



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

EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DEL USO DE HIDRÓGENO VERDE EN
APLICACIONES PARA LA INDUSTRIA Y DESPLAZAMIENTO DE COMBUSTIBLE
FÓSIL.

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

FREDY LADISLAO JIMÉNEZ SÁEZ

PROFESOR GUÍA:
ALEX ALEGRIA MEZA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
PABLO SANDOVAL BAZAES
ANDRÉS CABA RUTTE

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por Transelec S.A.

SANTIAGO DE CHILE
2020

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE INGENIERA CIVIL ELÉCTRICA
POR: FREDY LADISLAO JIMÉNEZ SÁEZ
FECHA: 2020
PROF. GUÍA: ALEX ALEGRIA MEZA

EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DEL USO DE HIDRÓGENO VERDE EN APLICACIONES PARA LA INDUSTRIA Y DESPLAZAMIENTO DE COMBUSTIBLE FÓSIL.

Siendo el hidrógeno el elemento más abundante en la naturaleza este puede obtenerse a partir de varias fuentes, en particular se denomina hidrógeno verde al obtenido a partir de fuentes renovables y libres de carbono, existe un gran potencial a nivel mundial para utilizar el hidrógeno verde en aplicaciones industriales.

En el presente trabajo de título se analiza el ciclo de abastecimiento del hidrógeno verde desde su generación hasta su consumo final, detallando cada una de las principales alternativas asociadas a cada proceso, contrastando sus características para encontrar las alternativas más rentables y apropiadas para diferentes aplicaciones en las industrias contempladas.

La investigación comienza con una recopilación de antecedentes preliminares que permiten al lector sumergirse en el contexto de la cadena de suministro del hidrógeno verde y sus aplicaciones industriales, posteriormente se realiza un análisis de los principales resultados el cual se estructura en 4 partes:

- Caracterización de la demanda nacional e internacional de hidrógeno así como un análisis de la potencial demanda de hidrógeno verde en el mediano-largo plazo.
- Proyecciones económicas de las tecnologías asociadas a cada etapa de la cadena de suministro de hidrógeno verde y del precio objetivo que se debiese alcanzar para asegurar la rentabilidad frente a las fuentes de energía utilizadas actualmente.
- Evaluación técnica y económica de plantas prototipo para las aplicaciones con mayor potencial en Chile.
- Proyección del mercado nacional de hidrógeno verde considerando las diferentes aplicaciones y su correspondiente factibilidad, bajo diferentes escenarios de costos de las fuentes de energía.

Finalmente se concluye que Chile posee las condiciones necesarias para producir hidrógeno verde en gran escala y existen diversos procesos industriales que podrían utilizarlo para reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero y aumentar la eficiencia de sus ciclos de producción, alcanzando así una economía nacional más estable e independiente de los costos internacionales de combustibles, llegando inclusive a convertirse en un exportador de energía usando el hidrógeno verde como carrier energético.

“Sueña tan alto como puedas y llegarás lejos.”
Elizabeth Sáez

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Objetivos	3
1.2.1. Objetivo general	3
1.2.2. Objetivos específicos	3
2. Marco Teórico	4
2.1. Producción de hidrógeno.	7
2.1.1. A partir de hidrocarburos	8
2.1.2. A partir de agua	9
2.1.3. Eficiencia y emisiones	11
2.2. Almacenamiento del hidrógeno	13
2.2.1. Compresión	13
2.2.2. Licuefacción	13
2.2.3. Portadores químicos	14
2.2.4. Hidruros metálicos	14
2.2.5. Hidruros metálicos alcalinos	15
2.3. Transporte	16
2.3.1. Tuberías	16
2.3.2. Traslado de contenedores	17
2.3.3. Generación in-situ	17
2.4. Demanda y aplicaciones	18
2.4.1. Industria química	18
2.4.2. Termodinámica	18
2.4.3. Refinación de combustibles	18
2.4.4. Minería	19
2.4.5. Combustible	19
2.4.6. Electromovilidad	19
2.4.7. Generación de electricidad	20
2.4.8. Micro-redes	20
3. Metodología	21
4. Caracterización de la demanda	23
4.1. Mercado internacional	23
4.2. Mercado Nacional	26
4.2.1. Actualidad del H_2 en Chile	26

4.2.2. Potencial del H_2 verde en Chile	29
5. Proyecciones económicas	34
5.1. Energía	34
5.2. Abastecimiento de hidrógeno verde	35
5.2.1. Producción	36
5.2.2. Almacenamiento y Transporte	36
5.2.3. Costo nivelado del H_2	38
5.3. Diésel como combustible en minería	39
5.4. Gas natural en cañerías urbanas	40
5.5. Amoníaco para fabricación de explosivos	42
6. Evaluación técnico-económica de aplicaciones industriales	45
6.1. H_2 verde como gas en cañerías urbanas	46
6.2. H_2 verde como combustible en minería	48
6.3. Amoníaco verde para la fabricación de explosivos	50
6.4. Otras industrias	51
7. Desarrollo esperado del mercado del hidrógeno verde	52
7.1. Análisis de sensibilidad respecto al costo de los combustibles	54
Conclusión	58
Bibliografía	62

Índice de Tablas

2.1. Propiedades físicas del hidrógeno molecular (H_2).	5
2.2. Comparación energética entre los principales combustibles y equivalencia respecto al H_2 . [18]	5
2.3. Emisiones de CO_2 asociados a la combustión de las principales fuentes de energía a evaluar. [14]	5
2.4. Resumen de las principales tecnologías de producción de hidrógeno.	12
4.1. Hidrógeno contenido en las principales materias primas utilizadas en el mundo. [14]	24
4.2. Volumen de gas en cañerías suministrado anualmente por las empresas nacionales.	31
4.3. Importaciones anuales de fertilizantes a base de amoníaco.	32
5.1. Resultados principales de la optimización de centrales renovables.	35
5.2. Principales características de los diferentes métodos de electrólisis.	36
5.3. Costos de conversión de H_2 para almacenamiento y transporte. [21]	37
5.4. Costos de transporte de H_2 en [USD/kg H_2]. [21]	38
5.5. Parámetros para la evaluación de plantas de producción de H_2	38
5.6. Costos proyectados del diésel como combustible en minería.	40
5.7. Costos proyectados del gas natural en cañerías urbanas.	42
5.8. Costos proyectados del amoníaco verde.	44
6.1. Parámetros financieros para la evaluación de plantas de producción de H_2	45
6.2. Propuesta de planta de producción de H_2 para uso en cañerías urbanas.	46
6.3. Evolución del $LCOH_2$ para inyección en cañerías urbanas.	46
6.4. Porcentajes de participación en el mercado de las empresas mineras presentes en el país.	48
6.5. Propuesta de planta de producción de H_2 para uso como combustible en minería.	48
6.6. Evolución del $LCOH_2$ para uso como combustible en minería.	49
6.7. Propuesta de planta de producción de H_2 para fabricación de explosivos.	50

Índice de Ilustraciones

2.1.	Diagrama de los posibles mercados del hidrógeno.[4]	6
2.2.	Simbología del diagrama mercados del hidrógeno.[4]	7
2.3.	Principio de funcionamiento de la electrólisis.	11
3.1.	Diagrama de las etapas de la metodología a implementar.	22
4.1.	Materias primas utilizadas para la producción mundial de H_2 .	24
4.2.	Usos principales del H_2 a nivel mundial.[21]	25
4.3.	Actual demanda nacional de H_2 en toneladas anuales.	28
4.4.	Potencial demanda nacional de H_2 en toneladas anuales.	33
5.1.	Proyección del costo de instalación de electrolizadores PEM.	37
5.2.	Proyección del $LCOH_2$ para varias escalas de producción.	39
5.3.	Proyección del precio objetivo para reemplazo de diésel en minería.	41
5.4.	Red de gaseoductos que abastecen a la Región Metropolitana.	41
5.5.	Proyección del precio objetivo para reemplazo de gas natural en cañerías urbanas.	42
5.6.	Costo trimestral de las importaciones de amoniaco y gas natural.	43
5.7.	Proyección del precio objetivo para producción de amoniaco verde.	44
6.1.	Comparación entre $LCOH_2$ y precio objetivo del H_2 verde para uso en cañerías urbanas.	47
6.2.	Comparación entre $LCOH_2$ y precio objetivo del H_2 verde para uso como combustible en minería.	49
6.3.	Comparación entre $LCOH_2$ y precio objetivo del amoniaco verde para fabricación de explosivos.	51
7.1.	Crecimiento esperado del mercado nacional de H_2 verde.	53
7.2.	Comparación entre $LCOH_2$ y escenarios de precio objetivo del H_2 verde para uso como combustible en minería.	55
7.3.	Comparación entre $LCOH_2$ y escenarios de precio objetivo del H_2 verde para uso en cañerías urbanas.	55
7.4.	Crecimiento esperado del mercado nacional de H_2 verde en escenario optimista.	56
7.5.	Crecimiento esperado del mercado nacional de H_2 verde en escenario pesimista.	57

1

Introducción

1.1. Motivación

Dado el estado actual de la sociedad, donde la demanda energética se hace cada vez mayor, y la creciente población sujeta a un estilo de vida poco sustentable acrecienta a pasos agigantados el cambio climático y sus consecuencias, arrasando los recursos naturales y contaminando la atmósfera, se hace evidente la necesidad de desarrollar procesos sustentables y limpios. Bajo esta mirada distópica surge la investigación y aplicación de nuevas fuentes de energía, tomando en las últimas décadas un rol central el desarrollo de las denominadas energías renovables no convencionales, o ERNC, en las cuales Chile se posiciona como un actor importante dado su geografía y clima, destacando en la cantidad de recurso disponible y perfilándose como un polo de desarrollo y potencial exportador de energía limpia.

En este marco se hace clave la investigación acerca del hidrógeno, el cual no solo se proyecta como una tecnología asociada a la generación de electricidad –donde puede cumplir diversos roles desde almacenamiento de energía hasta seguridad del sistema mediante prestación de servicios complementarios–, sino que también se vislumbra como un combustible limpio y eficiente para alimentar vehículos y procesos industriales, siendo aún más importante en industrias altamente dependiente de combustibles, permitiendo aumentar su rentabilidad y competitividad mediante mejoras en la eficiencia de los procesos y beneficios medioambientales. Además de ser un elemento clave para que Chile logre independencia energética al no depender de precios internacionales de combustibles.

El hidrógeno es el elemento más abundante en el planeta y además en su estado puro posee características energéticas excepcionales, sin embargo no se encuentra puro en la naturaleza y debe ser producido o purificado a partir de otras materias primas. Este proceso suele poseer una alta demanda energética y necesita una cadena logística avanzada para su correcto almacenamiento y transporte, sin embargo todo el esfuerzo requerido es justificable al considerar la gran cantidad de energía que se puede obtener del hidrógeno, ya sea utilizándolo como combustible o a través de celdas electroquímicas. Es por esto que varios estudios ponen foco en la producción, almacenamiento y transporte de Hidrógeno, al punto de que diversos autores postulan una “economía basada en hidrógeno”, es decir un modelo económico en el cual el hidrógeno posee un rol central como fuente de energía, combustible, insumo para procesos, etc. Por lo mismo existen iniciativas en diversas partes del mundo, para fomentar el

desarrollo de métodos, procesos y ciclos asociados al hidrógeno y sus desafíos, con el objetivo de posicionarlo como una fuente energética viable y competitiva.

En la actualidad el hidrógeno se utiliza en diversos procesos químicos y termodinámicos, y la mayor parte de la producción de hidrógeno a nivel mundial se realiza a partir de hidrocarburos, lo cual produce una gran cantidad de gases de efecto invernadero como subproductos, empeorando el panorama climático del mundo e incurriendo en dificultades adicionales que radican en la captación de las emisiones carbónicas no deseadas, lo cual puede significar grandes costos para la industria, o inclusive aun mayores penalizaciones en caso de realizarse de manera inapropiada u insuficiente. Dado esto surge un concepto fundamental del cual Chile podría ser protagonista: El hidrógeno verde. Este término hace referencia al H₂ producido a partir de fuentes renovables y libres de carbono, además usando procesos de almacenamiento y transporte igualmente limpios para de este modo llevar a cabo un ciclo de vida del hidrógeno completamente libre de carbono. Esto posee un valor agregado considerable respecto a otros combustibles y fuentes de energía y por ende es altamente deseable para usos que implican grandes cantidades de emisiones carbónicas, de este modo el uso de hidrógeno verde puede descarbonizar no solo la matriz energética sino muchas otras industrias, en particular aquellas que dependen de combustibles fósiles como la minería y el transporte.

En Chile existen fuertes motivaciones para la producción de hidrógeno verde, el primero y más evidente es el hecho de que nuestro país posee altos niveles de recurso renovable y gran potencial para instalación y generación de energías renovables no convencionales, contando por ende con la posibilidad de producirlo de manera económica y en grandes cantidades, lo cual nos posiciona como un eventual exportador masivo de hidrógeno verde a nivel mundial, sin embargo la producción a gran escala es costosa y es una inversión riesgosa sin poseer mayores garantías de una exportación exitosa, por esto se considera una motivación válida pero no suficientemente fuerte.

En este contexto surge una reflexión que valida y motiva la investigación en torno al hidrógeno y sus procesos productivos. Chile se caracteriza por poseer una economía principalmente extractiva, exportando materias primas e importando productos refinados, lo anterior nos provoca dependencia tanto a las variaciones en los costos de insumos y combustibles, como a los tratados comerciales internacionales. Por ende la necesidad de diversificar nuestra economía es evidente, pero además el uso de combustibles alternativos, producidos internamente y a partir de los recursos disponibles, permitiría aislar la economía nacional de las variaciones internacionales de combustibles. En particular el hidrógeno verde podría aprovechar la alta disponibilidad de recursos aptos para la producción de energía limpia, complementar nuestra matriz eléctrica aumentando su confiabilidad y además usarse como combustible para los procesos más demandantes, como la minería y el transporte, estabilizando los precios de los combustibles de manera interna y fomentando un desarrollo nacional en varios niveles, además podría convertir a Chile no solo en un país independiente enérgicamente sino en pionero y referente en producción de hidrógeno verde y generar un escenario favorable para la exportación a gran escala.

Todo lo anterior representa una oportunidad importante para la investigación y desarrollo del hidrógeno verde y sus ciclos productivos, además de ser una oportunidad de negocios importante para el sector privado, permitiendo la explotación de un mercado en crecimiento, suministrando hidrógeno verde a industrias nacionales caracterizadas por un uso intensivo de energía y combustibles.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

Evaluar técnica y económicamente la implementación de plantas electrolizadoras que produzcan hidrógeno verde a partir de fuentes renovables, para usos de carácter industrial.

1.2.2. Objetivos específicos

1. Investigar los principales métodos de producción, almacenamiento y transporte de hidrógeno verde, identificando sus mayores desafíos, comparando ventajas y desventajas y analizando la viabilidad de cada método.
2. Identificar los costos asociados a los procesos y ciclos del hidrógeno, detectando las etapas más costosas, y elaborando un esquema de costos de desarrollo y producción en función de los procesos y etapas del ciclo.
3. Realizar un resumen de casos de estudio internacional aplicando las principales conclusiones de la experiencia global en una evaluación local tomando en cuenta el panorama económico y tecnológico del país.
4. Caracterizar la demanda de hidrógeno nacional y las industrias intensivas en uso de combustible en busca de oportunidades y potenciales consumidores de hidrógeno verde.
5. Efectuar proyecciones del mercado del hidrógeno verde en Chile, incluyendo los costos de producción del hidrógeno, la evolución de la demanda local e internacional, los combustibles y fuentes de energía alternativas y sus externalidades ambientales y económicas.

2

Marco Teórico

El hidrógeno (H) es el primer elemento de la tabla periódica, es el más simple y uno de los más abundantes en el planeta, sin embargo no se encuentra en estado puro en la naturaleza, sino que se combina con otros elementos generando diferentes tipos de moléculas, principalmente orgánicas, como el agua (H_2O), amoníaco (NH_3), hidrocarburos como el benceno (C_6H_6), entre otros. En condiciones estándar de temperatura y presión forma un gas (H_2) inflamable, incoloro, inodoro, no tóxico e insoluble en agua.

En los últimos años la popularidad del hidrógeno a aumentado considerablemente debido a varios factores, uno de los más importantes es su proceso de combustión, en el cual se produce una gran cantidad de energía y su sub-producto es vapor de agua, ningún gas derivado del carbón es emitido durante dicho proceso, por lo tanto se contempla como un sustituto carbono-neutral de los combustibles fósiles tradicionales los cuales durante su combustión suelen producir gases de efecto invernadero como el dióxido (CO_2) o el monóxido de carbono (CO). En la tabla 2.1 se resumen la principales propiedades físicas del hidrógeno.¹

En general la cadena de producción consta de 3 partes principales, la producción, el almacenamiento y el transporte. Además se incorporan las principales aplicaciones tanto para los sistemas eléctricos como el uso del H_2 en diferentes industrias, destaca además su uso como combustible pues dado el alto calor de combustión, como se detalla en la tabla 2.1, se tienen las equivalencias energéticas presentes en la tabla 2.2.

Además en la tabla 2.3 se entregan las emisiones de carbono producidas al quemar los principales combustibles para ejemplificar las ventajas del uso del H_2 , sin embargo las emisiones del hidrógeno deben considerarse según su ciclo de vida pues si bien no genera emisiones directas en la combustión el resto de los procesos pudiesen generar emisiones (lo cual también es cierto para cualquier fuente de energía).

En la figura 2.1 se observa un diagrama resumen de las diversas etapas en el ciclo del hidrógeno, desde su producción hasta su consumo. Mientras que en la figura 2.2 se detallan los símbolos utilizados en el diagrama anterior. Este diagrama sirve para ejemplificar lo versátil del H_2 y sus diversas aplicaciones, ya sea en el sector eléctrico, en el rubro químico, como combustible, etc. La versatilidad mencionada es lo que ha llevado a muchos a proponer una

¹Elaboración propia en base a fuentes consultadas.

Parámetro	Valor	Unidad
Peso molecular	$2,016 \cdot 10^{-3}$	$\text{kg} \cdot \text{mol}^{-1}$
Punto de fusión	14,1	K
Punto de ebullición	20,3	K
Densidad –sólido–	89	$\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$
Densidad –líquido–	71	$\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$
Densidad –gaseoso–	$8,99 \cdot 10^{-2}$	$\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$
Conductividad térmica a 25°C	$1,842 \cdot 10^{-1}$	$\text{W} \cdot \text{K}^{-1} \cdot \text{m}^{-1}$
Calor bruto de combustión	$2,650 \cdot 10^5$	$\text{kJ} \cdot \text{kg}^{-1} \cdot \text{mol}^{-1}$
Calor neto de combustión	$2,419 \cdot 10^5$	$\text{kJ} \cdot \text{kg}^{-1} \cdot \text{mol}^{-1}$
Temperatura de auto-ignición	858	K
Rango de inflamabilidad en oxígeno	4-94	%
Rango de inflamabilidad en aire	4-74	%

Tabla 2.1: Propiedades físicas del hidrógeno molecular (H_2).

Combustible [unidad]	Poder calorífico [kWh/unidad]	Equivalencia energética [Unidad/kg H_2]
H_2 [kg]	33,3	1
Diésel [lt]	10,2	3,3
Gas Natural [m^3]	9,6	3,5

Tabla 2.2: Comparación energética entre los principales combustibles y equivalencia respecto al H_2 . [18]

Combustible [unidad]	Emisiones [kg CO_2 / Unidad]
H_2 [kg]	0
Diésel [lt]	3,18
Gas Natural [m^3]	1,97

Tabla 2.3: Emisiones de CO_2 asociados a la combustión de las principales fuentes de energía a evaluar. [14]

economía mundial basada en el hidrógeno, utilizando el concepto *Power to X*, que hace referencia a un ciclo más largo (*Power to H_2 , H_2 to X*), donde X representa diversas industrias en las cuales el hidrógeno tiene gran importancia.

Se aprecian de las figuras presentadas la gran cantidad de aplicaciones del hidrógeno y su capacidad para aportar en diversas etapas de la industria energética, es por esto que en la presente investigación se plantea posicionar el hidrógeno verde como un vector energético, es decir, un elemento o sustancia que contiene gran cantidad de energía, el cual es capaz de almacenarse y transportarse para posteriormente aportar energía de manera controlada en cualquier proceso en el que se requiera.

Supply of products and services flow from left to right

Demand (market pull, \$,€) flows from right to left

Choice of supply of product or service or energy transformation technology depends on market price

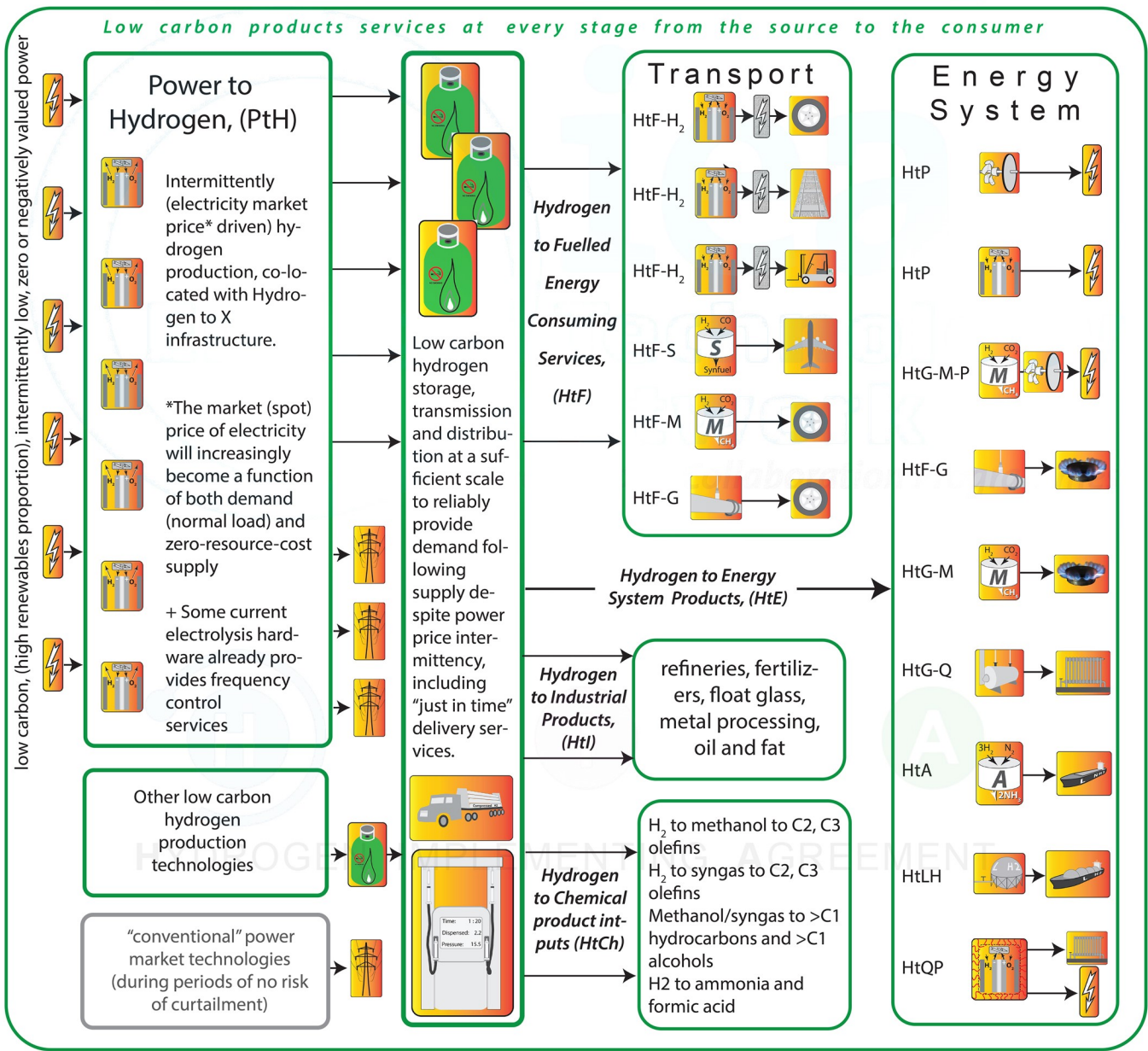


Figura 2.1: Diagrama de los posibles mercados del hidrógeno.[4]

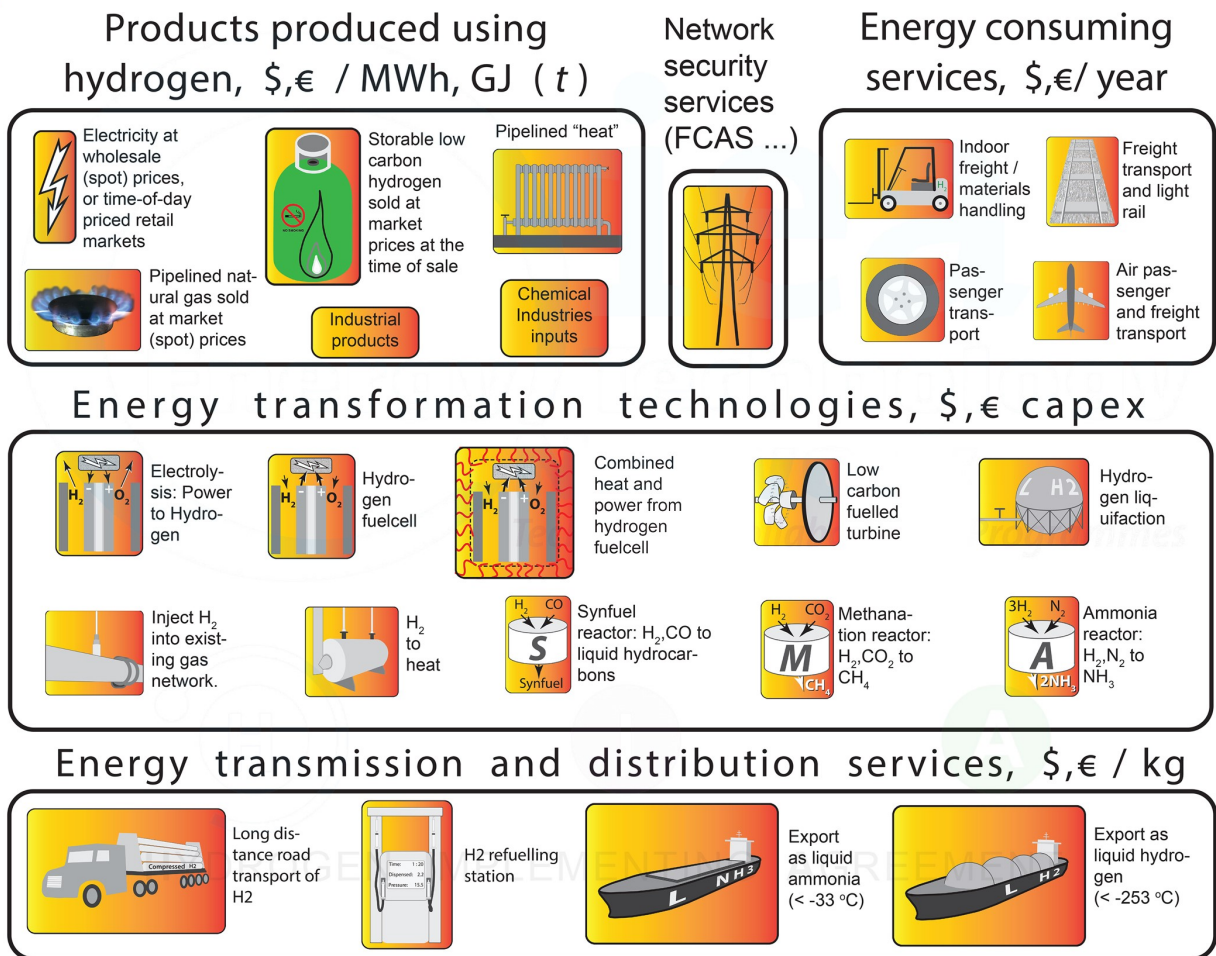


Figura 2.2: Simbología del diagrama mercados del hidrógeno.[4]

A continuación se presenta la cadena de producción del hidrógeno desde la materia prima utilizada hasta la aplicación final, pasando por su almacenamiento y transporte, detallando las diferentes alternativas existentes para cada proceso con sus ventajas y desventajas principales.

2.1. Producción de hidrógeno.

Dada la combustión libre de carbono presentada por el hidrógeno este se alza como una pieza importante en los planes mundiales de descarbonización, pero dado que no se encuentra hidrógeno molecular en la naturaleza es necesario obtenerlo a partir de otras moléculas, para lo cual además se requiere energía, por lo tanto hay que tener ciertas consideraciones respecto a su producción. El hidrógeno puede obtenerse de diversas maneras, algunas más eficientes que otras, un factor importante para que el hidrógeno se ajuste a un modelo de energía limpia es que el ciclo completo del mencionado gas sea libre de carbono, para esto es fundamental obtenerlo a través de fuentes energéticas con bajas o nulas emisiones de gases de efecto invernadero u otros desechos contaminantes. En este sentido la alternativa más obvia es la producción de hidrógeno a partir de energías renovables como la solar o la eó-

lica. Sin embargo, ésta no es la única alternativa y todas deben ser consideradas y analizadas.

Una de las alternativas más importantes para generar hidrógeno gaseoso es a partir de agua mediante electrolisis, sin embargo existen otros métodos igualmente efectivos que son actualmente utilizados en la industria, a continuación se listan los principales:

- Reformado por vapor a partir de gas natural.
- Descomposición catalítica a partir de gas natural.
- Oxidación parcial de aceites pesados.
- Gasificación del carbón.
- Ciclos termo-químicos puros e híbridos.
- Procesos foto-químicos, foto-electroquímicos y foto-biológicos.

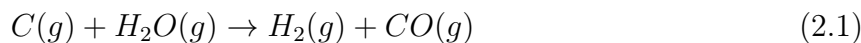
Dado que todos estos procesos requieren extraer el hidrógeno de otra molécula, y las 2 principales y más abundantes son el agua y los hidrocarburos, se clasifican así según la materia prima de donde se obtiene:

2.1.1. A partir de hidrocarburos

Actualmente se utilizan procesos de este estilo en la industria para generar hidrógeno gaseoso a partir de algún componente, generalmente combustible, y agua.

Gasificación del carbón

Este proceso consiste en llevar carbón a temperaturas superiores a los 1000 °C –en un ambiente controlado para evitar la combustión– de manera que pase a estado gaseoso y así mezclarlo con agua, obteniendo hidrógeno y monóxido de carbono, además el monóxido de carbono se mezcla con agua nuevamente en un segundo reactor a 400 °C para generar hidrógeno y dióxido de carbono. El proceso queda descrito entonces por las siguientes ecuaciones[12]:

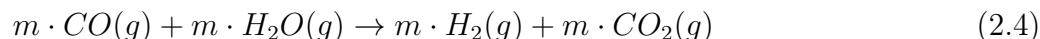
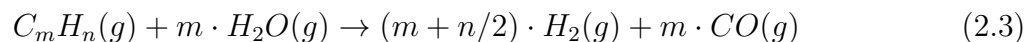


Si bien este proceso es utilizado en la industria [22] debido a su relativa simpleza, es evidente que se generan gases de efecto invernadero los cuales deben ser captados y tratados adecuadamente para no provocar emisiones indeseadas, siendo por lo tanto un método no deseado en el ciclo del hidrógeno limpio.

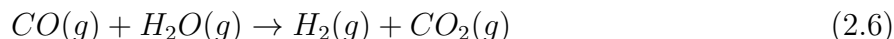
Reformado de vapor de gas natural

El proceso de reformación del vapor, también conocido como SR por sus siglas en inglés –Steam Reforming–, es uno de los procesos más comunes en la industria debido a que los

costos asociados a este proceso son menores que los de otros procesos basados en hidrocarburos además puede alcanzar eficiencias mayores. Este proceso, al igual que la gasificación de carbón, se lleva a cabo en 2 etapas para aumentar su eficiencia, en el primero se utiliza un reactor catalítico para producir hidrógeno, produciendo de paso monóxido de carbono el cual es llevado a un segundo reactor para nuevamente producir hidrógeno y dióxido de carbono. Este método utiliza hidrocarburos ligeros, como el metano $-CH_4-$ u el etano $-C_2H_6-$, y agua. Las ecuaciones generales que rigen este proceso son las siguientes:



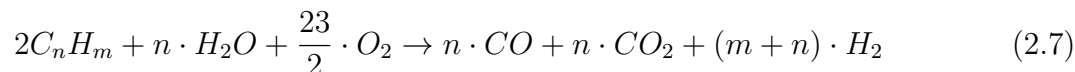
Sin embargo el más común es a partir de gas natural[13] el cual se compone principalmente de metano, el cual queda descrito como sigue:



Éste método posee la desventaja de generar gases de efecto invernadero, además no es aplicable a hidrocarburos pesados o con presencia de impurezas debido a la gran cantidad de energía que se requeriría para vaporizar dichos combustibles.

Oxidación de hidrocarburos

Otro método similar a los ya descritos es el proceso de oxidación parcial de hidrocarburos. Este proceso consiste en incorporar oxígeno, vapor de agua y algún hidrocarburo en estado líquido o gaseoso a un reactor a presiones elevadas, de manera de que se genere una reacción exotérmica de oxidación regida por la siguiente ecuación:



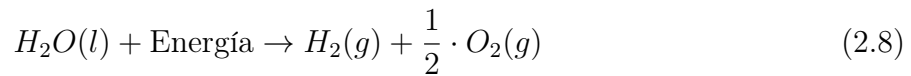
Este proceso es utilizado principalmente para obtener hidrógeno a partir de hidrocarburos pesados o que contengan más elementos o impurezas, que no pueden ser reformados de vapor.

Es evidente que esta clase de procesos, al igual que la gasificación del carbón y la reformación de vapor de hidrocarburos, generan subproductos indeseados en la cadena de producción del hidrógeno libre de carbono, por lo tanto aunque son ampliamente utilizados en la industria no son óptimos para el desarrollo de una economía basada en hidrógeno y deben buscarse métodos alternativos para la producción sustentable del hidrógeno.

2.1.2. A partir de agua

Si bien los métodos a base de hidrocarburos utilizan agua, existen procesos que solo utilizan agua como materia prima para extraer hidrógeno, para esto es necesario separar

las moléculas de de agua, para lo cual se requiere aportarle energía a la molécula, dicha energía puede agregarse en forma de calor o electricidad. Estos procesos pueden ser descritos por la siguiente ecuación:



Es evidente que estos procesos no involucran producción de gases de efecto invernadero ni emisiones contaminantes indeseadas, de hecho el único subproducto generado es oxígeno gaseoso el cual puede ser aprovechado para distintos usos, desde la industria química –como insumo para procesos– hasta la optimización de procesos de combustión. Sin embargo estos procesos requieren energía y si dicha energía no se obtiene de manera libre de carbono entonces el ciclo del hidrógeno producido dejaría de cumplir las características deseadas.

Termólisis

La termólisis es el proceso en el cual se eleva lo suficiente la temperatura de la molécula de agua como para romper sus enlaces separando así el hidrógeno del oxígeno, esto se logra sobre los 2200 °C de temperatura.

El procedimiento consiste en poner en contacto agua con una superficie a alta temperatura para que absorba una gran cantidad de energía calórica, de este modo se logra separar la molécula en los elementos que la componen, sin embargo se debe tener la precaución de extraer rápidamente los gases resultantes debido a que esta reacción es reversible por lo tanto el oxígeno y el hidrógeno podrían recombinarse en agua liberando mucha energía llegando incluso a ser una reacción explosiva.

Para apartar el hidrógeno una vez que la molécula de agua a sido dividida pueden emplearse varios métodos, los principales se explican a continuación:

- Disminuir abruptamente la temperatura de los gases y así estabilizarlos.
- Usar membranas refractarias de micro-poros que realicen una separación selectiva de las moléculas.
- Electroforesis, es decir, aplicar un potencial eléctrico en una membrana semipermeable, de modo que el gradiente de potencial provoque la separación de los gases.
- Membranas formadas por una aleación de paladio y plata diseñadas para absorber hidrógeno de manera selectiva a bajas temperaturas.
- Usar un estanque rotatorio a velocidad angular constante, de manera que la fuerza centrífuga mueva el oxígeno hacia los bordes del estanque mientras el hidrógeno al ser mas liviano se queda en el centro.

Cabe mencionar que según las condiciones de operación, los resultados deseados, o los recursos disponibles se pueden utilizar diferentes métodos o incluso combinaciones de ellos.

Electrólisis

La electrólisis es un proceso electroquímico que consiste en someter a las moléculas de agua a un campo eléctrico externo mayor que el campo eléctrico interno de la molécula, logrando así separar la molécula obteniendo hidrógeno y oxígeno.

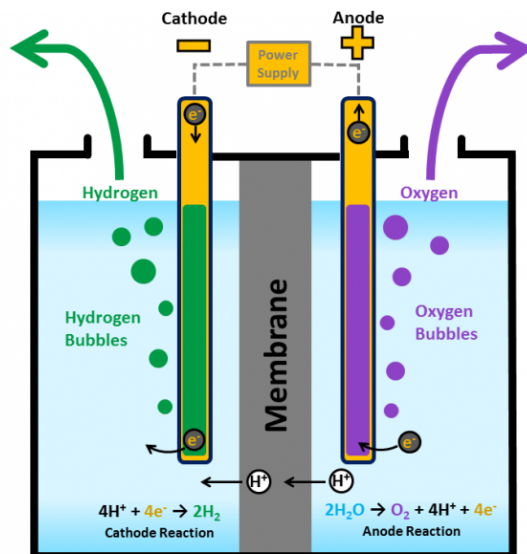


Figura 2.3: Principio de funcionamiento de la electrólisis.

Para llevar a cabo el proceso se sumergen 2 electrodos, sometidos a una diferencia de potencial eléctrico, en una solución acuosa, tal y como se observa en la figura 2.3, de esta manera los electrodos provocan un campo eléctrico suficientemente fuerte como para separar en iones (O^- y H^+) los elementos presentes en las moléculas de agua, los cuales se combinan generando gases (O_2 y H_2).

Una ventaja principal de los métodos a base de agua es que no involucran subproductos a base de carbono, sin embargo requieren gran cantidad de energía para llevarlos a cabo, por lo tanto en caso de que estos procesos se implementen basados en fuentes de energía libre de carbono, como las energías renovables no convencionales, se perfilan como importantes alternativas para la producción limpia de hidrógeno.

2.1.3. Eficiencia y emisiones

Los diferentes métodos de producción de hidrógeno pueden ser más o menos adecuados dependiendo de la naturaleza de los procesos asociados y de los requerimientos de la demanda, por ejemplo los procesos a base de agua se caracterizan por presentar mayor pureza en el hidrógeno producido, debido a que los a base de hidrocarburos suelen implicar trazas de monóxido de carbono debido a la clase de reacciones que se llevan a cabo en sus reactores. Sin embargo un factor crucial a considerar es la eficiencia de cada proceso, debido a que esta suele impactar fuertemente en sus costos asociados haciendo algunos métodos más competitivos

que otros, es por esto que para poder analizar las diferentes tecnologías de producción es necesario conocer su eficiencia.

Tecnología	Materia prima	Eficiencia [%]
Reformado de vapor	Hidrocarburos	70 - 85
Oxidación parcial	Hidrocarburos	60 - 75
Reformado auto-térmico	Hidrocarburos	60 - 75
Reformado de plasma	Hidrocarburos	9 - 85
Gasificación de biomasa	Biomasa	35 - 50
Reformado de fase acuosa	Carbohidratos	35 - 55
Electrólisis	H_2O	50 - 70
Termólisis	H_2O	50 - 70
Fotólisis	H_2O	0,5

Tabla 2.4: Resumen de las principales tecnologías de producción de hidrógeno.

En la tabla 2.4² se recopilan las principales tecnologías de producción de hidrógeno actualmente utilizadas en la industria, además se menciona la principal fuente que requieren, es decir su materia prima, y se otorga un rango típico de eficiencias alcanzables. Este resumen permite mostrar que si bien las tecnologías en base a hidrocarburos presentan las mayores eficiencias, las tecnologías más limpias siguen teniendo rendimientos competitivos debido a su característica de no producir subproductos indeseados, por lo tanto no implican costos adicionales por captación o tratamiento de gases, ni están sujetas a penalizaciones como los impuestos al carbono, de hecho debido a que un ciclo de producción libre de carbono podría eventualmente desplazar tecnologías más contaminantes, se puede considerar que estos métodos provocan una reducción en la huella de carbono de ciertos procesos. Lo anterior se presenta como una ventaja económica ya que existe hoy en día más de un método de incentivar las tecnologías libres de emisiones como son por ejemplo los bonos de carbón.

²Elaboración propia en base a varias fuentes, principalmente [14, 4, 6]

2.2. Almacenamiento del hidrógeno

No basta con producir hidrógeno, este debe estar disponible para su uso en el momento y lugar en que se requiera, para ello se requiere poseer métodos de almacenarlo debido a que no siempre se dispondrá de un flujo continuo capaz de abastecer toda demanda, existen diversas técnicas estudiadas y utilizadas actualmente en el mundo, a continuación se brinda un resumen comprensivo de los principales y más populares métodos.

2.2.1. Compresión

Debido a la baja densidad del hidrógeno gaseoso se requieren tanques de gran volumen para su almacenamiento, pudiéndose almacenar una menor cantidad de masa en comparación a gases mas densos, es por esto que es deseable comprimir el gas de modo de poder almacenar mayor cantidad de hidrógeno en el mismo volumen. Para llevar a cabo la compresión se utilizan equipos compresores especialmente diseñados para hidrógeno, esta compresión se realiza de manera adiabática, regida por la siguiente ecuación:

$$W = \frac{\gamma - 1}{\gamma} \cdot p_o \cdot V_o \cdot \left(\frac{p_f}{p_o}^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} - 1 \right) \quad (2.9)$$

Donde:

W	[J/kg]	Trabajo específico de compresión;
p_o	[Pa]	Presión inicial;
p_f	[Pa]	Presión final;
V_o	[m ³ /kg]	Volumen específico inicial, 11,11 para el H_2 ;
γ	[-]	Coefficiente adiabático, 1,41 para el H_2

De este modo la energía necesaria para comprimir el hidrógeno depende de las presiones iniciales y finales y la masa de hidrógeno a comprimir, típicamente la presión inicial a la que se obtiene el hidrógeno corresponde a 101,3 [Pa], la cual corresponde a la presión ambiental, es decir 1 [atm].

2.2.2. Licuefacción

Teóricamente se podría extraer calor de cualquier gas hasta lograr que su temperatura baje del punto de ebullición produciéndose la condensación, es decir un cambio de estado de gas a líquido. Dado que el punto de ebullición del hidrógeno es muy bajo (20,3 [K] como se indica en la tabla 2.1) y a estas temperaturas es muy difícil retirar calor de cualquier muestra, se utiliza un método conocido como licuefacción, el cual consiste en extraer calor al gas en múltiples etapas acompañadas de etapas de compresión, de este modo se alcanza el estado líquido.

En el caso del hidrógeno se realiza primero una etapa de refrigeración con propano hasta los 170 [K], luego un proceso de expansión multi-etapa con nitrógeno hasta llegar a los 77

[K] y por ultimo un proceso de compresión-expansión multi-etapa con helio hasta alcanzar finalmente los 20,3 [K] deseados, punto en el cual el hidrógeno se vuelve líquido y bastante más denso.

Si bien esta etapa requiere un alto gasto energético el resultado es hidrógeno en estado líquido el cual posee una densidad bastante alta en comparación a la del gas, como se aprecia en la tabla 2.1, por lo tanto se puede almacenar en el mismo volumen una mayor cantidad de masa.

2.2.3. Portadores químicos

Una alternativa simple para el almacenamiento de hidrógeno son las sustancias químicas denominadas portadoras, generalmente se encuentran en estado líquido en condiciones estándar y requieren precauciones similares a los combustibles tradicionales para su almacenamiento y transporte. Este método se basa en la reacción química que se produce entre hidrógeno gaseoso y ciertas sustancias denominadas portadoras generando como producto la versión hidrogenada de la sustancia portadora, además esta reacción debe ser reversible bajo condiciones controladas para poder recuperar el hidrógeno cuando sea necesario.

Entre las sustancias utilizadas un caso particular es el amoníaco (NH_3) el cual es un química ampliamente utilizado a nivel mundial a pesar de que no encuentra fácilmente en la naturaleza, de hecho es el químico sintético más utilizado en el mundo y su infraestructura de producción, almacenamiento y transporte se consideran tecnologías maduras y está ampliamente desarrollada a nivel mundial. Se genera a partir del ciclo de Haber-Bosch el cuál fue patentado en 1910 y desde entonces ha sido perfeccionado y masificado en la industria, y consiste en mezclar hidrógeno y nitrógeno gaseoso en un reactor catalítico y de forma cíclica para aumentar su eficiencia, el nitrógeno se obtiene del aire mediante unidades especializadas llamadas ASU (*Air Separation Unit*) y el hidrógeno se puede obtener de las materias primas mencionadas en secciones anteriores, actualmente la mayoría se obtiene de gas natural.

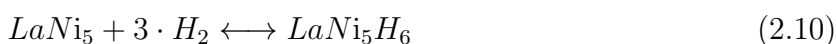
Una familia interesante de portadores químicos son los portadores químicos orgánicos o LOHC por sus siglas en inglés (*Liquid Organic Hydrogen Carrier*). Existe un gran número de sustancias en ésta categoría entre ellas se encuentra el tolueno, también uno de sus derivados el dibencil-tolueno y también el n-etil carbazol, entre varios otros. Cada una de estas sustancias pose ventajas y desventajas propias y además la mayoría está aun en proceso de investigación y desarrollo, sin embargo, como familia de sustancias el LOHC se considera una alternativa viable para el futuro mercado de hidrógeno verde dado que permite aprovechar la infraestructura existente de almacenamiento y transporte de combustibles, aunque aun deben sortear la barrera de la viabilidad económica pues en la mayoría de los casos el el bajo contenido de hidrógeno (cercano al 10%) provoca que aún no se considere un método rentable.

2.2.4. Hidruros metálicos

Otra forma de almacenar hidrógeno es con aleaciones de elementos que los contengan, para que esto sea un método útil es necesario que las aleaciones sean fáciles de crear y que

no representen excesiva complejidad o gasto energético para recuperar el hidrógeno. Una familia de materiales que cumplen con las características necesarias son los hidruros metálicos, aleaciones formadas a partir de hidrógeno y uno o más elementos metálicos, al exponer el metal al gas estos elementos reaccionan de forma natural generando aleaciones compactas y solidas, generalmente de un color blanquecino, formando una estructura densa y estable, sin embargo con un enlace químico débil, de manera que al exponer estas aleaciones a ciertas condiciones de temperatura o presión la reacción es revertida liberando el hidrógeno nuevamente.

Clásicamente los metales utilizados presentan una estructura molecular regular e uniforme, conocida como estructura cristalina cuadrada, suele darse con moléculas del tipo A_6 , AB_5 , AB_4C o ABC_4 , todas ellas comparten la característica de presentar la estructura mencionada y están formadas por 6 átomos de elementos metálicos, de tamaño similar o idéntico, sin embargo la mas común es la forma AB_5 , como lo son el $LaNi_5$ o el $CaCu_5$.



La formación de los hidruros metálicos se rige por procesos como el ejemplificado en la ecuación 2.10, en la cual se ilustra uno de los procesos mas utilizados para este método de almacenamiento, sin embargo existe una amplia gama de materiales que pueden formar hidruros metálicos y el proceso es similar sin embargo la estequiometría cambia con la estructura del metal a utilizar.

2.2.5. Hidruros metálicos alcalinos

En estos métodos se utiliza el mismo concepto que en el de los hidruros metálicos, pero con la particularidad de usar moléculas más simples formadas exclusivamente por elementos metálicos alcalinos, poseen características similares a los hidruros metálicos tradicionales pero con una mayor densidad de hidrógeno, es por esto que representan una alternativa interesante para almacenar hidrógeno a pesar de que requieren mayores cantidades de energía para su producción –principalmente debido a la necesidad de purificar el metal– que sus contrapartes no alcalinas. Los metales utilizados[17] en estos procesos son varios sin embargo destacan algunos como Li , Na , Ca .



En la ecuación 2.11 se observa la formación de un hidruro metálico alcalino basado en litio. Se aprecia además que para liberar el hidrógeno es necesario agregar agua, tal y como se detalla en la ecuación 2.12, obteniendo en efecto el doble del hidrógeno acumulado originalmente pero el metal requiere purificación nuevamente antes de usarse nuevamente. Este proceso es más complejo que el de los hidruros metálicos tradicionales, siendo más enérgicamente demandante, pero permitiendo flujos mayores de hidrógeno.

Cabe destacar que los métodos mencionados no son los únicos existentes, sino los más populares e investigados, pero existen una amplia variedad de procesos alternativos o incluso

mezclas de ellos que podrían ser apropiados para diferentes usos u aplicaciones. Además no basta con almacenar el hidrógeno, muchas veces se requiere llevarlo desde el lugar donde se produce al lugar donde será utilizado, para esto es necesario desarrollar medios para transportarlo, la mayoría de los métodos actuales utilizan alguno de los métodos de almacenamiento para viabilizar u facilitar el transporte del hidrógeno.

2.3. Transporte

Existen diversos métodos de transporte para combustibles utilizados ampliamente en la sociedad, tuberías de gas, camiones y trenes con estanques para líquidos y gases, barcos, etc. Sin embargo el hidrógeno dada su baja densidad representa complejidad adicional dado que con los transportes tradicionales se logra mover cantidades insuficientes de hidrógeno, es por esto que se requieren perfeccionar algunos mecanismos de transporte más especializado y combinarlo además con los métodos de almacenamiento ya descritos.

2.3.1. Tuberías

Existen varias soluciones de transporte asociadas a las tuberías[21, 14], la primera y más simple es aprovechar las redes de transporte de gas natural e inyectar en ellas cierto porcentaje de hidrógeno. Este método de transporte ya se ha revisado e incluso aplicado alrededor del mundo y se realiza sin mayores modificaciones a la red, excepto en los puntos de inyección y retiro donde se deben separar los gases. A pesar de que inyectar hidrógeno en las tuberías disminuye la cantidad de gas natural transportado, usar bajas porcentajes de hidrógeno –10 % - 20 %– no perjudica demasiado el transporte de gas natural ya que aun se logra transportar lo requerido por la demanda, sin embargo no se puede transmitir mucho más hidrógeno pues dada la baja densidad de éste se desabastecería la demanda de gas natural sin ofrecer suficiente hidrógeno como para compensarlo.

Un problema asociado a este método de transporte se presenta en ciertas tuberías de gas, especialmente las construidas a partir de acero u aleaciones de dicho metal, debido al fenómeno conocido como *embrittlement* el cual consiste en pequeñas fugas de hidrógeno a través del material debido a que las moléculas del gas son mas pequeñas que el espacio entre moléculas del metal, este fenómeno aumenta a medida que aumenta el porcentaje de hidrógeno en la cañería y la presión de operación, mientras que disminuye a medida que aumenta el grosor de las cañerías. Además puede evitarse utilizando metales con menor espacio entre moléculas o materiales constituidos por polímeros sintéticos derivados del plástico.

Inyectar hidrógeno a tuberías de gas natural es una alternativa pero no la única, también se pueden construir cañerías dedicadas exclusivamente al transporte y distribución del hidrógeno, diseñándolas con un diámetro mayor y capaces de soportar mayor presión, usando materiales que evitan el *embrittlement*, de este modo se puede transportar hidrógeno comprimido y con grandes flujos, así el hidrógeno se vuelve competitivo respecto del gas natural –e inclusive de la red eléctrica en algunas ocasiones–.

2.3.2. Traslado de contenedores

Si bien los gases son preferiblemente transportados por tuberías, la baja densidad del hidrógeno sugiere buscar rutas alternativas, por ejemplo un proceso de licuefacción para llevarlo a estado líquido y luego transportarlo en camiones o trenes similares a los usados para transportar combustibles líquidos. Sin embargo este medio de transporte puede no ser una alternativa óptima ya que aún en estado líquido un depósito de hidrógeno contiene menos masa, y menos energía utilizable, que un camión de combustible.

Para que el hidrógeno sea competitivo se pueden tomar varias estrategias, la más directa es usar métodos de producción libres de carbono de manera que el ciclo final del hidrógeno también lo sea, al hacer esto se obtienen beneficios económicos relacionados a la descarbonización que en algunos casos podrían ser suficientes para nivelar la mayor gestión e infraestructura necesaria para el abastecimiento con hidrógeno de la demanda.

Otra alternativa es utilizar métodos de almacenamiento con hidruros metálicos –normales o alcalinos–, los cuales al resultar aleaciones sólidas estables que contienen grandes cantidades de hidrógeno, pueden ser transportados vía medios tradicionales como camiones, trenes, barcos, etc. Luego en el destino estos pueden liberar el hidrógeno directamente en la locación de la demanda y transportar la aleación metálica vacía de hidrógeno hasta las plantas de producción nuevamente y reiniciar así el ciclo. Si bien esto implica mayor logística y preparación respecto al transporte y distribución de combustibles más tradicionales, la versatilidad del hidrógeno como combustible sumado a los factores medioambientales ya expuestos pueden posicionar estos métodos como alternativas competitivas y hasta deseables u óptimas, según las características de la demanda y la regulación legislativa asociada.

2.3.3. Generación in-situ

Si bien esta alternativa no es un medio de transporte, está fuertemente relacionada a esto, debido a que generar el hidrógeno en el lugar donde es demandado o en sus cercanías puede desplazar parcial o totalmente –dependiendo de la escala– la necesidad de transportar el hidrógeno. La analogía más clara para describir este método es la generación distribuida de electricidad respecto a la transmisión y distribución de ésta, de hecho comparten muchos desafíos como la disponibilidad del recurso para abastecer siempre la demanda o la factibilidad técnica o geográfica de instalar plantas del tamaño necesario en los lugares donde la demanda es considerable. Si bien existen muchos desafíos por resolver respecto a esto, surge como una alternativa para complementar un esquema de producción más tradicional y centralizado, disminuyendo los desafíos de la generación, almacenamiento y transporte a gran escala.

2.4. Demanda y aplicaciones

La variedad de usos del hidrógeno es bastante amplia, como ya se ha ilustrado previamente, sin embargo vale la pena nombrar los principales mercados que requieren o podrían requerir un abastecimiento constante de hidrógeno y sus características principales.

2.4.1. Industria química

Como ya se ha mencionado, existen diversos procesos químicos que requieren hidrógeno como un insumo, esta industria es la responsable de los orígenes en la investigación en métodos para producir y almacenar hidrógeno, posteriormente su potencial energético fue cobrando relevancia. El hidrógeno es parte esencial de muchas moléculas orgánicas y a pesar de no encontrarse en estado puro en la naturaleza es especialmente necesario para generar algunos compuestos comúnmente utilizados por la industria química como el amoníaco (NH_3), es por esto que se ha desarrollado un mercado de producción y demanda de hidrógeno, el cual también es utilizado como catalizador en otros procesos, estabilizador de reacciones, e incluso en la industria farmacéutica se requiere hidrógeno para medicamentos tan comunes como la aspirina.

2.4.2. Termodinámica

El hidrógeno puede ser utilizado en distintos procesos como fluido de trabajo de reacciones termodinámicas, como son los procesos de refrigeración donde el hidrógeno se utiliza en radiadores para extraer calor de alguna otra sustancia u objeto. Esto es particularmente útil en ciclos combinados para generación de energía donde el hidrógeno puede utilizarse para enfriar motores o turbinas y evitar así que su eficiencia disminuya, además si se cuenta con un suministro suficiente de hidrógeno este puede también utilizarse en turbinas secundarias o terciarias para generar energía y aumentar la eficiencia global de la planta.

2.4.3. Refinación de combustibles

Si bien la refinación de combustibles se lleva a cabo mediante procesos químicos, dado el tamaño de este mercado y la escala de producción de que representa vale la pena considerar la industria de los combustibles por separado. En esta industria se realizan varios procesos y existen diferentes métodos para obtener los diversos productos deseados, sin embargo existen 2 procesos realizados en gran parte de la industria que requieren un suministro constante de H_2 , se trata del *Hydrotreating* y el *Hydrocracking*.

El *Hydrotreating* o también llamado *catalitic hydrodesulfurization* es un proceso de purificación catalítica, es decir que además de los reactivos interviene uno o mas catalizadores que permiten regular la velocidad de la reacción, en éste caso el hidrógeno se usa como reactivo en conjunto con el hidrocarburo a refinar y como catalizador suele utilizarse aluminio otros metales. Mediante este proceso se busca eliminar impurezas (generalmente azufre pero también puede ser nitrógeno u oxígeno) presentes en los hidrocarburos, generalmente se realiza con hidrocarburos de cadena larga para obtener una versión más pura del mismo la cual

pueda ser utilizada como combustible directamente, aunque en ocasiones se busca eliminar las impurezas para que no interfieran en procesos posteriores de refinación como es el caso del *cracking* y en particular del *hydrocracking*.

Se denomina *cracking* al proceso en el cuál un compuesto químico cuyas moléculas son de gran tamaño se descomponen en moléculas mas pequeñas para formar compuestos más livianos, éste es el caso de varios polímeros e hidrocarburos derivados del petróleo. En la refinación de combustibles diversos productos requieren la descomposición de hidrocarburos de cadena larga y existen varios métodos para lograrlo, uno de ellos es el proceso catalítico denominado *hydrocracking*, en el cual a un hidrocarburo pesado se le inyecta hidrógeno a alta temperatura y presión para romper los enlaces entre átomos de carbono y obtener combustibles livianos.

2.4.4. Minería

En minería se llevan a cabo diversos procesos para refinar los minerales extraídos y llevarlos a su forma y pureza deseada. En particular en la minería de cobre existen algunos procesos que requieren la utilización de hidrógeno, uno de ellos es el proceso de pirorefinación en el cual el cobre se funde en hornos en presencia de atmósferas controladas para eliminar impurezas, además se le inyecta H_2 para eliminar el exceso de oxígeno.

2.4.5. Combustible

El hidrógeno es un combustible con buenos niveles de densidad energética, como se observa en la tabla 2.2, por lo tanto puede agregarse a algunos combustibles con niveles más bajos para mejorar su rendimiento o utilizarse por si mismo como combustible. Esto sumado a un ciclo libre de carbono de producción de hidrógeno puede añadir grandes beneficios de descarbonización, los cuales dependiendo de la legislación pueden inclusive convertirse en beneficios estratégicos o económicos. En ese sentido el hidrógeno limpio destaca como potencial fuente de energía en industrias extensivas en uso de combustibles como lo son las industrias del transporte y de la minería, donde enriquecer –o inclusive reemplazar– los combustibles fósiles con hidrógeno libre de carbono puede tener un gran valor agregado pues puede reportar beneficios relacionados a la eficiencia del proceso, y a las utilidades de la industria, pero también al ambiente socio-político y medioambiental, viabilizando proyectos que en otras circunstancias no se realizarían.

2.4.6. Electromovilidad

La electromovilidad es una industria que está en aumento, acompañada de un fuerte crecimiento y grandes cantidades de investigación e innovación. Para nadie es sorpresa a estas alturas los beneficios que traería combinar los automóviles eléctricos, tradicionalmente alimentados por baterías, con la posibilidad de generar electricidad mediante celdas electroquímicas de alta eficiencia a base de hidrógeno, de este modo la autonomía y flexibilidad de los vehículos eléctricos aumentaría significativamente. Aunque esta industria aun presenta importantes desafíos y requiere bastante más investigación, la idea ya se presenta como

plausible –incluso probable– y muchas investigaciones actuales alrededor del mundo apuntan a viabilizar el desarrollo de vehículos eléctricos híbridos a base de hidrógeno y baterías o inclusive alimentados exclusivamente por hidrógeno.

2.4.7. Generación de electricidad

Mucho se especula sobre si la generación de electricidad mediante hidrógeno será realmente competitiva debido a la gran cantidad de electricidad que se requiere para generarlo –de manera libre de carbono– y que no logra ser recuperada por completo, sin embargo el hidrógeno se alza como alternativa al almacenamiento de electricidad, especialmente para sistemas con alta penetración de las denominadas *energías renovables no convencionales* (ERNC) dado que se depende bastante de la disponibilidad del recurso. Es por esta característica que actualmente se denomina a estas fuentes de electricidad como *energías renovables no gestionables* (ERNG) dado que no existe capacidad de regular la energía disponible, en lo que resta del presente documento se llamarán de este modo. En un escenario de alta penetración de energía renovable el almacenamiento de electricidad se hace necesario para poder abastecer la demanda cuando el recurso ERNG no esté disponible, particularmente el hidrógeno se propone como un método de almacenamiento estacional, es decir que es capaz de almacenar grandes cantidades de energía por periodos prolongados de tiempo, por ejemplo en un sistema con alta penetración fotovoltaica se puede producir hidrógeno con la potencia en exceso generada durante los peaks de sol en la estación estival y almacenar el hidrógeno para producir electricidad limpia y económica en el invierno cuando no existe suficiente recurso solar.

Otro factor importante es la posibilidad del hidrógeno para prestar servicios complementarios. Debido a la rápida respuesta de las celdas electroquímicas –o de las turbinas– alimentadas con hidrógeno, se perfila como un candidato económico y limpio para los servicios de control de frecuencia al poder aumentar –o disminuir– rápidamente la generación de electricidad, del mismo modo si el hidrógeno se produce por electrolisis puede rápidamente ajustarse el consumo para brindar control de frecuencia en el lado de la demanda, esto es importante dado que los mecanismos de control de carga suelen ser más lentos y en este sentido el hidrógeno destaca. Nuevamente el hidrógeno sería aun mas importante en un sistema con alta penetración ERNG, dada la desafiante necesidad de control de frecuencia y de gestión de energía.

2.4.8. Micro-redes

Técnicamente es un caso específico de lo anteriormente mencionado, sin embargo cabe destacar que en sistemas eléctricos pequeños, con alta penetración ERNG, y en lugares generalmente aislados, el hidrógeno se perfila como una solución destacable a muchos problemas propios de las micro-redes, como son el almacenamiento de energía, el control de frecuencia, la flexibilidad del sistema, combustible para generadores o equipos de respaldo, etc.

3

Metodología

En función del objetivo del presente trabajo, realizar una evaluación técnico-económica del uso del hidrógeno libre de carbono para desplazamiento de combustibles fósiles en la industria, se pretende en primera instancia lograr una comprensión detallada de los distintos procesos involucrados en el ciclo del hidrógeno, tanto en su producción, almacenamiento y transporte como en su posterior utilización en la industria. Además se busca analizar en profundidad las características y desafíos de cada proceso para incorporar cada uno de estos aspectos en una caracterización técnica de las distintas rutas posibles desde materia prima hasta la aplicación final, de este modo realizar un trazado de los costos asociados a cada etapa y proceso para posteriormente realizar una comparación en términos económicos de cada una de las alternativas y evaluar su factibilidad de implementación en Chile mediante los recursos disponibles.

Para llevar a cabo el proceso de evaluación se tomarán en cuenta varias etapas, las cuales se describen a continuación, detallando sus hitos principales y las características esperadas de cada proceso.

- **Caracterización del mercado actual:** En la primera etapa se realiza una revisión de la experiencia nacional e internacional con el objetivo de obtener características de la demanda de hidrógeno y su potencial desarrollo, junto con el estado actual de los procesos en el ciclo del hidrógeno y sus desafíos a sortear, junto con soluciones prácticas encontradas o teorizadas por la literatura y bibliografía.
- **Selección de parámetros y criterios para la evaluación:** Se escogen en este proceso los criterios de selección, clasificación y evaluación a utilizar en las etapas posteriores. Además se definen aspectos cruciales de la evaluación como las características de la demanda a abastecer, la producción deseada, etc.
- **Calculo de aspectos técnicos y alternativas de desarrollo:** Teniendo un set de procesos y tecnologías para producción, almacenamiento y transporte de hidrógeno, se generan diferentes combinaciones de tecnologías compatibles. Posteriormente se calculan indicadores técnicos y parámetros de desarrollo –eficiencia, factibilidad, densidad energética– de las alternativas encontradas y se utilizan criterios de selección definidos en la etapa anterior para filtrar y encontrar los proyectos sujetos a posteriores evalua-

ciones.

- **Calculo de aspectos económicos e indicadores financieros:** Se calculan en esta etapa los principales parámetros económicos asociados a las tecnologías y ciclos a evaluar, obteniendo además los parámetros financieros escogidos para llevar a cabo el proceso de evaluación técnico-económica.
- **Evaluación final de las tecnologías y rutas seleccionadas:** Ya calculados todos los parámetros técnicos y económicos de los ciclos y las tecnologías a evaluar, y conociendo los criterios con los cuales se realizara la evaluación, el siguiente paso es comparar las alternativas aplicando los criterios definidos previamente para obtener de este modo la alternativa con mayor desempeño, factibilidad y potencial para su futura implementación.
- **Proyección de la implementación:** En esta etapa ya se cuenta con la alternativa escogida y evaluada y se pretende realizar una proyección de su eventual implementación, es decir, utilizar toda la información recopilada en etapas anteriores para encontrar los desafíos puntuales de la alternativa en cuestión y en lo posible generar un estudio de pre-factibilidad o de ingeniería conceptual de un ciclo de producción de hidrógeno limpio para su uso en la industria, desplazando combustibles fósiles.

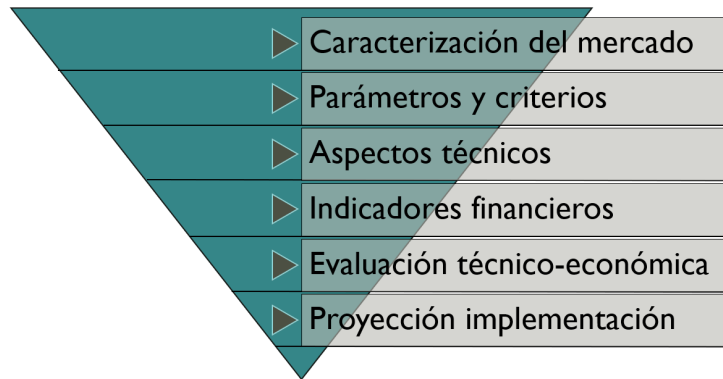


Figura 3.1: Diagrama de las etapas de la metodología a implementar.

En la figura 3.1 se aprecia un diagrama ejemplificando la metodología a utilizar, este simboliza la característica de embudo del proceso de evaluación, en el cual se comienza desde lo más general con muchas tecnologías, ciclos y aplicaciones a considerar, para de manera sistemática y meticulosa reducir tras cada etapa el numero de variables, hasta llegar a una alternativa competitiva, factible y con un gran potencial de implementación.

Para seguir la metodología asignada se separan los resultados en 4 partes, en los capítulos del 4 al 7, el primero ilustra los resultados del análisis de demanda actual y potencial del H_2 verde, posteriormente se realizan todas las proyecciones económicas necesarias para la selección de alternativas, luego con la información de los 2 capítulos anteriores se realiza la evaluación técnico-económica de cada alternativa y se diseñan prototipos de planta para abastecer las principales aplicaciones, por ultimo se plantean escenarios de evolución del mercado nacional.

4

Caracterización de la demanda

La cadena de abastecimiento mundial de hidrógeno se encuentra bastante desarrollada dado las numerosas aplicaciones de este elemento en diversas industrias, en el presente capítulo se realiza una caracterización y cuantificación de la demanda internacional de hidrógeno para sus diferentes aplicaciones y considerando los métodos de producción. Posteriormente se busca estimar a partir de dicha caracterización un potencial mercado del hidrógeno renovable en Chile y su crecimiento en los próximos años las diferentes demandas locales y las aplicaciones del hidrógeno que se verán potenciadas a partir de los avances tecnológicos en los años venideros.

4.1. Mercado internacional

Como se menciona en capítulos anteriores el hidrógeno es el elemento más abundante del mundo sin embargo no se encuentra puro en la naturaleza, debe obtenerse de diferentes materias primas, muchos de estas materias primas son a base de carbono y se produce CO o CO_2 en el proceso.

Actualmente en el mundo se producen aproximadamente 65 millones de toneladas al año de H_2 lo cual equivale a una demanda energética de 8 exajoules al año[13], pero tan solo un 4 % del hidrógeno producido en el mundo se obtiene a partir de electrolisis de agua, mientras que el 96 % se obtiene a partir de combustibles fósiles, siendo el gas natural la principal materia prima utilizada para la producción de hidrógeno con un 48 % de la producción total tal como muestra la figura 4.1. Se estima que la producción de hidrógeno emite cerca de 500 millones de toneladas de CO_2 equivalente[14].

Diversos factores explican la alta presencia de los combustibles fósiles como materia prima para la producción de hidrógeno, el principal de ellos es el costo, en general se espera que mientras más hidrógeno contenga una sustancia menor será el costo de obtención del H_2 , en la tabla 4.1 se aprecia que el gas natural es la materia prima con mayor contenido de hidrógeno, es por esto que es tan ampliamente utilizado para la obtención de hidrógeno, también se aprecia que el carbón posee un bajo % de H_2 sin embargo el bajo costo del carbón lo hace competitivo.

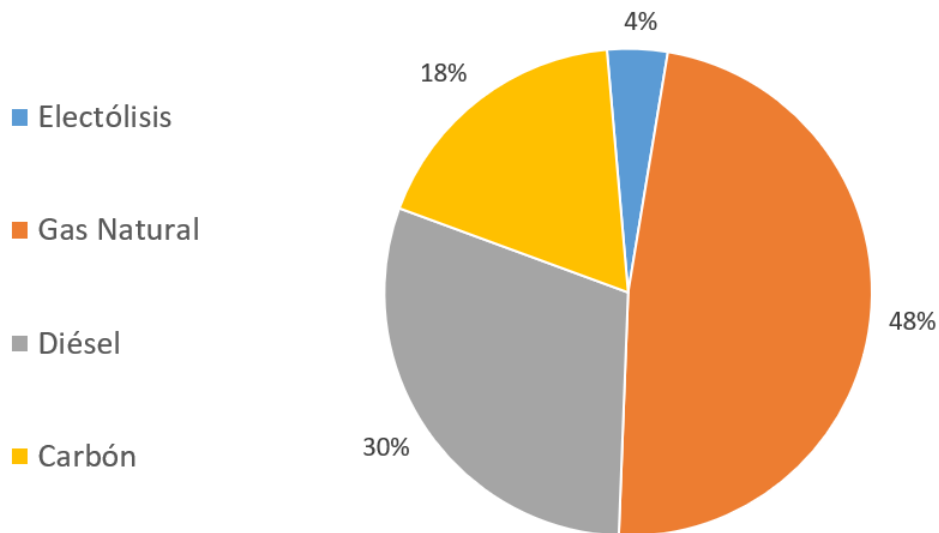


Figura 4.1: Materias primas utilizadas para la producción mundial de H_2 .

Materia prima	Contenido de H_2 [% en masa]
Gas Natural	25
Diesel	12
Carbón	5
Agua	11

Tabla 4.1: Hidrógeno contenido en las principales materias primas utilizadas en el mundo.[14]

Sin embargo el proceso de electrólisis de agua es actualmente el principal candidato para la producción de hidrógeno renovable y aunque los costos de la electrolisis de agua son aún superiores que los de reformado de vapor de los combustibles, las economías de escala y los avances tecnológicos, sumados a los esfuerzos internacionales por reducir las emisiones de carbono, permiten predecir un aumento significativo en la producción de hidrógeno a partir de electrolisis durante los próximos años.

A nivel mundial el hidrógeno posee diversas aplicaciones a lo largo de varias industrias, sin embargo al agrupar dichas aplicaciones en sectores industriales se observa una tendencia bastante clara, como se aprecia en la figura 4.2 la principal demanda se encuentra en la industria química como reactante en diversos procesos, especialmente en la producción de amoníaco el cual a su vez es ampliamente utilizado como reactante para producir fertilizantes o explosivos. Otros usos importantes incluyen la refinación de combustibles u otras sustancias donde el hidrógeno se utiliza para eliminar impurezas, también es ampliamente utilizado para generar atmósferas controladas en las cuales se llevan a cabo diversos procesos altamente reactivos, como la purificación de algunos tipos de cristal, sin embargo en ésta ultima categoría la demanda es baja (solo 10% de la demanda mundial) dado que en este caso el hidrógeno no reacciona por ende no es necesario reemplazarlo frecuentemente.

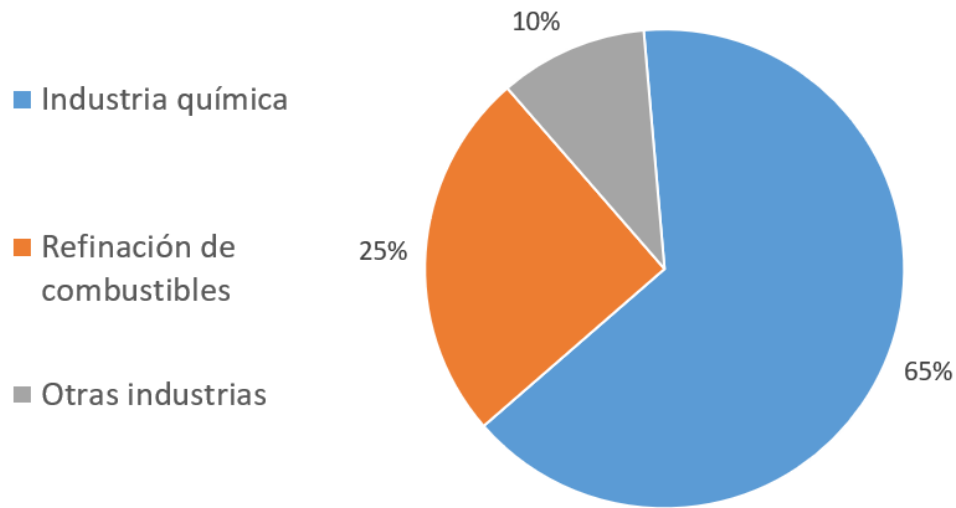


Figura 4.2: Usos principales del H_2 a nivel mundial.[21]

Se estima que la demanda mundial de H_2 aumentara sustancialmente en los próximos años dado el potencial del hidrógeno como vector energético y su uso en nuevas aplicaciones que actualmente se realizan en menor medida pero que se masificarán como su uso como combustible en maquinaria y camiones de gran envergadura, además existen varios países que ya presentan un amplio interés en estas aplicaciones llegando incluso a desarrollar planes a mediano-largo plazo para producir o importar H_2 a gran escala como Japón y Alemania. Por todo lo anterior se estima que para el año 2030 la producción aumentará de 65 a 200 millones de toneladas al año además de ser producido en mayor medida a partir de electrolisis de agua y no a base de combustibles fósiles.

4.2. Mercado Nacional

En Chile la producción de hidrógeno se realiza a partir de gas natural para abastecer principalmente las necesidades de la industria de refinación de combustibles derivados de petróleo y en menor medida se distribuye para la industria alimenticia y algunos procesos químicos para la creación de atmósferas controladas, los cuales al poseer un menor consumo son abastecidos por los mismos proveedores que producen hidrógeno para las refinerías o se produce en pequeñas cantidades en las instalaciones donde se requiere.

Sin embargo se identifican diversos casos en los que existe un potencial consumo de hidrógeno, especialmente renovable, en los cuales no se requiere un gran desarrollo de infraestructura pero que no se materializan en la actualidad debido a diversos factores, es por esto que a continuación se describen ambos escenarios, el escenario actual del mercado nacional y el potencial mercado de hidrógeno verde en Chile.

4.2.1. Actualidad del H_2 en Chile

En Chile se produce hidrógeno para abastecer varios procesos productivos que lo utilizan como reactante y en atmósferas controladas, a continuación se clasifican las aplicaciones según la industria que representan, estimando la demanda anual y detallando la cadena de abastecimiento:

- **Producción de combustibles:** Para producir algunos combustibles derivados del petróleo o de gas natural se utilizan diversos procesos y entre ellos los de refinación catalítica requieren un abastecimiento continuo de hidrógeno, el *hydrocracking* y el *hydrotreating* como se explica en capítulos anteriores.

En Chile más del 60% de los combustibles consumidos son provistos por ENAP (Empresa Nacional del Petróleo) la cual produce y distribuye combustibles para todo el país, cuenta para esto con varias plantas de las cuales 2 realizan los procesos de refinación catalítica en cuestión, las refinerías Aconcagua y Bío-Bío ubicadas en la V y VIII región respectivamente. El consumo de hidrógeno de ENAP es de 24.000 toneladas anuales en la refinería Aconcagua y 22.000 toneladas anuales en la refinería Bío-Bío, de este modo el consumo total de ENAP es de 46.000 toneladas al año, el cual es abastecido por la compañía Linde S.A. que cuenta con plantas de producción a partir de gas natural ubicadas en las cercanías de cada una de las refinerías de ENAP.

- **Producción de cobre:** En los procesos de refinación de cobre conocido como *pirorefinación* se utilizan gases para eliminar el oxígeno presente en el cobre fundido que sale de los hornos, actualmente en Chile se producen aproximadamente 1,5 millones de toneladas al año de cobre de hornos con un contenido aproximado de 1% de oxígeno, para extraerlo se utilizan H_2 y CO , ambos obtenidos a partir de reformado de vapor de diésel en plantas dedicadas a este proceso al interior de las mineras, siendo la cantidad de hidrógeno requerida aproximadamente 1.000 toneladas anuales.
- **Producción de alimentos:** En la producción de alimentos se requiere hidrógeno en

2 escenarios, la hidrogenación de productos oleaginosos y para su uso en atmósferas controladas. Diversas empresas a lo largo del país realizan esta clase de procesos, se abastecen mediante tanques presurizados transportados en camiones, pero sus requerimientos son pequeños en comparación a otras y se estima que la demanda agregada de este rubro es cercana a las 800 toneladas anuales.

- **Producción de vidrio:** En la producción de vidrio se requiere hidrógeno para su uso en atmósferas controladas en el tratamiento de flotación que se realiza a cierto tipo de cristal para darle un acabado más pulido y homogéneo. En la actualidad son varias plantas en el país la que realizan este proceso sin embargo su demanda agregada es pequeña dado que en esta clase de procesos el gas no es consumido y puede utilizarse para bastantes ciclos, estimándose una demanda aproximada de 500 toneladas anuales.
- **Producción de amoníaco:** El amoníaco es el químico sintético más utilizado en el mundo, y Chile no es la excepción, se produce mediante el proceso de Haber-Bosch a partir de hidrógeno gaseoso y nitrógeno que se extrae del aire a través de una unidad de separación de aire o ASU. En Chile existe consumo de amoníaco principalmente asociado a la industria química el cual suele auto abastecerse, es decir que se produce amoníaco por las empresas químicas en diversas plantas pequeñas que proveen la cantidad necesaria para los procesos propios y no existe una infraestructura de producción y distribución a gran escala. Se estima que el consumo agregado de amoníaco es menor a 20.000 toneladas al año lo que implica una demanda de aproximadamente 4.000 toneladas anuales de H_2 . Cabe destacar que en esta demanda no se incorpora la demanda de la industria de fabricación de explosivos, la cual posee un alto consumo de NH_3 el cual sin embargo es importado en su totalidad por lo tanto no representa una demanda local actual de H_2 .

La mayor parte de la demanda actual se concentra en las refinerías de petróleo, como se aprecia de mejor manera en la figura 4.3, es por esto que la cadena de abastecimiento esta fuertemente concentrada en torno a las 2 instalaciones de ENAP, ambas refinerías poseen en sus cercanías plantas de la empresa Linde S.A. donde se produce a hidrógeno partir de reformado de vapor de gas natural, estas abastecen a través de cañerías la demanda de ENAP y lo distribuyen en tanques presurizados a las empresas que lo requieren en menor medida como las industrias del vidrio, cemento y alimentos. La industria minera por su parte lo produce en plantas de reformado de petróleo al interior de sus propias instalaciones para usarlo en la refinación de cobre. [23, 19]

Si bien la industria del hidrógeno nacional es pequeña se identifican muchas otras aplicaciones que podrían crear un verdadero mercado del hidrógeno, sin embargo se presenta aquí lo que comúnmente se conoce como *dilema del huevo y la gallina*, dado que no se desarrolla infraestructura de transporte o almacenamiento de hidrógeno debido a que no existe una demanda que lo justifique, sin embargo las aplicaciones y usos potenciales no se desarrollan debido a una falta de infraestructura y oferta capaz de abastecer la demanda. Por este motivo el mercado del hidrógeno parece estar en un estancamiento, sin embargo existen iniciativas a nivel nacional que pueden potenciar la demanda de hidrógeno verde.

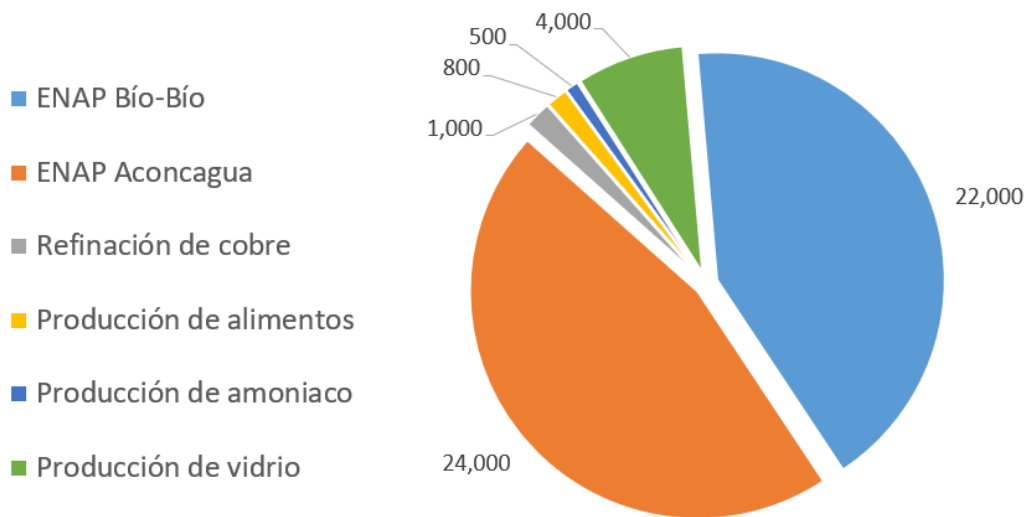


Figura 4.3: Actual demanda nacional de H_2 en toneladas anuales.

El mercado nacional de hidrógeno puede evolucionar migrando de una producción basada en combustibles fósiles a una basada en energía renovable que haga más atractiva la aplicación del hidrógeno como vector energético y que permita un desarrollo de infraestructura con dicho propósito, además esto puede darse mediante plantas piloto destinadas a abastecer proyectos específicos de aplicaciones prototipo como es el caso de el uso de hidrógeno como combustible en camiones mineros.

4.2.2. Potencial del H_2 verde en Chile

A pesar de la baja demanda de hidrógeno actual en el país existen diversas aplicaciones que no requieren gran inversión en infraestructura y que permitirían posicionar al hidrógeno verde como vector energético conectando diversas industrias y reduciendo considerablemente las emisiones de carbono. A continuación se explican y dimensionan cada una de estas aplicaciones.

Refinación de cobre

Actualmente se produce H_2 y CO a partir de diésel para remover el oxígeno remanente en el cobre al salir de las fundiciones, este proceso sigue las ecuaciones ya mostradas en capítulos anteriores pero que se pueden simplificar como:



Este proceso produce CO_2 tanto en el proceso de reformado de vapor de diésel como en el proceso de pirorefinación del cobre, sin embargo esto puede cambiar generando hidrógeno mediante electrolisis de agua, en cuyo caso ya no se dispondría de CO para la pirorefinación y se llevaría a cabo exclusivamente según la ecuación (4.3), así si antes se utilizaban 2 moles de H_2 y 2 de CO por cada 2 moles de O_2 ahora se requerirían 4 moles de H_2 .



De este modo la demanda de la refinación del cobre se duplicaría, pasando de ser 1.000 a 2.000 toneladas anuales de H_2 , considerando una producción de aproximadamente 1,5 millones de toneladas anuales de cobre de fundiciones, sin ninguna infraestructura adicional salvo la de producción de hidrógeno verde.

Utilizar hidrógeno verde en los procesos de pirorefinación disminuye las emisiones de CO_2 por dos efectos, el primero es la no utilización de CO como lo muestra la ecuación (4.1) lo que equivaldría a aproximadamente 13.000 toneladas anuales de CO_2 , además se reducen las emisiones en las que se incurre por generar H_2 a partir de diésel, el cual produce 1 mol de CO_2 por cada mol de H_2 generado como se expone en el marco teórico, por ende considerando la demanda actual de 1.000 toneladas anuales de H_2 las emisiones disminuyen en 14.000 toneladas anuales de CO_2 . De este modo el uso de hidrógeno verde en pirorefinación genera una disminución de 27.000 toneladas de CO_2 al año.¹

¹Cálculo propio con aportes de profesores del departamento de Ingeniería en Minas, Universidad de Chile

Combustible para operaciones mineras

La minería representa un gran consumo energético, no solo en forma de electricidad sino también en una gran demanda de combustible, producto de esto la industria minera es responsable de una parte importante de las emisiones de dióxido de carbono de Chile. Esto se debe principalmente a los procesos y operaciones a llevar a cabo en la minería, los cuales son altamente demandantes de energía debido a la gran cantidad de material con el que se trabaja. La minería nacional consume aproximadamente 1,7 millones de m^3 de diésel al año, siendo responsable de emitir cerca de 5,5 millones de toneladas anuales de CO_2 , es por esto que el hidrógeno verde se posiciona como un fuerte candidato para reducir las emisiones de carbonos asociadas a esta industria.

Una aplicación importante en la minería es en el campo del transporte de recursos, debido a que la mayoría de la maquinaria asociada a estos procesos es impulsada por motores de combustión interna e investigaciones recientes muestran que en este tipo de motores se puede reemplazar parcialmente el diésel por hidrógeno sin pérdidas de potencia y disminuyendo así las emisiones globales de este tipo de motores. Esta es una innovación transversal que ayudaría a reducir las emisiones en cualquier vehículo en base a diésel, sin embargo cobra especial protagonismo en la minería varias razones, una es que un camión minero puede llegar a consumir 3.000 litros de diésel por día por lo tanto reducir su consumo tiene un efecto significativo, otra razón de fondo es que esta clase de camiones requieren poca infraestructura de carga de combustible asociada, ya que suelen poseer recorridos cerrados preestablecidos por lo cual no existe necesidad de una red de distribución de hidrógeno, basta con estaciones de carga ubicadas estratégicamente (generalmente solo una estación abastece una flota completa de camiones). Además en general el transporte representa el 80 % del combustible consumido por la industria minera, llegando a ser más del 90 % en algunas minas, por lo tanto reemplazar parcialmente el diésel por hidrógeno sería de gran importancia para el elevado impacto ambiental asociado a la minería.

Según varias fuentes los porcentajes de reemplazo en motores duales pueden variar en función de la carga o la condición de operación deseada, generalmente moviéndose entre el 10 % y el 40 %, aunque pueden alcanzar valores sobre el 90 % en ciertas condiciones según algunos fabricantes, disminuyendo considerablemente las emisiones de gases de carbono, sin embargo para porcentajes sobre el 30 % y carga elevada las emisiones de otros gases de efecto invernadero pueden aumentar debido al sobre-esfuerzo del motor, es por esto que se estima que un primer paso en Chile es buscar un porcentaje de reemplazo del 20 %, es decir reemplazar 20 % de la energía aportada por diésel por hidrógeno verde. Tomando el factor de reemplazo ya mencionado y considerando que en Chile se consumen aproximadamente 1,4 millones de m^3 de diésel al año para transporte en minería se tendría una demanda total de 85.000 toneladas anuales de H_2 , lo cual equivaldría a reducir las emisiones en 890.000 toneladas anuales de CO_2 .

Otra ventaja de esta aplicación es su escalabilidad, debido a que si bien la demanda es considerable esta se encuentra distribuida en varias faenas en el país y por lo tanto se puede generar el hidrógeno in-situ en función de la demanda inclusive comenzando con flotas pequeñas de camiones duales, lo cual es una posibilidad interesante debido a que ya existen consorcios en Chile desarrollando camiones duales diésel-hidrógeno que esperan inaugurar la primera flota a modo de prototipo en los próximos años. Además los camiones duales se plantean como una etapa de transición hacia camiones fuel-cell cuyo consumo energético sería

100 % abastecido por hidrógeno, por lo tanto su potencial de expansión es muy alto y reúne las características necesarias para ser un agente principal en la creación y desarrollo de un mercado de hidrógeno verde.

Inyección en cañerías de gas

Otra potencial en Chile es reemplazar parte del consumo de gas natural, ya sea para usos industriales o domésticos. Una forma simple de hacerlo es inyectar hidrógeno en las cañerías de gas, ya que estudios demuestran que puede ser combustionados en conjunto en porcentajes de reemplazo de hasta el 35 % sin mayores modificaciones a la red, a mayores porcentajes se requiere reforzar la red para soportar mayores presiones dado que el hidrógeno es bastante liviano y debe comprimirse bastante para aumentar su peso específico y aumentar la cantidad contenida en las cañerías.

Compañía	m^3	%
Metrogas	994.000	68,5
Gasco	424.000	29,2
Lipigas	4.300	0,2
Gas Sur	27.500	1,9
Total	1.449.800	100

Tabla 4.2: Volumen de gas en cañerías suministrado anualmente por las empresas nacionales.

En la tabla 4.2 se exponen las cantidades de gas en cañería suministrado en Chile y el porcentaje del total correspondiente a cada compañía, Metrogas provee 994.000 [m^3] anuales de gas de cañerías en Chile, casi el 70 % del gas de cañerías del país, en particular la de la Región Metropolitana es una opción atractiva dado el gran consumo que esta representa y su amplia extensión pues si bien Metrogas posee cañerías en varias ciudades del país el 85 % de su red se encuentra en la Región Metropolitana, lo que correspondería a aproximadamente 845.000 [m^3] anuales.

Para calcular la cantidad de gas inyectable en las cañerías sin necesidad de reforzarlas se debe considerar la presión a la cual se inyectaría y con eso estimar su peso específico, pues eso afectará a la cantidad de energía por unidad de volumen disponible en las cañerías al momento de su consumo, lo cual es crucial pues el objetivo de inyectar hidrógeno verde en las cañerías abastecer la misma demanda energética pero con un combustible más limpio.

$$P * V = R * T * n \quad (4.4)$$

Según la normativa chilena el gas en cañerías urbanas debe encontrarse presurizado entre 9 y 10 [bar]², por lo tanto el hidrógeno debería inyectarse a una presión similar, con lo cual usando la ecuación (4.4) se obtiene que el peso específico resultante del H_2 a temperatura

²Designado por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, según la norma técnica vigente en Chile

ambiente y 9,5 [bar] es 0,77 [Kg/m³], esto es un excelente resultado ya que a la misma presión el peso específico del gas natural es 0,75 [Kg/m³], por lo que dada la semejanza de sus densidades inyectar H_2 no requiere ningún refuerzo de la red ni infraestructura adicional. Considerando esto y la equivalencia energética correspondiente el inyectar un 20 % de hidrógeno en la red de cañerías de la Región Metropolitana corresponde a un consumo de 50.000 toneladas anuales de H_2 , lo cual reduciría las emisiones en 330.000 toneladas anuales de CO_2 .

Producción de explosivos a partir de amoniaco

En Chile existe consumo de amoniaco principalmente asociado a la industria de fabricación de explosivos, sin embargo no se produce en gran escala y se importa amoniaco generalmente desde Australia el cual es producido a partir de gas natural. Según los registros oficiales de la aduana Chile importa aproximadamente 300.000 toneladas anuales de NH_3 destinada a abastecer el consumo de ENAEX (Empresa Nacional de Explosivos) que genera explosivos y otros productos similares para la industria minera.



El amoniaco es producido mediante el proceso de Haber-Bosch como se detalla en el marco teórico, el cual puede simplificarse como la ecuación (4.5), con lo cual se observa que por cada 2 moles de NH_3 se requieren 6 moles de H_2 , en masa esto equivale a que casi un 20 % del amoniaco corresponde a hidrógeno. Se requerirían aproximadamente 60.000 toneladas anuales de H_2 para producir el amoniaco consumido por ENAEX.

Producción de fertilizantes

Similar al caso anterior es la industria de la producción de fertilizantes, estos también suelen representar una gran demanda de hidrógeno debido a que son en base a amoniaco y productos derivados, sin embargo en Chile no se producen a gran escala sino que se importan en distintos formatos y cantidades a lo largo del país.

Producto	Toneladas
Urea	519.875
Sulfato de amonio	29.411
Sulfato de amonio carbonatado	38.699
Nitrato de amonio	70.680
Nitrato de amonio carbonatado	9.553
Nitrato de amonio con Urea	13.272
Fosfato de amonio	42.960
Fertilizante genérico nitrogenado	12.978
Total	737.427

Tabla 4.3: Importaciones anuales de fertilizantes a base de amoniaco.

Como se detalla en la tabla 4.3, en Chile se importan aproximadamente 740.000 toneladas de fertilizantes al año, de los cuales el 70 % es urea y el resto se dividen en varios fertilizantes a base de amoniaco, esto corresponde a una demanda agregada de aproximadamente 37.000 toneladas anuales de H_2 .

Resumen del potencial mercado del H_2 verde en Chile

En la figura 4.4 se resumen las demandas identificadas, tanto actuales como potenciales, dando así un panorama amplio de lo que es el mercado del hidrógeno en Chile y de como cambia al incluir las denominada demanda oculta, es decir aquella que no es una demanda directa pero que requiere un suministro de H_2 .

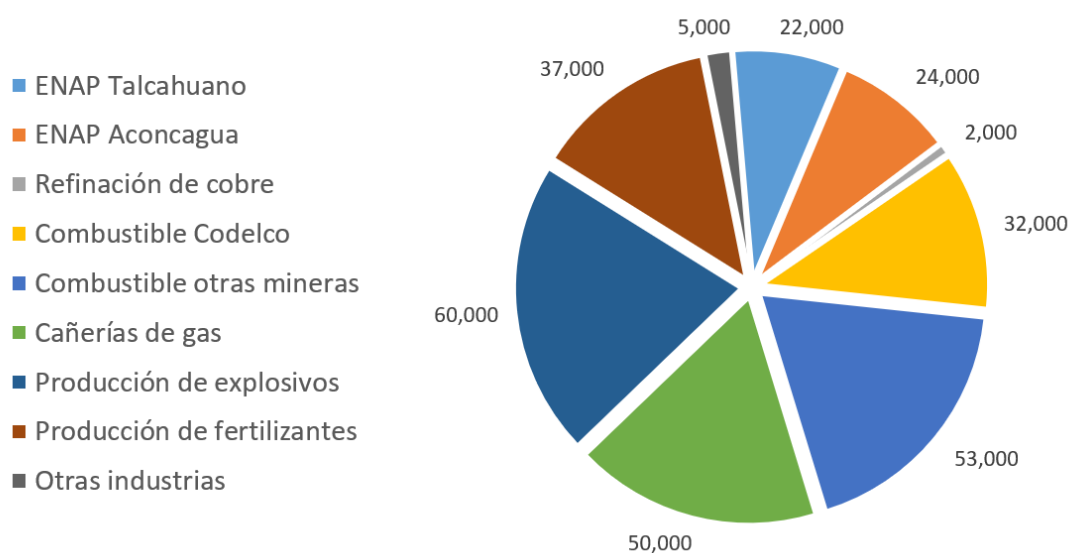


Figura 4.4: Potencial demanda nacional de H_2 en toneladas anuales.

Se observa entonces un crecimiento significativo en la demanda al incluir la demanda potencial, pasando de un total de 52.000 a 285.000 toneladas anuales de H_2 verde, además debido al surgimiento de un mercado del hidrógeno verde nuevas aplicaciones podrían aumentar aun más la demanda, como la electromovilidad o inclusive el uso de hidrógeno en el sector eléctrico como almacenamiento estacional o para abastecer de servicios complementarios al sistema.

Cabe destacar además que el rubro con mayor demanda potencial de H_2 es el uso como combustible en la minería, donde debido a la importancia de Codelco se decide separar su demanda, pues corresponde a cerca del 30 % de este sector.

5

Proyecciones económicas

Ya caracterizada la demanda nacional es necesario discernir varios aspectos económicos clave para poder de este modo proyectar un mercado del hidrógeno verde. En el presente capítulo se realiza una recopilación y proyección de costos asociados a las distintas aplicaciones del hidrógeno verde, incluyendo no solo los costos de su cadena de producción sino también los precios objetivo en sus diferentes usos basados en el combustible o sustancia a reemplazar.

5.1. Energía

En primera instancia se debe definir el método de obtención de la energía necesaria para la producción de hidrógeno, pues este es el factor clave que permite que el hidrógeno producido sea libre de emisiones de carbono. Como se vio en el marco teórico, para obtener hidrógeno verde la mejor alternativa es obtenerlo mediante electrólisis de agua a partir de ERNG, es por esto que se realiza una evaluación preliminar del potencial renovable en Chile.

La investigación previa se realiza en 3 etapas, en primera instancia se usa información georeferenciada de varias bases de datos para ubicar las zonas con potencial para instalación de plantas ERNG y su capacidad máxima por zona. Luego se producen perfiles de generación basados en información estadística de cada zona para determinar la producción estimada de cada planta y los costos de producción asociados a cada central. Por ultimo usando el software *Python* se programa un script que utilizando la información de las etapas anteriores simula la construcción y operación de un conjunto óptimo de centrales para abastecer una demanda fija determinada, de este modo se proyecta el costo de abastecer dicha demanda con 100 % de energía renovable la cual puede o no incluir almacenamiento de energía como el provisto por centrales CSP o bancos de baterías según la demanda a abastecer y los parámetros de evaluación utilizados.

Los resultados de la investigación dan cuenta de que en Chile existe potencial para instalar más de 70 plantas ERNG de gran magnitud (>200 [MW]), teniendo en cuenta el LCOE de cada una de estas plantas y su evolución en el tiempo se encuentra un conjunto óptimo de centrales que permita abastecer una demanda dada al menor costo posible, para de este modo tener una referencia de la evolución del costo de la energía limpia en los próximos años. Para el caso de producir H_2 verde se evalúa una demanda equivalente al consumo de una planta de electrolisis con un perfil de demanda plano 24/7, dicha información se puede contrastar con

el LCOE de una planta determinada considerando los costos y el factor de planta de cada tecnología por separado.

$$\min(\sum (AVI + COMA)_i * C_i + \sum (DNS)_t * M - \sum (P_{exc})_t * M) \quad (5.1)$$

Para encontrar dicha proyección se resuelve un PPL (problema de programación lineal) cuya función objetivo es la mostrada en la ecuación (5.1), la cual corresponde a minimizar los costos de inversión (AVI o Anualidad del Valor de Inversión) y operación (COMA o Costos de Operación y Mantenimiento) de cada planta i con una capacidad C_i disminuyendo además las compras y ventas de energía, mediante la demanda no suministrada (DNS) y potencia excedente (P_{exc}), en todo instante t usando una factor de penalización (M). Este problema corresponde a un problema de optimización de la inversión y se encuentra sujeto a restricciones de balance energético dado por la demanda, disponibilidad de los recursos renovables dados por perfiles de generación de cada planta, límites de capacidad dados por la ubicación geográfica de cada planta, entre otras.

Al resolver dicha optimización para una demanda constante se encuentra el costo de la energía al que se podría acceder en Chile con un conjunto de centrales ERNG para una demanda plana, la cual podría ser una planta de electrólisis. Los principales resultados se recopilan en la tabla 5.1.

Año	PPA [USD/MWh]
2021	46,61
2025	42,44
2030	38,97

Tabla 5.1: Resultados principales de la optimización de centrales renovables.

En los resultados expuestos se considera un set de varias centrales geográficamente distribuidas para asegurar disponibilidad del recurso en todo momento y en cualquier estación, además contempla un banco de baterías para almacenamiento de energía el cuál ayuda a aplanar la curva de energía disponible para coincidir con la demanda asignada. Estos costos servirán de referencia para evaluar procesos de producción de hidrógeno y contrastarlo con otras alternativas como dimensionar la planta de electrolisis para operar acoplada a una planta fotovoltaica, lo cual tendría un menor costo de la energía pero también un menor factor de planta, por lo cual se requeriría un sobre-dimensionamiento de la planta fotovoltaica y de electrolisis para abastecer la misma demanda de hidrógeno, lo cual implicaría mayores costos de inversión pero al mismo tiempo permitiría acceder a mejores economías de escala.

5.2. Abastecimiento de hidrógeno verde

Existen varias alternativas para cada uno de los procesos asociados al abastecimiento de hidrógeno, tal y como se detalla en el capítulo 2, y según la aplicación o uso algunas pueden ser más apropiadas que otras, es por eso que se comparan los principales métodos y su aplicabilidad en el potencial mercado chileno tomando en cuenta sus ventajas y desventajas.

5.2.1. Producción

Para la generación de hidrógeno verde existe varios métodos a partir del agua, el más desarrollado actualmente es la electrólisis pero incluso esta posee variantes. Existen 3 métodos principales los cuales se explican con detalle en capítulos anteriores, estos son el alcalino, el PEM y el SOE, los cuales se comparan en la tabla 5.2¹.

Método	Alcalino	PEM	SOE
Nivel de desarrollo	Comercial	Comercial	Laboratorio
Disponibilidad	Hasta 150 [MW]	Hasta 200 [MW]	Hasta 100 [kW]
Costo de inversión	≈ 800 [USD/kW]	≈ 950 [USD/kW]	—
Costos de operación	2 %	2 %	—
Velocidad de respuesta	≈ 30 minutos	≈ 1 minuto	≈ 40 minutos
Pureza del hidrógeno	99,5 %	99,9 %	99,9 %

Tabla 5.2: Principales características de los diferentes métodos de electrólisis.

Al contrastar las diferentes tecnologías de electrólisis se aprecian varias características decisivas, en primer lugar se descarta el método de oxidación de sólidos o SOE debido a su escasa disponibilidad comercial pues aun se encuentra en fase de investigación y desarrollo, respecto a las 2 tecnologías restantes se puede notar que poseen un desempeño similar y su desarrollo actual permite módulos del mismo orden de magnitud, sin embargo existe una característica en la que difieren severamente pues la electrólisis alcalina requiere mayores tiempos de respuesta dado que requiere alcanzar cierta temperatura de operación, esto es crucial en sistemas de electrólisis alimentados por ERNG pues suele existir mucha variabilidad en el recurso y ser capaz de seguir fielmente la generación de electricidad es una ventaja considerable para la electrólisis PEM, inclusive si su costo de inversión es ligeramente mayor, es por esto que dicha tecnología es la seleccionada para producir hidrógeno verde.

Gracias a que la tecnología PEM es principalmente electrónica sus costos se han reducido considerablemente en los últimos años gracias al avance tecnológico y además estos costos se ven afectados por economías de escala y por la fabricación masiva de electrolizadores, es por estos motivos que se proyecta una disminución en sus costos similar al presenciado por la tecnología de paneles fotovoltaicos en las últimas décadas, pues poseen se benefician de los mismos efectos al ser ambas tecnologías basadas en electrónica y de carácter modular.

En la figura 5.1² se observa la evolución esperada de los costos de instalación de plantas de electrólisis usando la tecnología PEM, cabe destacar que en un lapso de 15 años disminuye a aproximadamente un 20 % de su costo actual, este es uno de los motivos por lo que se espera un fuerte crecimiento del mercado del hidrógeno verde.

5.2.2. Almacenamiento y Transporte

Las demás etapas de la cadena de abastecimiento del hidrógeno también poseen varias alternativas viables y en varias etapas de desarrollo, sin embargo para seleccionar una alter-

¹Recopilación en base a [5, 2, 14]

²Elaboración propia en base a [4, 21, 1]

Costo de Instalación PEM

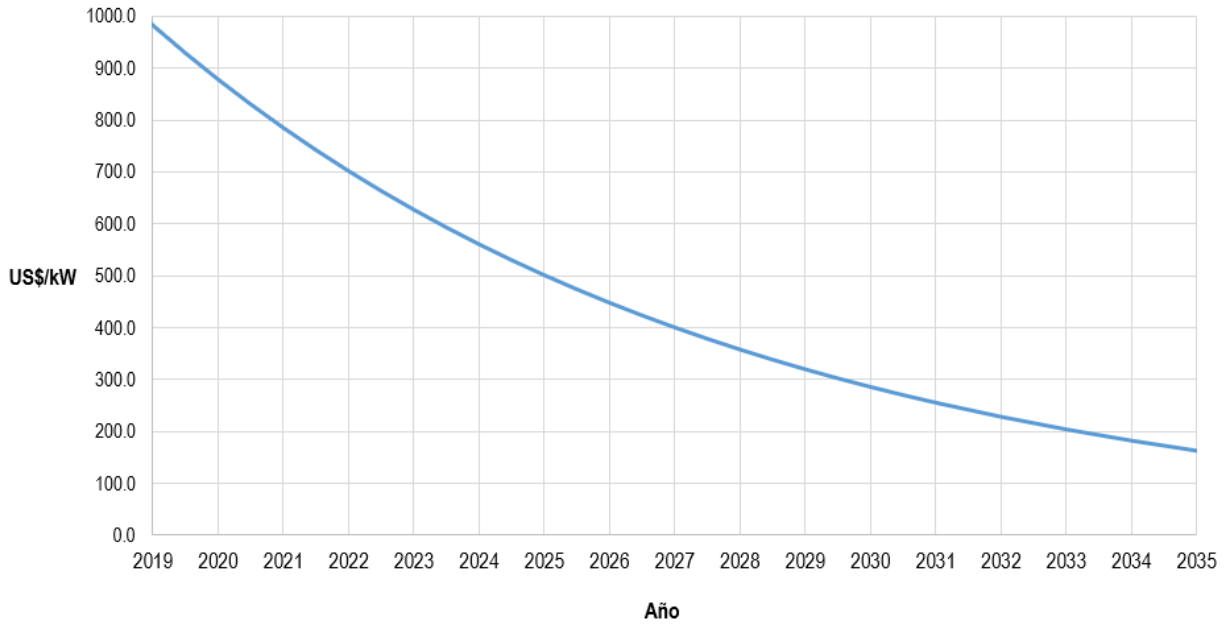


Figura 5.1: Proyección del costo de instalación de electrolizadores PEM.

nativa deben tenerse muchos factores en consideración, tales como el uso a darle, la distancia a transportarlo, la presión requerida, la escala de producción, etc. Dado lo anterior el análisis de estas etapas se realiza en conjunto mostrando factibles para posteriormente seleccionar los procesos más adecuados en función de la aplicación deseada, sin embargo en el caso chileno la alternativa mas favorable para la mayoría de las aplicación es la generación in-situ pues la demanda suele distribuirse en varias plantas, por ejemplo en la minería si bien la demanda agregada es de gran magnitud esta se distribuye en varias minas donde el consumo individual podría producirse en las cercanías disminuyendo la inversión necesaria en infraestructura de almacenamiento y transporte.

Método	Costo [USD/kg H_2]
Síntesis de amoniaco	1,0
Síntesis de LOHC	0,45
Licuefacción	1,0
Compresión	0,3

Tabla 5.3: Costos de conversión de H_2 para almacenamiento y transporte.[21]

Respecto al almacenamiento las tecnologías con mayor disponibilidad comercial son la compresión, licuefacción y el uso de carriers químicos. Mientras que para el transporte se tiene las cañerías, los contenedores, los barcos, etc. Existe aquí un *trade-off* entre el costo de conversión del hidrógeno y su transporte tal como se aprecia en las tablas 5.3 y 5.4. Se aprecia que para grandes distancias el amoniaco y el LOHC (*Liquid Hydrogen Organic Carrier*)

Sustancia	Cañerías			Barco		
	100 [km]	1000 [km]	3000 [km]	100 [km]	1000 [km]	3000 [km]
Amoniaco	0,1	0,4	1,2	0,1	0,15	0,2
LOHC	0,1	0,4	1,2	0,11	0,2	0,3
H_2	0,15	0,65	2,0	0,9	1,2	1,4

Tabla 5.4: Costos de transporte de H_2 en [USD/kg H_2].[21]

son más económicos de transportar, por ende a mayor distancia son opciones más viables, mientras que para distancias menores a 100 [km] la transformación no se justifica.

5.2.3. Costo nivelado del H_2

Para obtener una proyección de los costos de producción del hidrógeno verde se sigue calcula el costo nivelado del H_2 o $LCOH_2$ por sus siglas en inglés (*Levelized Cost of H_2*), el cual representa el costo de producir 1 kg de H_2 bajo determinadas condiciones. Para calcularlo se usa la formula expresada en la ecuación (5.2), la cual corresponde a todos los costos asociados a la producción de hidrógeno dado una ventana de tiempo en cual opera la planta de generación y luego se dividen en la cantidad de hidrógeno producido durante dicha ventana de tiempo, otra forma de calcular este indicador es realizar una evaluación económica de dicha planta vendiendo el hidrógeno a un precio tal que el VAN del proyecto sea nulo.

$$LCOH_2 = \frac{Capex + VAN(COMA + C_{energía})}{Producción_{H_2}} \quad (5.2)$$

Considerando los costos de cada proceso asociado al hidrógeno verde se puede realizar la evaluación de una planta de generación de hidrógeno verde, tomando ciertos criterios técnicos y financieros los cuales se resumen en la tabla 5.5, para así obtener una estimación del costo de producción del hidrógeno.

Parámetro	Valor
Fuente de energía	Planta fotovoltaica
Factor de planta	30 %
PPA	25 [USD/MWh]
Horizonte de evaluación	20 años
Préstamo	80 %
Tasa de endeudamiento	5 %
WACC	8,5 %

Tabla 5.5: Parámetros para la evaluación de plantas de producción de H_2 .

De este modo, moviendo el año de instalación y la capacidad de la planta se puede obtener una proyección del $LCOH_2$ para diferentes escalas de producción, como se muestra en el gráfico de la figura 5.2, con lo cual se tiene una referencia del enorme potencial que representa

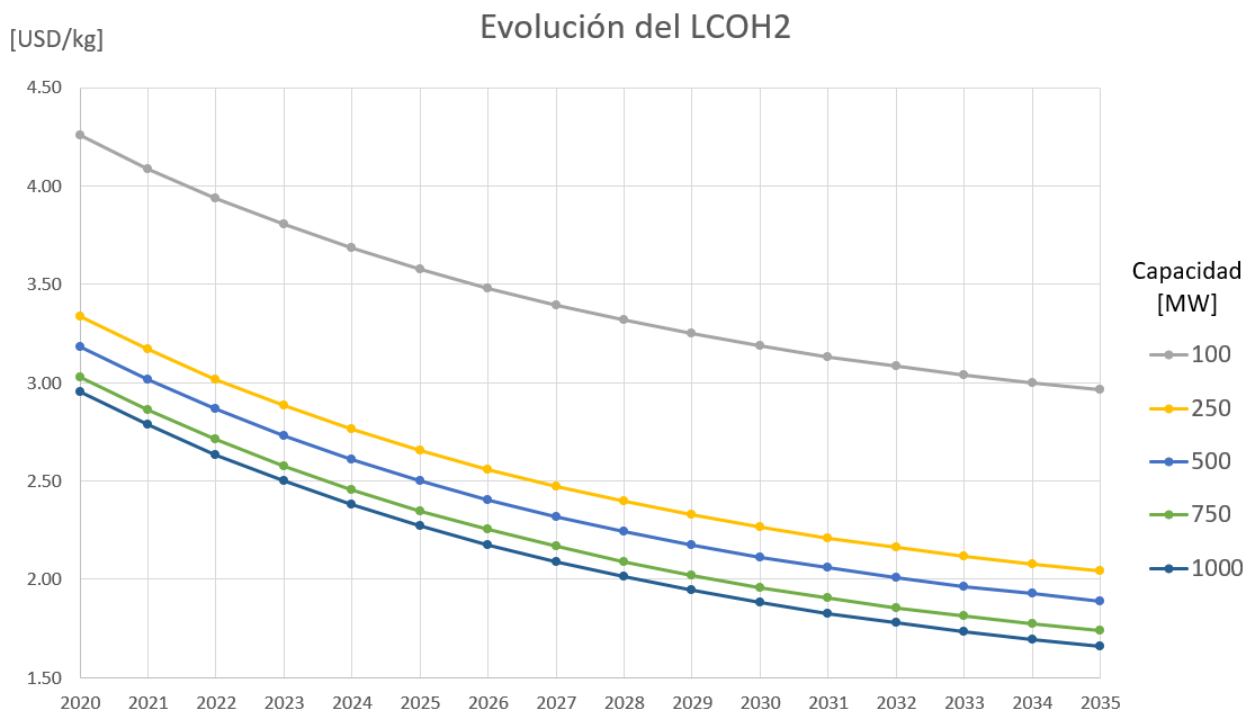


Figura 5.2: Proyección del $LCOH_2$ para varias escalas de producción.

el hidrógeno verde en la economía chilena en los próximos años, sobre todo si se considera que en la industria se estima que el $LCOH_2$ debe ser de aproximadamente 3 [USD/kg H_2] para hablar de un precio competitivo. De todos modos a continuación se calcula la evolución del precio objetivo del H_2 para cada aplicación identificada para tener una mejor referencia en cálculos posteriores.

5.3. Diésel como combustible en minería

En la industria minera se utiliza gran cantidad de diésel para transporte, lo cual como se vio anteriormente representa una gran oportunidad para reemplazarlo parcialmente por hidrógeno verde. Es por esto que al obtener una proyección de los costos del combustible se puede obtener una proyección del precio al cual se debe aspirar para que el H_2 sea competitivo y económicamente atractivo.

Para el cálculo del precio objetivo primero se obtiene a partir de los valores oficiales utilizados por la CNE la proyección del costo del diésel[8], sin embargo este costo representa el valor en puerto del combustible, es necesario agregarle el costo de transporte y logística en el cual incurren las empresas mineras para utilizarlo en sus flotas de camiones y equipos basados en motores de combustión interna, para esto se obtiene el valor actual declarado por una mina representativa del mercado, la minera Mantos Blancos,³ puesto que este costo representa el valor real que debe pagar la compañía por dicho combustible y es este el valor con el cual debe competir el hidrógeno verde, el cual puede ser obtenido in-situ utilizando

³Obtenido desde la página del Coordinador Eléctrico Nacional.

como energía una planta fotovoltaica a instalar en las cercanías. Una vez obtenido el costo real del combustible se le aplica la tendencia identificada por la CNE para proyectarlo en los próximos años obteniendo los valores presentes en la tabla 5.6.

Año	Costo [USD/lt]	Precio objetivo [USD/kg H_2]
2019	0,57	1,89
2020	0,71	2,35
2021	0,78	2,60
2022	0,82	2,71
2023	0,84	2,79
2024	0,86	2,84
2025	0,87	2,88
2026	0,89	2,94
2027	0,90	2,98
2028	0,92	3,03
2029	0,94	3,09
2030	0,95	3,12
2031	0,97	3,19
2032	0,98	3,22
2033	0,99	3,27

Tabla 5.6: Costos proyectados del diésel como combustible en minería.

Debido a que 1 kilogramo de H_2 contiene la misma energía que 3,3 litros de diésel y considerando que el precio objetivo del hidrógeno corresponde al valor al cual la energía aportada por el hidrógeno cueste exactamente lo mismo que la energía aportada por el diésel, entonces el $LCOH_2$ debe ser 3,3 veces el costo del diésel, con lo cual se obtiene la evolución del precio objetivo que se gráfica en la figura 5.3.

5.4. Gas natural en cañerías urbanas

De manera similar al diésel para minería se puede calcular un precio objetivo para el hidrógeno a inyectar en cañerías urbanas de gas natural, en particular la de la región metropolitana, demanda que fue caracterizada en el capítulo anterior. Para hacerlo se toma en cuenta la proyección de costos del GNL realizada por la CNE[8], pero se añaden los costos de re-gasificación, compresión e inyección a través del gasoducto ubicado en Quinteros el cual conecta directamente con la red de cañerías de gas de la Región Metropolitana como se muestra en la figura 5.4, el cual es el camino que actualmente recorre el GNL desde el importado vía marítima para llegar a la red urbana.

Para incorporar dichos costos se utiliza el costo declarado de una central de generación a base de gas natural alimentada por dicho gasoducto, la central San Isidro,⁴ y a esta se le proyecta en el tiempo utilizando la tendencia informada por la CNE, de este modo se obtienen los resultados expuestos en la tabla 5.7.

⁴Obtenido desde la pagina del Coordinador Eléctrico Nacional.

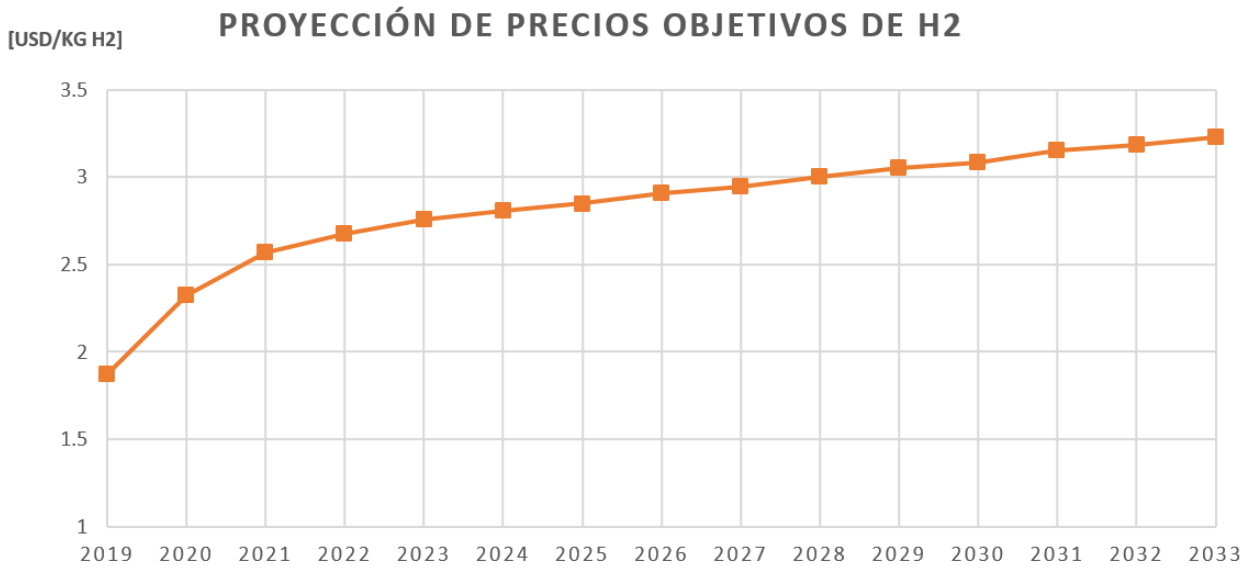


Figura 5.3: Proyección del precio objetivo para reemplazo de diésel en minería.



Figura 5.4: Red de gaseoductos que abastecen a la Región Metropolitana.

Respecto al $LCOH_2$ objetivo este se calcula de la misma manera que se explicó previamente para el caso del diésel pero tomando en cuenta que 1 kilogramo H_2 equivale energéticamente a 3,5 metros cúbicos de gas natural. Obteniéndose así la gráfica de la figura 5.5 que muestra la evolución del $LCOH_2$ objetivo para ésta aplicación.

Cabe destacar que la proyección realizada posee una estabilidad inusual en este tipo de combustibles, esto ocurre debido a que sigue la tendencia publicada por la CNE, sin embargo existe una alta variabilidad en este tipo de predicciones debido a que el mercado de los combustibles fósiles suele ser muy volátil, es por esto que el precio objetivo para esta aplicación

Año	Costo [USD/ m^3]	Precio objetivo [USD/kg H_2]
2019	0,371	1,299
2020	0,386	1,352
2021	0,384	1,345
2022	0,386	1,353
2023	0,393	1,377
2024	0,399	1,397
2025	0,406	1,421
2026	0,408	1,429
2027	0,411	1,438
2028	0,412	1,441
2029	0,415	1,453
2030	0,416	1,455
2031	0,416	1,455
2032	0,417	1,456
2033	0,417	1,457

Tabla 5.7: Costos proyectados del gas natural en cañerías urbanas.

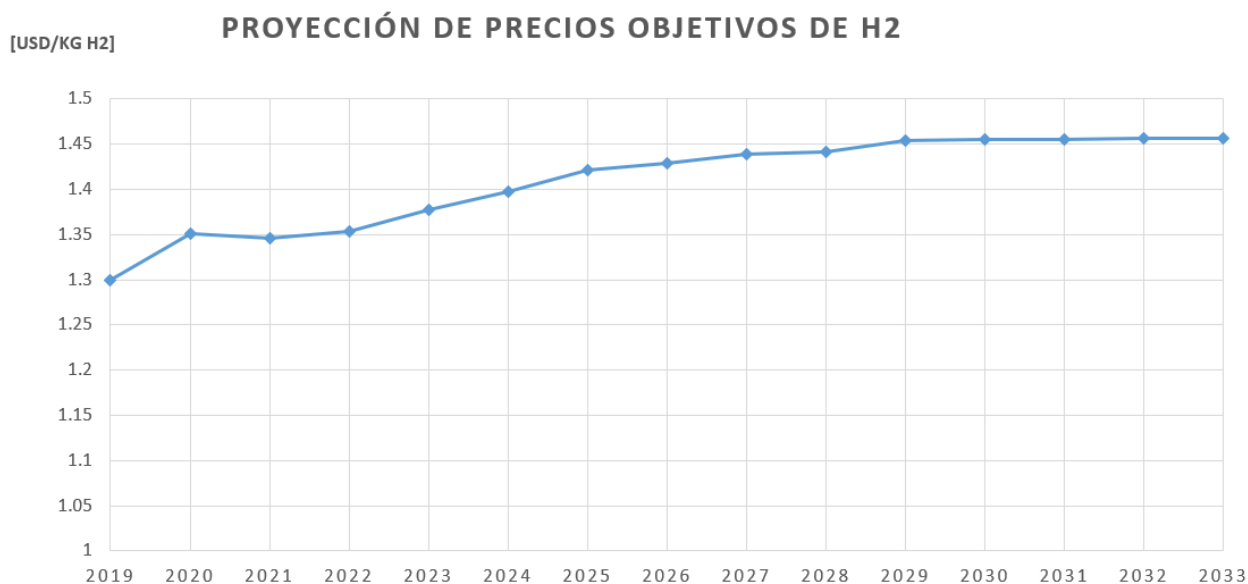


Figura 5.5: Proyección del precio objetivo para reemplazo de gas natural en cañerías urbanas.

pudiese ser mucho mayor al esperado en caso de subidas abruptas en el gas natural.

5.5. Amoníaco para fabricación de explosivos

El amoníaco utilizado por ENAEX es importado en su totalidad y es generado a partir de gas natural, es por esto que su precio suele seguir la misma tendencia que el gas importado

tal como se muestra en la figura 5.6 donde se recopilan los costos CIF (Cost, Insurance and Freight, es decir costo, seguro y flete, es el costo a pagar en las importaciones) de importación de ambos productos en los últimos años.⁵

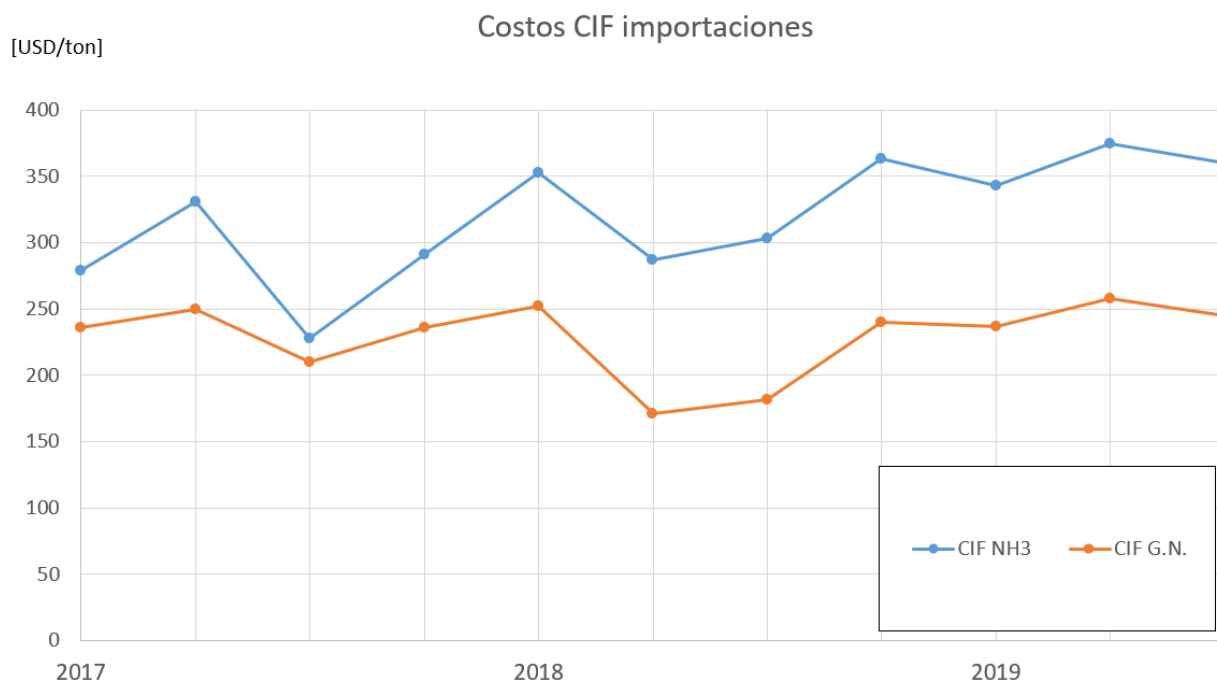


Figura 5.6: Costo trimestral de las importaciones de amoníaco y gas natural.

Dada que el precio del amoníaco depende del gas natural este puede proyectarse siguiendo la misma tendencia utilizada por la CNE para el GNL y aplicándolo al valor del amoníaco informado por la aduana en el último trimestre de 2019, obteniéndose así la tabla 5.8 donde se encuentran el precio objetivo del amoníaco verde para los siguientes años.

Debido a que una planta Haber-Bosch para sintetizar amoníaco posee una tecnología utilizada masivamente desde hace décadas, sus costos no tienden a disminuir ni presentar grandes economías de escala en la actualidad pues es un mercado bastante desarrollado y establecido, es por esto que para obtener un precio objetivo del H_2 para ésta aplicación basta con evaluar económicamente una planta usando el hidrógeno como una materia prima y encontrando el costo de este tal que al vender el amoníaco verde exactamente al precio objetivo se obtenga ganancia nula, de este modo se obtiene el $LCOH_2$ objetivo el cual una vez obtenido se grafica en la figura 5.7.

⁵Recopilado desde la base de datos de importaciones de el Servicio Nacional de Aduanas.

Año	Costo CIF [USD/ton]	Precio objetivo [USD/kg H_2]
2019	365.4	1.590
2020	374.4	1.590
2021	372.7	1.583
2022	374.8	1.592
2023	381.6	1.3621
2024	387.1	1.644
2025	393.8	1.673
2026	395.9	1.682
2027	398.5	1.693
2028	399.3	1.696
2029	402.7	1.710
2030	403.1	1.712
2031	403.3	1.713
2032	403.6	1.714
2033	405.4	1.721

Tabla 5.8: Costos proyectados del amoniaco verde.

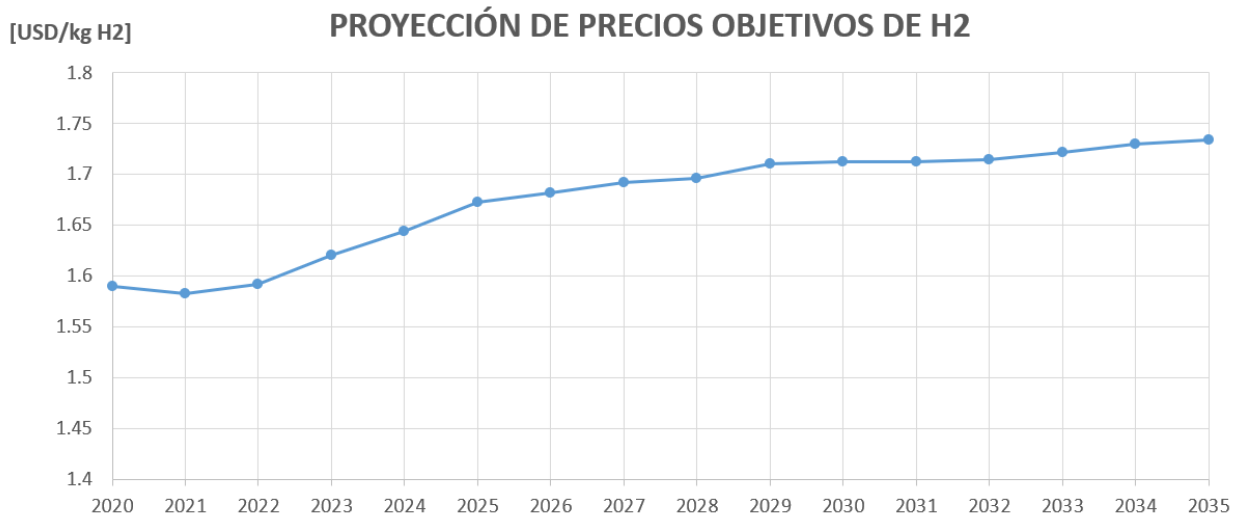


Figura 5.7: Proyección del precio objetivo para producción de amoniaco verde.

6

Evaluación técnico-económica de aplicaciones industriales

Una vez caracterizada la demanda nacional y realizada la proyección de todos los costos asociados al potencial mercado del hidrógeno verde se pueden plantear y evaluar alternativas para abastecer las principales aplicaciones identificadas, considerando aquellas con una gran demanda o tan centralizadas que basta con una planta de gran tamaño, pues esta clase de demandas representan un mayor atractivo de mercado. Para esto se proponen plantas de producción de diferentes tamaños y características las cuales sean capaces de producir la demanda anual de hidrógeno de cada aplicación y se evalúan en un horizonte de tiempo de 20 años y realizando una optimización simple donde se varía el precio de venta del H_2 generado con el objetivo de obtener un VAN nulo, encontrando de este modo el $LCOH_2$ de cada planta evaluada y se varía también el año de partida de cada proyecto de planta para obtener así la evolución de dicho costo nivelado de producción en cada uno de los casos.

Parámetro	Valor
Horizonte de evaluación	20 años
Préstamo	80 %
Tasa de endeudamiento	5 %
WACC	8,5 %

Tabla 6.1: Parámetros financieros para la evaluación de plantas de producción de H_2 .

En la tabla 6.1 se resumen los principales parámetros financieros utilizados para evaluar cada una de las plantas, los cuales son comunes para todas, mientras que algunas características técnicas varían en cada uno de los proyectos dada la naturaleza de la aplicación y de la planta de producción, dichas características se explican en cada uno de los casos presentados a continuación.

6.1. H_2 verde como gas en cañerías urbanas

Esta aplicación presenta una ventaja logística respecto a las demás, pues a pesar de ser una red de abastecimiento de gas que abarca una zona muy amplia solo se requiere inyectar H_2 en un único punto de la red y toda la infraestructura de distribución se encuentra construida por lo que no requiere inversión adicional, además permite la construcción de una única central de producción aprovechando así las economías de escala asociadas a dicha planta.

En caso de reemplazar 20% del gas inyectado en las cañerías de la Región Metropolitana la demanda de hidrógeno sería de 50.000 toneladas anuales de H_2 . Además se propone una planta fotovoltaica que produzca la energía necesaria para producir el hidrógeno.

Parámetro	Valor
Fuente de energía	Planta fotovoltaica
Capacidad instalada	1050 [MW]
Factor de planta	30 %
Producción H_2	50.000 [ton/año]

Tabla 6.2: Propuesta de planta de producción de H_2 para uso en cañerías urbanas.

En la tabla 6.2 se resumen las características de la planta propuesta para abastecer esta demanda y la correspondiente planta fotovoltaica para proveer la energía, de este modo se evalúa la producción de H_2 verde obteniendo la evolución del $LCOH_2$ mostrado en la tabla 6.3.

Año	$LCOH_2$ [USD/kg H_2]
2019	3.46
2020	3.24
2021	3.05
2022	2.87
2023	2.71
2024	2.57
2025	2.45
2026	2.34
2027	2.24
2028	2.15
2029	2.07
2030	1.99
2031	1.93
2032	1.87
2033	1.82

Tabla 6.3: Evolución del $LCOH_2$ para inyección en cañerías urbanas.

Considerando que el precio objetivo de esta aplicación calculado anteriormente se comparan los resultados obteniéndose la figura 6.1 donde se muestran tanto la evolución del costo

de producción como el precio objetivo.

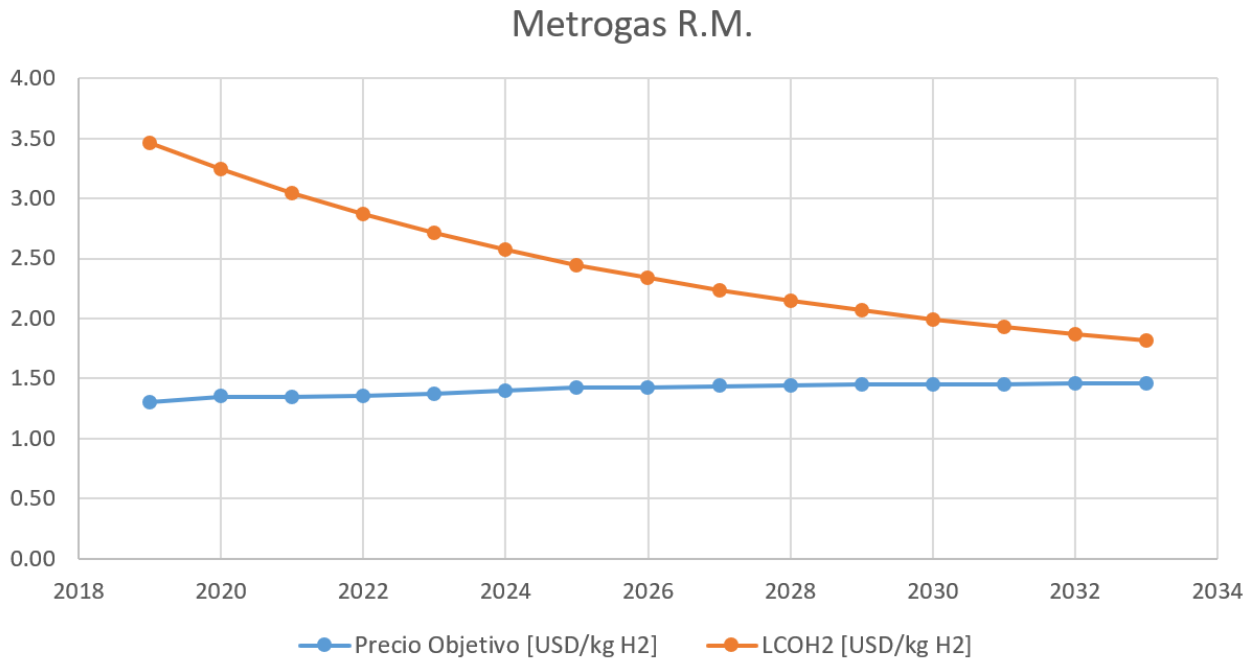


Figura 6.1: Comparación entre $LCOH_2$ y precio objetivo del H_2 verde para uso en cañerías urbanas.

Si bien el costo de producción del hidrógeno nunca alcanza al precio objetivo en esta proyección existe una tendencia clara que sugiere que más adelante podría darse un escenario en el cual el costo del hidrógeno verde sea menor que el costo equivalente del gas natural, en cuyo caso reemplazar gas por H_2 verde sería económicamente deseable. Además es necesario considerar algunos factores importantes que podrían potenciar este mercado antes de lo proyectado, en particular en el caso del gas natural la evolución de costos de combustibles realizados por la CNE es más estable de lo habitual como se comenta en el capítulo anterior, dado que las tensiones políticas o económicas a nivel mundial generan una alta volatilidad en este tipo de combustibles y una eventual alza de los precios del gas natural generaría que el hidrógeno verde sea más competitivo.

6.2. H_2 verde como combustible en minería

Para el uso como reemplazo de diésel en motores de combustión interna el mercado potencial es bastante amplio, especialmente en procesos mineros como ya se ha demostrado, sin embargo la industria minera se encuentra distribuida en varias empresas tal como se muestra en la tabla 6.4, es por esto que se propone una planta de producción de hidrógeno para la mas grande de estas empresas la cual corresponde a Codelco, con un 31 % de presencia en la industria, para lo cual la demanda de H_2 verde para reemplazar el 20 % del diésel corresponde a 32.000 toneladas anuales de H_2 .

Empresa minera	% participación en la industria
Codelco	31
BHP	16
Antofagasta Minerals	13
Anglo American	11
Glencore	11
Rio Tinto	5
Lundin Mining	3
Mantos Copper	2
Teck	2
First Quantum	2
KGHM	2
Freeport McMoRan	1
Barrick	1

Tabla 6.4: Porcentajes de participación en el mercado de las empresas mineras presentes en el país.

Parámetro	Valor
Fuente de energía	Planta fotovoltaica
Capacidad instalada	600 [MW]
Factor de planta	35 %
Producción H_2	32.000 [ton/año]

Tabla 6.5: Propuesta de planta de producción de H_2 para uso como combustible en minería.

En la tabla 6.5 se resumen las características de la planta propuesta para abastecer esta demanda y la correspondiente planta fotovoltaica para proveer la energía, de este modo se evalúa la producción de H_2 verde obteniendo la evolución del $LCOH_2$ mostrado en la tabla 6.6.

Año	$LCOH_2$ [USD/kg H_2]
2019	3,29
2020	3,11
2021	2,94
2022	2,79
2023	2,65
2024	2,53
2025	2,42
2026	2,33
2027	2,24
2028	2,17
2029	2,10
2030	2,04
2031	1,98
2032	1,93
2033	1,89

Tabla 6.6: Evolución del $LCOH_2$ para uso como combustible en minería.

Esta evolución del $LCOH_2$ se puede contrastar con la proyección del precio objetivo calculado previamente para la demanda minera, obteniéndose la figura 6.2.

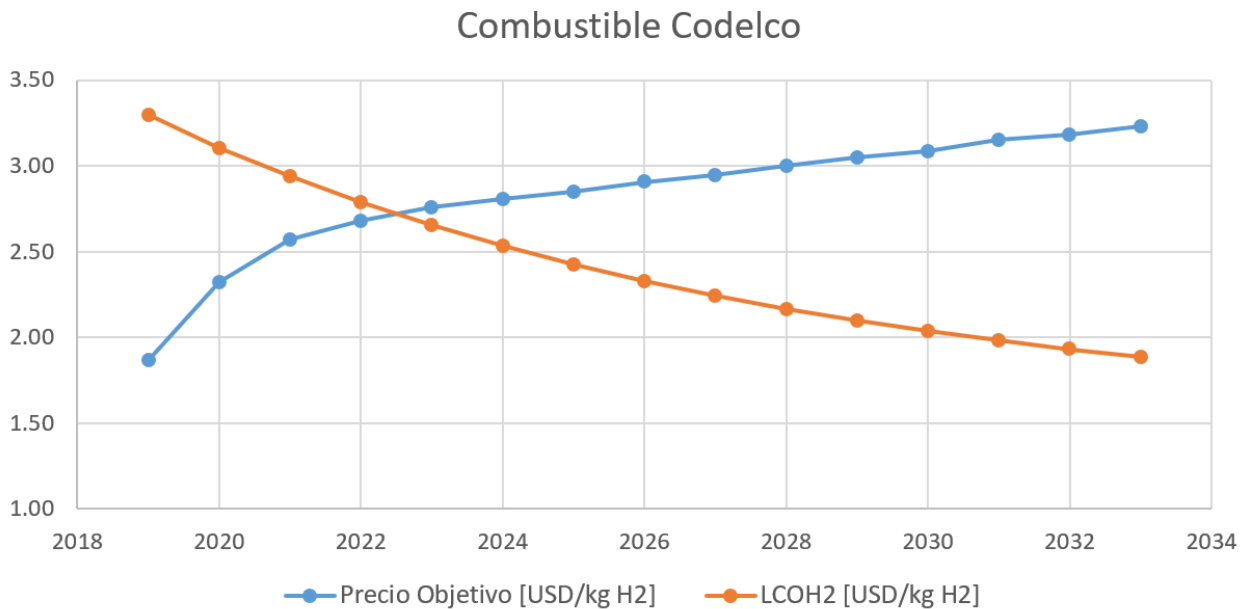


Figura 6.2: Comparación entre $LCOH_2$ y precio objetivo del H_2 verde para uso como combustible en minería.

Se observa que para ésta aplicación el costo de producción alcanza el precio objetivo entre 2022 y 2023 según la proyección realizada, lo cual es un indicador claro de rentable

de esta aplicación pues posterior a la intersección de estas curvas la energía aportada por el H_2 verde es más barata que la aportada por el diésel, además esta diferencia aumenta considerablemente en los años siguientes. Lo anterior permite augurar un fuerte desarrollo de este sector industrial, motivo que a su vez explica las actuales inversiones de CORFO junto con empresas privadas en desarrollar camiones mineros duales diésel-hidrógeno y equipos fuel-cell, lo cual hace este mercado aun más atractivo.

Cabe destacar que este mercado es muy atractivo pues la demanda agregada de todo el sector minero se estima en 85.000 toneladas anuales como se vio en el capítulo 4, además todos estos cálculos se basan en motor duales con un 20 % de la energía consumida siendo aportada por hidrógeno verde, sin embargo esta cifra puede aumentar sustancialmente dependiendo de la tecnología utilizada llegando inclusive al 100 % en los equipos que utilicen celdas de combustible.

6.3. Amoniac verde para la fabricación de explosivos

Para la síntesis del amoniac requerido por la industria de fabricación de explosivos existe una demanda de 60.000 toneladas anuales de H_2 concentrada en un único punto al igual que la demanda para reemplazar gas natural en cañerías urbanas lo que permite evaluar una central única para abastecer dicho mercado.

Parámetro	Valor
Fuente de energía	Planta fotovoltaica
Capacidad instalada	1050 [MW]
Factor de planta	35 %
Producción H_2	60.000 [ton/año]

Tabla 6.7: Propuesta de planta de producción de H_2 para fabricación de explosivos.

La planta propuesta para esta aplicación se describe en la tabla 6.7 y al cambiar el año de inicio del proyecto se obtiene la proyección esperada del $LCOH_2$ para éste mercado.

Usando los precios objetivos calculados en el capítulo 5 se genera el gráfico de la figura 6.3 donde se contrastan ambas proyecciones.

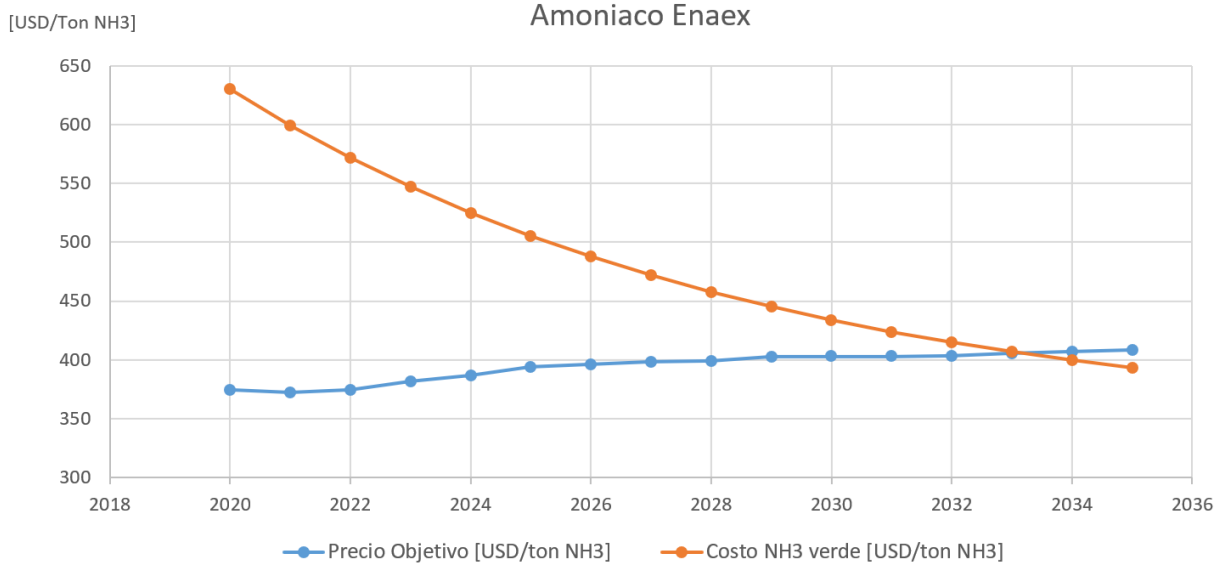


Figura 6.3: Comparación entre $LCOH_2$ y precio objetivo del amoniaco verde para fabricación de explosivos.

En el caso del amoniaco verde se aprecia una intersección entre el costo de producción y el precio objetivo en el año 2033, sin embargo es necesario recordar que actualmente el amoniaco se produce a partir de combustibles fósiles, en particular gas natural, por lo que está sujeto a la misma volatilidad en su precio, como queda demostrado en el capítulo anterior al comparar los costos de importación del gas natural y del amoniaco, por ende al igual que en el caso de la aplicación para inyección de H_2 verde en cañerías urbanas, se estima que este mercado pudiese desarrollarse antes de lo previsto dada la inestabilidad de los combustibles fósiles e iniciativas de descarbonización de la industria.

6.4. Otras industrias

Como se menciona anteriormente, el resto de aplicaciones del hidrógeno verde representan menor interés por diversas razones, la principal es que las aplicaciones de menor demanda pueden ser abastecidas como anexos a alguna demanda mayor como la refinación de cobre puede realizarse con hidrógeno obtenido de las plantas para reemplazo de diésel en minería. Otro caso de esto es la industria de fertilizantes pues puede abastecerse ampliando la planta de amoniaco verde destinada a proveer a Enaex, además esta industria si bien posee una demanda agregada considerable se encuentra demasiado distribuida y se requeriría inversión adicional en desarrollar una infraestructura de transporte o un gran número de plantas pequeñas distribuidas a lo largo del país, sin embargo no se descarta que estas industrias tengan una transición al uso de hidrógeno verde una vez que el mercado este más establecido.

7

Desarrollo esperado del mercado del hidrógeno verde

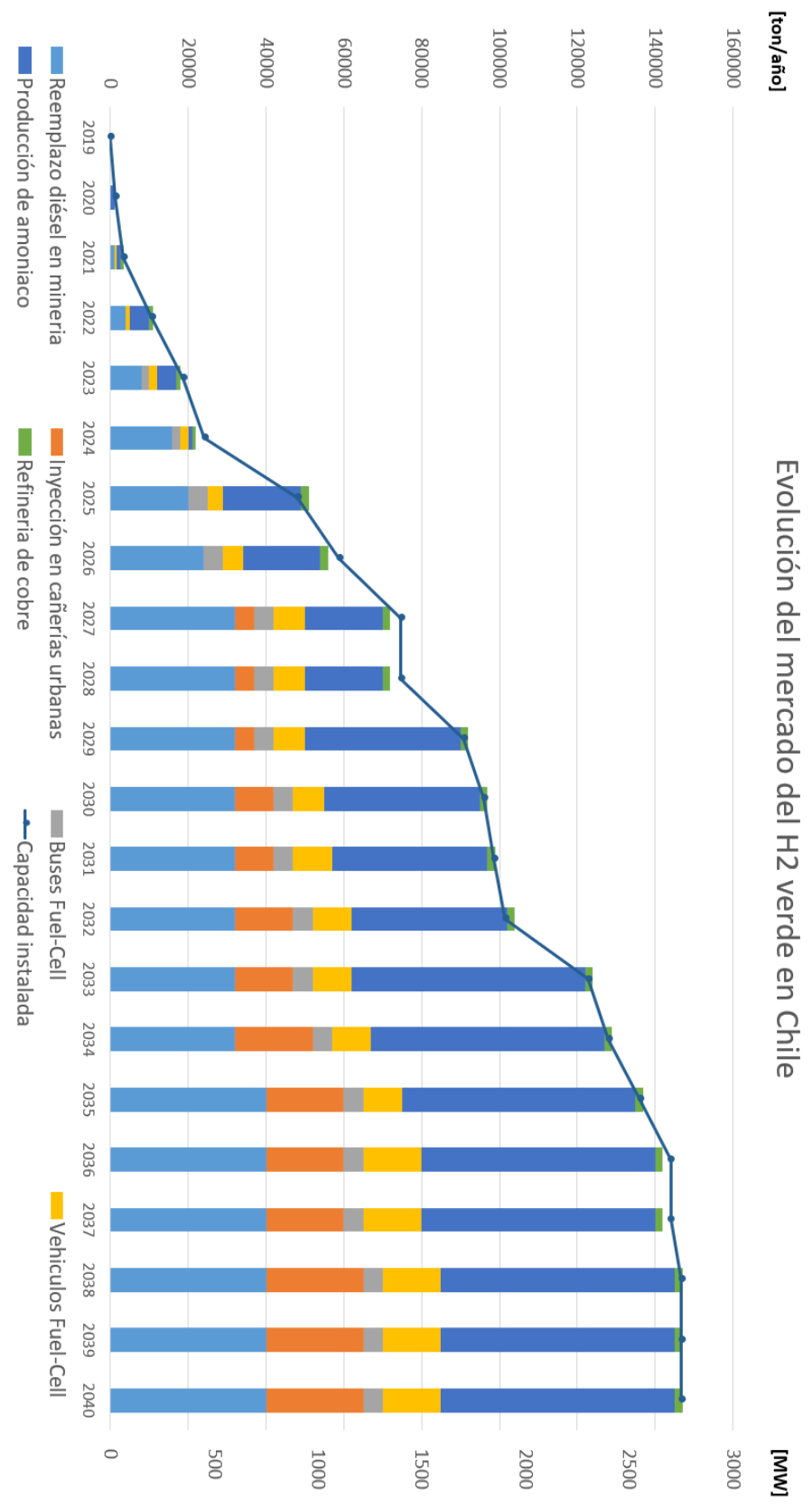
A partir de toda la información recopilada y todos los escenarios y proyectos evaluados se puede establecer una evolución de la demanda nacional de hidrógeno verde, proyectando el crecimiento escalonado del consumo a gran escala e incorporando también los consumos mas pequeños.

Cabe destacar además que existen aplicaciones que si bien el panorama económico mostrado en las comparaciones entre el costo de producción y el precio objetivo es alentador por si solo, no se ha considerado el efecto monetario y social de la reducción en las emisiones de carbono, éste efecto puede impulsar aun más los mercados del hidrógeno verde por varios factores:

- **Impuestos:** En Chile, así como muchos otros países, se aplica un impuesto a las emisiones de carbono, por lo tanto el uso de H_2 verde y su consiguiente reducción en las emisiones puede llegar a traer grandes ventajas económicas respecto a otros combustibles, especialmente en un futuro con eventuales alzas en dicho impuesto.
- **Bonos de carbono:** Las empresas pueden comerciar certificaciones de reducción de emisiones para de este modo cumplir con los estándares nacionales o internacionales, por ende una reducción de las emisiones puede permitir negociaciones y acuerdos muy beneficiosos económicamente.
- **Aceptación social:** Actualmente la aceptación social es muy importante para toda empresa pues una mala imagen publica puede complicar el acceso a mercados, retardar el inicio de proyectos, etc. Por el contrario una buena imagen puede ser muy beneficiosa pues puede permitir una mayor influencia, mayores ventas, e inclusive las certificaciones de cero emisiones pueden permitir la venta de productos con alto prestigio y acceder así a mercados mas rentables.

Considerando todo lo anterior se genera el gráfico de la figura 7.1 en el cual se proyecta el crecimiento de las diferentes aplicaciones del H_2 verde en Chile.

Figura 7.1: Crecimiento esperado del mercado nacional de H_2 verde.



7.1. Análisis de sensibilidad respecto al costo de los combustibles

Los costos de los combustibles fósiles están sujetos a diversos factores (no necesariamente económicos) como estabilidad política, acuerdos comerciales, disponibilidad del recurso, disputas territoriales, entre otros. Es natural dada esta alta incertidumbre considerar su evolución futura como un factor clave en el desarrollo de un mercado del H_2 verde, dado que un alto costo de los combustibles fósiles es un poderoso incentivo para la inversión en infraestructura asociada a la producción y utilización de hidrógeno verde como sustituto o complemento en diferentes aplicaciones.

Las proyecciones económicas, tanto nacionales como internacionales, suelen incluir la incertidumbre asociada al precio de cada combustible utilizando escenarios en los cuales la evolución del costo crece de mayor o menor manera, generando así un set de posibles evoluciones del precio, de este modo se incorporan los factores políticos y territoriales dentro de los análisis económicos. A modo de ejemplo, la CNE en sus estadísticas económicas incorpora 3 escenarios para la evolución de los costos combustibles en los próximos años, estos consideran precios altos, bajos e intermedios, este último es el utilizado como referencia, sin embargo el costo proyectado de la serie alta llega a superar el 100 % de diferencia respecto al escenario de referencia, igualmente el caso de bajo crecimiento llega a presentar crecimientos menores al 20 % del crecimiento referencial.

Con el objetivo de encontrar el grado de dependencia de la evolución del mercado del H_2 verde respecto al costo de los combustibles fósiles se plantean 2 escenarios adicionales, en ambos casos la variante corresponde al crecimiento de los precios respecto al caso de referencia utilizado secciones anteriores, aumentando y disminuyendo en un 25 % en cada escenario respectivamente. De este modo se obtienen las proyecciones mostradas en las figuras 7.2 y 7.3 donde se contrastan los precios objetivos y $LCOH_2$ encontrados en el capítulo anterior y los escenarios optimistas y pesimistas, correspondientes a un aumento en el costo del combustible alto y bajo respectivamente.

Se observa que el efecto de un aumento en la tasa de crecimiento del precio de los combustibles es hacer que el precio objetivo para la equivalencia entre el combustible y el H_2 sea mayor, por ende más fácil de alcanzar, de este modo el escenario con un mayor aumento del costo es considerado optimista pues el reemplazo es económicamente viable en un futuro más cercano, de igual modo al disminuir el crecimiento se obtiene el escenario pesimista con un retraso en la evolución esperada del mercado. Los efectos de las variaciones realizadas se aprecian en las figuras 7.4 y 7.5 donde se proyecta el crecimiento de las diferentes aplicaciones del H_2 verde en Chile en el escenario optimista y pesimista respectivamente. En dichas figuras se aprecia el efecto de retrasar o adelantar el desarrollo del mercado al variar el ritmo de crecimiento de los costos combustibles.

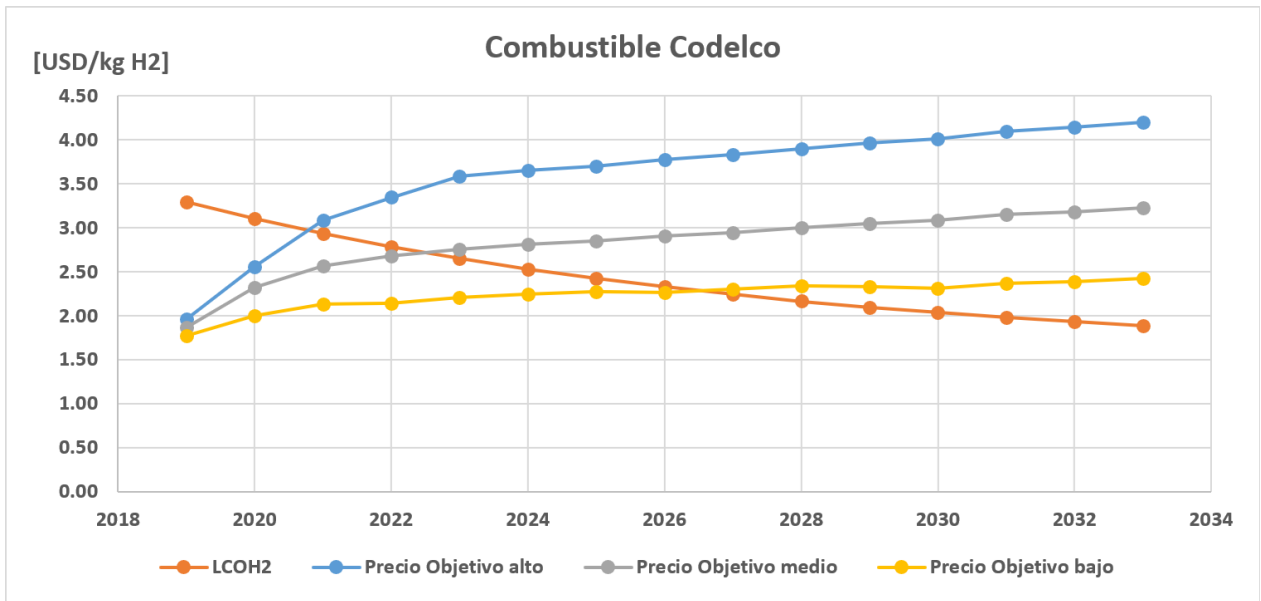


Figura 7.2: Comparación entre $LCOH_2$ y escenarios de precio objetivo del H_2 verde para uso como combustible en minería.

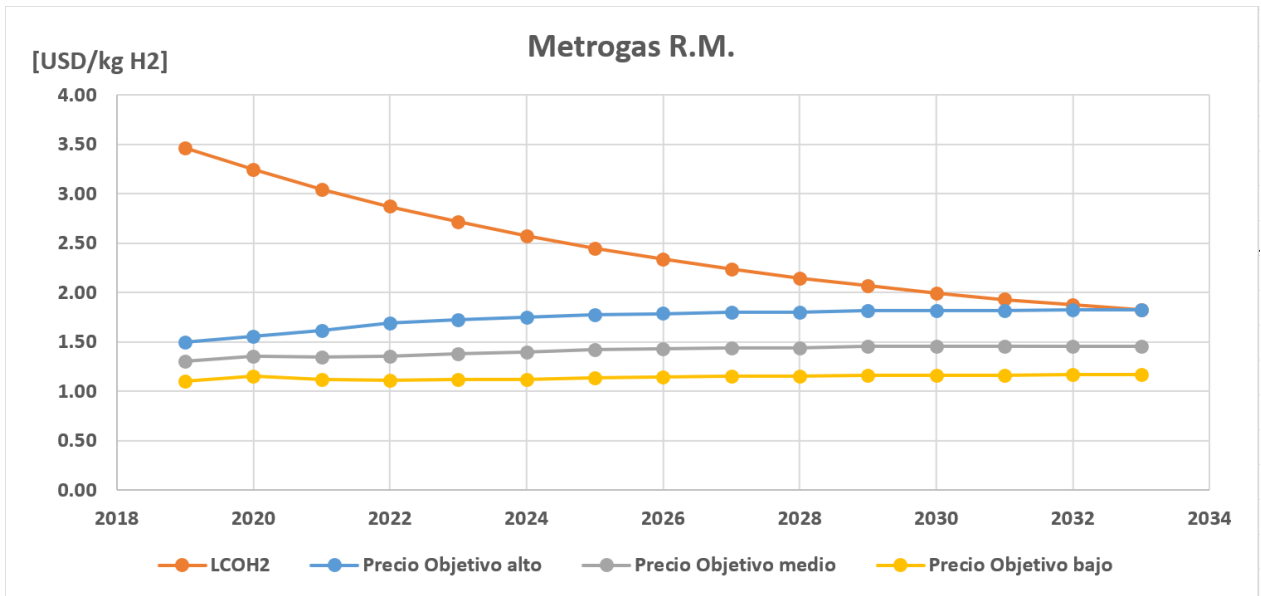


Figura 7.3: Comparación entre $LCOH_2$ y escenarios de precio objetivo del H_2 verde para uso en cañerías urbanas.

Figura 7.4: Crecimiento esperado del mercado nacional de H₂ verde en escenario optimista.

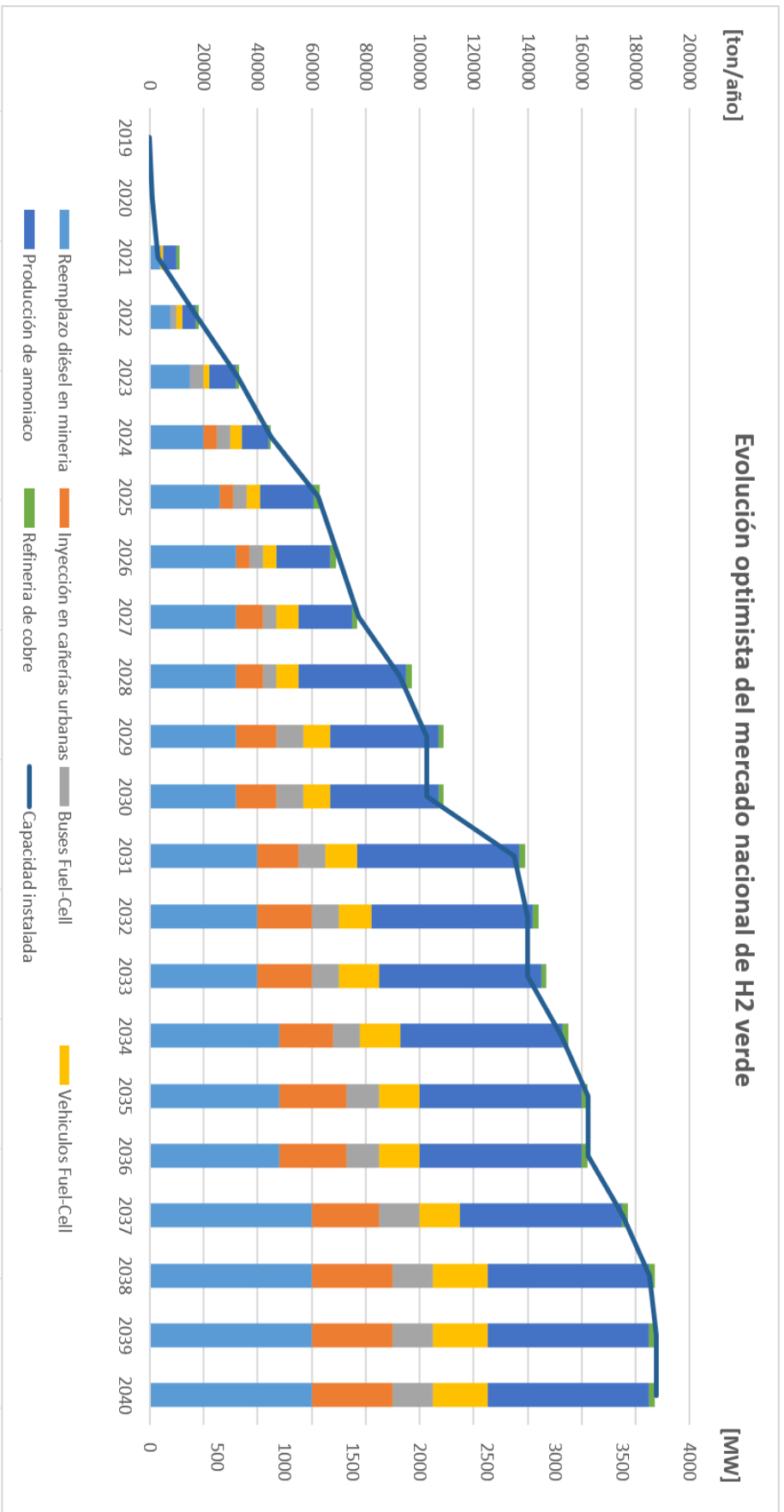
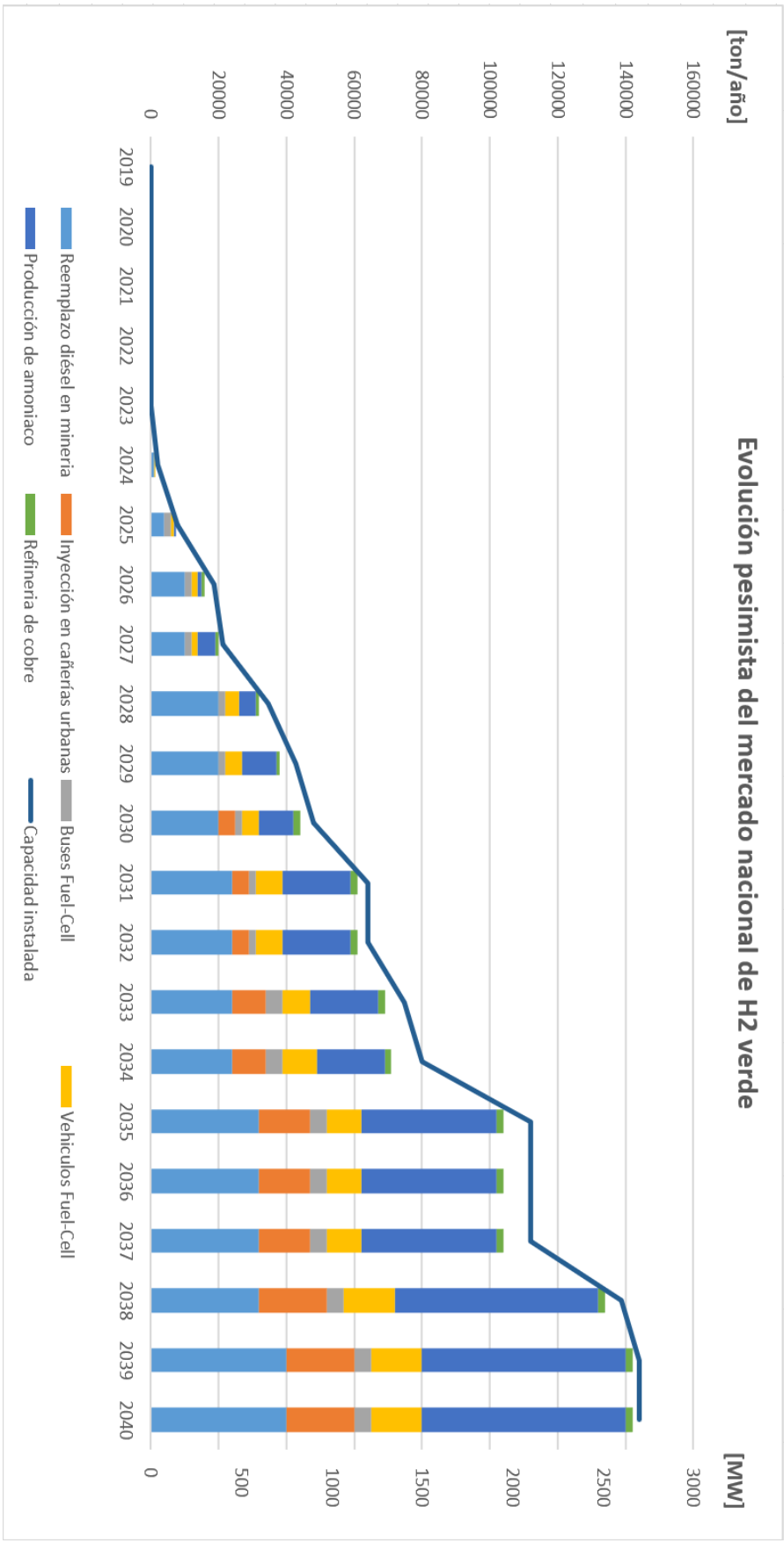


Figura 7.5: Crecimiento esperado del mercado nacional de H₂ verde en escenario pesimista.



Conclusión

Al analizar los resultados encontrados se obtienen importantes conclusiones, la principal es que Chile posee el potencial para convertirse en una potencia mundial en producción de hidrógeno verde en conjunto con energía limpia, llegando incluso a posicionarse como un exportador de energía verde utilizando el hidrógeno verde y sus derivados como vector energético de la industria del futuro.

En el capítulo 4 se aprecia que en Chile existe una demanda de hidrógeno la cual puede aprovecharse para fomentar la producción limpia del gas, esto representa una oportunidad de expandir el mercado adaptando y desarrollando nuevas tecnologías para el uso de hidrógeno verde como combustible en procesos que actualmente utilizan combustibles fósiles, disminuyendo así las emisiones de carbono asociadas a diversas industrias y ayudando al proceso de descarbonización y diversificación de la matriz energética e industrial del país.

Las diversas industrias que requieren hidrógeno en Chile poseen un suministro estable generalmente basado en gas natural, por lo tanto su costo depende fuertemente de mercados internacionales y además se incurre en emisiones de carbono considerables solo por el concepto de suministro del H_2 , es por esto que el mercado nacional es relativamente pequeño, sin embargo estos factores desaparecen al migrar a una producción verde de hidrógeno, es decir basada en electrólisis de agua a partir de electricidad verde, creciendo así la demanda nacional e incentivando a la inversión en plantas de electrólisis de gran escala. Lo anterior se plantea como una ruta para sortear el dilema del huevo y la gallina a partir de plantas piloto para diversas aplicaciones que permitan un futuro desarrollo del mercado, en este ámbito se vuelven muy atractivas algunas de las aplicaciones estudiadas como el uso de H_2 verde como combustible en minería y la producción de amoníaco verde, debido a que en un corto plazo pueden ser rentables sin necesidad de una gran escala de producción.

A partir del estudio realizado al mercado nacional y dado el panorama mundial y los esfuerzos globales por descarbonizar la industria y reducir las emisiones de carbono se encuentra que Chile posee el potencial para transformarse en un poderoso exportador de hidrógeno limpio a nivel mundial dada la disponibilidad de los recursos necesarios, tales como la energía limpia, acceso a agua, espacio, entre otros. Uno de los aspectos claves que permitirían que el país se posicione en el mercado global de hidrógeno verde es la posibilidad de generarlo aun precio muy atractivo y competitivo, dado a que se posee el recurso energético renovable suficiente para asegurar una producción constante y a gran escala de hidrógeno verde, para esto es necesario desarrollar una infraestructura considerable la cual en primera instancia se fomentaría dado el desarrollo del mercado nacional de H_2 verde.

Respecto a las estadísticas económicas del hidrógeno, las proyecciones económicas realizadas en el capítulo 5 permiten concluir una importante tendencia a la baja en los costos de

instalación de los equipos en los próximos años, lo cual representa un fomento importante para la inversión en términos de generación de H_2 verde. Este comportamiento se debe a varios factores, entre ellos se encuentran la investigación y perfeccionamiento de las tecnologías involucradas en el proceso, pero también destaca el hecho de que a nivel global se está trabajando para posicionar el hidrógeno como vector energético, invirtiendo en equipos e infraestructura para la producción, almacenamiento, transporte y aplicación del H_2 verde como fuente y portador de energía.

Además al observar la evolución esperada del $LCOH_2$ se aprecia la presencia de importantes economías de escala, especialmente para plantas de producción menores a 500 MW, principalmente debidos a la disminución de costos de inversión por unidad de producción al alcanzar la escala de los 200 MW y al acceso a mejores precios de energía eléctrica al aumentar la demanda. Por estos motivos sumados a toda la investigación y desarrollo que se lleva a cabo respecto a almacenamiento y transporte se pronostica que en el mediano-largo plazo se construirán diversas plantas de producción y se desarrollara la infraestructura asociada para utilizar hidrógeno en diversas aplicaciones a modo de prototipo.

Observando el precio proyectado de los combustibles fósiles y el análisis realizado, se da cuenta de la alta variabilidad asociada a esta fuente de energía lo cual en conjunto con el comportamiento esperado del precio del H_2 verde en los años venideros permite prever una gran oportunidad para reemplazar el uso de combustibles tradicionales especialmente en aplicaciones industriales o uso en proceso de alta demanda energética. Por esto surge el análisis realizado en el capítulo 6 en el cual se estudia la factibilidad técnica y económica de las principales aplicaciones del hidrógeno verde en Chile.

Respecto a las evaluaciones realizadas para cada una de las principales aplicaciones del hidrógeno verde en Chile se puede decir que todas se presentan como alternativas factibles al considerar los parámetros técnicos y económicos y son altamente deseables debido a la reducción de emisiones de carbono que conllevarían, mientras que al analizarlas por separado se aprecia que hay diferencias en su factibilidad económica debido principalmente a la proyección de costos de los combustibles a reemplazar por H_2 . En el caso del uso como combustible en minería se concluye que es una aplicación sumamente atractiva pues incluso sin considerar los beneficios ambientales ni el ahorro por concepto de impuesto al carbono los precios estimados para la producción de hidrógeno se encuentran en el nivel del costo equivalente del Diesel en tan solo un par de años, llegando a haber una gran diferencia a favor del H_2 en una década.

Respecto a las demás aplicaciones evaluadas se afirma que poseen la factibilidad técnica y debido a la proyección de costos del gas natural su viabilidad económica se daría en el mediano-largo plazo, sin embargo, esto depende fuertemente de la estabilidad de costos del combustible pues si su costo aumentase más rápido de lo previsto se alcanza el precio objetivo con mayor facilidad, además al considerar los beneficios medioambientales y sociales la alternativa de reemplazar el uso de gas natural por hidrógeno verde sería altamente deseable, en especial una vez que el H_2 se posicione como vector energético.

Por todo lo anterior se concluye que en los próximos años debería haber una gran cantidad de inversión en plantas de producción de hidrógeno verde, en diferentes escalas, en un principio como prototipo y pruebas de concepto en las aplicaciones más atractivas económicamente (como reemplazar diésel en usos industriales o como combustible en flotas mineras o de empresas de transporte con recorrido fijo). Posteriormente se espera la masificación

del uso del H_2 verde extendiéndose su uso a mayor variedad de aplicaciones reemplazando otros combustibles, incluso brindando servicios complementarios al SEN o a microrredes, alcanzando así una economía del hidrógeno basada en un fuerte mercado del H_2 a partir de fuentes renovables tal como se plantea en el capítulo 7 donde se proyectan varios escenarios del posible desarrollo de un mercado nacional.

Respecto a los escenarios de crecimiento del mercado desarrollados se puede afirmar que la evolución del costo de los combustibles tiene un alto impacto en la velocidad de crecimiento de la demanda de hidrógeno verde, esto se explica al notar que a medida que el costo del H_2 se vuelve competitivo respecto al costo equivalente de los combustibles tradicionales, se comienzan a desarrollar en mayor medida las diferentes aplicaciones. Esto explica porque las aplicaciones como el uso como combustible en operaciones mineras es una de las primeras en desarrollarse en los escenarios planteados, debido a que el costo del diésel en el lugar de su uso es costoso y llega a ser muy atractivo reemplazarlo por H_2 verde producido en las cercanías de la mina, mientras que aplicaciones como el uso en cañerías urbanas tarda en desarrollarse puesto a que el costo del gas natural no es tan elevado y el hidrógeno no es tan competitivo sin considerar impuestos al carbono o medidas medioambientales de esa índole.

A pesar de que la velocidad de desarrollo del mercado depende de los costos combustibles se concluye que el resultado final a largo plazo es similar, dado que solo consisten en desplazamientos de la curva pero su forma y amplitud es similar, los resultados sugieren que en las cercanías del 2050 se alcanzaría una economía basada en hidrógeno, o por lo menos se posicionaría fuerte este elemento como vector energético. Además de todo el análisis realizado existen ventajas difíciles de cuantificar pero que son de gran relevancia, esto incluye la descarbonización y reducción de emisiones, junto con otros efectos medioambientales, pero además existe la ventaja de que al reemplazar los combustibles tradicionales por combustible generado localmente a partir de plantas ERNG se disminuye en gran medida la dependencia nacional a las importaciones de combustible, costos que suelen ser muy variables, con una gran incertidumbre asociada y generalmente con tendencias al alza, reforzando efectivamente la economía e independencia económica del país, sin descartar la posibilidad de inclusive convertirse en exportadores de energía. Todo lo anterior representaría un progreso importante para Chile en términos económicos, medioambientales e incluso geopolíticos, lo que permitiría el avance de muchos otros proyectos a nivel nacional.

Trabajo futuro

A pesar del completo trabajo de investigación y análisis realizado, existen más factores que pudiesen aportar a la discusión en torno al desarrollo del mercado del hidrógeno verde o de su posicionamiento como vector energético. Algunos de ellos se mencionan a continuación:

- **Políticas públicas:** Existen diversas medidas que los gobiernos pueden aplicar para potenciar la inversión en cierto tipo de tecnologías, acelerando su desarrollo y aumentando su adopción en el mercado. En el caso del hidrógeno verde se pueden poner subsidios a la inversión, fomentar la investigación, abrir licitaciones de suministro, etc. Además se considera que cualquier iniciativa para disminuir las emisiones de carbono producto del uso de combustibles fósiles aportaría a fomentar la inversión en la cadena de producción del H_2 .
- **Impuestos a las emisiones de carbono:** Si bien ésta medida es un caso particular del punto anterior, se destaca debido a su impacto y aplicabilidad, pues se puede cuantificar este costo e incorporarlo al precio objetivo de cada aplicación para incluirlo en el análisis, favoreciendo el reemplazo de los combustibles fósiles por hidrógeno verde. En Chile ya existe un impuesto a las emisiones pero su impacto es leve dado el monto de dicho impuesto, pero es factible analizar el impacto de variar el monto y encontrar sus consecuencias.
- **Almacenamiento de electricidad mediante baterías:** El uso de bancos de baterías para almacenar electricidad parece no afectar directamente al mercado del hidrógeno, sin embargo, dadas las aplicaciones del hidrógeno para brindar servicios complementarios al eléctrico, el uso de almacenamiento mediante baterías podría potenciar el hidrógeno en casos en que un sistema híbrido baterías- H_2 pudiese reemplazar generadores. Además el hidrógeno para almacenamiento de energía se plantea para largos periodos como el almacenamiento estacional, mientras que las baterías se plantean mas para ajustar la demanda de electricidad a la generación renovable, por ende podrían ser un complemento interesante en términos de avanzar a una matriz de generación renovable.

Estos no son los únicos factores interesantes para el desarrollo de un mercado de hidrógeno pero están en directa relación con la investigación realizada y se incluyen como una sugerencia para profundizar en el tema.

Bibliografía

- [1] *The Potential of Power to Gas*. ENEA Consulting, 2016.
- [2] *The ultimate guide to fuel cells and hydrogen technology*. Hydrogen Europe, 2016.
- [3] *REPORTE AVANCE DEL CONVENIO DE COOPERACIÓN ENTRE MINISTERIO DE ENERGÍA Y CONSEJO MINERO*. Antofagasta Minerals S.A., 2018.
- [4] Dickinson R.; Lympelopoulos N.; Le Duigou A. *Power-to-Hydrogen and Hydrogen-to-X pathways: opportunities for next generation energy systems*. University of Adelaide, Centre for Energy Technology, 2018.
- [5] Kalamaras C.; Efstathiou A. *Hydrogen Production Technologies: Current State and Future Developments*. Chemistry Department, University of Cyprus, 2013.
- [6] Carlos Fúnez G.; Lorenzo Reyes B. *El hidrógeno como vector energético*. Universidad Autónoma de Chile, 2019.
- [7] Alvarez C. *Evaluación técnico-económica de la obtención Bio-tecnológica de gas de hidrógeno*. Universidad de Chile, 2002.
- [8] CNE. *Informe de proyecciones de precios combustibles 2019-20133*. Comisión Nacional de Energía, 2018.
- [9] Pineda D. *Evaluación técnico económica de una planta de producción de hidrógeno mediante electrólisis de agua utilizando energía eléctrica producida con celdas fotovoltaicas de alta eficiencia*. Universidad de Chile, 2009.
- [10] Comisión Chilena del Cobre. *Proyección de la producción de cobre en Chile 2018 – 2029*. Ministerio de Minería, Gobierno de Chile, 2018.
- [11] E.T.C. *Reaching Net-Zero Carbon Emissions From Harder-To-Abate Sectors by Mid-Century*. Energy Transitions Commission, 2018.
- [12] Díaz F. *Gasificación de carbón en Chile, para obtención de hidrógeno y electricidad en planta de ciclo combinado*. Universidad de Chile, 2007.
- [13] GIZ. *Tecnologías del hidrógeno y perspectivas para Chile*. Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit, 2019.
- [14] IRENA. *Hydrogen from renewable power, technology outlook for the energy transition*. International Renewable Agency, 2018.
- [15] Somoza J. *Caracterización, control y operación de una fuente de hidrógeno de media presión basada en materiales formadores de hidruro*. Universidad Nacional de Cuyo, 2012.

- [16] Vermeersch J. *Diseño y construcción de una celda demostrativa para la producción de hidrógeno a partir de electrólisis del agua*. Universidad de Chile, 2018.
- [17] J. Jepsen. *Technical and Economic Evaluation of Hydrogen Storage Systems Based on Light Metal Hydrides*. Helmholtz-Zentrum Geesthacht Zentrum für Material und Küstenforschung GmbH, 2014.
- [18] Robinius M.; Welder L. *Power-to-Hydrogen and Hydrogen-to-X: Which markets? Which economic potential?* Institute of electrochemical process engineering, 2017.
- [19] Linde. *Annual Report*. 2018.
- [20] Monica Nagashima. *Japan's Hydrogen Strategy and Its Economic and Geopolitical Implications*. Études de l'Ifri, 2018.
- [21] NREL. *Hydrogen Energy Storage: Grid and Transportation Services*. U.S. Department of Energy, 2015.
- [22] G. Stiegel; M. Ramezan. *Hydrogen From Coal Gasification: An Economical Pathway to a Sustainable Future*. International Journal of Coal Geology, pp. 173-190, 2006.
- [23] ENAP refineras. *Memoria anual*. Empresa Nacional del Petroleo, 2018.
- [24] Nicolás Castro S. *INVESTIGACIÓN EXPERIMENTAL DE LAS EMISIONES Y DESEMPEÑO DE UN MOTOR DE COMBUSTIÓN INTERNA DIÉSEL ENRIQUECIDO CON HIDRÓGENO*. Universidad técnica Federico Santa María, 2018.
- [25] Thanapalan K.; Kim J.; Carr S. *Progress in the Development of Renewable Hydrogen Vehicles, Storage, Infrastructure in the UK : Hydrogen Centre in its early years of Operation*. 2011.
- [26] Bossel U. *Does a Hydrogen Economy Make Sense?* European Fuel Cell Forum, Switzerland, 2006.
- [27] Schastlvtsev A.I.; Dunikov D.O.; Borzenko V.I. *Improvement of Efficiency of Geothermal Power Plants by Using Hydrogen Combustion Technologies*. Joint Institute for High Temperatures RAS, 2019.
- [28] Ikemoto K.; Takahashi Y. *Alternating Hydrogen Supply System with Multiple Metal Hydride Hydrogen Tanks for Small Fuel Cell Vehicle*. Kanagawa Institute of Technology, 2018.