociados a las altas temperaturas de combustión y a las emisiones de NO_x producidas a partir de la quema de este elemento. Dado lo anterior, mezclar cierto % de H_2 con el combustible fósil utilizado resulta ser la estrategia predilecta en su inserción a las centrales convencionales. Aun así, cualquier tipo de combustión de

hidrógeno en turbinas de gas genera riesgos en mayor o menor proporción, entre ellos:

- Incremento de NO_x dada la alta temperatura en la combustión del H_2 .
- Riesgo de *flashbacks*: Reflujo de la flama hacia las cámaras de inyección recurrente en los sistemas con combustible pre-mezclado. Ocurre cuando la velocidad del gas es menor que la velocidad de la flama, la cual se propaga llegando a causar graves daños estructurales.
- Se deben considerar flujos de H_2 mayores en el sistema de combustible.
- Riesgos de explosión a evaluar (límite de inflamabilidad del hidrógeno 5 veces más alto energía mínima de ignición 15 veces menor).

Para efectuar la inserción de hidrógeno en el gas natural dentro de una turbina de gas, se deben modificar y añadir áreas específicas, entre ellas las tuberías y componentes de suministro de combustible, el sistema de combustión de la turbina de gas, el generador de vapor de recuperación de calor (HRSG) y el sistema de reducción catalítica selectiva (SCR) para la eliminación de NO_x . La figura (2.9) muestra la disposición virtual de una central de gas natural adaptada a trabajar con H_2 .

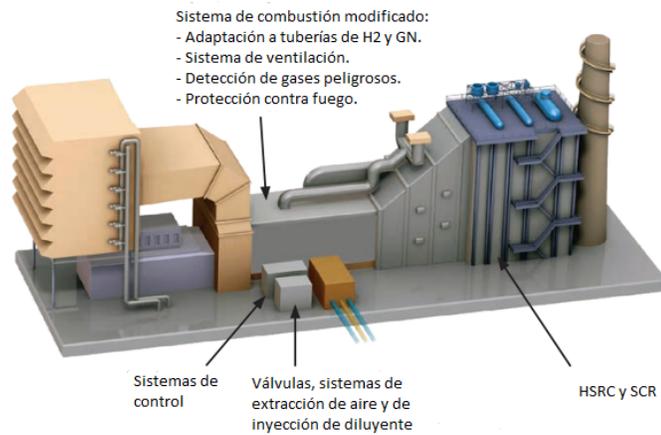


Figura 2.9: Disposición de una turbina de gas adaptada [18].

Los porcentajes de mezcla de H_2 con el GN están sujetos a la clase de la turbina (existen las del tipo *heavy-frame*, que están destinadas para la generación estacionaria de energía a gran escala, y las aeroderivativas, que están diseñadas para realizar un funcionamiento rápido y variable) y al modelo de quemadores instalados (difusivo, que mezcla el gas natural con el oxígeno en el dentro de la cámara de combustión y posee altas temperaturas; y premezclado, que mezcla el gas natural con el oxígeno en los ductos previos a cámara de combustión y opera a bajas temperaturas).

En [19] se detalla que posible mezclar un 5% de H_2 sin requerir cambios de los equipos más allá de la instalación de un sistema de mezclado de H_2 y GN. Por otro lado, en el mismo estudio se detalla que al realizar modificaciones invasivas en los equipos, es posible lograr un % de mezcla más altos. Una recopilación de la capacidad de adopción de H_2 en la mezcla según los modelos turbina-quemador se encuentran la referencia antes mencionada.

Con respecto a los costos asociados a modificar una turbina de gas natural, estos dependen de la cantidad de equipos a condicionar o reemplazar para el ingreso de hidrógeno. La tabla (2.7) muestra los costos de inversión unitarios de tecnologías que introduzcan hidrógeno a las turbinas de gas.

Tabla 2.7: CAPEX unitario de la tecnología de turbinas de gas interiorizando hidrógeno.

Ciclo abierto			
% de mezcla	Unidad	Unidad existente	Unidad nueva
30	[USD/kW]	6,75	681,75
50	[USD/kW]	47,25	695,25
77	[USD/kW]	67,5	708,75
100	[USD/kW]	168,75	776,25
Ciclo combinado			
% de mezcla	Unidad	Unidad existente	Unidad nueva
30	[USD/kW]	8,98	906,98
50	[USD/kW]	62,86	924,94
77	[USD/kW]	89,8	942,9
100	[USD/kW]	224,5	1032,7

^a

^a Fuente: Elaboración propia a partir de datos obtenidos de [20].

2.4.4.2.2. Turbinas a diésel

Existen 2 métodos de conversión para permitir que un motor diésel se adapte a funcionar con hidrógeno mezclado en el combustible. Cabe destacar que ninguna de estas dos estrategias requiere modificaciones internas en el motor, sino que se modifica (a distintos niveles) el sistema de gestión original del motor del equipo junto con la variación de ciertos componentes en la entrada de aire que permita en ingreso de hidrógeno.

El primer método se denomina 'de supervisión'. Este método requiere pocas modificaciones en el equipo original y menos tiempo de calibración del motor, pero no tiene la capacidad de admitir un % alto de hidrógeno debido a que todos los parámetros de combustión permanecen en los valores originales optimizados para el diésel. Funciona mediante el monitoreo 'en tiempo real' de variables clave en el motor para determinar la cantidad de hidrógeno a introducir y lograr los mismos resultados. Para reconvertir el generador, se deben realizar los siguientes pasos.

1. Integración de datos entre sistemas: abarca la conexión entre la unidad de control del generador (ECU) diésel y la unidad de control de la máquina de hidrógeno, la cual se realiza a través de un *Controlled Area Network* (CAN), el cual es un protocolo de comunicaciones destinado a la transmisión de mensajes en entornos distribuidos, en este caso, la gestión de la comunicación entre múltiples CPUs. Lo anterior se realiza para supervisar los parámetros normales de funcionamiento.
2. Sistema de suministro de hidrógeno: se implementan los equipos que suministran el hi-

drógeno (gaseoso) al motor, este cuenta con un sistema de inyección de hidrógeno, una cubierta hermética, un carril de inyección, sensores de presión y temperatura, válvula de purga, colector y tuberías de envío del gas a la cámara de combustión. La figura (2.10) muestra su esquema de disposición.

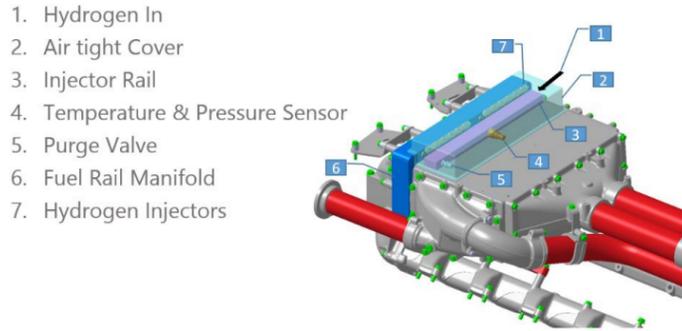


Figura 2.10: Disposición de los componentes del sistema de suministro de hidrógeno [21].

3. Calibración del motor: en este proceso se define la cantidad de hidrógeno que se inyectará en el motor. Requiere medios de aplicación de carga al motor para tener acceso a todos los puntos de operación tal de que la inyección de hidrógeno se adecúe a la operación. Así, en función del control e información entregado por el CAN, fija el punto de operación (inyección de diésel e hidrógeno).
4. Pruebas finales: una vez realizado el trabajo de calibración del motor, se requiere un período de funcionamiento supervisado para asegurar la ausencia de inconvenientes.

En [21] se estudia la reconversión de un generador diésel de baja escala. Para esta conversión, se considera que la versión *MTU – 16V4000G23* como el generador más adecuado dentro de las máquinas que se han identificado. La tabla (2.8) muestra el % de diésel que el hidrógeno es capaz de reemplazar en la turbina utilizando la estrategia de supervisión. Además, se incluyen los valores nominales de la máquina.

Tabla 2.8: Parámetros en la operación *Dual-Fuel* del prototipo de motor diésel bajo el método de supervisión.

Parámetro	Unidad	Valor			
Capacidad turbina-generador	[kW]	1970			
Factor de potencia	[%]	25	50	75	100
Porcentaje de reemplazo H2-Diésel	[%]	45,47	17,33	14,89	9,8
Tiempo de reacondicionamiento	[meses]	4 a 6			
Costo total	[USD]	199.500			
Costo unitario	[USD/kW]	101			

^a Fuente: elaboración propia a partir de datos de GIZ [21].

El segundo método se denomina *Full-control*. En este método no sólo se integra el suministro de hidrógeno, sino que también se recalibra el sistema de suministro de gasolina. Si bien

exige un alto nivel de integración en el equipo original, las cifras de sustitución del diésel resultan ser considerablemente mayores. Para este tipo de conversión, además de realizar todos los pasos del método de supervisión, se debe modificar tanto el *software* como el *hardware*.

La tabla (2.9) muestra el % de diésel que el hidrógeno es capaz de reemplazar en la turbina utilizando la estrategia *Full-control*. Además, se incluyen aspectos económicos de la máquina.

Tabla 2.9: Parámetros en la operación *Dual-Fuel* del prototipo de motor diésel bajo el método *Full-control*.

Parámetro	Unidad	Valor			
Capacidad turbina-generador	[kW]	1970			
Factor de potencia	[%]	25	50	75	100
Porcentaje de reemplazo H ₂ -Diésel	[%]	61,83	51,58	34,41	23,26
Tiempo de reacondicionamiento	[meses]	12 a 18			
Costo total	[USD]	1.995.000			
Costo unitario	[USD/kW]	1.013			

^a

^a Fuente: elaboración propia a partir de datos de GIZ [21].

2.4.5. Transporte

Los *Fuel-Cell Electric Vehicles* (FCEV) o vehículos eléctricos basados en celdas de combustible, son vehículos en donde la electricidad que energiza el motor eléctrico proviene de un conjunto de *Fuel-cells* del tipo *Proton Exchange Membrane* (PEM) de baja escala, la cual se encarga de producir energía eléctrica a partir de la combinación de H_2 (almacenado en tanques de alta presión dentro del vehículo) y O_2 (captado desde el entorno) al formar agua. Además, la mayoría de los FCEV en la actualidad cuentan con un sistema de baterías auxiliar que apoyan a las *Fuel-cells* en la entrega de energía al motor.

Dado que en este caso el motor no se energiza sólo con baterías, sino que también mediante la electricidad generada a partir del 'combustible' de hidrógeno verde; lo anterior tiene como consecuencia que el espectro de vehículos adaptables a esta tecnología sea mayor. En particular, el hidrógeno se ha implementado en automóviles, buses, camiones de carga ligera y pesada, barcos y aviones; en donde los 2 últimos aún se encuentran en fase de desarrollo.

A continuación, se detallan los componentes generales de los FCEV independiente del tipo de vehículo:

- ***Fuel-cells***: Como se mencionó anteriormente, las celdas de combustible se encargan de generar energía eléctrica a través del proceso electroquímico de la combinación de H_2 y O_2 . Para la aplicación de esta tecnología en transporte, se requiere de distintos subsistemas que trabajan en conjunto, los cuales se detallan a continuación:
 - **Conjunto de *Fuel-cells***: Las *Fuel-cells* presentes son modelos básicos que constan de una membrana de electrolito, un catalizador, un electrodo de combustible y un electrodo de aire. En general se combinan varias unidades de celdas de combustible,

generando módulos tal de que sea posible poseer una mayor capacidad potencia eléctrica y así brindar una mayor versatilidad al usuario.

- **Sistema de suministro de hidrógeno:** El sistema de suministro de hidrógeno corresponde a un sistema de control que se encarga de transferir el hidrógeno almacenado en los depósitos alta presión a los de baja presión, para así posteriormente enviarlo a las *Fuel-cells*.
- **Sistema de suministro de aire:** Consiste en un sistema de captación, purificación y gestión del oxígeno que se envía a las *Fuel-cells*.
- **Sistema de enfriamiento térmico:** Se requiere de un subsistema de enfriamiento térmico para mantener la temperatura de operación de las membranas PEM, la cual es de 120 [°C] aproximadamente y tiende a elevarse dada la circulación de corriente en el dispositivo. Es relevante mencionar que, el calor residual que resulte por efecto de este sistema puede ser utilizado por sistema el HVAC (*heating, ventilation and air conditioning*) para suministrar calor a la cabina de pasajeros.
- **Tanques de almacenamiento:** En condiciones naturales, el hidrógeno tiene una densidad baja por lo que se necesita mucho espacio para almacenar una determinada masa. Para evitar el problema anterior, el hidrógeno se presuriza a 700 [bar] y se almacena en un depósito específico, cuyo revestimiento exterior generalmente se compone de plástico reforzado con fibra de carbono, mientras que su interior está fabricado con un revestimiento delgado de poliámidas (nylon) que minimiza la permeación del elemento. Tanto la cantidad de depósitos de almacenamiento de hidrógeno, como la presión a la que ingresa, varía según el vehículo en que se utiliza.
- **Motor eléctrico:** se encarga de convertir la energía eléctrica en la energía cinética necesaria para dar movimiento al vehículo. Al igual que los BEV, la mayoría de los motores implementados son de inducción, por lo cual se requiere un inversor que transforme la corriente de continua a alterna. Por otro lado, la totalidad de los motores eléctricos presentes en los FCEV actuales cuentan con un subsistema de control que se encarga de gestionar el ingreso de energía eléctrica en función del movimiento demandado por el conductor, ya sea desde el conjunto de *Fuel-cells* o del conjunto de baterías auxiliares.
- **Banco de baterías:** Sistema que complementa el flujo de electricidad enviado al motor tal de apoyar a las *Fuel-cells* y lograr que el vehículo sea capaz de adaptarse a cambios bruscos de potencia. Este último componente también interioriza el sistema de freno regenerativo detallado en la sección de electromovilidad. Todo el subconjunto es supervisado por un sistema de control BMS (*Battery Management System*), que manipula la energía entrante y saliente de las baterías.
- **Sistema de control general:** Posee funciones de monitoreo, registro y supervisión de todos los componentes del vehículo. Este sistema se encarga de controlar todos los dispositivos de seguridad que se utilizan para prevenir y suprimir posibles accidentes, además de vigilar niveles adecuados de temperatura, presión y proporción de combustible que ingresa al módulo de celdas. Todos los datos registrados son informados al conductor a través del panel de control, advirtiéndolo oportunamente ante posibles fallas. Este trabaja en conjunto con un sistema de enfriamiento generalizado el cual se encarga de mantener en óptimas condiciones la temperatura de los procesos electroquímicos y otros componentes del vehículo tales como baterías, almacenamiento, líneas de H_2 y motor.

2.4.5.1. Automóviles

Los automóviles son la principal aplicación de hidrógeno en los vehículos, se presentan como una alternativa de mayor autonomía y seguridad que los BEV, debido a que complementan el hidrógeno y las baterías para brindar movimiento al vehículo; y que a su vez mantiene su operación libre de emisiones de gases de efecto invernadero.

En la figura (2.11) se muestra la ubicación de los equipos de un automóvil FCEV.

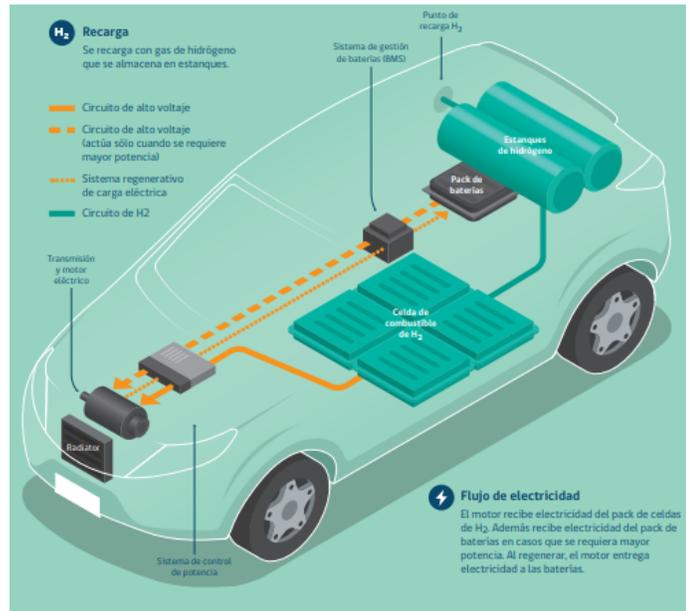


Figura 2.11: Disposición de los equipos de un automóvil FCEV. Adaptado de [17].

Inicialmente, se ingresa el hidrógeno proveniente de una estación de carga al sistema de almacenamiento interno del auto. Posterior a eso, los sistemas de gestión de potencia, de control de las *Fuel-cells* y el BMS, trabajan en conjunto para determinar la dosis de hidrógeno enviado a las FC's, y la entrega de energía por parte de las baterías.

La electricidad producida por las *Fuel-cells* y el conjunto de baterías es enviada al motor eléctrico, el cual se encarga ejercer el torque necesario para mover el vehículo. En caso de que este último frene o desacelere, el motor opera como generador, entregándole energía al sistema de baterías.

La tabla (2.10) muestra los parámetro técnicos y económicos de los automóviles impulsados por hidrógeno.

Tabla 2.10: Parámetros técnicos de los camiones de carga por hidrógeno.

Parámetro	Unidad	Valor
Potencia	[kW]	80-120
Almacenamiento total H2	[kg]	6,33
Almacenamiento baterías	[kWh]	20
Autonomía	[km]	756
Eficiencia W-t-W	[%]	27
Consumo	[kgH2/km]	0,11
Costo de inversión	[USD]	57675
TCO	[USD/km]	15,79

^a

^a Fuente: Elaboración propia a partir de *brochures* de modelos NEXO, Mirai y Clarity.

En la actualidad, los principales modelos en estado de comercialización son *Hyundai NEXO* (2018-2021), *Honda Clarity* (2018-2021), *Toyota Mirai* (2015-2021) y *Riversimple* (2016). En desarrollo se suman las marcas *Lotus*, *Ford GM*, *Audi*, *Mercedez Benz*, *BMW*, *Fiat*, *Mazda*, *Chevrolet*, *Kia*, *Renault* y *Peugeot*.

2.4.5.2. Camiones

La operación con camiones usualmente es con recorridos de largas distancias a diario y presentan requerimientos energéticos superiores a otros tipos de vehículos dado que transportan carga. Esto produce que los desarrollos en vehículos de este tipo tienden a ser de FCEV antes que BEV debido a que el sistema de *Fuel-cells* puede operar a mayores potencias que un conjunto de baterías.

En la figura (2.12) se muestra la ubicación de los elementos de un camión que haga uso de hidrógeno.

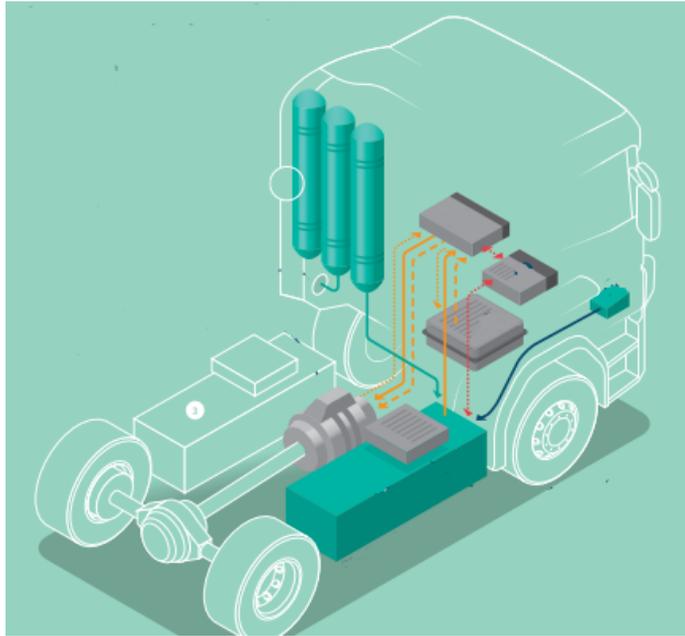


Figura 2.12: Disposición de los equipos de un camión con celdas de combustible. Adaptado de [17].

Su funcionamiento resulta ser similar al del automóvil, los sistemas de control de potencia, batería y celdas de combustible trabajan en conjunto para entregar la energía eléctrica necesaria al motor para poner en marcha el vehículo. Además, cuenta con un sistema de frenado regenerativo para cargar las baterías.

La diferencia con los automóviles radica en la capacidad de almacenamiento de hidrógeno y de baterías, la potencia del motor y de las *Fuel-cells* y un sistema extra de ventilación para mantener estas últimas en su temperatura de operación.

La tabla (2.11) muestra los parámetros técnicos de los camiones con *Fuel-cells* tanto en operación como en desarrollo.

Tabla 2.11: Parámetros técnicos de los camiones de carga por hidrógeno.

Parámetro	Unidad	Carga pesada	Carga liviana
		Valor	Valor
Potencia	[kW]	300	80-120
Almacenamiento total H ₂	[kg]	100-192	8– 30
Almacenamiento baterías	[kWh]	250	84-100
Autonomía	[km]	800-1200	200-300
Capacidad de carga	[ton]	30-40	1–5
Eficiencia W-t-W	[%]	50 % aprox.	50 % aprox.

^a Fuente: elaboración propia a partir de datos de *Fuel-cell trucks*.

En la actualidad, el despliegue de camiones de hidrógeno no es muy variado debido a que

el tipo de tecnología se encuentra en fase piloto. Suiza y *Hyundai Motor Company* junto con *H2 Energy* acordaron que en el periodo conformado entre 2019 y 2023 se suministrará una flota de 1000 camiones FCEV al mercado suizo; por otro lado, en el año 2020 *Hyzon Motors* (Nueva York, EE.UU.) comenzó a producir camiones de carga pesada para comercializarlos en el mercado.

2.4.5.3. Buses

Los buses de transporte público son una oportunidad considerable en la implementación de hidrógeno en el sector de transporte debido a que son vehículos pesados, recorren largas distancias a diario y sus rutas de transporte se encuentran definidas. Los buses eléctricos con celdas de combustible o *Fuel-cell electric buses* (FCEB), son modelos de buses de transporte que utilizan el hidrógeno como principal fuente energética para ejercer tracción y producir movimiento.

Siguiendo la línea de los FCEV, los FCEB poseen un conjunto de *Fuel-cells*, un set de baterías, un motor eléctrico y otros elementos presentes en un vehículo de estas características. Conceptualmente la figura (2.13) muestra la disposición de los principales componentes de un FCEB.

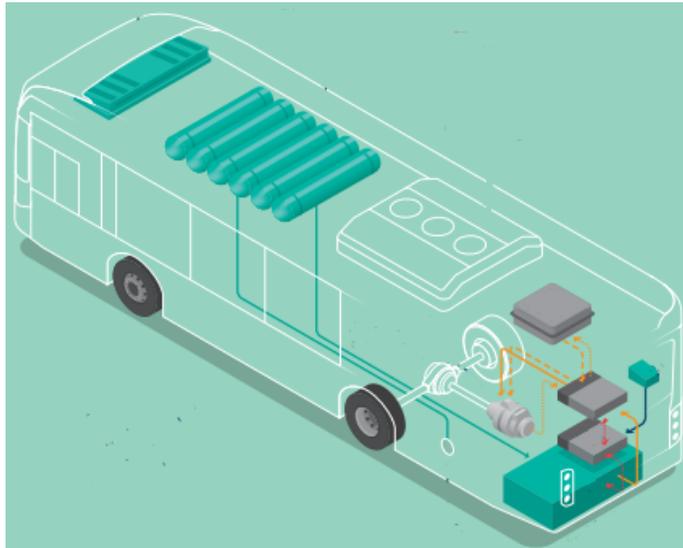


Figura 2.13: Disposición de los principales componentes de una FCEB. Adaptado de [17].

El funcionamiento de los FCEB es similar al de los FCEV descritos anteriormente: se cuenta con un sistema de contenedores que almacena el hidrógeno presurizado a 700 – 800 [bar], posterior a esto, mediante un sistema de control dedicado, los gases de H_2 y O_2 (captado desde el ambiente a través de equipos especializados) son enviado al conjunto de *Fuel-cells* las cuales generan la electricidad que pone en marcha el motor eléctrico destinado a producir la tracción necesaria para ejercer movimiento. En paralelo, existe un sistema de baterías análogo al de los BEV que actúe de soporte para las *Fuel-cells* en situaciones de variación intempestiva de velocidad o en caso de baja cantidad combustible, el cual también cuenta con un sistema de frenado regenerativo que aproveche la generación de electricidad al desacelerar para así recargar un % de las baterías.

En la actualidad, distintos proyectos piloto de flotas de FCEB urbanos han sido desplegados a lo largo del mundo. *AC Transit* y *Orange Country Transportation Authority* en California (24 y 11 buses respectivamente), *Fébus BRT en Pau* en Francia (8 buses), y *Nyuti* en Costa Rica (3 buses) y finalmente China, con la mayor cantidad de FCEB circulantes en el mundo (1920 aproximadamente) [22].

El uso de esta tecnología se encuentra en una etapa de pilotaje y temprana comercialización, por lo que los costos de inversión y mantención aún se encuentran por encima de las tecnologías diésel convencionales. La tabla (2.12) muestra los sus parámetros técnicos y económicos.

Tabla 2.12: Parámetros técnicos y económicos del FCEB.

Parámetro	Unidad	Valor
Potencia	[kW]	85-150
Almacenamiento total H2	[kg]	245-405
Almacenamiento baterías	[kWh]	100 - 250
Autonomía	[km]	250-450
Eficiencia W-t-W	[%]	51-58
Consumo	[kgH2/km]	0,08-0,14
Costo de inversión	[USD]	689300
TCO	[USD/km]	2,8137

^a

^a Fuente: elaboración propia a partir de datos obtenidos de [22] y plataforma de electromovilidad.

2.4.5.4. Barcos

Con respecto al subsector marítimo, los combustibles tradicionales para proveer de movimiento a los barcos o buques son gasolina, diésel y más recientemente el gas natural licuado (GNL). En este contexto, existen 2 formas de integrar el hidrógeno en el presente subsector: utilizando *Fuel-cells* que alimenten un motor eléctrico encargado de mover el barco, y mezclar hidrógeno para así reducir la cantidad de gas natural utilizado convencionalmente.

En general, el transporte marítimo puede dividirse en los botes de bajo y alto calibre: los usos de barcos de bajo calibre son botes de emergencia para rescate, botes pequeños y *ferrys*, en donde se proyecta el uso de *Fuel-cells*. Por otro lado, los barcos de carga son utilizados para llevar contenedores pesados lo cual hace necesaria una mayor potencia en el motor, en este contexto la opción de mezclar hidrógeno ha sido la más estudiada.

Siendo la rama de transporte marítimo con un mayor desarrollo en tecnología de bajas emisiones, los parámetros técnico-económicos del principal proyecto de barcos con *Fuel-cells*, *HYBRIDship*, se encuentra en la tabla (2.13).

Tabla 2.13: Parámetros técnicos y económicos de barcos funcionando con hidrógeno.

Parámetro	Unidad	Valor
Capacidad F.C.	[kW]	200
Baterías	[kWh]	100
Autonomía	[km]	80
Eficiencia Energética	[%]	47
CAPEX tentativo	[USD]	288150

^a

^a Fuente: Elaboración propia a partir de proyecto *MF OLLE BULL*.

En la actualidad, los principales proyectos de barcos que interiorizan el hidrógeno son: *HYBRIDship* (2017–2020) proyecto piloto de ferry con celdas de combustible; y el ferry *MF OLE BULL*, que también utiliza celdas de combustible y que se encuentra en fase de pruebas. Por otro lado, el proyecto pionero asociado al transporte marítimo de carga corresponde al prototipo *Energy Observer 2*, el cual es un barco de carga que permite contener 5000 [ton] de peso muerto con una autonomía de 7400 [km] con capacidad máxima (70 [ton] de H₂). Se espera que esté disponible a partir de 2027.

Cabe reiterar que en la actualidad el transporte marítimo a través de *Fuel-Cells* se encuentra en fase de pruebas, mientras que los motores de combustión duales se encuentran en un desarrollo temprano.

2.4.5.5. Aviones

Debido a los elevados requisitos de potencia, autonomía, espacio físico y seguridad, el subsector de la aviación resulta imposible de electrificar. Lo anterior sugiere que para descarbonizar este tipo de transporte se debe reemplazar el uso combustibles fósiles tradicionales (principalmente queroseno) por combustibles alternativos que emitan una menor cantidad de emisiones GEI. Entre las alternativas de energéticos 'limpios' se encuentran los combustibles sintéticos, el amoniaco, el biocombustible y finalmente el hidrógeno.

La empresa *Airbus* ha presentado modelos conceptuales de una aeronave liviana cuyo combustible es el hidrógeno, las cuales se espera que entre al mercado en el año 2035, por otro lado *IOAircraft* presentó el diseño y las especificaciones de un avión comercial que tiene la capacidad de transportar a 184 pasajeros, el *FCH-150 Talon*.

Las tecnologías asociadas a la inserción de los energéticos a la aviación continúan en fases conceptuales, se espera que esta alternativa entre al mercado de forma funcional a partir del año 2040 [10].

2.4.5.6. Estaciones de carga

Las estaciones de recarga de hidrógeno se clasifican según como se hace el suministro del energético a dicha estación. Por un lado, si la estación de recarga produce su propio hidrógeno en el mismo lugar en que abastece a los FCEV, nos referimos a una estación del tipo hidrogenara. Por otro lado, si la estación se abastece de hidrógeno de forma externa para luego almacenarlo y distribuirlo, se denomina hidrolinera. Normalmente las estaciones de

carga suministran a 700 [bar] para los vehículos livianos y a 350 [bar] para buses y camiones.

Para el caso de las hidrolineras, el abastecimiento de hidrógeno hasta la estación de recarga puede ser realizado en estado gaseoso o en estado líquido. Este último presenta ventajas con respecto al gas, ya que es posible almacenar más cantidad en un mismo espacio. Sin embargo, para contener el hidrógeno en estado líquido se requiere de equipos destinados mantener su temperatura por debajo de los -253 [°C] y luego para transformar el H_2 a estado gaseoso nuevamente.

La figura (2.14) muestra un esquema de los componentes básicos presentes en una hidrolinera.

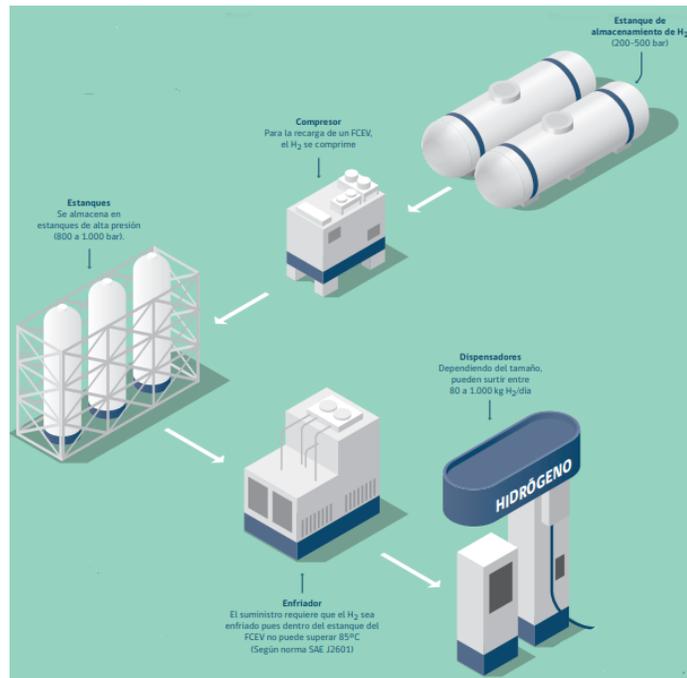


Figura 2.14: Esquema de una Hidrolinera. Adaptado de [17].

Inicialmente, el hidrógeno es almacenado en tanques de alta envergadura presurizados de 200 a 500 [bar]. Posteriormente se envía el hidrógeno a un compresor que sube su presión hasta un rango entre 800 y 1000 [bar] para ser almacenado en tanques secundarios. Luego pasa por equipos enfriadores que se encargan de bajar la temperatura a la que se encuentra, debido a que por norma se requiere que el suministro de H_2 no supere los 85 [°C]. Finalmente, el hidrógeno es enviado a los dispensadores, en donde la cantidad que pueden entregar varía entre 80 y 1000 [kg H_2 /día].

Con respecto a aspectos económicos, la tabla (2.14) muestra los parámetros económicos asociados a una hidrolinera (no incluye costos asociados al abastecimiento de hidrógeno).

Tabla 2.14: Costos de una hidrolinera según su capacidad.

Capacidad [kg H_2 /día]	CAPEX [USD]	OPEX anual [USD]
80 (muy pequeña)	150131,8	4503,954
200 (pequeña)	197976	5939,28
400 (media)	247470	7424,1
1000 (grande)	494940	14848,2
5000 (industrial)	1825091,25	54752,7375

^a

^a Fuente: Elaboración propia a partir de datos de [23].

Finalmente, es posible acceder a un mapa actualizado de todas las hidrogeneras e hidrolineras implementadas en el mundo a través de [24].

Capítulo 3

Metodología de trabajo

El presente capítulo detalla el trabajo realizado para modelar la introducción del hidrógeno en los distintos sectores energéticos del país. Para ello, se hace uso del modelo de planificación energética PMR desarrollado por el Centro de Energía de la Universidad de Chile, el cual es capaz de generar las proyecciones energéticas y ambientales detalladas en los objetivos.

Actualmente, el modelo PMR no cuenta con una representación del hidrógeno verde como un vector energético producto de las ERNC, ni con la totalidad de sus potenciales usos como alternativas para satisfacer las demandas asociadas a cada sector. Por lo tanto, el presente trabajo de título se focaliza en modelar e integrar el hidrógeno como vector energético, junto con las tecnologías que lo utilizan, en el modelo de planificación energética PMR. Una vez realizadas estas modificaciones, se generan y analizan proyecciones de la matriz energética, la capacidad instalada y el comportamiento de las emisiones de GEI en los subsectores energéticos considerando la introducción del hidrógeno.

Para ello, dada la naturaleza del hidrógeno de vector energético, se divide el trabajo realizado en 2 ejes, tal como se detalla en la figura (3.1).



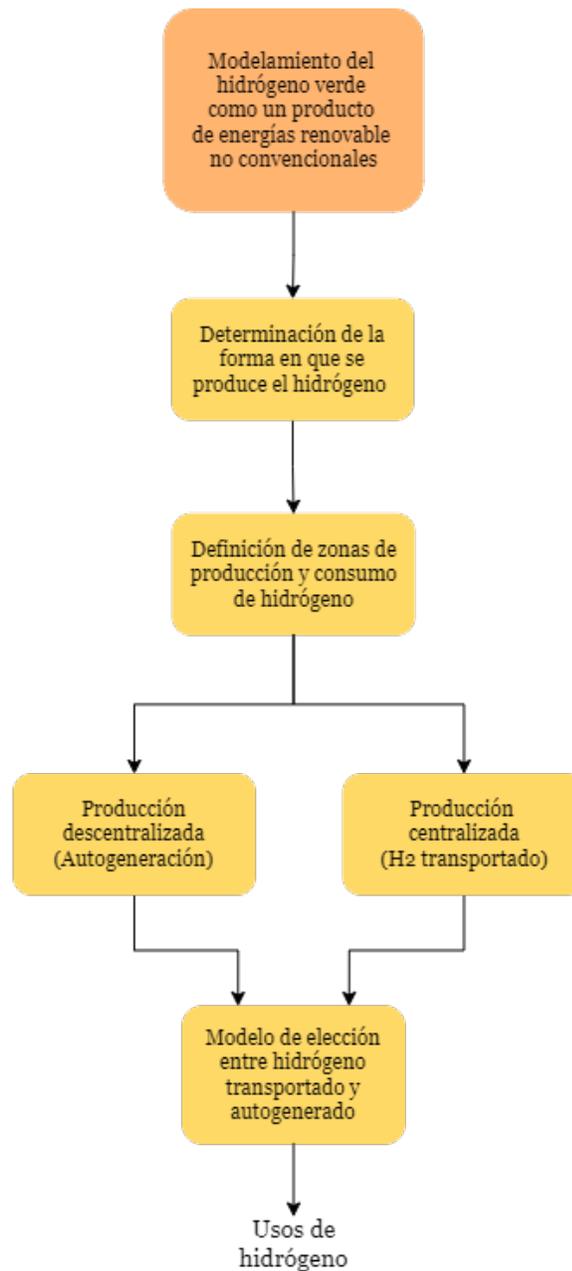
Figura 3.1: Concepto del trabajo realizado.

El primero consiste en definir al hidrógeno verde como un vector energético, es decir, como un combustible producido a partir de energía eléctrica de origen renovable no convencional (solar o eólica). Esto se realiza a través de 2 puntos:

1. Vincular el hidrógeno potencialmente utilizado a la generación eléctrica de origen solar o eólico a través de un conjunto de electrolizadores tipo PEM.

2. Definir y modelar los métodos y lugares de producción de hidrógeno verde. Para esto se toma en cuenta de que los recursos eólicos y solares varían según la localización geográfica, además de que la electricidad utilizada en la producción de hidrógeno verde se puede adquirir de distintas formas.

La metodología de trabajo, para este eje, queda definida con el diagrama de flujo mostrado en la figura (3.2).



Simbología:



Vinculación del H₂V a las ERNC's

Forma y locación de la producción del H₂V

Figura 3.2: Metodología de trabajo en integración del hidrógeno en el modelo PMR.

Se comienza con la integración de la generación renovable no convencional a la producción de hidrógeno, en donde se establece dentro del modelo PMR que el H_2 es un combustible producto de energía eléctrica eólica o solar, y que, para obtenerlo y utilizarlo, debe realizar inversiones en las tecnologías de generación mencionadas.

Luego, se trabaja en la segunda etapa del primer eje, donde inicialmente se determina

cuáles van a ser las formas de producción de hidrógeno a evaluar. A priori existen 2 opciones: *producción centralizada*, en que se produce el hidrógeno en un sector dedicado a la producción y luego se transporta a la zona de uso, y *producción descentralizada*, la que se genera y utiliza el hidrógeno en cada una de las zonas; ambas con 2 alternativas de adquisición de la energía eléctrica: invertir en tecnología ERNC o conectarse a la red.

Posterior a ello, y en función de que la generación eléctrica de origen renovable varía según el recurso energético disponible en la zona geográfica, se definen zonas de producción y consumo para las opciones mencionadas anteriormente, cada una con su respectiva caracterización en términos energéticos.

Una vez realizados los 2 procesos, se modelan e integran a la base de datos las opciones escogidas de producción centralizada y descentralizada. Finalmente, se establece un esquema de elección entre las opciones de producción seleccionadas, en donde, en cada zona, el modelo PMR debe escoger la opción más conveniente entre producir el H_2 *in-situ* (producción descentralizada) u optar por un hidrógeno transportado desde una zona con mejores condiciones energéticas (producción centralizada).

En el segundo eje se procede a modelar e integrar a los potenciales usos de este elemento en los distintos sectores energéticos presentes en el modelo PMR. La figura (3.3) muestra el esquema de trabajo utilizado en la realización de dicho proceso.

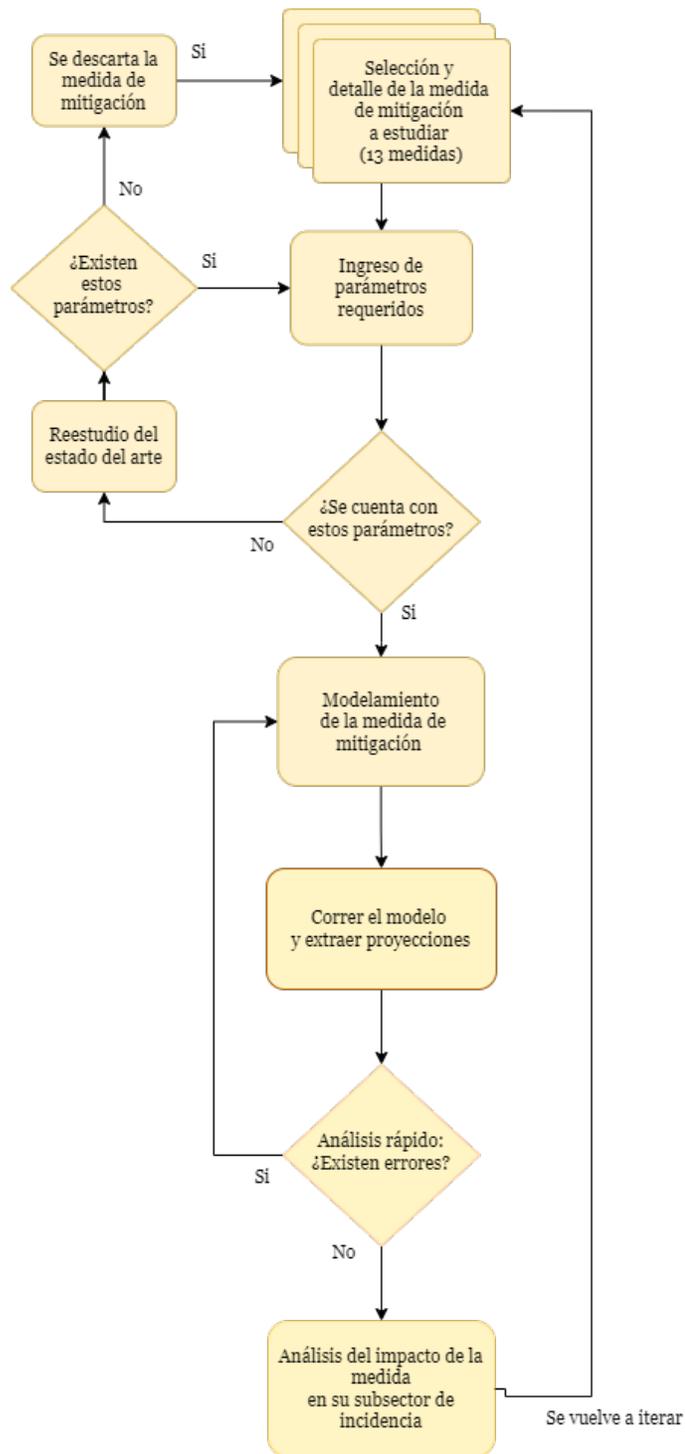


Figura 3.3: Metodología de trabajo en integración de los usos de hidrógeno en el modelo PMR.

Inicialmente se selecciona una de las 13 tecnologías de uso del hidrógeno, las que se detallan en la sección 3.2.1. Luego, se verifica si se cuenta con los parámetros requeridos por el modelo PMR: en caso de ello, se procede a integrar la medida de uso de hidrógeno seleccionada en el modelo de datos; en caso de que no existan datos debido a que la medida se encuentra en temprana fase de desarrollo o posea desafíos que no han sido solucionados, se descarta el

potencial uso de hidrógeno y se procede a seleccionar otra medida.

En el escenario que existan los parámetros requeridos, se realiza el modelamiento de la medida a través de la elaboración de un esquema conceptual con el fin de posicionarla como una alternativa válida para satisfacer la demanda interna en el modelo de optimización, estos esquemas se encuentran detallados en la sección 3.3.3.

Una vez realizados los procedimientos anteriores, se ejecuta el modelo de optimización con el fin de generar las proyecciones de demanda energética, de capacidad instalada (cantidad de vehículos, cantidad de calderas, etcétera) y de gases de efecto invernadero para cada subsector en que participe la medida. Se verifica mediante un análisis rápido si existen errores en las proyecciones: en caso de haberlos, se revisa el modelamiento de la medida integrada, mientras que en el caso de que no existan se procede a realizar un análisis detallado de los resultados obtenidos.

Finalmente, se itera el procedimiento para integrar otro potencial uso de hidrógeno al modelo PMR.

3.1. Descripción del modelo de planificación energética PMR

La herramienta computacional utilizada corresponde al Modelo de planificación energética PMR desarrollado por el Centro de Energía de la Universidad de Chile. Este es un modelo matemático de simulación y optimización que utiliza el lenguaje GAMS (*General Algebraic Modeling System*) para resolver problemas lineales y no lineales mediante una optimización entera mixta.

El modelo PMR busca evaluar el impacto conjunto y desagregado de distintas estrategias de mitigación de cambio climático en la matriz energética chilena. Dentro de su funcionamiento se encuentra la consideración de los energéticos primarios y secundarios representados en el Balance Nacional de Energía [25], como lo son el diésel, gasolina, kerosene, gas natural, gas licuado, carbón y electricidad (producida a través de centrales térmicas convencionales, hidroeléctricas, fotovoltaicas, CSP, eólicas, geotérmicas y de biomasa), etc. Así también interioriza los costos de inversión, de operación y de mantenimiento en su funcionamiento para optimizar; y finalmente realiza una proyección de GEI basada en las metodologías del Inventario de Gases de Efecto Invernadero [26].

El modelo permite evaluar el impacto de instrumentos de precio al carbono como los impuestos a las emisiones y los sistemas de permisos de emisiones transables. Asimismo, se pueden modelar medidas de mitigación de GEI específicas como la electromovilidad, la introducción de sistemas de almacenamiento, retiro de centrales a carbón y de gas natural, etc.

Los resultados que el modelo genera son:

- Proyección de oferta de generación eléctrica por central y tipo de tecnología.

- Proyección de demanda de energía para todos los sectores del Balance Nacional de Energía.
- Proyección de la capacidad instalada.
- Proyección de emisiones de gases de efecto invernadero.
- Proyección de costos de inversión, operación y mantenimiento de los elementos involucrados.

Tal como es mencionado en el inicio del capítulo, el modelo en su estado base no cuenta con una representación del hidrógeno como vector energético, ni con gran parte de las tecnologías que lo utilizan para satisfacer las diversas demandas en Chile. Dado lo anterior, inicialmente se debe definir e integrar al modelo la cadena de producción completa del hidrógeno en sí, siendo considerado como un producto de la energía renovable no convencional, y luego se modelan e implementan las tecnologías que lo utilizan como combustible.

3.1.1. Estructura general

La estructura del modelo PMR puede ser dividida en 3 grupos: el modelo de datos, el modelo de optimización y las proyecciones de salida. Lo anterior se conceptualiza en la figura (3.4).

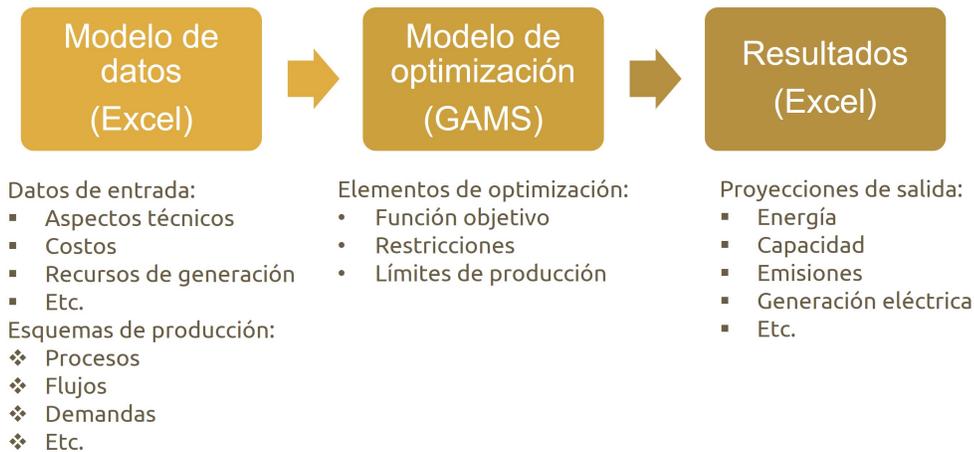


Figura 3.4: Estructura del modelo PMR.

El modelo de datos, en formato *Excel*, consiste en una base de datos que contiene todos los elementos necesarios para ejecutar el modelo de optimización. Además de definir valores numéricos para cada tecnología, energéticos, costos, etc. este grupo establece los esquemas de producción que el modelo de optimización pretende utilizar para cumplir sus restricciones. Los elementos generales de estos esquemas se encuentran definidos en la sección 3.1.2.

El modelo de optimización, desarrollado en el programa *GAMS*, se ejecuta leyendo los datos asociados al grupo anterior. Tiene el rol de determinar cual resulta ser la combinación

óptima de tecnologías, energéticos y otros para minimizar los costos asociados a su funcionamiento; así como que se cumplan las restricciones impuestas para que el modelo simule el comportamiento real de la matriz energética chilena.

Finalmente, el grupo resultados se refiere a las salidas del modelo, en formato *CSV*, que contienen las proyecciones buscadas en los objetivos para cada sector asociado, por lo tanto es necesario depurar estos datos para generar resultados aceptables.

3.1.2. Funcionamiento general

El modelo PMR utiliza un enfoque de optimización orientado a minimizar costos de tal forma que seleccione la alternativa tecnológica que posea menores costos de inversión, operación, mantenimiento, etc. Así mismo, esta selección debe satisfacer una demanda asociada a cada sector y subsector energético. La función objetivo a minimizar se describe en la ecuación 3.1.

$$\text{Min} \sum_{i,t} \text{factor}_t * (C_{\text{operación}} + C_{\text{inversión}} + C_{\text{coma}} + C_{\text{impuesto}} + C_{\text{offset}}) \quad (3.1)$$

- $C_{\text{operación}}$: costo de operación asociado al combustible utilizado por las tecnologías seleccionadas para satisfacer las distintas demandas, para cada año.
- $C_{\text{inversión}}$: costo de inversión de las tecnologías seleccionadas para satisfacer las distintas demandas.
- C_{coma} : costo de mantenimiento anual de las tecnologías utilizadas para satisfacer las distintas demandas.
- C_{impuesto} : pago asociado al impuesto de las tecnologías.
- C_{offset} : pago asociado a la compra de offset.

La restricción fundamental del modelo consiste en igualar la producción a la demanda de cada subsector. Lo anterior se logra mediante el establecimiento de una demanda anual proyectada en cada subsector, que puede variar entre acero producido, kilómetros recorridos, toneladas-kilómetro de carga movilizada, y muchas otras dependiendo de su naturaleza. Luego impone la restricción activa de que estas demandas deben ser satisfechas por una de las cadenas de producción energéticas que el modelo posee interiorizadas, que se posicionan como alternativas para satisfacer estas demandas impuestas; estas abarcan tanto el energético que se selecciona (carbón, diésel, etc), como la tecnología que lo utiliza.

Por otro lado, el modelo integra otras restricciones que realizan distintas funciones, entre ellas limitar las potencias mínimas y máximas, imponer eficiencias, entre otras.

En resumen, el modelo de planificación energética PMR determina cuál es la cadena de producción óptima para satisfacer las distintas demandas, de tal forma que minimice la función de costos mostrada en (3.1). El funcionamiento conceptual del modelo se encuentra detallado en la figura (3.5).

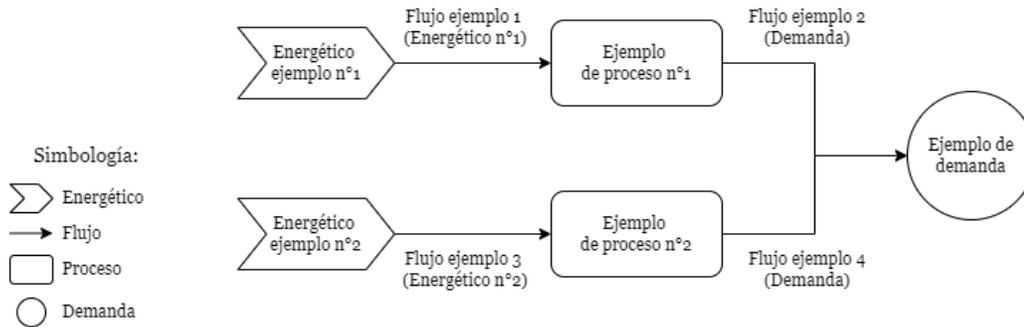


Figura 3.5: Esquema simplificado del funcionamiento del modelo PMR.

En el esquema expuesto se observa que existen 4 elementos destacables:

- Demanda: representa la cantidad de consumo del producto final asociado a cada subsector (azúcar, celulosa y cobre en el caso del sector industrial; km-recorridos por automóvil, km-recorridos por buses, etc en el caso del sector transporte; y así sucesivamente para cada sector) para cada año de la proyección.
- Energético: corresponde a la fuente energética que pone en marcha a la cadena de producción, en general es un combustible como por ejemplo el diésel, carbón, etc.
- Flujo: es un vector que conecta la salida de un elemento, con la entrada de otro. Contiene un tipo de producto en función de la salida de su proceso asociado
- Proceso: corresponde a la tecnología que hace uso de la energía para generar un producto. Se le asocia una intensidad¹, vida útil, año de entrada, etc. Los procesos pueden representar centrales eléctricas, motores, calderas, vehículos, etc.

Las cadenas de producción comienzan con energéticos disponibles para actuar como la fuente inicial de energía, luego, a través de un flujo, se conecta el uso del combustible seleccionado a la tecnología que hace uso de él para generar un producto que satisfaga la demanda; finalmente este producto es enlazado a la demanda anual a través de un segundo flujo, concluyendo así la cadena de producción y el cumplimiento de las restricciones impuestas.

Así mismo, el modelo puede contar con otro esquema alternativo que también permita satisfacer la demanda, reflejado en los elementos denominados *Ejemplo 2* de la figura analizada. La virtud del modelo PMR es que permite generar una competencia entre las cadenas de producción 1 y 2, determinando así cuál de las 2 representa una opción más costo-eficiente y seleccionándola para satisfacer la demanda en función de ello.

Cabe destacar que el esquema mostrado resulta ser una versión simplificada del funcionamiento real, en donde existen parámetros adicionales de participación energética, nodos imaginarios y otros elementos que son importantes al momento de implementar una alternativa para satisfacer la demanda impuesta.

¹ Es un rendimiento o eficiencia de un proceso que relaciona sus flujos de salida con sus flujos de entrada. Cada proceso tiene su propia intensidad cuya unidad puede variar según el tipo.

3.2. Definición del caso de estudio

Se define el caso de estudio a considerar en el presente trabajo de título, el cual corresponde a la optimización realizada por el modelo PMR que considera 13 tecnologías de uso de hidrógeno descritas en 3.2.1 en Chile, incidiendo tanto a nivel general en la matriz energética chilena, como en los respectivos subsectores en que tienen participación.

3.2.1. Sectores energéticos y usos de hidrógeno a considerar

A partir de los sectores considerados en la planificación energética de largo plazo [4] (residencial, comercial, público, transporte, industria, minería y generación eléctrica), se enfoca el trabajo en los que son propensos a una potencial entrada de hidrógeno en su matriz energética. Además, se modelan e integran 13 alternativas de tecnologías de uso de hidrógeno verde en los sectores descritos.

1. Sector residencial: considera todo aquel consumo energético realizado dentro de una vivienda residencial, en particular calefacción (utilizando electricidad, leña y combustibles fósiles), elementos de cocina, electrodomésticos, iluminación y otros. El modelo subdivide este sector según la región en que se encuentre debido a las diferencias climáticas. Los subsectores a evaluar en el presente trabajo para la entrada de hidrógeno son:

- ACS¹ vía gas natural.
- Calefacción general vía gas natural.

Los usos de hidrógeno modelados en este sector son:

- Mezcla de hidrógeno con gas natural para calderas residenciales.
- Mezcla de hidrógeno con gas natural para calefacción residencial.

2. Sector transporte: todo aquel medio de transporte motorizado utilizado en el país, abarcando automóviles, buses (urbanos e interurbanos), camiones (de carga ligera y pesada), trenes, aeronaves, barcos y otros medios menos utilizados. Los subsectores a evaluar en el presente trabajo para la entrada de hidrógeno son:

- Automóviles ligeros y medianos.
- Flota de Buses urbanos "Transantiago".
- Camiones de transporte de carga ligera.
- Barcos de transporte de carga.
- Aviones comerciales.

Los usos de hidrógeno modelados en este sector son:

¹ Agua caliente sanitaria.

- Inserción y masificación de automóviles ligeros ¹ y medianos ² con celdas de combustible.
 - Inserción y masificación de buses urbanos con celdas de combustible (FCEB).
 - Inserción y masificación de camiones de carga pesada que funcionen con celdas de combustible.
 - Uso de hidrógeno verde en barcos de carga con celdas de combustible.
 - Inserción de aviones comerciales que funcionen con celdas de combustible.
3. Sector industrial: comprende los procesos de refinación de petróleo, siderurgia, de producción de alimentos, producción de celulosa, producción de cemento, pesca e industrias varias. Los subsectores a evaluar en el presente trabajo para la entrada de hidrógeno son:
- Siderurgia.
 - Producción de amoniaco.

Los usos de hidrógeno modelados en este sector son:

- Uso de hidrógeno verde en la producción de acero.
 - Uso de hidrógeno verde en la generación de amoniaco.
4. Sector minero: considera todo consumo energético efectuado en la extracción de minerales, entre ellos camiones de extracción, camiones de carga pesada, intercambio de calor, maquinaria motriz, iluminación, equipos eléctricos, calderas, etc. En particular el subsector en que se evalúa la entrada de hidrógeno son los camiones de extracción minera (CAEX). Los usos de hidrógeno modelados en este sector son:
- Uso de hidrógeno verde en camiones mineros de extracción con funcionamiento dual (mezcla de hidrógeno con diésel).
 - Uso de hidrógeno verde en camiones mineros de extracción con celdas de combustible.
5. Sector de generación eléctrica: comprende todo el funcionamiento necesario para generar la energía eléctrica. Dentro de la generación, se comprenden todas las tecnologías pertenecientes a la matriz eléctrica chilena, es decir, centrales diésel, a carbón, GNL, hidroeléctricas de pasada, hidroeléctricas de embalse, fotovoltaicas, eólicas, CSP, geotérmicas y de biomasa; además, se incluye el almacenamiento eléctrico existente. Los usos de hidrógeno modelados en este sector son:
- Uso de mezcla de gas natural e hidrógeno en centrales de generación eléctrica.
 - Uso de mezcla de diésel e hidrógeno en centrales de generación eléctrica.

Cabe destacar que la inserción de la medida de hidrógeno incluye la cadena de valor completa en el modelo de optimización, es decir, la generación de este mediante electrolizadores energizados por tecnología de ERNC junto con el almacenamiento y transporte óptimo para el tipo de uso en estudio.

¹ Automóviles ligeros: *City-cars, Sedan y SUV*

² Automóviles medianos: furgones y camionetas

3.2.2. Caso de estudio

El caso de estudio corresponde a la ejecución del modelo PMR, considerando la implementación de las medidas de uso de hidrógeno en Chile, listadas anteriormente. Se analiza el impacto energético del trabajo realizado en 2 marcos:

1. Marco global, en donde se muestra y analiza el impacto de las medidas en conjunto en la matriz energética chilena.
2. Marco particular, en donde detalla el impacto energético cada medida de uso de hidrógeno en su respectivo subsector de incidencia.

Es necesario destacar que los resultados obtenidos corresponden al producto de la optimización realizada por el modelo de planificación energética, por lo que la presencia de las cadenas de producción seleccionadas, y por ende de los energéticos utilizados, se debe netamente a que estos resultan ser alternativas costo-eficientes en el proceso de optimización. En el caso en que una medida de uso de hidrógeno no se posicione como una alternativa en ningún año de la proyección, se verifica la diferencia de costos mediante la evaluación de un escenario que fuerce su entrada.

La tabla (3.1) agrupa los usos de hidrógeno a modelar en el presente trabajo de título, en conjunto con sus respectivos sectores y subsectores de incidencia.

Tabla 3.1: Usos de hidrógeno a evaluar

Sector	Subsector	Uso de hidrógeno
Transporte	Automóviles ligeros	Automóviles ligeros con CC
	Automóviles medianos	Automóviles medianos con CC
	Buses urbanos en la RM	Buses urbanos con CC
	Camiones de carga	Camiones de carga con CC
	Transporte de carga vía marítima	Barcos de carga con CC
	Transporte aéreo	Aviones comerciales con CC
Minería	Camiones de extracción minera	CAEX dual diésel-H2
		CAEX con CC
Residencial	Calefacción vía GN en la RM	Calefactores acondicionados H2
	ACS vía GN en la RM	Calderas acondicionadas H2
Industrial	Producción de amoniaco verde	Producción de amoniaco a través de H2
	Siderurgia	Producción de acero a través de H2
Generación eléctrica	Generación eléctrica	Central mezcla diésel-H2
		Central dual GN-H2

^a

^a Fuente: elaboración propia.

3.3. Implementación del hidrógeno verde en el modelo PMR

Tal como se menciona al inicio del capítulo, para detallar correctamente la definición del hidrógeno como vector energético, junto con la integración de sus potenciales usos en los distintos subsectores del modelo PMR, se divide el modelamiento realizado en 2 ejes:

1. Modelamiento y definición del hidrógeno verde como vector energético en el modelo PMR: en esta etapa se modela la producción de hidrógeno verde utilizando fuentes de energías renovables. Asimismo, se determina la ubicación regional donde se realiza este proceso junto con la forma de obtención de la energía eléctrica requerida.
2. Modelamiento de las tecnologías que utilizan al hidrógeno verde: se modelan las tecnologías que hacen uso del hidrógeno a través del levantamiento de información de parámetros técnicos y económicos detallados en el anexo B. Las tecnologías que utilizan hidrógeno compiten en términos de costo-eficiencia con otras alternativas convencionales en el subsector asociado.

3.3.1. Modelamiento del hidrógeno verde como vector energético

El hidrógeno verde, al ser un vector energético, no puede ser tratado cómo un combustible tradicional, sino que se debe visualizar como el producto generado a partir de energía eléctrica renovable y agua. Chile no pretende ser un país importador de H_2V , sino que apunta a producirlo y exportarlo a un precio altamente competitivo en función de los elevados recursos solares y eólicos que posee el territorio. Lo anterior implica que el modelo de optimización debe considerar la generación eléctrica de origen renovable en la producción de hidrógeno.

El hecho de ser producido a través de energía eléctrica indica que es necesario integrar la generación renovable no convencional en la obtención de hidrógeno verde para su posterior competencia con otros energéticos. La figura (3.6) presenta el esquema conceptual en la integración de la ERNC.

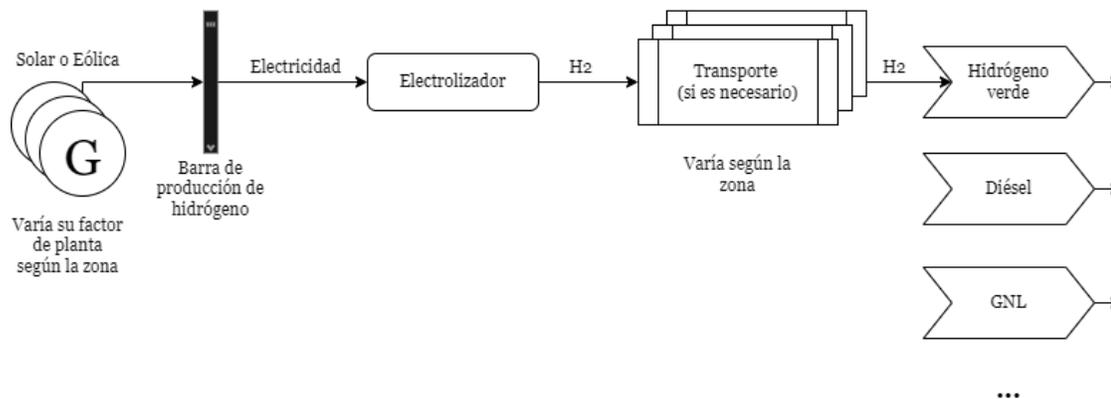


Figura 3.6: Esquema de producción de hidrógeno a partir de ERNC.

Tal como se observa en la figura, el modelo debe enlazar la generación renovable no convencional a la producción de hidrógeno y a su vez debe seleccionar la tecnología de generación eléctrica que resulte ser la más conveniente en términos económicos. Para ello, se genera una barra eléctrica ficticia a la que se conectan estas centrales para competir en la producción de hidrógeno. Luego la energía es enviada a un electrolizador tipo PEM para producir el H_2V deseado. Posterior a esto, el elemento es transportado (si así lo determina el modelo de optimización) desde el punto de producción al punto de consumo. Finalmente el H_2 verde actúa como combustible, compitiendo, según sea el caso, con otras fuentes energéticas como el diésel, gas natural, electricidad residencial, etc.

La programación necesaria para integrar el procedimiento anterior en el modelo de optimización se lleva a cabo mediante la definición de un conjunto de variables y ecuaciones que se detallan en el anexo A.

3.3.1.1. Aspectos económicos

Una vez definido el esquema técnico del hidrógeno verde como vector energético dentro del modelo de optimización, se le debe asociar un precio al hidrógeno verde como cualquier otro combustible.

En función de lo anterior, se considera el *Levelized Cost Of Hydrogen* (LCOH) como el precio del hidrógeno verde a utilizar, el cual corresponde al precio de venta que tendría el hidrógeno verde tal que el valor actual neto (VAN) del proyecto sea cero. Lo anterior considerando una tasa de rentabilidad del 8% (valor utilizado en estudios previos realizados por el Centro de Energía que utilizan este modelo) y una vida útil de los proyectos de producción de 30 años.

Es importante destacar que, como se menciona en la sección 3.1, el modelo separa la estructura de la generación eléctrica del resto de sectores energéticos. En función de lo anterior, el cálculo del LCOH asociado a los equipos de producción y transporte de hidrógeno se detalla en las ecuaciones mostradas en [3.2]; mientras que los costos relacionados a la inversión y mantenimiento de las centrales de generación renovable no convencional se interiorizan mediante el modelamiento de centrales dedicadas a la producción de hidrógeno. La operación de las centrales de generación, y por ende los costos de inversión y mantenimiento asociados, se vinculan al precio de obtención del hidrógeno mediante las restricciones detalladas en el anexo A.

Cabe destacar que los valores numéricos que se utilizan en la ecuación varían según la forma de producción que se seleccione, la que se encuentra detallada en la sección 3.3.2.

$$LCOH\left[\frac{USD}{kgH_2}\right] = \frac{FRC*CAPEX+C.V.N.C+C.V.C_{Electricidad}+C.V.C_{Aqua}}{Producción\ anual\ H_2} + Costo_{transporte}$$

$$FRC = \frac{r*(1+r)^n}{(1+r)^n-1} \quad (3.2)$$

$$Producción\ anual\ H_2 = Horas_{oper} * Capacidad_{Ez} * Cons.Específico_{Elec}$$

$$Horas_{oper} = 8760 * F.P. * 0.9$$

En donde:

- *FRC*: Factor de recuperación del capital, se utiliza para calcular los pagos iguales requeridos para amortizar un monto presente de un préstamo.
- *r*: Tasa de rentabilidad, se fija en un 8 %.
- *n*: Vida útil del proyecto.
- *CAPEX*: Costo de inversión total del electrolizador ¹.
- *C.V.N.C*: Costo variable no combustible anual.
- *Producción anual H₂*: Cantidad de hidrógeno producida anualmente ².
- *F.P.*: factor de planta. Permite conocer cuantas horas se opera al año, varía según el recurso energético disponible. Se le añade un factor de 0.9 para representar el periodo anual de mantenimiento del electrolizador.
- *Costo_{transporte}*: costo asociado a transportar el hidrógeno verde desde su lugar de producción hasta el de consumo. En caso de que el modelo opte por una opción de autogeneración, este valor es nulo.

De las ecuaciones presentadas anteriormente se extrae que el precio del hidrógeno varía según los siguientes elementos:

1. Costos asociados a la tecnología de ERNC a utilizar.
2. Factor de planta, en función del recurso de la zona.
3. Costo de transporte del hidrógeno (si existe).
4. Precio del agua en la zona.

El primer elemento queda decidido por el modelo de optimización en su bloque de generación eléctrica, el cual escoge entre la opción que sea capaz de generar a un menor precio según tipo de recurso (solar o eólico) que predomine en cada zona. El segundo, se determina según el potencial energético renovable presente en la zona. El tercer elemento adquiere un valor numérico en caso de que se el hidrógeno produzca en una zona y se transporte a otra. Finalmente el cuarto, varía según la región en que se produzca.

Lo anterior indica que se requiere del establecimiento geográfico de potenciales zonas de producción y consumo de hidrógeno, el cual se detalla en la sección posterior.

¹ No se considera el costo de inversión de la central productora porque este está interiorizado en el precio de la electricidad utilizada (LCOE).

² Como la cantidad de hidrógeno a producir en el año es determinada por el modelo de optimización, se opera bajo el supuesto de que se produce el hidrógeno cada vez que existe el recurso renovable no convencional para producirlo.

3.3.2. Definición de la forma y lugar de la producción del hidrógeno

La ubicación geográfica de los proyectos de centrales de energía renovable no convencional y el método de obtención de la electricidad, son parámetros determinantes para asignar valores a la ecuación [3.2] y obtener los precios proyectados del hidrógeno verde.

Lo anterior implica que la elección de la ubicación en la producción de hidrógeno verde y de la forma de obtención de la electricidad utilizada deben estar integrados en el modelo de planificación, de tal forma que este determine cual es el tipo de producción óptimo en términos geográficos.

Existen 4 formas de producir el hidrógeno verde, las cuales se detallan a continuación y quedan representadas en la figura (3.7).

1. Se produce el H_2V en el mismo lugar en que se utiliza. La energía eléctrica se obtiene a partir de la inversión en una central renovable no convencional dedicada a producir H_2V .
2. Se produce el H_2V en el mismo lugar en que se utiliza. La energía eléctrica se obtiene a partir de la conexión al sistema eléctrico.
3. Se produce el H_2V en una zona distinta al lugar de uso y luego es transportado hacia este último. La energía eléctrica se obtiene a partir de la inversión en una central renovable no convencional dedicada a producir H_2V .
4. Se produce el H_2V en una zona distinta al lugar de uso y luego es transportado hacia este último. La energía eléctrica se obtiene a partir de la conexión al sistema eléctrico.

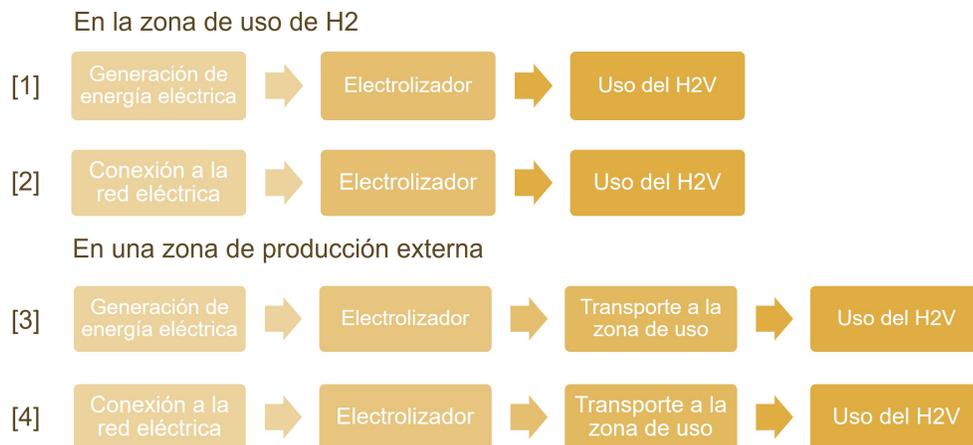


Figura 3.7: Formas de producción de hidrógeno verde.

En el presente trabajo de título, sólo las opciones 1 y 3 son analizadas e integradas al modelo, en donde para efectos de síntesis en la escritura, desde este punto en adelante serán denominadas como *producción centralizada* y *producción descentralizada* respectivamente.

Previo a la descripción de cada tipo de producción, se caracterizan las zonas geográficas escogidas para el análisis.

3.3.2.1. Caracterización de zonas geográficas

Como el costo de producción del hidrógeno puede variar entre un lugar y otro, es necesario determinar puntos de producción y consumo según sea el caso. Por simplificación, se divide a Chile en 5 zonas según sus características geográficas naturales. La figura (3.8) indica el alcance de las zonas escogidas.

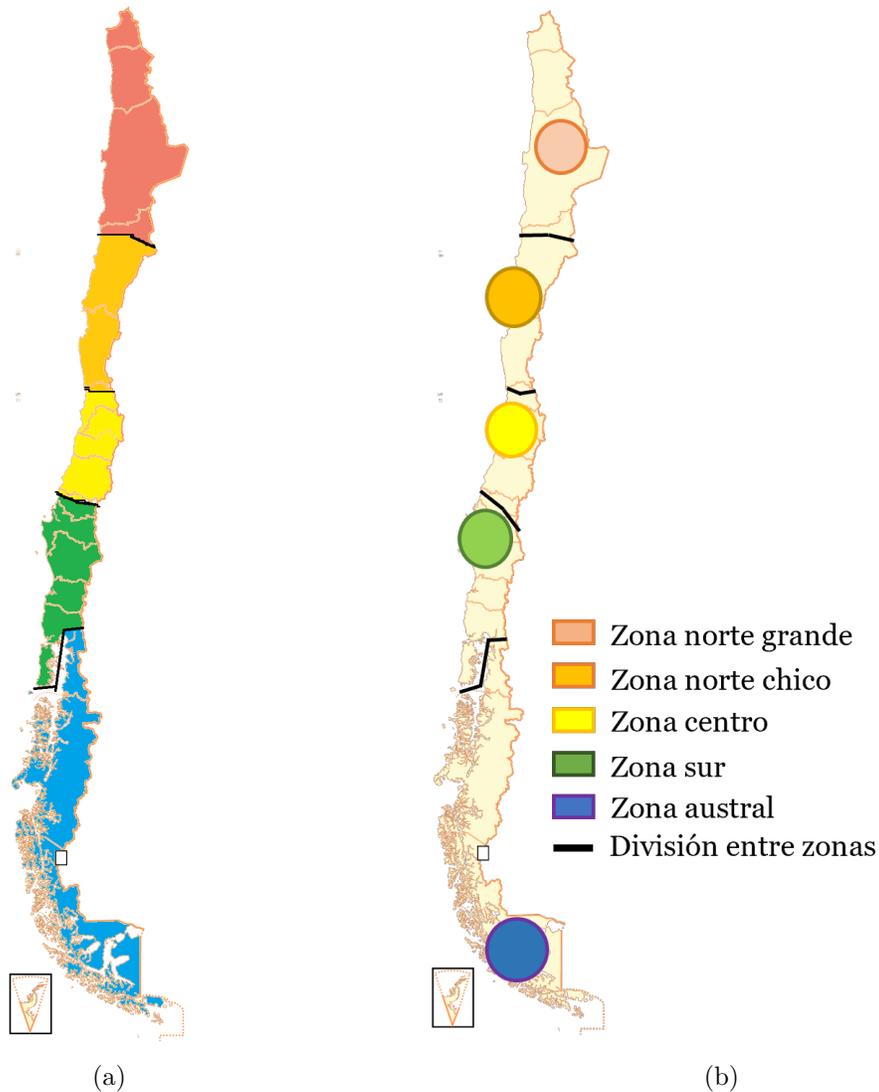


Figura 3.8: División territorial de Chile en 5 zonas geográficas.

Estas zonas corresponden a:

- Zona Norte grande: comprende un área representativa entre las regiones de Arica y Parinacota, Tarapacá, Antofagasta y el norte de Atacama.
- Zona Norte chico: comprende un área representativa entre las regiones de Atacama

(centro-sur), Coquimbo y Valparaíso.

- Zona Central: comprende un área representativa entre las regiones de Valparaíso, Metropolitana, O’Higgins, Ñuble y Bio-Bío.
- Zona Sur: comprende un área representativa entre las regiones Bio-Bío, La Araucanía, Los Ríos y Los Lagos (parcial).
- Zona Austral: comprende un área representativa entre las regiones Los Lagos, Aysén y Magallanes.

A cada zona se le asigna un sector específico que tenga las características geográficas adecuadas para la producción de hidrógeno verde; entre ellas un buen factor de planta, acceso al agua requerida y el espacio necesario para instalar tanto las fuentes de energía renovable como los electrolizadores necesarios.

Por otro lado, al dividir a Chile en zonas geográficas, se hace necesario distribuir la demanda de hidrógeno verde en cada zona, para así lograr una mayor precisión con respecto a la competencia económica con otras tecnologías. La tabla (3.2) muestra los porcentajes de participación de la demanda de hidrógeno por zona y, por ende, de cada subsector objetivo.

Tabla 3.2: Asignación geográfica a la demanda de hidrógeno por zona.

Uso de hidrógeno	Subsector objetivo	Participación por zona [%]				
		Norte grande	Norte chico	Centro	Sur	Austral
Barco de carga H2	Transporte marítimo de carga ^a	30.8	10.1	28.1	24.9	4.3
Avión H2	Transporte aéreo de pasajeros ^b	4.5	0.1	92.6	1.3	1.5
Automóvil H2	Transporte privado de pasajeros ^c	7.1	9.2	67.2	10.1	6.3
Automóvil mediano H2	Transporte privado de pasajeros ^d	7.1	9.2	67.2	10.1	6.3
Transantiago H2	Transporte público en la RM	0	0	100	0	0
Camión de carga H2-FC	Transporte terrestre de carga ^e	7	10.8	61.4	12.3	8.4
Siderurgia H2	Industria	0	0	0	100	0
Amoníaco H2	Industria	0	0	0	0	100
Central H2-diesel	Generación eléctrica	0	0	0	100	0
Central H2-GN	Generación eléctrica	0	0	100	0	0
CAEX H2-diesel	Minería	74.3	11.4	14.3	0	0
Calderas residenciales	Residencial	0	0	100	0	0
Calefacción residenciales	Residencial	0	0	100	0	0

^a Fuente: Boletín estadístico marítimo 2020, Directemar, 2021, Chile.

^b Fuente: Estadística histórica - tráfico nacional e internacional en 2021, Junta Nacional de Aeronáutica Civil, 2022, Chile.

^c Fuente: Permisos de Vehículos en Circulación 2020, Instituto Nacional de Estadísticas, 2021, Chile.

^d Fuente: Permisos de Vehículos en Circulación 2020, Instituto Nacional de Estadísticas, 2021, Chile.

^e Fuente: Permisos de Vehículos en Circulación 2020, Instituto Nacional de Estadísticas, 2021, Chile.

La distribución está asociada a cada uno de los potenciales usos en los distintos sectores energéticos. Por ejemplo, la demanda asociada al uso del hidrógeno en el transporte aéreo se concentra en un 92 % en la zona centro, debido a que el 92 % de los vuelos comerciales ocurre en el aeropuerto internacional Arturo Merino Benítez, ubicado en la ciudad de Santiago.

En el caso del hidrógeno en el sector residencial, debido a que la totalidad de proyectos que buscan mezclar el hidrógeno con el gas natural para fines residenciales se encuentra en la

zona centro, además de que sólo esta zona cuenta con la infraestructura requerida (gasoductos instalados y operativos), se evalúa la inserción de esta medida únicamente en esta zona. Por otro lado, si bien las centrales de generación diésel y de gas natural se distribuyen a lo largo de todo el país, se considera la simplificación de que las centrales de diésel- H_2 y GN- H_2 se encuentran en la zona sur y centro respectivamente.

3.3.2.2. Producción centralizada

El caso de la producción centralizada implica definir una zona de producción y almacenamiento de hidrógeno verde y transportarlo hacia las zonas en donde será utilizado a través de rutas definidas, lo anterior se realiza para obtener el costo que representa transportar el H_2V desde su generación hasta su destino. El esquema (3.9) muestra esencialmente el concepto de la producción centralizada.

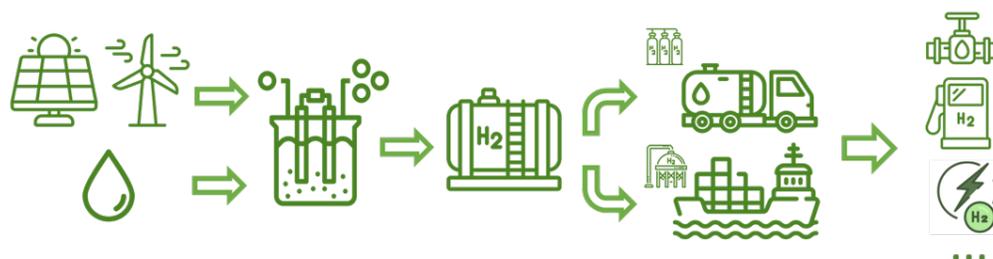


Figura 3.9: Esquema de producción centralizada.

En donde se cuenta con:

- Centrales renovables no convencionales dedicadas a la generación de la energía eléctrica a utilizar (sólo en el sector de producción).
- Producción de hidrógeno a través de electrolizadores tipo PEM (sólo en el sector de producción).
- Compresión y almacenamiento del hidrógeno gaseoso a través de compresores y contenedores (sólo en el sector de producción).
- Transporte del hidrógeno desde la zona de producción hacia las zonas de consumo vía terrestre o marítima.

3.3.2.2.1. Caracterización de la zona de producción

El precio de venta del hidrógeno al consumidor (LCOH) depende de parámetros como el costo de inversión de la tecnología de generación renovable, el factor de planta, la cantidad de kilómetros de transporte y el precio del agua.

En función de lo anterior, la producción centralizada establece un punto de producción de hidrógeno verde en las 5 zonas descritas anteriormente, cada una contando con 4 rutas de transporte para las zonas restantes; esto supone un total de 20 casos de estudio. Por ejemplo, se considera la producción de hidrógeno en el norte grande y se generan rutas de transporte

en las zonas norte chico, centro, sur y austral; y luego se repite el procedimiento para el resto de las zonas, tal como muestra el esquema (3.10).

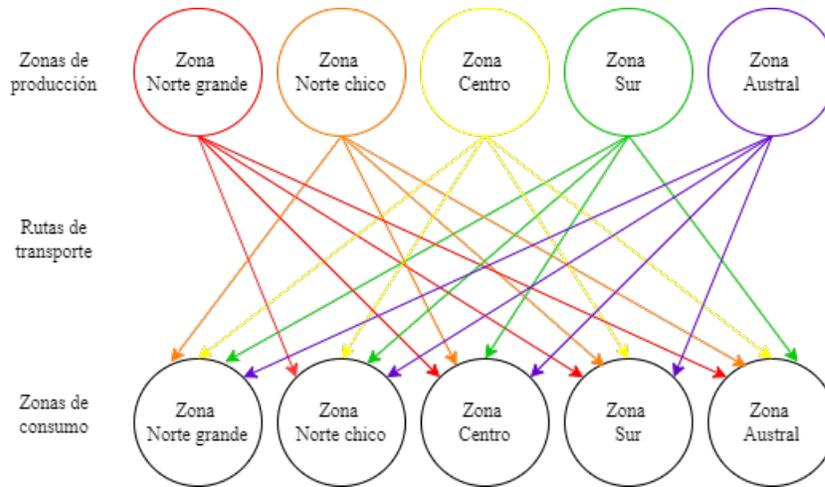


Figura 3.10: Potenciales casos de estudio de producción centralizada.

En donde las flechas representan las 20 potenciales rutas de transporte que abarca este caso, las cuales se constituyen de una combinación entre transporte marítimo y terrestre según sea el caso. Cabe destacar que la ruta de transporte de una zona a sí misma no se considera debido a que este caso se abarca en la producción descentralizada.

Por simplificación, en el presente trabajo de título se trabaja bajo el supuesto de que la totalidad del hidrógeno asociado a la producción centralizada se genera únicamente en el norte chico. Se prioriza a esta zona por sobre las otras debido a 3 factores:

1. Presencia de recurso solar y eólico, siendo la primera la tecnología más económica.
2. Altos factores de planta para la generación solar y eólica.
3. La cercanía con las zonas centro y norte grande, que son las áreas con una mayor participación en el potencial uso de hidrógeno, según lo definido en la sección anterior.

Así, la figura (3.11) define el sector de producción junto con las rutas que lo conectan con los potenciales sectores de consumo de hidrógeno.

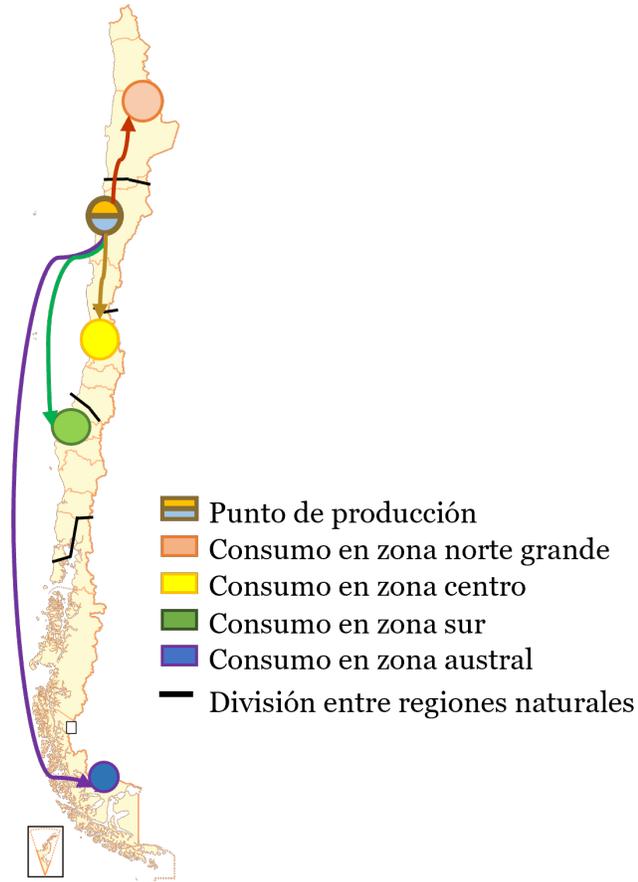


Figura 3.11: Rutas potenciales entre los sectores de producción y consumo de H₂.

3.3.2.2.2. Caracterización de las rutas de transporte

El transporte corresponde al traslado del hidrógeno desde los puntos de producción hasta las zonas de consumo. Se considera un universo de 3 posibles opciones de transporte cuyo criterio de utilización se basa en la distancia recorrida. Las alternativas de traslado se muestran en la tabla (3.3).

Tabla 3.3: Alternativas de transporte según su recorrido [9].

Tipo de transporte	Estado del H ₂	Distancia
Camiones - CH ₂	Gaseoso	<1000 [km]
Camiones - LH ₂	Líquido	<1000 [km]
Marítimo - LH ₂	Líquido	>1000 [km]

Teniendo en cuenta el criterio mencionado y las zonas de producción y consumo definidas en las secciones anteriores, se asigna una ruta al uso de cada medida de utilización de hidrógeno verde que se origina en sus respectivos centros de producción, la cual se muestra en la tabla (3.4).

Tabla 3.4: Rutas de transporte para los distintos consumos.

Origen	Destino	Distancia [km]	Tipo
Norte chico	Centro	540	Camión GH2
Norte chico	Norte grande	660	Camión GH2
Norte chico	Sur	170	Camión LH2
		970	Barco LH2
Norte chico	Austral	170	Camión LH2
		2970	Barco LH2

3.3.2.3. Producción descentralizada

La producción descentralizada consiste en implementar puntos de producción de hidrógeno verde para cada una de las 5 zonas geográficas descritas en la sección 3.3.2.1, los cuales están destinados a satisfacer únicamente a esa zona. Es decir, la producción de hidrógeno verde en la zona centro satisface al consumo de hidrógeno en esa zona, la producción en la zona sur satisface su propio consumo, y así sucesivamente.

En términos de equipos utilizados, el concepto de la producción descentralizada cuenta con los elementos mostrados en la figura (3.12):

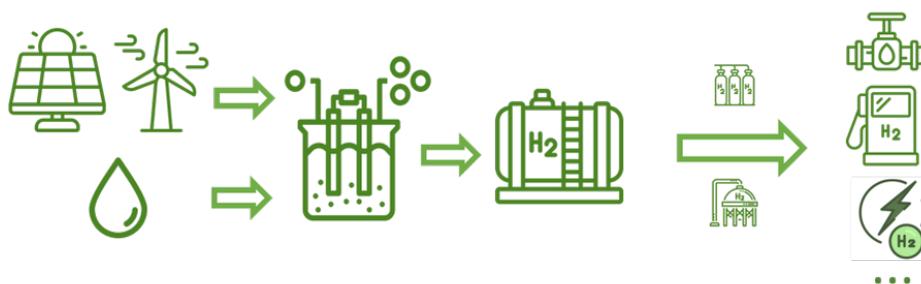


Figura 3.12: Esquema de producción descentralizada.

- Centrales renovables no convencionales dedicadas a la generación de la energía eléctrica a utilizar.
- Producción de hidrógeno a través de electrolizadores tipo PEM.
- Compresión y almacenamiento del hidrógeno gaseoso a través de compresores y contenedores.

Apuntando el concepto de producción de hidrógeno a las 5 zonas geográficas, la figura (3.13) muestra el mapa de Chile en el escenario de producción descentralizada, mientras que la tabla (3.5) muestra los factores de planta asociados a las potenciales centrales en cada zona. Por simplificación, se ha supuesto un número reducido de tecnologías de generación de la energía eléctrica requerida para producir el hidrógeno verde, en donde cada zona posee una tecnología predominante.

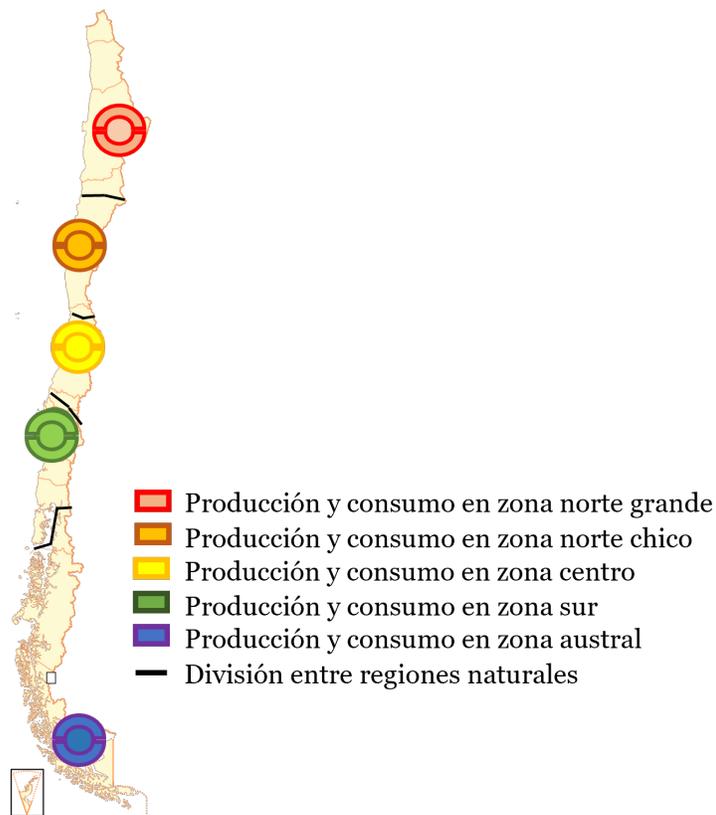


Figura 3.13: Zonas de producción y consumo de hidrógeno en la producción descentralizada.

Tabla 3.5: Factores de planta de las potenciales centrales de ERNC en cada zona geográfica.

Zonas de autogeneración		
Sector	ERNC utilizada	Factor de planta ^a
Norte grande	Solar	0.343
Norte chico	Solar	0.309
Norte chico	Eólica	0.321
Centro	Solar	0.19
Sur	Eólica	0.324
Austral	Eólica	0.525 ^b

^a Fuente: Datos del centro de energía.

^b Fuente: identificación de Potenciales Renovables-Caso Eólico, Ministerio de energía, 2021.

3.3.2.4. Modelo de elección del tipo de producción

Una vez definidos los tipo de producción de hidrógeno verde, se utiliza un enfoque de optimización que permita al modelo decidir si optar por la producción centralizada o la producción descentralizada por zona geográfica. La figura (3.14) muestra el esquema utilizado

para integrar este nivel de precisión.

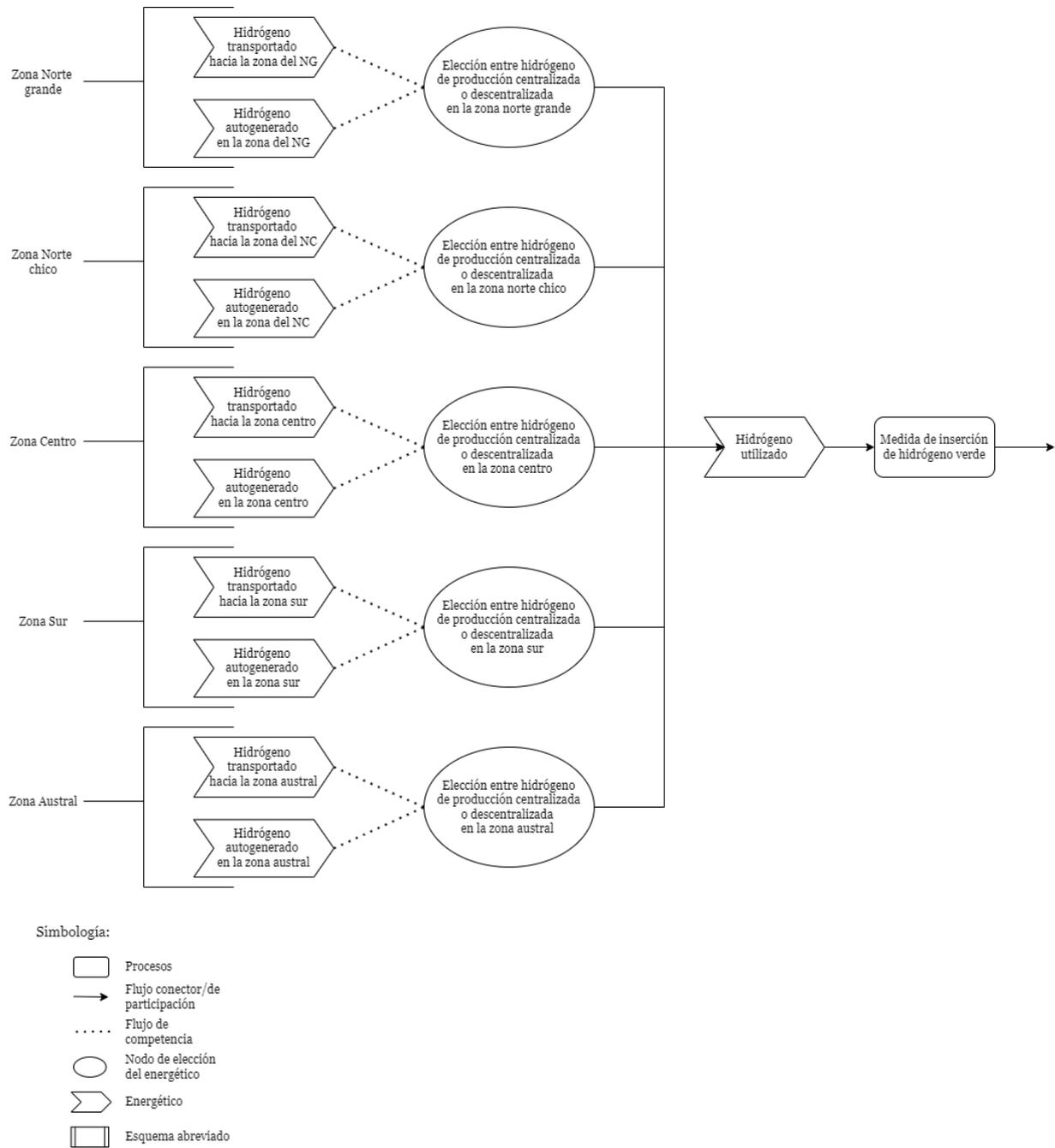


Figura 3.14: Esquema de competencia zonal para cada medida y su respectiva abreviación.

Para cada aplicación del hidrógeno, en cada una de las 5 zonas, el modelo establece cual tipo de producción de hidrógeno verde satisface la demanda de este último. Por ejemplo, el modelo determina de dónde proviene el hidrógeno para satisfacer la demanda de los camiones CAEX con celdas de combustible (en el caso de que el modelo determine que son competitivos); se precisa si el hidrógeno se produce en la misma zona donde se demanda o el hidrógeno se produce en el norte chico, lo cual implica costos de transporte adicionales.

Lo anterior se lleva a cabo mediante la creación de 2 energéticos que corresponden al hidrógeno verde relacionado a la producción centralizada, el cual como se describe en la sección 3.3.2.2 proviene desde el norte chico y es transportado; y el hidrógeno asociado a la producción descentralizada, que es generado en la misma zona siguiendo la metodología descrita en la sección 3.3.2.3. De las 2 opciones mencionadas, el modelo escoge la más conveniente a través de un nodo de elección, que decide cual es la forma de obtención del H_2V más económica, para cada zona. Posterior a esto, el hidrógeno verde escogido en cada zona se combina según las participaciones descritas en la tabla (3.2), formando así el energético que compite con otras alternativas (diésel, carbón, etc.).

En resumen, para cada medida de inserción de hidrógeno verde, el modelo PMR escoge el tipo de obtención de H_2 verde en cada zona en que la medida participe.

3.3.3. Modelamiento de los usos de hidrógeno

Se detallan los esquemas de modelamiento utilizados para representar el uso del hidrógeno en los distintos sectores.

Es importante reiterar que cada esquema asociado a una medida de mitigación posee una participación por zona geográfica, y que el modelo debe determinar el origen óptimo de H_2 en cada una de estas. Con el fin de simplificar el esquema de modelamiento de la sección 3.3.2.4, se resume el esquema de la figura (3.14) en el cuadro (3.15).

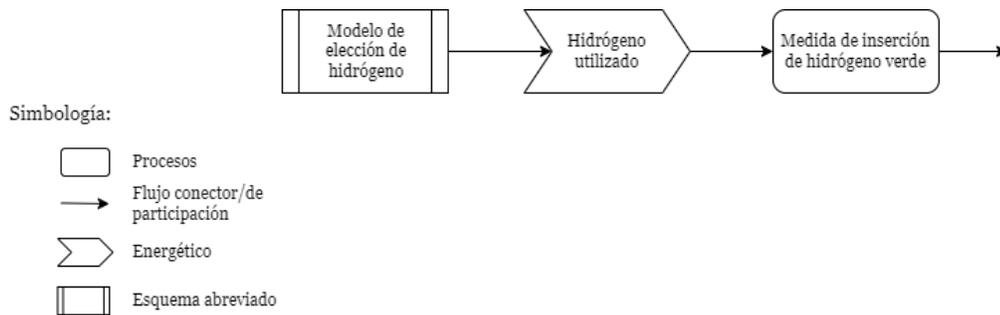


Figura 3.15: Esquema de competencia zonal abreviado.

3.3.3.1. Sector transporte

Dentro del sector de transporte el hidrógeno verde puede integrarse de diversas formas a través del reemplazo del motor de combustión interna tradicional por sistemas de celdas de combustible, los cuales funcionan únicamente con H_2 . Los vehículos a modelar en el presente trabajo de título son:

- Automóviles livianos y medianos con celdas de combustible.
- Buses urbanos en la región metropolitana con celdas de combustible.
- Camiones para transporte carga celdas de combustible.
- Barcos para transporte de carga con celdas de combustible.

- Aviones comerciales con celdas de combustible.

3.3.3.1.1. Automóviles

En el caso del transporte de pasajeros vía vehículos privados, se evalúan 2 medidas de inserción de hidrógeno: vehículos livianos con celdas de combustible, los cuales comprenden a los automóviles tipo *city-car*, *sedan* y *SUV*; y vehículos medianos con celdas de combustible, que abarcan la familia de camionetas y furgones.

Con el fin de implementar esta medida de mitigación en el modelo de optimización, se analiza la cadena de recorrido completa del hidrógeno desde la estación de servicio hasta el vehículo del consumidor. Se considera como punto de partida a la obtención de hidrógeno en la hidrolinera, donde este es comprimido a 700 [bar], almacenado y luego dispensado como 'hidrógeno para transporte' para ser utilizado en automóviles livianos y medianos.

Los automóviles con celdas de combustible se abastecen de hidrógeno en una estación dispensadora (hidrolinera o hidrogenera); estas tienen la capacidad de distribuir 548 [ton] de H_2 por año. Una mayor demanda del combustible requiere implementar nuevas estaciones. Los valores utilizados para determinar la operación anual de la estación junto sus costos asociados se encuentran detallados en el anexo B.

La figura (3.16) muestra el diseño conceptual utilizado para modelar la inserción de automóviles a hidrógeno en el medio chileno.

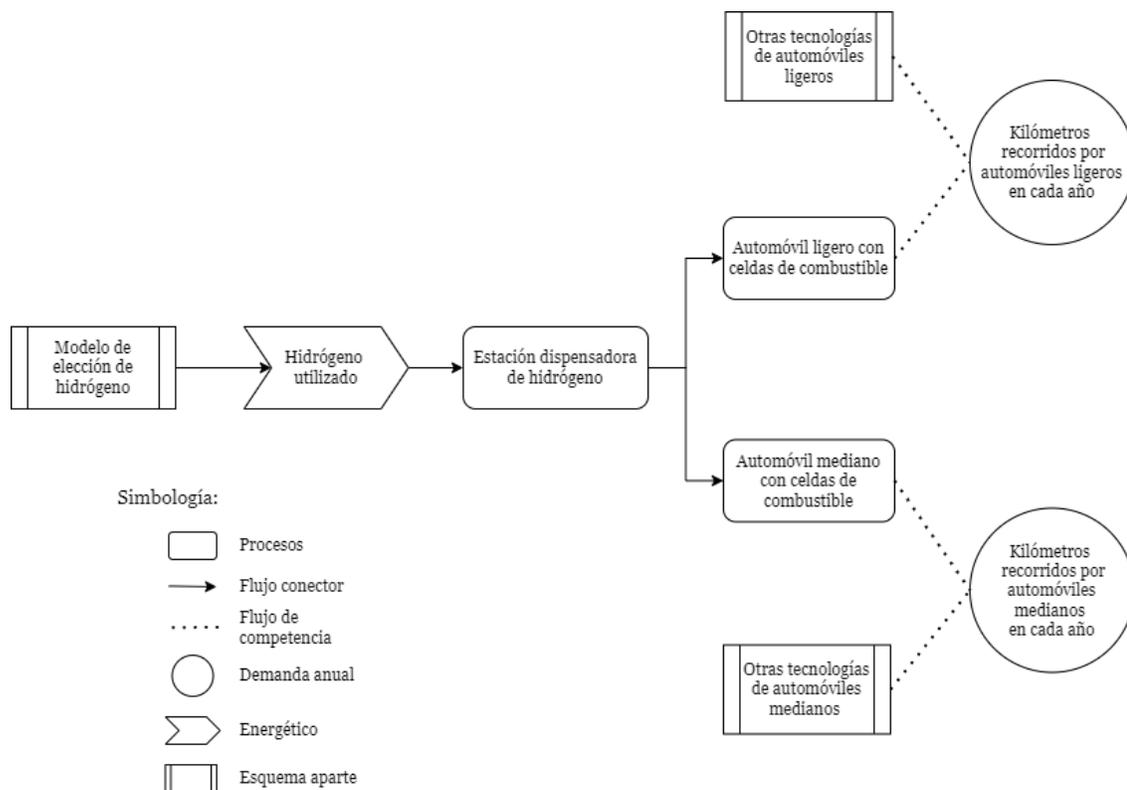


Figura 3.16: Esquema de modelamiento utilizado en la inserción de automóviles ligeros y medianos con celdas de combustible.

En una primera etapa, el modelo determina si el hidrógeno verde demandado se satisface a través de una producción centralizada o descentralizada. Posterior a esto el H_2 se utiliza en estaciones dispensadoras encargadas de reabastecer a los automóviles livianos y medianos. La cantidad de hidrógeno verde a consumir depende de la demanda de kilómetros terrestres recorridos que deben realizar los vehículos en cada año. Las tecnologías a hidrógeno compiten en términos de eficiencia y de costos con los automóviles que funcionan con gasolina, diésel, gas y electricidad para satisfacer la demanda mencionada. Así, el modelo determina cuál es la tecnología óptima para satisfacer la demanda de kilómetros recorridos.

Los modelos de automóviles ligeros y medianos utilizan los parámetros técnicos y económicos de las ediciones *Mirai 2021* de *Toyota* y *NEXO 2022* de *Hyundai*; el detalle de estos datos se encuentra en el anexo B. Asimismo, la estación dispensadora cuenta con sus propios costos de inversión y mantenimiento, los cuales también se encuentran en el anexo mencionado.

3.3.3.1.2. Buses urbanos con celdas de combustible

En el caso del transporte de pasajeros vía autobús de servicio público, se evalúa la inserción de buses con celdas de combustible en la flota de buses "Transantiago" (ahora RED) en la Región Metropolitana.

Los buses urbanos con celdas de combustible se abastecen de hidrógeno en una estación dispensadora (hidrolinea o hidrogenera); estas tienen la capacidad de distribuir 548 toneladas de H_2V por año, una mayor demanda del combustible requiere implementar nuevas estaciones.

La figura (3.17) muestra el diseño conceptual utilizado para modelar la inserción de hidrógeno verde a los buses urbanos "Transantiago".

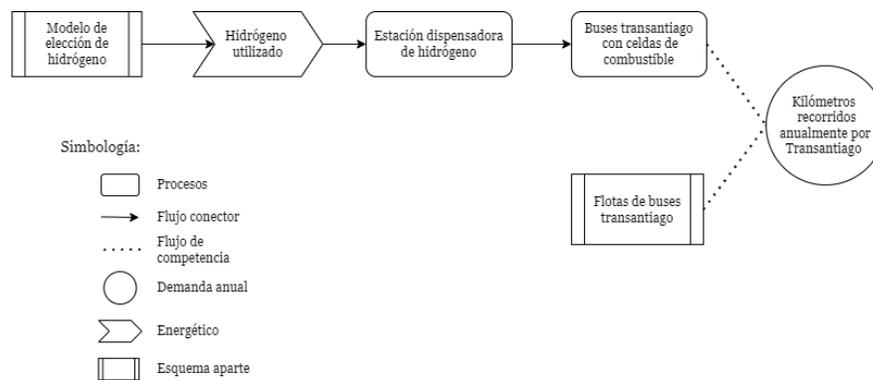


Figura 3.17: Esquema de modelamiento utilizado en la inserción de buses Transantiago con celdas de combustible.

En una primera etapa, el modelo determina si el hidrógeno verde demandado se satisface a través de una producción centralizada o descentralizada. Posterior a esto el H_2 se utiliza en conjuntos de estaciones dispensadoras, ubicadas en la Región Metropolitana. La cantidad de hidrógeno verde a consumir depende de la demanda de kilómetros recorridos anualmente por buses de este tipo. Esta tecnología compite en términos de eficiencia y de costos con las

flotas de buses urbanos diésel y eléctricos para satisfacer la demanda mencionada.

El modelo de bus hace uso de los parámetros técnicos y económicos del línea *Legacy*, de la compañía *AC-Transit*. El detalle de sus datos se encuentra en el B. Asimismo, el modelo de estación dispensadora es el mismo que se utiliza para los vehículos ligeros y medianos, cuyos costos de inversión y mantenimiento también se encuentran en el anexo mencionado.

Cabe destacar que los parámetros utilizados de autonomía y potencia de las celdas de combustible para modelar al bus cumplen con las cotas mínimas para realizar recorridos típicos del sistema de buses urbanos "Transantiago".

3.3.3.1.3. Camión de carga con celdas de combustible

La medida del camión de carga con celdas de combustible apunta a integrar el hidrógeno verde a vehículos de transporte de carga pesada vía terrestre en Chile con el fin de reducir las emisiones de carbono producidas por los camiones tradicionales. El modelo a utilizar corresponde a un camión de carga pesada general de clase 8, destinado al transporte de carga terrestre de alcance regional e interregional.

Al igual que en las medidas de transporte anteriores, los camiones de carga con celdas de combustible se abastecen de hidrógeno en una estación dispensadora (hidrolinera); estas tienen la capacidad de distribuir 548 toneladas de H_2V por año, una mayor demanda del combustible requiere implementar nuevas estaciones.

La figura (3.18) muestra el diseño conceptual utilizado para modelar la inserción de los camiones con celdas de combustible en el medio chileno.

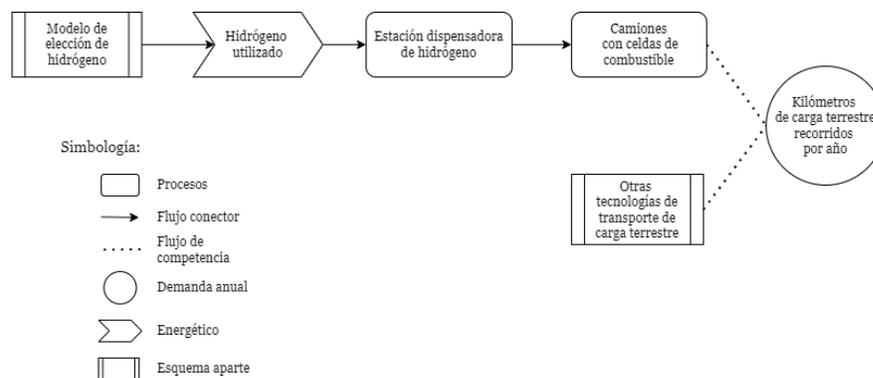


Figura 3.18: Esquema de modelamiento utilizado en la inserción de camiones con celdas de combustible.

El esquema inicia con el modelo propuesto anteriormente para decidir si adquirir el hidrógeno a través de una producción centralizada o descentralizada, posterior a esto el H_2V seleccionado se utiliza en estaciones dispensadoras encargadas de reabastecer a los camiones con celdas de combustible para que estos satisfagan la demanda de "km carga recorridos", que corresponden a la cantidad de kilómetros recorridos por camiones de carga para cada año. Esta tecnología compite en términos de eficiencia y de costos con la flota de camiones convencionales, camiones a gas y camiones eléctricos para satisfacer la demanda mencionada.

El modelo de camión utilizado tiene los parámetros técnicos y económicos del camión de carga pesada con celdas de combustible *Hyzon Class 8*, de la empresa *Hyzon Motors*. El detalle de estos datos se encuentra en el B. Asimismo, el modelo de estación dispensadora es el mismo que se utiliza para los vehículos ligeros y medianos, cuyos costos de inversión y mantenimiento también se encuentran en el anexo mencionado.

3.3.3.1.4. Barco de carga con celdas de combustible

El barco de carga con celdas de combustible apunta a interiorizar el hidrógeno en el transporte de carga marítimo a través del uso de este elemento como principal combustible en un buque de carga de alto tonelaje. En la actualidad, la flota de barcos de carga abastece netamente de *fuel-oil* pesado como combustible ¹, por lo tanto los barcos de carga con celdas de combustible se posicionan como una alternativa con nulas emisiones GEI en el sector.

La figura (3.19) muestra el diseño conceptual utilizado para modelar la inserción de esta medida en el modelo PMR.

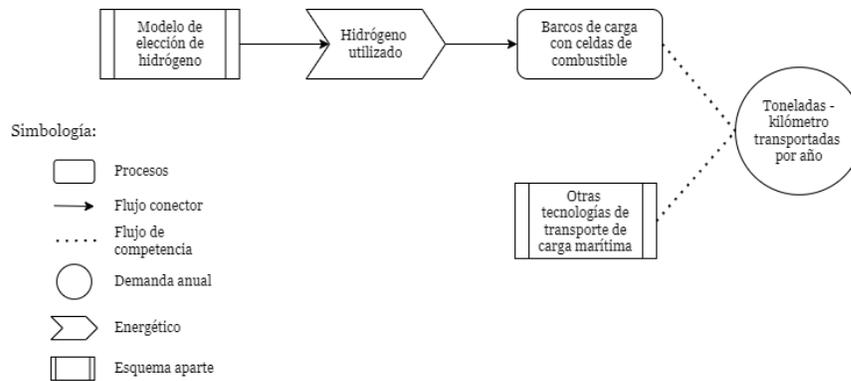


Figura 3.19: Esquema de modelamiento utilizado en los barcos de carga con celdas de combustible.

Inicialmente, el modelo determina si el hidrógeno verde demandado se satisface a través de una producción centralizada o descentralizada. La cantidad de hidrógeno verde a consumir depende de la demanda de toneladas-kilómetro que deben satisfacer los barcos de carga en cada año, la que corresponde a la cantidad de kilómetros que recorren la totalidad de toneladas movilizadas vía marítima. Esta tecnología compite en términos de eficiencia y de costos con la flota de barcos convencionales para satisfacer la demanda mencionada.

Para el modelamiento de esta medida, se consideran los parámetros técnicos del proyecto *Energy Observer 2* del consorcio *Energy Observer*, cuyos valores se encuentran en el anexo B.

¹ Base de datos del Centro de Energía.

3.3.3.1.5. Avión comercial con celdas de combustible

En la actualidad, la flota de aviones comerciales utilizan *kerosene* de aviación como combustible ¹. En base a esto, se analiza la introducción de aviones comerciales con celdas de combustible para integrar el hidrógeno verde en el transporte aéreo de pasajeros, ya sea en viajes nacionales e internacionales.

La figura (3.20) muestra el diseño conceptual utilizado para modelar la inserción de de hidrógeno en los aviones comerciales.

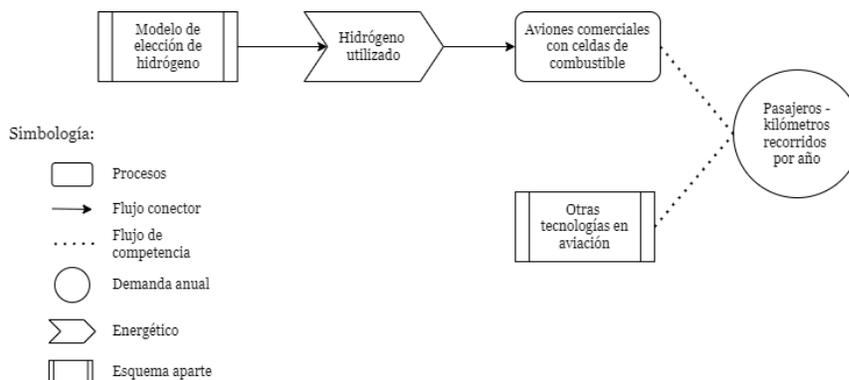


Figura 3.20: Esquema de modelamiento utilizado en los aviones comerciales con celdas de combustible.

El esquema inicia con el hidrógeno verde como único energético el cual puede ser adquirido a través de una producción centralizada o descentralizada, el H_2 es utilizado en los aviones comerciales acondicionados para su funcionamiento con este elemento; esta tecnología compete en términos de eficiencia y de costos con la tecnología de aviones convencionales para satisfacer la demanda de pasajeros-kilómetros, la cual corresponde a la cantidad de kilómetros que recorre la totalidad de pasajeros que efectúan los vuelos.

Se consideran los parámetros técnicos del proyecto *ZERO-e* de *Airbus*, mientras que en relación a los costos de inversión y mantenimiento, se utilizan los valores de *Argonne*. Ambos se encuentran detallados y referenciados en el anexo B.

3.3.3.2. Sector industria

Las industrias que poseen un potencial uso de hidrógeno verde en su funcionamiento y que son analizadas en el presente trabajo de título son 2: la producción de acero (siderurgia), exportación de amoniaco.

3.3.3.2.1. Hidrógeno en la siderurgia

El hidrógeno verde se presenta como una tecnología alternativa libre de emisiones a la producción convencional de acero, denominándose el acero producido a través de esta alternativa como 'acero verde'.

¹ Base de datos del Centro de Energía

Para el modelamiento de una instalación de producción de acero verde se toma como punto de partida el esquema propuesto en [14], del cual se extraen 3 elementos principales: El alto horno reacondicionado para el uso de hidrógeno, el EAF (*Electric Arc Furnace*) y el calentador eléctrico externo; el detalle teórico del funcionamiento de estos equipos se encuentra en el capítulo 2. La figura (3.21) presenta el esquema utilizado para interiorizar la medida en el modelo de planificación energética.

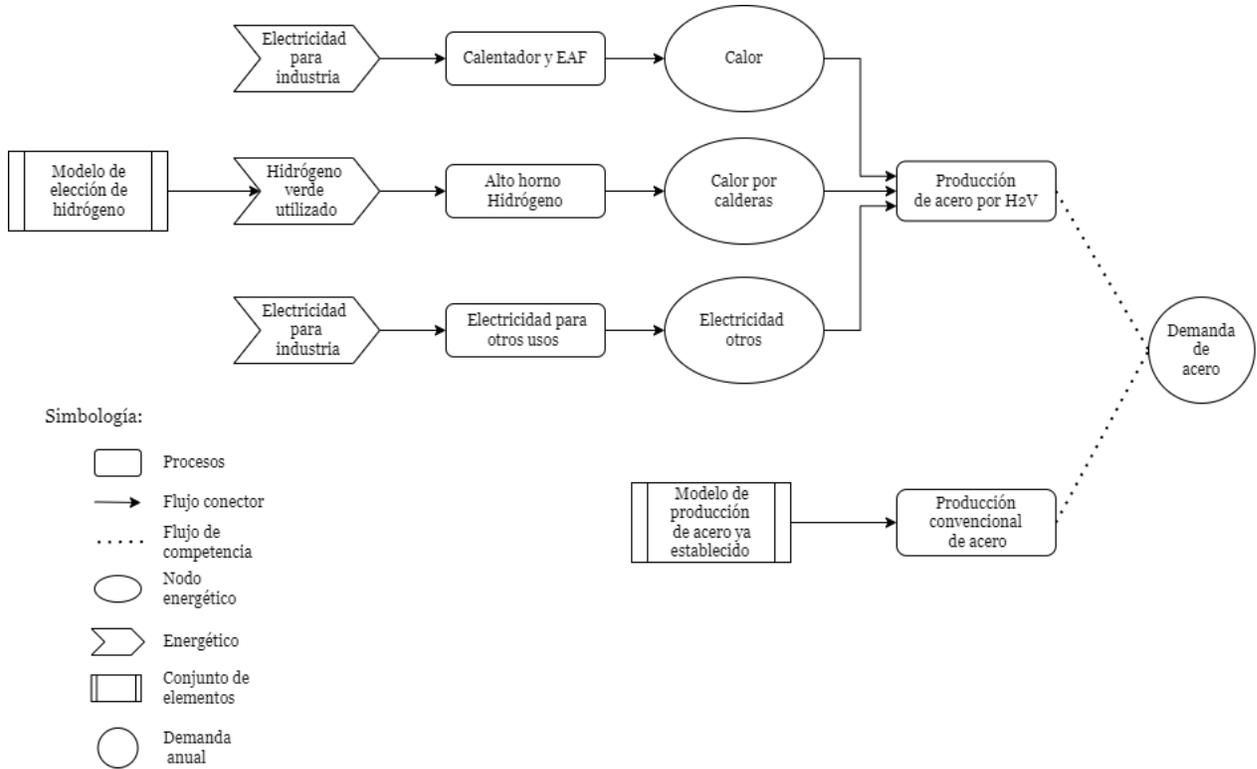


Figura 3.21: Esquema de modelamiento utilizado en la producción de acero verde.

Con respecto a la tecnología modelada, la electricidad (asociada a clientes libres) es utilizada para poner en funcionamiento el calentador y el EAF, mientras que el hidrógeno verde es el principal combustible del alto horno. El acero producido a través de este proceso compete con el acero elaborado con combustibles tradicionales, el cual tiene como principal insumo al carbón coque, para satisfacer la demanda anual de acero a través de los años. Los valores de los parámetros técnicos y económicos utilizados se encuentran en el anexo B.

Para efectos de simplificar el trabajo realizado, se omite la influencia de elementos con una menor participación en el proceso real, entre ellos las betas de carbón, oxígeno, etc. Por otro lado, debido a que la totalidad del acero producido en Chile está a cargo de la sociedad anónima CAP (Compañía de Acero del Pacífico) cuya siderúrgica se encuentra en Talcahuano, ubicado en la zona sur, se realiza el supuesto de que toda la producción de acero a través de los años se realiza en esa zona.

3.3.3.2.2. Hidrógeno en la producción de amoníaco

La producción de amoníaco utiliza como principales insumos al hidrógeno y a la electricidad. En base de que Chile se posiciona como uno de los principales productores y exportadores de hidrógeno verde en el mundo, la medida de inserción apunta a iniciar un mercado de exportación de amoníaco verde.

Para el modelamiento de una planta de producción de amoníaco se comienza desde la base del esquema propuesto en [27], el cual considera los equipos necesarios para llevar a cabo el proceso de Haber-Bosch y los contenedores requeridos para almacenar el amoníaco generado. La figura (3.22) presenta el esquema utilizado para modelar la medida. El hidrógeno y la electricidad participan en el proceso de Haber-Bosch con el fin de producir amoníaco verde para así satisfacer la demanda proyectada de exportación ¹. El O_2 residual en la producción de hidrógeno verde es utilizado en el proceso de Haber-Bosch para la generación de amoníaco. Lo anterior tiene como consecuencia que todo el hidrógeno destinado a la producción de amoníaco se produzca *in-situ*.

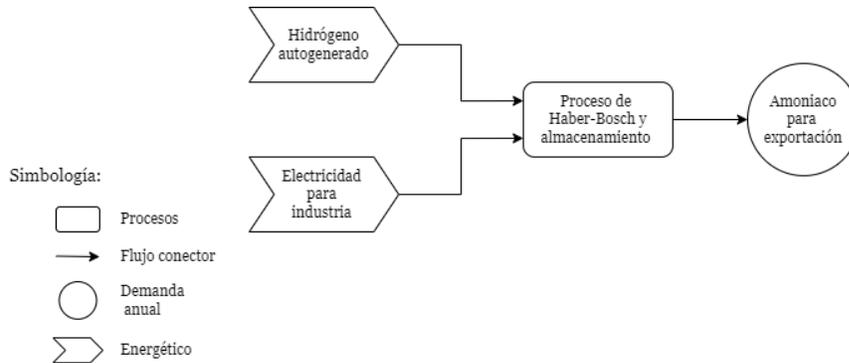


Figura 3.22: Esquema de modelamiento en la producción de amoníaco verde.

Los parámetros técnicos y económicos utilizados en el modelamiento de la planta de Haber-Bosch se encuentran en el anexo B.

Es necesario destacar que, en el caso de la producción de amoníaco, al ser una industria que no se ha implementado en Chile, no existe una competencia directa con otro tipo de tecnología destinada a satisfacer la demanda de exportación.

La evaluación se realizó suponiendo que la totalidad de amoníaco producido a través de hidrógeno verde es exportado. Lo anterior se debe a 2 razones: la primera es que el análisis y proyección de usos de amoníaco verde se encuentra fuera del alcance del trabajo, y la segunda es que según la estrategia nacional de hidrógeno verde, la mayoría del amoníaco producido en Chile se destina a exportación. En base a lo anterior, y que los proyectos en marcha para la producción de amoníaco verde a través de hidrógeno se encuentran en la región de Magallanes [3], en el presente trabajo se considera que la totalidad de amoníaco se produce en dicha región.

¹ Fuente: elaboración propia a partir de datos de la estrategia nacional de hidrógeno verde [3]

3.3.3.3. Sector residencial

En el caso del sector residencial existen 2 tecnologías de calefacción que utilizan al hidrógeno verde, mezclado con gas natural, como combustible. Estas son:

- Calderas para agua que utilizan H_2 .
- Calefactores que utilizan H_2 .

Cabe destacar que en esencia estas tecnologías están diseñadas para tolerar un porcentaje de hidrógeno mezclado en el gas natural que normalmente utilizan como combustible, es decir, su concepción es de calderas y calefactores acondicionados para tolerar hasta un límite del 90 % de volumen de H_2 presente en el gas natural [15].

Por otro lado, como se menciona en el marco teórico, el hidrógeno sólo puede ser trasladado a las viviendas a través de las redes de gas, lo cual reduce las zonas objetivo a las localidades que tienen acceso a redes domésticas. En función de lo anterior, en el presente trabajo de título se acota geográficamente la medida para operar en la región con mayor uso de gas natural en el sector residencial, es decir la Región Metropolitana.

Finalmente, el tercer elemento importante en esta medida corresponde a la estación inyectora. El H_2 verde es mezclado al gas natural e inyectado a las redes a través de estaciones de compresión, mezcla e inyección. El porcentaje de integración del hidrógeno al gas de ciudad es del 20 %, valor que se justifica siendo la mayor cantidad que puede ser mezclada en redes de distribución (domiciliarias) sin necesidad de realizar cambios mayores en los gasoductos ya instalados [11]. Se ha supuesto que la estación de compresión y mezcla no posee pérdidas energéticas en su operación.

Así, el concepto de la medida se resume en que el gas natural llega a la estación compresora, es mezclado con hidrógeno verde e inyectado a la red, y finalmente es enviado a las residencias a través de los gasoductos instalados en donde las calderas y calefactores acondicionados satisfacen las demandas de calefacción. La figura (3.23) muestra el esquema conceptual del modelamiento de la inserción de hidrógeno en el sector residencial.

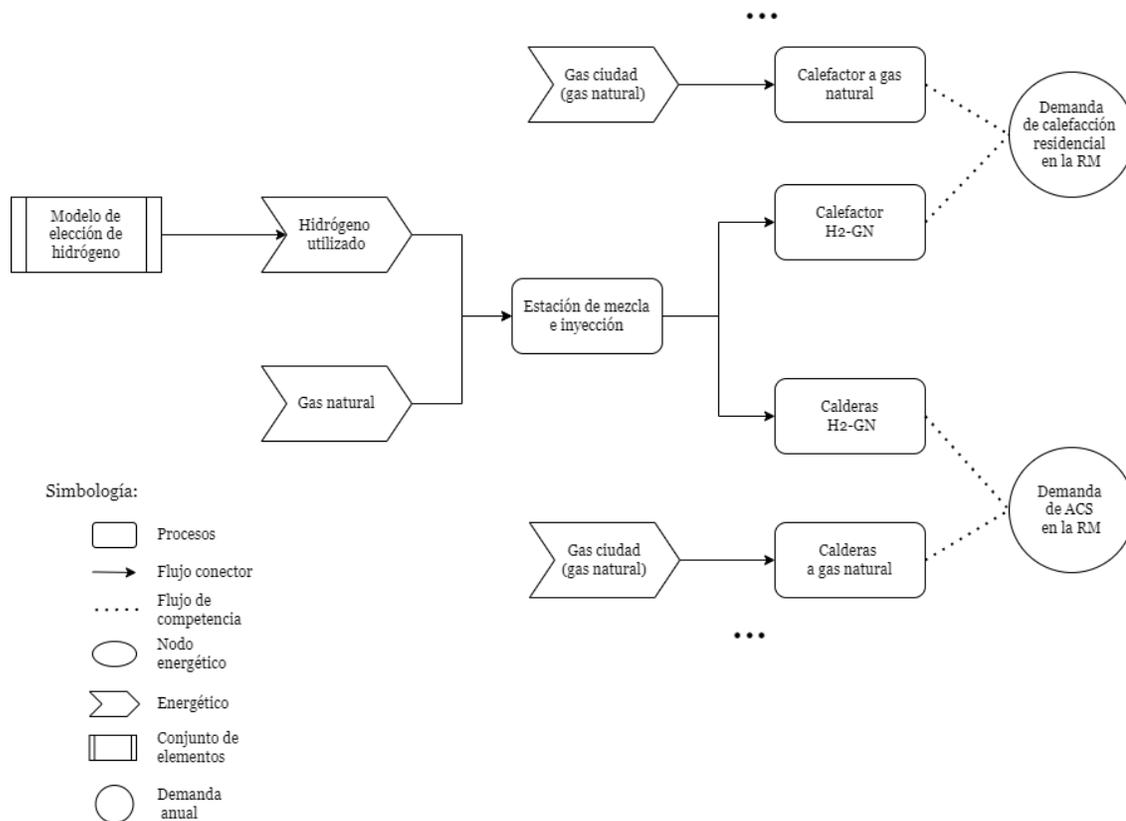


Figura 3.23: Esquema utilizado en el modelamiento de hidrógeno en las redes de gas residencial.

De forma más detallada, inicialmente, el gas natural pasa por la estación de mezcla e inyección de hidrógeno verde cuya relación volumétrica de 80 % de GN y 20 % de H_2 (según lo detallado en párrafos anteriores), para luego volver a incorporarlo a la red. Posteriormente el gas resultante de la combinación de ambos energéticos es enviado a las viviendas, en donde las tecnologías de calefactores de agua H_2 y calefacción general H_2 producirán calor a partir de la combustión de la mezcla aludida con el fin de satisfacer las demandas de agua caliente sanitaria y calefacción residencial en la Región Metropolitana. Esta alternativa compite en términos de costos y eficiencia con otras tecnologías que buscan satisfacer las demandas mencionadas, como lo son el uso de gas natural residencial sin modificaciones (el cual predomina en la actualidad), y la combinación de energía solar y GN para fines de calefacción.

Los parámetros técnicos y económicos utilizados para modelar la estación de mezcla y compresión, junto con las tecnologías de agua caliente sanitaria y calefacción residencial que toleran hidrógeno en su funcionamiento se encuentran detallados y referenciados en el anexo B.

Cabe destacar que si bien en la realidad se presentan riesgos considerables para los usuarios como los detallados en el capítulo 2, para efectos del análisis de las medidas, se considera que los otros usos domésticos del gas natural residencial (quemadores de cocina y hornos) pueden funcionar con la mezcla de gas natural e hidrógeno sin presentar mayores riesgos, con lo cual

adoptan un rol neutral en el análisis de la medida.

3.3.3.4. Sector de minería

La inserción de hidrógeno en el sector minero esencialmente apunta a su uso en los camiones de extracción de materiales (CAEX) para reducir la combustión de diésel que es el principal energético utilizado en este tipo de camiones. En particular, en el presente trabajo de título se barajan 2 posibles opciones:

- CAEX dual, el cual combustiona una mezcla de diésel e hidrógeno verde.
- CAEX con celdas de combustible, que funciona con un 100 % de H_2 .

Ambas tecnologías están destinadas a satisfacer la misma demanda de toneladas-kilómetro de carga movilizados por año, elemento que junto a los generados por la lixiviación y otros procesos relacionados a la minería, se utiliza para producir cobre. En función de lo anterior, se evalúan ambas aplicaciones de hidrógeno en la misma sección.

El modelamiento de camiones de extracción tecnología dual posee un esquema similar al del sector residencial. Se utiliza tanto hidrógeno como diésel, mezclados en un porcentaje volumétrico de 60 % y 40 %, como combustibles para poner en marcha al CAEX y así generar el "producto" de cantidad de toneladas-kilómetro de carga movilizados por año. Esta tecnología compite en términos de costos y eficiencia con los CAEX diésel y a celdas de combustible con el fin de satisfacer la demanda de toneladas kilómetro movilizadas en un año.

Por otro lado, el modelamiento de camiones de extracción con celdas de combustible usa un diseño similar al de los vehículos de transporte. Se utiliza el hidrógeno como combustible a través de una *Fuel-cell* para satisfacer la demanda de toneladas-kilómetro movilizadas en un año. Esta tecnología compite en términos de costos y eficiencia con los CAEX diésel y duales para satisfacer la demanda de toneladas kilómetro movilizadas en un año.

La figura (3.24) muestra el esquema utilizado en el modelamiento de ambas aplicaciones de hidrógeno en la minería.

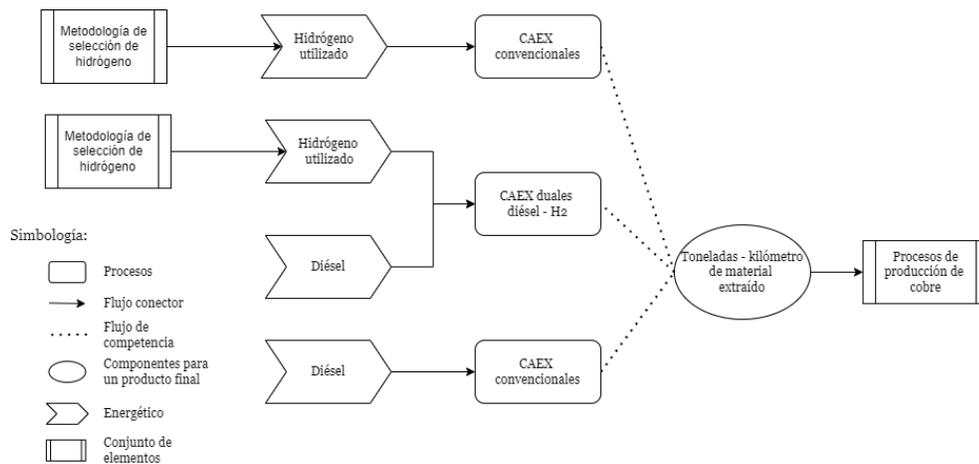


Figura 3.24: Esquema de modelamiento para la inserción de hidrógeno en CAEX's.

Los valores utilizados para calcular la eficiencia de los CAEX duales diésel- H_2 y con celdas de combustible, junto con sus respectivos costos asociados, se encuentran detallados en el anexo B.

Cabe destacar que los costos de inversión y mantenimiento de la estación dispensadora de hidrógeno se encuentran incluidos en los costos de los CAEX. Se supone que las pérdidas y requerimientos energéticos de la estación son nulos. Por otro lado, si bien la industria de la minería se Chile abarca hierro, carbón, oro y principalmente cobre, la presente medida de hidrógeno en CAEX se limita exclusivamente a la extracción de cobre.

3.3.3.5. Sector generación eléctrica

Tal como fue descrito en la sección 3.2.1 las formas en que el hidrógeno puede entrar en el sector de generación eléctrica son 3:

1. Celdas de combustible de alta potencia.
2. Central generadora que opera a partir de diésel e hidrógeno.
3. Central generadora que opera a partir de gas natural e hidrógeno.

De ellas, sólo se modelan las 2 últimas dado a que la primera es principalmente utilizada como variante de almacenamiento y reinyección eléctrica por parte de las centrales renovables no convencionales.

Las centrales diésel- H_2 y GN- H_2 buscan reducir la cantidad de emisiones de GEI a través del reemplazo de un % definido de combustible tradicional por hidrógeno. Con el fin de estandarizar las unidades de medida, para cada tecnología se analizan el porcentaje energéticos de participación de cada combustible según su poder calorífico interno; cuyos valores son los siguientes:

- Central generadora diésel- H_2 : 51 % de hidrógeno y 49 % de diésel.
- Central generadora GN - H_2 : 61 % de hidrógeno y 39 % de gas natural

Las centrales de mezcla se modelan de forma análoga debido a que poseen un funcionamiento similar. La figura (3.25) muestra el esquema utilizado para modelar la inserción de hidrógeno en las centrales diésel y de gas natural.

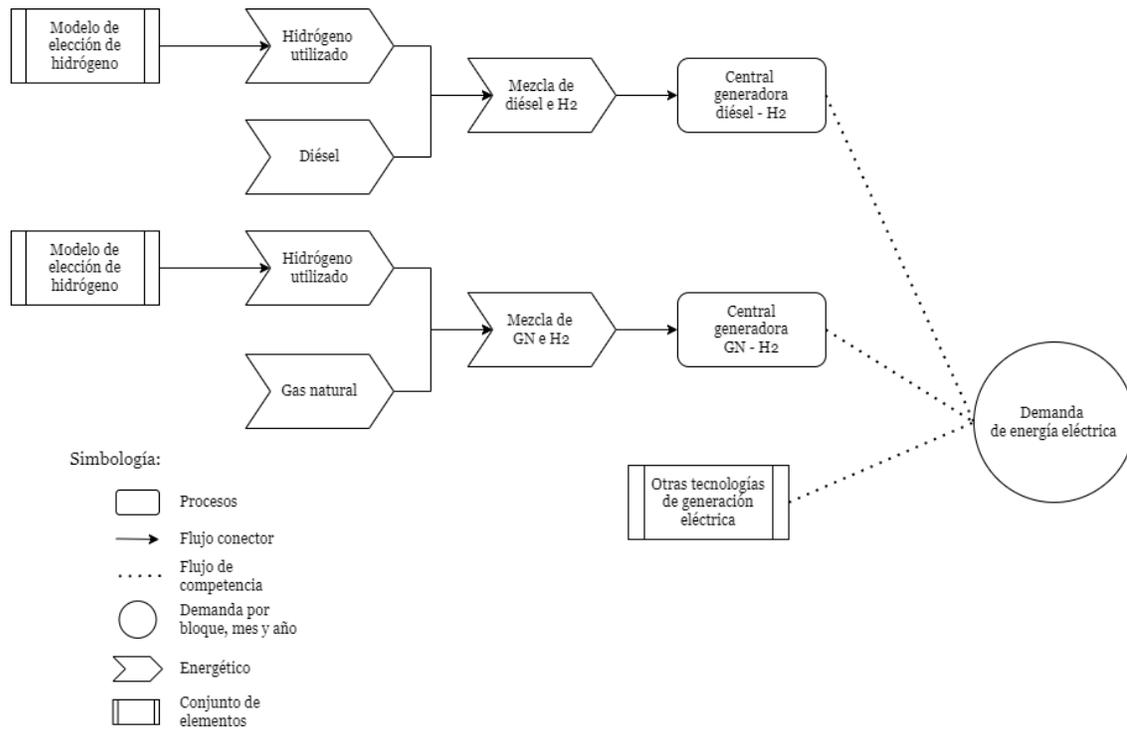


Figura 3.25: Esquema del modelamiento de centrales de combustión con H_2 mezclado en su combustible.

Para modelar este tipo de medidas, se genera un nuevo energético que corresponde a la mezcla entre hidrógeno y los combustibles tradicionales en las centrales (gas natural o diésel) con su respectivo porcentaje volumétrico de inserción. Posterior a esto, la mezcla es enviada a las centrales en estudio para producir energía eléctrica a partir del energético nuevo, cada una con su respectivo consumo específico. La energía generada compite con otras tecnologías de como lo son las centrales convencionales o renovables, así como con la misma central generador en caso de no reacondicionarla para operar con hidrógeno. Todos los valores utilizados en el cálculo de los energéticos 'mezcla' y los consumos propios, así como los costos asociados a las medidas se encuentran en el anexo B.

Finalmente, por simplificación de la cantidad de casos de estudio, se evalúa la inserción de este potencial uso de hidrógeno en las siguientes zonas:

- Las centrales de generación eléctrica diésel- H_2 está ubicadas en la zona sur de Chile.
- Las centrales de generación eléctrica GN- H_2 están ubicadas en la zona centro de Chile.

Capítulo 4

Resultados y discusión

El presente capítulo está enfocado a presentar y analizar los resultados obtenidos a partir del modelamiento e integración de usos de hidrógeno en el modelo de planificación energética PMR.

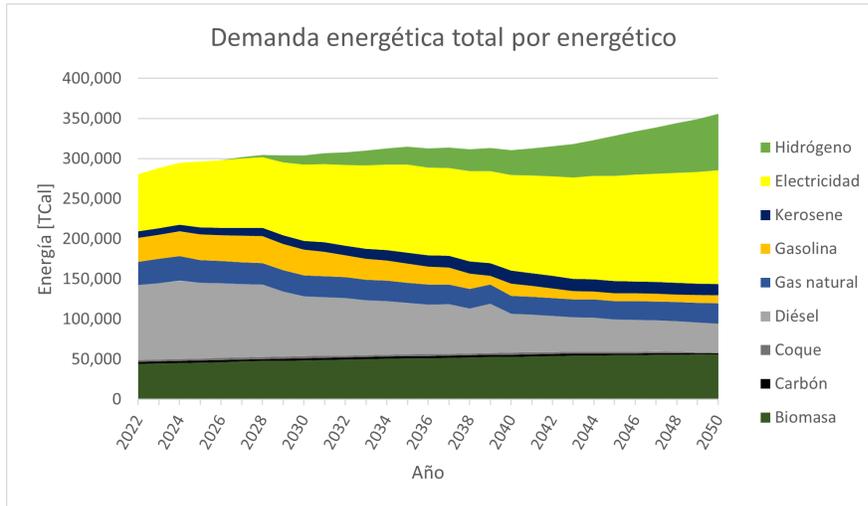
Inicialmente se muestra la matriz energética completa en Chile, considerando activos los 13 usos de hidrógeno verde. Posteriormente, se analizan los resultados de estos usos en sus respectivos subsectores de incidencia, para así lograr una mayor precisión en el análisis.

Cabe destacar que los resultados obtenidos provienen del proceso de optimización realizado por el modelo PMR, posterior al modelamiento e integración de usos de hidrógeno verde del presente trabajo de título. Dichos resultados se posicionan como alternativas costo-efectivas para satisfacer las demandas asociadas a sus respectivos subsectores de incidencia, al mismo tiempo que desplazan a los combustibles fósiles y colaboran en la mitigación de gases de efecto invernadero.

4.1. Impacto global del uso de hidrógeno verde en Chile

Se considera el impacto conjunto de todas las medidas de inserción de hidrógeno verde listadas en la sección (3.2.1), que fueron modeladas e integradas al modelo PMR. Se analiza el impacto en la demanda energética, la cantidad de generación eléctrica requerida para producir el hidrógeno verde y la disminución de emisiones de gases de efecto invernadero asociado a su uso.

La figura (4.1) muestra la cantidad de energía utilizada en Chile por cada energético disponible en el modelo, incluyendo el hidrógeno verde modelado. Cabe destacar que esta no considera la fuente de energía primaria utilizada en la generación eléctrica.



a

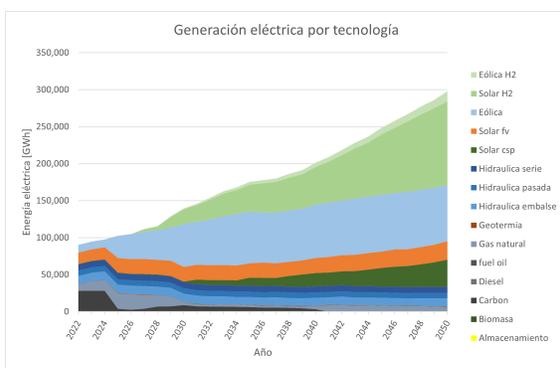
Figura 4.1: Proyección de la demanda energética chilena por combustible.

^a No incluye energéticos utilizados en la generación eléctrica.

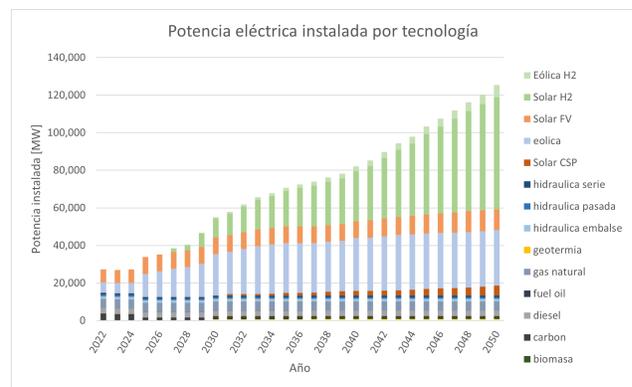
Los resultados muestran que a partir del año 2027, el hidrógeno verde comienza a adquirir una participación significativa en la matriz energética chilena, aumentando su presencia de forma progresiva a medida que transcurren los años, hasta lograr un 20 % de participación en el año 2050.

Esto se debe a la costo-efectividad de las distintas medidas de uso hidrógeno verde, de tal forma que el modelo la selecciona como la alternativa óptima para satisfacer la demanda en sus respectivos subsectores. La costo-efectividad del H_2V se observa principalmente en los sectores de transporte y minería, cuyos detalles específicos se encuentran en la sección (4.2).

En relación a la energía eléctrica requerida para producir el H_2V utilizado, la figura (4.2)(a) muestra la proyección de la generación eléctrica total en Chile por tecnología, incluyendo la cifra necesaria para producir el hidrógeno que utilizan las medidas propuestas. Así mismo, la figura (4.2)(b) indica la potencia eléctrica necesaria para lograr esta generación.



(a) Generación eléctrica.



(b) Potencia eléctrica instalada.

Figura 4.2: Proyección de la matriz de generación eléctrica en Chile.

La figura (a) indica que la participación de la generación eléctrica destinada a la producción de hidrógeno verde aumenta a medida que transcurren los años, representando en el largo plazo aproximadamente un tercio del total de la energía generada, lo que en año 2050 corresponde a 127.000 [GWh].

En tanto, en la figura (b) se muestra la proyección de potencia requerida para obtener esta generación eléctrica, logrando una capacidad instalada de 66 [GW] en el año 2050, cifra que dobla la potencia destinada a satisfacer la demanda eléctrica de los otros usos finales de los distintos sectores del país. La cifra anterior se justifica considerando la demanda de hidrógeno mostrada en la figura (4.1) en conjunto con los bajos factores de planta característicos de las tecnologías de ERNC, lo que implica que se requiere de una elevada potencia instalada para lograr la generación eléctrica demandada en la producción del H_2V .

Los resultados anteriores destacan el sentido del H_2V como un vector energético que busca aprovechar el elevado potencial solar y eólico de Chile en otros sectores distintos al de generación eléctrica, además de ser consistente con las proyecciones de energía y potencia mostradas en la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde [3], que anticipan 300 [GW] de potencia instalada dedicada a la producción de hidrógeno verde en el año 2050, de los cuales 81 [GW] son para su uso en Chile. Se destaca la elevada participación de la energía eléctrica de origen solar con respecto a la eólica en la producción de hidrógeno verde, lo cual se debe a los bajos costos de inversión relacionados a la primera y a su intensivo uso en la producción de hidrógeno en el norte chico y su posterior envío a la zona centro.

La figura (4.3) detalla la distribución de energía eléctrica generada en cada una de las zonas de análisis, así mismo, señala cual es el comportamiento general del modelo ante la elección entre adquirir el hidrógeno verde a partir de una producción centralizada o descentralizada.

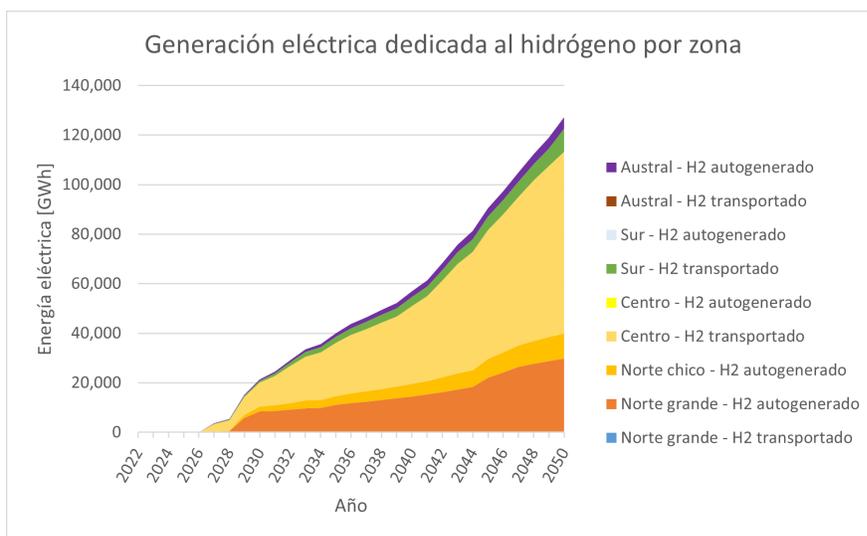


Figura 4.3: Proyección de generación eléctrica requerida para producir H_2 por zona

Para cada zona de consumo, la elección entre el uso del hidrógeno producido en el norte chico que luego es transportado (producción centralizada), o el uso de producido en la misma zona (producción descentralizada), es la siguiente:

- Norte grande: se obtiene como resultado que la demanda de hidrógeno verde se satisface con H_2V producido en la misma zona. Esta opción es más económica que producir el hidrógeno en el norte chico y transportarlo al norte grande (producción centralizada).
- Norte chico: sólo se encuentra disponible la opción de producción descentralizada. Por simplificación, se supone que la demanda de hidrógeno de esta zona se satisfacen únicamente con hidrógeno producido en esta misma zona.
- Centro: La demanda de hidrógeno de esta zona se satisface con hidrógeno producido en el norte chico y posteriormente transportado al centro.
- Sur: La demanda de hidrógeno se satisface con uno producido en la misma zona. Esta opción es más económica que producir hidrógeno en el norte chico y transportarlo al sur.
- Austral: La demanda de hidrógeno se satisface con uno producido en la misma zona. Esta opción es más económica que producir hidrógeno en el norte chico y transportarlo.

Los resultados obtenidos se justifican en función de los de costos de producción y transporte del hidrógeno utilizados, cuya formulación se encuentra detallada en la ecuación [3.2]. Al variar la zona geográfica, los elementos que cambian en la ecuación mencionada son los siguientes:

- Los costos de inversión y mantenimiento de la tecnología de generación eléctrica a utilizar.
- El factor de planta ¹ de la central renovable no convencional.
- El costo de transporte (en caso de producción centralizada).
- El precio del agua asociado al sector.

El primer punto se determina según la zona en que se produzca el hidrógeno: en las zonas norte grande, norte chico y centro se utiliza tecnología fotovoltaica para la producción de energía eléctrica, mientras que en las zonas sur y austral se opta por turbinas eólicas. Los costos de inversión de los paneles fotovoltaicos son menores que los de las turbinas eólicas ².

El segundo punto corresponde al factor de planta, que en este tipo de tecnologías está directamente relacionado con el recurso solar o eólico presente en la zona de estudio. En relación a la generación eléctrica destinada a la producción de hidrógeno, un elevado factor de planta posee 2 consecuencias importantes:

1. La central de generación renovable no convencional resulta ser más eficiente debido a que tiene una mayor cantidad de recurso energético que aprovechar. Esto se traduce en menores costos de inversión y mantenimiento.

¹ Cantidad que indica cuanta energía es capaz de producir la central de generación eléctrica (en este caso) en un determinado periodo de tiempo. Su valor está sujeto a factores como la indisponibilidad de la planta, o el recurso energético del sector en el caso de las tecnologías de ERNC.

² Fuente: proyecciones en las base de datos del Centro de Energía.

2. La central de generación posee una mayor cantidad de horas operativas en el año y, por ende, el electrolizador encargado de producir hidrógeno también lo hace. Como se observa en la ecuación (3.2) la cantidad de horas anuales de operación es inversamente proporcional al *LCOH*.

Aterrizando estas implicancias al caso actual, las zonas geográficas norte grande, norte chico, sur y austral poseen un factor de planta similar al de la zona norte chico, por lo que la producción descentralizada es más conveniente únicamente considerando este punto de estudio. Por otro lado, el bajo factor de planta de la zona centro producto del escaso recurso de energía solar y eólica presente implica realizar una sobreinversión en centrales renovables no convencionales, por lo cual, con respecto a este punto, el modelo se inclina a una producción centralizada.

El tercer punto tiene relación con el costo asociado a transportar el hidrógeno verde y varía según el método de obtención de este en cada zona. En caso de que el modelo opte por una producción centralizada, el costo de transporte adquiere un valor distinto de cero, que corresponde al costo de transportar al hidrógeno desde el norte chico hacia la zona en análisis. Por otro lado, al optar por una producción descentralizada, este valor es nulo debido a que no se transporta hidrógeno, sino que se produce y utiliza en la misma zona. Los valores costos unitarios utilizados en el transporte del hidrógeno se detallan en el anexo D.

Finalmente, si bien la diferencia de precios del agua relacionada al cuarto elemento es incluida en el modelamiento realizado, posee una baja influencia en la ecuación [3.2].

Así, la decisión entre producir el hidrógeno en la misma zona o transportarlo desde el norte chico se basa en el balance de los 4 elementos mencionados anteriormente.

Finalmente, con respecto a los gases de efecto invernadero, la figura (4.4) proyecta el comportamiento de los gases CO_2 -equivalentes emitidos a nivel país. Se compara el caso que integra las aplicaciones de hidrógeno verde estudiadas como alternativas dentro del modelo de optimización, versus el caso que no las considera.

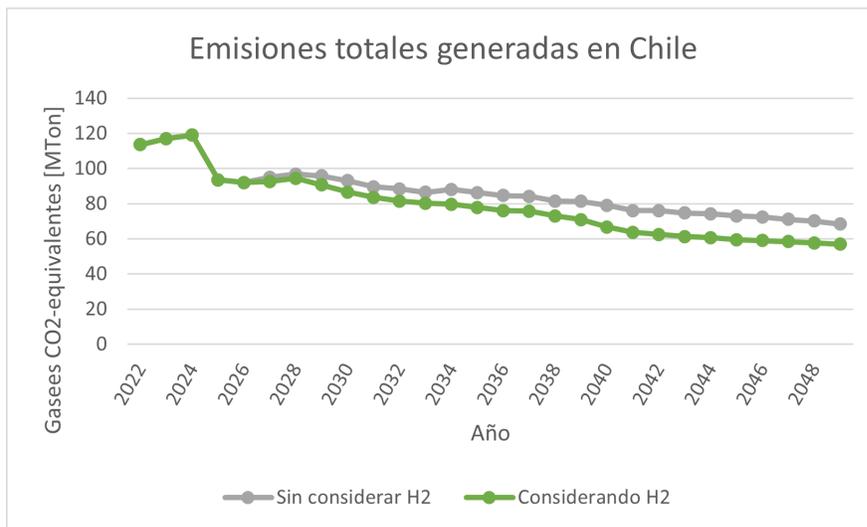


Figura 4.4: Proyección de los gases de efecto invernadero emitidos en Chile.

En la figura se observa que la inserción de hidrógeno verde se presenta como una alternativa efectiva en la cantidad de gases de efecto invernadero a nivel país, asociando el elevado potencial de energías renovables en Chile, a la descarbonización de los distintos sectores energéticos por medio de este vector energético. En particular, a mediano plazo se observa una disminución de emisiones de gases de efecto invernadero de 5 a 7 millones de toneladas según el año, mientras que, a largo plazo, estas se reducen en un promedio de 10 millones de toneladas por cada año, lo que representa casi un 20 % de las emisiones totales del país.

Cabe destacar que, al igual que el caso que integra al hidrógeno verde, el caso base considera la introducción de otras medidas de mitigación del cambio climático. Lo anterior implica que el hidrógeno no sólo compite con las tecnologías tradicionales con el fin de reducir los gases de efecto invernadero que estas emiten, sino que también lo hace con tecnologías limpias que cumplen la misma función. Las medidas de cambio climático adicionales al hidrógeno corresponden a la electromovilidad, uso de energía solar en procesos térmicos industriales y residenciales, eficiencia energética en calderas y sistemas de permisos de emisiones transables.

Los resultados obtenidos posicionan al hidrógeno verde como una herramienta considerable para acercar al país a cumplir los objetivos propuestos de carbono neutralidad en el año 2050, cuya sinergia con otras estrategias de mitigación de GEI generan un escenario futuro en donde resulta factible el cumplimiento de la meta propuesta.

4.2. Impacto sectorial del uso de hidrógeno en Chile

En la presente sección se detalla el impacto de la inserción de las medidas de uso de hidrógeno en sus respectivos subsectores de incidencia.

4.2.1. Sector transporte

Como se detalla en capítulo anterior, en el sector energético de transporte se trabajan 5 subsectores: Automóviles livianos y medianos, transporte urbano en la Región Metropolitana (Transantiago), transporte de carga vía camiones, transporte de carga vía marítima y transporte aéreo de pasajeros.

4.2.1.1. Automóviles con celdas de combustible

La figura (4.5) muestra la proyección del parque automotriz liviano (*City-cars* y *Sedan*) considerando la inserción de vehículos con celdas de combustible.

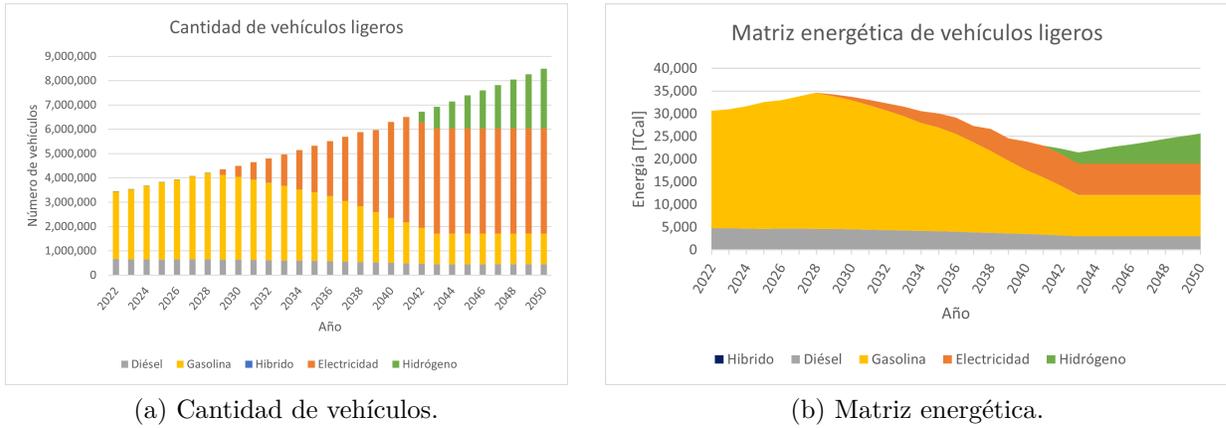


Figura 4.5: Proyección del parque de automotriz ligero

En el caso de los automóviles livianos, la figura (4.5)(a) muestra que la tecnología de celdas de combustible comienza a adquirir relevancia a partir del año 2041, compitiendo en términos de costos y eficiencia con los vehículos eléctricos, que conforman la mayoría de las tecnologías operativas en dicho año. Lo anterior se debe a que, si bien en el año 2041 tanto el costo de inversión como el de mantenimiento de los vehículos ligeros H_2 siguen siendo levemente más altos que su contraparte eléctrica, además de poseer una eficiencia más baja en términos de kilómetros recorridos por Teracaloría¹, el precio proyectado del hidrógeno es suficientemente menor al de la electricidad como para que el modelo decida que resulta más conveniente incluir a los vehículos ligeros con celdas de combustible.

En relación a los vehículos de combustión interna tradicionales (que funcionan con gasolina o diésel), si bien en la mayor parte de la proyección poseen costos de inversión que son considerablemente inferiores a las alternativas eléctricas y a celdas de combustible, estas últimas son más eficientes energéticamente (casi 2 veces mayor en el caso de vehículo a hidrógeno), lo cual implica que a partir del año 2028 y 2041 entran las tecnologías bajas en emisiones de carbono, desplazando a los vehículos tradicionales.

Así, en los periodos medio y final de la proyección, las opciones óptimas en términos de costos y eficiencias para los automóviles livianos corresponden a los vehículos con celdas de combustible y eléctricos. Los automóviles con motor de combustión interna se ven desplazados, reduciendo su presencia a los vehículos que fueron seleccionados en años anteriores y que deben finalizar su vida útil.

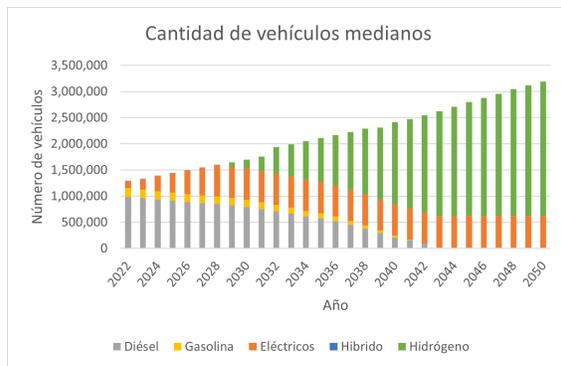
Por otro lado, la figura (4.5)(b) muestra la matriz energética del subsector de vehículos ligeros, en donde se observa que el comportamiento de los energéticos es consistente con lo observado en la figura (a): la matriz está enteramente compuesta por energéticos convencionales hasta que en los años 2028 y 2041 la electricidad y el hidrógeno verde entran en la matriz, aumentando su presencia sostenidamente.

Es importante destacar que, en el periodo final de la proyección, la cantidad de energía eléctrica utilizada es inferior a la gasolina aun cuando existe una mayor cantidad de vehículos

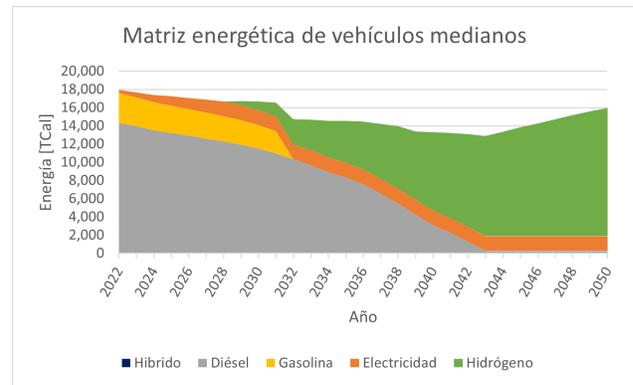
¹ Unidad energética que sirve para emparejar las distintas unidades métricas de los energéticos en estudio (hidrógeno [kg] y diésel [L], etc.)

eléctricos, esto se debe a que, como se menciona anteriormente, los vehículos de este tipo son más eficientes en términos de energía requerida por kilómetro recorrido, lo que se refleja en la menor cantidad de energía eléctrica para satisfacer la misma demanda. Otra consecuencia de lo descrito es la disminución de la energía total requerida para satisfacer la demanda total, en donde si bien la cantidad de vehículos crece a lo largo del tiempo, la energía total requerida disminuye.

En relación a los vehículos medianos, la figura (4.6) muestra la proyección del parque automotriz mediano (camionetas y furgones) considerando la inserción de vehículos con celdas de combustible.



(a) Cantidad de vehículos.



(b) Matriz energética.

Figura 4.6: Proyección del parque automotriz mediano

En la figura (4.6)(a) se observa que desde la actualidad hasta el año 2028, los automóviles de motor de combustión interna diésel componen la mayoría de vehículos, siendo los vehículos eléctricos la principal competencia baja en emisiones que progresivamente desplaza a la tecnología mencionada. A partir del año 2029, la baja en el costo de inversión de los vehículos, la periódica disminución en el precio del hidrógeno dispensado por las hidrolineras, y también la mayor eficiencia en términos de kilómetros recorridos por unidad de energía tienen como consecuencia la irrupción de los vehículos con celdas de combustible, desplazando rápidamente a la tecnología de motores de combustión interna hasta que los excluye completamente en el año 2043.

Al contrario del caso anterior, los automóviles eléctricos medianos no poseen una participación significativa en la proyección analizada, sino que aparece poco a poco en los primeros años, mientras que en los periodos posteriores sólo se mantiene constante, conservando los vehículos en los que se invirtió inicialmente; esto se debe a su baja autonomía en términos de kilómetros recorridos por carga completa en comparación a las otras tecnologías, las que están diseñadas para recorrer distancias mayores que los automóviles ligeros. Por otro lado, el incremento del costo de inversión asociado a aumentar la capacidad y potencia de la batería para mover un vehículo de mayor tamaño, resulta superior al incremento del costo asociado a aumentar la potencia de un motor de combustión interna o un par motor eléctrico-celda de combustible, por lo cual los costos de inversión de vehículos medianos con celdas de combustible resultan ser menores a los de su contraparte eléctrica. En función de las razones descritas anteriormente, el modelo PMR decide priorizar a esta tecnología por sobre vehículos convencionales y vehículos eléctricos.

Con respecto a la matriz energética del subsector mostrada en la figura (4.6)(b), se observa que, al igual que en los vehículos ligeros, la energía requerida por los automóviles eléctricos y con celdas de combustible, es mucho menor a la que necesitan los automóviles tradicionales, por lo cual aun cuando los primeros superen en cantidad a los segundos, la cantidad de energéticos fósiles presentes en la matriz sigue siendo considerable. Finalmente, se proyecta que en el año 2042, el diésel, que es el principal energético en vehículos medianos, es completamente desplazado por la electricidad y el hidrógeno debido a las razones mencionadas anteriormente.

En relación a la generación eléctrica requerida para producir el hidrógeno verde utilizado en (4.5) y (4.6), la figura (4.7) muestra la cantidad de energía eléctrica requerida para realizar esta labor en cada zona de análisis, a su vez, indica cual es el tipo de obtención de H_2V más conveniente para cada zona.

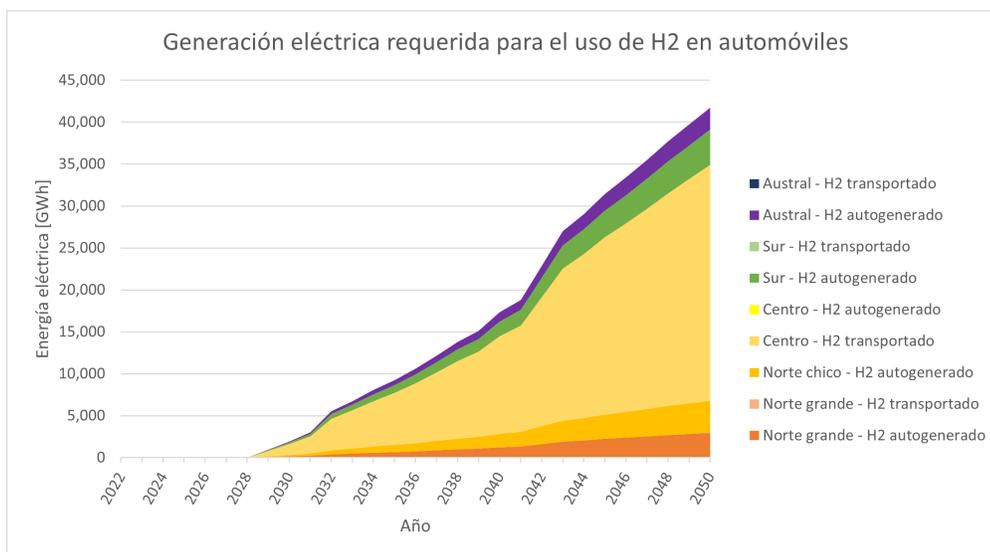


Figura 4.7: Energía eléctrica requerida para la producción del hidrógeno utilizado en automóviles.

En la figura observa que en la zona centro el modelo opta por una producción centralizada, utilizando el hidrógeno generado en el norte chico y posteriormente transportado vía terrestre; mientras que en las zonas norte grande, sur y austral se elige producir su propio hidrógeno. Esto se debe a que el factor de planta en estos lugares es similar e incluso mayor (norte grande y austral) al utilizado en la zona de producción, por lo cual no resulta conveniente escoger una producción centralizada y agregar su respectivo costo de transporte. Cabe destacar que la distribución centralizada en la generación eléctrica y por ende en el uso de hidrógeno, se debe al comportamiento también centralizado de los automóviles en Chile, cuyo porcentaje de participación por zona se encuentra detallado en la tabla (3.2).

4.2.1.2. Buses Transantiago con celdas de combustible

En relación a la integración de hidrógeno en los buses de transporte público en la Región Metropolitana, la figura (4.8) muestra la proyección del comportamiento de la flota de buses establecida considerando la inserción de buses urbanos con celdas de combustible.



Figura 4.8: Proyección de la flota de Transantiago

En la figura (4.8)(a) se observa que inicialmente la cantidad de buses se compone en $\frac{2}{3}$ de buses con motor de combustión interna, mientras que el resto son buses eléctricos. A partir del año 2027, los buses con celdas de combustible comienzan a adquirir una participación que crece sostenidamente a medida que pasan los años, desplazando a la tecnología tradicional que utiliza diésel como único combustible. Lo anterior se debe a que si bien los costos de inversión de los buses con celdas de combustible son mayores a los de combustión interna (aun cuando los primeros decrecen a lo largo de los años), la tecnología modelada posee una mayor eficiencia energética, 2 veces superior, en términos de kilómetros recorridos por repostaje completo, lo que posiciona a la alternativa en evaluación como la más costo-eficiente; incrementando su presencia hasta el año 2034, en que reemplaza completamente a la tecnología tradicional.

Cabe destacar que la cantidad de buses se mantiene relativamente constante debido a 2 razones:

1. La demanda de kilómetros recorridos en total para buses 'Transantiago' presente en el modelo no cambia a lo largo de los años ¹.
2. Las distintas tecnologías de buses urbanos tienen la capacidad de recorrer la misma cantidad de kilómetros por año.

Con respecto a la matriz energética del subsector, la figura (4.8)(b) muestra que el comportamiento de la energía consumida según el tipo de combustible es consistente con lo detallado en la figura (a), en donde el hidrógeno verde adquiere presencia en el año 2027, y aumenta su participación a medida que pasan los años hasta desplazar completamente al diésel en el año 2034. Es importante destacar, que la cantidad de energía utilizada por buses eléctricos y buses con celdas de combustible, es menor a la utilizada por la flota diésel, esto debido a que los primeros poseen una mayor eficiencia energética en términos de kilómetros recorridos por repostaje completo, por lo que requieren una menor cantidad de energía para satisfacer la misma demanda. Por otro lado, la cantidad de energía total disminuye a medida que ingresan los buses con celdas de combustible, lo que también tiene como causa a lo descrito anteriormente.

En relación a la generación eléctrica requerida para producir el hidrógeno verde utilizado

¹ Esto ocurre debido al colapso geográfico de la ciudad de Santiago, en donde si bien crece en términos de cantidad de población, no se expande geográficamente.

en buses urbanos con celdas de combustible, la figura (4.9) muestra la cantidad de energía eléctrica requerida para realizar esta labor, a su vez, indica cual es el tipo de obtención de hidrógeno más conveniente en la zona de incidencia.

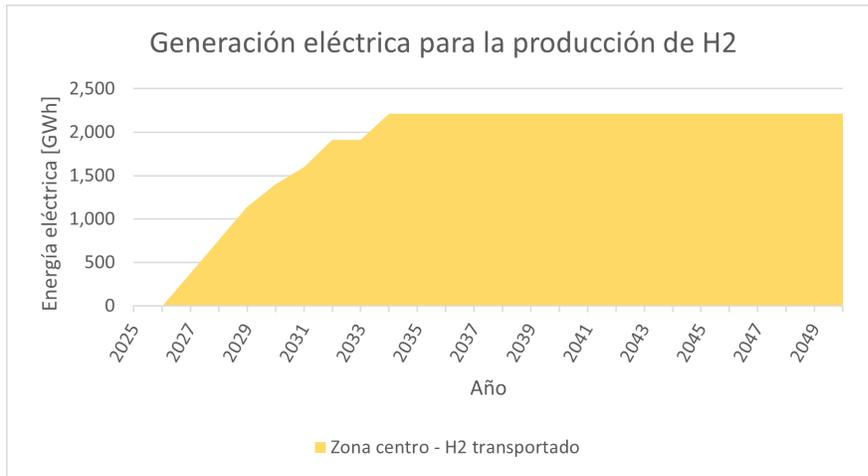


Figura 4.9: Energía eléctrica requerida para la producción del hidrógeno utilizado en buses urbanos con celdas de combustible.

En este caso particular, tan sólo la zona centro posee relevancia debido a que la totalidad de la flota de buses "Transantiago" se encuentra en la Región Metropolitana. Se opta por una producción centralizada, utilizando el hidrógeno generado en el norte chico y posteriormente transportado vía terrestre. Esto se debe a que en la zona centro el factor de planta resulta ser tan bajo que se requiere una sobreinversión excesiva en capacidad de ERNC para producir la energía utilizada, por lo cual el modelo opta por transportar el hidrógeno verde producido en el norte chico aun cuando debe contar con el costo de transporte.

Finalmente, la figura (4.10) muestra el comportamiento de las emisiones de gases CO_2 equivalentes en el caso de considerar el uso de hidrógeno y en el caso de no hacerlo.

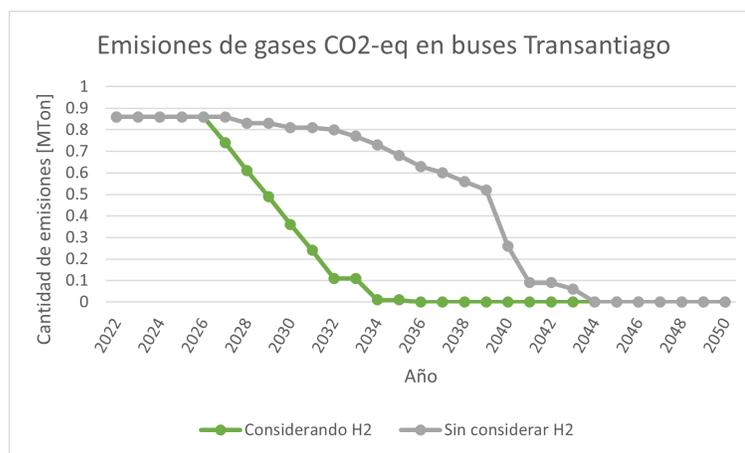


Figura 4.10: Proyección de emisiones de gases GEI en el subsector de buses "Transantiago".

En relación a las emisiones, la trayectoria que considera hidrógeno verde representa una

disminución progresiva en la cantidad de gases CO_2 -equivalentes a partir del año 2027, abatiendo completamente las emisiones asociadas al subsector en el año 2034. Lo anterior se debe al desplazamiento de la tecnología diésel por un *mix* entre electromovilidad y buses con celdas de combustible, teniendo en consideración que el funcionamiento de ambas tecnologías no posee gases de efecto invernadero.

4.2.1.3. Camiones de carga con celdas de combustible

En relación a la integración de hidrógeno verde en los camiones de transporte de carga, la figura (4.11) muestra la proyección del comportamiento de esta flota en el país, considerando a la tecnología camiones con celdas de combustible dentro de las posibilidades de elección del modelo PMR.



Figura 4.11: Proyección de la flota de camiones de carga en el país.

Como se observa en la figura (4.11)(a), en el primer periodo la totalidad de camiones de carga funcionan con diésel, siendo esta la tecnología utilizada para satisfacer la demanda de toneladas-kilómetro movilizadas en cada año, por sobre los camiones eléctricos o a gas natural. A partir del año 2027 los vehículos de carga con celdas de combustible, que funcionan netamente con H_2V , comienzan a ingresar paulatinamente mientras desplazan a los camiones de carga convencionales. Lo anterior ocurre por 3 razones:

- La disminución progresiva del precio del hidrógeno a lo largo de los años hasta que resulta competitiva e incluso más conveniente que el diésel, que se detalla en el anexo C.
- La alternativa de celdas de combustible es un 21 % más eficiente en términos de energía requerida por kilómetro recorrido que la tecnología convencional.
- Los costos de inversión y mantenimiento de la tecnología estudiada disminuyen exponencialmente, hasta ser competitivos en el largo plazo.

Las razones anteriores, principalmente la segunda, posicionan a los camiones con celdas de combustible como una opción más costo-eficiente que los camiones con motores de combustión interna. En función de lo anterior, la presencia de la medida de uso de hidrógeno aumenta de forma progresiva al mismo tiempo de que reemplaza a la tecnología diésel.

Cabe destacar que, similar a lo que ocurre en el caso de los vehículos medianos, los camiones eléctricos no poseen una participación considerable en la proyección debido a la baja

autonomía asociada a la tecnología de baterías, lo cual en vehículos destinados a largos recorridos como los automóviles medianos o en este caso los camiones de carga, se traduce en una eficiencia menor en relación a sus competidores.

Con respecto a la participación de los combustibles utilizados, en la figura (4.11)(b) se detalla que la entrada de hidrógeno en la matriz energética del subsector es consistente con el ingreso de camiones con celdas de combustible a lo largo de la proyección que ocurre en el año 2028. Además, se observa que existe una leve disminución en el uso total de energía demandada en el subsector de camiones de carga, lo que se debe a la mayor eficiencia de la tecnología H_2V en términos de toneladas-kilómetro transportadas por estanque lleno de combustible, por lo que requiere una menor cantidad de energía que su contraparte de tecnología diésel para satisfacer la misma demanda.

En relación a la generación eléctrica, la figura (4.12) muestra la cantidad de energía eléctrica requerida para producir el hidrógeno verde utilizado en cada una de las 5 zonas del país, así mismo, indica cuál es el método de obtención del hidrógeno más conveniente.

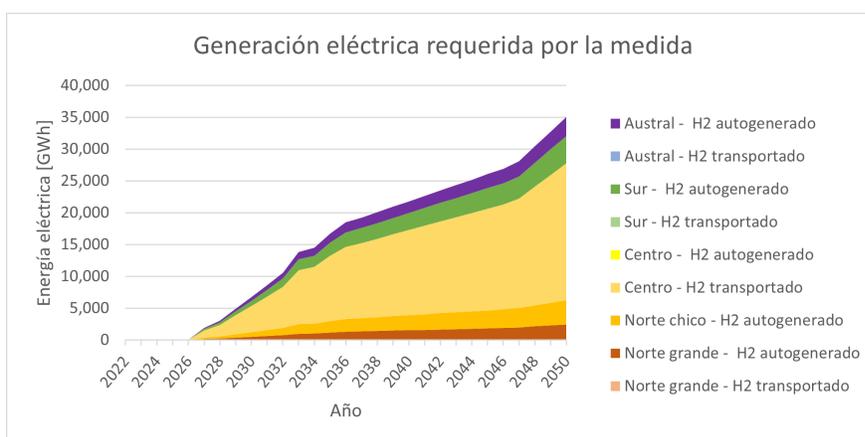


Figura 4.12: Energía eléctrica requerida para la producción del hidrógeno utilizado en camiones.

En la figura anterior se repite el mismo patrón que en el subsector de los automóviles: la zona centro opta por una producción centralizada, utilizando el hidrógeno verde generado en el norte chico y posteriormente transportado vía terrestre; mientras que las zonas norte grande, sur y austral optan por producir su propio hidrógeno. En particular la cantidad de camiones de transporte de carga en Chile es de carácter centralizado, destacando a la zona centro con el 73% de los vehículos.

Finalmente, la figura (4.13) muestra la proyección de la cantidad de gases de efecto invernadero emitidos en el subsector, al integrar la tecnología camiones con celdas de combustible en las posibilidades de elección del modelo PMR, y en el caso de no hacerlo.

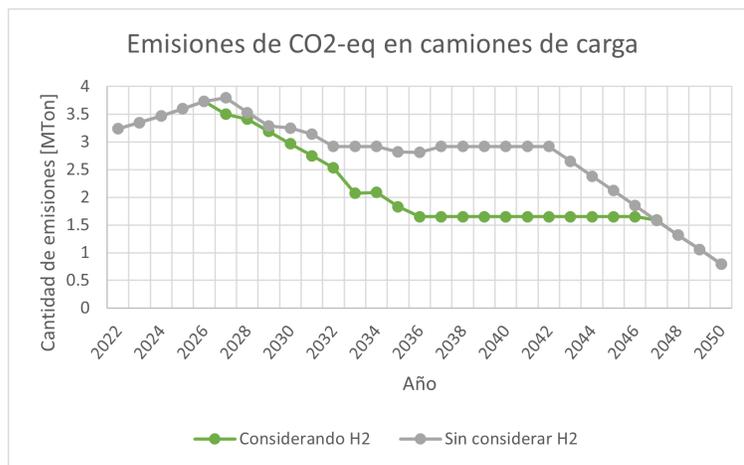
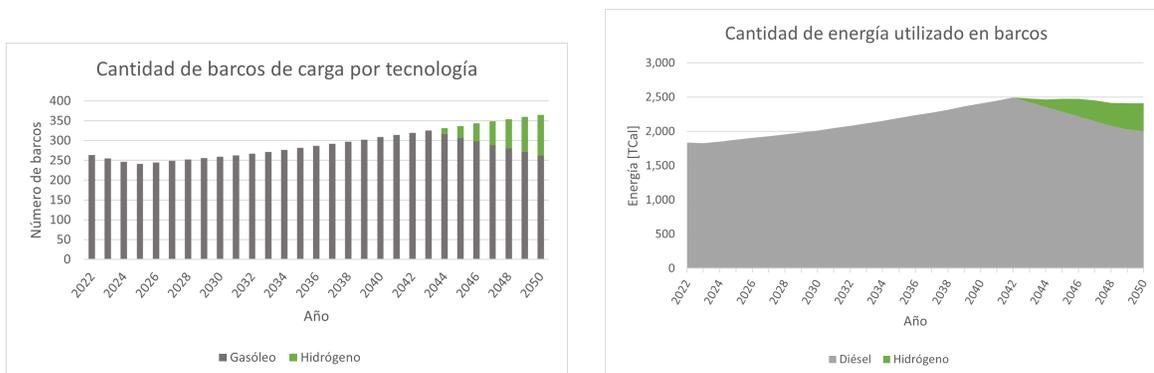


Figura 4.13: Proyección de emisiones de gases GEI en el subsector camiones de transporte de carga.

En la figura se observa que en el año 2028 comienza a efectuarse una reducción en la cantidad de emisiones de gases de carbono equivalente, lo que coincide con la entrada de la tecnología de camiones H_2V en la proyección. Esto se debe a que la tecnología de celdas de combustible no posee emisiones de GEI asociadas a su funcionamiento, reflejándose en la sucesiva disminución de los gases de efecto invernadero generados por el subsector de camiones de carga, hasta que en el año 2036 el valor se estabiliza debido a la base de camiones diésel que aún se mantienen activos y de acuerdo a su vida útil, comienza a incluir más camiones con celdas de combustible y, por ende, la cantidad de emisiones sigue disminuyendo. En contraparte, en el caso de que no ingresar al hidrógeno el abanico de posibilidades del modelo, si bien la cantidad de emisiones de gases de efecto invernadero experimenta una disminución, este lo hace de forma más lenta producto de la paulatina entrada de camiones a gas e híbridos.

4.2.1.4. Barcos de carga con celdas de combustible

En relación a la integración de hidrógeno verde en los barcos de transporte de carga, la figura (4.14) muestra la proyección de la flota de barcos de carga en el país, considerando la inserción de la tecnología de celdas de combustible dentro de las distintas posibilidades del modelo PMR.



(a) Cantidad total de barcos.

(b) Matriz energética.

Figura 4.14: Proyección de la flota de barcos de carga en el país.

Como se observa en la figura (4.14)(a), en la mayor parte de la proyección la totalidad de barcos de carga funcionan con combustibles fósiles, en particular el diésel, siendo esta la única tecnología disponible para satisfacer la demanda de toneladas-kilómetro movilizadas en cada año. A partir del año 2044, los barcos de carga con celdas de combustible, que funcionan netamente con H_2V , comienzan a ingresar paulatinamente mientras desplazan a los buques tradicionales, hasta lograr un 30% de presencia en 2050. El ingreso de hidrógeno en este sector ocurre por 2 razones:

- La disminución progresiva del precio del hidrógeno verde a lo largo de los años, hasta resultar competitivo e incluso más conveniente que el diésel.
- La tecnología de celdas de combustible duplica la eficiencia energética de su contraparte diésel.

Aun teniendo en cuenta lo anterior, se debe tener en consideración que los costos de inversión y mantenimiento de los barcos con celdas de combustible son un 13% mayores que los de la tecnología diésel a lo largo de toda la proyección. Por este motivo, la integración del hidrógeno en este subsector por medio de la tecnología de celdas de combustible no resulta ser considerable.

Con respecto a la matriz energética, la figura (4.14)(b) muestra la participación energética del hidrógeno en el subsector, la que es consistente con la entrada de barcos con celdas de combustible ocurrida en el año 2044. Cabe destacar que existe una disminución en el uso total de energía a partir año mencionado, lo cual se debe a la mayor eficiencia de la tecnología H_2 en términos de toneladas-kilómetros transportados por repostaje completo, lo que tiene como consecuencia que se requiera menos energía total para satisfacer la misma demanda.

En relación a la generación eléctrica, la figura (4.15) muestra la cantidad de energía eléctrica requerida para producir el hidrógeno utilizado en cada una de las 5 zonas del país, a su vez, indica cuál es el método de obtención del hidrógeno más conveniente.

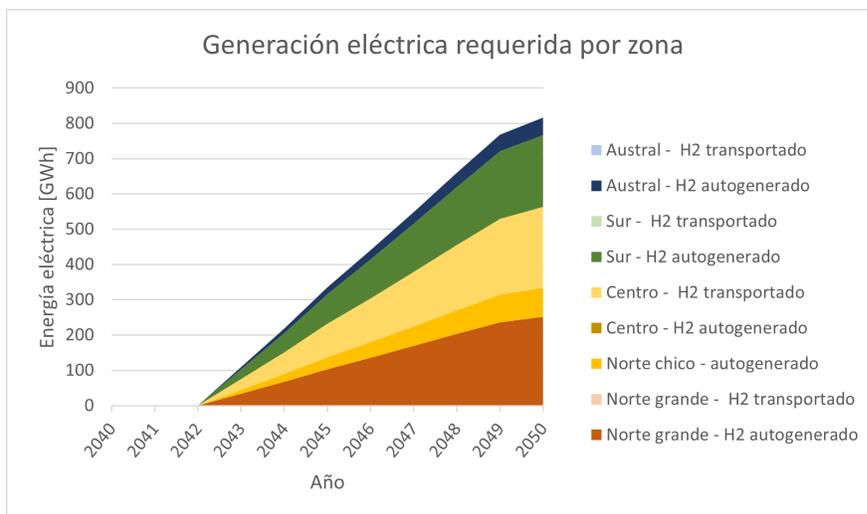


Figura 4.15: Energía eléctrica requerida para la producción del hidrógeno utilizado en barcos de carga.

En la figura se repite el mismo patrón que en los resultados anteriores: la zona centro

opta por una producción centralizada, utilizando un hidrógeno generado en el norte chico y posteriormente transportado vía terrestre a través de camiones especializados; mientras que las zonas norte grande, sur y austral optan por producir su propio hidrógeno verde, esto se debe a que el factor de planta en estos lugares es similar e incluso mayor (norte grande y austral) al considerado en el norte chico, por lo cual no resulta conveniente escoger una producción centralizada y contar con los costos de transporte. Cabe destacar que el transporte de carga marítima en Chile es de carácter descentralizado, en donde ninguna zona supera el 40 % del total.

Finalmente, la figura (4.16) muestra la proyección de la cantidad de gases de efecto invernadero emitidos en el sector marítimo, tanto al integrar la tecnología de barcos con celdas de combustible dentro de las posibilidades de elección del modelo PMR, como al no hacerlo.

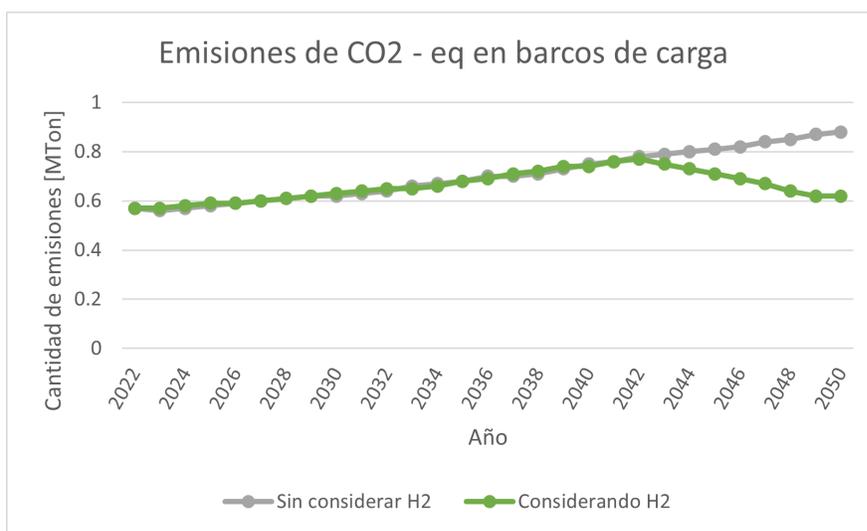


Figura 4.16: Proyección de emisiones de GEI en barcos de carga.

En la figura se observa que en el año 2044 comienza a efectuarse una sucesiva reducción de la cantidad de emisiones de gases de carbono equivalente, lo que es consecuente con la entrada de barcos H_2V debido a que la tecnología de celdas de combustible no posee emisiones de GEI asociadas a su funcionamiento, logrando así un abatimiento de 0.23 millones de toneladas de gases contaminantes. Como contraparte, en el caso de no ingresar al hidrógeno dentro del abanico de posibilidades del modelo, las emisiones continúan en alza a medida que se utiliza más diésel para satisfacer la demanda de toneladas-kilómetro movilizadas.

4.2.1.5. Aviones con celdas de combustible

En relación a la integración de hidrógeno en aviones comerciales, la figura (4.17) muestra la proyección de la flota aviones comerciales en el país, considerando la inserción de la tecnología de celdas de combustible dentro de las alternativas en el modelo PMR.

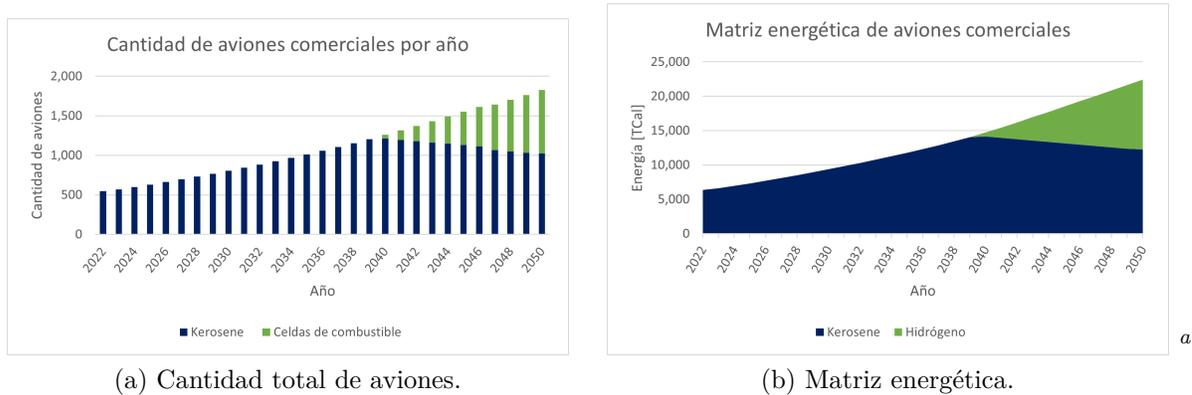


Figura 4.17: Proyección de la flota de aviones comerciales en Chile.

^a Fuente: elaboración propia.

El comportamiento de la cantidad de aviones comerciales resulta similar al mostrado de los barcos de carga. Desde el inicio de la proyección, la totalidad de aviones comerciales operativos poseen un motor de combustión interna que hace uso de *kerosene* como combustible. A partir del año 2040, la tecnología que hace uso de hidrógeno adquiere una relevancia en la proyección, posicionándose como una alternativa más costo-eficiente que la tradicional y aumentando su presencia a medida que transcurren los años. Lo anterior se debe a que, si bien los costos de inversión y mantenimiento en los vehículos aéreos con celdas de combustible en ningún año resultan ser menores a los de su contraparte convencional, la disminución del precio del hidrógeno verde, detallada en el anexo C, es suficiente para cubrir la diferencia en los costos de inversión y posicionar a las celdas de combustible como la alternativa óptima.

El análisis anterior se refleja en el comportamiento de la matriz energética mostrada en (4.17)(b), en donde a partir del año 2040 el hidrógeno desplaza progresivamente al *kerosene* en función de la cantidad de aviones con celdas de combustible que ingresan a la proyección.

En relación a la generación eléctrica, la figura (4.18) muestra la cantidad de energía eléctrica requerida para producir el hidrógeno utilizado en cada una de las 5 zonas del país, al mismo tiempo de que indica cuál es el método de obtención del hidrógeno más conveniente.

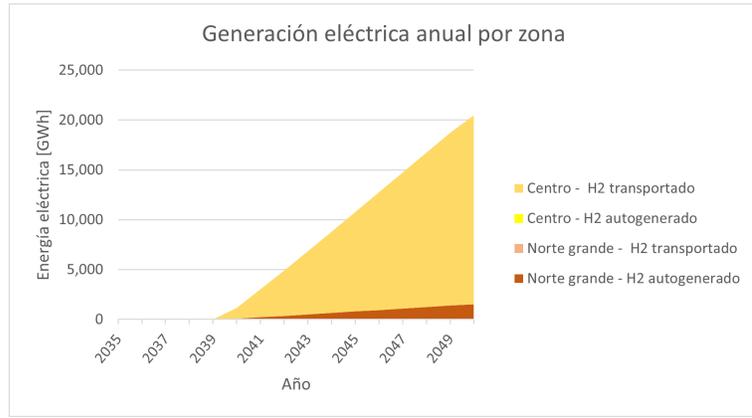


Figura 4.18: Energía eléctrica requerida para la producción del hidrógeno utilizado en aviones comerciales.

En la figura se muestra que la zona centro opta por una producción centralizada, utilizando el hidrógeno verde generado en el norte chico y posteriormente transportado vía terrestre a través de camiones. Esta decisión tiene una especial repercusión en este caso debido a que el 93 % de los vuelos en Chile, considerando viajes nacionales e internacionales tiene como origen al Aeropuerto Internacional Arturo Merino Benítez, ubicado en la Región Metropolitana.

Finalmente, la figura (4.19) muestra la proyección de la cantidad de gases de efecto invernadero emitidos en el subsector, al integrar la tecnología de aviones con celdas de combustible en las posibilidades de elección del modelo PMR, y en el caso de no hacerlo.

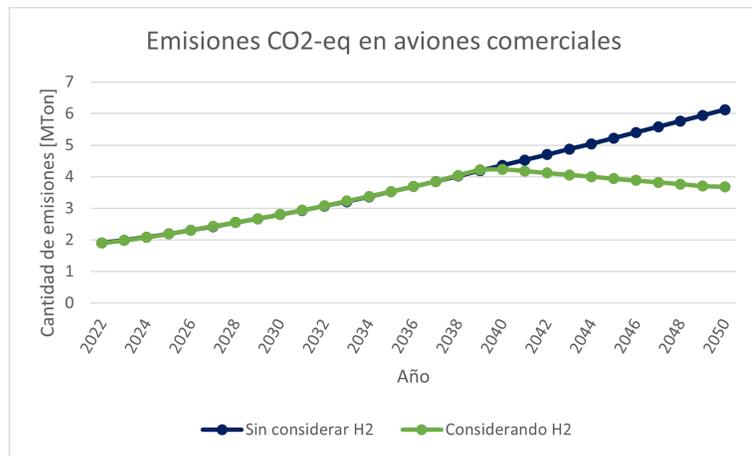


Figura 4.19: Proyección de emisiones de GEI en aviones comerciales.

En la proyección se observa que en el año 2040 comienza a efectuarse una disminución en la cantidad de emisiones de gases de carbono equivalente, logrando así un abatimiento de 3 millones de toneladas de gases contaminantes en el año 2050; esto resulta consecuente con la entrada de aviones H_2V debido a que la tecnología de celdas de combustible no posee emisiones de GEI asociadas a su funcionamiento, siendo esta la única alternativa con una nula huella de carbono que tiene la capacidad de incidir en el sector aéreo. Como contraparte, en el caso de que no ingresar al hidrógeno a las posibilidades del modelo PMR, las emisiones continúan en alza a medida que se utiliza más *kerosene* para satisfacer la demanda

de pasajeros-kilómetro movilizados.

4.2.2. Sector minero

En el sector minero se analizan en conjunto la inserción de CAEX duales y CAEX con celdas de combustible debido a que ambos son vehículos que apuntan a satisfacer la misma demanda de kilómetros de carga movilizada.

La figura (4.20) proyecta la presencia de las distintas tecnologías de camiones de extracción minera modeladas en el presente trabajo.

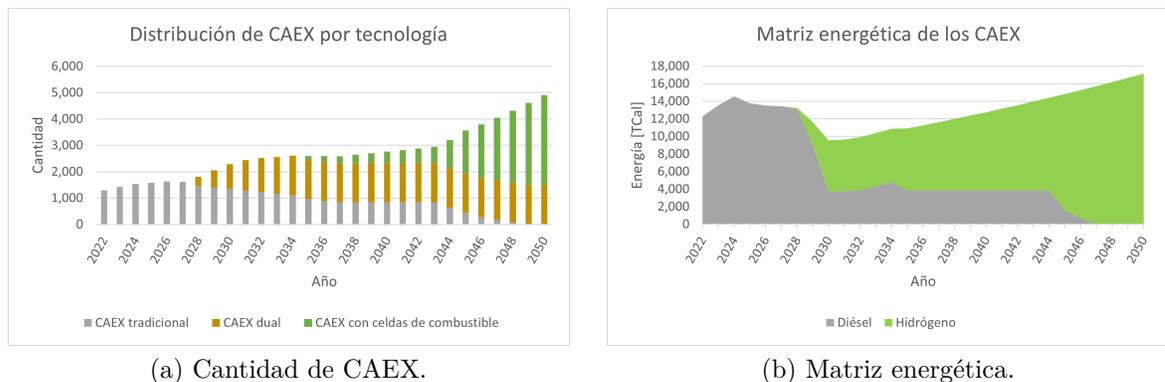


Figura 4.20: Proyección de la flota de camiones de extracción minera presentes en el país.

En la figura se muestra que en el primer periodo de la proyección la totalidad de CAEX utilizados en la minería de cobre utilizan un motor de combustión interna de alta envergadura, el cual utiliza al diésel como combustible, esto se debe a que es el único tipo de tecnología disponible para satisfacer la demanda de carga transportada. A partir del año 2028, el CAEX de tecnología dual, cuyo combustible es una mezcla entre hidrógeno (60%) y diésel (40%), comienza a adquirir participación en la proyección, desplazando progresivamente a la tecnología tradicional.

Aun cuando los costos de inversión y mantenimiento de los CAEX duales utilizados en la proyección son un 25% mayores a los del CAEX diésel, el primero resulta ser más costo-efectivo debido a 2 razones:

- Debido a la sostenida baja de precios del hidrógeno detallada en C, que en cierto punto resulta ser más competitivo que el diésel, la mezcla de ambos elementos eventualmente también resulta serlo.
- La eficiencia energética del CAEX dual es un 20% mayor que la del CAEX tradicional, lo que implica que se requiere menos energía para trasladar la misma cantidad de materiales.

Continuando con la proyección, a partir del año 2035 ingresa la tecnología de CAEX con celdas de combustible que funciona netamente con hidrógeno, la cual aumenta su presencia hasta el año 2048, en donde irrumpe de forma más agresiva desplazando tanto a los CAEX

duales como a los tradicionales, en donde estos últimos sólo conservan a los equipos en los que se invirtió anteriormente.

Lo anterior se debe a que si bien los valores de costos de inversión y mantenimiento asociados a la tecnología de CAEX con celdas de combustible resultan ser los mayores de las 3 opciones, este es la tecnología más eficiente en términos de la cantidad de energía requerida para movilizar un cierto tonelaje; además, el operar netamente con hidrógeno verde representa un menor costo variable combustible que su competencia en el largo plazo, debido a la sostenida baja de precios en la producción del elemento.

En síntesis, los CAEX con tecnología dual representan una alternativa de transición entre los camiones de extracción convencionales y los de celdas de combustible en términos de costo-eficiencia, siendo la alternativa óptima en el mediano plazo; mientras que la tecnología de celdas de combustible predomina en el largo plazo.

En relación a la energía utilizada por los camiones de extracción minera, la figura (4.20)(b) muestra que, a partir del año 2028, ocurren 2 cambios en la predominancia del diésel hasta ese entonces:

1. El hidrógeno verde adquiere participación en la matriz energética, lo cual se debe a que el 60 % de la energía utilizada por los CAEX duales proviene de la combustión de H_2V .
2. Existe una baja en el total de energía utilizada por los camiones de extracción minera. Esto tiene como causa a la mayor eficiencia que poseen los CAEX duales en relación a los tradicionales, por lo que requieren una menor cantidad de energía para satisfacer la demanda de carga transportada.

En la proyección, la irrupción de los CAEX con celdas de combustible ocurrida en el año 2035 produce el mismo efecto que la tecnología dual, pero a una mayor escala, aumentando la presencia de hidrógeno en la matriz energética y desplazando completamente al diésel utilizado.

Es importante destacar que, a partir del año 2047, aun cuando se cuenta con los CAEX duales adquiridos en años anteriores, el modelo opta por invertir en CAEX con celdas de combustible y dejar de lado a los CAEX duales aún cuando ya se realizó la inversión. Esto ocurre debido a que, en este caso particular, la diferencia entre los costos de operación (OPEX) es suficientemente alta como para que el modelo considere óptimo contar con los costos de inversión de la nueva tecnología, aun cuando tiene a la alternativa dual disponible.

En relación a la generación eléctrica, la figura (4.21) muestra la cantidad de energía eléctrica requerida para producir el hidrógeno utilizado en las zonas norte grande, norte chico y centro, que son los lugares en que se extrae cobre; a su vez, indica cuál es el método de obtención del hidrógeno más conveniente.

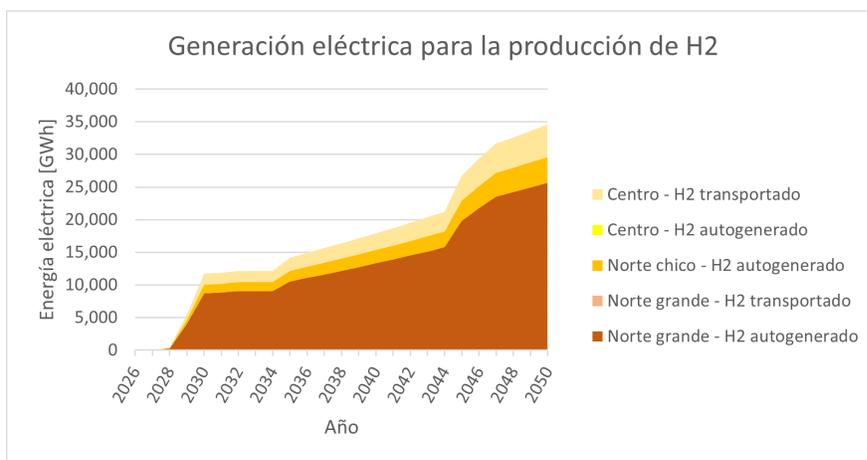


Figura 4.21: Energía eléctrica requerida para la producción del hidrógeno utilizado camiones mineros.

En la figura se muestra que se repite el mismo patrón que en los resultados anteriores: la zona del norte grande opta por producir su propio hidrógeno verde, debido a que esta zona posee un factor de planta más alto que el norte chico, por ende la consideración del costo asociado al transporte no tiene sentido económico; la zona de norte chico genera y utiliza su propio hidrógeno verde, ya que la producción centralizada no aplica en este lugar; y la zona centro opta por una producción centralizada, donde se adquiere el hidrógeno verde generado en el norte chico y posteriormente transportado vía terrestre a través de camiones. En el caso de este uso, la zona predominante resulta ser el norte grande contando con el 80 % de la producción de cobre y, por ende, con la cantidad de camiones de extracción presentes. Cabe destacar, que las zonas sur y austral no son consideradas en la proyección debido a que no existen minería en esos lugares.

Finalmente, el gráfico (4.22) proyecta la cantidad de gases de efecto invernadero emitidos en el subsector en el caso de integrar las tecnologías descritas dentro de las opciones de elección del modelo PMR, y en el caso de no hacerlo.

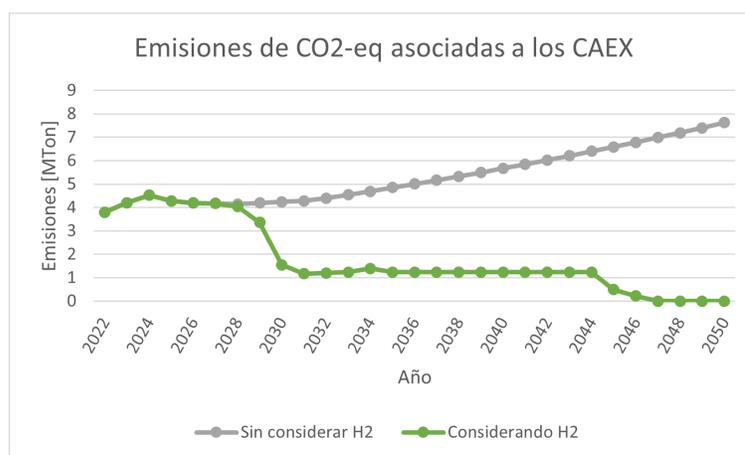


Figura 4.22: Proyección de emisiones de GEI en camiones mineros.

En la curva proyectada se observa que, a partir del año 2027, debido a la entrada de los

CAEX duales al universo de camiones de extracción minera, las emisiones disminuyen progresivamente debido al 60 % de diésel reemplazado por hidrógeno verde, cuya combustión no posee gases CO_2 equivalentes. Posteriormente, desde el año 2044 hasta el fin de la proyección se observa una disminución pronunciada en las emisiones del subsector debido a la acción de los CAEX con celdas de combustible, tecnología que no tiene emisiones GEI asociadas a su funcionamiento y que en este periodo se posiciona como la más costo-eficiente de las 3 opciones, logrando así la descarbonización completa en los camiones de extracción minera. Como contraparte, en el caso de que no ingresen las tecnologías de hidrógeno el abanico de posibilidades del modelo, las emisiones continúan en alza a medida que se utiliza más diésel para satisfacer la demanda de toneladas movilizadas.

4.2.3. Sector residencial

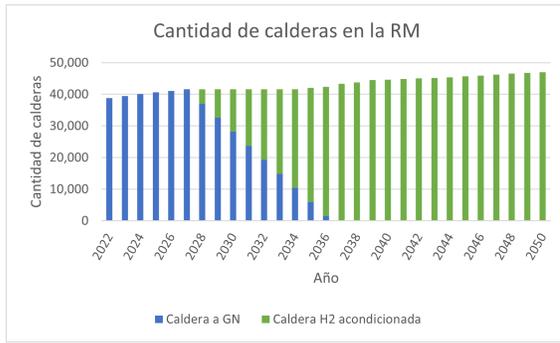
El sector residencial cuenta con un funcionamiento similar al transporte urbano, debido a que requiere de una estación externa que trabaje el hidrógeno verde para transformarlo en un producto listo para su uso. En este caso corresponde a la compresión y mezcla con gas natural, por lo tanto, en todos los análisis asociados a este sector se debe considerar al hidrógeno verde como un elemento el 51 % de la energía (20 % en volumen) de la mezcla a utilizar.

El análisis en este sector incluye a las medidas de calderas a H_2 y calefactores a H_2 , actuando en conjunto aun cuando satisfacen demandas distintas, esto debido al transporte vía gasoducto de la mezcla a las residencias, el cual actúa como fuente de gas para todos los dispositivos de la casa que lo requieran.

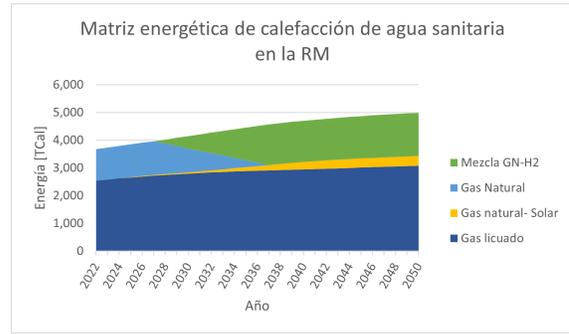
Por otro lado, es importante destacar que en la realidad el uso de gas mezclado con hidrógeno en un hogar implica que todos los aparatos conectados a la red (quemadores de la cocina, hornos, etcétera) funcionan con la mezcla suministrada. Esto representa riesgos si es que no están acondicionados para recibir hidrógeno, se trabaja bajo el supuesto de que estos aparatos pueden funcionar correctamente teniendo como combustible a la mezcla GN- H_2 .

4.2.3.1. Calderas y calefactores

En relación a las calderas residenciales acondicionadas para funcionar con H_2 , la figura (4.23) muestra la proyección de la cantidad de calderas conectadas a la red de gas natural, considerando la inserción de la mezcla H_2 -GN dentro de las alternativas en el modelo PMR.



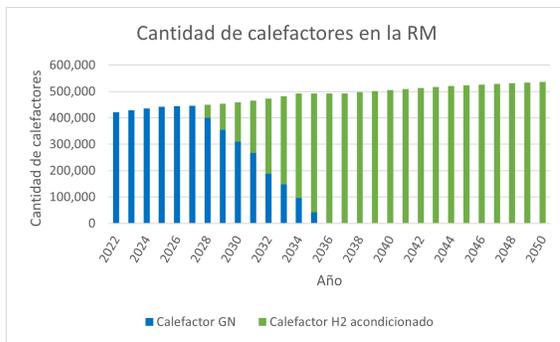
(a) Cantidad de calderas a GN.



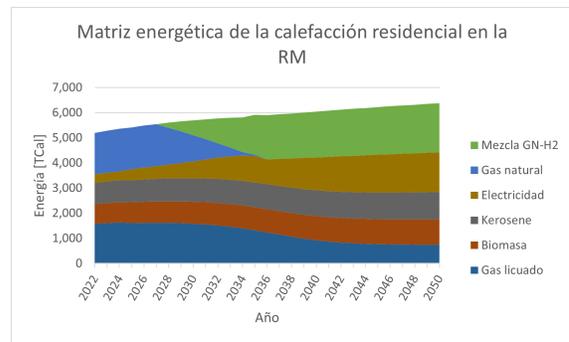
(b) Matriz energética.

Figura 4.23: Proyección del uso de calderas que funcionen con gas natural en la RM.

Por otro lado, la figura (4.24) realiza lo propio con la integración de calefactores a hidrógeno.



(a) Cantidad de calefactores.



(b) Matriz energética.

Figura 4.24: Proyección del uso de calefactores H2 en la RM.

En las figuras (4.23)(a) y (4.24)(a) se observa que a partir del año 2027 comienza un reemplazo progresivo de las calderas y calefactores que funcionen exclusivamente con gas natural transportado vía gasoducto, por calderas y calefactores acondicionados para operar con la mezcla de hidrógeno verde y gas natural; esto ocurre hasta los años 2037 y 2036 respectivamente, en donde la tecnología que hace uso de H_2V desplaza completamente a su versión convencional. Para explicar el comportamiento mencionado, hay que tener en cuenta lo siguiente.

En relación a los costos, en el caso de las calderas H_2V los valores son ampliamente superiores (en un 530 [%]) a los de la caldera residencial convencional, mientras que los calefactores H_2V poseen costos de inversión un 35 [%] mayores a los de un calefactor a gas natural tradicional; además, en ambas tecnologías asociadas al hidrógeno no se considera una baja considerable en sus costos de inversión y mantenimiento. Sumado a lo anterior, se debe interiorizar también el costo adicional asociado a la instalación y mantenimiento de las estaciones de mezcla e inyección de hidrógeno a la red de distribución.

Aun considerando la razón anterior, la principal razón de que la mezcla residencial desplace a las opciones convencionales tanto en las calderas como en los calefactores corresponde a la amplia diferencia de precios entre el hidrógeno y el gas natural, en donde el primero resulta

ser considerablemente inferior al segundo, lo cual se detalla en la proyección mostrada en el anexo C. Lo anterior implica que el costo variable combustible de las tecnologías H_2 es lo suficientemente conveniente como para que el modelo PMR seleccione la opción de operar con la mezcla de hidrógeno verde y gas natural en su año de entrada, aún cuando esto conlleva una inversión extra en la estación de mezcla y en los equipos domésticos por parte de los consumidores residenciales.

Finalmente, en términos de eficiencia energética, tanto los calefactores como las calderas H_2V son similares a los que utilizan gas natural, por lo que no resulta ser un parámetro relevante en el análisis.

En relación a la energía utilizada, las figuras (4.23)(b) y (4.24)(b) muestran el comportamiento de las matrices energéticas en los subsectores de calefacción del hogar y del agua presente en la residencia. Se observa que en ambos casos la mezcla de hidrógeno y gas natural adquiere participación en el año 2027, aumentando progresivamente su presencia hasta desplazar completamente al gas natural transportado vía gasoducto en los años 2037 y 2036 respectivamente, lo cual resulta consistente con lo detallado en párrafos anteriores.

Con respecto a la generación eléctrica, la figura (4.25) muestra la cantidad de energía eléctrica requerida para producir el hidrógeno inyectado a la red de gasoductos ubicada en la Región Metropolitana.

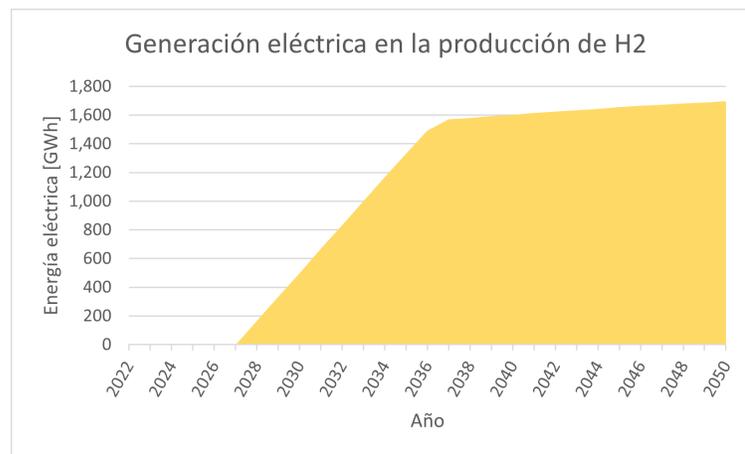


Figura 4.25: Energía eléctrica requerida para la producción del hidrógeno utilizado en la mezcla residencial.

Se observa que la totalidad de energía eléctrica utilizada para producir el hidrógeno proviene del norte chico, lo que continúa el patrón visto en los sectores anteriores, es decir, en la zona centro resulta más conveniente comprar el hidrógeno que generarlo *in-situ*. El resultado anterior es especialmente relevante dado que la medida de inserción de hidrógeno analizada sólo tiene presencia en la zona centro.

Finalmente, la figura (4.26) proyecta la cantidad de emisiones de gases CO_2 -equivalentes en el sector residencial de la región metropolitana, en el caso de integrar la tecnología de calderas y calefactores H_2 como una posible elección del modelo PMR, y en el caso de no hacerlo.

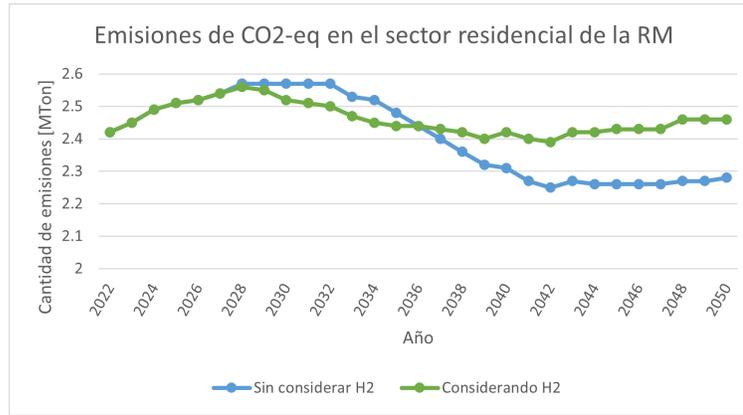


Figura 4.26: Proyección de emisiones de GEI en el sector residencial de la región metropolitana.

En este caso particular, el comportamiento de los gases de efecto invernadero varía según el año en que se analice. A partir del año 2027 se observa una disminución de 80.000 toneladas de gases CO_2 -equivalentes emitidos en el sector residencial de la Región Metropolitana, lo cual se debe al 20% de volumen de gas natural reemplazado por hidrógeno verde en la mezcla utilizada por las tecnologías de calderas y calefactores H_2V , que posee un 51% menos de emisiones que el gas "ciudad"¹ en su combustión. Ahora bien, a largo plazo esta tecnología resulta contraproducente en términos de mitigación de emisiones de GEI, debido a que la costo-efectividad de la tecnología H_2 es lo suficientemente alta para desplazar a otras tecnologías que, si bien no resultan óptimas en términos de costos, poseen un bajo número de emisiones. Entre ellas la calefacción de agua con paneles solares, la calefacción eléctrica en casas con acceso a redes de gas natural, o la tecnología de calefacción *split*.

Además, se destaca que en el caso de la calefacción eléctrica, esta sí posee emisiones de gases CO_2 -equivalentes de forma indirecta, debido a que la electricidad utilizada tiene un potencial origen fósil. Estos valores de emisiones indirectas no se encuentran reflejados en la curva *Sin H₂* de la figura (4.26) debido a que esta muestra netamente las emisiones directamente relacionadas al sector.

4.2.4. Sector industrial

4.2.4.1. Producción de amoníaco

La industria del amoníaco resulta ser un caso particular en los usos modelados de hidrógeno verde, debido a que este se presenta como el único método en Chile para la producción de este compuesto, es decir, en el país no existen proyectos que utilicen una tecnología alternativa que utilice otro energético. En función de lo anterior, el análisis de este caso particular está centrado en el impacto energético del hidrógeno verde requerido para la exportación de amoníaco, cuya demanda proyectada se calcula utilizando los datos expuestos en la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde [3].

Es importante mencionar que la planta de producción de amoníaco no posee emisiones de GEI asociados a la industria, lo cual cumple el objetivo inicial en la utilización de H_2V para

¹ Gas natural acondicionado para el sector residencial.

la generación de amoníaco "verde".

La figura (4.27) muestra la proyección del comportamiento de industria de producción de amoníaco modelada.

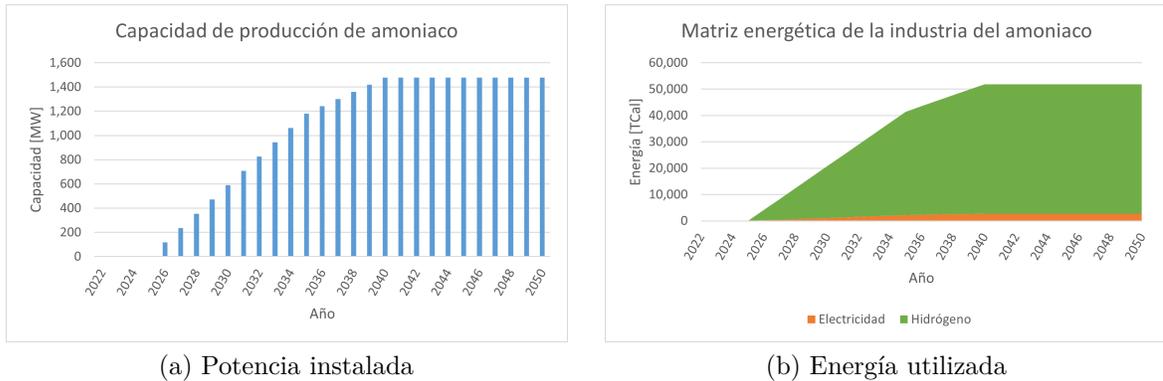


Figura 4.27: Proyección de la industria del amoníaco verde en Chile.

En la figura (4.27)(a) se proyecta la capacidad instalada de plantas productoras de amoníaco, mientras que en (4.27)(b) se muestra el uso total de energía asociado al funcionamiento de estas centrales. Los resultados obtenidos son consistentes con la demanda de exportación proyectada en B, entrando al mercado a partir del año 2025, y aumentando progresivamente hasta el año 2040, en donde se estabiliza un consumo energético constante de 52.700 [Tcal] y una potencia instalada de 1,45 [GW]. Cabe destacar la importancia energética del hidrógeno en esta industria, conformando el 95 [%] de la energía total utilizada.

En relación a la generación eléctrica, la figura (4.28) muestra la cantidad de energía eléctrica requerida para la producción de hidrógeno en la zona austral, a su vez, indica que es más conveniente optar por la opción de H_2V producido en la misma zona, lo cual es consistente con el gran potencial de energía renovable que posee la zona austral.

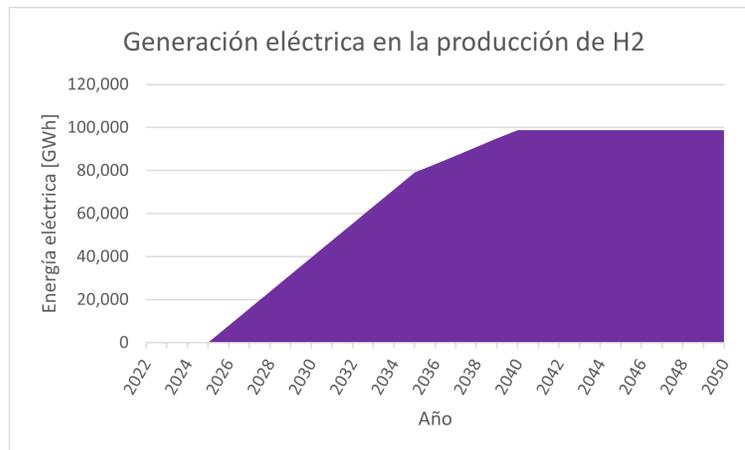


Figura 4.28: Energía eléctrica requerida para el hidrógeno utilizado en la producción de amoníaco.

4.2.4.2. Siderurgia

La figura (4.29) muestra la proyección del comportamiento de industria siderúrgica al considerar la planta de producción de acero a través de hidrógeno modelada.

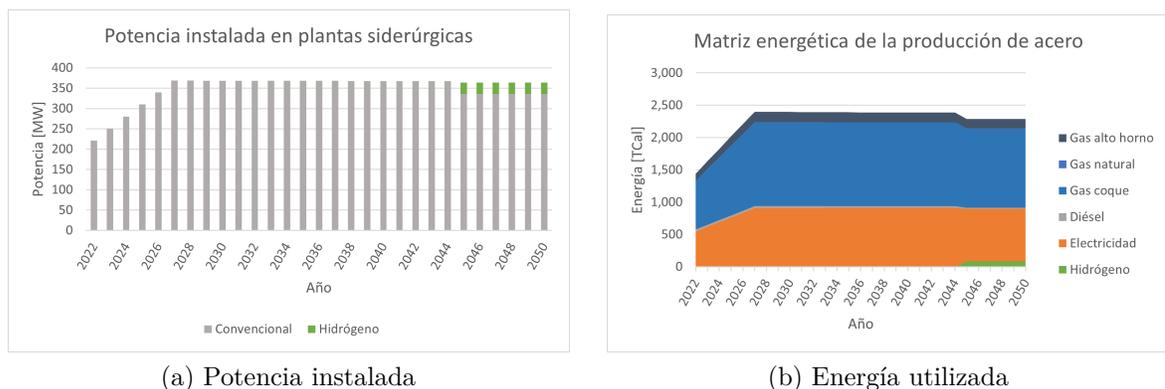


Figura 4.29: Proyección de la siderurgia en Chile.

En la figura (4.29)(a) se proyecta la capacidad de potencia instalada para la producción nueva de acero según la tecnología que se utilice, en donde se observa que el método de producción convencional posee una marcada predominancia por sobre la tecnología que utiliza hidrógeno a lo largo de toda la proyección. Lo anterior se debe a que el principal combustible utilizado por la tecnología tradicional corresponde al carbón coque, el cual posee un precio de adquisición menor al del hidrógeno aun considerando la pronunciada disminución en el costo de este último; el comportamiento de los energéticos mencionados queda detallado en el anexo C. En el año 2045, la tecnología a hidrógeno adquiere una leve participación en la capacidad total en función de que este combustible se vuelve competitivo con el carbón coque.

Por otro lado, tanto los costos de inversión como la eficacia energética son similares en ambas tecnologías, por lo cual no poseen una repercusión económica considerable en la proyección.

En relación a la energía utilizada, el gráfico (4.29)(b) muestra el uso total de energía asociado al funcionamiento de estas centrales de producción. A partir del año 2045, el hidrógeno verde entra levemente a la cantidad de energéticos utilizados, conformando el 5% de la energía consumida y desplazando al coque y al gas natural de la tecnología convencional.

Con respecto a la generación eléctrica, la figura (4.30) muestra la cantidad de energía eléctrica requerida para producir el hidrógeno verde utilizado en la tecnología evaluada. En donde se observa que la totalidad de energía eléctrica utilizada es generada en la misma zona sur debido a que sólo se produce acero en esa locación.

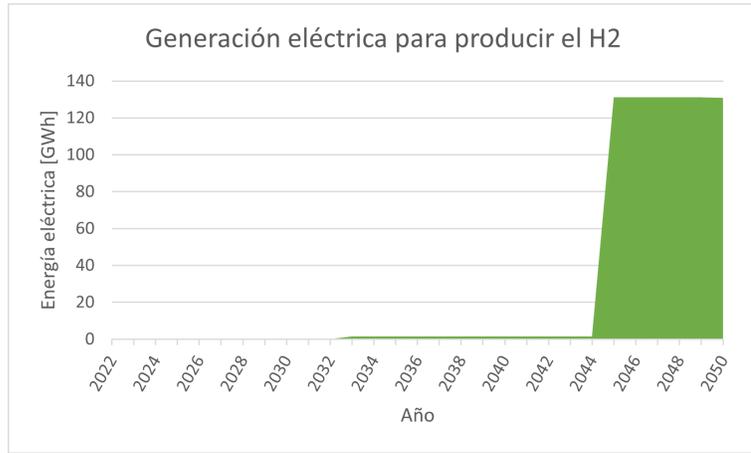


Figura 4.30: Energía eléctrica requerida para la producción del hidrógeno utilizado en la siderurgia.

Finalmente, la figura (4.31) proyecta la cantidad de emisiones de gases CO_2 -equivalentes en la industria siderúrgica, tanto en el caso de integrar la planta de producción de acero vía H_2V , como en el caso de no hacerlo.

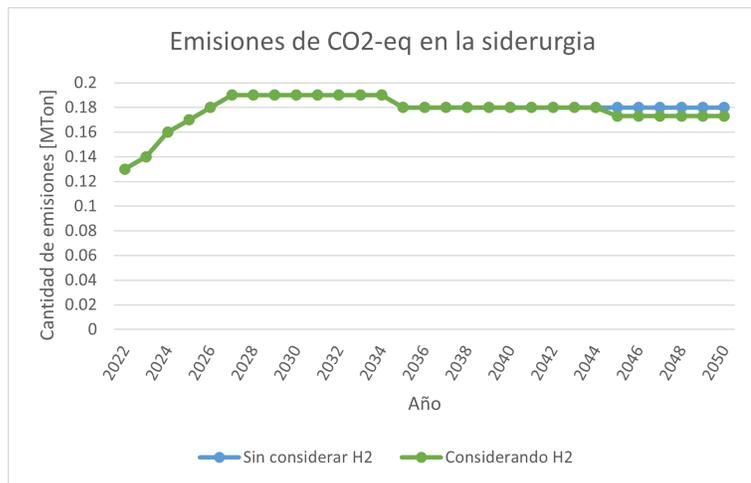


Figura 4.31: Proyección de emisiones de GEI en la industria siderúrgica.

En la figura, el modelo indica que en cuanto entra la tecnología de producción de acero a través del hidrógeno en 2045, existe una disminución abrupta de 10.000 toneladas de emisiones de gases CO_2 -equivalentes por año, lo cual se debe a que la tecnología modelada no posee emisiones en su funcionamiento.

4.2.5. Sector de generación eléctrica

En el caso del sector eléctrico, se evalúa la inserción de centrales termoeléctricas diésel de gas natural acondicionadas para funcionar con un % de hidrógeno en su combustible, es decir, mezclas diésel- H_2V y GN- H_2V , que poseen una presencia energética de hidrógeno de 27 % y 21 % respectivamente.

Los resultados obtenidos muestran que ambas tecnologías no resultan ser una alternativa costo-eficiente en ningún año de la proyección, por lo cual el modelo de optimización no lo considera como una opción viable para satisfacer la demanda de energía eléctrica, lo que se traduce en valores nulos de generación eléctrica y capacidad instalada por parte de estas centrales.

Para verificar el comportamiento anterior, se impone una restricción adicional que fuerce la entrada de ambas centrales con el fin de verificar si efectivamente aleja a los resultados obtenidos de los resultados óptimos. La ecuación [4.1] muestra la restricción utilizada, la cual impone que anualmente las centrales que incluyen hidrógeno verde en su funcionamiento deben generar un mínimo de 100.000 [MWh] de energía.

$$\begin{aligned} \sum_{\text{año}} Ge_{\text{diésel-H2}} &\geq 100.000 \quad \forall \text{año} \\ \sum_{\text{año}} Ge_{\text{GN-H2}} &\geq 100.000 \quad \forall \text{año} \end{aligned} \quad (4.1)$$

Posterior a esto, se realiza una comparativa de costos entre los 3 posibles casos, que corresponden a la optimización realizada por el modelo PMR sin forzar la entrada de las centrales, la optimización realizada por el modelo PMR considerando la restricción de entrada de la central diésel- H_2V , y finalmente la optimización realizada por el modelo PMR considerando la restricción de entrada de la central GN- H_2V . Las figuras (4.32) y (4.33) muestran los resultados de la comparativa anual de costos.

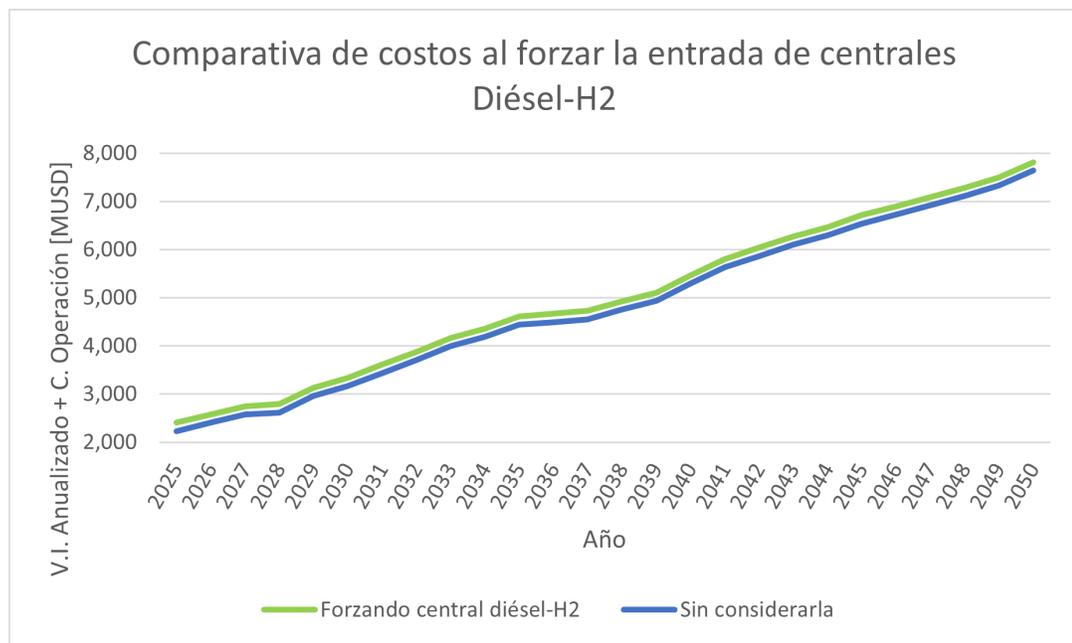


Figura 4.32: Comparativa de costos totales al forzar la entrada de central generadora diésel- H_2V .

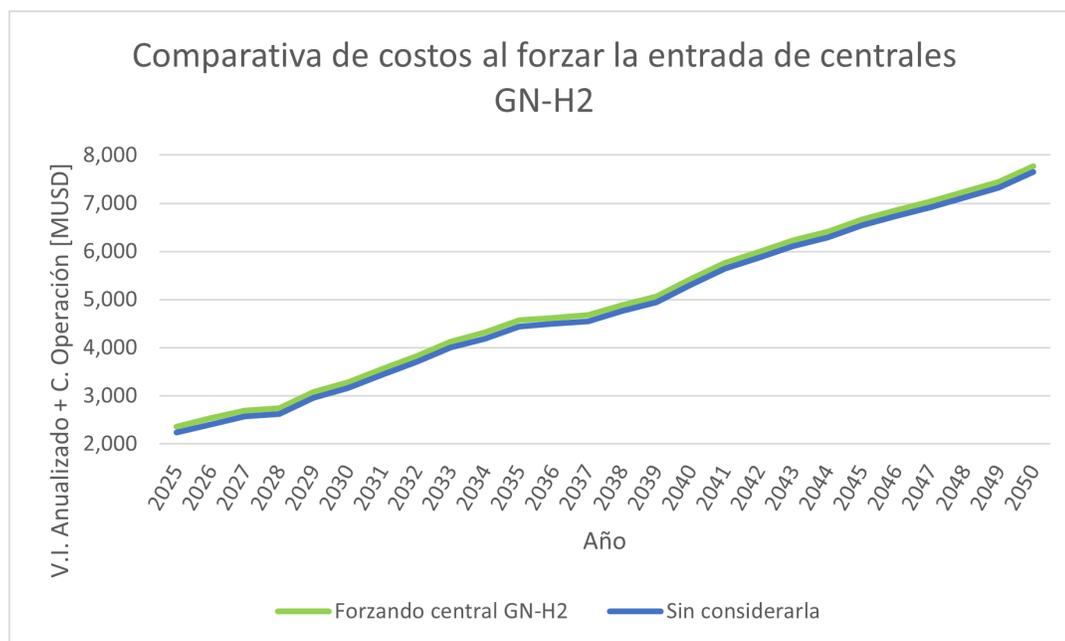


Figura 4.33: Comparativa de costos totales al forzar la entrada de central generadora GN-H2V.

En las figuras se observa que, si bien es leve en ambos casos, forzar la entrada de estas centrales efectivamente aleja los costos del resultado óptimo. Las principales causas de que estas alternativas no se presenten como una opción conveniente ante el modelo son 2:

- El elevado costo de inversión asociado a reconvertir las centrales termoeléctricas originales a sus versiones acondicionadas para funcionar con hidrógeno verde. Además, en el presente trabajo de título no se proyecta una disminución de costos de inversión.
- El alto consumo específico en comparación a otras tecnologías, lo cual implica que se requiere mucho más combustible para generar una unidad de energía. Esto se refleja en mayores costos de operación en la optimización realizada por el modelo.

Ambos parámetros se muestran en el anexo B. Estas desventajas tienen el suficiente peso económico como para que las ventajas asociadas a esta tecnología no sean significativas.

Por otro lado, las ventajas que presentan las tecnologías de generación modeladas e integradas al modelo de optimización, son las siguientes:

La primera corresponde a que la combustión del hidrógeno no posee emisiones de gases CO_2 -equivalentes, lo que implica que una participación energética del 60 y 40 % en las centrales diésel y gas natural respectivamente implica una disminución en las mismas proporciones para cada central.

La segunda corresponde al precio de los combustibles utilizados por ambas centrales modeladas, los cuales eventualmente se vuelve con su versión original en función de la baja sostenida del precio del hidrógeno detallada en el anexo (C). El año en que los precios de las mezclas se vuelven convenientes, varía según el tipo de tecnología a reemplazar:

- En la tecnología diésel- H_2V , la mezcla es competitiva con el diésel en el año 2033.

- En la tecnología GN- H_2V , la mezcla es competitiva con el gas natural reacondicionado en el año 2024.

Finalmente, la tercera ventaja corresponde a que este tipo de tecnología posee virtudes técnicas que las tecnologías de generación fotovoltaica y eólica no son capaces de aportar:

1. Diversifica la cantidad de tecnologías disponibles para la generación eléctrica.
2. Es capaz de aportar inercia ¹ al sistema.
3. Posee un recurso energético controlable y administrable, evitando la variabilidad propia de los recursos asociado a ERNC.

En síntesis, si bien el modelo PMR no invierte en esta tecnología debido a que no resulta ser costo-eficiente en comparación a otros tipos de generación eléctrica, las razones mencionadas, en conjunto con el hecho de que el costo variable combustible de las mezclas H_2 -diésel y H_2 -GN eventualmente resultan ser menores a los de sus combustibles en caso de no reacondicionar la central, son suficientes para fortalecer un sistema de financiamiento en Chile que permita poner en marcha este tipo de tecnología de generación eléctrica, ocasionando ventajas técnicas al mismo tiempo de que reducen la cantidad de emisiones de gases de efecto invernadero presentes en el sector eléctrico.

¹ Magnitud física que en el análisis eléctrico, añade estabilidad al sistema ante posibles fallas y contribuye a la regulación de frecuencia.

Capítulo 5

Conclusiones

Durante el desarrollo de este trabajo de título se logra modelar, proyectar y analizar la inserción de distintos usos del hidrógeno verde en los sectores residencial, industrial, transporte, minero y de generación eléctrica del país. Se analizan 13 aplicaciones del hidrógeno y se evalúa su impacto tanto a nivel país como en sus respectivos subsectores de incidencia. Lo anterior se realiza a través del modelo de planificación energética PMR modificado de tal forma que integre al hidrógeno verde como vector energético, y a sus potenciales aplicaciones, dentro de sus alternativas para satisfacer las distintas demandas.

Utilizando este modelo de optimización, se proyecta un escenario en donde la demanda de hidrógeno verde alcanza una participación del 20 % de la energía total utilizada en Chile en el año 2050. Con respecto a las emisiones de gases de efecto invernadero, a nivel país se proyecta que a largo plazo la inserción de hidrógeno verde logra abatir entre 10.5 y 11 millones de toneladas de emisiones en cada año, lo cual representa una disminución del 18 % del total de gases CO_2 -equivalentes en sus respectivos años.

Esto posiciona al hidrógeno verde como una alternativa viable para contribuir a la descarbonización de la matriz energética chilena, presentándose como una forma factible de acercar el gran potencial energético solar y eólico característico del territorio chileno, a otros sectores energéticos, que en conjunto representan el 58 % de las emisiones de gases CO_2 -equivalentes a nivel país.

Los sectores de transporte y minería son los que poseen proyecciones con una mayor cantidad de hidrógeno verde utilizado, lo que se debe a la alta eficiencia de las tecnologías de las celdas de combustible y su progresiva disminución en sus costos de fabricación. En los sectores residencial e industrial el resultado varía: en el primero, si bien la entrada del gas natural mezclado con hidrógeno verde es más costo-eficiente que su versión sin mezcla, este no posee una presencia contundente en el sector, debido a que posee la limitante de que sólo puede ser utilizado en residencias con acceso a redes de gas; mientras que en el segundo sector el hidrógeno verde no tiene una presencia significativa salvo en la producción de amoníaco, en donde no tiene competencia de origen fósil. Por último, en el sector eléctrico la inserción de hidrógeno verde mezclado no se presenta como una opción costo-eficiente debido a los costos de inversión asociados a reconvertir la central y a la baja eficiencia de las turbinas acondicionadas.

En relación a la generación eléctrica requerida para producir el hidrógeno, el modelo PMR proyecta que en el año 2050 se demandan 127.000 [GWh] de energía eléctrica adicional para la producción de hidrógeno verde en Chile, lo cual representa casi un $\frac{1}{3}$ de la generación conjunta en ese año. Esto requiere de 66 [GW] de potencia instalada asociada a tecnologías renovables no convencionales, que es aproximadamente el doble de la potencia instalada conjunta del país en el año mencionado. Chile al ser un país con un alto recurso energético tanto solar en las zonas norteñas como eólico en las macrozonas del sur, posee el potencial eléctrico requerido para satisfacer estas cifras de generación y potencia instalada, aprovechando sus recursos solares y eólicos no sólo en el sector eléctrico de forma directa, sino también en el resto de los sectores energéticos a través del hidrógeno verde.

En términos de la evaluación de las opciones geográficas de producción de hidrógeno verde, los resultados varían según la zona de análisis. En el caso de la zona centro resulta más conveniente optar por la opción de hidrógeno transportado desde el norte chico que generarlo en la misma zona, esto se debe al bajo potencial de energía renovable presente en la locación. Por otro lado, en el resto de las zonas (norte grande, norte chico, sur y austral), la opción óptima corresponde a la de producir el hidrógeno verde *in-situ*, debido a que los valores registrados de recursos solares y eólicos de esas localizaciones son similares, e incluso mayores, a los de norte chico, por ende, el modelo PMR decide ahorrar los costos de transporte asociados a la producción centralizada.

Concluyendo, se destaca que tanto el objetivo general como los objetivos específicos se completan en el trabajo realizado, lo cual se verifica en los siguientes puntos.

- Se levantan antecedentes de producción, transporte y potenciales usos de hidrógeno verde en distintos sectores energéticos, los cuales están detallados en el capítulo 2.
- Se integran los 13 potenciales usos de hidrógeno verde en el modelo de proyección energética PMR, así mismo, se define al H_2V como un producto de la generación eléctrica renovable y se determinan los lugares óptimos de producción para cada tipo de uso. Lo anterior se encuentra detallado en el capítulo 3.
- Se realizan y analizan proyecciones de la matriz energética, de generación y potencia eléctrica, y de emisiones de gases de efecto invernadero para cada sector asociado a las 13 medidas de uso de hidrógeno modeladas. Estas proyecciones se encuentran detalladas en el capítulo 4.

Finalmente, se plantea como trabajo futuro el modelamiento de otros potenciales usos del hidrógeno verde en los distintos sectores de estudio, incluyendo sus subproductos energéticos como el amoníaco, metano o metanol. La definición de las zonas norte grande, centro, sur y austral como potenciales locaciones productoras de hidrógeno verde, en conjunto con sus respectivas rutas de transporte hacia las otras zonas; para así completar la producción centralizada. Y por último la actualización de los parámetros técnicos y económicos en aplicaciones de hidrógeno que no cuentan con proyecciones de costos y eficiencias.

Bibliografía

- [1] *Report of the Conference of the Parties on its twenty-first session*. United Nations, 2015.
- [2] Gobierno de Chile, *Contribución Determinada a nivel Nacional de Chile - Actualización 2020*. 2020.
- [3] Ministerio de Energía, *Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde*. 2020.
- [4] Ministerio de Energía, “Planificación energética de largo plazo - proceso: Emisiones del sector energético,” 2021.
- [5] Vásquez R., Salinas F., *Tecnologías del hidrógeno y perspectivas para Chile*. Santiago de Chile: GIZ, 2018.
- [6] Taibi E., Blanco H., Miranda R., Carmo M., *Green hydrogen cost reduction: Scaling up electrolyzers to meet the 1.5 °C climate goal*. Santiago de Chile: IRENA, 2020.
- [7] C. Niño, *Mercado Internacional del Hidrógeno: Cadena de valor y aplicaciones*. Santiago, Chile: CORFO, 2021.
- [8] Hydrogen Council, *Path to hydrogen competitiveness A cost perspective*. 2020.
- [9] IEA, *The Future of Hydrogen: Seizing today’s opportunities*. 2019.
- [10] McKinsey and Company, *Hydrogen Insights A perspective on hydrogen investment, market development and cost competitiveness*. 2021.
- [11] GIZ, 4eChile, “Inyección de hidrógeno en redes de gas natural,” 2021.
- [12] H2Chile, “Hidrógeno verde en minería,” 2020.
- [13] Alset: Hydrogen Solution, “Combustión dual hidrógeno - diesel: Tecnología clave para la transición energética hacia energía renovable e hidrógeno,” 2019.
- [14] A. Bhaskar, R. Abhishek, M. Assadi, and H. N. Somehesaraei, “Decarbonizing primary steel production : Techno-economic assessment of a hydrogen based green steel production plant in norway,” *Journal of Cleaner Production*, vol. 350, p. 131339, 2022.
- [15] Frazer-Nash Consultancy, *Appraisal of Domestic Hydrogen Appliances*. 2018.
- [16] Vitodens, “Wall mounted gas condensing boilers: Vitodens 100-w (type b1hf/b1kf), vitodens 111-w (type b1lf),” 2021.
- [17] Ministerio de energía, Gobierno de Chile, “Plataforma de electromovilidad,” 2022.
- [18] Goldmeer J, *Fuel Flexible Gas Turbines as Enablers for a Low or Reduced Carbon Energy Ecosystem*. Nueva York, Estados Unidos: General Electric Company, 2019.
- [19] GIZ, Ministerio de Energía, Inodú, *Estudio de análisis de dos opciones tecnológicas de*

reconversión de las termoeléctricas y su integración al Sistema Eléctrico Nacional. Santiago de Chile: GIZ, 2021.

- [20] Öberg S, Odenberger M, Johnsson F, “Exploring the competitiveness of hydrogen-fueled gas turbines in future energy systems,” *International Journal of Hydrogen Energy*, pp. ISSN 0360–3199, 2021.
- [21] Turner P, Jasper T, Fukunaga F, *Hydrogen internal combustion engine dual fuel assessment*. Santiago de Chile: GIZ, 2021.
- [22] A. Ajanovic, A. Glatt, R. Haas, “Prospects and impediments for hydrogen fuel-cell buses,” *Energy*, vol. 235, p. 121340, 2021.
- [23] *Element Energy, Hydrogen Mobility Europe: Emerging Conclusions*. 2021.
- [24] *Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH*, “H2stations,” 2021.
- [25] Ministerio de Energía, “Balance nacional de energía,” 2019.
- [26] Ministerio del Medio Ambiente, “Sistema nacional de inventarios de gases de efecto invernadero de Chile,” 2021.
- [27] C. Fúnez Guerra, L. Reyes-Bozo, E. Vyhmeister, M. Jaén Caparrós, J. L. Salazar, and C. Clemente-Jul, “Technical-economic analysis for a green ammonia production plant in Chile and its subsequent transport to Japan,” *Renewable Energy*, vol. 157, pp. 404–414, 2020.
- [28] H. Blanco, J. Gomez Vilchez, W. Nijs, C. Thiel, and A. Faaij, “Soft-linking of a behavioral model for transport with energy system cost optimization applied to hydrogen in EU,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 115, p. 109349, 11 2019.
- [29] Monitor Delloite, “Fueling the future of mobility: Fuel cell buses,” 2021.
- [30] B. Sharpe, H. Basma, “A meta-study of purchase costs for zero-emission trucks,” *International Council on Clean Transportation*, 2022.
- [31] D. Papadimas, R. K. Ahluwalia, E. Connelly, P. Devlin, “Total cost of ownership (tco) analysis for hydrogen fuel cells in maritime applications – preliminary results,” *Argonne National Laboratory, Fuel Cell Technologies Office U.S. Department of Energy*, 2019.
- [32] Fuel-Cell and Hydrogen Joint undertaking, Clean Sky, *Hydrogen-powered aviation A fact-based study of hydrogen technology, economics, and climate impact by 2050*. 2020.
- [33] Implementa Sur, “Estudio para definir esquemas de financiamiento para acelerar la adopción tecnológica e implementación de proyectos de generación, almacenamiento, transporte, consumo y exportación de hidrógeno verde en Chile,” 2021.

Anexos

Anexo A. Formulaciones integradas en el modelo de optimización

La vinculación de la producción de hidrógeno a las centrales de energía renovable dentro del modelo PMR se lleva a cabo a través de la formulación de variables y restricciones adicionales que permitan realizar esta función. Las variables creadas son las siguientes:

- *dem H2 transportado* (t): Corresponde a la cantidad de generación eléctrica anual requerida para la producción de hidrógeno en el norte chico, destinado a ser transportado y utilizado en las demás zonas. Su unidad métrica es de [MWh]
- *dem H2 autogenerado_{Norte grande}* (t): Corresponde a la cantidad de generación eléctrica anual requerida para la producción de hidrógeno en el Norte grande, el cual es utilizado en esa misma zona. Su unidad métrica es de [MWh]
- *dem H2 autogenerado_{Norte chico}* (t): Corresponde a la cantidad de generación eléctrica anual requerida para la producción de hidrógeno en el Norte chico, el cual es utilizado en esa misma zona. Su unidad métrica es de [MWh]
- *dem H2 autogenerado_{Centro}* (t): Corresponde a la cantidad de generación eléctrica anual requerida para la producción de hidrógeno en la zona centro, el H_2 es utilizado en esa misma zona. Su unidad métrica es de [MWh]
- *dem H2 autogenerado_{Sur}* (t): Corresponde a la cantidad de generación eléctrica anual requerida para la producción de hidrógeno en la zona sur, el cual es utilizado en esa misma zona. Su unidad métrica es de [MWh]
- *dem H2 autogenerado_{Austral}* (t): Corresponde a la cantidad de generación eléctrica anual requerida para la producción de hidrógeno en la zona austral, el cual es utilizado en esa misma zona. Su unidad métrica es de [MWh]

Cada una de estas variables tiene su cota mínima en cero, no poseen cota máxima.

Cada una de estas variables debe ser definida en función del hidrógeno utilizado, lo cual se aplica mediante la siguiente ecuación:

$$dem\ H2\ zona = T * \nu_{Ez} * F(r', t) \quad (A.1)$$

En donde:

- T = Constante de conversión energética del hidrógeno. Su unidad es $[\frac{TCal}{kgH2}]$.

- ν_{Ez} = Eficiencia del electrolizador PEM. Se considera un valor de 0.052 [$\frac{MWh}{kgH2}$]
- $F(r',t)$ = Flujos anuales que contengan al hidrógeno como fuente energética.

La ecuación anterior se aplica en cada una de las variables definidas.

Por otro lado, se modelan centrales renovables no convencionales dedicadas exclusivamente a satisfacer las demandas eléctricas definidas. Esto se realiza mediante la creación de barras ficticias que enlacen a las generadoras con las demandas de hidrógeno modeladas. El modelamiento de estas centrales, así como el de sus barras asociadas, se realiza en el modelo de datos utilizando los parámetros técnicos y económicos provistos por el *Centro de energía*.

Finalmente, la ecuación [A.2] impone la restricción de que las centrales de ERNC definidas anteriormente satisfagan las demandas de energía requeridas por el hidrógeno utilizado.

$$Ge'_{anual} * (1 - Consumo propio) = dem H2 autogenerado_{zona} \quad (A.2)$$

En donde:

- Ge'_{anual} : Generación anual de las centrales dedicadas a producir el hidrógeno en cada barra.
- Consumo propio: Porcentaje de consumo propio de la central generadora.
- $dem H2 autogenerado_{zona}$: Variable de demanda eléctrica definida anteriormente.

Anexo B. Parámetros de las medidas utilizadas

B.1. Parámetros técnicos

- Hidrógeno en el sector transporte

Tabla B.1: Parámetros técnicos utilizados en el modelamiento de vehículos ligeros y medianos con celdas de combustible.

Parámetro	Automovil liviano ^a		Automovil ^b	
	Valor	Unidad	Valor	Unidad
Vida útil	7	[años]	10	[años]
km anuales	11000	[km-año]	19000	[km-año]
Autonomía estanque lleno	650	[km]	666	[km]
Capacidad estanque	5.6	[kg]	6.7	[kg]

^a Fuente: Datos técnicos obtenidos del vehículo Toyota Mirai 2021

^b Fuente: Datos técnicos obtenidos del vehículo Hyundai NEXO 2022

Tabla B.2: Parámetros técnicos utilizados en el modelamiento de buses y camiones con celdas de combustible.

Parámetro	Buses ^a		Camiones ^b	
	Valor	Unidad	Valor	Unidad
Vida útil	8	[años]	10	[años]
km anuales	90000	[km-año]	29000	[km-año]
Autonomía estanque lleno	375	[km]	643	[km]
Capacidad estanque	40	[kg]	60	[kg]

^a Fuente: Datos obtenidos de la flota de buses AC Transit

^b Fuente: Datos obtenidos de la flota de camiones Hyzon Motors - Clase 8

Tabla B.3: Parámetros técnicos utilizados en el modelamiento de barcos de carga con celdas de combustible.

Características Energy observer 2		
Vida útil	25	[años]
Carga Máxima	5,000	[ton]
Porcentaje de carga	80 %	[%]
Carga	4,000	[ton]
Autonomía	7,408	[km]
Autom con carga	29,632,000	[tkm]
Capacidad estanque	70	[ton-H2]

Tabla B.4: Parámetros técnicos utilizados en el modelamiento de aviones comerciales con celdas de combustible.

Características Airbus ZERO-E		
Parámetro	Valor	Unidad
Vida útil	30	[años]
Cantidad pasajeros	200	[pasajeros]
Tasa de ocupación	0.8	[adim]
Autonomía de vuelo	5,500	[km]
Autonomía con pasajeros	880,000	[pkm]
Capacidad del estanque	12.55	[ton-H2]

- Hidrógeno en el sector minero.

Tabla B.5: Parámetros técnicos utilizados en el modelamiento de CAEX duales diésel-H2.

Características prototipo de CAEX dual diésel-H2		
Parámetro	Valor	Unidad
Cantidad de diésel CAEX base	1200000	[lts/año]
Cantidad de diésel a reemplazar	723000	[lts/año]
Cantidad de diésel CAEX dual	477000	[lts/año]
Cantidad requerida H2	223000	[kg/año]
Posee las mismas condiciones de operación de un CAEX convencional		

- Hidrógeno en el sector residencial.

Tabla B.6: Parámetros técnicos utilizados en el modelamiento de calefactores y calderas H2.

Datos técnicos de calefactor-caldera H2 Worchester-Bosch		
Parámetro	Valor	Unidad
Vida útil	8	[años]
Potencia	20	[kWt]
Eficiencia al calentar agua	84	[%]
Eficiencia para calefacción	93	[%]

- Hidrógeno en el sector industrial.

Tabla B.7: Parámetros técnicos utilizados en el modelamiento de la producción de amoniaco verde.

Características de planta de producción de amoniaco		
Parámetro	Valor	Unidad
Vida útil	10	[años]
Electricidad requerida	5	[MWh]
Hidrógeno requerido	2,687	[kg]
Amoniaco producido	15,000	[kg]

Tabla B.8: Parámetros técnicos utilizados en el modelamiento de la planta productora de acero a través de hidrógeno.

Características de la central siderúrgica verde		
Parámetro	Valor	Unidad
Vida útil	20	[años]
Consumo unit. EAF	520	[kWh/ton]
Consumo unit. Calentador eléctrico	225	[kWh/ton]
Consumo unit. Alto horno - electricidad	370	[kWh/ton]
Consumo unit. H2	59.6	[kgH2/ton]

- Hidrógeno en el sector eléctrico.

Tabla B.9: Parámetros técnicos en la operación *Dual-Fuel* del prototipo de motor diésel bajo el método de supervisión.

Parámetro	Unidad	Factor de potencia			
		25 %	50 %	75 %	100 %
Potencia nominal	[kW]	492	983	1474	1970
Consumo Nominal Diésel	[kg/h]	126,5	204	287,4	380,5
Porcentaje de reemplazo	[%]	45,47	17,33	14,89	9,8
Diésel desplazado	[kg/h]	57,52	35,35	42,79	37,29
Hidrógeno utilizado (c/p)	[kg/h]	21,44	12,8	15,54	13,56
Emisiones CO2 ahorradas	[kg/h]	180,68	111,05	134,42	117,13

^a

^a Fuente: elaboración propia a partir de datos de GIZ [21]

Tabla B.10: Parámetros técnicos en la operación *Dual-Fuel* del prototipo de motor diésel bajo el método de *Full-Control*.

Parámetro	Unidad	Factor de potencia			
		25 %	50 %	75 %	100 %
Potencia nominal	[kW]	492	983	1474	1970
Consumo Nominal Diésel	[kg/h]	126,5	204	287,4	380,5
Porcentaje de reemplazo	[%]	61,83	51,58	34,41	23,26
Diésel desplazado	[kg/h]	78,22	105,22	98,9	88,5
Hidrógeno utilizado (c/p)	[kg/h]	29,16	38,1	35,92	32,17
Emisiones CO2 ahorradas	[kg/h]	245,7	330,52	310,67	278,01

^a

^a Fuente: elaboración propia a partir de datos de GIZ [21].

B.2. Parámetros económicos

- Hidrógeno en el sector transporte.

Tabla B.11: Costos de inversión y mantenimiento utilizados en vehículos de transporte terrestre.

Año	Vehículos ligeros H2 ^a		Vehículos medianos H2 ^a	
	CAPEX [USD/veh]	C.O.M.A. [USD]	CAPEX [USD/veh]	C.O.M.A. [USD]
2022	50,220	854	59,435	939
2023	41,040	854	59,435	939
2024	35,640	854	55,000	939
2025	33,642	854	43,200	939
2026	27,000	854	38,988	939
2027	24,300	854	35,640	939
2028	21,546	854	29,500	939
2029	20,250	854	26,892	939
2030	20,169	854	23,760	939
2031	19,602	854	22,842	939
2032	19,567	854	22,788	939
2033	19,532	854	22,734	939
2034	19,497	854	22,672	939
2035	19,462	854	22,611	939
2036	19,427	854	22,549	939
2037	19,391	854	22,487	939
2038	19,356	854	22,426	939
2039	19,321	854	22,364	939
2040	19,286	854	22,302	939
2041	19,251	854	22,240	939
2042	19,216	854	22,179	939
2043	19,181	854	22,117	939
2044	19,146	854	22,055	939
2045	19,111	854	21,994	939
2046	19,076	854	21,932	939
2047	19,040	854	21,870	939
2048	19,005	854	21,809	939
2049	18,970	854	21,747	939
2050	18,935	854	21,685	939

^a Fuente: datos interpolados según lo mostrado en [28]

^a Fuente: datos interpolados según lo mostrado en [28]

Tabla B.12: Costos de inversión y mantenimiento utilizados en el modelamiento de buses y camiones.

Año	Buses H2 ^a		Camiones H2 ^b	
	CAPEX [USD/veh]	C.O.M.A. [USD]	CAPEX [USD/veh]	C.O.M.A. [USD]
2022	702,000	21,600	263,000	3,074
2023	702,000	21,600	252,000	3,074
2024	651,703	21,600	246,500	3,074
2025	601,406	21,600	241,000	3,074
2026	551,109	21,600	241,000	3,074
2027	500,811	21,600	241,000	3,074
2028	450,514	21,600	241,000	3,074
2029	400,217	21,600	241,000	3,074
2030	349,920	21,600	233,770	3,074
2031	332,424	21,600	222,082	3,074
2032	315,803	21,600	210,977	3,074
2033	300,013	21,600	200,429	3,074
2034	285,012	21,600	190,407	3,074
2035	270,761	21,600	180,887	3,074
2036	257,223	21,600	171,842	3,074
2037	249,507	21,600	163,250	3,074
2038	242,021	21,600	155,088	3,074
2039	234,761	21,600	147,333	3,074
2040	227,718	21,600	142,913	3,074
2041	220,886	21,600	138,626	3,074
2042	214,260	21,600	134,467	3,074
2043	209,975	21,600	130,433	3,074
2044	205,775	21,600	126,520	3,074
2045	201,660	21,600	123,990	3,074
2046	197,626	21,600	121,510	3,074
2047	193,674	21,600	119,080	3,074
2048	189,800	21,600	116,698	3,074
2049	186,004	21,600	114,364	3,074
2050	182,284	21,600	112,077	3,074

^a Fuente: datos interpolados según lo mostrado en [29]

^b Fuente: datos interpolados según lo mostrado en [30]

Tabla B.13: Costos de inversión y mantenimiento utilizados en el modelamiento de barcos de carga y aviones comerciales.

Año	Barcos H2 ^a		Aviones comerciales H2 ^a	
	CAPEX [USD/veh]	C.O.M.A. [USD]	CAPEX [USD/veh]	C.O.M.A. [USD]
2022	9,625,000	400,580	105,000,000	230,000
2023	9,625,000	400,580	105,000,000	230,000
2024	9,625,000	400,580	105,000,000	230,000
2025	8,830,000	400,580	105,000,000	230,000
2026	8,830,000	400,580	105,000,000	230,000
2027	8,830,000	400,580	105,000,000	230,000
2028	8,830,000	400,580	105,000,000	230,000
2029	8,830,000	400,580	105,000,000	230,000
2030	8,345,000	400,580	105,000,000	230,000
2031	8,345,000	400,580	105,000,000	230,000
2032	8,345,000	400,580	105,000,000	230,000
2033	8,345,000	400,580	105,000,000	230,000
2034	8,345,000	400,580	105,000,000	230,000
2035	7,920,000	400,580	105,000,000	230,000
2036	7,920,000	400,580	105,000,000	230,000
2037	7,920,000	400,580	105,000,000	230,000
2038	7,920,000	400,580	105,000,000	230,000
2039	7,920,000	400,580	105,000,000	230,000
2040	7,920,000	400,580	105,000,000	230,000
2041	7,750,000	400,580	105,000,000	230,000
2042	7,750,000	400,580	105,000,000	230,000
2043	7,750,000	400,580	105,000,000	230,000
2044	7,750,000	400,580	105,000,000	230,000
2045	7,750,000	400,580	105,000,000	230,000
2046	7,750,000	400,580	105,000,000	230,000
2047	7,750,000	400,580	105,000,000	230,000
2048	7,750,000	400,580	105,000,000	230,000
2049	7,750,000	400,580	105,000,000	230,000
2050	7,750,000	400,580	105,000,000	230,000

^a Fuente: Argonne National Laboratory [31].

^a Fuente: FCH JU [32] y CORFO [7].

- Hidrógeno en el sector minero.

Tabla B.14: Costos de inversión y mantenimiento utilizados en el modelamiento de los CAEX con hidrógeno.

Año	CAEX Dual H2 ^a		CAEX con CC ^b	
	CAPEX [USD/unidad]	C.O.M.A. [USD]	CAPEX [USD/unidad]	C.O.M.A. [USD]
2022	2350	117.5	2400	41.665
2023	2350	117.5	2350	41.665
2024	2350	117.5	2300	41.665
2025	2350	117.5	2250	41.665
2026	2350	117.5	2200	41.665
2027	2350	117.5	2150	41.665
2028	2336.95652	116.847826	2150	41.665
2029	2323.91304	116.195652	2150	41.665
2030	2310.86957	115.543478	2150	41.665
2031	2297.82609	114.891304	2150	41.665
2032	2284.78261	114.23913	2150	41.665
2033	2271.73913	113.586957	2150	41.665
2034	2258.69565	112.934783	2150	41.665
2035	2245.65217	112.282609	2150	41.665
2036	2232.6087	111.630435	2150	41.665
2037	2219.56522	110.978261	2150	41.665
2038	2206.52174	110.326087	2150	41.665
2039	2193.47826	109.673913	2150	41.665
2040	2180.43478	109.021739	2150	41.665
2041	2167.3913	108.369565	2150	41.665
2042	2154.34783	107.717391	2150	41.665
2043	2141.30435	107.065217	2150	41.665
2044	2128.26087	106.413043	2150	41.665
2045	2115.21739	105.76087	2150	41.665
2046	2102.17391	105.108696	2150	41.665
2047	2089.13043	104.456522	2150	41.665
2048	2076.08696	103.804348	2150	41.665
2049	2063.04348	103.152174	2150	41.665
2050	2050	102.5	2150	41.665

^a Fuente: Implementa Sur [33]

^b Fuente: Base de datos del modelo PMR provisto por el Centro de Energía.

- Hidrógeno en el sector industrial.

Tabla B.15: Costos utilizados en el modelamiento de los usos de hidrógeno en el sector industrial.

Estos valores aplican para todos los años de la proyección			
Uso de hidrógeno	Partida	Unidad	Valor
Planta de producción de amoniaco ^a	CAPEX unitario	[USD/MW]	504,000
	C.O.M.A. unitario	[USD/MW]	25,200
Planta de producción de acero ^b	CAPEX unitario	[USD/MW]	440,000
	C.O.M.A. unitario	[USD/MW]	22,000

^a Fuente: calculado a partir de datos de [27]

^b Fuente: calculado a partir de datos de [14]

- Hidrógeno en el sector residencial.

Tabla B.16: Costos utilizados en el modelamiento de los usos de hidrógeno en el sector residencial.

Estos valores aplican para todos los años de la proyección			
Uso de hidrógeno	Partida	Unidad	Valor
Calderas residenciales	CAPEX unitario	[USD/MW]	110,000
	C.O.M.A. unitario	[USD/MW]	-
Calefactores residenciales	CAPEX unitario	[USD/MW]	110,000
	C.O.M.A. unitario	[USD/MW]	-
Estación de compresión y mezcla ^a	CAPEX unitario	[USD/estación]	1,240,000
	C.O.M.A. unitario	[USD/estación]	18,600

^a Fuente: GIZ [11]

- Hidrógeno en el sector eléctrico.

Tabla B.17: Costos utilizados en el modelamiento de los usos de hidrógeno en el sector eléctrico.

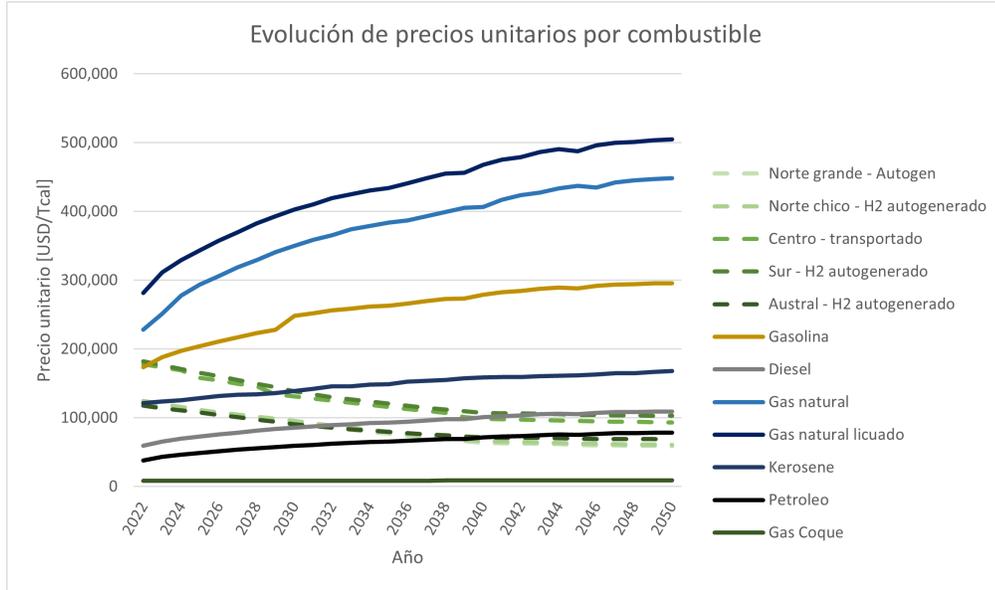
Uso de hidrógeno	Costos	Unidad	Valor
Central diésel - H2 ^a	CAPEX unitario	[USD/MW]	929,934
	C.O.M.A. unitario	[USD/MW]	18,599
Central Gas natural - H2 ^b	CAPEX unitario	[USD/MW]	809,600
	C.O.M.A. unitario	[USD/MW]	16,192
Estos valores son promedios de las cifras utilizadas			

^a Fuente: GIZ [21]

^b Fuente: International Journal of Hydrogen Energy[20]

Anexo C. Evolución del precio del hidrógeno y otros energéticos

Para respaldar las decisiones tomadas por el modelo de optimización, es necesario detallar el comportamiento del precio final del hidrógeno verde en cada zona (ya sea en producción centralizada o descentralizada) y de los combustibles fósiles que H_2V apunta a reemplazar. La figura (C.1) muestra el comportamiento de la $LCOH$, y el precio de adquisición de los energéticos tradicionales a lo largo de la proyección:



a b

Figura C.1: Evolución del $LCOH$ a lo largo del tiempo.

^a Fuente $LCOH$: elaboración propia a partir de proyecciones de costos asociados electrolizadores [6].

^b Fuente energéticos convencionales: datos provistos por el Centro de energía.

En la figura se observa una baja sostenida del $LCOH$ a medida que el tiempo avanza, esto se debe a las siguientes causas:

- Disminución en el costo de inversión de la central de generación eléctrica a partir de fuentes renovables no convencionales.
- Disminución del costo de inversión de los electrolizadores.
- Aumento de la eficiencia de los electrolizadores, reduciendo a lo largo de los años la cantidad de energía requerida para producir 1 [kg] de hidrógeno.

Anexo D. Costos de transporte del hidrógeno verde

En esta sección se muestran los costos asociados al transporte del hidrógeno verde asociado a la producción centralizada. La tabla (D.1) muestra los costos relacionados a su traslado en camiones, mientras que la tabla (D.2) muestra los costos relacionados al transporte en barco.

Tabla D.1: Costos unitarios utilizados en el transporte de hidrógeno en camiones. Fuente: [8] [9] [10].

Año	Camiones CH2		Camiones LH2	
	Compresión [USD/kgH2]	Transporte [USD/kgH2/km]	Liquefacción [USD/kgH2]	Transporte [USD/kgH2/km]
2022	0.8	0.0021	1.6	0.0014
2023	0.8	0.0021	1.6	0.0014
2024	0.8	0.0021	1.6	0.0014
2025	0.8	0.0021	1.6	0.0014
2026	0.5	0.002	1.6	0.0014
2027	0.5	0.002	1.6	0.0014
2028	0.5	0.002	1.6	0.0014
2029	0.5	0.002	1.6	0.0014
2030	0.5	0.002	1.6	0.0014
2031	0.3	0.0015	1.1	0.0014
2032	0.3	0.0015	1.1	0.0014
2033	0.3	0.0015	1.1	0.0014
2034	0.3	0.0015	1.1	0.0014
2035	0.3	0.0015	1.1	0.0014
2036	0.3	0.0015	1.1	0.0014
2037	0.3	0.0015	1.1	0.0014
2038	0.3	0.0015	1.1	0.0014
2039	0.3	0.0015	1.1	0.0014
2040	0.2	0.0015	1.1	0.0014
2041	0.2	0.0015	1.1	0.0014
2042	0.2	0.0015	1.1	0.0014
2043	0.2	0.0015	1.1	0.0014
2044	0.2	0.0015	1.1	0.0014
2045	0.2	0.0015	1.1	0.0014
2046	0.2	0.0015	1.1	0.0014
2047	0.2	0.0015	1.1	0.0014
2048	0.2	0.0015	1.1	0.0014
2049	0.2	0.0015	1.1	0.0014
2050	0.2	0.0015	1.1	0.0014

Tabla D.2: Costos unitarios utilizados en el transporte de hidrógeno en barcos. Fuente: [9].

Año	Barcos de carga (LH2)		
	Transporte (1000 [km]) [USD/kgH2]	Transporte (3000 [km]) [USD/kgH2]	Reconversión a CH2 [USD/kgH2]
2022	1.05	1.3	1
2023	1.05	1.3	1
2024	1.05	1.3	1
2025	1.05	1.3	1
2026	1.05	1.3	1
2027	1.05	1.3	1
2028	1.05	1.3	1
2029	1.05	1.3	1
2030	1.05	1.3	1
2031	1.05	1.3	1
2032	1.05	1.3	1
2033	1.05	1.3	1
2034	1.05	1.3	1
2035	1.05	1.3	1
2036	1.05	1.3	1
2037	1.05	1.3	1
2038	1.05	1.3	1
2039	1.05	1.3	1
2040	1.05	1.3	1
2041	1.05	1.3	1
2042	1.05	1.3	1
2043	1.05	1.3	1
2044	1.05	1.3	1
2045	1.05	1.3	1
2046	1.05	1.3	1
2047	1.05	1.3	1
2048	1.05	1.3	1
2049	1.05	1.3	1
2050	1.05	1.3	1