



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

**OPORTUNIDADES PARA LA INTEGRACIÓN DE CELDAS DE  
COMBUSTIBLE EN EL DESARROLLO DE UNA ECONOMÍA DEL  
HIDRÓGENO EN CHILE**

TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE  
MAGÍSTER EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA, MENCIÓN ELÉCTRICA

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE  
INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

CARLOS FRANCISCO IGNACIO ALVEAR MARTÍNEZ

PROFESOR GUÍA:  
RODRIGO PALMA BEHNKE

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:  
JUAN MEDINA GUZMÁN  
PATRICIO MENDOZA ARAYA  
ANA MARÍA RUZ FRÍAS

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por:  
FONDECYT N°1181532 y FONDECYT N°1211968

SANTIAGO DE CHILE  
2022

RESUMEN DE LA TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE MAGÍSTER  
EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA, MENCIÓN ELÉCTRICA Y MEMORIA  
PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO  
POR: **CARLOS FRANCISCO IGNACIO ALVEAR MARTÍNEZ**  
FECHA: 2022  
PROF. GUÍA: RODRIGO PALMA BEHNKE

## **OPORTUNIDADES PARA LA INTEGRACIÓN DE CELDAS DE COMBUSTIBLE EN EL DESARROLLO DE UNA ECONOMÍA DEL HIDRÓGENO EN CHILE**

En vista del cambio climático que el mundo experimenta, es necesario transitar hacia sistemas energéticos basados en energías renovables. Países como Chile han desarrollado estrategias para el hidrógeno con el fin de aprovechar sus recursos renovables para uso local y exportación. En este contexto, el objetivo de este trabajo es identificar propuestas específicas para la integración eficiente de celdas de combustible en Chile.

Se estudian antecedentes tecnológicos, estrategias de hidrógeno de otros países y la matriz energética nacional. A partir de una metodología de clasificación y selección, las opciones desarrolladas son: integración a comunidades agrícolas aisladas, almacenamiento estratégico de energía y camiones de transporte de carga. Se verifica el desempeño técnico y económico de cada una de las alternativas, identificándose como principal desafío los costos de inversión, pues son entre un 60 % y 450 % mayor que el de tecnologías convencionales. Si bien los menores costos operacionales permiten compensar esta situación, el costo total de la evaluación económica es al menos un 24 % mayor. Futuras economías de escala podrían revertir estos resultados, impulsando este tipo de soluciones a nivel nacional.

*A mis padres, a mi familia, a mis amigos, a mi universidad y a mi país,  
pues por ellos este sueño se hizo realidad.*

***¡Muchas gracias a todos!***

# Agradecimientos

En primer lugar, quiero agradecer a Paula, mi madre, quien desde siempre ha hecho todo por mí, y me ha brindado su amor y preocupación. Sin ella no estaría donde hoy estoy, pues siempre me ha alentado a dar lo mejor de mí. También a María, mi abuelita, cuyo amor y oraciones siempre me han dado una valentía gigante para afrontar todos los desafíos a los que me he enfrentado a lo largo de estos años. A Juan Carlos, mi padre, pues siempre me ha dado lo mejor que ha podido y ha estado presente en mi vida de una forma u otra. También, quiero agradecer a toda mi familia, pues siempre han estado a mi lado, se han preocupado por mí y me han deseado siempre lo mejor, especialmente a mis tíos Cristian, Sonia y Carola, y a mis primos Fernando, Paz, Mariana y Alonso. A todos ustedes los amo infinitamente.

En segundo lugar, agradezco a mis amigos. A Helen, Óscar, Simón, Camila y Vale, mis amigos del colegio, quienes hicieron de esa una gran época. A los amigos que hice en plan común, en eléctrica, y especialmente a los “sumaria2”, con quienes he vivido muchas anécdotas. Quiero agradecer especialmente a Claudio S, Claudio L, Tomás, Max e Iván, a quienes les guardo un especial cariño. A Karín y a Tere, a quienes quiero mucho, y me han aconsejado, hecho reír y aguantado (hay que decirlo). También quiero agradecer muy efusivamente a dos amigos a los cuales quiero demasiado, Joaquín y Bryan, quienes me han acompañado en innumerables ocasiones, seguramente más de las que puedo recordar.

También quiero agradecer a Albert, mi pikachu, el mejor amigo que la vida me pudo haber dado. Él me pidió dedicarle un párrafo, y por supuesto se lo merece. En estos años de amistad hemos vivido innumerables aventuras, nos hemos aconsejado y apañado en todo, hemos comido como chanchos, carreteado y también hemos entrenado hartito. Solo puedo decir que gracias por todo, que eres como un hermano para mí, que me inspiras y que te amo.

No puedo olvidar agradecer a todos los profesores que han hecho un aporte a lo largo de mi formación académica. A Plinio y Marcela, mis profesores del colegio. A los profes de eléctrica que me han enseñado e inspirado en diversas ocasiones: Claudia, Rodrigo y Patricio, quien además es miembro de la comisión revisora de este trabajo. También agradezco a Ana María por sus invaluable aportes al desarrollo de este trabajo y por formar parte de la misma comisión. A Juan, quien también aceptó formar parte de dicha comisión. Y debo especialmente agradecer a Rodrigo, mi profesor guía, quien creyó y confió en mí, y cuyo entusiasmo y sabiduría han inspirado y guiado el desarrollo de este trabajo siempre de la mejor forma posible.

Para finalizar, quisiera agradecer al FONDECYT N°1181532 y al FONDECYT N°1211968 por financiar parcialmente este trabajo de tesis.

# Tabla de Contenido

<b>1. Introducción</b>	<b>1</b>
1.1. Motivación . . . . .	1
1.2. Hipótesis del trabajo . . . . .	2
1.3. Objetivos . . . . .	2
1.3.1. Objetivo general . . . . .	2
1.3.2. Objetivos específicos . . . . .	2
1.4. Alcance del trabajo . . . . .	3
1.5. Estructura del trabajo . . . . .	3
<b>2. Antecedentes para el desarrollo de sistemas basados en hidrógeno</b>	<b>4</b>
2.1. Economía del hidrógeno . . . . .	4
2.1.1. Visión general . . . . .	4
2.1.2. Características del hidrógeno . . . . .	5
2.1.3. Rol del hidrógeno en la integración de energías renovables . . . . .	7
2.1.4. Cadena de valor . . . . .	8
2.2. Celdas de combustible y electrolizadores . . . . .	14
2.2.1. Celdas de combustible . . . . .	14
2.2.2. Electrolizadores . . . . .	18
2.3. Estrategias de hidrógeno en el mundo . . . . .	20
2.3.1. Japón . . . . .	21
2.3.2. Australia . . . . .	23
2.3.3. Estados Unidos . . . . .	24
2.3.4. España . . . . .	26
2.3.5. Alemania . . . . .	27
2.3.6. Canadá . . . . .	29
2.3.7. Portugal . . . . .	30
2.3.8. Caso chileno: Estrategia nacional de hidrógeno . . . . .	31
2.3.9. Resumen de las aplicaciones de celdas de combustible en las distintas estrategias de hidrógeno . . . . .	33
2.4. Sistemas basados en celdas de combustibles . . . . .	34
2.5. Recursos renovables en Chile . . . . .	37
2.6. Consumo energético de Chile . . . . .	38
2.6.1. Industria energética . . . . .	38
2.6.2. Sector minero . . . . .	41
2.6.3. Sector transporte . . . . .	42
2.6.4. Sector industrial . . . . .	43
2.6.5. Sector comercial y público . . . . .	44

2.6.6.	Sector residencial . . . . .	45
2.6.7.	Vulnerabilidad energética . . . . .	45
<b>3.</b>	<b>Propuesta metodológica</b>	<b>47</b>
<b>4.</b>	<b>Aplicación de la metodología para determinar casos de estudio</b>	<b>50</b>
4.1.	Información de entrada . . . . .	50
4.2.	Opciones de aplicación . . . . .	53
4.3.	Selección de Opciones de Aplicación . . . . .	54
<b>5.</b>	<b>Casos de estudio de integración de celdas de combustible en Chile</b>	<b>56</b>
5.1.	Sistema energético aislado para uso comunitario y productivo . . . . .	56
5.1.1.	Contexto . . . . .	56
5.1.2.	Diseño . . . . .	57
5.1.3.	Implementación . . . . .	58
5.1.4.	Resultados . . . . .	59
5.1.5.	Análisis de Sensibilidad . . . . .	60
5.1.6.	Recuperación de calor . . . . .	61
5.1.7.	Análisis sobre el uso de celdas de combustible . . . . .	64
5.2.	Almacenamiento para reserva estratégica . . . . .	65
5.2.1.	Contexto . . . . .	65
5.2.2.	Diseño . . . . .	66
5.2.3.	Implementación . . . . .	67
5.2.4.	Resultados . . . . .	68
5.2.5.	Análisis de Sensibilidad . . . . .	70
5.2.6.	Análisis sobre el uso de celdas de combustible . . . . .	71
5.3.	Electromovilidad para transporte en ruta . . . . .	72
5.3.1.	Contexto . . . . .	72
5.3.2.	Diseño . . . . .	73
5.3.3.	Implementación . . . . .	74
5.3.4.	Resultados . . . . .	75
5.3.5.	Análisis de Sensibilidad . . . . .	77
5.3.6.	Análisis sobre el uso de celdas de combustible . . . . .	78
<b>6.</b>	<b>Conclusiones y trabajo futuro</b>	<b>79</b>
	<b>Bibliografía</b>	<b>85</b>

# Índice de Tablas

2.1.	Poderes calorífico superior e inferior del hidrógeno. . . . .	6
2.2.	Poderes calorífico superior e inferior de distintos combustibles comunes ( <i>Modificado de [3]</i> ). . . . .	6
2.3.	Características de FCs: combustible, catalizador y electrolito ( <i>Modificado de [24]</i> ). . . . .	16
2.4.	Características de FCs: eficiencia eléctrica, temperatura de operación y portador de carga ( <i>Modificado de [24]</i> ). . . . .	16
2.5.	Reacciones químicas para diferentes tipos de FC ( <i>Modificado de [24]</i> ). . . . .	16
2.6.	Ventajas y aplicaciones de los sistemas basados en distintos tipos de FC ( <i>Modificado de [26]</i> ). . . . .	17
2.7.	Aplicaciones factibles para FC ( <i>Modificado de [24]</i> ). . . . .	18
2.8.	Comparación de las distintas tecnologías de electrolizadores ( <i>Modificado de [31, 33, 34]</i> ). . . . .	19
2.9.	Objetivos asociados a celdas de combustible de la Estrategia de Hidrógeno de Japón. . . . .	22
2.10.	Objetivos asociados a celdas de combustible de la Estrategia de Hidrógeno de Australia. . . . .	24
2.11.	Objetivos asociados a celdas de combustible de la Estrategia de Hidrógeno de Estados Unidos. . . . .	25
2.12.	Objetivos asociados a celdas de combustible de la Estrategia de Hidrógeno de España. . . . .	27
2.13.	Objetivos asociados a celdas de combustible de la Estrategia de Hidrógeno de Alemania. . . . .	28
2.14.	Objetivos asociados a celdas de combustible de la Estrategia de Hidrógeno de Canadá. . . . .	30
2.15.	Objetivos asociados a celdas de combustible de la Estrategia de Hidrógeno de Portugal. . . . .	31
2.16.	Objetivos de la Estrategia de Hidrógeno de Chile. . . . .	32
2.17.	Resumen de la consideración de objetivos que las estrategias de hidrógeno consideran. . . . .	34
2.18.	Costo de Electrolizadores PEM, celdas de combustible PEM, y tanques de hidrógeno considerados en diversos estudios. . . . .	35
2.19.	Costo de paneles fotovoltaicos, baterías y convertidores considerados en diversos estudios. . . . .	35
2.20.	Matriz energética primaria de Chile para el año 2020. . . . .	38
2.21.	Potencia instalada y energía generada en el SEN. . . . .	39
2.22.	Potencia instalada en el SEA y SEM. . . . .	41
2.23.	Producción minera de Chile en el año 2021. . . . .	41
4.1.	Matriz de decisión. . . . .	55

5.1.	Descripción del sistema energético aislado para uso comunitario. . . . .	57
5.2.	Costos de las tecnologías estudiadas. . . . .	58
5.3.	Costos de los energéticos considerados. . . . .	58
5.4.	Arquitectura resultante de los sistemas simulados. . . . .	59
5.5.	Estructura de costos de los sistemas simulados. . . . .	60
5.6.	Calor recuperado y temperaturas media y mínima del agua almacenada. . . . .	63
5.7.	Eficiencia media de los electrolizadores y celdas de combustible considerados. . . . .	66
5.8.	Costos de falla de larga duración por profundidad para el SEN. . . . .	67
5.9.	Costo total de la energía no suministrada por profundidad. . . . .	68
5.10.	Costos variables de generación de unidades térmicas. . . . .	68
5.11.	Déficit de energía, potencia media y reserva de hidrógeno. . . . .	68
5.12.	Energía y costo requeridos para producir la reserva de hidrógeno. . . . .	69
5.13.	Déficit de energía y reserva de hidrógeno para caso base y caso promedio. . . . .	70
5.14.	Características técnicas de la flota de camiones eléctricos basados en celdas de combustible. . . . .	73
5.15.	Potencia y costos del electrolizador, planta fotovoltaica e hidrolinera, y parámetros del sistema. . . . .	74
5.16.	Características técnicas de la flota de camiones diésel. . . . .	74
5.17.	Casos de análisis de sensibilidad. . . . .	77



# Índice de Ilustraciones

2.1.	Diagrama de un sistema energético basado en hidrógeno. . . . .	5
2.2.	Densidades gravimétricas y volumétricas del hidrógeno y otros combustibles fósiles tradicionales. . . . .	7
2.3.	Cadena de valor del hidrógeno ( <i>Modificado de [12]</i> ). . . . .	9
2.4.	Métodos de producción de hidrógeno ( <i>Modificado de [15,16]</i> ). . . . .	10
2.5.	Métodos de acondicionamiento de hidrógeno. . . . .	11
2.6.	Aplicaciones de hidrógeno. . . . .	13
2.7.	Diagrama de Ragone para sistemas electroquímicos ( <i>Modificado de [25]</i> ). . . .	15
2.8.	Comparación de densidad de potencia gravimétrica y volumétrica de distintas tecnologías ( <i>Modificado de [7]</i> ). . . . .	15
2.9.	Estado de las políticas e iniciativas públicas sobre hidrógeno verde en el mundo ( <i>Extraído de [35]</i> ). . . . .	20
2.10.	Cadena de valor del hidrógeno con énfasis en las tecnologías de celdas de combustible y electrolizadores. . . . .	21
2.11.	Diagrama de un sistema integrado estacionario en base a celdas de combustible. . . . .	35
2.12.	Diagrama de un sistema integrado para electromovilidad en base a celdas de combustible. . . . .	36
2.13.	Recursos solares y eólicos en Chile ( <i>Extraído de [59]</i> ). . . . .	37
2.14.	Potencial para centrales renovables en Chile ( <i>Extraído de [59]</i> ). . . . .	38
2.15.	Diagrama de flujo energético de Chile para el año 2020, en tera calorías ( <i>Modificado de [62]</i> ). . . . .	39
2.16.	Consumo energético por sector y para distintas fuentes ( <i>Modificado de [62]</i> ). . .	40
2.17.	Consumo energético de la minería por región ( <i>Modificado de [62]</i> ). . . . .	42
2.18.	Consumo de la minería por subsector y fuente ( <i>Modificado de [62]</i> ). . . . .	42
2.19.	Consumo del transporte por modo y fuente ( <i>Modificado de [62]</i> ). . . . .	43
2.20.	Consumo de la industria por subsector y fuente ( <i>Modificado de [62]</i> ). . . . .	44
2.21.	Consumo del sector comercial y público por subsector y fuente ( <i>Modificado de [62]</i> ). . . . .	44
2.22.	Consumo del sector residencial por fuente ( <i>Modificado de [62]</i> ). . . . .	45
2.23.	Viviendas sin acceso o con acceso parcial a energía eléctrica por región ( <i>Extraído de [65]</i> ). . . . .	46
3.1.	Esquema de la metodología desarrollada y empleada. . . . .	47
5.1.	Sistema energético aislado para uso comunitario. . . . .	57
5.2.	Sistemas implementados en HOMER Pro para el caso 1. . . . .	58
5.3.	sistemas modelados en HOMER Pro ( <i>Extraídos del software HOMER Pro</i> ). . . . .	59
5.4.	Estructura de costos de los sistemas evaluados en el caso 1. . . . .	60
5.5.	Demanda horaria de agua caliente para el caso 1. . . . .	62
5.6.	Temperatura del agua almacenada en el estanque para los meses de enero y junio sin colector solar. . . . .	63

5.7.	Temperatura del agua almacenada en el estanque para los meses de enero y junio con colector solar de 2 [m <sup>2</sup> ]. . . . .	63
5.8.	Temperatura del agua almacenada en el estanque para los meses de enero y junio con colector solar de 5 [m <sup>2</sup> ]. . . . .	64
5.9.	Sistema de almacenamiento y SS.CC. para sistemas eléctricos interconectados.	66
5.10.	Déficit de energía calculados para el escenario 6 4h con hidrología 98-99. . . .	67
5.11.	Costos anuales de energía no suministrada y de reservas de hidrógeno para distintos. . . . .	69
5.12.	Costos anuales de energía no suministrada y de reservas de hidrógeno para distintos LCOH para el caso base. . . . .	70
5.13.	Costos anuales de energía no suministrada y de reservas de hidrógeno para distintos LCOH para el caso promedio. . . . .	71
5.14.	Red de transporte eléctrico en ruta. . . . .	73
5.15.	Equipos estáticos para la flota de camiones eléctricos ( <i>Extraído desde el software HOMER Pro</i> ). . . . .	74
5.16.	Costos totales de las flotas de camiones a celdas de combustible y diésel. . . .	75
5.17.	Costos de inversión de las flotas de camiones diésel y basados en celdas de combustible. . . . .	76
5.18.	Costos de operación y mantenimiento, de combustible y de energía de las flotas de camiones diésel y basados en celdas de combustible. . . . .	76
5.19.	Costo total de la flota de camiones bajo distintos escenarios de sensibilidad. .	77

# Capítulo 1

## Introducción

### 1.1. Motivación

En el mundo, el sector de la energía es responsable por el 68 % de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), de las cuales el dióxido de carbono representa el 90 %, según datos de la *International Energy Agency* [1]. Así, para combatir el cambio climático, es necesario que todos los países puedan descarbonizar sus sistemas energéticos, instalando grandes cantidades de energías renovables y tecnologías bajas en carbono [2], las que a su vez deben ser confiables, seguras y continuas. Esto último representa un desafío importante, sobre todo en los grandes sistemas eléctricos, puesto que las principales fuentes de energía renovables no convencionales (solar y eólica) están sujetas a variabilidad e incertidumbre. Por otro lado, para varios sectores económicos la fuente primaria de energía proviene de la quema de combustibles fósiles, lo que contribuye de manera importante a las emisiones de GEI, las que, además de ser difíciles de descarbonizar, son limitadas, estimándose que las actuales reservas de combustibles fósiles pueden suministrar un máximo de 40 años de petróleo, 60 años de gas natural y 156 años de carbón al ritmo actual de consumo [3].

Chile tiene un gran potencial de recursos energéticos renovables que pueden ser explotados, entre ellos: solares, eólicos, hidráulicos y geotérmicos, los que se encuentran distribuidos a lo largo de todo su territorio. Esta energía puede ser utilizada en aplicaciones que contribuyan directamente a un desarrollo económico y social sustentable del país y sus regiones. Una de estas aplicaciones es la generación de hidrógeno verde por medio de electrolizadores de agua. El hidrógeno generado es un gas, el cual puede ser almacenado y transportado, y puede ser utilizado de diversas formas: quemado en un motor a combustión, como reactante para crear combustibles sintéticos, como materia prima para la industria química y alimentaria o en una celda de combustible para generar electricidad [4, 5].

El hidrógeno como portador de energía, al igual que la electricidad, tiene potencial aplicación en todos los sectores que la requieren, siendo versátil y de uso limpio, por lo que tendrá un rol fundamental en la descarbonización de los distintos sistemas energéticos del mundo, ya que es una forma de almacenar la energía generada por las fuentes renovables intermitentes, para luego ser utilizada cuando se necesite. Así, del mismo modo que Chile tiene un gran potencial para producir energías renovables, tiene también una oportunidad única para producir hidrógeno verde y desarrollar múltiples aplicaciones basadas en él [5].

Debido a las ventajas competitivas e importantes oportunidades mencionadas anteriormente, el Ministerio de Energía ha elaborado una “Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde” [6] para convertir a Chile en líder mundial de producción. Se proyecta que a 2050 este elemento se produzca a un precio de alrededor de 1 dólar por kilogramo, uno de los más bajos del mundo. Por lo tanto, se puede presumir que en el medio plazo habrá un mercado de producción de hidrógeno que generará importantes oportunidades de desarrollo en una amplia gama de aplicaciones, además de la exportación del mismo, las que a su vez complementarán dicha estrategia. Varias de estas aplicaciones requerirán de celdas de combustible, que son dispositivos electroquímicos que convierten de manera directa la energía química almacenada en el hidrógeno en energía eléctrica [5]. En ese sentido, mediante el uso de celdas de combustible, se podrá aprovechar el hidrógeno verde en aplicaciones energéticas estacionarias y de transporte, lo que ayudará a reducir las emisiones de carbono de la industria nacional y reducir la dependencia energética.

## **1.2. Hipótesis del trabajo**

La hipótesis de este trabajo de tesis es que mediante el uso de celdas de combustible es posible proponer e implementar sistemas energéticos basados en hidrógeno verde que ayuden a desarrollar y complementar de forma exitosa las metas planteadas en la “Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde” de Chile.

## **1.3. Objetivos**

### **1.3.1. Objetivo general**

El objetivo general de este trabajo de tesis es identificar propuestas específicas para la integración eficiente de celdas de combustible en Chile, de modo de implementar y complementar los lineamientos planteados en la “Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde”, para así descarbonizar y beneficiar a diversos sectores de la sociedad, como las industria del transporte y la electricidad, comunidades aisladas y pequeños productores agropecuarios.

### **1.3.2. Objetivos específicos**

Los objetivos específicos de esta tesis son:

1. Entender el estado del arte del desarrollo tecnológico de celdas de combustible y otras tecnologías del hidrógeno.
2. Identificar las aplicaciones de celdas de combustible en las estrategias de hidrógeno a nivel internacional y nacional.
3. Disponer de un marco conceptual y metodológico que permita identificar opciones de integración de celdas de combustible en la economía nacional.
4. Evaluar casos específicos de oportunidades de integración de celdas de combustible en Chile, que sirva de base para futuros desarrollos.

## 1.4. Alcance del trabajo

Las propuestas específicas de integración de celdas de combustible en Chile considerar los siguientes alcances y límites:

1. Se diseñan y simulan sistemas energéticos basados en celdas de combustible para una comunidad agrícola aislada, un sistema de almacenamiento estratégico de energía, y un sistema de camiones de transporte de carga.
2. Los sistemas diseñados, simulados y analizados consideran el uso eléctrico y de recuperación de calor de celdas de combustible.
3. No se consideran etapas experimentales en las opciones revisadas.
4. Este trabajo se da en el contexto del lanzamiento y la implementación de la “Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde”.
5. Se considera solo tecnología disponible en el mercado al momento de realizar este trabajo, o cuyo lanzamiento comercial ya haya sido anunciado para los próximos 5 años a partir de la fecha de realización de este trabajo.

## 1.5. Estructura del trabajo

Este documento se organiza como se describe a continuación. En el Capítulo 2 se desarrolla un marco teórico donde se definen conceptos importantes sobre la economía del hidrógeno, celdas de combustible y electrolizadores. Además, se hace un repaso sobre las estrategias de hidrógeno de algunos países del mundo y, en particular, de la estrategia nacional de hidrógeno. Se analiza también el consumo energético chileno por sectores. En el Capítulo 3 se describe la propuesta metodológica usada en este trabajo para elaborar las propuestas de integración que se desarrollan más adelante. En el Capítulo 4 se aplican los primeros pasos de la propuesta metodológica. En el capítulo 5 se desarrolla el diseño, simulación, evaluación económica y análisis de las opciones de integración escogidas para ello. Por último, en el capítulo 6, se concluye sobre el trabajo realizado y se comentan posibles trabajos futuros con base en ello.

# Capítulo 2

## Antecedentes para el desarrollo de sistemas basados en hidrógeno

### 2.1. Economía del hidrógeno

#### 2.1.1. Visión general

La economía o sistema económico del hidrógeno es aquel en que dicho elemento es el principal portador de energía. Su objetivo principal es que este vector energético se produzca en gran escala a partir de fuentes de energía que estén fácilmente disponibles, para así sustituir el uso de los combustibles fósiles que actualmente son utilizados en los sectores del transporte, industrial, residencial y comercial. Así, el desarrollo exitoso de una economía del hidrógeno significará enormes ventajas para el medio ambiente, la seguridad energética, la economía y los consumidores finales [3, 4]. Se ha propuesto entonces que la economía del hidrógeno sea una respuesta refinada y duradera a los problemas interconectados que enfrenta actualmente la humanidad, entre ellos:

- Problemas ambientales globales (calentamiento global) y locales (contaminación atmosférica).
- Agotamiento de los recursos naturales no renovables.
- Aumento de la población mundial.
- Dependencia energética de otros países.
- Diversificación de las economías.

A pesar de las innegables ventajas, la rápida conversión de un sistema de energía de combustibles fósiles a un sistema de energía de hidrógeno se ha enfrentado a importantes obstáculos científicos, tecnológicos y socioeconómicos, ya que, aunque el hidrógeno se utiliza normalmente en las refinerías y las industrias químicas, sus costos de producción, almacenamiento y distribución son poco competitivos (grandes costos de inversión) para la mayoría de las aplicaciones energéticas [3]. Sin embargo, los enormes beneficios de la economía del hidrógeno son tales que los gobiernos de diferentes países de todo el mundo, incluyendo a Chile, están diseñando hojas de rutas y programas de financiamiento e incentivos para que este sistema se vuelva una realidad [3, 6].

En la economía del hidrógeno, usando celdas de combustible, electrolizadores y tecnologías de energías renovables no convencionales, se pueden conformar ciclo energéticos cerrados y libres emisiones de carbono, como el que se muestra en la Figura 2.1. En un sistema de este tipo, las celdas de combustible desempeñan un rol fundamental, siendo su principal ventaja la capacidad de gestionar su despacho. Así, cuando hay generación solar y/o eólica, se usan estas para alimentar las demandas mientras se produce hidrógeno con los electrolizadores. Sin embargo, cuando cae la noche o deja de haber el suficiente viento, se emplean las celdas de combustible para alimentar las demandas utilizando el hidrógeno generado y almacenado anteriormente. En este sistema, el uso de combustibles fósiles se elimina por completo [7].

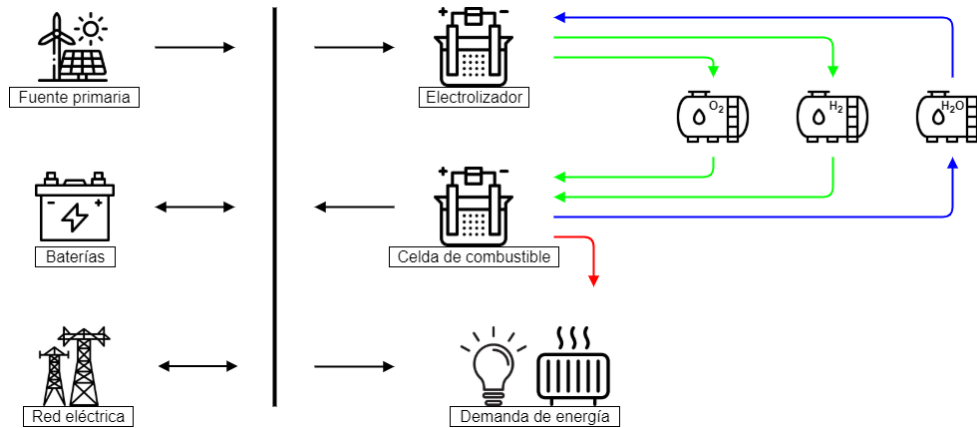


Figura 2.1: Diagrama de un sistema energético basado en hidrógeno.

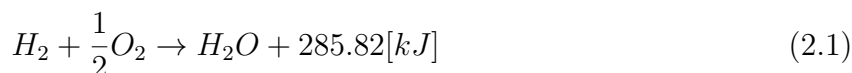
### 2.1.2. Características del hidrógeno

El hidrógeno es el elemento más abundante en el universo, ya que constituye aproximadamente el 70% de la masa del mismo y un 90% de todos los átomos existentes. Es el décimo elemento más abundante en la corteza terrestre, aunque se encuentra principalmente enlazado con átomos de otros elementos. A diferencia de planetas como Júpiter o Saturno, la Tierra no posee un campo gravitatorio lo suficientemente intenso como para retener las ligeras moléculas de hidrógeno, por lo que no forma parte de la atmósfera terrestre [5,8]. Sus principales características son [5]:

- El dihidrógeno o hidrógeno molecular ( $H_2$ ), que es su forma estable, es la molécula más ligera de todas las que existen en la naturaleza (ya que posee una masa molar igual a 2.016 [g/mol]).
- De todos los combustibles existentes, es el que presenta el mayor contenido de energía conocido (poder calorífico) por unidad de masa.
- Es un portador de energía amigable con el medio ambiente, ya que, a diferencia del petróleo, carbón o gas natural, el agua es su único subproducto resultante de su respectivo proceso de combustión.
- En la Tierra no es posible encontrarlo en su forma elemental, ya que se encuentra enlazado a átomos de otros elementos, principalmente oxígeno (con el que forma agua) y carbono (con el que forma hidrocarburos y biomasa).

Desde ahora en adelante, y siempre que se habla de hidrógeno, será con respecto a su forma molecular, es decir, al dihidrógeno. El hidrógeno es gaseoso en condiciones normales de presión y temperatura. Es 14 veces más ligero que el aire, por lo que asciende y se dispersa rápidamente. Posee un punto de ebullición muy bajo, igual a 20.3 [K] a una presión de 1 [atm]. Además, el hidrógeno es un gas incoloro, inodoro, insípido, altamente inflamable y no tóxico. Posee una temperatura de auto ignición de 1,085°C. Su llama producto de la combustión es casi invisible a la luz del día [5, 8, 9].

El contenido energético del hidrógeno se puede calcular a partir del análisis termodinámico de la reacción de óxido-reducción, que se muestra en la Ecuación (2.1) [8].



Así, el contenido energético del hidrógeno corresponde a 285.82 [kJ/mol]. Dicho valor se conoce como “Poder Calorífico Superior” (HHV, por sus siglas en inglés), y corresponde a la energía máxima teórica que una celda galvánica puede extraer desde dicho combustible. Existe también un valor conocido como “Poder Calorífico Inferior” (LHV, por sus siglas en inglés), igual a 241.80 [kJ/mol] para el hidrógeno, y que corresponde a la cantidad de energía que se obtendría de una máquina térmica, en la cual una parte de esta se pierde en forma de calor con el medio debido a los ciclos termodinámicos propios de dichas máquinas [5, 8]. En la Tabla 2.1 se muestran los poderes caloríficos superior e inferior del hidrógeno en distintas unidades de medidas utilizadas en diversas disciplinas, mientras que en la Tabla 2.2 se muestran y comparan los poderes caloríficos superior e inferior de distintos combustibles.

Tabla 2.1: Poderes calorífico superior e inferior del hidrógeno.

HHV	LHV
285.82[kJ/mol]	241.80[kJ/mol]
141.80[MJ/kg]	119.96[MJ/kg]
39.39[kWh/kg]	33.32[kWh/kg]

Tabla 2.2: Poderes calorífico superior e inferior de distintos combustibles comunes (*Modificado de [3]*).

Combustible	LHV [MJ/kg]	HHV [MJ/kg]
Hidrógeno gaseoso	119.96	141.88
Hidrógeno líquido	120.04	141.77
Gas natural	47.13	52.21
Gas Natural Licuado (GNL)	48.62	55.19
Gas Licuado de Petróleo (GLP)	46.60	50.14
Gasolina convencional	43.44	46.52
Diésel convencional	42.78	45.76
Carbón (base húmeda)	22.73	23.96
Carbón bituminoso (base húmeda)	26.12	27.26
Carbón de coque (base húmeda)	28.60	29.86
Metanol	20.09	22.88
Etanol	26.95	29.84



El poder calorífico superior, cuando se expresa por unidad de masa en lugar de mol, se denomina “densidad de energía gravimétrica”. De todos los combustibles, el hidrógeno es el que presenta la mayor densidad de energía gravimétrica, con un valor aproximado de 142 [MJ/kg], lo que corresponde a casi tres veces los valores que presentan los combustibles hidrocarburos tradicionales. No obstante, el hidrógeno presenta una baja “densidad de energía volumétrica”, es decir, la cantidad de energía almacenada en el hidrógeno por unidad de volumen. Esto representa un desafío para su almacenamiento, sobre todo cuando el espacio para esto es una limitante, como en aplicaciones de electromovilidad [9]. En la Figura 2.2 se comparan de forma gráfica las densidades de energía gravimétrica y volumétrica del hidrógeno y otros combustibles fósiles tradicionales [9, 10].

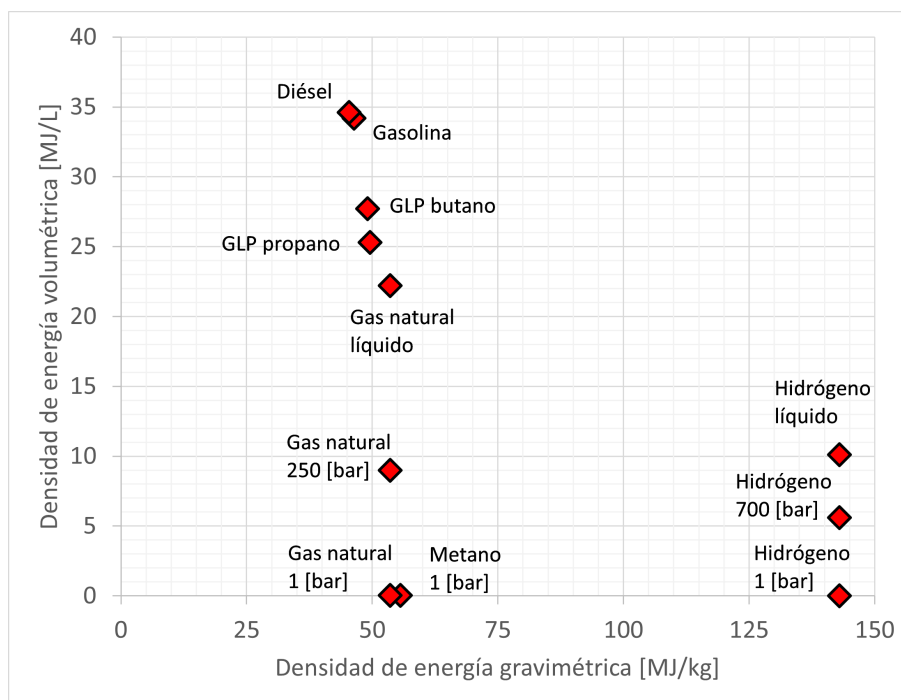


Figura 2.2: Densidades gravimétricas y volumétricas del hidrógeno y otros combustibles fósiles tradicionales.

### 2.1.3. Rol del hidrógeno en la integración de energías renovables

El hidrógeno puede facilitar la integración a gran escala de las tecnologías renovables no convencionales que generan energía eléctrica limpia, pero intermitente, pues ofrece soluciones para cuando hay exceso y déficit de generación eléctrica: el excedente de electricidad se puede convertir en hidrógeno a través de la electrólisis del agua, y la reelectrificación del hidrógeno se puede utilizar para compensar las situaciones de déficit al permitir desplazar la generación y consumo de grandes bloques de energía en escalas de tiempo extensas usando, por ejemplo, una celda de combustible [11]. Así, la electrólisis puede convertirse en una ruta económicamente viable para el almacenamiento de electricidad si se cumplen las siguientes condiciones:

- Generación de electricidad a partir de energías renovables intermitentes.
- Precios bajos de la electricidad durante una parte significativa del año.

- Un contexto político favorable y sostenido que incentive la formación de un mercado para el hidrógeno verde para sectores como el transporte y la industria.

Lo que además se requeriría para que la reelectrificación del hidrógeno mediante celdas de combustibles sea una opción viable es:

- La necesidad de desplazar grandes bloques de energía eléctrica en largos períodos de tiempo (semanas e incluso meses).
- Geología adecuada para la construcción de depósitos subterráneos de hidrógeno, o en su defecto el desarrollo de una infraestructura adecuada para su almacenamiento.
- Un diseño de mercado eléctrico que de respuesta adecuada a una alta penetración de generación eléctrica a partir de energías renovables intermitentes.

Así, con los correctos marcos regulatorios y diseños de mercado, el hidrógeno podría jugar un rol fundamental es la inserción de energías renovables. Así, el hidrógeno puede ayudar a descarbonizar sistemas energéticos y sectores productivos donde es difícil hacerlo.

#### **2.1.4. Cadena de valor**

La cadena de valor del hidrógeno es el sistema que permite suministrar hidrógeno a las diferentes industrias que lo utilizan, considerando todas las etapas y procesos industriales que permiten producirlo y llevarlo al usuario final. Hoy en día el hidrógeno es utilizado en una gran variedad de aplicaciones, como en las industrias químicas, petroquímicas, alimentarias, entre otras. Por este motivo, ya existe una cadena de valor industrial para este elemento. Sin embargo, con su creciente uso en otros sectores, como el energético o el transporte, se puede esperar que a futuro la cadena de valor del hidrógeno se expanda y transforme [12]. Así, acorde a la literatura revisada [12–14], y a los aspectos mencionados, la cadena de valor del hidrógeno, que se puede apreciar gráficamente en la Figura 2.3, comprende las siguientes etapas:

1. Fuente energética: Es la materia prima o la fuente energética primaria empleada para la producción de hidrógeno.
2. Producción: Corresponde a la tecnología o proceso empleado para producir el hidrógeno.
3. Acondicionamiento: Es el procesamiento que se le hace al hidrógeno tras producirlo, aplicándosele un cambio físico o químico, para almacenarlo, transportarlo o usarlo inmediatamente.
4. Almacenamiento: Es la infraestructura o lugares propicios para almacenar hidrógeno antes o durante su distribución.
5. Distribución: Son los medios empleados para transportar el hidrógeno desde el lugar donde se produce o almacena hasta el lugar donde será utilizado.
6. Aplicaciones y consumo final: Es la actividad o proceso industrial donde se utiliza el hidrógeno para producir energía o productos derivados.

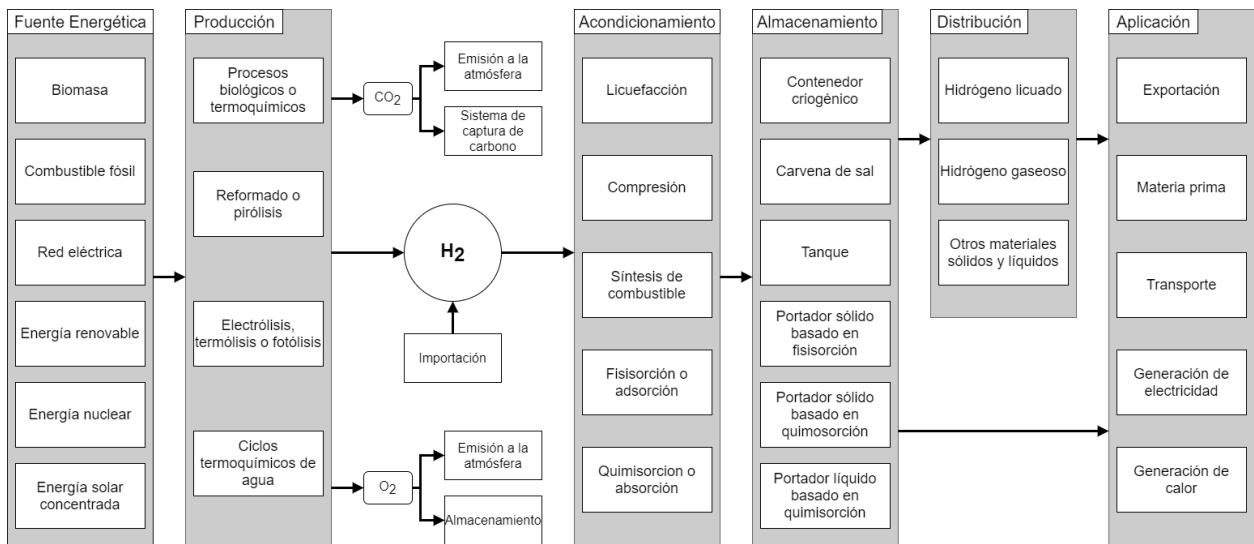


Figura 2.3: Cadena de valor del hidrógeno (Modificado de [12]).

### Fuente energética

El hidrógeno es el elemento más abundante del universo, el combustible con mayor densidad energética por unidad de masa y con potencia de aplicación en todos los sectores que requieren energía [5]. No obstante, este elemento no se encuentra fácilmente en la Tierra en su forma molecular básica, sino que suele estar asociado con átomos de otros elementos, principalmente agua y compuestos orgánicos. Debido a esto, es necesario realizar una variedad de procesos físicos y químicos para extraerlo, lo cual puede ser visto como un beneficio, ya que puede ser obtenido de diversas formas y a partir de diferentes materias primas [12].

En la academia y en la industria se le asignan nominalmente colores a este elemento en función de su procedencia e impacto al medio ambiente [12]:

- El “hidrógeno gris” es el producido por métodos convencionales a partir de combustibles fósiles (carbón, gas y petróleo), o también al elaborado mediante electrólisis, cuando la energía eléctrica proviene de la quema de este tipo de combustibles. En ese sentido, se le denomina hidrógeno gris al que, en su proceso de producción, emite gases contaminantes. Más del 95 % del hidrógeno producido en el mundo corresponde a este tipo.
- El “hidrógeno verde” se produce a partir de fuentes renovables, como la energía solar, eólica o hidráulica, entre otras. Es decir, su producción no involucra emisiones de gases contaminantes. El método más empleado en la actualidad es la electrólisis de agua proveniente de energía limpia.
- El “hidrógeno azul” se refiere al que es producido a partir de hidrocarburos, pero que, a diferencia del hidrógeno gris, en su cadena de valor posee sistemas de captura de carbono (CCS, por sus siglas en inglés). Así, este proceso puede ser considerado cero carbono, pues no se emiten gases contaminantes a la atmósfera.

## Producción

Actualmente, en el mundo se producen alrededor de 500 mil millones de metros cúbicos de hidrógeno al año. El hidrógeno producido se utiliza principalmente como materia prima en aplicaciones industriales, como fertilizantes, refinación de petróleo, petroquímica, celdas de combustible e industrias químicas. Este elemento se produce a partir de recursos energéticos renovables y no renovables, especialmente a partir de combustibles fósiles. El hidrógeno producido a partir de combustibles fósiles representa alrededor del 96 % del producido cada año a nivel mundial [15]. En la Figura 2.4 se ilustran las distintas formas de producción de hidrógeno.

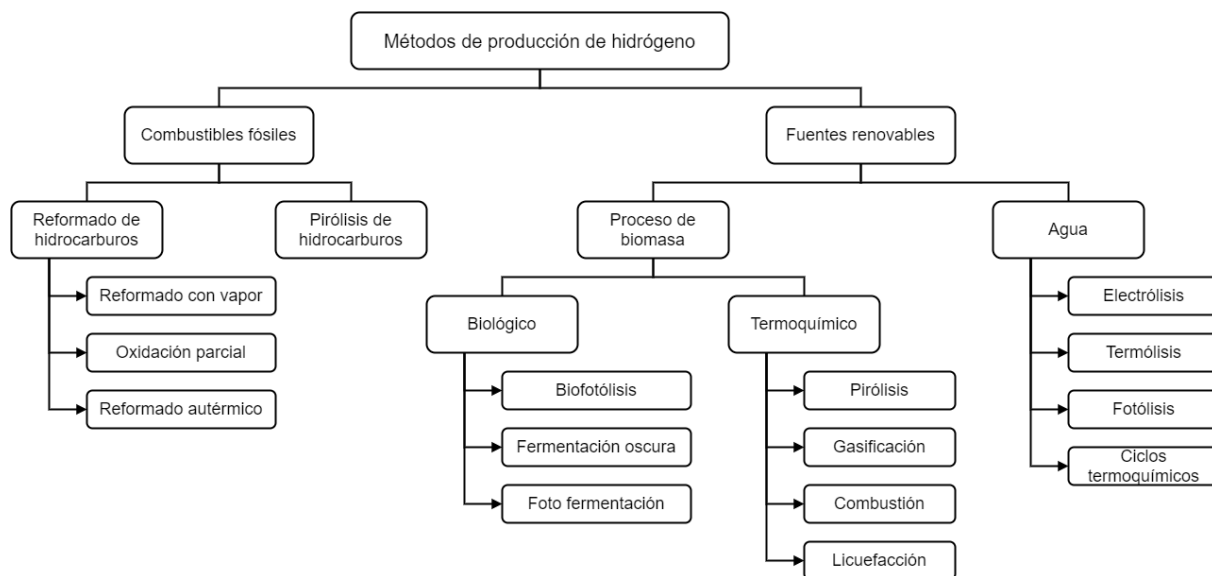


Figura 2.4: Métodos de producción de hidrógeno (*Modificado de [15, 16]*).

Como se esquematiza en la Figura 2.4, existe una gran variedad métodos de producción de hidrógeno, los que se pueden clasificar en dos grupos: convencionales a partir de combustibles fósiles, o a partir de fuentes renovables. En la primera categoría se incluyen métodos como reformado y pirólisis de hidrocarburos. En la segunda categoría se encuentran dos grupos de métodos basados en fuentes renovables, los que utilizan biomasa y los que consisten en dividir moléculas de agua. Existen cuatro procesos de para dividir moléculas de agua: electrólisis, termólisis, fotólisis y con ciclos termoquímicos. Por otro lado, los métodos que utilizan biomasa como insumo, se subdividen a su vez en dos tipos de procesos: termoquímicos y biológicos [15–17].

Debido a que los átomos de hidrógeno extraídos se encuentran en moléculas asociados a otros elementos, es que su producción necesariamente involucra la obtención de subproductos. Cuando la materia prima para la obtención es un combustible fósil o biomasa, se obtiene principalmente como subproducto dióxido y monóxido de carbono, el cual puede ser liberado al medio ambiente, contaminándolo o ser almacenado mediante sistemas de captura de carbono. En cambio, cuando el hidrógeno se produce por hidrólisis, el subproducto obtenido es oxígeno, el cual puede ser liberado al medio ambiente o puede ser almacenado para mejorar la eficiencia del proceso de reconversión a energía eléctrica [15, 16].

## Acondicionamiento

El hidrógeno producido se obtiene en forma gaseosa a una presión relativamente baja, independiente del proceso de obtención o de la molécula a partir de la cual se obtenga. Es necesario entonces realizar un acondicionamiento del gas obtenido antes de que este pase a cualquiera de las siguientes etapas de la cadena de valor. El acondicionamiento es un procesamiento subsecuente a la producción de hidrógeno, donde este sufre un cambio físico o químico. En general, el hidrógeno puede sufrir un proceso físico de compresión ( $CH_2$ ) o licuefacción ( $LH_2$ ), o procesos de quimisorción o fisorción, donde se une a portadores sólidos o líquidos [3, 12, 14, 18]. Los procesos de acondicionamiento se ilustran en la Figura 2.5.

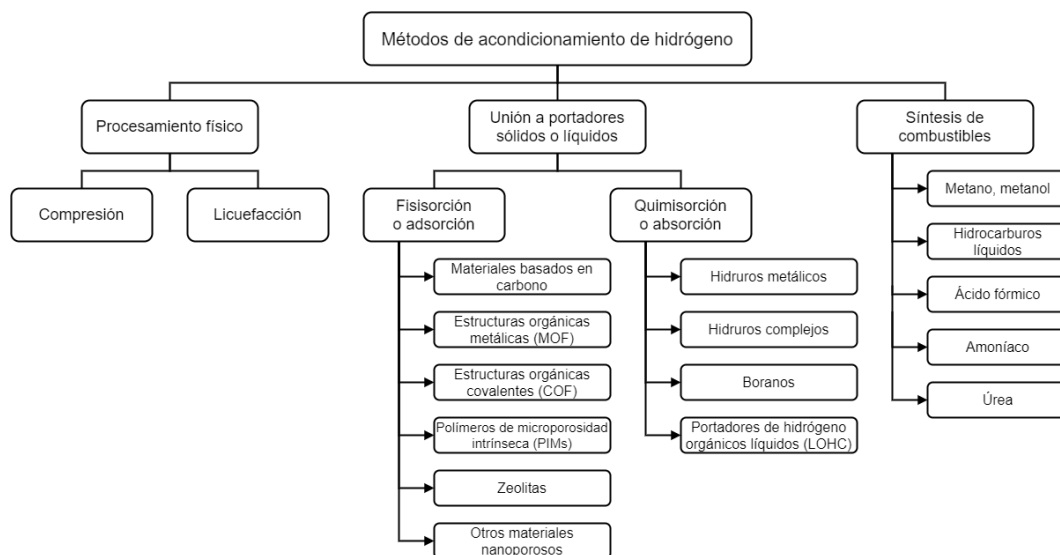


Figura 2.5: Métodos de acondicionamiento de hidrógeno.

El acondicionamiento más común es el de compresión, en los que se utilizan compresores mecánicos o electroquímicos, los que cargan contenedores especialmente adaptados para alojar esta pequeña molécula de forma segura y sin pérdidas importantes. Comúnmente el hidrógeno gaseoso se almacena comprimido a presiones de entre 350 [bar] y 700 [bar]. Otro acondicionamiento que involucra una transformación física menos frecuente es la licuefacción del hidrógeno. El hidrógeno líquido, licuado o criogénico presenta mayor densidad de energía que el hidrógeno gaseoso, sin embargo, dicho proceso requiere mayor energía que el proceso de compresión, ya que el punto de ebullición del hidrógeno es de alrededor de 20 [K] (aproximadamente 250°C bajo cero) [3, 5, 14].

Es posible asociar también las moléculas de hidrógeno a materiales portadores sólidos o líquidos mediante procesos de quimisorción (absorción) o fisorción (adsorción), los cuales son reversibles. En la fisorción o adsorción, el hidrógeno molecular es absorbido en las superficies y porosidades de materiales sólidos. Por otro lado, en los procesos de quimisorción o absorción, el hidrógeno reacciona químicamente formando hidruros, boranos o portadores de hidrógeno orgánicos líquidos (LOHC) [3, 18, 19]. Por último, es posible sintetizar combustibles hidrocarburos líquidos o gaseosos reaccionando el hidrógeno con carbono o nitrógeno capturados desde la atmósfera, creando así combustibles carbono neutrales [18, 20].

## Almacenamiento, transporte y distribución

La forma en que se almacena el hidrógeno depende del proceso de acondicionamiento por el cual pasó. La forma más común de almacenar el hidrógeno comprimido ( $CH_2$ ) es utilizando cilindros de acero inoxidable. Este método es técnicamente el más sencillo para almacenar hidrógeno y el más adoptado para pequeñas cantidades de gas. En esta forma el hidrógeno se distribuye en remolques tubulares, en los que el gas comprimido está contenido en cilindros de acero horizontales. Para distribuir cantidades más grandes de hidrógeno comprimido, la opción ideal son gaseoductos, con presiones de 4 [bar] para cortas distancias, y de hasta 80 [bar] para distancias mayores. Para vehículos propulsados por hidrógeno, existen estaciones de recarga de este gas (o hidrolineras), en donde su almacenamiento alcanza presiones de hasta 1,000 [bar] [5, 21, 22].

El hidrógeno gaseoso se puede almacenar también en formaciones geológicas subterráneas naturales herméticas. Así, en función de la seguridad, factibilidad técnica y costos de inversión y operación, la opción más favorable son las cavernas de sal, donde el hidrógeno se puede almacenar a presiones de entre 20 [bar] y 180 [bar]. Otra opción es inyectar el hidrógeno generado en las redes de gas natural existentes. Dado que estas y su infraestructura relacionada ya existen, este es actualmente el método más rentable para almacenar grandes cantidades de hidrógeno. Así, es posible incorporar hasta un 15 % de volumen de hidrógeno en dichas redes sin afectar de forma importante el funcionamiento de la mayoría de los equipos que lo utilizan [5].

En su forma líquida, el hidrógeno se almacena en tanques criogénicos de aluminio o tanques “Dewar” de hasta 2,000 [ $m^3$ ]. Estos tanques tienen un aislamiento al vacío entre la pared interna y la cubierta externa. El transporte de hidrógeno criogénico es un tema ya resuelto en la industria. Existen camiones para cargas de alrededor de 50 [ $m^3$ ] de capacidad, también ferrocarriles con depósitos de hasta 120 [ $m^3$ ] de capacidad, y barcos de carga con este tipo de tanques con capacidades de más de 10,000 [ $m^3$ ]. Es posible también transportar el hidrógeno licuado por tuberías especialmente construidas para ello [21, 22].

El almacenamiento y la distribución de los portadores sólidos, basados en quimisorción o fisisorción, es un asunto más bien resuelto debido a que son más seguros, compactos y eficientes que los procesos de compresión o licuefacción de hidrógeno. El trabajar con sólidos en lugar de fluidos representa una ventaja en ese sentido. Los portadores líquidos y los combustibles sintéticos tienen una situación aún más ventajosa, ya que puede aprovechar toda la infraestructura y logística ya existente de la industria de los combustibles fósiles tradicionales [3, 18, 19].

## Aplicaciones

El hidrógeno actualmente se utiliza de forma amplia en la industria. Su principal uso se da en el proceso de refinación del petróleo crudo (procesos de hidrosulfuración e hidrocrackeo), procesamiento de arenas bituminosas y licuefacción de carbón, y en la elaboración de diversos combustibles, como amoníaco y metanol. También se utiliza en menor medida en la industria aeroespacial, alimentaria (hidrogenación de aceites), fabricación de metales (agente reductor), vidrios y electrónica. No obstante, producto del desarrollo de la economía del hidrógeno en

diversos países del mundo, su demanda se verá incrementada. El hidrógeno encontrará nuevas aplicaciones, y por ello se desarrollarán nuevos mercados en diversas industrias [5]. En la Figura 2.6 se esquematizan los diversos usos y aplicaciones que tiene y tendrá el hidrógeno.

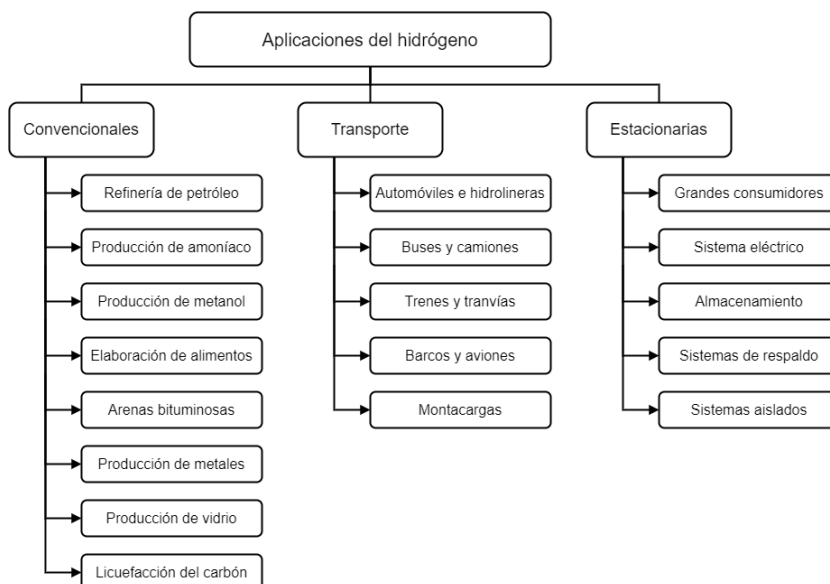


Figura 2.6: Aplicaciones de hidrógeno.

Debido a su flexibilidad y versatilidad, el hidrógeno puede utilizarse en celdas de combustible para la producción de electricidad y calor, en un motor de combustión interna de forma pura o combinado con diésel, gas u otro combustible tradicional, quemado en una turbina de gas o en una caldera, o incluso en procesos de fusión nuclear. Las potenciales aplicaciones del hidrógeno son variadas y pueden clasificarse en dos nichos principales: transporte y estacionarias [5, 16].

Se contempla el uso de hidrógeno para el transporte en autos de pasajeros, buses, vehículos utilitarios y otros vehículos eléctricos basados en celdas de combustible (FCEV, por sus siglas en inglés). Este mercado, junto con las respectivas estaciones de recarga de hidrógeno o “hidrolineras” se encuentran en un estado inicial de desarrollo. En el mercado estadounidense existen tres modelos de autos particulares (de Honda, Hyundai y Toyota), mientras que la empresa de Alstom ya lanzó el primer tren de pasajeros propulsados con celdas de combustible. Existen también numerosos lugares en los cuales se están usando montacargas basados en celdas de combustible (se calcula que en todo el mundo existen 5,000 unidades funcionando) [5].

En cuanto a las aplicaciones estacionarias, el hidrógeno se usa para la generación de electricidad, calor, o ambas (cogeneración). Los nichos principales son los grandes consumidores industriales (como data centers, almacenes, edificios, aeropuertos y hospitales), los sistemas eléctricos interconectados (como tecnologías habilitantes para la inserción masiva de centrales renovables variables), y las aplicaciones estacionarias a pequeña escala (como sistemas de generación distribuida, calefacción residencial, respaldo energético, y en sistemas eléctricos en comunidades aisladas) [5].

## 2.2. Celdas de combustible y electrolizadores

### 2.2.1. Celdas de combustible

Las celdas de combustibles (FC, por sus siglas en inglés) son dispositivos eléctricos que convierten la energía química almacenada en un combustible (hidrógeno principalmente) directamente en energía eléctrica y energía térmica mediante una reacción electroquímica de reducción-oxidación. Dicho en otras palabras, una celda de combustible es un dispositivo de conversión energética para la generación de energía eléctrica y térmica [21, 23–25]. Sin embargo, y a diferencia de otras fuentes de energía electroquímicas como las baterías, que almacenan los reactantes en su interior, en las celdas de combustible los reactantes se suministran de manera continua desde una fuente externa, razón por la cual las celdas de combustible se clasifican según su potencia de salida en kilowatt en lugar de su capacidad en kilowatt-hora [21, 24]. Entre las principales ventajas de las celdas de combustible destacan [21, 23, 24, 26]:

- En general, son más eficientes que los motores de combustión interna, y son escalables (sin variaciones importantes en la eficiencia global). Esta capacidad abre una oportunidad de mercado para la cogeneración (CHP, sigla de la expresión *combined heat and power*) a pequeña escala, la cual no puede satisfacerse con los sistemas tradicionales basados en turbinas o motores.
- Su diseño es simple, pues en esencia no posee partes móviles. Esto ayuda a que estos sistemas sean más confiables y duraderos.
- Bajas emisiones, pues cuando el combustible es hidrógeno, el agua pura es el único subproducto de su funcionamiento. En consecuencia, esta fuente de poder es esencialmente “cero emisiones”. Sin embargo, se debe notar que, en la actualidad, las emisiones de dióxido de carbono casi siempre están involucradas en la producción del hidrógeno.
- Son muy silenciosas, incluso aquellas que incorporan un amplio equipo adicional de procesamiento de combustible.
- Pueden generar energía de forma continua mientras exista un suministro de combustible, lo que se traduce en una capacidad de recarga instantánea (a diferencia de las baterías), presentando además mayores densidades de energía gravimétrica que otros sistemas de almacenamiento electroquímicos, como se ve en la Figura 2.7.

Por otro lado, también existen limitaciones para los sistemas de celdas de combustibles que no les permiten un desarrollo tecnológico más rápido. En primer lugar, estas son aún costosas para mercados en los que podrían operar. Además, dependiendo del tipo de celda usada, se podría necesitar tecnología para reformación y almacenamiento de combustible. Existen también problemas técnicos, como el envenenamiento del electrolito por monóxido de carbono o la degradación del catalizador. La menor accesibilidad y menor durabilidad son otros desafíos a enfrentar en el desarrollo de celdas de combustible [24].



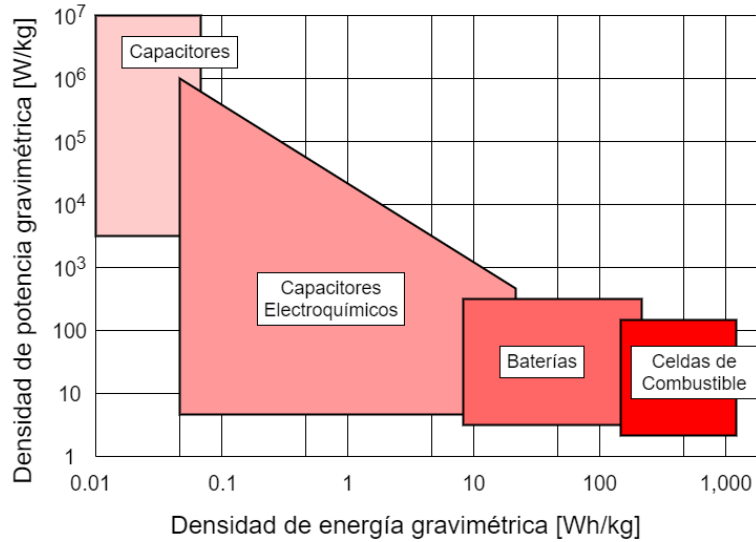


Figura 2.7: Diagrama de Ragone para sistemas electroquímicos (*Modificado de [25]*).

Las bajas densidades de potencia volumétrica y gravimétrica son otras limitantes serias, ya que, pese a las importantes mejoras en las densidades de potencia de las celdas de combustible, se requieren mejoras adicionales si se desea que sean una opción competitiva en aplicaciones portátiles y automotrices, donde el espacio es limitado. Los motores de combustión interna y las baterías generalmente superan a las celdas de combustible en términos de densidad de potencia volumétrica. En la Figura 2.8 se comparan las densidades de potencia gravimétrica y volumétrica de motores de combustión interna (ICE, por sus siglas en inglés), baterías y celdas de combustible [7].

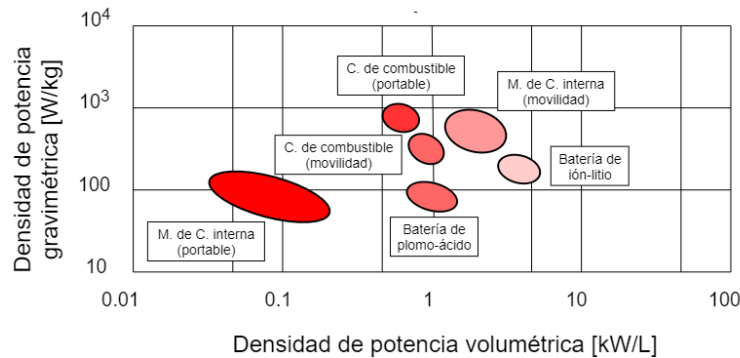


Figura 2.8: Comparación de densidad de potencia gravimétrica y volumétrica de distintas tecnologías (*Modificado de [7]*).

Las celdas de combustible se clasifican según el electrolito usado, la temperatura de operación y el combustible con el que funcionan [23–25]. Existen así seis tipos principales con un estado de desarrollo más avanzado, cuyas características se describen en las Tablas 2.3 y 2.4, mientras que en la Tabla 2.5 se muestran las reacciones químicas involucradas en cada una de ellas [24, 26]. Estas celdas son [21]:

1. De membrana de intercambio protónico (PEMFC).
2. De electrolito alcalino (AFC).

3. De combustible líquido directo (DLFC): de metanol o etanol.
4. De ácido fosfórico (PAFC).
5. De carbonato fundido (MCFC).
6. De óxido sólido (SOFC).

Tabla 2.3: Características de FCs: combustible, catalizador y electrolito (*Modificado de [24]*).

Tipo de celda	Combustible	Catalizador	Electrolito
De membrana de intercambio protónico de baja temperatura (LT-PEMFC)	Hidrógeno	Carbono recubierto de platino	Membrana de polímero sólido (Nafion)
De membrana de intercambio protónico de alta temperatura (HT-PEMFC)	Hidrógeno	Carbono recubierto de platino-rutenio	Nafion o polibencimidazol (PBI) dopado en ácido fosfórico
De ácido fosfórico (PAFC)	Hidrógeno	Carbono recubierto de platino	Ácido fosfórico líquido en carburo de silicio
De metanol directo (DMFC)	Solución líquida de metanol agua	Carbono recubierto de platino o platino-rutenio	Nafion
De etanol directo (DEFC)	Solución líquida de etanol agua	Carbono recubierto de platino o platino-rutenio	Nafion, medio alcalino o medio alcalino-ácido
De electrolito alcalino (AFC)	Hidrógeno	Carbono recubierto de plata o níquel	Solución de hidróxido de potasio en agua o membrana de intercambio aniónico
De carbonato fundido (MCFC)	Metano	Níquel cromo o níquel litiado	Carbonato alcalino líquido en aluminato de litio
De óxido sólido (SOFC)	Metano	Compuesto de níquel YSZ o manganita de lantano dopado con estroncio	Circonia sólida estabilizada con itria (YSZ)

Tabla 2.4: Características de FCs: eficiencia eléctrica, temperatura de operación y portador de carga (*Modificado de [24]*).

Tipo de celda	Eficiencia eléctrica	Temperatura de operación	Portador de carga
De membrana de intercambio protónico de baja temperatura (LT-PEMFC)	40-60 %	60 - 80 °C	Ión de hidrógeno ( $H^+$ )
De membrana de intercambio protónico de alta temperatura (HT-PEMFC)	50-60 %	110-180 °C	Ión de hidrógeno ( $H^+$ )
De ácido fosfórico (PAFC)	36-45 % (85 % con cogeneración)	160-220 °C	Ión de hidrógeno ( $H^+$ )
De metanol directo (DMFC)	35-60 %	Ambiente-110 °C	Ión de hidrógeno ( $H^+$ )
De etanol directo (DEFC)	20-40 %	Ambiente-120 °C	Ión de hidrógeno ( $H^+$ )
De electrolito alcalino (AFC)	60-70 %	Bajo cero-230 °C	Ión hidroxilo ( $OH^-$ )
De carbonato fundido (MCFC)	55-65 % (85 % con cogeneración)	600-700 °C	Ión carbonato ( $(CO_3)^{2-}$ )
De óxido sólido (SOFC)	55-65 % (85 % con cogeneración)	800-1'000 °C	Ión oxígeno ( $O^{2-}$ )

Tabla 2.5: Reacciones químicas para diferentes tipos de FC (*Modificado de [24]*).

Tipo de celda	Reacción en el ánodo	Reacción en el cátodo	Reacción general
PEMFC	$H_2 \rightarrow 2H^+ + 2e^-$	$\frac{1}{2}O_2 + 2H^+ + 2e^- \rightarrow H_2O$	$H_2 + \frac{1}{2}O_2 \rightarrow H_2O$
PAFC	$H_2 \rightarrow 2H^+ + 2e^-$	$\frac{1}{2}O_2 + 2H^+ + 2e^- \rightarrow H_2O$	$H_2 + \frac{1}{2}O_2 \rightarrow H_2O$
DMFC	$CH_3OH + H_2O \rightarrow CO_2 + 6H^+ + 6e^-$	$\frac{3}{2}O_2 + 6H^+ + 6e^- \rightarrow 3H_2O$	$CH_3OH + \frac{3}{2}O_2 \rightarrow CO_2 + 2H_2O$
AFC	$2H_2 + 4(OH)^- \rightarrow 4H_2O + 4e^-$	$O_2 + 2H_2O + 4e^- \rightarrow 4(OH)^-$	$2H_2 + O_2 \rightarrow 2H_2O$
MCFC	$CO_3^{2-} + H_2 \rightarrow H_2O + CO_2 + 2e^-$	$CO_2 + \frac{1}{2}O_2 + 2e^- \rightarrow CO_3^{2-}$	$H_2 + \frac{1}{2}O_2 + CO_2 \rightarrow H_2O + CO_2$
SOFC	$H_2 + O^{2-} \rightarrow H_2O + 2e^-$	$\frac{1}{2}O_2 + 2e^- \rightarrow O_2^-$	$H_2 + \frac{1}{2}O_2 \rightarrow H_2O$

Cada tipo de celda de combustible posee una gama de aplicaciones específicas en función de sus características propias. Así, es necesario aclarar qué tecnología es la más adecuada para una aplicación específica. Las celdas de combustible en general pueden operar un amplio rango de potencia, por lo tanto, pueden emplearse en casi cualquier aplicación que necesite energía. Se pueden usar en dispositivos de potencia de pequeño alcance y equipos electrónicos personales como teléfonos móviles y computadores personales. Las aplicaciones de potencia a mediana escala incluyen vehículos eléctricos, electrodomésticos, e incluso aplicaciones militares. Finalmente, en las aplicaciones de energía de gran escala, las celdas de combustible se usan en sistemas de generación distribuida y sistemas eléctricos de distintos tamaños [26]. En la Tabla 2.6 se presentan aplicaciones y las principales ventajas de los principales tipos de FC revisados.

Tabla 2.6: Ventajas y aplicaciones de los sistemas basados en distintos tipos de FC (*Modificado de [26]*).

Tipo de celda	Potencia del sistema [kW]	Aplicaciones	Ventajas
PEMFC	<1-250	Potencia de respaldo Energía portatil Pequeña generación distribuida Transporte	El electrolito sólido reduce la corrosión y problemas de manejo de electrolitos Baja temperatura Arranque rápido
PAFC	50-1,000	Generación distribuida	Mayor eficiencia general con CHP Mayor tolerancia a las impurezas en el hidrógeno.
DMFC	0.001-100	Reemplace las baterías en móviles, computadoras y otros dispositivos portátiles	Costo reducido debido a la ausencia de reformador de combustible.
AFC	10-100	Militar	La reacción catódica más rápida en electrolitos alcalinos conduce a un mayor rendimiento
MCFC	<1-1,000	Espacio Abastecimiento industrial Generación distribuida grande	Puede usar una variedad de catalizadores Alta eficiencia Flexibilidad de combustible Puede usar una variedad de catalizadores
SOFC	<1-3,000	Fuente de respaldo Abastecimiento industrial Generación distribuida grande	Adecuado para CHP Alta eficiencia Flexibilidad de combustible Puede usar una variedad de catalizadores El electrolito sólido reduce los problemas de manejo del electrolito Adecuado para CHP

En el mercado es posible encontrar actualmente celdas de combustible PEMFC y AFC. Las celdas de combustible de electrolito alcalino (AFC) son las que presentan un mayor grado de desarrollo en la actualidad; sin embargo, debido a su mayor tamaño y dinámica más lenta, han sido desplazadas en todas las posibles aplicaciones estacionarias y de electromovilidad por las celdas PEMFC. Si bien las PEMFC presentan un menor grado de desarrollo y tiempo en el mercado, son más compactas y poseen una dinámica más rápida. Así, si se comparan diferentes escenarios de aplicación de tecnologías de FC, como se muestra en la Tabla 2.7, las PEMFC son el tipo de FC con la mayor variedad de mercados posibles. De hecho, debido a sus numerosas ventajas, podrían emplearse en una amplia gama de campos distintos. Sin embargo, hay algunos problemas que deben resolverse antes de que las PEMFC puedan comercializarse, entre ellos su alto costo actual, su durabilidad y rendimiento, y la necesidad de un suministro estable y económico de hidrógeno de alta pureza, junto a la infraestructura asociada [24, 27].

Tabla 2.7: Aplicaciones factibles para FC (*Modificado de [24]*).

Campo	Aplicación	PEMFC	DMFC	SOFC	MCFC	PAFC	AFC	MFC
Estacionaria	Cogeneración	x		x		x		
	Alimentación de áreas remotas (RAPS)	x	x	x	x			
	Suministro de energía de emergencia (EPS)	x	x	x	x			
Portable	Generadores eléctricos	x	x					
	Artículos electrónicos	x	x					x
Transporte	Unidad de energía de respaldo (APU)	x	x	x	x			
	LTV	x	x					
	L-FCEV	x						
	H-FCEV	x				x		
	Propulsión aérea	x		x			x	
	Propulsión marítima	x		x	x			

En una celda PEMFC, la energía química se convierte directamente en energía eléctrica con una eficiencia de alrededor de 55 % con respecto al poder calorífico superior del hidrógeno. Es importante notar entonces que una cantidad importante de energía se transforma en calor, parte de la cual se puede recuperar. El calor recuperado de las PEMFC (sobre todo de las de alta temperatura, HT-PEMFC) se puede usar para aplicaciones de calefacción a baja temperatura, como calefacción de espacios y suministro de agua caliente sanitaria. Así, recuperando el calor de la celda, la eficiencia energética global puede alcanzar hasta un 90 %. Un sistema de refrigeración líquida es clave para recuperar de mejor forma el calor generado. Así, se pueden diseñar distintos sistemas energéticos basados en celdas combustibles PEMFC y que consideren cogeneración (CHP), conectados a la red o aislados, y complementados con fuentes de energía renovables [28].

### 2.2.2. Electrolizadores

Los electrolizadores son dispositivos de conversión energéticos que usan electricidad para dividir moléculas de agua en hidrógeno y oxígeno, por lo tanto, son lo opuesto a una celda de combustible. La teoría básica y las reacciones que tienen lugar en los electrodos son las mismas para electrolizadores que para celdas de combustible, excepto que las reacciones se invierten. Se pueden usar diferentes electrolitos, al igual que para las celdas de combustible, el que debe ser de máxima conductividad para minimizar el consumo de electricidad. Si bien los electrolizadores son adecuados para funcionar con electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables como la eólica, solar e hidroeléctrica, en la práctica, los electrolizadores alcalinos (que son los más presentes en el mercado) están diseñados para funcionar con una fuente de alimentación relativamente constante y, por lo tanto, la naturaleza intermitente de estas fuentes puede requerir del desarrollo de equipos especializados de control, e incorporar baterías o supercondensadores [16, 17, 21, 29].

En principio, pareciera ser contraproducente usar electricidad para generar hidrógeno, para luego usarlo en celdas de combustible, convirtiéndolo nuevamente en electricidad, ya que en cada paso de conversión hay pérdidas, de modo que la eficiencia total de todo este proceso es de aproximadamente 40 %. Sin embargo, si el objetivo es evitar el desperdicio del excedente de electricidad, usándolo para producir hidrógeno que puede almacenarse para satisfacer una

futura demanda de energía, entonces es posible presentar un argumento económico para la electrólisis. En general, el costo del hidrógeno como combustible es una función principalmente del costo de la electricidad y del costo de inversión de los equipos asociados, es decir, del electrolizador y del compresor [21, 30].

Los electrolizadores se pueden clasificar en cuatro tipos en función del electrolito y las condiciones de operación, sin embargo, comparten el mismo principio de funcionamiento [15, 31]. Estos tipos son:

1. Alcalino (AEL).
2. De membrana de electrolito de polímero (PEMEL).
3. De óxido sólido (SOEL).
4. De membrana de intercambio aniónico (AEMEL).

Actualmente, los electrolizadores que dominan el mercado son los alcalinos, ya que presentan precios más competitivos frente a las otras tecnologías, incluida la PEM, que también está disponible para la comercialización. Sin embargo, esta última aún tiene espacio para seguir desarrollándose y, de esa forma, bajar sus costos. Por otro lado, los electrolizadores de óxido sólido y microbianos están aún en etapa de investigación temprana [32, 33]. En la Tabla 2.8 se comparan estas tecnologías según distintos parámetros de condición de operación, costos y flexibilidad de operación.

Tabla 2.8: Comparación de las distintas tecnologías de electrolizadores (*Modificado de [31, 33, 34]*).

Parámetro		AEL	PEMEL	SOEL	AEMEL
	Estado de desarrollo	Comercial	Comercial	Pruebas	Investigación
Condiciones de operación	Temperatura de operación (°C)	70-90	50-80	700-850	40-60
	Presión de operación (bar)	<30	<70	<10	<35
	Pureza del gas (%)	>99.5	>99.99	>99.9	-
Parámetros de costo	Eficiencia del sistema ( $kWh/kgH_2$ )	50-78	50-83	45-55	57-69
	Vida útil (h)	50,000	60,000	20,000	5,000
	Costo de capital (sistema, USD/kW)	600	1,000	>2,000	-
Flexibilidad	Rango de carga (%)	15-100	0-160	30-125	5-100
	Partida	1-10 (min)	1 (s)- 5 (min)	-	-
	Capacidad de rampa (%/s)	0.2-20	100	-	-
	Apagado	1-10 (min)	segundos	-	-

Al igual que las celdas de combustible, los electrolizadores liberan calor al operar. En la práctica, debido a las irreversibilidades termodinámicas, la división del agua en el electrolizador es un proceso endotérmico. La generación de calor de los PEMEL representa alrededor de entre un 30 % y 40 % de la energía suministrada. Sin embargo, aproximadamente un 35 % de ese calor es utilizado por el electrolizador para precalentar el agua de entrada y así mantener su temperatura de funcionamiento. Luego, el resto de este calor se rechaza al medio ambiente a través de la superficie exterior del electrolizador y los gases producidos. Este calor que normalmente se emana desde el electrolizador se puede capturar y utilizar en aplicaciones térmicas in situ, aunque en un porcentaje bajo para no afectar la eficiencia del proceso de electrólisis. Es por esto que no es frecuente implementar sistemas de recuperación de calor en los electrolizadores PEMEL [28].

### 2.3. Estrategias de hidrógeno en el mundo

Varios países del mundo, reconociendo el potencial del hidrógeno verde y sus aplicaciones, han elaborado hojas de ruta y estrategias para explotar dicho potencial, combinando políticas públicas e iniciativa privada. Los países que actualmente tienen políticas e iniciativas públicas de apoyo al hidrógeno, representan casi el 90 % del PIB global [6]. El estado de estas políticas e iniciativas en cada país del mundo se muestra en la Figura 2.9. En las siguientes subsecciones se resumirán las estrategias de hidrógeno de algunos países que presentan líneas de acción claras y metas concretas, identificando en especial las relacionadas con aplicaciones de celdas de combustible.

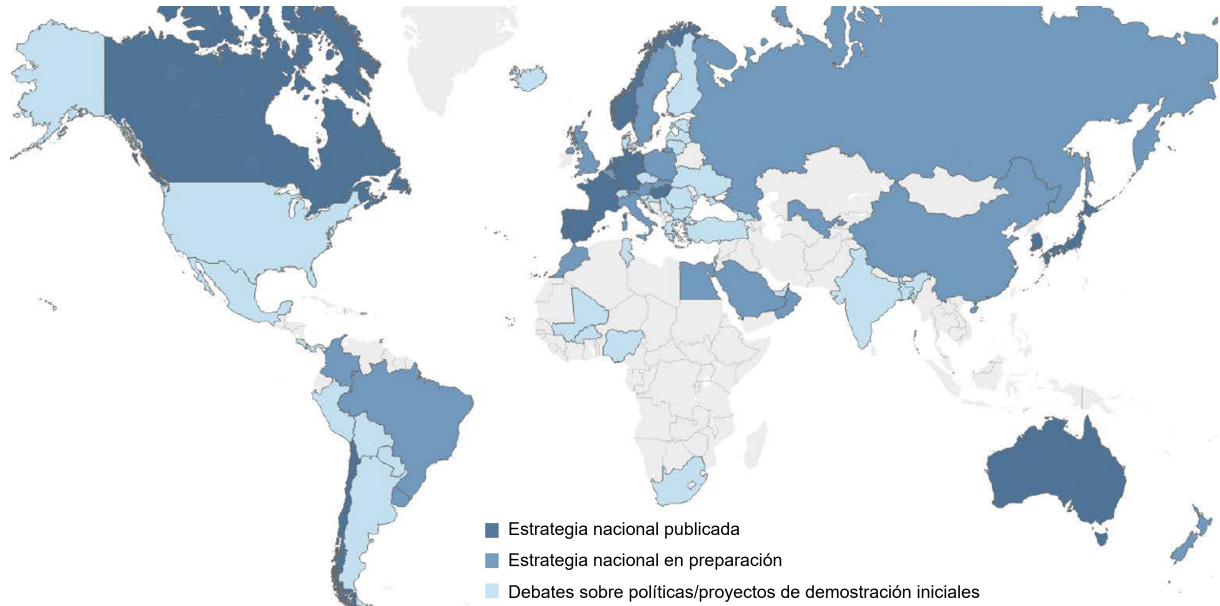


Figura 2.9: Estado de las políticas e iniciativas públicas sobre hidrógeno verde en el mundo (*Extraído de [35]*).

Acorde con el propósito de este trabajo de tesis, se hace énfasis en los objetivos asociados a electrolizadores y celdas de combustible, analizando dichos documentos según una cadena de valor del hidrógeno adaptada específicamente para ese propósito, la que se presenta en la Figura 2.10. Esta cadena comprende las siguientes etapas:

1. Producción de hidrógeno: Objetivos asociados a generación de hidrógeno verde, típicamente cuantificado en potencia instalada de electrolizadores o en costo esperado por kilogramo.
2. Almacenamiento y distribución: Objetivos asociados a desarrollo de infraestructura para el almacenamiento, transporte y distribución de hidrógeno verde.
3. Aplicaciones basadas en celdas de combustible: Objetivos que se basen en el uso de celdas de combustible para utilizar el hidrógeno verde producido o importado.
4. Exportación de hidrógeno y combustibles derivados: Objetivos asociados a la exportación de hidrógeno verde y combustibles sintéticos derivados.

- Desarrollo, producción y exportación de tecnologías asociadas: Objetivos asociados a la investigación, desarrollo y producción de tecnología para toda la cadena de valor del hidrógeno, ya sea para consumo interno como para exportación, y también relacionados con la formación de capital humano.

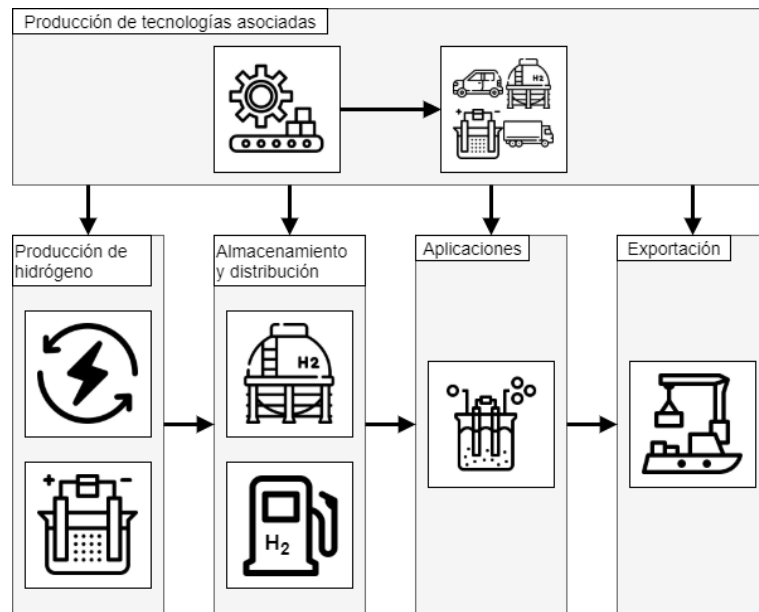


Figura 2.10: Cadena de valor del hidrógeno con énfasis en las tecnologías de celdas de combustible y electrolizadores.

Con base en la cadena de valor presentada, se analizan y clasifican los objetivos mostrados en cada una de las estrategias de hidrógeno que se analizan, para los períodos 2020 - 2030 y 2030 - 2050, en función de la información disponible en cada estrategia.

### 2.3.1. Japón

En 2019, el “Consejo de la estrategia para el hidrógeno y las celdas de combustible” del gobierno japonés publica el informe titulado “*The Strategic Road Map for Hydrogen and Fuel Cells*” [36]. La estrategia de hidrógeno de Japón consiste en:

- Introducir y difundir tecnologías que posicionen al hidrógeno como una nueva opción energética, y una política pública que obligue a todos los gobiernos a implementar las medidas que se requieran.
- Detallar los objetivos que deben alcanzarse para 2030, y las direcciones y visión que debe adoptar el sector público y privado con miras al año 2050.
- Reducir los costos de adquisición y distribución de hidrógeno e incorporar el valor medioambiental en los cálculos, a niveles comparables con los combustibles convencionales, para que así el hidrógeno esté disponible como una nueva opción energética, además del resto de las fuentes energéticas renovables.
- Acelerar una expansión de la demanda de hidrógeno, principalmente en vehículos de celda de combustible en el corto plazo, construir una cadena de suministro internacional para lograr una reducción de los costos de hidrógeno en el medio y largo plazo.

5. Continuar con el desarrollo de tecnología para la inserción y construcción de sistemas masivos de generación de energía basada en hidrógeno, con el fin de crear una solución viable para abastecer la demanda.
6. Lograr economías de escala con base en hidrógeno en una amplia gama de sectores: transporte, generación eléctrica y en general para toda la industria, como reemplazo para los combustibles fósiles.

Tabla 2.9: Objetivos asociados a celdas de combustible de la Estrategia de Hidrógeno de Japón.

Elemento de la cadena de valor	Objetivos para los años 2020 - 2030	Objetivos para los años 2030 - 2050
<b>Producción de hidrógeno</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Alcanzar costo de producción de hidrógeno por gasificación de carbón con CCS de 3 [USD/Kg].</li> <li>▪ Bajar el costo de los sistemas de electrólisis de agua a 460 [USD/kW] y alcanzar una eficiencia de 47.8 [kWh/kg].</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Alcanzar costo de producción de hidrógeno por gasificación de carbón con CCS a 2 [USD/Kg].</li> </ul>
<b>Almacenamiento y distribución</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Estaciones de servicio de hidrógeno: 320 para 2025 y 900 para 2030.</li> <li>▪ Alcanzar una capacidad de almacenamiento de hidrógeno líquido de 50,000 [m<sup>3</sup>].</li> <li>▪ Alcanzar una eficiencia en el proceso de licuefacción a 6 [kWh/kg].</li> </ul>	
<b>Aplicaciones basadas en celdas de combustible</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ FCV: 200,000 para 2025 y 800,000 para 2030. 1,200 buses a FC y 10 mil montacargas a FC para 2030.</li> <li>▪ 5.3 millones de hogares con celdas de combustible domésticas, con un costo esperado de 7,300 [USD] para las PEMFC, y 9,200 para las SOFC.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Utilizar hidrógeno verde en toda la industria.</li> </ul>
<b>Exportación de hidrógeno y derivados</b>		
<b>Desarrollo y producción de tecnologías asociadas</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Motores de combustión de alta eficiencia de hidrógeno para la generación eléctrica.</li> <li>▪ Tecnología de celdas de combustible para su inserción en la red eléctrica en el comercio y la industria, con sistemas de cogeneración.</li> <li>▪ Exportar tecnología de celdas de combustible y electrolizadores</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Nuevas tecnologías de producción de hidrógeno (electrólisis de agua de alta eficiencia, fotosíntesis artificial y membranas permeables al hidrógeno).</li> <li>▪ Tecnologías para celdas de combustible compactas, altamente eficientes, altamente confiables y de bajo costo.</li> <li>▪ Métodos innovadores de síntesis química que utilizan hidrógeno y CO<sub>2</sub>.</li> <li>▪ Procesos de licuefacción altamente eficientes y materiales de retención de hidrógeno licuado de larga duración.</li> </ul>

Así, para lograr una sociedad basada en el hidrógeno y difundir el uso del hidrógeno por completo a mediano y largo plazo hasta 2050, Japón tendrá que desarrollar constantemente tecnologías innovadoras para producir, transportar, almacenar y usar hidrógeno. En la Tabla 2.9, se muestran los principales objetivos de la estrategia del hidrógeno de Japón por elemento de la cadena de valor, asociados a celdas de combustible y electrolizadores.



### 2.3.2. Australia

La “*Commonwealth Scientific and Industrial Research Organisation*” CSIRO, lanza en 2018 la hoja de ruta llamada “*National Hydrogen Roadmap*” [37]. En este documento, se explica que en 2016, Australia ratificó el Acuerdo de París, comprometiéndose a lograr una reducción del 28% en las emisiones de GEI. Si bien el uso de hidrógeno en los sectores energético e industrial es una de las opciones tecnológicas que pueden desempeñar un papel para ayudar a Australia a cumplir los objetivos de descarbonización prescritos, existen otras tendencias y características nacionales que favorecen su uso generalizado. Estas incluyen:

1. Pueden reemplazar al gas natural como fuente de calor de bajas emisiones, así como materia prima de bajas emisiones potencialmente competitiva en costos para una serie de procesos industriales.
2. Ayuda a gestionar la transición a una mayor proporción de electricidad renovable variable en la red eléctrica, superando los desafíos asociados con la intermitencia energética.
3. Puede desempeñar un papel clave en la protección frente a las crisis de suministro de combustibles líquidos hidrocarburos (por ejemplo, produciendo combustibles sintéticos) o derechamente desplazar su uso.
4. Los extensos recursos naturales de Australia, como la energía solar, la eólica, los combustibles fósiles y la tierra disponible, favorecen el establecimiento de cadenas de suministro de exportación de hidrógeno.

Una serie de inversiones estratégicas tanto del sector público como del privado podrían convertir al hidrógeno en una industria económicamente sostenible. Las barreras actuales para la activación del mercado provienen de la falta de infraestructura necesaria para respaldar cada aplicación o del costo del suministro de hidrógeno en comparación con otros vectores de energía y materias primas. Sin embargo, se espera que el desarrollo de un marco regulatorio apropiado pueda crear un mercado atractivo para el hidrógeno. En la Tabla 2.10, se muestran los principales objetivos de la estrategia del hidrógeno de Australia por elemento de la cadena de valor, asociados a celdas de combustible y electrolizadores.

En este documento se realiza el potencial de Australia como productor y exportador de hidrógeno verde para suministrar al mercado mundial, principalmente a Japón, y destaca la importancia de los acuerdos intergubernamentales y la integración vertical en la cadena de valor del hidrógeno verde.

Tabla 2.10: Objetivos asociados a celdas de combustible de la Estrategia de Hidrógeno de Australia.

Elemento de la cadena de valor	Objetivos para los años 2020 – 2030
<b>Producción de hidrógeno</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Asegurar asociaciones para plantas de gasificación o reformado de metano, en conjunto con reservorios de CO<sub>2</sub> y sistemas de captura de carbono.</li> <li>▪ Asegurar PPA's favorables de bajas emisiones para suministrar plantas electrolizadoras, y asegurar compradores y un mercado, optimizando su funcionamiento, ya sea de forma conectada o desconectada de la red cuando sea posible.</li> <li>▪ Fomentar integraciones verticales para optimizar la cadena de valor del hidrógeno.</li> <li>▪ Pagar bien los servicios complementarios que pueden prestar las plantas electrolizadoras.</li> </ul>
<b>Almacenamiento y distribución</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Colocar plantas de producción de hidrógeno cerca a los lugares de uso siempre que sea posible.</li> <li>▪ Optimizar la selección de la tecnología de almacenamiento y distribución en el contexto de una cadena de suministro más amplia, aprovechando la infraestructura de amoníaco verde existente cuando sea posible, y los gasoductos existentes revisando las regulaciones.</li> <li>▪ Se debe mejorar las eficiencias de compresión, y se deben realizar estudios en cavernas de sal y depósitos de gas agotados para determinar la idoneidad del almacenamiento de hidrógeno.</li> <li>▪ Establecer empresas conjuntas operadoras de estaciones de recarga de hidrógeno, proveedores y el operador del mercado eléctrico.</li> <li>▪ Revisar y modificar si es necesario las redes de gas natural existentes para poder enriquecerlas con hidrógeno verde.</li> </ul>
<b>Aplicaciones basadas en celdas de combustible</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Implementar modelos de arrendamientos, e incentivos específicos de vehículos en base a FC, como subsidios directos o reembolsos.</li> <li>▪ Implementar esquemas de incentivos con respecto al uso de hidrógeno limpio como materia prima y como fuente de energía para la industria.</li> <li>▪ Implementar sistemas de celdas de combustible para permitir la inyección de energía a la red donde sea económicamente favorable.</li> <li>▪ Desarrollar un mercado de servicios complementarios que permita valorar al hidrógeno.</li> <li>▪ Incentivar la implementación de RAPS basados en hidrógeno en sitios mineros y otras comunidades remotas.</li> </ul>
<b>Exportación de hidrógeno y derivados</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Establecer acuerdos intergubernamentales de compra y venta de largo plazo para dar confianza a la industria, negociado tarifas favorables para la exportación de hidrógeno.</li> <li>▪ Establecer empresas conjuntas (incluidas las importadoras) para logra una integración vertical.</li> <li>▪ Instalar plantas de producción de hidrógeno cerca de los terminales de exportación existentes cuando sea posible.</li> <li>▪ Involucrar a organismos como la Organización Marítima Internacional para garantizar un marco político adecuado para el envío de hidrógeno.</li> </ul>
<b>Desarrollo y producción de tecnologías asociadas</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Continuar desarrollando tecnologías emergentes como los ciclos termoquímicos, el craqueo de metano, la gasificación de biomasa y los combustibles solares.</li> </ul>

### 2.3.3. Estados Unidos

En 2020, una coalición formada por las principales empresas de petróleo y gas, energía, automotriz, celdas de combustible e hidrógeno conformaron la “*Fuel Cell and Hydrogen Energy Association*” FCHEA, que desarrolló una hoja de ruta de hidrógeno para Estados Unidos titulada “*Road Map to a US Hydrogen Economy*” [38]. En él, se establece como objetivo que el hidrógeno se convierte en una opción de combustible convencional. Se presenta una propuesta concreta para diversos sectores y aplicaciones que se puedan desarrollar y desplegar en los próximos años. Además, proporciona hitos para la implementación y aprovecha las fortalezas nacionales para cumplir con la visión establecida. La visión de una economía del hidrógeno para EE. UU. incluye:

1. El hidrógeno es fundamental para lograr un mix de energía con menos carbono.
2. Una industria competitiva y robusta del hidrógeno reforzará el liderazgo energético y la

economía estadounidense.

3. Al utilizar los recursos energéticos nacionales y aumentar la resiliencia energética, el hidrógeno ayudará a preservar su seguridad energética nacional.
4. El hidrógeno permite una mejor integración de los recursos de energía eléctrica con bajas emisiones de carbono, ya que se puede utilizar en: edificios, transporte, procesos industriales, sistemas de energía y como sistemas de respaldo o sistemas desconectados de la red. En el escenario más ambicioso, el potencial de demanda de hidrógeno en todas estas aplicaciones podría alcanzar los 17 millones de toneladas métricas para 2030, y los 63 millones de toneladas métricas para 2050.

En este documento se destaca el potencial de EE. UU. para desarrollar una industria de combustibles sintéticos bajos en carbono a partir de hidrógeno verde, y la capacidad de dicho país para exportar tecnología relacionada con la industria del hidrógeno. En la Tabla 2.11, se muestran los principales objetivos de la estrategia del hidrógeno de Estados Unidos por elemento de la cadena de valor, asociados a celdas de combustible y electrolizadores.

Tabla 2.11: Objetivos asociados a celdas de combustible de la Estrategia de Hidrógeno de Estados Unidos.

Elemento de la cadena de valor	Objetivos para los años 2020 – 2030	Objetivos para los años 2030 - 2050
<b>Producción de hidrógeno</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Construir plantas electrolizadoras de gran escala (más de 50 [MW]) a partir de centrales dedicadas.</li> <li>▪ Obtención de hidrógeno a partir de hidrocarburos con CCS.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Plantas modernas y capaces para la obtención de hidrógeno partir de hidrocarburos con CCS.</li> <li>▪ La electrólisis de hidrógeno será competitiva con los métodos tradicionales a partir de hidrocarburos.</li> </ul>
<b>Almacenamiento y distribución</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Se espera que existan 1,180 estaciones de servicio de hidrógeno para 2025, y 7100 para 2030, brindando una cobertura nacional.</li> <li>▪ Sistemas de distribución y tuberías de hidrógeno para abastecer industrias y centros de demanda.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Compatibilización de los sistemas de gas natural existentes con hidrógeno.</li> <li>▪ Existe una red de tuberías de distribución de hidrógeno y una gran red de infraestructura de estaciones de servicio.</li> </ul>
<b>Aplicaciones basadas en celdas de combustible</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Para 2025 se esperan 200,000 vehículos a FC, y 5.3 millones para 2030.</li> <li>▪ Para 2030 se esperan 300,000 montacargas de FC.</li> <li>▪ Se lanzan al mercado camiones eléctricos de FC de servicio mediano y pesado, y nuevas marcas y modelos FCV.</li> <li>▪ Sistemas de respaldo más de 30 [MW] para data centers en base a FC.</li> <li>▪ Producción de amoníaco, metanol y petroquímica con hidrógeno verde.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Expansión del uso de hidrógeno en todos los sectores industriales y en todas las regiones.</li> <li>▪ Se logra en la mayoría de las aplicaciones la paridad de costos con las alternativas de combustibles fósiles.</li> </ul>
<b>Exportación de hidrógeno y derivados</b>		
<b>Desarrollo y producción de tecnologías asociadas</b>		<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ EE. UU. exportará tecnología a todo el mundo relacionada con hidrógeno</li> </ul>

### 2.3.4. España

El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico MITERD lanza en 2020 la estrategia nacional de hidrógeno de España en un documento titulado “Hoja de Ruta del Hidrógeno: Una Apuesta por el Hidrógeno Renovable” [39]. En él, se detalla que el desarrollo del hidrógeno verde en España traerá consigo una serie de beneficios ambientales, empresariales, económicos y sociales. Algunas de las oportunidades que esta fuente de energía puede aportar a España son:

1. Eliminar las emisiones de contaminantes y de gases de efecto invernadero al medio ambiente.
2. Desarrollar las cadenas de valor de la economía del hidrógeno y posicionar a España como referente tecnológico.
3. Permitir la penetración de un mayor porcentaje de energías renovables en el sistema eléctrico, propiciando un mayor grado de gestión.
4. Disminuir la dependencia energética nacional y del entorno europeo.
5. Convertir a España en una de las potencias europeas de generación de energía renovable.
6. Favorecer la descarbonización de los sistemas energéticos aislados, con especial atención a los territorios insulares.
7. Potenciar la I+D+i energética española.

Se prevé así que a partir del año 2030 se acelere el desarrollo de una economía basada en la producción y aplicación del hidrógeno renovable en España. La economía del hidrógeno renovable supondrá la constitución de una sociedad descarbonizada para 2050 en la que las energías renovables componen la participación mayoritaria en el mix energético, permitiendo un mayor grado de gestión y garantizando el abastecimiento energético de calidad, sostenible y a precios competitivos. En la Tabla 2.12, se muestran los principales objetivos de la estrategia del hidrógeno de España por elemento de la cadena de valor, asociados a celdas de combustible y electrolizadores.

Este documento expone como una meta importante lograr una cantidad gran de electrolizadores instalados, para así abastecer a la industria nacional y aprovechar su cercanía con el resto de los países de Europa para exportar hidrógeno verde, debido a su abundancia relativa de recursos renovables (solares principalmente).

Tabla 2.12: Objetivos asociados a celdas de combustible de la Estrategia de Hidrógeno de España.

Elemento de la cadena de valor	Objetivos para los años 2020 - 2030	Objetivos para los años 2030 - 2050
<b>Producción de hidrógeno</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Tener instalados 4 [GW] de potencia en electrolizadores idealmente cerca de los lugares de consumo, ya sea industria o estaciones de servicio.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Que los costos de producción de hidrógeno verde sean competitivos frente a otras tecnologías de producción.</li> </ul>
<b>Almacenamiento y distribución</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Entre 100 y 150 estaciones de servicio de hidrógeno.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ El hidrógeno se ocupará como almacenamiento estacional ante la posible escasez por tiempos prolongados de recursos renovables.</li> </ul>
<b>Aplicaciones basadas en celdas de combustible</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Al menos un 25% del hidrógeno usado en la industria será de origen renovable.</li> <li>▪ Entre 150 y 200 buses a FC, y entre 5,000 y 7,500 camiones ligeros y pesados para transporte de mercancías.</li> <li>▪ Dos líneas comerciales de trenes propulsados con hidrógeno.</li> <li>▪ Proyectos comerciales en base a hidrogeno para almacenamiento de energía o aprovechamiento de generación renovable excedentaria.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ La gran producción de hidrógeno, así como los avances tecnológicos y las economías de escala permitirán descarbonizar sectores difíciles, como el transporte y la industria.</li> <li>▪ Surgimiento de nuevas aplicaciones del hidrógeno en aviación, transporte marítimo y procesos energéticos industriales de alta temperatura, mediante celdas de combustible o combustibles sintéticos.</li> </ul>
<b>Exportación de hidrógeno y derivados</b>		<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Debido a las condiciones climáticas y amplias superficies libres, España podrá convertirse en un exportador de hidrógeno verde al resto de Europa.</li> </ul>
<b>Desarrollo y producción de tecnologías asociadas</b>		

### 2.3.5. Alemania

En junio de 2020, el Ministerio Federal de Economía y Energía del Gobierno Federal de Alemania lanzó su “Estrategia Nacional de Hidrógeno” [40]. Con este documento se proporciona un marco coherente con la generación, transporte y uso de hidrógeno, fomentando la innovación e inversión. Esta estrategia establece los pasos necesarios para cumplir con los objetivos climáticos alemanes, crear nuevas cadenas de valor para la economía alemana y fomentar la cooperación en materia de política energética a nivel internacional. Se centra en particular en los siguientes objetivos:

1. Asumiendo responsabilidad global en las emisiones de GEI.
2. Hacer del hidrógeno una opción económicamente competitiva.
3. Desarrollar un mercado interno para las tecnologías del hidrógeno, allanando el camino para las importaciones de este vector.
4. Establecer el hidrógeno como alternativa a otras fuentes de energía.
5. Hacer del hidrógeno una materia prima sustentable para el sector industrial.
6. Mejora de la infraestructura de transporte y distribución.
7. Fomentar la ciencia y el desarrollo de mano de obra calificada.

8. Liderar y acompañar los procesos de transformación.
9. Fortalecer la industria, para que las empresas alemanas aprovechen las oportunidades en el mercado global.
10. Establecer mercados internacionales y cooperación para el hidrógeno.
11. Considerar la cooperación global como una oportunidad.
12. Construir y asegurar la infraestructura para la producción, transporte, almacenamiento y uso de hidrógeno, y generar confianza.
13. Mejorar el entorno político y abordar los desarrollos actuales de forma continua.

En la Tabla 2.13, se muestran los principales objetivos de la estrategia del hidrógeno de Alemania por elemento de la cadena de valor, asociados a celdas de combustible y electrolizadores.

Tabla 2.13: Objetivos asociados a celdas de combustible de la Estrategia de Hidrógeno de Alemania.

Elemento de la cadena de valor	Objetivos para los años 2020 - 2030
<b>Producción de hidrógeno</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Proporcionar fondos para inversiones en electrolizadores.</li> <li>▪ Posibles esquemas de licitación para la producción de hidrógeno verde, para ayudar a descarbonizar distintas industrias.</li> <li>▪ Tener una capacidad de electrólisis de alrededor de 2 [GW] instalada en Alemania.</li> <li>▪ Desarrollo y financiación de instalaciones para la producción de combustibles a base de electricidad, en particular queroseno y biocombustibles avanzados.</li> <li>▪ Programa piloto "Contratos de carbono por diferencia", que se dirige principalmente a las industrias siderúrgica y química para producir hidrógeno con electrolizadores.</li> </ul>
<b>Almacenamiento y distribución</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Posibles nuevos modelos de negocio y cooperación para los operadores de electrolizadores y redes eléctricas y de gas.</li> <li>▪ Financiamiento para la construcción de una infraestructura de abastecimiento de combustible para vehículos pesados, de transporte público, los servicios ferroviarios y vías fluviales</li> <li>▪ Se está preparando regulación para infraestructura de hidrógeno.</li> </ul>
<b>Aplicaciones basadas en celdas de combustible</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Activación del mercado para impulsar las inversiones en vehículos propulsados por hidrógeno (vehículos ligeros y pesados, autobuses, trenes, navegación interior y costera, flotas de automóviles).</li> <li>▪ "HyLand - regiones de hidrógeno en Alemania" como un enfoque de tres niveles para el desarrollo, ajuste e implementación de conceptos regionales integrados de hidrógeno.</li> <li>▪ Defender proyecto ambicioso de infraestructura europea que facilite el transporte transfronterizo impulsado por celdas de combustible.</li> <li>▪ Programa de Incentivo de Eficiencia Energética para sistemas de calefacción de celda de combustible.</li> </ul>
<b>Exportación de hidrógeno y derivados</b>	
<b>Desarrollo y producción de tecnologías asociadas</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Continuarán las medidas de financiación del Programa Nacional de Innovación para la Tecnología del Hidrógeno y las Celdas de Combustible (NIP).</li> <li>▪ I+D con el objetivo de lograr mayores reducciones de costos (por ejemplo, para vehículos utilitarios, aviones pequeños)</li> <li>▪ Apoyo para el establecimiento de una industria de suministro de celdas de combustible a gran escala para aplicaciones en vehículos.</li> <li>▪ Posicionarse como un proveedor líder de tecnología de hidrógeno verde en el mercado global.</li> <li>▪ Campaña de investigación interministerial titulada "tecnologías del hidrógeno 2030".</li> <li>▪ Programa de Investigación de tecnologías de hidrógeno para el transporte aéreo y marítimo.</li> <li>▪ Fomentar la educación y la formación profesional a nivel nacional e internacional.</li> </ul>

Así, Alemania con su estrategia de hidrógeno planea posicionarse como un líder mundial en investigación, desarrollo y producción de tecnologías del hidrógeno, además planea generar obra de mano calificada que sea capaz de impulsar y trabajar en toda la cadena de valor del hidrógeno. Además, este país planea diversificar su economía desarrollando industria en torno al hidrógeno verde.

### 2.3.6. Canadá

En diciembre de 2020, fue lanzado el documento titulado “Estrategia de Hidrógeno para Canadá: Aprovechando las oportunidades para el hidrógeno, un llamado a la acción” [41] por parte del Ministerio de Recursos Naturales de dicho país. En él, se destacan las siguientes ventajas con las que su gobierno plantea posicionarse como una opción competitiva para la producción de dicho energético a nivel mundial:

1. Rico en materias primas: un sistema eléctrico bajo en carbono, abundantes reservas de combustibles fósiles, geología para el almacenamiento de  $CO_2$ , suministro de biomasa a gran escala y recursos de agua dulce, todos los cuales pueden aprovecharse para producir hidrógeno.
2. Posición líder en innovación, propiedad intelectual e industria: Experiencia y empresas líderes en tecnología de hidrógeno y celdas de combustible, abarcando toda la cadena de valor.
3. Sector energético sólido: Se cuenta con un sector eléctrico sólido, y con basta experiencia en el manejo de combustibles, con una mano de obra más que calificada.
4. Relaciones internacionales establecidas: Se tienen varios acuerdos bilaterales y multilaterales vigentes, que formalizan y fortalecen la colaboración con países y regiones de todo el mundo, incluidos Alemania, la UE, Portugal y Japón.
5. Disponibilidad de canales de exportación de energía al mercado: Relaciones comerciales para energéticos existentes como gas natural, petróleo y sus derivados, y electricidad.
6. Un punto de partida único: Se ha jugado un papel importante en el avance de la tecnología de producción de hidrógeno y los equipos de almacenamiento y distribución, y se ha sido pionero en la tecnología de celdas de combustible durante más de 40 años.

En la Tabla 2.14, se muestran los principales objetivos de la estrategia del hidrógeno de Canadá por elemento de la cadena de valor, asociados a celdas de combustible y electrolizadores.

Así, Canadá planea desarrollar una industria para la producción de hidrógeno (no necesariamente verde), aprovechando sus redes y los acuerdos ya firmados para obtener una posición ventajosa en el mercado global. Además, pretende ser un referente en la producción y exportación de tecnología asociada a este energético, especialmente en celdas de combustible.

Tabla 2.14: Objetivos asociados a celdas de combustible de la Estrategia de Hidrógeno de Canadá.

Elemento de la cadena de valor	Objetivos para los años 2020 - 2030	Objetivos para los años 2030 - 2050
<b>Producción de hidrógeno</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Alcanzar precios de 5 a 12 [USD/kg].</li> <li>▪ Producir 4 [Mt] por año de hidrógeno.</li> <li>▪ Fijar precios de carbono e implementar regulaciones.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Un 30% de la energía producida en forma de hidrógeno.</li> <li>▪ Ser uno de los tres principales productores mundiales, con más de 20 [Mt] por año de hidrógeno.</li> <li>▪ Alcanzar precios de 1.5 a 3.5 [USD/kg].</li> </ul>
<b>Almacenamiento y distribución</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Desarrollo de una nueva infraestructura de suministro y distribución de hidrógeno.</li> <li>▪ Aprobaciones reglamentarias para mezclar hidrógeno y gas natural.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Tener implementada una red nacional de abastecimiento de hidrógeno.</li> <li>▪ Un 50% de la energía suministrada actualmente por gas natural es suministrada por hidrógeno a través de tuberías existentes y nuevas tuberías dedicadas.</li> </ul>
<b>Aplicaciones basadas en celdas de combustible</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ El uso de hidrógeno se centrará en aplicaciones que brinden la mejor propuesta de valor en relación con otras tecnologías de emisión cero.</li> <li>▪ Uso de grúas horquillas, vehículos y buses en base a FC en mercados maduros o activándose.</li> <li>▪ Proyectos piloto de camiones pesados, camiones mineros, equipos para puertos, generación de energía y calor.</li> <li>▪ Pilotos para la integración segura de las pilas de combustible en los regímenes regulatorios nacionales (ferrocarriles y vehículos motorizados.)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Más de 5 millones de vehículos a FC.</li> <li>▪ Nuevas industrias alimentadas por una red de suministro de hidrógeno de bajo costo.</li> </ul>
<b>Exportación de hidrógeno y derivados</b>		<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Mercado de exportación de hidrógeno establecido y competitivo.</li> </ul>
<b>Desarrollo y producción de tecnologías asociadas</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Financiamiento para I+D+i para garantizar que Canadá mantenga su posición de liderazgo en tecnologías de celdas de combustible e hidrógeno.</li> </ul>	

### 2.3.7. Portugal

En 2020, el Ministerio de Medio Ambiente y Acción Climática del gobierno portugués lanzó su “Estrategia Nacional del Hidrógeno de Portugal, un nuevo aliado para la transición energética en Portugal” [42]. Esta estrategia tiene como objetivo principal introducir un elemento de incentivo y estabilidad para el sector energético, promoviendo la introducción paulatina del hidrógeno como pilar sostenible e integrado en una estrategia más integral de transición hacia una economía descarbonizada. El hidrógeno facilitará y acelerará la transición energética en varios sectores, con un enfoque particular en el transporte y la industria:

1. Complementa la estrategia de electrificación reduciendo los costos de descarbonización.
2. Refuerza sustancialmente la seguridad del suministro, ya que el hidrógeno permite almacenar la electricidad renovable durante largos períodos de tiempo.
3. Reduce la dependencia energética mediante el uso de fuentes endógenas de origen renovable en su producción.



4. Reduce las emisiones de GEI en varios sectores de la economía, ya que promueve más fácilmente la sustitución de combustibles fósiles (química, metalurgia, cemento, minería, cerámica y vidrio).
5. Promueve la eficiencia en la producción y consumo de energía al permitir soluciones a escala variable según sea necesario, cercanas al lugar de consumo y distribuidas por todo el territorio nacional.
6. Promueve el crecimiento económico y el empleo mediante el desarrollo de nuevas industrias y servicios asociados.

En la Tabla 2.15, se muestran los principales objetivos de la estrategia del hidrógeno de Portugal por elemento de la cadena de valor, asociados a celdas de combustible y electrolizadores.

Tabla 2.15: Objetivos asociados a celdas de combustible de la Estrategia de Hidrógeno de Portugal.

<b>Elemento de la cadena de valor</b>	<b>Objetivos para los años 2020 - 2030</b>
<b>Producción de hidrógeno</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Subsidio para cubrir la diferencia entre el costo de producción de hidrógeno verde y el precio del gas natural, que no tendrá repercusión en las tarifas finales.</li> <li>▪ Inversión de 2,850 millones de euros para la instalación de una unidad industrial de al menos 1 [GW] de producción de hidrógeno verde.</li> <li>▪ 7,000 millones de euros de inversión en proyectos de producción de hidrógeno.</li> <li>▪ 2 [GW] de capacidad instalada de electrolizadores.</li> </ul>
<b>Almacenamiento y distribución</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Regulación para la inyección de hidrógeno en redes de gas natural.</li> <li>▪ Entre 50 y 100 estaciones de recarga de hidrógeno.</li> </ul>
<b>Aplicaciones basadas en celdas de combustible</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Promover y apoyar el hidrógeno, además de la electricidad y los biocombustibles avanzados, como solución para lograr la descarbonización en el transporte por carretera</li> </ul>
<b>Exportación de hidrógeno y derivados</b>	
<b>Desarrollo y producción de tecnologías asociadas</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Inversión en proyectos demostrativos de hidrógeno en torno a los 40 millones de euros.</li> <li>▪ Laboratorio de referencia a nivel nacional e internacional, que desarrollará actividades de I+D+i en torno a los principales componentes de la cadena de valor del hidrógeno.</li> </ul>

Así, Portugal pretende diversificar y descarbonizar su industria mediante el hidrógeno verde, el cual será producido con los abundantes recursos renovables con los que dispone. Además, aprovechando su ubicación estratégica, pretende abastecer de este energético a otros países de Europa.

### 2.3.8. Caso chileno: Estrategia nacional de hidrógeno

En 2020 el Ministerio de Energía de Chile lanza su estrategia de hidrógeno en un documento titulado “Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde” [6]. En este documento se reconoce que Chile es un país rico en recursos renovables, principalmente solares y eólicos, los que están experimentando altos niveles de inversión y explotación. Esto, sumando a las bajas en los

costos de electrolizadores y tecnologías de generación renovable, permitirán producir hidrógeno verde a un costo competitivo tanto doméstica como internacionalmente. La potencial industria que se puede desarrollar en torno al hidrógeno verde es tan grande, que podría equipararse con la industria minera nacional. Así, la oportunidad se materializará en 3 oleadas distintivas:

1. La primera oleada (2020 – 2024) serán consumos domésticos de gran escala con demanda establecida, principalmente reemplazando el amoniaco importado y el hidrógeno gris usado en las refinerías.
2. En la segunda mitad de la década (2025 – 2030), se verán más usos de transporte y el inicio de la exportación, así, el hidrógeno desplazará a los combustibles líquidos en el transporte terrestre en nuevas aplicaciones, como en la minería, y a combustibles gaseosos en redes de distribución. Se exportarán además hidrógeno verde y sus derivados.
3. En el largo plazo, se abrirán nuevos mercados de exportación para escalar, ya que los sectores de transporte marítimo y aéreo podrán ser descarbonizados usando combustibles derivados del hidrógeno, además, esta demanda crecerá a medida que los países del mundo se descarbonicen.

Chile puede transitar de ser un país históricamente basado en energías renovables a una nación que añade un valor verde a sus exportaciones y produce los energéticos limpios que el mundo necesita para descarbonizarse. En la Tabla 2.16, se muestran los principales objetivos de la estrategia del hidrógeno de España por elemento de la cadena de valor.

Tabla 2.16: Objetivos de la Estrategia de Hidrógeno de Chile.

Elemento de la cadena de valor	Objetivos para los años 2020 – 2030	Objetivos para los años 2030 - 2050
<b>Producción de hidrógeno</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Para 2025 habrán 5 [GW], y para 2030 serán 25 [GW] de potencia instalada y en desarrollo de electrolizadores.</li> <li>▪ Subsidios por 50 [MUSD] para proyectos de producción y uso de hidrógeno para tender a un precio bajo 1.5 [USD/kg].</li> </ul>	
<b>Almacenamiento y distribución</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Inyección en redes de gas (hasta un 20%).</li> <li>▪ Evaluar y explorar alternativas de generación y almacenamiento en sistemas no conectados al SEN, para integrar las ERNC en ellos.</li> </ul>	
<b>Aplicaciones basadas en celdas de combustible</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Para 2025 se espera uso en refinerías, producción de amoniaco, en camiones mineros, camiones de transporte pesado y buses de larga autonomía.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Adopción completa en refinerías, producción de amoniaco, en camiones mineros, camiones de transporte pesado y buses de larga autonomía.</li> </ul>
<b>Exportación de hidrógeno y derivados</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Se establecerán acuerdos para acelerar el desarrollo de la producción y exportación de hidrógeno verde.</li> <li>▪ A partir de 2025 se comienza a exportar amoniaco verde.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Se pretende ser líderes en exportación mundial de hidrógeno verde y sus derivados, alcanzando un precio menor a 1.5 [USD/kg].</li> </ul>
<b>Desarrollo y producción de tecnologías asociadas</b>		

Este documento resalta el potencial exportador de Chile de hidrógeno verde, pues se prevé que el precio del hidrógeno generado sea uno de los más bajos del mundo. Se resalta entonces de manera importante el mercado de hidrógeno verde y combustibles sintéticos derivados a los cuales Chile podría acceder, mediante este precio altamente competitivo y los potenciales acuerdos bilaterales que se podrían generar.

En cuanto a las posibles usos que podría tener el hidrógeno verde en Chile, se hace especial referencia al transporte pesado y a los camiones mineros. Sin embargo, hay referencias vagas con respecto al amplio abanico de posibilidades que podrían generarse en los sistemas eléctricos, tanto en el nacional, como en los medianos y los aislados, pues, como se menciona en otras estrategias, el hidrógeno verde ayuda a aumentar la participación de la generación ERNC y a generar reservas de energía interestacionales. Tampoco se hace referencia a las formas de energía descentralizadas en los cuales el hidrógeno podría participar.

Por último, en ninguna parte del documento se hace referencia explícita a la participación o posibilidades de integración que las celdas de combustible podrían tener en el desarrollo de esta estrategia de hidrógeno en Chile.

### **2.3.9. Resumen de las aplicaciones de celdas de combustible en las distintas estrategias de hidrógeno**

En general, acorde a las estrategias de hidrógeno disponible y que se revisaron, los países toman una de dos posiciones:

- Aprovechar sus recursos renovables para producir grandes cantidades de hidrógeno verde y combustibles derivados, y así competir en los mercados de exportación. En esta categoría se encuentran países con abundantes recursos energéticos renovables, como Chile, Australia y Canadá.
- Desarrollar tecnologías asociadas al hidrógeno, y producirlas para usos internos y también para exportarlas a los países productores y con una industria de manufactura menos desarrollada. Estos países deberán importar hidrógeno además para satisfacer sus necesidades y metas de descarbonización. En este grupo de países se encuentra Japón, Estados Unidos y Alemania.

En cuanto a los usos del hidrógeno producido o importado, según corresponda, todos los países consideran usarlo principalmente para descarbonizar sus sistemas de transporte pesados (camiones mineros, buses interurbanos, camiones de transporte de carga y ferrocarriles), ya sea mediante el uso de vehículos eléctricos basados en celdas de combustible, o vehículos tradicionales alimentados con combustibles sintéticos fabricados a partir de hidrógeno verde y sistemas de captura de carbono. Sin embargo, países como Alemania, Australia y Japón, planean utilizar celdas de combustible alimentadas por hidrógeno en aplicaciones energéticas estacionarias. En particular, Japón considera desarrollar cogeneración a nivel residencial, Australia quiere energizar lugares remotos sin usar combustibles fósiles, y Alemania pretende integrarlo como forma de almacenamiento energético para su sistema eléctrico. Todas estas opciones consideran el uso de celdas de combustible. En la Tabla 2.17 se ilustra si las estrategias de los países analizados incorporan objetivos acordes a la cadena de valor que se mostró en la Figura 2.10.

Tabla 2.17: Resumen de la consideración de objetivos que las estrategias de hidrógeno consideran.

País	Producción de hidrógeno	Exportación de hidrógeno y derivados	Almacenamiento y distribución	Aplicaciones basadas en celdas de combustible		Desarrollo y producción de tecnologías asociadas
				Transporte	Otras	
Japón			X	X	X	X
Australia	X	X	X	X	X	
Estados Unidos	X		X	X		X
España	X	X	X	X		
Alemania	X		X	X	X	X
Canadá	X	X	X	X		X
Portugal	X		X	X		
Chile	X	X		X		

## 2.4. Sistemas basados en celdas de combustibles

Acorde a lo revisado, las opciones de aplicación de celdas de combustible se pueden clasificar en dos tipos de sistemas energéticos integrados: estacionarios y de electromovilidad. En un sistema energético estacionario, que se representa en el diagrama de la Figura 2.11, se aprovecha la capacidad de almacenamiento que ofrece el hidrógeno para complementar la generación variable de fuentes renovables o para ayudar a satisfacer las necesidades de la red. Un sistema de este tipo puede estar conectado a la red eléctrica. En ellos, el hidrógeno puede ser usado en el corto, mediano o largo plazo. Del mismo modo, se puede diseñar una microrred aislada, libre de emisiones de carbono y totalmente independiente de un suministro externo de combustibles. Un sistema de este tipo puede suministrar energía a comunidades remotas o aisladas de forma ininterrumpida, incluso pueden tener la capacidad suficiente para que se puedan desarrollar nuevas actividades económicas.

Los sistemas estacionarios basados en tecnologías del hidrógeno están compuestos por electrolizadores, cuya energía puede provenir desde la red eléctrica o con generación ERNC dedicada a este fin. Luego, el hidrógeno producido pasa por una etapa de acondicionamiento, almacenamiento y distribución (en caso de ser necesario). Posterior a esto viene la reconversión en electricidad por medio de una celda de combustible, la que puede ser inyectada a la red eléctrica o utilizada para abastecer de energía a un sistema totalmente aislado. Es importante considerar que:

- Para una mayor eficiencia, es conveniente almacenar el oxígeno generado además del hidrógeno.
- El calor producido por el electrolizador y la celda de combustible puede ser utilizado para calor residencial, comercial, industrial o servicios públicos.
- El agua que se libera en la celda de combustible puede recircular nuevamente al electrolizador para disminuir el consumo neto del sistema, o si el hidrógeno viene desde otro lugar puede servir como fuente de agua potable.

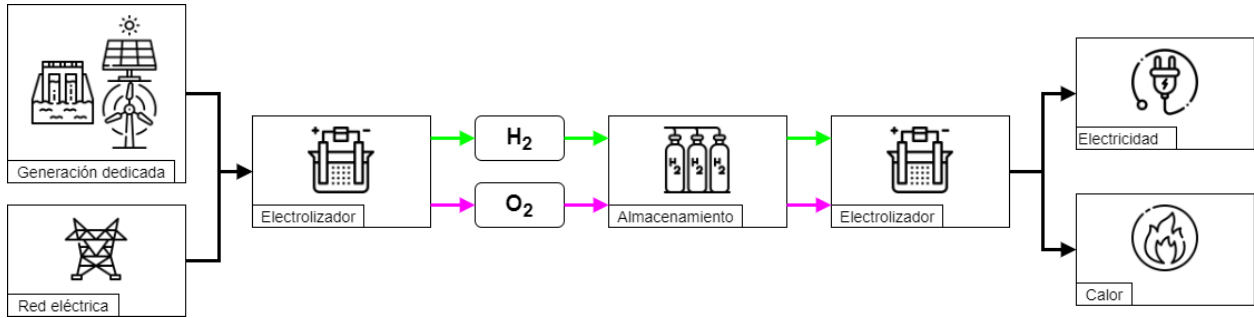


Figura 2.11: Diagrama de un sistema integrado estacionario en base a celdas de combustible.

Usando diversos software, como HOMER Pro, se pueden diseñar, simular y optimizar sistemas energéticos estacionarios basados en hidrógeno. Para aplicaciones industriales y a gran escala, se ha recopilado información de costos de tecnología renovables y del hidrógeno desde distintas fuentes:

1. Celdas de combustible PEM: 1,600 [USD/kW] y 600 [USD/kW] para 2030 [43–45].
2. Electrolizadores PEM: 1,100 [USD/kW] y 750 [USD/kW] para 2030 [45, 46].
3. Paneles solares fotovoltaicos: 880 [USD/kW] [47].
4. Aerogeneradores “on-shore”: 1,350 [USD/kW] [47].

Para el caso de microrredes aisladas, y sistemas de baja escala en general, con diversos propósitos y características, se han estudiado en diversos trabajos, como [48], [49], [50], [51], [52], [53], [54]. En las Tablas 2.18 y 2.19 se muestran los costos de inversión (CAPEX, por sus siglas en inglés), operación (OPEX, por sus siglas en inglés), y vida útil de las tecnologías del hidrógeno y tecnologías renovables, respectivamente, consideradas en los estudios anteriores.

Tabla 2.18: Costo de Electrolizadores PEM, celdas de combustible PEM, y tanques de hidrógeno considerados en diversos estudios.

Estudio	PEMEL			PEMFC			Tanque de hidrógeno		
	CAPEX [USD/kW]	OPEX	Vida útil [año]	CAPEX [USD/kW]	OPEX	Vida útil	CAPEX [USD/kg]	OPEX [USD/kg-año]	Vida útil [año]
[49]	1,173	12 [USD/kW-año]	15	1,173	12 [USD/kW-año]	15 [año]	-	-	-
[50]	1,100	10 [USD/año]	15	450	0.150 [USD/h]	15,000 [h]	600	10	20
[52]	1,920	38 [USD/kW-año]	8	3,240	227 [USD/kW-año]	8 [año]	600	12	20
[53]	2,500	80 [USD/kW-año]	15	2,500	0.02 [USD/h]	60,000 [h]	1,000	10	15
[54]	3,023	151 [USD/año]	15	5,260	15.60 [USD/año]	50,000 [h]	-	-	-
[51]	1,100	10 [USD/kW-año]	15	4,000	0.01 [USD/h]	-	1,000	-	-

Tabla 2.19: Costo de paneles fotovoltaicos, baterías y convertidores considerados en diversos estudios.

Estudio	Panel Fotovoltaico			Batería			Convertidor		
	CAPEX [USD/kW]	OPEX	Vida útil [año]	CAPEX [USD/kWh]	OPEX	Vida útil [año]	CAPEX [USD/kW]	OPEX	Vida útil [año]
[49]	902	9 [USD/kW-año]	20	353	-	15	-	-	-
[50]	700	14 [USD/kW-año]	20	-	-	-	200	0	15
[52]	1,806	54 [USD/kW-año]	20	148	5 [USD/año]	5	528	5 [USD/kW-año]	10
[53]	1,000	5 [USD/kW-año]	25	700	10 [USD/kWh-año]	15	-	-	-
[54]	962	4 [USD/año]	25	-	-	-	178	0	-
[51]	1,000	55 [USD/año]	-	-	-	-	400	10 [USD/año]	-

Por otro lado, los sistemas energéticos integrados con fines de electromovilidad, representados en el diagrama de la Figura 2.12, tienen como objetivo generar hidrógeno para alimentar vehículos eléctricos con base en celdas de combustible. En este caso, se aprovecha la mayor densidad gravimétrica y el menor tiempo de recarga que ofrece el hidrógeno, lo cual es una ventaja importante frente a los sistemas basados en baterías para implementar electromovilidad en medios de transporte pesados y de larga trayectoria donde la baja densidad volumétrica del hidrógeno no representa un gran obstáculo.

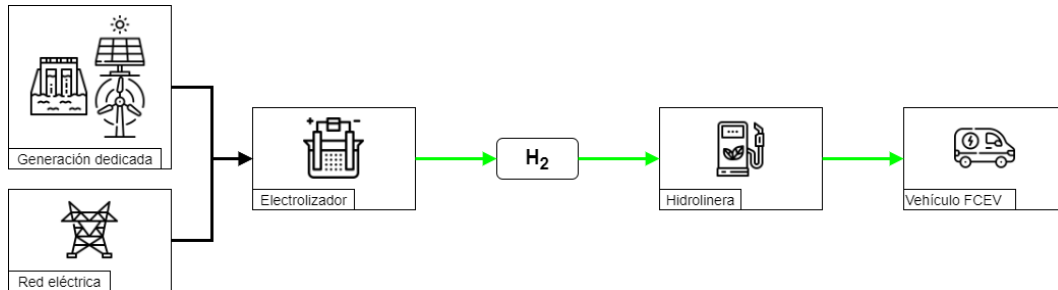


Figura 2.12: Diagrama de un sistema integrado para electromovilidad en base a celdas de combustible.

En este tipo de sistemas se produce hidrógeno con un electrolizador, el que puede ser alimentado desde la red eléctrica o con generación renovable dedicada. Luego, viene la etapa de acondicionamiento, almacenamiento y distribución. Todos estos procesos se pueden realizar en una estación de recarga de hidrógeno o hidrolinera, de forma descentralizada. En estas hidrolineras se cargan los vehículos eléctricos basados en celdas de combustible. Se debe considerar que:

- Se puede considerar la opción de almacenar el oxígeno, y recargarlo en el vehículo junto con el hidrógeno para mejorar la eficiencia del proceso (siempre y cuando su tecnología lo permita) o gestionarlo como un subproducto y destinarlo a otra aplicación.
- El suministro de hidrógeno de la hidrolinera puede provenir de forma externa (por gasoductos, por ejemplo) o ser generado in situ, dependiendo de las características de la ubicación de dicha estación de recarga.
- Dependiendo de las características del vehículo eléctrico, se puede considerar la opción de capturar el agua generada por la celda incorporada en el vehículo eléctrico.

Se han diseñado y estudiado sistemas energéticos basados en hidrógeno para aplicaciones de electromovilidad, considerando hidrolineras, utilizando distintos software, como HOMER Pro. Algunos estudios de sistemas de electromovilidad que consideran hidrolineras se muestran en [55], [56] y [57].

## 2.5. Recursos renovables en Chile

Chile, a lo largo de su territorio, cuenta con diversos y abundantes recursos energéticos renovables. En la zona norte, principalmente en el desierto de Atacama, la radiación solar es la más intensa del mundo. No obstante, el recurso solar en la zona centro sur del país también es tal que viabiliza el desarrollo de proyectos solares. Por otro lado, el recurso eólico no se queda atrás. Destacan zonas como Ta tal (en la segunda región), y en las costas y valles centrales de la zona centro sur del país. Sin embargo, destaca de forma excepcional los vientos de la región de Magallanes. Además, debido a la presencia de la cordillera de los Andes a lo largo de casi todo el territorio nacional, hay muchos recursos hidráulicos aprovechados y potencialmente aprovechables, y a diferente escala [58, 59].

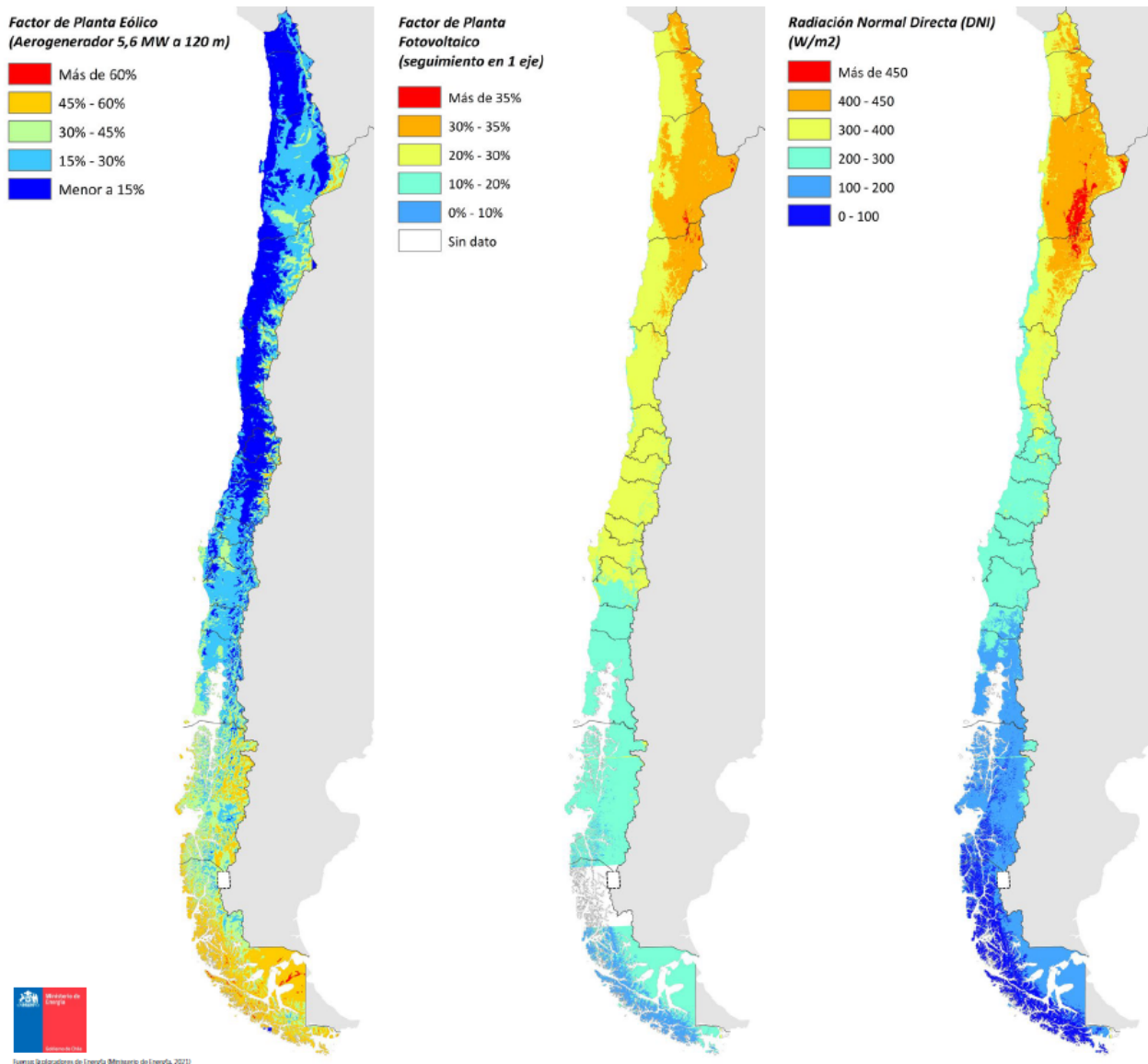


Figura 2.13: Recursos solares y eólicos en Chile (*Extraído de [59]*).

Es posible caracterizar los recursos solares y eólicos expresándolos en función del factor de planta que es posible alcanzar. En la Figura 2.13 se ilustran estos recursos. Por otro

lado, herramientas como el “Explorador Solar” [60] y el “Explorador Eólico” [61] permiten cuantificar con mayor detalle los respectivos recursos renovables. Así, existe una gran cantidad de centrales de energías renovables que podrían instalarse a lo largo de Chile. Dicho potencial está formado por 79 [GW] de energía eólica, 2,070 [GW] de energía solar fotovoltaica, 151 [GW] de energía de concentración solar de potencia, 4 [GW] de energía geotérmica, y 10 [GW] de energía hidroeléctrica [59]. Este potencial energético se distribuye a lo largo del territorio como se ilustra en la Figura 2.14.

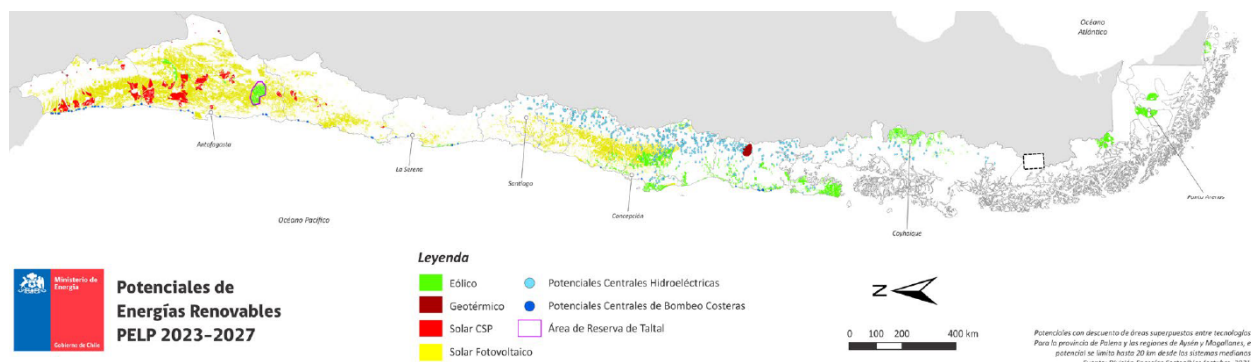


Figura 2.14: Potencial para centrales renovables en Chile (*Extraído de [59]*).

## 2.6. Consumo energético de Chile

### 2.6.1. Industria energética

La matriz energética primaria chilena es variada, sin embargo, depende fuertemente de la importación de combustibles fósiles. Esta situación, además de implicar importantes emisiones de gases de efecto invernadero, compromete la independencia energética del país. Esto es una desventaja, pues implica que los energéticos dependen del precio y la disponibilidad de los mercados internacionales. En la Tabla 2.20 se cuantifican las fuentes energéticas primarias por origen y energético para el año 2020 [62]. En la Figura 2.15 se muestra el diagrama de flujo energético para el año 2020, el cual incluye el destino final de los energéticos, y transformaciones intermedias.

Tabla 2.20: Matriz energética primaria de Chile para el año 2020.

Energético	Producción [Tcal]	Importación [Tcal]
Petróleo Crudo	839	78,454
Gas Natural	10,919	42,267
Carbón	2,013	63,127
Biomasa	75,976	-
Energía Hídrica	18,680	-
Energía Eólica	4,818	-
Energía Solar	6,855	-
Biogás	841	-
Geotermia	1,858	-
Total	122,799	183,848



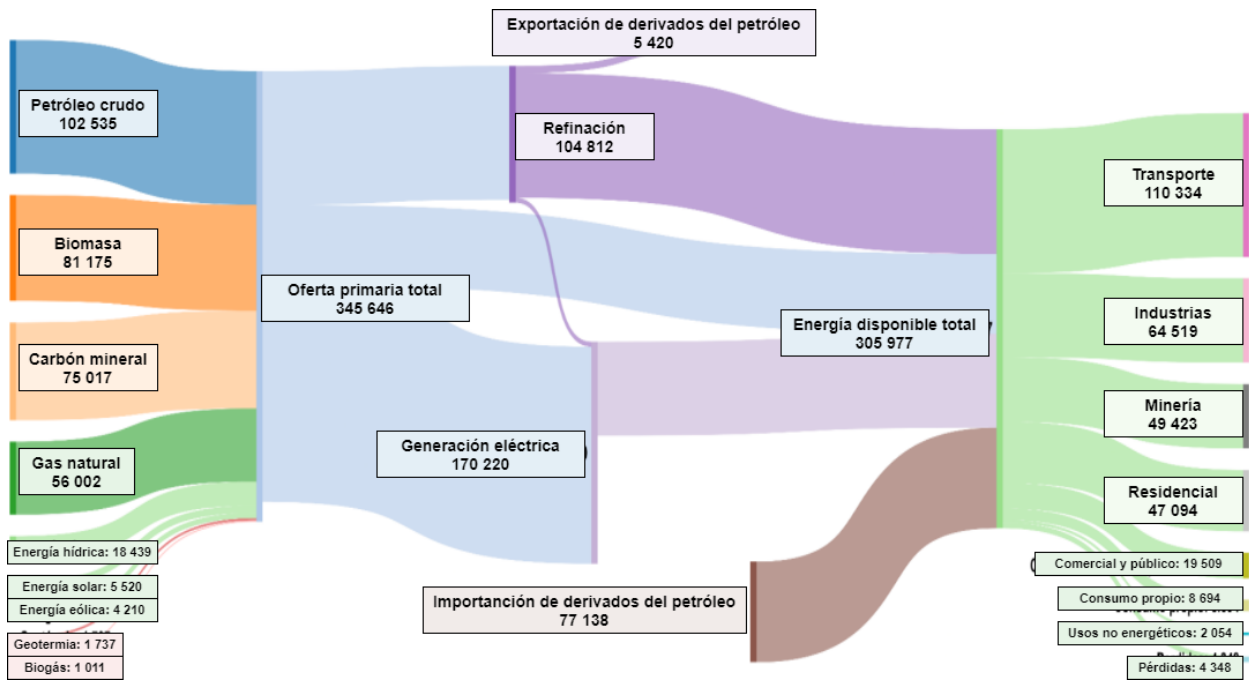


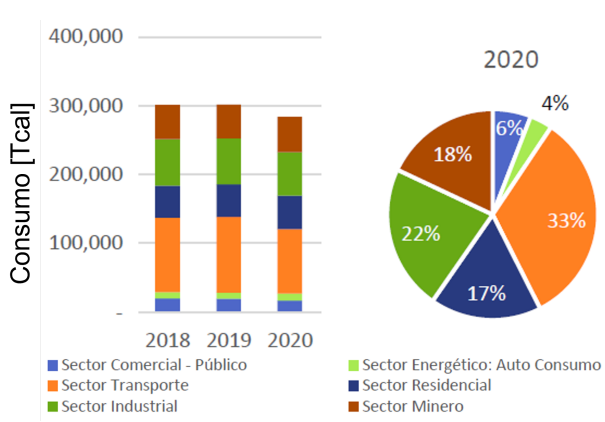
Figura 2.15: Diagrama de flujo energético de Chile para el año 2020, en tera calorías (*Modificado de [62]*).

El consumo energético para los años 2018, 2019 y 2020, por sector, y según la fuente energética, se muestra en la Figura 2.16. Los sectores que más demandaron energía durante el año 2020 fueron transporte (33%), seguido por la industria (22%), la minería (18%), el consumo residencial (17%), y el consumo comercial y de servicios públicos (6%) [62].

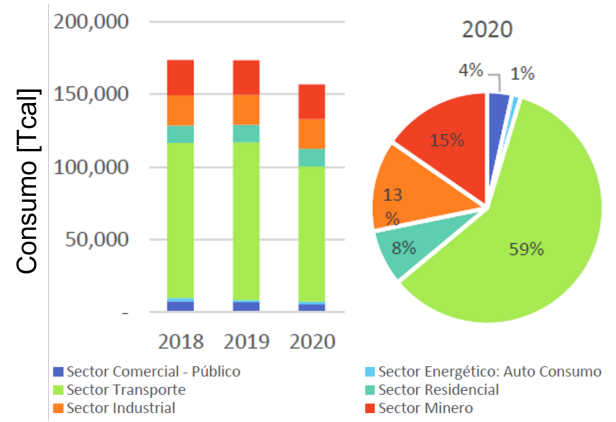
En cuanto a la energía eléctrica, el 98.5% de la población es abastecida por el Sistema Eléctrico Nacional (SEN). El SEN, conecta el país desde Arica, en el extremo norte, hasta la isla de Chiloé, en la zona sur. Dos sistemas medianos abastecen a las regiones del extremo austral de Chile: El sistema eléctrico de Aysén (SEA) y el sistema eléctrico de Magallanes (SEM). Sistemas de menor tamaño abastecen otras zonas remotas, como la isla de Rapa Nui. En la Tabla 2.21 se detalla la capacidad instalada para el mes de mayo de 2022 y la generación de energía por tecnología anual entre junio de 2021 y mayo de 2022 en el SEN. La potencia instalada en el SEA y SEM hasta mayo de 2022 se detalla en la Tabla 2.22 [63].

Tabla 2.21: Potencia instalada y energía generada en el SEN.

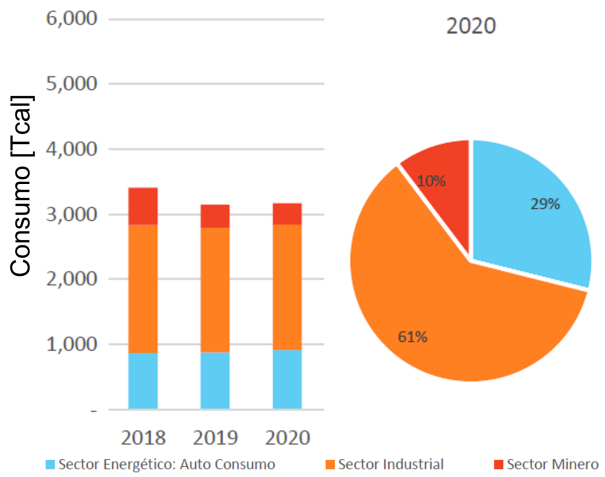
Tecnología	Potencia instalada [MW]	Energía generada [GWh]
Carbón	4,641.3	15.8 %
Gas natural	3,805.0	13.0 %
Diésel	4,180.1	14.3 %
Biomasa	438.6	1.5 %
Solar PV	5,144.8	17.5 %
Solar CSP	108.3	0.4 %
Hidráulica de embalse	3,381.4	11.5 %
Hidráulica de pasada	3,286.4	11.2 %
Mini hidro	591.4	2.0 %
Eólica	3,714.5	12.7 %
Geotérmica	39.7	0.1 %
Total	29,331.5	27,408



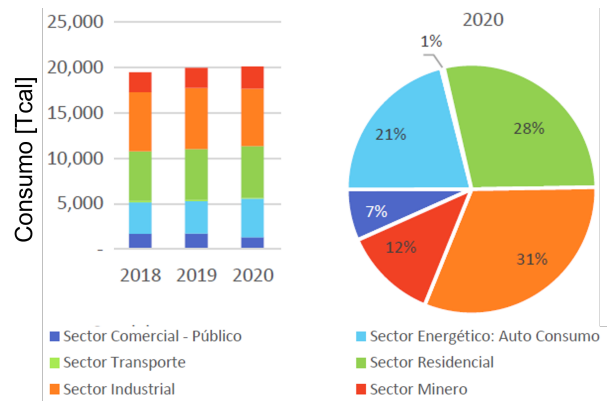
(a) Consumo energético total.



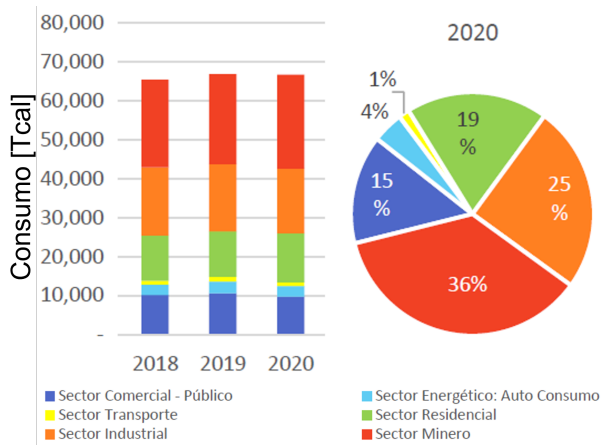
(b) Petróleo y derivados.



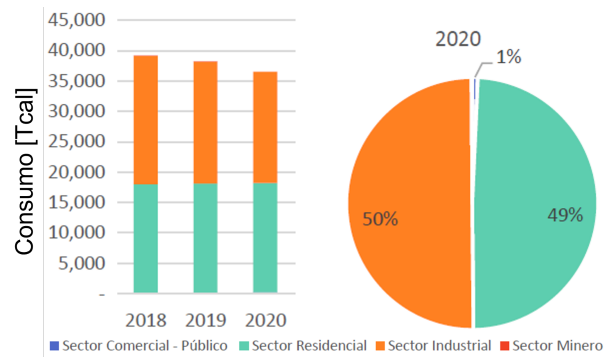
(c) Carbón y derivados.



(d) Gas natural



(e) Electricidad



(f) Biomasa

Figura 2.16: Consumo energético por sector y para distintas fuentes (*Modificado de [62]*).

Tabla 2.22: Potencia instalada en el SEA y SEM.

Tecnología	SEA [MW]	SEM [MW]
Gas natural	-	97.3
Diésel	40.3	16.1
Mini hidro	22.6	-
Eólica	3.1	2.6
TOTAL	66.0	115.9

## 2.6.2. Sector minero

Chile es un país rico en recursos minerales. Por esto, se ha desarrollado una gran y sólida industria minera en el país. De hecho, Chile es el primer productor mundial de cobre, renio y yodo, el segundo de molibdeno y litio, y el cuarto de plata. La minería representan el 14.6 % del PIB nacional, donde la minería del cobre representa un 13.3 %. La producción de algunos recursos mineros se muestra en la Tabla 2.23 [64].

Tabla 2.23: Producción minera de Chile en el año 2021.

Minerales metálicos	Producción	Rocas y minerales	Producción	Energéticos	Producción
Cobre [tmf]	5,588,084	Carbonato de Calcio [t]	5,670,915	Carbón [t]	191,562
Molibdeno [tmf]	49,403	Cloruro de Sodio [t]	8,565,307	Petróleo [m3]	114,041
Oro [kg]	34,248	Compuestos de Azufre [t]	4,282,533	Gas Natural [miles de m3]	1,315,990
Plata [kg]	1,383,041	Compuestos de Boro [t]	363,032		
Hierro [tmf]	11,163,294	Compuestos de Litio [t]	162,477		
Plomo [tmf]	382	Compuestos de Potasio [t]	1,415,177		
Zinc [tmf]	28,662	Nitratos [t]	955,516		
		Recursos Silíceos [t]	1,536,357		
		Yeso [t]	1,007,206		
		Yodo [t]	19,194		

Para Chile, la minería del cobre es la más importante de todas. En 2021 se produjeron 5,588,084 [tnf], de las cuales 1,618,260 [tnf] fueron producidas por la estatal CODELCO, 3,761,314 [tnf] por las grandes mineras privadas, y la cantidad restante por la mediana y pequeña minería. Si bien la producción total de cobre disminuyó en un 3.2 % con respecto al año anterior, el valor de las exportaciones aumentó en un 40.7 % debido a un considerable incremento en su precio, que fue de un 50.8 %. Como consecuencia, su participación en la exportación total país, medida en dólares, se incrementó de un 52 % a un 56 % [64].

La minería es un gran consumidor de energía, pues utiliza de forma directa 51,008 [Tcal], sin contar transporte y generación eléctrica para autoconsumo. En la Figura 2.17 se desglosa el consumo energético del sector minero por región. En la Figura 2.18 se presenta, para los años 2018, 2019 y 2020, el consumo del sector minero por subsector y la composición del uso final de energía según la fuente primaria o secundaria de energía. Se tiene que en promedio el mayor consumidor de energía es la minería del cobre (80 %), mientras que las mayores fuente energéticas usadas fueron la electricidad (46 %) y el petróleo diésel (43 %) [62].

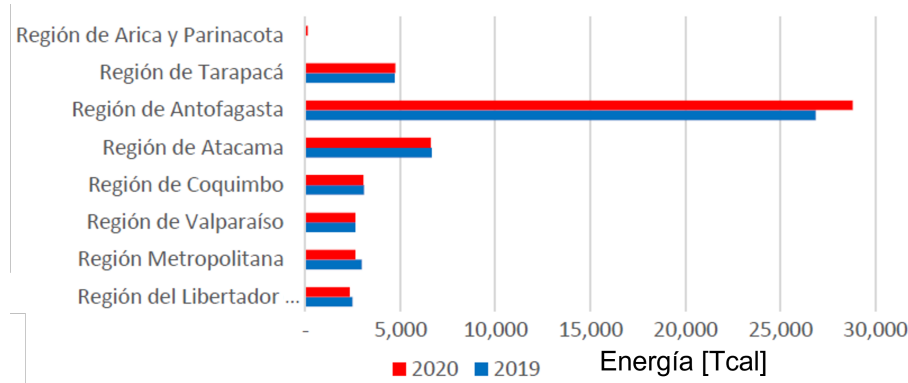


Figura 2.17: Consumo energético de la minería por región (*Modificado de [62]*).

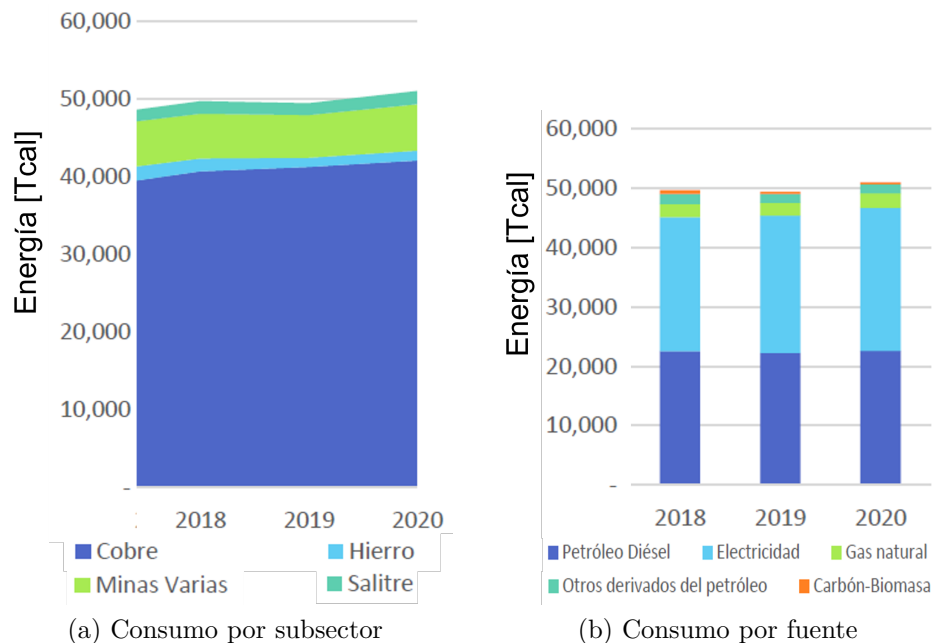


Figura 2.18: Consumo de la minería por subsector y fuente (*Modificado de [62]*).

### 2.6.3. Sector transporte

En el sector transporte se consideran los consumos de energía de todos los servicios de transporte dentro del territorio nacional, sean públicos o privados, para los distintos medios y modos de transporte de pasajeros y carga (transporte carretero, ferroviario, aéreo, marítimo y por ducto). En 2020, el consumo de energía final del sector transporte ascendió a 94,064 [Tcal], un 15 % menos que en el año 2019. El detalle de este consumo, para los años 2018, 2019 y 2020, por tipo de transporte, se ve en la Figura 2.19 (a). El modo de transporte cuyo consumo predominó fue el transporte terrestre (87%), seguido por el transporte aéreo (8%) y en menor magnitud el transporte marítimo (4%) y ferroviario (1%). [62].

En cuanto a la composición del uso final de energía en transporte según fuente energética, las de mayor relevancia fueron el petróleo diésel (48 %), gasolina (35 %), kerosene de aviación (11 %) y el petróleo combustible (5 %). Es importante indicar que el pequeño consumo eléctrico para transporte está asociado al uso de transporte ferroviario en la Región Metropolitana y por algunas compañías mineras ubicadas en las regiones de Tarapacá y Antofagasta [62]. Esta composición se muestra gráficamente en la Figura 2.19 (b).

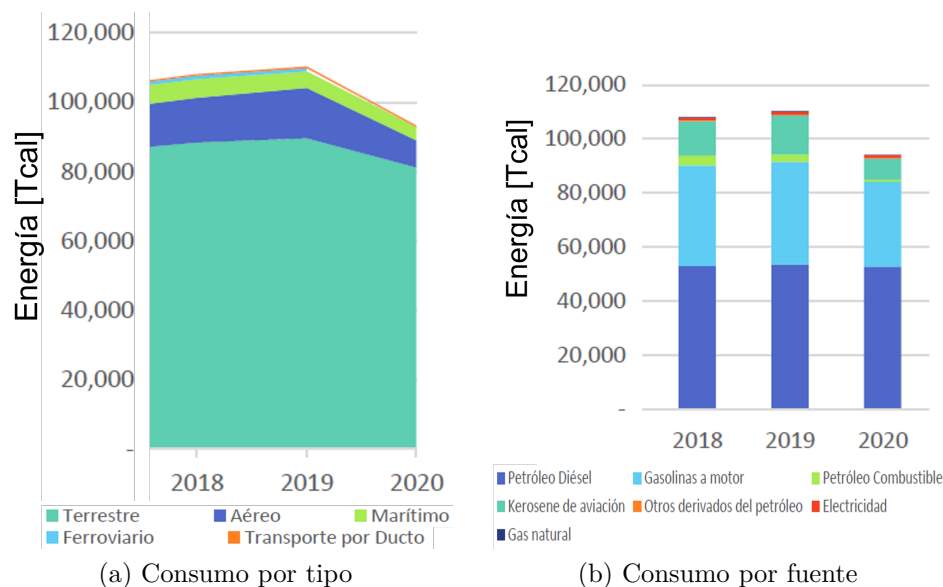


Figura 2.19: Consumo del transporte por modo y fuente (*Modificado de [62]*).

## 2.6.4. Sector industrial

Este sector comprende el consumo de energía de los procesos productivos de todo el sector industria (pequeña, mediana y de gran tamaño). Se presentan de manera desagregada los consumos de los subsectores: papel y celulosa, siderurgia, petroquímica, cemento, azúcar y pesca, mientras que el ítem industrias varias incorpora al resto de las actividades manufactureras, además de agricultura y construcción [62].

En 2020, el consumo de energía final del sector industria ascendió a 63.324 [Tcal], un 5 % menor que en el año 2019. En él predominó el consumo de industrias varias (38 %), seguido por el sector de papel y celulosa (37 %), agroindustria (6 %), cemento y pesca (4 %), Construcción y consumo no energético (3 %), y en menor magnitud la siderurgia, el sector del azúcar y la petroquímica (2 %, 1 % y 0,1 %, respectivamente) [62]. Este desglose se muestra de manera gráfica, para los años 2018, 2019 y 2020, en la Figura 2.20 (a).

En cuanto a la composición del uso final de energía en el sector industria, se tiene que los principales combustibles utilizados fueron la biomasa (33 %), electricidad (27 %), otros derivados del petróleo (21 %), petróleo diésel (16 %), gas natural (9 %) y carbón y sus derivados (4 %) [62]. Este detalle se muestra ilustra, para los años 2018, 2019 y 2020, en la Figura 2.20 (b).

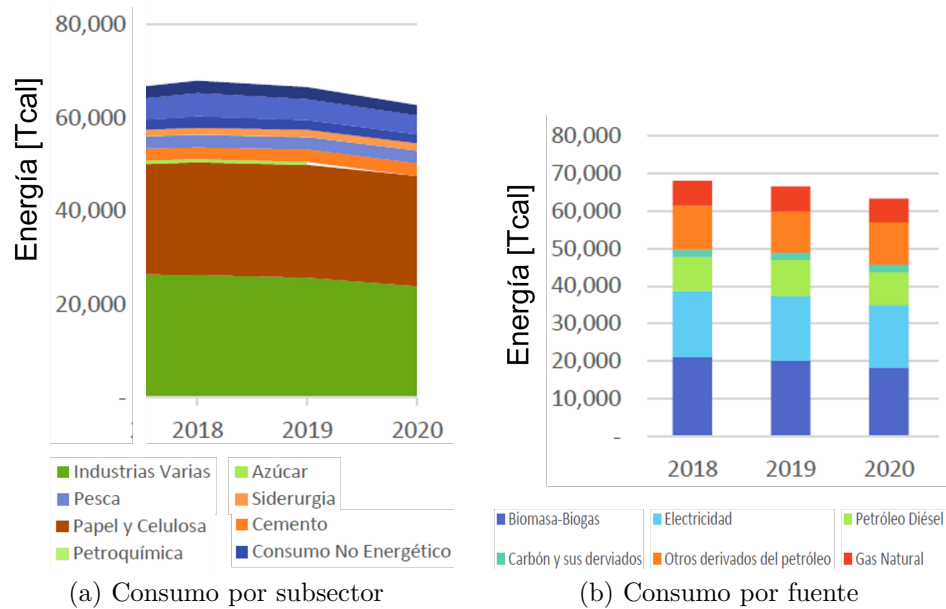


Figura 2.20: Consumo de la industria por subsector y fuente (*Modificado de [62]*).

### 2.6.5. Sector comercial y público

En este sector se incluyen actividades del sector terciario tanto públicas como privadas, entre ellas: establecimientos de educación y salud, comercios, entretenimiento, alumbrado público, entre otros. En el año 2020, el consumo energético de este sector fue igual a 16,721 [Tcal], valor 14.3 % inferior al del año anterior [62].

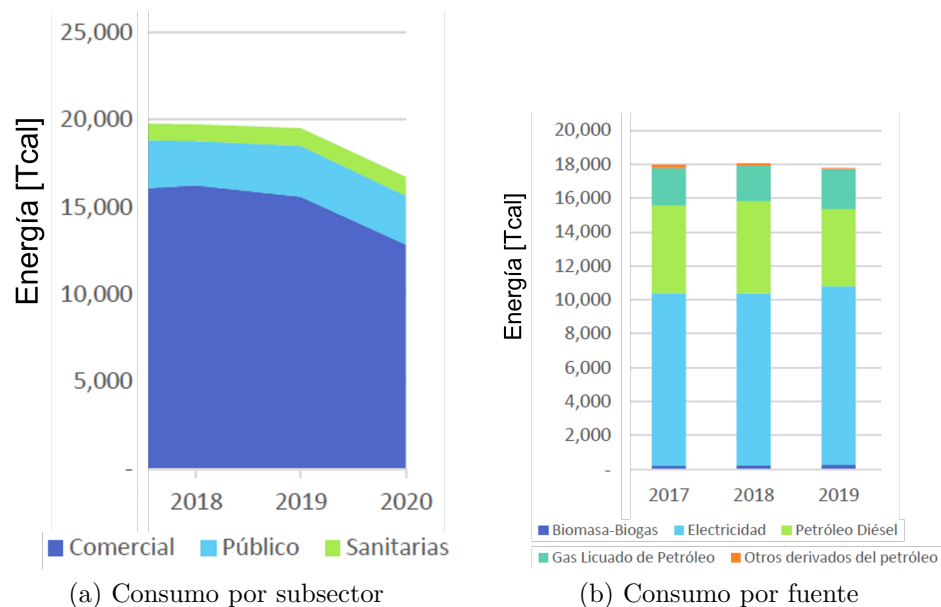


Figura 2.21: Consumo del sector comercial y público por subsector y fuente (*Modificado de [62]*).

El subsector que más energía consumió fue el comercial (77%), seguido por el sector público (17%), y las empresas de servicios sanitarios (6%) [62]. En la Figura 2.21 (a) se muestra de forma gráfica el consumo energético por subsector para los años 2018, 2019 y 2020. En cuanto a fuente de energía usada por este sector, los principales fueron la electricidad (55%), petróleo diésel (21%), gas licuado de petróleo (10%) y el gas natural (9%) [62]. Esto se muestra en la Figura 2.21 (b).

### 2.6.6. Sector residencial

En este sector se considera el consumo de energía de los hogares urbanos y rurales del país. Los principales usos dados en el sector residencial comprenden la cocción de alimentos, sistemas de calentamiento de agua sanitaria, climatización, iluminación, refrigeración y planchado. No se incluye el consumo del transporte particular. En 2020, el consumo de energía final del sector residencial ascendió a 48,517 [Tcal], aumentando en un 3% respecto al año anterior. El uso final de energía en el sector residencial, según fuente de energía, se compone por biomasa (37%), electricidad (26%), y gas licuado de petróleo (23%) [62]. Esto se detalla en la Figura 2.22.

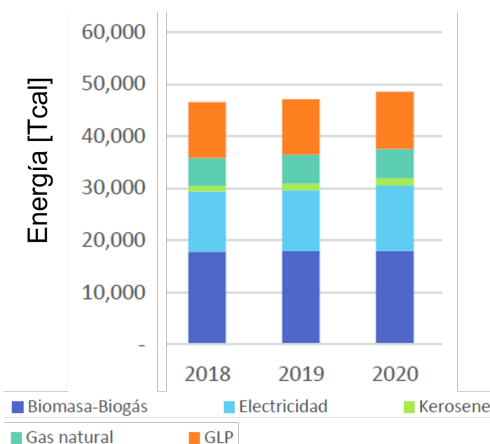


Figura 2.22: Consumo del sector residencial por fuente (*Modificado de [62]*).

### 2.6.7. Vulnerabilidad energética

En Chile existen miles de familias que no cuentan con acceso a la energía eléctrica, o poseen un acceso parcial a ella. Debido a esta situación, el Ministerio de Energía elaboró un “Mapa de Vulnerabilidad Energética”, enmarcado dentro de la iniciativa “Ruta de la Luz”. Su objetivo es conocer y dimensionar las brechas de acceso a electricidad en todo el territorio nacional, a fin de focalizar soluciones en las zonas rezagadas y vulnerables energéticamente [65].

Así, se identifica la existencia de 24,556 viviendas que no tienen acceso a energía eléctrica, y 5,086 que solo tienen acceso parcial a ella (Datos estimados a enero del año 2019). Las tres regiones con mayor cantidad de viviendas sin energía eléctrica son Los Lagos, La Araucanía y Coquimbo. Esta cantidad de viviendas equivale a cerca de 75 mil personas y representa el 0.4% del total de la población nacional y el 3.5% del total de la población rural [65].

Existen también viviendas que se encuentran abastecidas por sistemas aislados y sistemas individuales de autogeneración. Se identificaron 15,708 viviendas abastecidas por sistemas aislados, de las cuales el 18.2% tienen suministro parcial. Del mismo modo, fueron identificados también 2,496 sistemas individuales de autogeneración, de los cuales el 89% tiene suministro parcial. Así, 2,853 viviendas abastecidas por sistemas aislados y 2,233 viviendas abastecidas por sistemas individuales tienen suministro parcial de energía eléctrica. En la Figura 2.23 se muestra, por región, la cantidad de viviendas sin suministro o con suministro parcial de energía eléctrica [65].

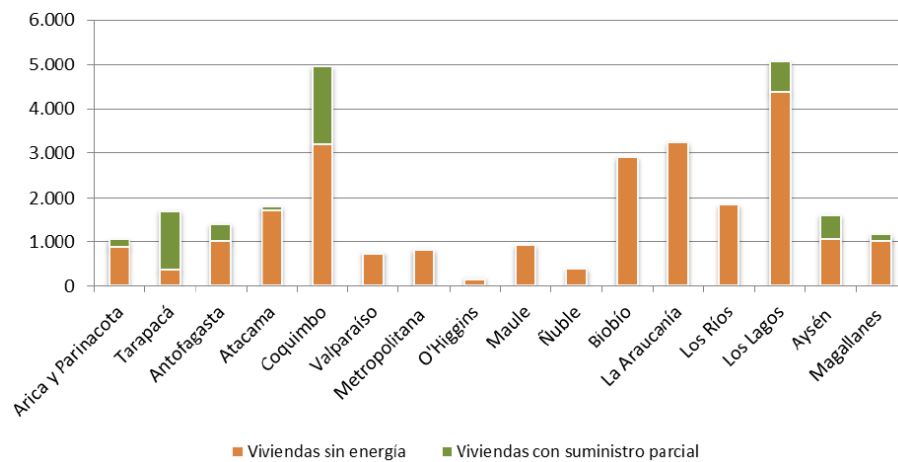


Figura 2.23: Viviendas sin acceso o con acceso parcial a energía eléctrica por región (*Extraído de [65]*).



# Capítulo 3

## Propuesta metodológica

Para el desarrollo de este trabajo de tesis se propone un marco metodológico que puede ser aplicado en cualquier país o región, para así poder determinar que opciones de integración para celdas de combustible son factibles de implementar. La metodología empleada se ilustra en el diagrama mostrado en la Figura 3.1 y se describe posteriormente.

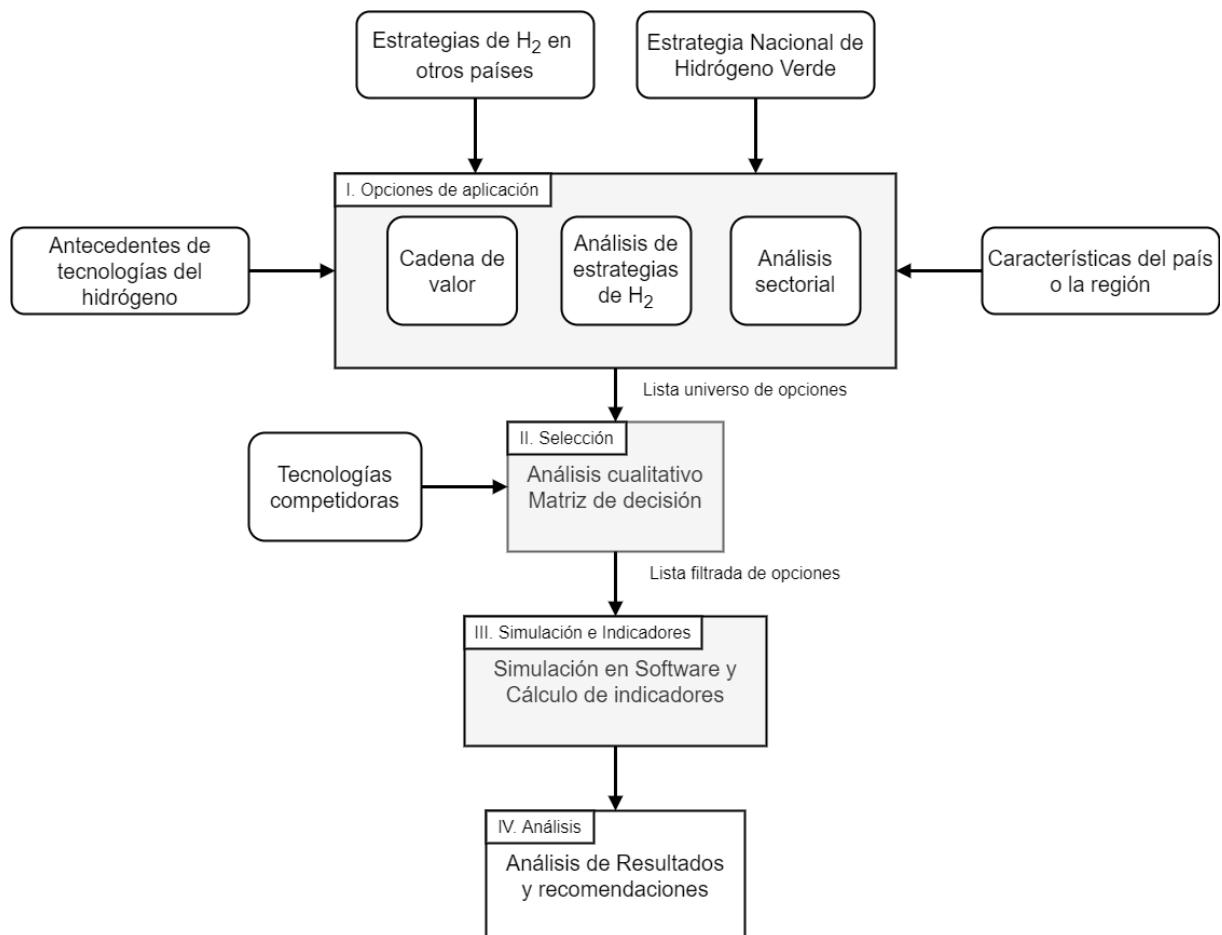


Figura 3.1: Esquema de la metodología desarrollada y empleada.

## **Etapa I: Opciones de aplicación**

La primera etapa de la metodología que se empleará, titulada “**Opciones de aplicación**”, tiene como objetivo proponer diferentes opciones donde se puedan integrar celdas de combustible que permitan ofrecer soluciones energéticas descentralizadas. Para esto, es necesario revisar:

1. Antecedentes técnico-económicos sobre celdas de combustibles y tecnologías complementarias disponibles en el mercado.
2. Objetivos y oportunidades de integración de celdas de combustible en las estrategias de hidrógeno de los distintos países que hayan desarrollado una.
3. Características particulares del país o de la región que se analizará, haciéndose énfasis en aspectos geográficos, energéticos y demográficos.

Estos tres puntos se desarrollan en el Capítulo 2. Se debe recopilar los antecedentes técnicos y económicos más actuales sobre celdas de combustible y electrolizadores, esto con el objetivo de proponer soluciones que sean técnicamente factibles de implementar, y poder incorporar los costos más reales para así realizar evaluaciones económicas fidedignas. En línea con esto, se hace necesario también revisar las Estrategias de Hidrógeno de otros países, con especial énfasis en las propuestas que guardan relación con celdas de combustible. Por último, se deben analizar las características y necesidades de los distintos sectores del país o de la región en cuestión, identificando oportunidades para el desarrollo de soluciones basadas en celdas de combustible, que consideren aspectos geográficos, demográficos y energéticos.

Con estos antecedentes, se define una “lista universo de opciones de aplicación” de celdas de combustible, la que se muestra para este trabajo en el Capítulo 4. Cada una de estas opciones o propuestas debe ser consistente con el desarrollo actual y futuro de la cadena de valor del hidrógeno en el país o región en cuestión. Además, estas opciones deben ofrecer una solución a al menos un sector productivo de la zona, para que de esta forma hagan sentido al sector privado y público.

## **Etapa II: Selección de Opciones de Integración**

En esta etapa se realiza una “**Selección**” de las opciones en la lista universo que son propuestas en la etapa anterior. Esta etapa en este trabajo se realiza en el Capítulo 4. Para esto, las distintas opciones se disponen en una “Matriz de Decisión”, en la que se evalúan de acuerdo a distintos parámetros cualitativos. Para seleccionar de la mejor forma las opciones de integración a desarrollar en las siguientes etapas, la “Matriz de Decisión” debe considerar aspectos tales como: disponibilidad de recursos renovables, ventajas con respecto a otras tecnologías, problemáticas sectoriales y posibilidad de implementación de forma descentralizada. Para ello es factible establecer las siguientes preguntas que permiten identificar los aspectos señalados:

1. ¿Aprovecha los recursos renovables disponibles?
2. ¿Soluciona una problemática sectorial?
3. ¿Es la mejor tecnología limpia para esa problemática?

4. ¿Se puede implementar de forma descentralizada?
5. ¿Abarca toda la cadena de valor del hidrógeno?

A partir de la “Matriz de Decisión”, se seleccionan aquellas que obtengan mayor puntaje. Así, se obtiene una “lista filtrada de opciones”, las que deben ser desarrolladas y revisadas con mayor profundidad mediante análisis cuantitativos en las etapas posteriores.

### **Etapas III: Simulación y Cálculo de Indicadores**

En la tercera etapa de la propuesta metodológica, se implementa cada una de las opciones de la lista filtrada. En este trabajo esto se realiza en el Capítulo 5. Para esto, se usa la asistencia de distintos *softwares*, como “HOMER Pro” u “hojas de cálculo de Microsoft Excel”. Así, se realiza una “**simulación**” de estos escenarios, de modo de calcular el óptimo para cada caso y una serie de indicadores.

Con los resultados anteriores, se calculan distintos “**indicadores**” que evalúan y cuantifican aspectos económicos de las propuestas previamente seleccionadas e implementadas. Así, para cada opción se calculan costos como el costo presente neto (NPC, por sus siglas en inglés), costos de inversión y costos de operación.

### **Etapas IV: Análisis de Resultados y Recomendaciones**

En esta etapa se realiza un “**análisis**” de los datos obtenidos en la implementación y simulación de las opciones hechas en la etapa anterior. En este trabajo este ejercicio se realiza en el Capítulo 5 al final de cada opción de integración. En esta etapa se realiza especial énfasis en el funcionamiento y la ventaja que presentan las celdas de combustible por sobre otras tecnologías que podrían ofrecer la misma solución, considerando tanto otras tecnologías limpias como tecnologías convencionales. Además, se revisa como cada opción complementa la estrategia nacional de hidrógeno verde.

Finalmente, se realizan “**conclusiones y recomendaciones**” generales para todas las opciones desarrolladas. En este trabajo esta etapa se realiza en el Capítulo 6. Las recomendaciones van dirigidas a la política pública, haciendo especial énfasis en las barreras que enfrentan los posibles desarrollos de soluciones basadas en celdas de combustible. Las conclusiones explican las razones por las cuales incorporar dicho tipo de soluciones es provechoso para las economías nacionales y locales, las que permiten además complementar las distintas estrategias de hidrógeno.

# Capítulo 4

## Aplicación de la metodología para determinar casos de estudio

### 4.1. Información de entrada

En este capítulo se comienza a aplicar la metodología descrita en el Capítulo 3. En primer lugar, se recopila la información de entrada requerida antes de desarrollar la primera etapa de “**Opciones de aplicación**”. Esta actividad consiste en:

1. Recopilar antecedentes de tecnologías del hidrógeno.
2. Revisar de estrategias de hidrógeno de Chile y otros países.
3. Describir características de Chile.

Estos puntos son desarrollados en el Capítulo 2 de este informe, por lo tanto, en este capítulo solo se realiza una pequeña síntesis sobre este tema. En cuanto a las tecnologías del hidrógeno, se tiene que:

1. El hidrógeno es un combustible limpio, pues su uso solo implica la emisión de vapor de agua. Además, es el combustible con mayor densidad gravimétrica de energía.
2. Su almacenamiento es un desafío, sobre todo en aplicaciones relacionadas con electromovilidad. Esto es debido su tamaño, ya que es la molécula más pequeña de todas. Esto implica que el hidrógeno posee una baja densidad volumétrica de energía.
3. Un electrolizador es un dispositivo que, utilizando electricidad, divide moléculas de agua en sus elementos constitutivos: oxígeno e hidrógeno. Es decir, convierte energía eléctrica en energía química.
4. Una celda de combustible es un dispositivo opuesto a un electrolizador, ya que combina en su interior hidrógeno y oxígeno para formar agua, generando a la vez electricidad. Es decir, convierte energía química en energía eléctrica.
5. Las celdas de combustible son escalables. Esto quiere decir que se pueden construir celdas de gran capacidad para aplicaciones estacionarias integradas a sistemas eléctricos, o pequeñas para aplicaciones descentralizadas o de electromovilidad.

6. Existen distintas tecnologías para la construcción de electrolizadores y celdas de combustible. Donde si bien la tecnología alcalina es la tecnológicamente más desarrollada hasta el momento, la tecnología de membrana de intercambio protónico (PEM) es, por sus características, la mejor para aplicaciones relacionadas con energías renovables y electromovilidad.
7. Utilizando electrolizadores, celdas de combustible y sistemas de almacenamiento de hidrógeno, es posible diseñar, implementar y operar sistemas completamente carbono neutrales. Esto se logra utilizando tecnologías renovables como fuentes energéticas primarias (como energía solar, eólica o hidráulica).
8. El hidrógeno se puede utilizar como combustible de diversas formas, sin embargo, la forma más eficiente de usarlo es en una celda de combustible, sobre todo si se considera la opción de recuperar calor.
9. La combinación de hidrógeno y celdas de combustible presenta mayores ventajas que los sistemas basados en baterías para aplicaciones de electromovilidad en vehículos de carga y/o larga distancia, debido a que ofrece mayor autonomía por unidad de masa y presenta menor tiempo de repostaje.

Del mismo modo, las principales ideas que se rescatan de la revisión hecha a las estrategias de hidrógeno del mundo, centradas en aplicaciones relacionadas con celdas de combustible, son:

1. Los países tienden a posicionarse según sus los objetivos declarados de sus respectivas estrategias, o bien como productores y exportadores de hidrógeno bajo en carbono, o bien como productores y exportadores de tecnologías del hidrógeno.
2. Uno de los objetivos que más se repiten es el de descarbonizar sus sistemas de transporte pesados.
3. Algunos países consideran utilizar celdas de combustible para aplicaciones estacionarias, ya sea a gran escala o de forma descentralizada.
4. Todos los objetivos, sin embargo, están alineados con descarbonizar sistemas energéticos difíciles de hacerlo.

En cuanto a las principales ideas planteadas en la estrategia nacional de hidrógeno verde [6], se tiene que:

1. La implementación de la estrategia se hará en tres etapas. La primera, entre 2020 y 2025, consiste en activar la industria doméstica. En la segunda y tercera etapa, desde 2025, se desarrollará la industria de producción y exportación para llegar a los mercados globales.
2. Se espera que la primera etapa se desarrolle mediante el inicio de pilotos con apoyo estatal, en las siguientes aplicaciones:
  - Refinerías.
  - Amoníaco doméstico.

- Camiones mineros (CAEX).
  - Camiones pesados de ruta.
  - Buses de larga autonomía
  - Inyección en redes de gas.
3. Entre 2025 y 2030 se desarrollará la segunda etapa, con una consolidación de las aplicaciones locales y el comienzo de las exportaciones de hidrógeno verde. Se espera que para 2025 exista una capacidad de 5 [GW] de electrolizadores instalados para producir 200 [kton] de hidrógeno al año.
  4. La estrategia no detalla la forma exacta en que se activará la industria local, ni tampoco entrega cifras al respecto.
  5. Desde 2030 se desarrollará la tercera etapa, abasteciendo parte importante de la demanda global de hidrógeno, con 25 [GW] de electrolizadores instalados, un costo de producción de 1.5 [USD/kg].

Por último, de las características geográficas, climatológicas y energéticas revisadas, se destaca que:

1. Chile presenta abundantes e importantes recursos energéticos renovables a lo largo de su territorio. Si bien existen muchos proyectos desarrollados o en construcción, hay un gran potencial aún por explotar. Entre estos recursos destacan:
  - Radiación solar en el norte, e incluso en la zona centro sur.
  - Recursos eólicos, sobre todo en la zona austral.
  - Recursos hidráulicos y geotérmicos a lo largo de casi toda la cordillera de Los Andes.
2. La mayor parte de la energía primaria consumida proviene de combustibles fósiles, lo cuales en su mayoría son importados. Esto implica que la matriz energética chilena, además de ser contaminante, posee una importante dependencia de los mercados internacionales.
3. Los sectores que más energía consumieron en 2020 son transporte (33%), industria (22%), minería (18%), y residencial (17%).
4. En la matriz eléctrica los combustibles fósiles tienen una importante participación. En los últimos 12 meses, un 28% de la electricidad generada provino de carbón, y un 19% del gas natural
5. Cada vez hay más desarrollo de proyectos de generación eléctrica a partir de fuentes ERNC, sobre todo solares fotovoltaicos y eólicos. La energía solar fotovoltaica representa un 18% de la potencia total instalada, mientras que la eólica corresponde a un 13%.
6. A lo largo y ancho del país existen más de veinticuatro mil viviendas sin suministro de energía eléctrica y más de cinco mil con acceso parcial.

## 4.2. Opciones de aplicación

Como se ha revisado anteriormente, todos los sistemas energéticos, sean de uso industrial o residencial, son altamente dependientes de combustibles fósiles. La configuración actual de estos sistemas hace que generen emisiones de gases de efecto invernadero y que sean dependientes de los valores de estos combustibles en los mercados energéticos mundiales. Por lo tanto, existe una diversidad de sistemas y procesos en los distintos sectores vistos, en donde se pueden proponer y diseñar alternativas basadas en tecnologías limpias, e independientes de la volatilidad de dichos mercados.

Así, con base en la disponibilidad de recursos renovables y teniendo en cuenta la caracterización y distribución de la industria nacional, se propone en primera instancia la siguiente “lista universo de opciones” de sistemas basados en celdas de combustible para abastecer de energía a distintos sistemas y procesos:

1. Sistema aislado para uso comunitario y productivo: Este sistema permitirá abastecer de electricidad y calor a una comunidad aislada para satisfacer su consumo residencial y además desarrollar alguna actividad productiva agropecuaria.
2. Generación distribuida y calefacción residencial: Estos sistemas individuales permiten a las personas generar electricidad para autoconsumo e inyección a la red, a la vez que generar calor para calefacción o generar agua caliente.
3. Almacenamiento para reserva estratégica: Este sistema pretende tener una reserva estratégica de hidrógeno, ya sea proveniente del vertimiento renovable o de la industria exportadora, para ser reelectricado en escenarios de desabastecimiento de energía.
4. Sistema para control de frecuencia o tensión: Estos sistemas se pueden colocar distribuidos en puntos estratégicos del sistema eléctrico para que presten diversos servicios complementarios, como control de frecuencia o tensión.
5. Sistema de respaldo para infraestructura crítica: Estos sistemas pretenden reemplazar a los grupos electrógenos como sistemas de respaldo energéticos de infraestructuras que los utilizan, tales como hospitales, centros de datos o torres de telecomunicaciones.
6. Sistema aislado para faena industrial: Este sistema se diseña para abastecer de energía de forma continua a una faena industrial que se encuentre aislada del sistema eléctrico principal.
7. Flota de camiones para transporte en ruta: Este sistema produce hidrógeno para el repostaje y la operación de una flota de camiones eléctricos basados en celdas de combustible, para el transporte en ruta de bienes.
8. Flota de autobuses para transporte público: Este sistema produce hidrógeno para el repostaje y operación de una flota de autobuses para el transporte público de pasajeros de una urbe.
9. Ferrocarril para transporte de pasajeros: En este sistema se produce hidrógeno para el repostaje y la operación de un servicio de trenes de cercanías

10. Flota de camiones mineros LHD: En este sistema se produce hidrógeno para el repostaje y la operación de una flota de camiones mineros de tipo LHD para minería subterránea, los cuales son reacondicionados para funcionar a partir de celdas de combustible.

Estas opciones de aplicación tienen distintos ámbitos de aplicación y ofrecen soluciones a diversa escala. Los sistemas propuestos en las opciones 1 y 2 son estacionarios de escala pequeña, y ofrecen soluciones a nivel residencial. Los sistemas propuestos en las opciones 3, 4, 5 y 6 son sistemas estacionarios de mediana y gran escala, y abarcan los sectores de energía (3 y 4) e industria (5 y 6). Por último, los sectores propuestos en las opciones 7, 8, 9 y 10 son sistemas de electromovilidad que ofrecen soluciones al sector de transporte y minería.

### 4.3. Selección de Opciones de Aplicación

En la etapa anterior se realizó una “lista universo de opciones”. Estas opciones fueron propuestas para abastecer sistemas energéticos de forma continua y libre de emisiones a distintos sectores productivos o domiciliarios del país. Sin embargo, se realiza un proceso de “selección” para descartar opciones redundantes o que presenten desventajas importantes. Para ello, se diseña y utiliza una matriz de decisión que evalúa las opciones anteriormente descritas en función de las siguientes preguntas:

1. ¿Aprovecha los recursos renovables disponibles? La respuesta es afirmativa en caso de que para la opción considerada sea posible utilizar recursos renovables disponibles en su lugar de emplazamiento. Un no se podría explicar, por ejemplo, si el hidrógeno es adquirido desde un productor externo en lugar de ser producido in situ.
2. ¿Soluciona una problemática sectorial? La respuesta es afirmativa en caso de que este sistema ofrezca una solución a una problemática de alguno de los sectores revisados. Un no se podría explicar, por ejemplo, si el sistema no funciona de forma permanente y reemplazando una forma contaminante.
3. ¿Es la mejor tecnología limpia para esa problemática? La respuesta es afirmativa en caso de que las ventajas ofrecidas por el hidrógeno y celdas de combustible hagan que dicha opción sea la más ventajosa. Un no se podría explicar, por ejemplo, si un sistema de baterías fuera mejor alternativa.
4. ¿Se puede implementar de forma descentralizada? Una respuesta afirmativa se justifica cuando el sistema se puede implementar de forma distribuida y escalable. Un no se podría explicar, por ejemplo, si el sistema propuesto solo tuviera sentido de implementar con un gran tamaño.
5. ¿Abarca toda la cadena de valor del hidrógeno? La respuesta es afirmativa en caso de que el diseño de la opción abarque toda la cadena de valor del hidrógeno: producción, almacenamiento y distribución, y uso final. Un no se podría explicar, por ejemplo, si el sistema solo considera uso del hidrógeno.

En la Tabla 4.1 se muestran los resultados de la matriz de decisión hecha para este trabajo. Así, se realiza un proceso de evaluación de las diez opciones de integración definidas en el punto anterior utilizando las preguntas planteadas. Las opciones con mayor puntaje son las que se van a desarrollar con mayor detalle en la siguiente sección.



Tabla 4.1: Matriz de decisión.

Item	Sistema									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
¿Aprovecha los recursos renovables disponibles?	X		X			X	X	X	X	X
¿Soluciona una problemática sectorial?	X	X	X	X		X	X	X	X	X
¿Es la mejor tecnología limpia para esa problemática?	X		X				X			
¿Se puede implementar de forma descentralizada?	X	X	X	X	X	X	X	X		X
¿Abarca toda la cadena de valor del hidrógeno?	X		X			X	X	X	X	X
Total	5	2	5	2	1	4	5	4	3	4

Tras ser aplicada de la matriz de decisión mostrada anteriormente, se seleccionan de forma arbitraria las tres con más alto puntaje, notándose que se escoge un sistema estacionario de pequeña escala, uno estacionario de gran escala, y uno de electromovilidad. Esto permite abordar una mayor diversidad sistemas en el estudio a realizar. Las opciones seleccionadas son:

- Opción 1: Sistema aislado para uso comunitario y productivo.
- Opción 3: Almacenamiento para reserva estratégica.
- Opción 7: Flota de camiones para transporte en ruta.

Estas opciones de aplicación de celdas de combustible conforman una “lista filtrada de opciones”. En ese sentido, las tres opciones definidas son llevadas a la siguiente etapa de “Simulación y cálculo de indicadores”, lo que se realiza en el siguiente capítulo de este trabajo. Así, con la ayuda de distintos softwares, se implementa y se simula cada una de las opciones, de modo de revisar su factibilidad técnica y obtener resultados numéricos que permitan cuantificar indicadores económicos y de emisiones.

# Capítulo 5

## Casos de estudio de integración de celdas de combustible en Chile

### 5.1. Sistema energético aislado para uso comunitario y productivo

#### 5.1.1. Contexto

En la región de Arica y Parinacota se ha producido un desarrollo relevante en la industria agrícola gracias al uso de tecnologías innovadoras. Estas tecnologías han hecho factible realizar cultivos en medio del desierto, haciendo buen uso del recurso hídrico y del control de otras variables relevantes. Es posible con estas técnicas producir distintos productos agrícolas, en particular, en esta región destaca la producción de tomates, choclos y otras hortalizas [66]. Destaca el caso de Pampa Concordia, una agrupación de pequeños agricultores y comercializadores hortofrutícolas ubicada al norte de la ciudad de Arica, a 10 kilómetros de la frontera con Perú. Estas actividades funcionan con energía renovable y procuran realizar el mejor recurso hídrico de la zona [67]. En ese lugar, en el marco de las actividades desarrolladas por el proyecto Ayllu Solar, se puso en operación un packing de tomates energizado exclusivamente por paneles solares fotovoltaicos y sistemas de baterías [68].

Lo mencionado anteriormente motiva a estudiar la incorporación del hidrógeno verde como sistema de respaldo de energía eléctrica y como fuente de agua caliente sanitaria mediante sistemas de recuperación de calor para este tipo de sistemas productivos agropecuarios. Así, se reemplaza y complementa el uso tradicional de sistemas de baterías de litio y a base de combustibles fósiles para respaldo energético y producción de calor. Para ello, se diseña y propone un sistema energético para abastecer una unidad productiva basada en el packing y un consumo residencial aledaño que busca explotar la sinergia en el uso de hidrógeno. En concreto, la fuente energética primaria de este sistema está proveída por paneles solares fotovoltaicos, los que abastecen directamente el consumo eléctrico y a su vez producen hidrógeno y oxígeno mediante un electrolizador. Los gases generados se almacenan y luego se reconvierten en energía eléctrica mediante una celda de combustible para los horarios en que no hay recurso solar. Además, se recupera el calor generado producido por los equipos mencionados para producir agua caliente sanitaria para los hogares. Este sistema contribuye a dos de los pilares planteados en la estrategia de hidrógeno de Chile: Hidrógeno verde como motor de desarrollo local y Uso equilibrado de recursos y territorio.

## 5.1.2. Diseño

Para este caso de estudio se diseña una microrred como la que se ilustra en la Figura 5.1. Esta microrred opera de forma totalmente aislada del Sistema Eléctrico Nacional, y es carbono neutral, ya que no utiliza combustibles fósiles para su funcionamiento. La energía de esta microrred proviene de una planta solar fotovoltaica, la que se dimensiona para abastecer los consumos diurnos y para generar excedentes que son almacenados para abastecer la demanda nocturna. Así, durante el día la energía solar, además de abastecer la demanda, energiza un electrolizador que genera hidrógeno y oxígeno, los que se almacenan en tanques presurizados. En la noche, los gases almacenados se reconvierten en energía eléctrica usando una celda de combustible. El sistema se dimensiona de tal modo de no solo abastecer un consumo residencial, sino también para que se pueda realizar una actividad productiva agropecuaria.

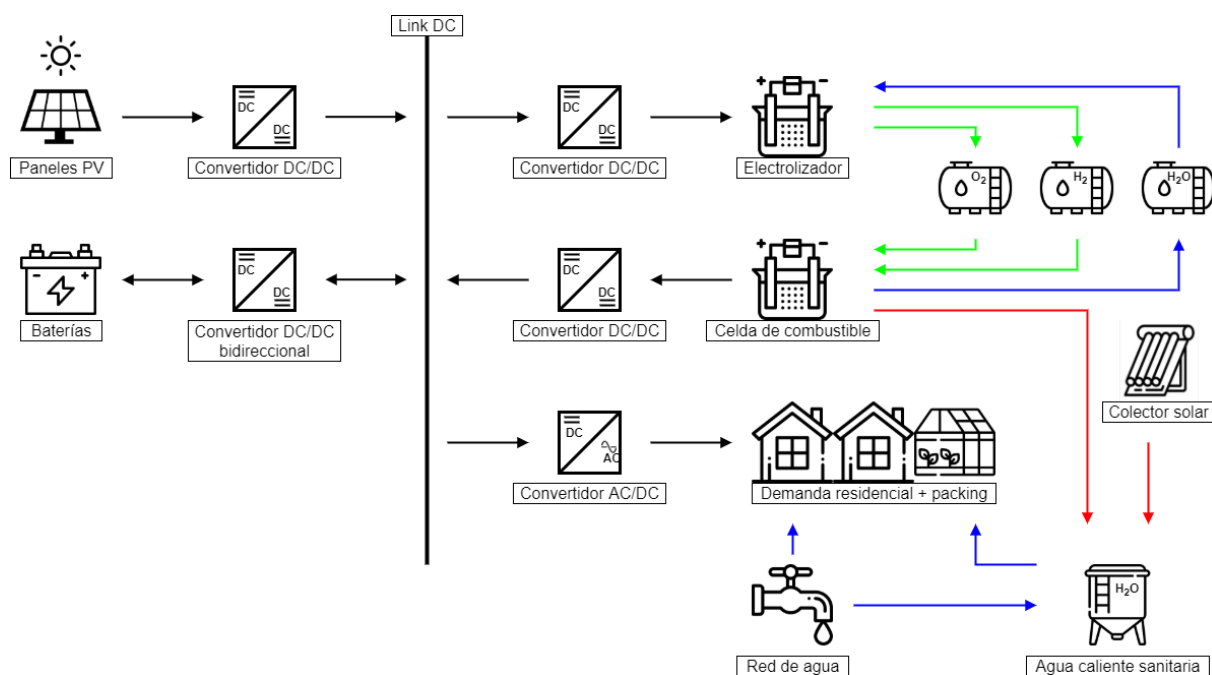


Figura 5.1: Sistema energético aislado para uso comunitario.

En la Tabla 5.1 se muestran las principales características de la microrred descrita recientemente, mientras que en las Tablas 5.2 y 5.3 se muestran los costos de las tecnologías y de los recursos energéticos considerados respectivamente.

Tabla 5.1: Descripción del sistema energético aislado para uso comunitario.

Ubicación:	Pampa Concordia, Arica -18.352, -70.283
Demanda:	Packing de tomates (Ayllú solar). Residencial: 5 viviendas.
Fuente energética primaria:	Paneles solares fotovoltaicos Colector solar térmico
Tecnologías de hidrógeno:	Electrolizador PEM Celda de combustible PEM Tanques de hidrógeno y oxígeno

Tabla 5.2: Costos de las tecnologías estudiadas.

Tecnología	Inversión	O&M
Paneles solares fotovoltaicos	1,000 [USD/kW]	10 [USD/kW-año]
Electrolizador	1,100 [USD/kW]	11 [USD/kW-año]
Celda de combustible	2,000 [USD/kW]	0.02 [USD/kWh]
Tanque de hidrógeno	600 [USD/kg]	10 [USD/kg-año]
Baterías	300 [USD/kWh]	10 [USD/kWh-año]
Generador diésel	400 [USD/kW]	0.02 [USD/kWh]
Convertidor	300 [USD/kW]	3 [USD/kW-año]

Tabla 5.3: Costos de los energéticos considerados.

Energético	Costo variable
Diésel	0.95 [USD/L]
	0.302 [USD/kWh]
Red	0.180 [USD/kWh] (compra)
	0.083 [USD/kWh] (venta)
Hidrógeno	6 [USD/kg]

### 5.1.3. Implementación

El sistema diseñado se implementa en el *software* HOMER Pro. Se modelan, además del diseño ya descrito (sistema 1), cuatro sistemas adicionales para comparar los resultados utilizando distintas tecnologías disponibles en el mercado, tradicionales y no convencionales. Así, las tecnologías y energéticos considerados para cada sistema se ilustran en la Figura 5.2, quedando los modelos finales como se muestra en la Figura 5.3.

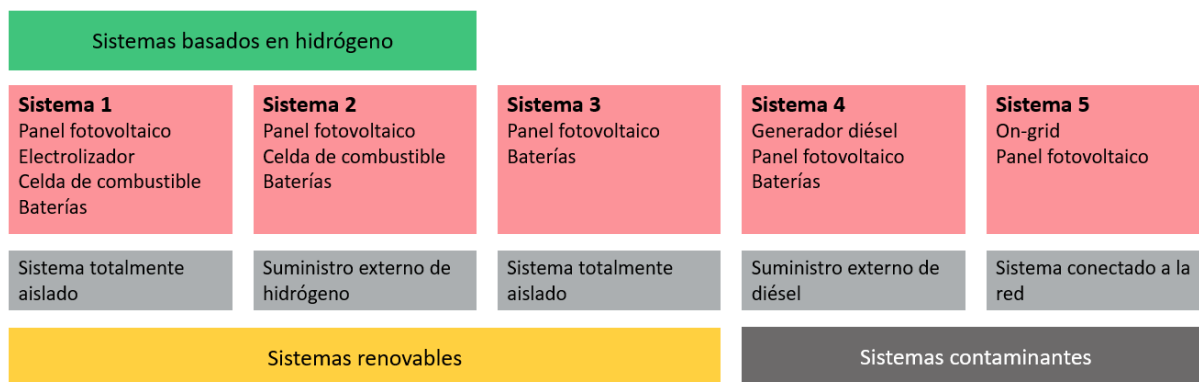


Figura 5.2: Sistemas implementados en HOMER Pro para el caso 1.

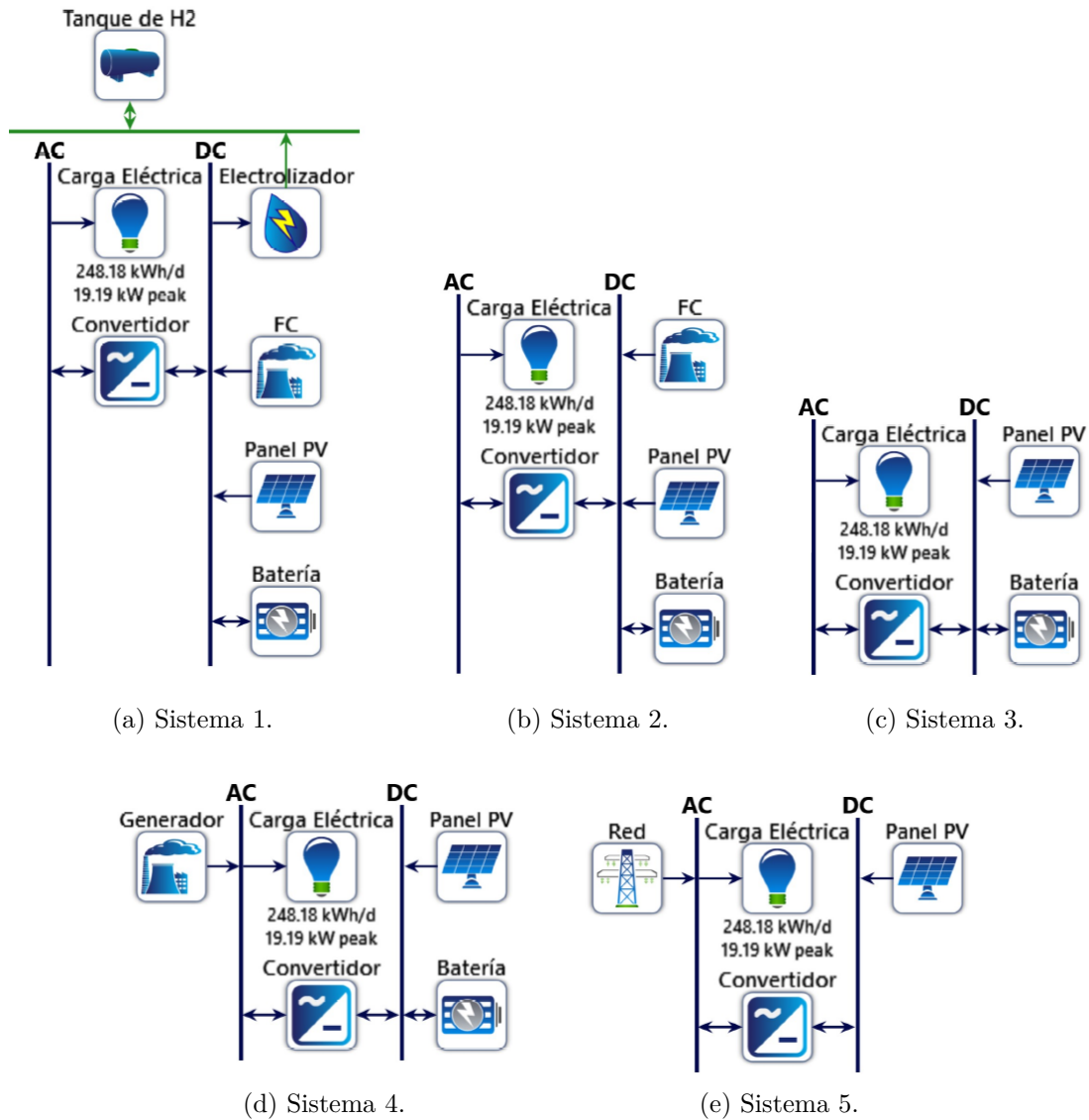


Figura 5.3: sistemas modelados en HOMER Pro (*Extraídos del software HOMER Pro*).

### 5.1.4. Resultados

La arquitectura resultante de cada sistema simulado se detalla en la Tabla 5.4, mientras que el Costo Presente Neto (NPC) y sus componentes se muestran en la Tabla 5.5. Este desglose se muestra además gráficamente en la Figura 5.4.

Tabla 5.4: Arquitectura resultante de los sistemas simulados.

Tecnología		Sistema 1	Sistema 2	Sistema 3	Sistema 4	Sistema 5
Capacidad [kW]	Paneles PV	97.9	58.3	102.0	55.2	30.0
	Electrolizador	40.0	-	-	-	-
	Celda de combustible	20.0	20.0	-	-	-
	Generador diésel	-	-	-	25.0	-
	Convertidor	24.3	18.1	21.0	21.8	20.0
Capacidad [kg]	Tanque H2	10.0	-	-	-	-
Capacidad [kWh]	Baterías	107.0	151.0	192.0	154.0	-

Tabla 5.5: Estructura de costos de los sistemas simulados.

Parámetro	Sistema 1	Sistema 2	Sistema 3	Sistema 4	Sistema 5
Inversión [USD]	254,022	186,749	214,002	156,413	36,000
O&M [USD]	36,780	26,421	32,335	28,844	88,339
Reemplazo [USD]	52,302	41,279	45,743	45,607	2,238
Combustible [USD]	0	23,361	0	29,840	0
Valor residual [USD]	-35,652	-15,452	-21,393	-12,328	-2,685
Costo presente neto [USD]	307,451	262,359	270,688	248,376	123,892

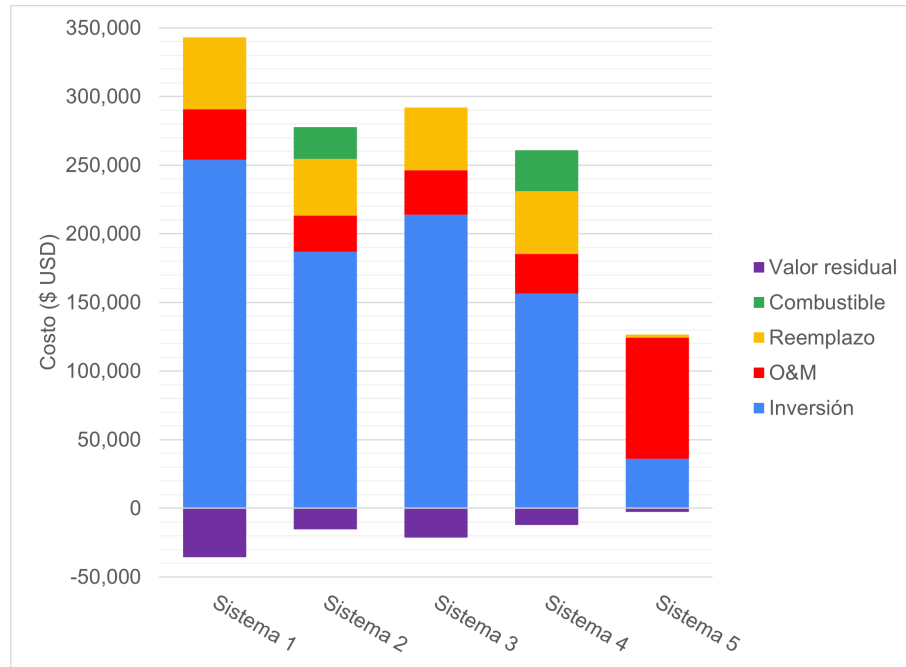


Figura 5.4: Estructura de costos de los sistemas evaluados en el caso 1.

Se logra apreciar que el sistema con menor Costo Presente Neto (NPC) es el sistema 5, lo cual es de esperar, ya que al estar conectado a la red no incurre en inversiones importantes. De los sistemas eléctricamente aislados, el menos costoso fue el sistema 4, que combina generador diésel con tecnología solar fotovoltaica. El sistema 1, que es aquel que genera su propio hidrógeno, presentó el NPC más alto, de alrededor de 40,000 dólares más que el del sistema 4. Mientras que el sistema 2, presentó un NPC de aproximadamente 14,000 dólares más alto que el del sistema 4.

### 5.1.5. Análisis de Sensibilidad

Con el propósito de determinar que reducciones de costos deben ocurrir para que los sistemas aislados basados en hidrógeno (denominados sistemas 1 y 2 en la sección anterior) sean más competitivos con respecto al sistema que combina energía solar y generador diésel (sistema 4), se realizaron análisis de sensibilidad. Así, se consideró un costo de hidrógeno suministrado de forma externa de 4 [USD/kg] y 2 [USD/kg], además de una reducción de un 10% y un 40% en los costos de las siguientes tecnologías: paneles fotovoltaicos, electrolizadores y celdas de combustible, y baterías.

El sistema 1, que es el que genera su propio hidrógeno con un electrolizador, solo es menos costoso que el sistema 4 cuando los costos de inversión de los paneles fotovoltaicos, electrolizadores y celdas de combustibles se reducen todos en un 40 %. No obstante, con una reducción del 40 % en el costo de electrolizadores y celda de combustible y 10 % en el costo de paneles fotovoltaicos, el sistema 1 es más costoso que el sistema 4 solo por alrededor de ocho mil dólares con respecto a los mostrados en la Tabla 5.2. Por otro lado, el sistema 2 es menos costoso que el sistema 4 en los siguientes escenarios:

1. Costo de 2 [USD/kg] del hidrógeno.
2. Reducción de costos de 10 % en baterías y 40 % en celdas de combustible.
3. Reducción de costos de 10 % en paneles fotovoltaicos y 40 % en celdas de combustible.
4. Costo de 4 [USD/kg] del hidrógeno y reducción de 40 % en celdas de combustible.
5. Reducción de costos de 40 % en baterías y 40 % en celdas de combustible.
6. Costo de 4 [USD/kg] del hidrógeno y reducción de 10 % en celdas de combustible y 10 % en baterías.

En todos los otros escenarios, el sistema 2 es a lo más alrededor de quince mil dólares más costoso que el sistema 4.

### 5.1.6. Recuperación de calor

Es posible evaluar de forma cuantitativa la implementación de un sistema de recuperación de calor de la celda de combustible para agua caliente sanitaria en el sistema diseñado en esta opción de integración. Para esto, se considera un perfil de demanda de agua caliente sanitaria para 5 viviendas, mostrado en el gráfico de la Figura 5.5, la cual se almacena en un estanque de 1,000 [L] de capacidad. Se considera además que el agua consumida se repone con agua fría a medida que se va usando. Además, se analiza la posibilidad de incorporar un colector solar térmico plano para complementar al sistema de recuperación de la celda. Al igual que como se hace en los despachos eléctricos, se consideran 8,760 bloques horarios para simular la temperatura del agua, así, la ecuación para determinar temperatura del agua en el estanque en un bloque  $k$  se calcula a partir de la ecuación 5.1 de balance de calor.

$$\sum Q = Q_{CW} + Q_W = Q_{FC} + Q_{SC} \quad (5.1)$$

Donde  $Q_{HW}$  y  $Q_{CW}$  representan los calores de la mezcla del agua caliente almacenada en el estanque y el agua fría de reposición respectivamente (equilibrio térmico interno), y  $Q_{FC}$  y  $Q_{SC}$  representan los calores recuperados desde la celda de combustible y el colector solar térmico plano. La temperatura del agua almacenada en el bloque horario  $k$  se obtiene al resolver la ecuación anterior, y se determina por la ecuación 5.2



Figura 5.5: Demanda horaria de agua caliente para el caso 1.

$$T_k = \frac{m_{CW}T_{CW} + m_{HW}T_{k-1}}{m_{CW} + m_{HW}} + \frac{Q_{FC} + Q_{SC}}{(m_{CW} + m_{HW})c} \quad (5.2)$$

Donde  $m_{HW}$  y  $m_{CW}$  son las masas de agua caliente almacenada en el estanque a temperatura  $T_{k-1}$  y de agua fría de reposición a temperatura  $T_{CW}$  respectivamente, y  $c$  es el calor específico de agua. El calor recuperado de la celda de combustible se modela con la ecuación 5.3 [69], mientras que el calor extraído por el colector solar térmico plano se modela con la ecuación 5.4 [70].

$$Q_{FC} = \eta_H P_{FC} \left( \frac{\mu_f}{\eta_{eFC}} - 1 \right) \quad (5.3)$$

$$Q_{SC} = F_r A [I \tau \alpha - U_L (T_i - T_a)] \quad (5.4)$$

Donde en la ecuación de la celda  $\eta_H$  es el factor de calor aprovechable,  $P_{FC}$  es la potencia eléctrica con que se despacha en el bloque  $k$ ,  $u_f$  es el coeficiente de utilización del hidrógeno, y  $\eta_{eFC}$  es la eficiencia eléctrica de la celda. Para la ecuación del colector solar plano,  $F_R$  es el factor de eliminación de calor del colector,  $A$  es el área del colector,  $I$  es la intensidad de la radiación solar directa,  $\tau$  es el coeficiente de transmisión de acristalamiento,  $\alpha$  es el coeficiente de absorción de la placa,  $U_L$  es el coeficiente total de pérdida de calor del colector,  $T_i$  es la temperatura de entrada del líquido de trabajo y  $T_a$  es la temperatura ambiente.

Así, se implementan estas ecuaciones en una hoja de cálculo utilizando los resultados del despacho eléctrico de la celda de combustible extraídos del *software* HOMER Pro para el sistema 1. Se consideran 3 variantes: sin colector solar, con colector solar de área 2 [ $m^2$ ], y con colector solar de área 5 [ $m^2$ ]. En cada variante se implementan restricciones para que el agua no alcance temperaturas mayores a 80°C, y se ajusta el perfil de consumo de agua caliente cuando su temperatura es mayor a 40°C, pues se considera que si el agua es más caliente que esa temperatura, los usuarios la mezclan con agua helada en una proporción tal que el agua final de la mezcla es 40°C. En la Tabla 5.6 se muestra el calor total recuperado desde la PEMFC y el colector solar (el cual considera el límite de temperatura máxima), la temperatura media y la temperatura mínima del agua almacenada en el estanque.



Tabla 5.6: Calor recuperado y temperaturas media y mínima del agua almacenada.

Variante	Calor recuperado [kWh]	Temperatura del agua	
		Media [°C]	Mínima [°C]
Sin colector solar	8,426.17	76.00	23.99
Colector solar de 2 [m <sup>2</sup> ]	8,430.63	76.83	28.47
Colector solar de 5 [m <sup>2</sup> ]	8,426.22	78.02	32.54

En la Figura 5.6, la Figura 5.7 y la Figura 5.8 se muestran los perfiles horarios de la temperatura del agua caliente sanitaria almacenada en el estanque para los meses de enero y junio, cuando no se considera un colector solar térmico y para cuando se considera un colector solar térmico de 2 [m<sup>2</sup>] y 5 [m<sup>2</sup>] respectivamente. De estos perfiles se puede apreciar que el principal aporte de los colectores solares térmicos planos es que la temperatura mínima sea más alta. Esta propiedad es importante en los meses de invierno, cuando puede no haber suficiente radiación solar debido a las posibles condiciones climáticas. Por otro lado, estos colectores no ayudan a aumentar la cantidad total de calor suministrada anualmente al agua almacenada en el estanque, por lo que la eficiencia global del sistema térmico no aumenta de forma perceptible.

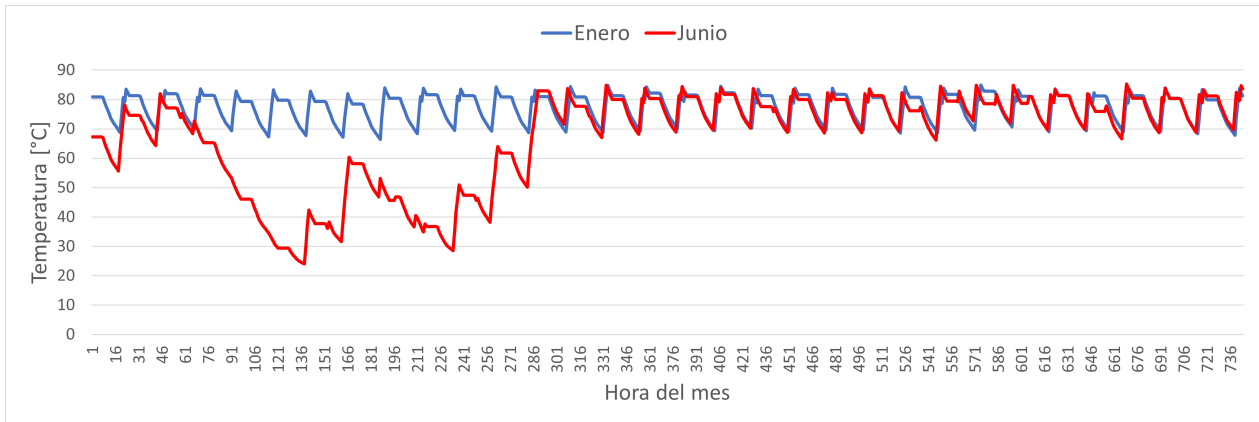


Figura 5.6: Temperatura del agua almacenada en el estanque para los meses de enero y junio sin colector solar.

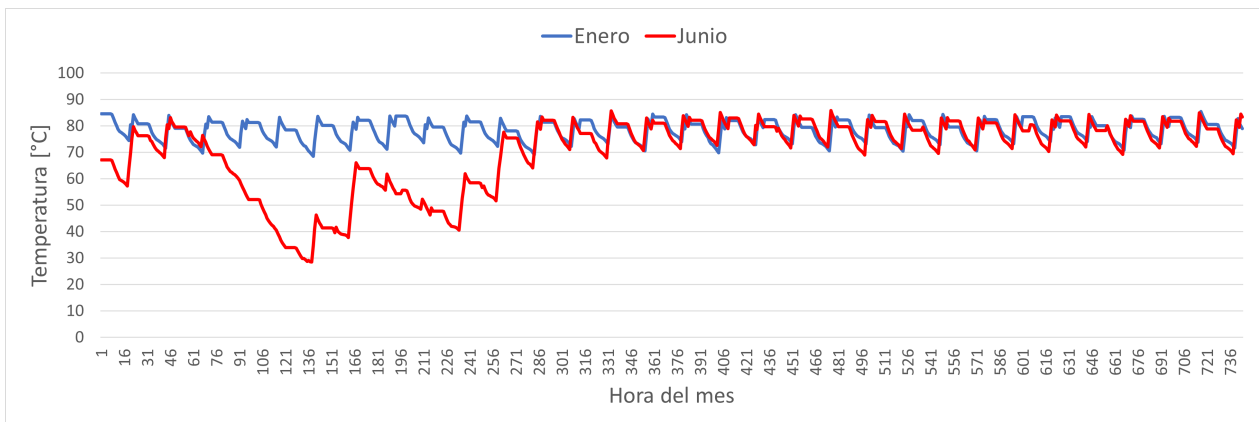


Figura 5.7: Temperatura del agua almacenada en el estanque para los meses de enero y junio con colector solar de 2 [m<sup>2</sup>].

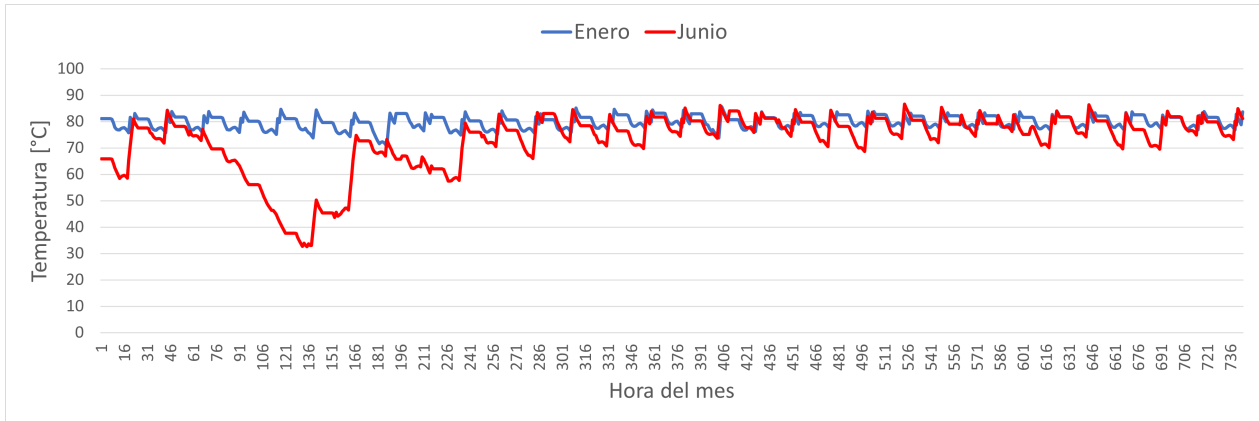


Figura 5.8: Temperatura del agua almacenada en el estanque para los meses de enero y junio con colector solar de 5 [m<sup>2</sup>].

### 5.1.7. Análisis sobre el uso de celdas de combustible

En esta opción de aplicación el uso de celdas de combustible es fundamental. La celda es el dispositivo que permite abastecer de energía eléctrica a la demanda nocturna. Por lo tanto, desde el punto de vista técnico, esta alternativa es factible de implementar para abastecer de energía eléctrica de forma ininterrumpida a comunidades aisladas. Esto además permite que esas comunidades puedan desarrollar actividades productivas, o mejorar las condiciones en las que estas se realizan. Del mismo modo, la celda puede abastecer prácticamente toda la demanda de calor, por ejemplo, si se considera un sistema de agua caliente sanitaria.

Desde el punto de vista económico, son necesarias reducciones importantes en los costos de inversión de las tecnologías del hidrógeno. Esto, ya que un sistema de este tipo no es competitivo frente a uno basado en diésel, que es su principal competencia. Sin embargo, en un contexto en que el precio de adquisición del hidrógeno sea bajo, un sistema de este tipo si podría ser la mejor opción. En ese sentido, desarrollar alternativas de este estilo es una forma de ampliar los objetivos planteados en la estrategia nacional de hidrógeno, llevando a comunidades aisladas los beneficios del desarrollo de una economía del hidrógeno.

## 5.2. Almacenamiento para reserva estratégica

### 5.2.1. Contexto

El hidrógeno es un vector energético que se puede almacenar de forma relativamente fácil. Esa cualidad es especialmente se puede utilizar al diseñar y operar sistemas eléctricos con altas tasas de participación de energías renovables no convencionales. Las tecnologías del hidrógeno pueden en dicho escenario configurarse como tecnologías habilitadoras para la implementación de ese tipo de sistemas, puesto que pueden ofrecer distintos tipos de servicios complementarios como: control de frecuencia y tensión, servicio de demanda flexible, gestión de puntas de demanda, almacenamiento interestacional, partida en negro o almacenamiento estratégico.

La industria energética chilena se encuentra actualmente en un momento complicado. Por un lado, hay un complejo escenario hídrico producto de la sequía por la cual atraviesa el país. Por otro lado, el precio de los combustibles fósiles ha subido producto de conflictos internacionales y la gran inflación que sufren las economías del mundo. Esto ha obligado a aplazar el cierre de centrales termoeléctricas a carbón, mientras que otras ya cerradas se encuentran actualmente bajo “Estado de Reserva Estratégico” [71]. De seguir las actuales condiciones, el “Plan de Descarbonización de la Matriz Eléctrica Chilena” podría verse comprometido en sus plazos.

En mayo de 2022, el Coordinador Eléctrico Nacional publicó su informe mensual titulado “Estudio de Seguridad de Abastecimiento Período Mayo 2022 - Abril 2023” [72]. En este informe se dispone de una prospectiva de la situación de abastecimiento del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en los siguientes 12 meses, bajo distintas condiciones hidrológicas desfavorables e indisponibilidades en unidades generadoras de mayor tamaño y en localizaciones relevantes. Así, se identifican situaciones de riesgo de abastecimiento del sistema eléctrico para así planificar e implementar eventuales medidas de mitigación de dichos riesgos. En este informe, en el peor escenario hay un déficit de 244.2 [GWh] de energía no suministrada, lo cual representa aproximadamente un 0.7% de la toda la energía producida anualmente en el SEN.

Esta situación motiva a estudiar las ventajas que podría tener el contar con una reserva estratégica de hidrógeno, el cual puede ser reconvertido en electricidad cuando exista una situación de riesgo desabastecimiento de la demanda. Así, contar con una reserva de este gas podría ayudar a mantener, e incluso acelerar, el plan de descarbonización de la matriz eléctrica, y la desconexión y cierre programado de las centrales térmicas a carbón. Además, ayudaría a fortalecer la resiliencia de la red frente a diversos eventos naturales, como sequías y terremotos. Esta opción se viabiliza en vista de la inminente ola de inversiones en proyectos de producción de hidrógeno a lo largo de Chile, especialmente en el desierto de Atacama y en Magallanes. Se podría así hacer modificaciones en el mercado de servicios complementarios del SEN, de modo de que haya incentivos para que las empresas productoras aporten con parte de esta eventual reserva estratégica de hidrógeno. Un sistema de este tipo contribuye directamente a uno de los pilares de la estrategia nacional de hidrógeno, el de Hidrógeno verde como motor de desarrollo local. Además, podría contribuir de forma importante a la activación de las aplicaciones domésticas previstas en la estrategia.

## 5.2.2. Diseño

Para este caso de estudio se evalúa un sistema de almacenamiento energético como el que muestra esquemáticamente en la Figura 5.9. En este sistema, el electrolizador representa a todos los productores de hidrógeno verde a gran escala que podrían llegar a existir en Chile. El hidrógeno se distribuye y almacena en grandes depósitos ubicados de forma estratégica a lo largo de todo el país, listo para ser reconvertido en energía eléctrica mediante celdas de combustible PEM ubicadas de forma adyacente.

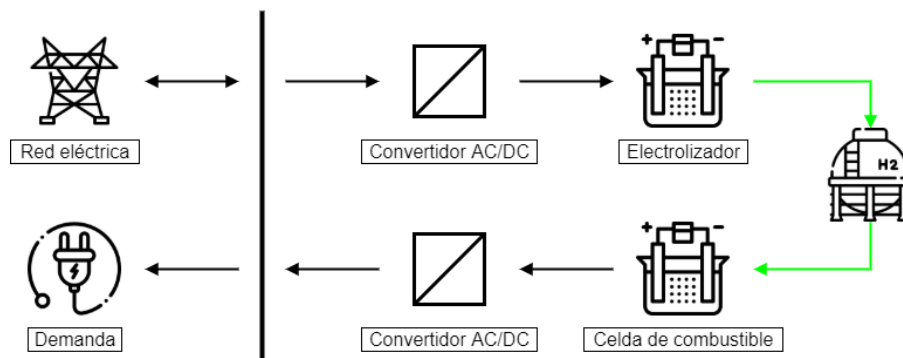


Figura 5.9: Sistema de almacenamiento y SS.CC. para sistemas eléctricos interconectados.

Se considera un gran electrolizador equivalente como fuente de la reserva de hidrógeno, el que es representativo de muchos puntos de producción. Luego, se procede a calcular cuanta energía se requeriría para producir dicha reserva de hidrógeno. También con base en ese valor, se calcula el costo de producir dicha reserva usando diferentes costos nivelados de hidrógeno (LCOH, que considera el costo de la energía para producir más el costo de inversión del electrolizador) más un costo de inversión mensualizado igual a 0.9 millones de dólares para la celda de combustible que se necesita.

El costo de inversión de la celda de combustible se calcula al asumir una potencia total igual a 100[MW], con un costo de inversión de 1,600 [USD/kW], y 15 años como tiempo de vida útil. Se asume que existen muchas celdas de combustible distribuidas en puntos estratégicos del sistema eléctrico nacional, cuya potencia total sumada es la indicada anteriormente. Para efectos de los cálculos se considera que todos los electrolizadores y celdas de combustibles tienen los parámetros mostrados en la Tabla 5.7.

Tabla 5.7: Eficiencia media de los electrolizadores y celdas de combustible considerados.

Tecnología	Eficiencia [kWh/kg]
Electrolizador	46.35
Celda de combustible	20.00
Eficiencia ida - vuelta	43 %

### 5.2.3. Implementación

Del informe de Estudio de Seguridad de Abastecimiento se utilizan los resultados del peor escenario posible, que corresponden al “caso 6 4h” e hidrología 98-99. En dicho escenario, hay un déficit de energía no suministrada igual a 244.2 [GWh], y cuyo detalle mensual se ilustra en la Figura 5.10. Esta información se dispone en una *hoja de cálculo*. Se calcula así el costo monetario de esa energía no suministrada. Para ello, se recurre al “Informe Técnico Final de Estudio Costo de Falla de Corta y Larga Duración SEN y SSMM” [73] elaborado por orden de la Comisión Nacional de Energía. En dicho informe, se calculan los costos de falla de corta y larga duración (por profundidad) para el SEN y los sistemas medianos (SSMM) presentes en Chile. Los costos de falla de larga duración por profundidad para el SEN se muestran en la Tabla 5.8.

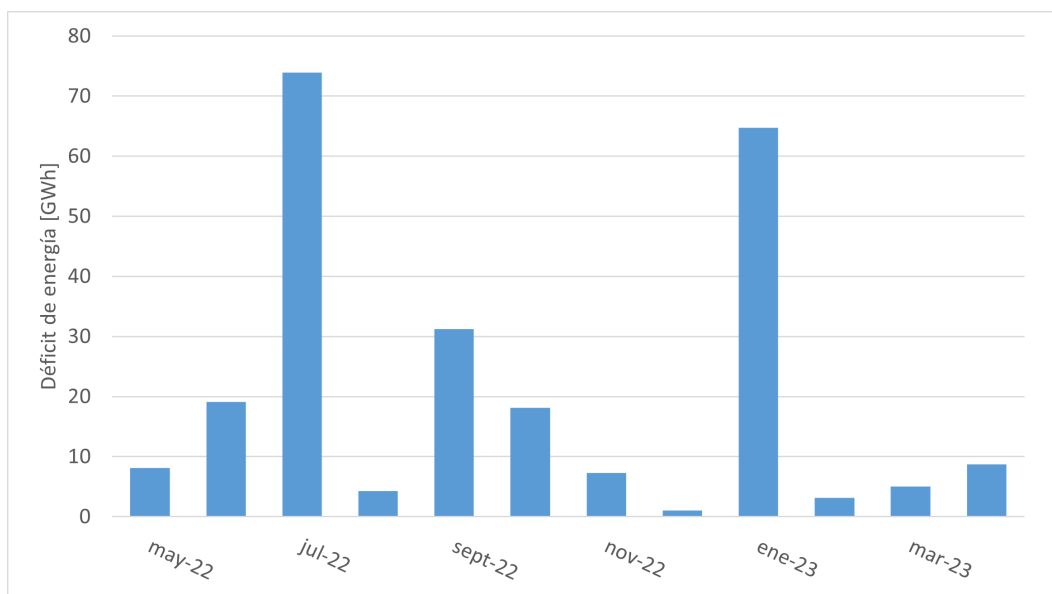


Figura 5.10: Déficit de energía calculados para el escenario 6 4h con hidrología 98-99.

Tabla 5.8: Costos de falla de larga duración por profundidad para el SEN.

Profundidad de la Falla	Costo de Falla [USD/MWh]
5 %	314.57
10 %	346.69
20 %	419.36
30 %	480.37

Así, considerando dichos costos de falla, el costo total de la energía no suministrada en el peor de los casos, es decir, caso 6 4h con hidrología 98-99 y con distintos niveles de profundidad, se muestra en la Tabla 5.9. De aquí se ve que en el peor de los casos el costo total para el sistema eléctrico debido a la energía no suministrada es de aproximadamente 117 millones de dólares.

Tabla 5.9: Costo total de la energía no suministrada por profundidad.

Profundidad de la Falla	Costo de Falla [MUSD]
5 %	76.81
10 %	84.66
20 %	102.40
30 %	117.30

Para efectos de comparar, se calcula también el costo de suministrar la energía en cuestión con unidades térmicas tradicionales. Para esto, se utiliza un promedio de los costos variables de las unidades a carbón, gas natural y diésel a partir de la información publicada en el Archivo Consolidado de Costos Variables de Generación de marzo de 2020 [74]. Los valores utilizados se muestran en la Tabla 5.10.

Tabla 5.10: Costos variables de generación de unidades térmicas.

Tecnología	Costo Variable [USD/MWh]
Carbón	36.43
Gas natural	75.50
Diésel	153.02

## 5.2.4. Resultados

La reserva de hidrógeno mensual y total necesaria para suministrar, mediante una celda de combustible, la energía que se prevé que no se suministrará por los generadores del SEN, acorde al peor caso del estudio de seguridad de abastecimiento, se muestra en la Tabla 5.11. En esta tabla se muestra también el déficit de energía mensual, su costo total de falla, y la potencia media por mes que requeriría una celda de combustible para suministrar dicha energía funcionando a plena capacidad. La energía necesaria para producir dicha reserva de hidrógeno y su costo para distintos LCOH se muestran en la Tabla 5.12.

Tabla 5.11: Déficit de energía, potencia media y reserva de hidrógeno.

Mes	Déficit de energía [GWh]	Costo de fallo (30 %) [\$MUSD]	Potencia media [kW]	Reserva de hidrógeno [ton]
May-22	8.10	3.89	10,887	405
Jun-22	19.03	9.14	26,431	952
Jul-22	73.88	35.49	99,301	3,694
Ago-22	4.19	2.01	5,632	210
Sep-22	31.19	14.98	43,319	1,560
Oct-22	18.11	8.70	24,341	906
Nov-22	7.23	3.47	10,042	362
Dic-22	1.01	0.49	1,358	51
Ene-23	64.70	31.08	86,962	3,235
Feb-23	3.10	1.49	4,613	155
Mar-23	4.96	2.38	6,667	248
Abr-23	8.69	4.17	12,069	435
Anual	244.19	117.30		12,210

En la Figura 5.11 se comparan el costo anual de la energía no suministrada en el peor de los escenarios, para distintas profundidades de desconexión, y el costo de la reserva de hidrógeno para abastecer dicho déficit para distintos costos nivelados del hidrógeno. Se añade también al gráfico el costo de proveer dicha energía con unidades térmicas a base de carbón, gas natural y diésel.

Tabla 5.12: Energía y costo requeridos para producir la reserva de hidrógeno.

Mes	Energía para producir reserva [GWh]	Costo reserva de hidrógeno [MUSD]			
		6 [USD/kg]	4.5 [USD/kg]	3 [USD/kg]	1.5 [USD/kg]
May-22	18.8	3.32	2.71	2.10	1.50
Jun-22	44.1	6.60	5.17	3.74	2.32
Jul-22	171.2	23.05	17.51	11.97	6.43
Ago-22	9.7	2.15	1.83	1.52	1.20
Sep-22	72.3	10.25	7.91	5.57	3.23
Oct-22	42.0	6.32	4.96	3.61	2.25
Nov-22	16.8	3.06	2.52	1.97	1.43
Dic-22	2.3	1.19	1.12	1.04	0.96
Ene-23	149.9	20.30	15.45	10.59	5.74
Feb-23	7.2	1.82	1.59	1.35	1.12
Mar-23	11.5	2.38	2.00	1.63	1.26
Abr-23	20.1	3.50	2.84	2.19	1.54
Anual	565.9	74.15	55.83	37.52	19.20

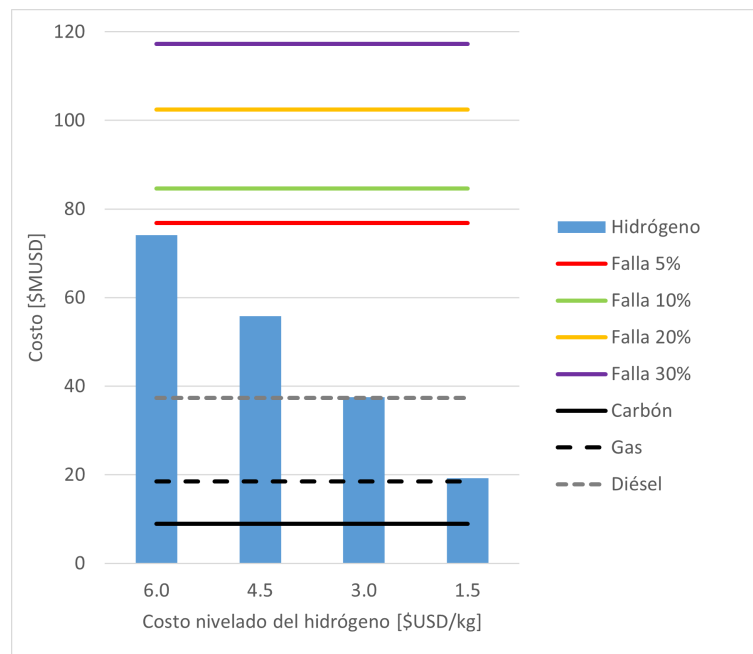


Figura 5.11: Costos anuales de energía no suministrada y de reservas de hidrógeno para distintos.

De la Figura 5.11 se puede apreciar que incluso para costos del hidrógeno relativamente altos (6 [USD/kg]), en el peor de los escenarios posibles, es menos costoso para el sistema tener dicha reserva estratégica de hidrógeno que no suministrar el déficit de demanda previsto. También es posible apreciar que para producir esta reserva de hidrógeno, es necesaria una energía igual a 565.9 [GWh], valor que es más de dos veces superior al déficit de energía en el peor escenario previsto, que es igual a 244.2 [GWh]. No obstante, se puede ver también que es menos costoso producir la energía con carbón y gas natural, y con diésel si el costo del hidrógeno es superior a 3 [USD/kg].

## 5.2.5. Análisis de Sensibilidad

En la sección anterior se calculó el costo de una reserva estratégica de hidrógeno para el peor escenario presentado en el informe de Estudio de Seguridad de Abastecimiento. Vale la pena entonces realizar el mismo cálculo para otros escenarios. En particular, se calcula el costo de reserva de hidrógeno para el mejor escenario (que resulta ser el caso base) y para un escenario promedio, cuyo déficit se calcula promediando el déficit mensual de energía de todos los casos presentados (asumiendo que todos los escenarios son equiprobables). En la Tabla 5.13 se muestran las reservas de hidrógeno requeridas para ambos escenarios descritos, mientras que en la Figura 5.12 y en la Figura 5.13 se muestran los costos de generar dichas reservas.

Tabla 5.13: Déficit de energía y reserva de hidrógeno para caso base y caso promedio.

Mes	Caso base		Caso promedio	
	Déficit de energía [GWh]	Reserva de hidrógeno [ton]	Déficit de energía [GWh]	Reserva de hidrógeno [ton]
may-22	0.00	0	3.74	187
jun-22	0.00	0	8.61	431
jul-22	3.11	156	28.96	1,448
ago-22	0.00	0	2.28	114
sept-22	0.00	0	10.68	534
oct-22	0.00	0	2.94	147
nov-22	0.00	0	0.68	34
dic-22	0.00	0	0.09	4
ene-23	0.00	0	5.33	267
feb-23	0.00	0	0.21	10
mar-23	0.00	0	0.40	20
abr-23	0.00	0	0.77	39
Anual	3.11	156	64.68	3,234

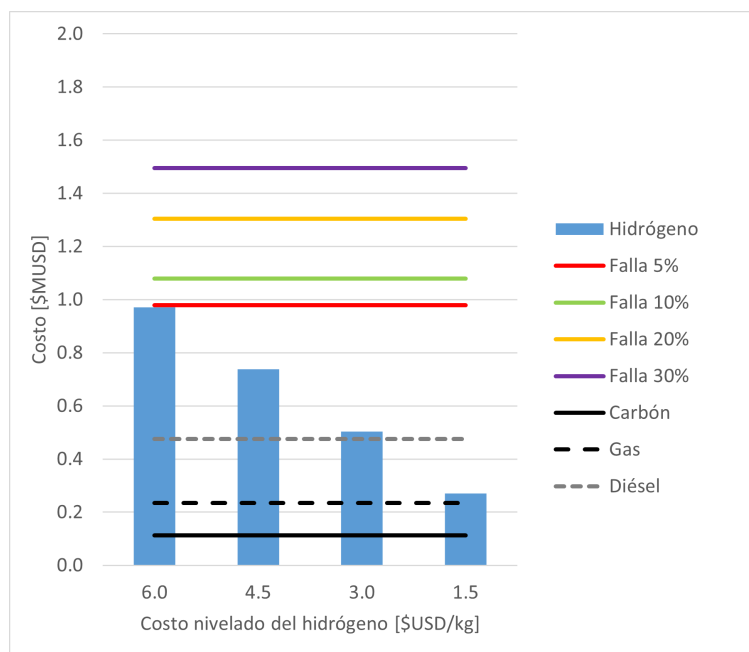


Figura 5.12: Costos anuales de energía no suministrada y de reservas de hidrógeno para distintos LCOH para el caso base.



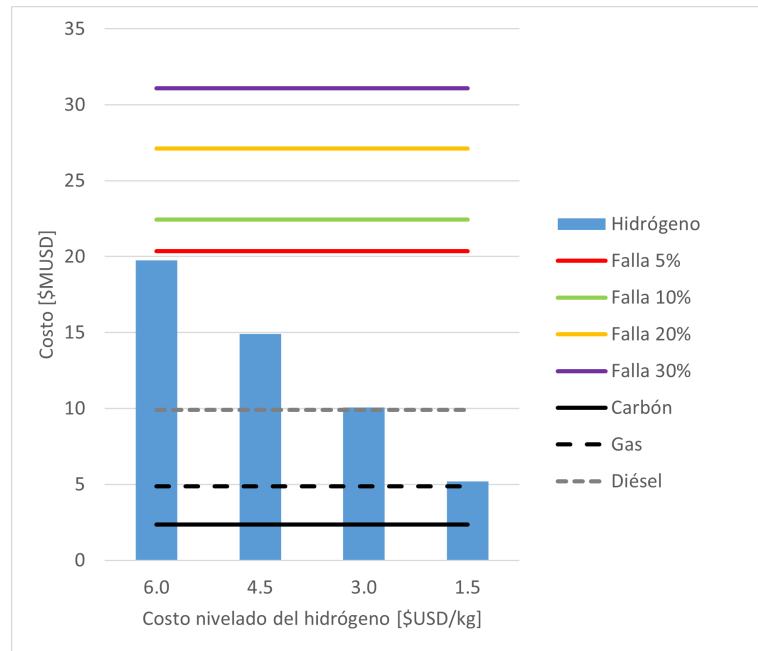


Figura 5.13: Costos anuales de energía no suministrada y de reservas de hidrógeno para distintos LCOH para el caso promedio.

En ambos casos se puede apreciar que siempre es menos costoso tener una reserva de hidrógeno que el costo de falla de la energía no suministrada para el sistema eléctrico. En cada caso se recalcula el componente del costo asociado a la inversión de la celda de combustible, considerando tamaños iguales a 4.2 [MW] para el caso base y a 40 [MW] para el caso promedio. Del mismo modo, en ambos casos es menos costoso generar la energía con carbón y gas natural, y con diésel si el hidrógeno tiene un costo superior a 3 [USD/kg].

### 5.2.6. Análisis sobre el uso de celdas de combustible

En esta opción de aplicación las celdas de combustible se configuran como una tecnología habilitante para la implementación del plan de descarbonización de la matriz energética. Esto ocurre porque en situaciones extremas la reserva de hidrógeno puede ser re-electrificada cuando el suministro peligre, evitando así reactivar centrales a carbón fuera de servicio. Así, el uso de celdas de combustible en este caso permite que se avance en un ámbito no contemplado en la estrategia nacional de hidrógeno, pero que si contribuiría al proceso de transición energética.

Se menciona que la reserva estratégica de hidrógeno puede ser producida a partir de centrales generadoras dedicadas, o aprovechando situaciones en que centrales solares o eólicas no son despachadas, para así evitar o reducir el vertimiento de esa energía. También la nueva industria exportadora de hidrógeno verde podría contribuir a esta reserva, lo que podría ser remunerado dentro del mercado de servicios complementarios.

## 5.3. Electromovilidad para transporte en ruta

### 5.3.1. Contexto

El sector transporte es responsable actualmente de alrededor de un cuarto de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en Chile [75]. Este sector (específicamente el transporte terrestre) representa un desafío, pues es difícil de electrificar, y por ende, de descarbonizar. Una opción serían los ferrocarriles eléctricos, sin embargo, debido a sus características, no es posible que cubran todas las necesidades de transporte a lo largo del territorio. Otra opción serían los vehículos eléctricos basados en baterías, no obstante, debido a las características técnicas de las baterías, es una opción viable solo para vehículos particulares de uso cotidiano, para autobuses de transporte urbano y para el transporte de mercancías “de último kilómetro”. Así, el transporte interurbano de mercancías y pasajeros es un ámbito donde los vehículos eléctricos basados en baterías no representan una opción viable, debido a su limitada autonomía, densidad gravimétrica y volumétrica de energía, y a los mayores tiempos de repostaje.

Existen numerosos esfuerzos alrededor del mundo para fabricar vehículos pesados basados en celdas de combustible de hidrógeno. Alstom, uno de los principales productores de material ferroviario del mundo, ya lanzó al mercado su modelo de tren Coradia iLint, siendo el primer tren de pasajeros propulsado por hidrógeno [76]. A su vez, En la Unión Europea, existen numerosos proyectos demostrativos en operación o planeados de autobuses urbanos de transporte público de pasajeros [77]. También reconocidas marcas de la industria automotriz, como Toyota, Hyundai y Scania, han anunciado proyectos de desarrollo de camiones de diverso tonelaje, cuya salida al mercado está prevista para esta década [78]. Este tipo de camiones suele tener una autonomía sobre los 400 [km], una celda de combustible PEM de alrededor de 300 [kW] de potencia, y un costo de entre \$200,000 [USD] y \$600,000 [USD] aproximadamente [79].

Estos anuncios motivan el estudiar la posibilidad de adquirir y operar una flota de camiones de transporte interurbano basados en celdas de combustibles alimentados por hidrógeno verde, para rutas de transporte ya establecidas. Estos camiones permitirían una operación más amigable con el medio ambiente, además de reducir la dependencia del diésel, y por ende, una operación más protegida de la volatilidad de su precio. Para ello, se propone y realiza un estudio económico sobre incorporar una flota de camiones basados en celdas de combustible para ser usados en la división El Teniente de Codelco (ubicado en la región de O’Higgins), más una estación de recarga de hidrógeno y una planta solar fotovoltaica. Actualmente, existe una gran flota de camiones que transportan durante todo el día ácido sulfúrico desde la fundición Caletones (comuna de Machalí), hasta una planta de transferencia ubicada en la comuna de Olivar. Así, una flota de camiones de este tipo podría reemplazar y complementar la actual operación de camiones tradicionales. El desarrollo de una flota de estas características contribuiría de forma directa a los objetivos planteados en la estrategia de hidrógeno, en particular en la materialización de las tres oleadas del desarrollo de la industria del hidrógeno verde previstas para Chile.

### 5.3.2. Diseño

Para este caso de estudio se diseña un sistema de producción y repostaje de hidrógeno, como el que se ilustra en la Figura 5.14. La energía para este sistema a diseñar proviene de la red eléctrica principal (SEN) y también desde una planta fotovoltaica a modo de generación distribuida. Así, se energiza un electrolizador que genera el hidrógeno que se almacena en una hidrolinera, la cual reposta la flota de camiones eléctricos basados en celda de combustible.

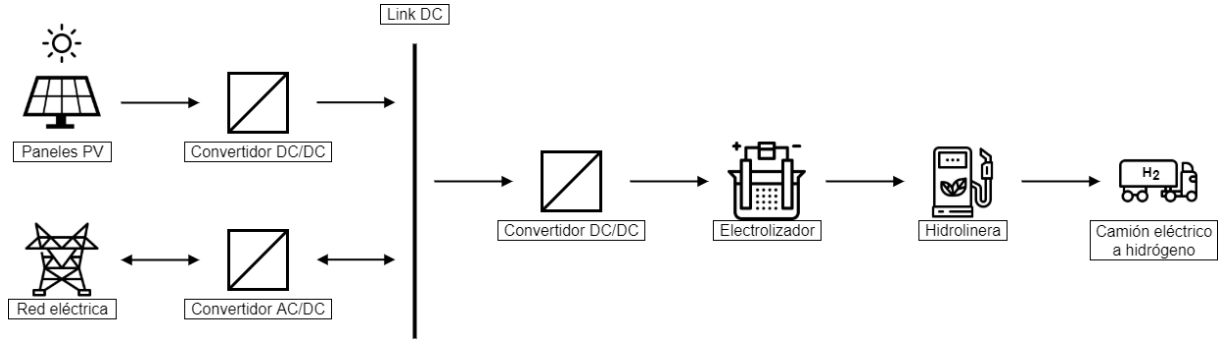


Figura 5.14: Red de transporte eléctrico en ruta.

La flota a considerar consta de 24 camiones, cuyas características técnicas se muestran en la Tabla 5.14. Estas características están basadas en el camión de Toyota “Project Portal”, proyecto demostrativo que se encuentra operando en los puertos de Long Beach y de Los Ángeles, en el estado de California, USA [80].

Tabla 5.14: Características técnicas de la flota de camiones eléctricos basados en celdas de combustible.

Parámetro	Valor
Carga máxima	15 [ton] (clase 8)
Almacenamiento de hidrógeno	40 [kg], 700 [bar]
Autonomía	480 [km]
Costo	400,000 [USD]

Considerando que cada camión tiene una autonomía de 480 [km], y que la distancia entre el origen y el destino del recorrido es de aproximadamente 60 [km], cada camión podrá realizar tres viajes de ida y vuelta con una carga completa de hidrógeno. Cada uno de dichos trayectos podría tomar hasta 4 horas, considerando los procesos de carga y descarga. Considerando esto, los tres viajes completos le tomarían 12 horas, es decir, cada camión debe ser repostado con hidrógeno dos veces al día. Esto quiere decir que cada hora debe haber el suficiente hidrógeno para recargar dos camiones. Así, los electrolizadores deben ser capaces de producir 80 [kg] de hidrógeno cada hora. Para cumplir con la demanda de 80 [kg] por hora, es necesaria tener una potencia instalada en electrolizadores de 3.7 [MW].

En la Tabla 5.15 se muestran las características y costos del electrolizador, de la planta solar fotovoltaica y de la hidrolinera para el sistema de producción de hidrógeno. Se incorporan además los parámetros utilizados para la evaluación económica del sistema en su totalidad, considerando un costo de energía eléctrica igual a 60 [USD/MWh]. El costo de la hidrolinera se basa en el informe “Estimaciones de costos de la estación de hidrógeno” [81] de NREL, y no incluye el costo producción del hidrógeno (pues los electrolizadores se muestran aparte).

Para efectos de comparar los resultados, se considera de igual forma una flota de 24 camiones diésel con la misma capacidad de carga y similar potencia que la flota de camiones a celdas de combustible considerados. Las características de estos camiones se muestran en la Tabla 5.16

Tabla 5.15: Potencia y costos del electrolizador, planta fotovoltaica e hidrolinera, y parámetros del sistema.

Tecnología	Parámetro	Valor
Electrolizador	Potencia	3.7 [MW]
	Costo de inversión	1,100 [USD/kW]
	Eficiencia	46.35 [kWh/kg] u 85 %
Planta solar fotovoltaica	Potencia	3.0 [MW]
	Costo de inversión	1,000 [USD/kW]
Hidrolinera	Capacidad	2,000 [kg/día]
	Costo de inversión	1,000 [USD/kg/día]
Sistema	Tasa de descuento	10 %
	Inflación	3 %
	Vida útil	10 años

Tabla 5.16: Características técnicas de la flota de camiones diésel.

Parámetro	Valor
Carga máxima	15 [ton] (clase 8)
Rendimiento	2.6 [km/L]
Costo	150,000 [USD]
Costo del diésel	1 [USD/L]

### 5.3.3. Implementación

Se implementa en el software HOMER Pro los elementos estáticos del sistema: la planta fotovoltaica, el electrolizador (agregado como una carga eléctrica constante) y las compras de energía de la red. El costo de inversión y de operación y mantenimiento del electrolizador fueron incorporados en dicho software como costos fijos del sistema. Esto se muestra en la Figura 5.15.

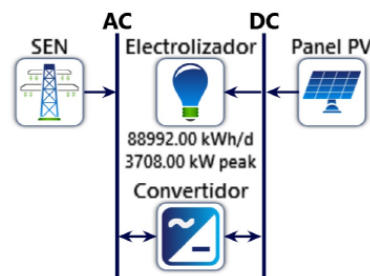


Figura 5.15: Equipos estáticos para la flota de camiones eléctricos (*Extraído desde el software HOMER Pro*).

Los resultados obtenidos se exportan posteriormente a una hoja de cálculo, donde además se calculan e incluyen los costos de inversión y de operación y mantenimiento de la flota de camiones basados en celdas de combustibles (Camiones FC). Para ello se calculó el costo presente neto a partir de un flujo de caja para dicha flota, considerando la misma metodología

del software HOMER, la misma tasa de descuento y horizonte de tiempo. Adicionalmente, se realiza en una hoja de cálculo el mismo ejercicio para una flota de camiones a diésel, de modo de comparar los resultados obtenidos (para dicha flota no fue necesario utilizar el software HOMER Pro).

### 5.3.4. Resultados

Los resultados obtenidos desde el software HOMER Pro fueron exportados a una hoja de cálculo, donde además se complementaron con los que se calculan usando esa herramienta, como se explicó recientemente. Así, en la Figura 5.16 se muestran los costos totales desagregados para ambas flotas, visualizándose los costos de combustible (para la flota de camiones diésel) y los de energía eléctrica (para la generación de hidrógeno). En la Figura 5.17 se muestra en detalle los componentes del costo total de inversión para cada una de las flotas. Del mismo modo, en la Figura 5.18 se muestran los costos de operación y mantenimiento de las flotas de camiones y su infraestructura asociada, y los costos de combustible y energía eléctrica según la flota evaluada.

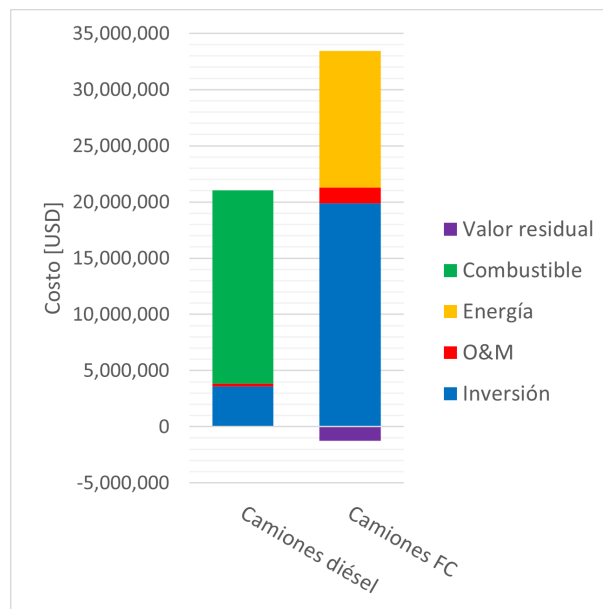


Figura 5.16: Costos totales de las flotas de camiones a celdas de combustible y diésel.

De la Figura 5.16, es posible apreciar que implementar una flota de camiones basados en celdas de combustible posee un costo presente neto de aproximadamente 32 millones de dólares, casi 11 millones de dólares más que lo que costaría una flota de camiones diésel. La diferencia más importante, sin embargo, se da en los costos iniciales de inversión.

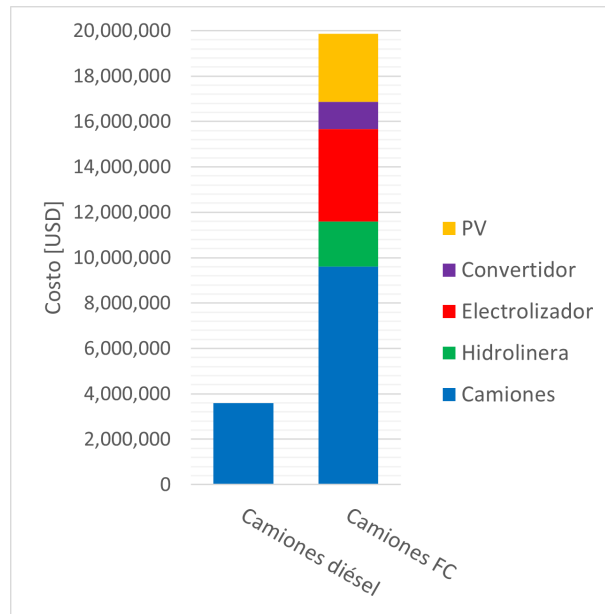


Figura 5.17: Costos de inversión de las flotas de camiones diésel y basados en celdas de combustible.

De la Figura 5.17 se ve que el costo de inversión para adquirir e implementar una flota de camiones basados en celdas de combustible junto a toda la infraestructura asociada para producir el hidrógeno necesario es de aproximadamente 20 millones de dólares, más de cinco veces lo que cuesta una flota de camiones diésel de similares características. Es posible notar que el costo más importante es el de los camiones eléctricos, monto que casi triplica al de los camiones diésel. Otros costos iniciales importantes son el electrolizador y la planta fotovoltaica.

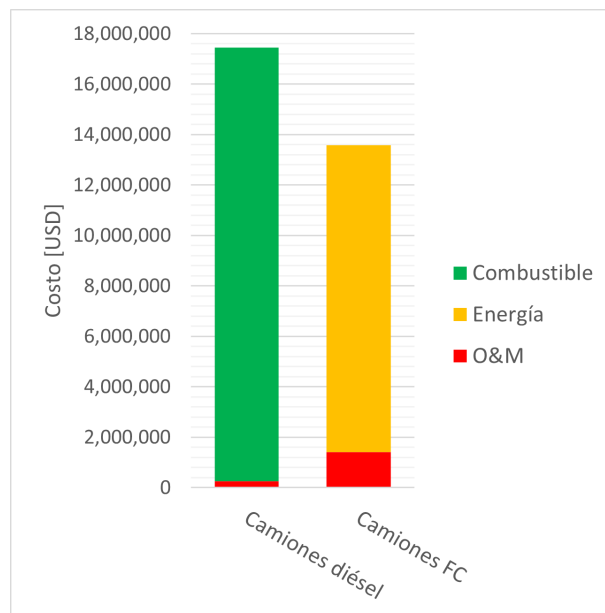


Figura 5.18: Costos de operación y mantenimiento, de combustible y de energía de las flotas de camiones diésel y basados en celdas de combustible.

De la Figura 5.18 se ve que la flota de camiones a diésel presenta un mayor costo variable. Aquello se explica porque el costo de combustible anual es de 2.4 millones de dólares aproximadamente, mientras que el costo anual de la energía para producir el hidrógeno para la flota de camiones eléctricos es de 1.7 millones de dólares, es decir, casi un 30 % menos. No obstante, dicha diferencia logra superar la gran distancia entre los costos de inversión y totales que pone en ventaja a la flota de camiones diésel.

### 5.3.5. Análisis de Sensibilidad

Para analizar la sensibilidad del costo total de la flota de camiones eléctricos basados en celdas de combustible de hidrógeno con respecto a los distintos costos involucrados, se realiza el mismo ejercicio descrito en la subsección anterior, pero considerando reducciones en costos de inversión y costos de la energía. Así, se realizan distintos casos de sensibilidad, los que se describen en la Tabla 5.17. El resultado de estos casos se muestra en la Figura 5.19, en la que se ilustra el costo presente neto del caso base y los casos de sensibilidad del sistema completo para la flota de camiones eléctricos. Además, se agrega para efectos de comparar el costo de la flota de camiones diésel.

Tabla 5.17: Casos de análisis de sensibilidad.

Caso	Costo de inversión	Costo de la energía [USD/MWh]
Base	19.87 [MUSD]	60
Sensibilidad 1	Reducción del 10 %	60
Sensibilidad 2	Reducción del 10 %	40
Sensibilidad 3	Reducción del 40 %	60
Sensibilidad 4	Reducción del 40 %	40

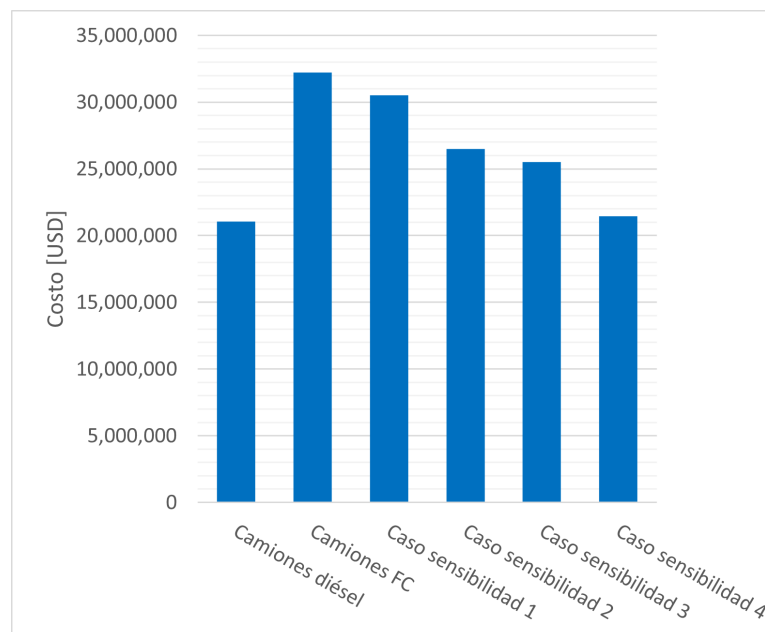


Figura 5.19: Costo total de la flota de camiones bajo distintos escenarios de sensibilidad.

De la Figura 5.19 es posible ver la importancia en el costo final del precio de la energía, ya que una reducción de 20 [USD/MWh] logra que el costo final disminuya en alrededor de 5 millones de dólares. No obstante, para que la flota de camiones eléctricos basados en celdas de combustible sea una opción competitiva se necesitan reducciones también en los costos de inversión de todas las tecnologías asociadas. Tal y como se ve en el gráfico, los camiones eléctricos son una opción competitiva cuando además de una reducción en el precio de la energía, existe una reducción del orden del 40 % en los costos de inversión de los camiones y la infraestructura necesaria.

### **5.3.6. Análisis sobre el uso de celdas de combustible**

En esta opción se analiza el uso de celdas de combustible incorporadas en vehículos eléctricos para lograr electromovilidad de transporte pesado. Es posible entonces configurar un sistema de transporte de carga basado mediante hidrógeno y celdas de combustible, con autonomía y tiempos de repostaje que lo hacen técnicamente similares a los sistemas tradicionales basados en diésel. El desarrollo de sistemas de transporte en ruta basados en hidrógeno verde si es un objetivo planteado en la estrategia nacional de hidrógeno. El desarrollo de esta opción en este trabajo permite cuantificar el costo de implementar un sistema de ese estilo.

El principal desafío de un sistema de este estilo, como en la gran mayoría de los relacionados con tecnologías del hidrógeno, está relacionado con los costos de inversión. En este caso, además de considerar el costo de los camiones eléctricos (alrededor del triple de los convencionales), se debe considerar el costo de la infraestructura asociada. Esta infraestructura incluye los electrolizadores y la estación de recarga. Además, se puede considerar tener una planta de generación de electricidad renovable in situ. Otra opción también factible es comprar la energía eléctrica de la red, la que debe ser de origen renovable para que el hidrógeno producido pueda ser considerado verde.



# Capítulo 6

## Conclusiones y trabajo futuro

Para comenzar esta sección final, es necesario recordar el objetivo general de este trabajo, que es identificar propuestas específicas para la integración eficiente de celdas de combustible en Chile, de modo de implementar y complementar los lineamientos planteados en la “Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde”. Esto se logra mediante el cumplimiento de cuatro objetivos específicos: Entender el estado del arte del desarrollo tecnológico de celdas de combustible y otras tecnologías del hidrógeno, identificar las aplicaciones de celdas de combustible en las estrategias de hidrógeno a nivel internacional y nacional, disponer de un marco conceptual y metodológico que permita identificar opciones de integración de celdas de combustible en la economía nacional, y evaluar casos específicos de oportunidades de integración de celdas de combustible en Chile, que sirva de base para futuros desarrollos. Esto a su vez debe permitir confirmar la siguiente hipótesis de trabajo: el uso de celdas de combustible es posible proponer e implementar sistemas energéticos basados en hidrógeno verde que ayuden a desarrollar y complementar de forma exitosa las metas planteadas en la “Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde” de Chile.

Así, en primer lugar, se realiza una revisión sobre el cumplimiento de los objetivos planteados al inicio de este trabajo. El primer objetivo específico planteado es “entender el estado del arte del desarrollo tecnológico de celdas de combustible y otras tecnologías del hidrógeno”. Este objetivo se cumple, pues se hizo una recopilación sobre las distintas tecnologías de celdas de combustible y electrolizadores, de donde se deduce que, de las tecnologías disponibles en el mercado, la PEM es la más compatible con las aplicaciones relacionadas con sistemas estacionarios y de electromovilidad. También se realiza un repaso sobre las tecnologías de acondicionamiento, almacenamiento y distribución de hidrógeno. En particular estos conocimientos fueron sintetizados en la revisión de la cadena de valor del hidrógeno hecha.

El segundo objetivo específico planteado es “identificar las aplicaciones de celdas de combustible en las estrategias de hidrógeno a nivel internacional y nacional”. Este objetivo se cumple, ya que se revisa la estrategia de hidrógeno de varios países del mundo, incluyendo la de Chile. Se puede observar que existen países que se definen metas de producción y exportación de hidrógeno y combustibles derivados. Por otro lado, existe otro grupo de países que define metas de producción y exportación de tecnologías del hidrógeno. En cuanto las aplicaciones relacionadas con celdas de combustible que más se repiten entre las estrategias revisadas guardan relación con electromovilidad de sistemas de transporte en ruta, donde los vehículos eléctricos basados en baterías no presentan ventajas. En el caso particular de Chile

la estrategia plantea ambiciosas metas de producción y exportación de hidrógeno. También menciona aplicaciones en el territorio nacional que buscan reducir la huella de carbono de algunas operaciones industriales.

El tercer objetivo específico planteado en este trabajo es “disponer de un marco conceptual y metodológico que permita identificar opciones de integración de celdas de combustible en la economía nacional”. Este objetivo es logrado, puesto que, por una parte, se desarrolla un marco conceptual que abarca toda la cadena de valor del hidrógeno a nivel teórico, mientras que, por otra, se diseña una metodología que permitió identificar posibles usos para el hidrógeno. La metodología diseñada se pone a prueba y fue aplicada paso a paso en Chile. En primer lugar, se realiza una síntesis para la información requerida por la metodología a partir de la investigación realizada en el marco teórico de este trabajo. Esto permite identificar y elaborar diez opciones de sistemas energéticos que integran celdas de combustible para distintos ámbitos. Luego, tras realizar un proceso de selección, dichas opciones se reducen a tres. Posteriormente, estas opciones son implementadas, simuladas y analizadas en mayor profundidad. Finalmente, se realiza un análisis sobre los usos de celdas de combustible en cada una de ellas mientras que el análisis general se hará en los siguientes párrafos. Así, es posible concluir que se puede validar la metodología propuesta como herramienta para identificar oportunidades para la integración de celdas de combustible.

El cuarto objetivo específico planteado para este trabajo es “evaluar casos específicos de oportunidades de integración de celdas de combustible en Chile, que sirva para futuros desarrollos”. Este objetivo se cumple, puesto que tres casos específicos de integración de celdas de combustible en sistemas energéticos son diseñados, modelados y simulados con la ayuda de distintos softwares. Los casos basados en celdas de combustible son: una microrred para suministro de electricidad y calor para una comunidad aislada, un sistema de almacenamiento estratégico de hidrógeno para evitar racionamiento en sistemas eléctricos, y una flota de camiones eléctricos para transporte de carga. Para cada caso se detalla un contexto, se diseña una forma de implementación, realizándose así simulaciones que permitieron obtener resultados cuantitativos. Con dichos resultados se puede calcular indicadores económicos, los que permiten realizar análisis comparativos con respecto a otras tecnologías.

Por todo esto es posible concluir que el objetivo general de este trabajo planteado en su inicio se cumple. Se identifican propuestas específicas de sistemas energéticos basados en la integración eficiente de celdas de combustible en Chile para diversos sectores de carácter productivo y residencial. Algunas de las propuestas están alineadas con las metas planteadas en la Estrategia Nacional de Hidrógeno, mientras que otras amplían sus alcances. En particular, de las tres opciones de integración implementadas y desarrolladas con mayor profundidad, las dos primeras no tributan a ninguna meta planteada en dicha estrategia, mientras que la tercera si se relaciona con una de las metas definidas. La primera opción de aplicación extiende el uso doméstico del hidrógeno verde a sistemas residenciales de pequeña escala, mientras que la segunda opción de aplicación se configura como un sistema habilitante para el proceso de descarbonización de la matriz eléctrica nacional. Ambos ámbitos de aplicación no están considerados en ninguna de las “oleadas” declaradas en la Estrategia de Hidrógeno.

Para la primera opción es posible concluir de la evaluación de este sistema que es factible abastecer una demanda eléctrica aislada de la red, sin emitir gases de efecto invernadero. En este tipo de sistemas el hidrógeno actúa como una reserva energética que provee de energía cuando no está disponible una fuente primaria renovable. El hidrógeno podría ser producido localmente con los recursos disponibles, configurándose así un sistema energéticamente independiente. No obstante, configuración puede presentar un costo total 24 % superior y un costo de inversión 62 % superior al de un sistema basado de paneles solares y diésel. Por el contrario, el hidrógeno podría ser adquirido desde un proveedor externo, lo que sacrifica independencia a cambio de un menor costo, pues el productor podría aprovechar eventuales economías de escala en su producción. En este caso, el costo total es 6 % mayor y el de inversión 19 % mayor al de un sistema basado de paneles solares y diésel. De todas formas, la celda de combustible se posiciona como la unidad energética principal, puesto que garantiza la autonomía y la continuidad del suministro eléctrico. Asimismo, se puede recuperar el calor generado por la celda durante su operación para, por ejemplo, calentar agua, lo que se traduce en una ventaja adicional.

Para la segunda opción es posible concluir de la evaluación de esta alternativa que tiene sentido económico mantener una reserva de estas características. Esto dado que, para el peor escenario posible para el horizonte de un año, el costo de fallo para el sistema es de 76.8 millones de dólares, mientras que costo de tener una reserva de hidrógeno, incluso con un costo del hidrógeno de 6 dólares por kilogramo, es de 74.2 millones de dólares. En general, se podría pensar en suplir el déficit de energía utilizando fuentes térmicas, pero en el contexto de la necesaria transición energética que se está viviendo, sería preferible recurrir a un sistema basado en hidrógeno verde como el propuesto en esta alternativa. De hecho, como se espera que los costos de producción de hidrógeno disminuyan y que los de los combustibles fósiles aumenten, un sistema como este podría ser la mejor opción no solo ambientalmente, sino que también desde el punto de vista técnico y económico. De hecho, si el costo de producción del hidrógeno fuera 3 dólares por kilogramo, la reserva tendría un costo similar al del diésel (37.4 millones de dólares aproximadamente), mientras que si el costo del hidrógeno fuera igual a 1.5 dólares por kilogramo, la reserva de hidrógeno tendría un costo similar al del gas (18.4 millones de dólares). Hay que notar que, si bien sería menos costoso producir dicha energía con carbón, en el futuro no será posible utilizar dicho combustible debido al plan de descarbonización en curso en Chile.

La reserva de hidrógeno para el sistema propuesto en la opción 2 podría provenir principalmente de dos fuentes: de la futura industria de exportación y del vertimiento de energías renovables. Las celdas de combustible aquí juegan un rol protagónico, puesto que son las encargadas producir la electricidad a partir de las reservas. El emplazamiento y tamaño de estas celdas son decisiones importantes, puesto que deben ubicarse en lugares estratégicos que, por un lado, maximicen el beneficio para el sistema, y por otro, faciliten la distribución y el almacenamiento del hidrógeno.

El principal desafío para los sistemas planteados en la tercera opción de electromovilidad es el costo de inversión inicial, el cual podría ser asumido solo por grandes empresas. Una flota de 24 camiones eléctricos propulsados por hidrógeno tiene un costo de 9.6 millones de dólares, más una inversión de 10 millones de dólares para infraestructura asociada. Dichos valores están por sobre los 3.6 millones de dólares que costaría una flota de camiones diésel.

Pese a esto, la más importante ventaja que presenta una flota de camiones a hidrógeno sería la invariabilidad del precio del combustible, puesto que el hidrógeno podría ser producido en instalaciones propias, o comprado a precios más estables a productores nacionales. Si el hidrógeno es producido in situ, el costo anual de la energía para producir el hidrógeno es de 1.7 millones de dólares, valor inferior a los 2.4 millones de dólares que se gastarían en diésel.

En estos sistemas de electromovilidad las celdas de combustible están incorporadas, junto con los sistemas de almacenamiento de hidrógeno, en la estructura de los camiones eléctricos. Así, una flota de este tipo de camiones podría ayudar a disminuir la huella de carbono de diversas actividades industriales que se desarrollan a lo largo del país, como la minería, que sirvió como referencia para el desarrollo de este caso específico. En ese sentido, un desafío por abordar es si este tipo de camiones tiene la potencia suficiente para circular por las diversas geografías que tiene Chile. Además, es necesario para trayectos más largos que el evaluado en este trabajo, la instalación de una red de estaciones de recarga de hidrógeno a lo largo de las principales autopistas.

De la revisión teórica hecha, y de los tres casos implementados, simulados y evaluados, se puede llegar a las siguientes conclusiones con respecto al uso de celdas de combustible en sistemas energéticos. La primera de estas es que la tecnología de membrana de intercambio de protones PEM es la que permite compatibilizar de mejor forma electrolizadores con fuentes de energía renovable, y celdas de combustibles con aplicaciones estacionarias y de electromovilidad. La segunda conclusión es que con celdas de combustible se pueden configurar sistemas energéticos que ofrezcan un suministro de energía constante y libre de emisiones. Esto ocurre independientemente de la variabilidad que puedan tener fuentes renovables, puesto que el hidrógeno actúa como un mecanismo de almacenamiento. Por último, se concluye que debido a la escalabilidad que ofrecen las celdas de combustible, es posible diseñar sistemas de distintos tamaños y potencia. Así, se pueden diseñar sistemas de este tipo pequeños, para hogares o vehículos eléctricos, o tan grandes como para tener una participación importante en sistemas eléctricos interconectados. Esto permite diseñar sistemas descentralizados que además puedan estar ubicados en diversos lugares.

En cuanto al requerimiento de hidrógeno verde, los sistemas energéticos diseñados y simulados pueden ser energéticamente independientes cuando el hidrógeno es producido con recursos locales. Así, habría que tener una capacidad de almacenamiento para hacer frente a la variabilidad e incertidumbre que podrían presentar dichos recursos. No obstante, el hidrógeno necesario para el funcionamiento de los sistemas propuestos también podría ser obtenido de manera externa desde productores nacionales. Esto sacrifica independencia por parte del sistema, ya que se depende de un proveedor fuera del sistema. Por el contrario, se evita realizar inversiones en algunos equipos para el sistema, como electrolizadores y almacenamiento. Otra ventaja de esta alternativa es que asegura un suministro constante a un precio más estable. Esto es ventajoso cuando, por ejemplo, haya muchos días con una producción renovable insuficiente.

El principal desafío para la proliferación de sistemas energéticos basados en celdas de combustible es su costo de inversión. Para sistemas pequeños que satisfagan necesidades de comunidades aisladas se podrían crear programas sociales que financien parcialmente estos equipos, o se podría contar también con el apoyo y donaciones de empresas. Por el contrario,

para sistemas estacionarios grandes pareciera ser que bajo los esquemas actuales existe un espacio para que el hidrógeno verde, de mano de las celdas de combustible, ofrezca diversos servicios a los sistemas eléctricos. No obstante, para poder aprovechar todas las ventajas que ofrecen las celdas de combustible, es necesario que se configure un mercado de servicios complementarios, para que así privados realicen inversiones en este tipo de sistemas basados en tecnologías del hidrógeno. Esto serviría además como un habilitante para la inserción masiva de energías renovables no convencionales en la matriz eléctrica nacional.

En cuanto a electromovilidad basada en hidrógeno, los costos de camiones y otros vehículos eléctricos basados de combustible son privativos para empresas de menor tamaño, a diferencia de la que se revisó en este trabajo. Lo ideal en ese sentido sería partir con planes piloto de la mano de grandes empresas, como las mineras o las de logística. Esto ayudaría a activar este segmento del mercado mientras se construye la infraestructura necesaria y se reducen los costos de capital. También, un desafío a abordar es el de probar si este tipo de camiones es capaz de circular por la diversidad geográfica existen tente en el país.

Es posible decir también que las tres opciones desarrolladas tributan a los objetivos y lineamientos planteados en la “Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde”. La primera opción, consistente en un sistema energético para una comunidad agrícola, contribuiría a la creación de demanda local de hidrógeno, en línea con dos de los pilares de la estrategia nacional de hidrógeno: el de “Hidrógeno verde como motor de desarrollo local” y el de “Uso equilibrado de recursos y territorio”, puesto que permitirá a comunidades aisladas que adolecen de pobreza energética aprovechar esta nueva industria para tener una mejor calidad de vida. La segunda opción, de reserva estratégica de hidrógeno, es una aplicación de gran escala que podría dar un gran impulso al desarrollo de aplicaciones locales, puesto que contribuye directamente al pilar de la estrategia “Ruta eficiente a un país cero emisiones”, ya que esta opción se configura como un sistema habilitador para la descarbonización de la matriz eléctrica nacional. Por último, la tercera opción, consistente en una flota de camiones eléctricos propulsados por hidrógeno, es uno que contribuye directamente a las metas planteadas en la estrategia, en particular las que se pueden apreciar en las tres oleadas que materializarán la estrategia.

Tomando como referencia los antecedentes revisados, el marco teórico diseñado y los casos de aplicación de celdas de combustible propuestos y efectivamente desarrollados, es posible determinar los siguientes trabajos futuros para seguir explorando las posibilidades para la integración de celdas de combustible en el desarrollo de una economía del hidrógeno en Chile. En primer lugar, se podría seguir trabajando en la sinergia que puede ofrecer una celda de combustible en un domicilio conectado la red, para generación distribuida a la vez que se recupera calor para calefacción o agua caliente sanitaria. Otro trabajo futuro guarda relación con el desarrollo de modelos de negocios para que exista un incentivo económico para que la futura industria exportadora de hidrógeno verde aporte a las reservas estratégicas de hidrógeno. También se podría explorar la posibilidad de disminuir los vertimientos de energía renovable aprovechando dicha energía para producir hidrógeno verde, para luego ser reelectrificado e inyectado cuando sea más conveniente.

Como un trabajo futuro más general, se propone el desarrollo de una herramienta computacional que esté centrada en desarrollos que involucren hidrógeno verde y sus tecnologías. Esto se justifica, puesto que, si bien en el desarrollo de este trabajo se utilizó principalmente

el *software* “HOMER Pro”, no es una herramienta que esté enfocada en producción y uso de hidrógeno, lo que presentó desafíos adicionales. En ese sentido, sería de gran valor la existencia de una herramienta que esté enfocada en la producción de hidrógeno a partir de fuentes renovables y su posterior uso en una diversidad de aplicaciones. Esto sería de utilidad para el diseño y evaluación de más sistemas de este estilo, así como una ayuda a la activación de esta nueva industria.

Finalmente, todos estos antecedentes permiten validar la hipótesis planteada al inicio de este trabajo, la cual declara que “mediante el uso de celdas de combustible es posible proponer e implementar sistemas energéticos basados en hidrógeno verde que ayuden a desarrollar y complementar de forma exitosa las metas planteadas en la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde de Chile”. Esto se justifica, puesto que se propuso, diseñó, implementó, simuló y analizó una amplia gama de opciones de sistemas energéticos basados en hidrógeno verde y celdas de combustible. Esto demuestra que tiene sentido técnico y económico el estudio de este tipo de sistemas para su futura implementación en Chile.

En particular, se hace hincapié en que este tipo de sistemas ayudaría a cumplir con la necesaria transición hacia una matriz energética limpia, y ayudaría también a reducir la dependencia de Chile de la variabilidad, incertidumbre y vulnerabilidad que caracteriza a los mercados energéticos mundiales. Estos atributos son especialmente beneficiosos para, por un lado, aminorar los efectos de la sequía, y por otro, no comprometer los plazos en el plan de descarbonización de la matriz nacional. Así, se puede efectivamente afirmar que, para el desarrollo exitoso de una economía del hidrógeno, y en línea con las metas establecidas en la estrategia nacional de hidrógeno, es necesario explorar y desarrollar una amplia gama de sistemas energéticos que utilicen celdas de combustible.

# Bibliografía

- [1] F. Birol, *CO<sub>2</sub> Emissions From Fuel Combustion Highlights 2016*. International Energy Agency, 2016.
- [2] UNFCCC, “El mundo necesita una rápida transición a la energía sostenible,” Jan 2021. Disponible en : <https://unfccc.int/es/news/el-mundo-necesita-una-rapida-transicion-a-la-energia-sostenible>.
- [3] J. O. Abe, A. P. Popoola, E. Ajenifuja, and O. M. Popoola, “Hydrogen energy, economy and storage: Review and recommendation,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 44, pp. 15072–15086, jun 2019.
- [4] M. A. Rosen and S. Koochi-Fayegh, “The prospects for hydrogen as an energy carrier: an overview of hydrogen energy and hydrogen energy systems,” *Energy, Ecology and Environment*, vol. 1, pp. 10–29, feb 2016.
- [5] R. Vásquez and F. Salinas, *Tecnologías del Hidrógeno y Perspectivas para Chile*. GIZ y Ministerio de Energía, Gobierno de Chile, 2018.
- [6] M. Correa, C. Barría, and B. Maluenda, *Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde*. Ministerio de Energía, Gobierno de Chile, 2020.
- [7] R. O’Hayre, S. W. Cha, W. Colella, and F. B. Prinz, *Fuel cell fundamentals*, vol. 53. Wiley, 3rd ed., 2016.
- [8] R. Chang and K. Goldsby, *Química*. Mc Graw Hill Education, 12 ed., 2017.
- [9] K. Mazloomi and C. Gomes, “Hydrogen as an energy carrier: Prospects and challenges,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, no. 5, pp. 3024–3033, 2012.
- [10] Y. Bicer and I. Dincer, “Life cycle evaluation of hydrogen and other potential fuels for aircrafts,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 42, no. 16, pp. 10722–10738, 2017.
- [11] M. Ball and M. Weeda, “The hydrogen economy - Vision or reality?,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 40, pp. 7903–7919, jul 2015.
- [12] A. Stuitable, N. Méndez, and A. Gómez Mejía, *Descarbonización del sector energético chileno, Hidrógeno - cadenas de valor y legislación internacional*. GIZ y Ministerio de Energía, Chile, 2020.
- [13] L. Li, H. Manier, and M. A. Manier, “Hydrogen supply chain network design: An optimization-oriented review,” vol. 103, pp. 342–360, apr 2019.
- [14] R. R. Ratnakar, N. Gupta, K. Zhang, C. van Doorne, J. Fesmire, B. Dindoruk, and V. Balakotaiah, “Hydrogen supply chain and challenges in large-scale lh2 storage and

- transportation,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 46, no. 47, pp. 24149–24168, 2021.
- [15] S. Shiva Kumar and V. Himabindu, “Hydrogen production by PEM water electrolysis – A review,” *Materials Science for Energy Technologies*, vol. 2, pp. 442–454, dec 2019.
- [16] P. Nikolaidis and A. Poullikkas, “A comparative overview of hydrogen production processes,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 67, pp. 597–611, 2017.
- [17] J. D. Holladay, J. Hu, D. L. King, and Y. Wang, “An overview of hydrogen production technologies,” *Catalysis Today*, vol. 139, no. 4, pp. 244–260, 2009.
- [18] “Liquid organic hydrogen carriers for transportation and storing of renewable energy – review and discussion,” *Journal of Power Sources*, vol. 396, pp. 803–823, 2018.
- [19] A. Kumar, P. Muthukumar, P. Sharma, and E. A. Kumar, “Absorption based solid state hydrogen storage system: A review,” *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 52, p. 102204, 2022.
- [20] D. Candelaresi and G. Spazzafumo, “1 - introduction: the power-to-fuel concept,” in *Power to Fuel* (G. Spazzafumo, ed.), pp. 1–15, Academic Press, 2021.
- [21] A. L. Dicks and D. A. J. Rand, *Fuel Cell Systems Explained*. Wiley, 3rd ed., 2018.
- [22] C. Navarro, *Estudio bibliográficos sobre aplicación del hidrógeno en celdas de combustible*. Universidad de Antofagasta, 2017.
- [23] S. V. M. Guaitolini, I. Yahyaoui, J. F. Fardin, L. F. Encarnaçãõ, and F. Tadeo, “A review of fuel cell and energy cogeneration technologies,” in *2018 9th International Renewable Energy Congress (IREC)*, pp. 1–6, 2018.
- [24] A. Alaswad, A. Palumbo, M. Dassisti, and A. Olabi, “Fuel cell technologies, applications, and state of the art. a reference guide,” in *Reference Module in Materials Science and Materials Engineering*, Elsevier, 2016.
- [25] V. S. Bagotsky, A. M. Skundin, and u. M. Volkovich, *Electrochemical Power Sources*. Wiley, 1st ed., 2015.
- [26] S. Mekhilef, R. Saidur, and A. Safari, “Comparative study of different fuel cell technologies,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, no. 1, pp. 981 – 989, 2012.
- [27] J. H. Wee, “Applications of proton exchange membrane fuel cell systems,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 11, no. 8, pp. 1720–1738, 2007.
- [28] H. Q. Nguyen and B. Shabani, “Proton exchange membrane fuel cells heat recovery opportunities for combined heating/cooling and power applications,” *Energy Conversion and Management*, vol. 204, p. 112328, 2020.
- [29] A. Ursua, P. Sanchis, and L. M. Gandia, “Hydrogen Production from Water Electrolysis: Current Status and Future Trends,” *Proceedings of the IEEE*, vol. 100, no. 2, pp. 410–426, 2012.
- [30] I. Dincer and A. S. Joshi, *Solar Based Hydrogen Production Systems*. 2013.
- [31] E. Taibi, H. Blanco, R. Miranda, and M. Carmo, *Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal*. International Renewable Energy Agency IRENA, 2020.



- [32] M. Felgenhauer and T. Hamacher, “State-of-the-art of commercial electrolyzers and on-site hydrogen generation for logistic vehicles in South Carolina,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 40, pp. 2084–2090, feb 2015.
- [33] N. A. Burton, R. V. Padilla, A. Rose, and H. Habibullah, “Increasing the efficiency of hydrogen production from solar powered water electrolysis,” vol. 135, p. 110255, jan 2020.
- [34] E. Bianco, D. Hawila, and H. Blanco, *Green Hydrogen Supply: A guide to policy making*. International Renewable Energy Agency IRENA, 2021.
- [35] *Working Paper - National Hydrogen Strategies*. World Energy Council, 2021.
- [36] *The Strategic Road Map for Hydrogen and Fuel Cells*. Hydrogen and Fuel Cell Strategy Council, Japan, 2019.
- [37] S. Bruce, M. Temminghoff, J. Hayward, E. Schmidt, C. Munnings, D. Palfreyman, and P. Hartley, *National Hydrogen Roadmap*. Commonwealth Scientific and Industrial Research Organisation CSIRO, Australia, 2018.
- [38] *Road Map to a US Hydrogen Economy*. Fuel Cell and Hydrogen Energy Association FCHEA, USA, 2020.
- [39] *Hoja de Ruta del Hidrógeno: Una Apuesta por el Hidrógeno Renovable*. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico MITERD, España, 2020.
- [40] *The National Hydrogen Strategy*. Federal Ministry for Economic Affairs and Energy, Germany, 2020.
- [41] *Hydrogen Strategy for Canada, Seizing the Opportunities for Hydrogen*. Ministry of Natural Resources, Canada, 2020.
- [42] *Portugal National Hydrogen Strategy, a new ally for the energy transition in Portugal*. Ministry of Environment and Climate Action, Portugal, 2020.
- [43] *Hydrogen Insights - A perspective on hydrogen investment, market development and cost competitiveness*. Hydrogen Council and McKinsey & Company, 2021. Disponible en: <https://hydrogencouncil.com/en/hydrogen-insights-2021/>.
- [44] *Hydrogen from renewable power: Technology outlook for the energy transition*. IRENA, 2018. Disponible en: <https://www.irena.org/publications/2018/Sep/Hydrogen-from-renewable-power>.
- [45] *The Future of Hydrogen*. IEA, 2019. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>.
- [46] V. Cigolotti, M. Genovese, and P. Fragiaco, “Comprehensive review on fuel cell technology for stationary applications as sustainable and efficient poly-generation energy systems,” *Energies*, vol. 14, no. 16, 2021.
- [47] *Renewable Power Generation Costs in 2020*. IRENA, 2021. Disponible en: <https://www.irena.org/publications/2021/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2020>.
- [48] S. Basu, A. John, Akshay, and A. Kumar, “Design and feasibility analysis of hydrogen based hybrid energy system: A case study,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 46, no. 70, pp. 34574–34586, 2021.

- [49] K. Knosala, L. Kotzur, F. T. Röben, P. Stenzel, L. Blum, M. Robinius, and D. Stolten, “Hybrid hydrogen home storage for decentralized energy autonomy,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 46, no. 42, pp. 21748–21763, 2021.
- [50] T. Ayodele, T. Mosetlhe, A. Yusuff, and A. Ogunjuyigbe, “Off-grid hybrid renewable energy system with hydrogen storage for south african rural community health clinic,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 46, no. 38, pp. 19871–19885, 2021. International Journal of Hydrogen Energy Special Issue devoted to the 32nd International Conference ECOS 2019.
- [51] P. Pal and V. Mukherjee, “Off-grid solar photovoltaic/hydrogen fuel cell system for renewable energy generation: An investigation based on techno-economic feasibility assessment for the application of end-user load demand in north-east india,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 149, p. 111421, 2021.
- [52] A. X. Y. Mah, W. S. Ho, M. H. Hassim, H. Hashim, G. H. T. Ling, C. S. Ho, and Z. A. Muis, “Optimization of a standalone photovoltaic-based microgrid with electrical and hydrogen loads,” *Energy*, vol. 235, p. 121218, 2021.
- [53] F. Dawood, G. Shafiullah, and M. Anda, “Stand-alone microgrid with 100% renewable energy: A case study with hybrid solar pv-battery-hydrogen,” *Sustainability*, vol. 12, no. 5, 2020.
- [54] H. Elsaraf, M. Jamil, and B. Pandey, “Techno-economic design of a combined heat and power microgrid for a remote community in newfoundland canada,” *IEEE Access*, vol. 9, pp. 91548–91563, 2021.
- [55] Q. Chen, Y. Gu, Z. Tang, D. Wang, and Q. Wu, “Optimal design and techno-economic assessment of low-carbon hydrogen supply pathways for a refueling station located in shanghai,” *Energy*, vol. 237, p. 121584, 2021.
- [56] M. Gökçek and C. Kale, “Optimal design of a hydrogen refuelling station (hrfs) powered by hybrid power system,” *Energy Conversion and Management*, vol. 161, pp. 215–224, 2018.
- [57] T. Ayodele, T. Mosetlhe, A. Yusuff, and M. Ntombela, “Optimal design of wind-powered hydrogen refuelling station for some selected cities of south africa,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 46, no. 49, pp. 24919–24930, 2021.
- [58] C. Santana, *Energías Renovables en Chile, El potencial eólico, solar e hidroeléctrico de Arica a Chiloé*. GIZ y Ministerio de Energía, 2014. Disponible en: <https://4echile.cl/publicaciones/energias-renovables-en-chile-el-potencial-eolico-solar-e-hidroelectrico-de-arica-a-chiloe/>.
- [59] *Identificación y Cuantificación de Potenciales de Energías Renovables 2021*. Ministerio de Energía, 2021. Disponible en: <https://energia.gob.cl/documentos/mine-2021-identificacion-y-cuantificacion-de-potenciales-de-energias-renovables>.
- [60] *Explorador Solar*. Ministerio de Energía y Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile, 2017. Disponible en: <https://solar.minenergia.cl/inicio>.
- [61] *Explorador Eólico*. Ministerio de Energía y Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile, 2018. Disponible en: <https://eolico.minenergia.cl/inicio>.
- [62] *Informe Balance Nacional de Energía 2020*. Ministerio de Energía, 2022. Disponible en:

- <https://energia.gob.cl/pelp/balance-nacional-de-energia>.
- [63] *Reporte Mensual Sector Energético - Junio 2022*. Comisión Nacional de Energía y Ministerio de Energía, 2022. Disponible en: <https://www.cne.cl/nuestros-servicios/reportes/informacion-y-estadisticas/>.
- [64] *Anuario de la Minería de Chile - 2021*. Servicio Nacional de Geología y Minería, 2022. Disponible en: <https://www.sernageomin.cl/anuario-de-la-mineria-de-chile/>.
- [65] *Mapa de Vulnerabilidad Energética*. Ministerio de Energía, 2019. Disponible en: <https://energia.gob.cl/iniciativas/ruta-de-la-luz>.
- [66] ODEPA, *Información Regional 2019 - Región de Arica y Parinacota*. Ministerio de Agricultura, 2019. Disponible en: <https://www.odepa.gob.cl/wp-content/uploads/2019/07/Arica-y-Parinacota.pdf>.
- [67] *Sobre la agrupación Pampa Concordia*. Concordia COOP. Disponible en: <https://agroconcordia.cl/sobre-la-agrupacion-pampa-concordia/>.
- [68] *Pampa Concordia - Construcción de packing solar de tomate para la agrupación de pequeños agricultores*. Proyecto Ayllú Solar. Disponible en: <https://ayllusolar.cl/es/proyectos-comunitarios/concordia/>.
- [69] J. Assaf and B. Shabani, “Transient simulation modelling and energy performance of a standalone solar-hydrogen combined heat and power system integrated with solar-thermal collectors,” *Applied Energy*, vol. 178, pp. 66–77, 2016.
- [70] J. A. Duffie and W. A. Beckman, *Solar Engineering of Thermal Processes, Photovoltaics and Wind*. Wiley, fifth ed., 2020.
- [71] *Retiro de centrales a carbón: Incorporación del Estado de Reserva Estratégica en Chile*. Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, Septiembre 2020. Disponible en: [https://obtienearchivo.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio/10221/29283/1/BCN\\_\\_\\_Estado\\_de\\_Reserva\\_Estrate\\_gica\\_\\_\\_ERE\\_.pdf](https://obtienearchivo.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio/10221/29283/1/BCN___Estado_de_Reserva_Estrate_gica___ERE_.pdf).
- [72] *Estudio de Seguridad de Abastecimiento Período Mayo 2022 - Abril 2023*. Coordinador Eléctrico Nacional, Mayo 2022. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-de-la-programacion-de-la-operacion/estudios-de-seguridad-de-abastecimiento/2022-estudios-de-seguridad-de-abastecimiento/>.
- [73] E2BIZ, *Informe Técnico Final Estudio Costo de Falla de Corta y Larga Duración SEN y SSMM*. Comisión Nacional de Energía, Julio 2021. Disponible en: <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/costos-de-falla/>.
- [74] *Archivo Consolidado Mensual de Costos Variables y Costos de Partida y Detención - Marzo 2020*. Coordinador Eléctrico Nacional, Marzo 2020. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/mercados/documentos/costos-variables-de-generacion-y-stock-de-combustible/>.
- [75] SNiChile, *Tercer Informe Bienal de Actualización de Chile sobre Cambio Climático*. Ministerio del Medio Ambiente, 2018. Disponible en: <https://snichile.mma.gob.cl/documentos/>.
- [76] Alstom, *Coradia iLint – the world’s 1st Hydrogen Powered Train*. 2020. Disponible en: <https://www.alstom.com/solutions/rolling-stock/coradia-ilinttm-worlds-1st->

hydrogen-powered-train.

- [77] *Fuel Cell Electric Buses - Demos in Europe*. Clean Hydrogen Partnership, 2022. Disponible en: <https://fuelcellbuses.eu/category/demos-europe>.
- [78] *Global overview of all hydrogen trucks*. H2-Share, 2020. Disponible en: <https://fuelcelltrucks.eu/documents/>.
- [79] *A meta-study of purchase costs for zero-emission trucks*. The International Council on Clean Transportation ICCT, 2022. Disponible en: <https://theicct.org/publication/purchase-cost-ze-trucks-feb22/>.
- [80] *TOYOTA's ALPHA: fuel cell semi-truck for Project Portal*. Toyota, 2018. Disponible en: <https://global.toyota/en/newsroom/corporate/23722307.html>.
- [81] M. Melaina and M. Penev, *Hydrogen Station Cost Estimates*. National Renewable Energy Laboratory NREL, 2015. Disponible en: <https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/56412.pdf>.