

2020-11

ANÁLISIS DEL USO DE HIDRÓGENO VERDE EN CAMIONES DE EXTRACCIÓN EN LA MINERÍA PARA CONTRIBUIR A LA REDUCCIÓN DE EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNAD

GUERRERO GÓMEZ, FRANCISCA ALEJANDRA

<https://hdl.handle.net/11673/50108>

Repositorio Digital USM, UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA

UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA

DEPARTAMENTO DE INDUSTRIAS



**ANÁLISIS DEL USO DE HIDRÓGENO VERDE EN CAMIONES DE
EXTRACCIÓN EN LA MINERÍA PARA CONTRIBUIR A LA REDUCCIÓN
DE EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO**

FRANCISCA GUERRERO GÓMEZ

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERA CIVIL INDUSTRIAL

PROFESOR GUÍA

FRANCISCO DALL'ORSO LEÓN

SANTIAGO, NOVIEMBRE 2020

AGRADECIMIENTOS

A mi familia, en especial a mi mamá, abuela y tío, gracias por estar presente a lo largo de esta etapa, por el apoyo y preocupación constante, por creer en mí y siempre impulsarme a seguir adelante. Les agradezco todo su amor incondicional.

A Pablo, gracias por ser mi gran compañero en la universidad. Fueron largos años de apoyo mutuo, complementándonos, ayudándonos y motivándonos el uno al otro para continuar en este camino, ambos sabemos lo mucho que merecemos este logro. Agradezco además todas las enseñanzas que me has entregado en cada aspecto de mi vida.

A mi profesor guía, gracias por la ayuda en la elaboración de mi memoria, por la buena disposición y simpatía.

RESUMEN EJECUTIVO

Ante la actual crisis climática en la que el mundo se encuentra, se hace indispensable encontrar alternativas que contribuyan a contrarrestar las consecuencias en el medio ambiente de las excesivas emisiones de gases de efecto invernadero. El hidrógeno verde se posiciona como una importante solución que aportará al objetivo de carbono – neutralidad de Chile al 2050.

En la minería del cobre, el combustible más usado es el diésel, abarcando un 83% del consumo total de combustibles en el 2018. Así mismo, en cuanto al uso de diésel por procesos, un 75% se atribuye sólo a Mina Rajo, debido a las actividades de carguío y extracción de minerales a través de camiones de gran tonelaje conocidos como CAEX. Cada uno de estos equipos anualmente consume 1.204.500 litros de diésel y genera 3.320 toneladas de CO₂ eq. Es por esto, que se determina que el uso de hidrógeno como combustible en CAEX con motores duales (que operen con una mezcla de 60% hidrógeno y 40% diésel) se presenta como una medida fundamental para mitigar los efectos de las emisiones de GEI.

Para determinar la potencial demanda de hidrógeno, se trabaja con la Línea Base y Proyección de Demanda de Energía, del Ministerio de Energía. Primero se fija un escenario de referencia, en donde sólo se considera diésel como combustible y luego se establece el escenario propuesto, en donde se sugiere que la tasa de participación del hidrógeno para cubrir la demanda energética en Mina Rajo sea del 1% para el 2022, 10% para el 2030 y 37% para el 2050. Con esto es posible obtener la proyección de la demanda de hidrógeno, cuyo crecimiento se comporta de manera potencial. Así, en el 2022 se estiman casi 5 kton, en el 2030, 51 kton y para el 2050, 290 kton de H₂.

Posteriormente, usando el factor de emisión de CO₂ eq. del diésel se calcula la proyección de emisiones de GEI para el periodo 2022 – 2050 tanto en el escenario de referencia como en el propuesto, con la finalidad de obtener el ahorro de emisiones, es decir, la cantidad de CO₂ eq. que no se generaría con el uso de hidrógeno como combustible en los CAEX. Dicho ahorro llega a 43 kton, 460 kton y 2.583 kton para los años 2022, 2030 y 2050 respectivamente. En cuanto al ahorro acumulado, en el 2050 esta cifra asciende a 31,2 Mton de CO₂ eq. que se dejan de emitir.

Adicionalmente, con el propósito de identificar las ventajas y limitantes que tiene Chile para la producción local de hidrógeno verde en el norte del país, se realiza un análisis a nivel perfil de los aspectos técnicos y económicos, recorriendo la cadena de vida del hidrógeno, pero poniendo énfasis en los insumos y en la producción. El H₂ se obtendría mediante el proceso de electrólisis en el cual se requiere agua y electricidad. Para este último insumo, se consideran tres escenarios, el primero off – grid con una planta fotovoltaica in situ, el segundo on – grid, conectando el electrolizador a la red eléctrica nacional y el tercero, un mix de suministro, donde el 43% de la demanda energética la cubre una planta FV y el 57% restante se obtiene por la conexión a la red, esto con el objetivo de aumentar el factor de planta.

Por último se calcula el costo nivelado del hidrógeno (LCOH) para los tres casos. La opción off – grid arroja el menor valor, con 3,66 USD/kg H₂ y lo que más influye es el costo del electrolizador. En cambio, en las opciones on – grid y mix es el costo de la electricidad lo que más incide en el resultado del LCOH. Al compararlo con el precio del diésel, el costo nivelado del hidrógeno verde actualmente no es competitivo, pero al calcular su valor para el 2030 da como resultado 2,07 USD/kg H₂, el cual logra estar dentro del rango de competitividad.

ABSTRACT

Due to the current climate crisis in which the world finds itself, it is essential to find alternatives that contribute to counteracting the consequences on the environment of excessive greenhouse gas emissions. Green hydrogen is positioned as an important solution that will contribute to Chile's carbon neutrality goal by 2050.

In copper mining, the most used fuel is diesel, accounting for 83% of total fuel consumption in 2018. Regarding the use of diesel by processes, 75% is attributed only to Mina Rajo, due to the activities of loading and extraction of minerals through large tonnage trucks known as CAEX. Each of these units annually consumes 1.204.500 liters of diesel and generates 3.320 tons of CO₂ eq. For this reason, it is determined that the use of hydrogen as fuel in CAEX with dual motors (operating with a mixture of 60% hydrogen and 40% diesel) is presented as a fundamental measure to mitigate the effects of GHG emissions.

To determine the potential demand of hydrogen, the Baseline and Energy Demand Projection of the Ministry of Energy is used. First, a reference scenario is established, where only diesel is considered as fuel and then the proposed scenario is presented, where it is proposed that the hydrogen participation rate to cover the energy demand in Mina Rajo is 1% by 2022, 10% for 2030 and 37% for 2050. With this it is possible to obtain the projection of the hydrogen demand, whose growth behaves in a potential way. Thus, in 2022 almost 5 ktons are estimated, in 2030, 51 ktons and for 2050, 290 ktons of H₂ are projected.

Subsequently, using the CO₂ eq. emission factor of diesel, the projection of GHG emissions for the period 2022 - 2050 is calculated in the reference scenario and in the proposed scenario in order to obtain the emission savings, that is, the amount of CO₂ eq. that would not be generated with the use of hydrogen as fuel in the CAEX.

The savings are 43 kton, 460 kton and 2.583 kton for the years 2022, 2030 and 2050 respectively. Regarding accumulated savings, in 2050 this amounts to 31,2 Mton of CO₂ eq. that are not emitted.

Additionally, in order to identify the advantages and limitations that Chile has for the local production of green hydrogen in the north of the country, a profile-level analysis of the technical and economic aspects is carried out, covering the hydrogen life chain, but focusing on inputs and production. The hydrogen would be obtained through the electrolysis process in which water and electricity are required. For this last input, three scenarios are considered, the first off-grid with a photovoltaic plant in situ, the second on-grid, connecting the electrolyzer to the national electricity grid and the third, a supply mix, where 43% of energy demand is covered by a PV plant and the remaining 57% is obtained by connecting to the grid, this with the aim of increasing the plant factor.

Finally, the level cost of hydrogen is calculated for the three cases. The off - grid option presents the lowest value, with 3,66 USD/kg H₂ and the most influencing is the cost of the electrolyzer. In the on - grid and mix options, it is the cost of electricity that most influences the LCOH result. When compared to the price of diesel, the levelized cost of green hydrogen is currently not competitive, but calculating its value for 2030 results in 2,07 USD kg H₂, a value that is within the competitive range.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

1.	PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	1
2.	OBJETIVOS	4
2.1.	Objetivo General	4
2.2.	Objetivos Específicos.....	4
3.	MARCO TEÓRICO	5
3.1.	Cambio Climático	5
3.1.1.	Definiciones	5
3.1.2.	Situación mundial.....	7
3.1.3.	Situación nacional	11
3.2.	La gran minería en Chile.....	15
3.2.1.	Uso de agua en la minería	16
3.2.2.	El sector minero en la matriz de consumo energético de Chile	17
3.2.3.	Emisiones del sector minero.....	18
3.2.4.	Transporte de carga: ¿para qué se usa?	20
3.3.	Innovación tecnológica: Hidrógeno como combustible	22
3.3.1.	Hidrógeno como carrier energético.....	22
3.3.2.	Procesos de producción del hidrógeno.....	22
3.3.3.	Uso del hidrógeno en el escenario mundial.....	25
3.3.4.	Avances en Chile: potencial uso de H ₂ como combustible la minería	29
3.4.	Hidrógeno verde: las ventajas competitivas de Chile para producirlo	35
3.4.1.	Chile, un país líder en energías renovables	35
3.4.2.	La implicancia de las ERNC en los bajos costos para obtener H ₂ verde	39
3.4.3.	La industria minera: foco de las aplicaciones del hidrógeno en Chile	41
4.	METODOLOGÍA	44
4.1.	Demanda de hidrógeno en la minería.....	44
4.2.	Reducción de emisiones de GEI.....	46
4.3.	Análisis de aspectos técnicos y económicos	48
5.	ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA DE HIDRÓGENO EN MINA RAJO	50
5.1.	Demanda de diésel en el escenario de referencia	51
5.2.	Demanda de Hidrógeno en el escenario propuesto	52
5.3.	Resumen de ambos escenarios	57

6.	REDUCCIÓN DE EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO	59
6.1.	Proyección de emisiones de CO ₂ en el escenario de referencia	60
6.2.	Proyección de la reducción de emisiones de CO ₂ en el escenario propuesto.....	60
7.	ANÁLISIS DE ASPECTOS TÉCNICOS Y ECONÓMICOS.....	64
7.1.	Insumos	64
7.1.1.	Agua	64
7.1.2.	Energía eléctrica.....	66
7.2.	Producción.....	68
7.3.	Almacenamiento.....	70
7.4.	Uso final	71
7.5.	Costo de producción del hidrógeno.....	72
7.5.1.	Detalle del cálculo.....	72
7.5.2.	Resultado LCOH para las tres opciones evaluadas	76
7.5.3.	Análisis de sensibilidad.....	79
7.5.4.	Competitividad del LCOH calculado	82
7.6.	Otros costos asociados al uso de H ₂ como combustible.....	86
7.7.	Bonos de carbono como complemento de financiamiento.....	87
8.	LÍNEAS DE ACCIÓN Y RECOMENDACIONES	91
8.1.	Promover proyectos piloto	91
8.2.	Establecer normativas del hidrógeno	92
8.3.	Potenciar y desarrollar el capital humano	92
8.4.	Evaluar el impacto ambiental.....	93
8.5.	Implementar una certificación de hidrógeno verde.....	93
9.	CONCLUSIONES	95
10.	ANEXOS.....	100
11.	REFERENCIAS	105

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3.1 Emisiones mundiales de CO ₂ fósil en 2019.....	9
Figura 3.2 Emisiones globales de CO ₂ de combustibles fósiles según la fuente de procedencia....	10
Figura 3.3 Emisiones globales de CO ₂ de combustibles fósiles según el sector	11
Figura 3.4 Emisiones de CO ₂ eq. según el sector, incluyendo las categorías del sector Energía.....	14
Figura 3.5 Distribución del consumo de agua total en la minería del cobre en 2018	16
Figura 3.6 Consumo de energía de Chile en el 2018, según el sector.....	17
Figura 3.7 Consumo de energía en Combustibles en TCal del sector Minería en 2018	18
Figura 3.8 Consumo y emisiones de GEI directas en la minería del cobre por tipo de combustible en 2016.....	19
Figura 3.9 Emisiones directas de GEI según los procesos de minería del cobre en 2016.....	20
Figura 3.10 Clasificación del hidrógeno según su forma de producción	24
Figura 3.11 Contribución de medidas para la Carbono Neutralidad al 2050	30
Figura 3.12 Proyección de mercado del hidrógeno para el 2030-2035.....	32
Figura 3.13 Capacidad total instalada de energía a marzo del 2020	36
Figura 3.14 Energía bruta generada por ERNC a lo largo del 2019	37
Figura 3.15 Costo de producción del H ₂ a partir energía solar FV y eólica a largo plazo	41
Figura 3.16 Uso de diésel por procesos, en la minería del cobre en 2018	42
Figura 4.1 Cadena de valor del hidrógeno en la minería	48
Figura 5.1 Cantidad de camiones con motores de combustión tradicional (100% diésel) y con motores duales (40% diésel, 60% hidrógeno).....	56
Figura 5.2 Resumen de ambos escenarios (referencia y propuesto) para el 2022.....	57
Figura 5.3 Resumen de ambos escenarios (referencia y propuesto) para el 2030.....	58
Figura 5.4 Resumen de ambos escenarios (referencia y propuesto) para el 2050.....	58
Figura 7.1 Distribución de la capacidad de plantas desalinizadoras operando al 2019	65
Figura 7.2 Operación del motor de combustión con la tecnología dual.....	71
Figura 7.3 Proyección del costo nivelado de electricidad renovable	83
Figura 7.4 Proyección del precio del diésel hasta el 2050	84
Figura 7.5 Evolución de la competitividad del H ₂ verde con respecto al gris.....	85
Figura 7.6 Proyección del costo nivelado de hidrógeno verde en Chile	86
Figura 7.7 Mapa de precios del carbono en USD/ton CO ₂ eq. a nivel mundial en 2020.....	88
Figura 10.1 Proyección del mercado internacional de hidrógeno	100

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1 Emisiones totales de CO ₂ eq. en 2016 según el tipo de GEI.....	13
Tabla 3.2 Emisiones totales de CO ₂ eq. en Chile registradas el año 2016 para cada sector.....	14
Tabla 3.3 Consumo energético en TCal de los subsectores que componen al sector Minero.....	17
Tabla 3.4 Proyecciones realizadas en 2018 y en 2019 de la caída del costo promedio ponderado global de la electricidad en USD/kWh para el 2020	39
Tabla 4.1 Factor de emisión del petróleo diésel según gas de efecto invernadero.....	47
Tabla 5.1 Proyección para el 2020 de la demanda energética en Teracalorías de diésel en los procesos de la minería del Cobre	50
Tabla 5.2 Proyección de la demanda energética del uso de diésel en Mina Rajo	52
Tabla 5.3 Diésel requerido para la demanda energética proyectada en Mina Rajo y número de CAEX que se abastecen	52
Tabla 5.4 Estimación de la demanda energética de H ₂ en Mina Rajo para usarlo como combustible	53
Tabla 5.5 Estimación de la demanda energética de H ₂ en Mina Rajo para usarlo como combustible	54
Tabla 6.1 Características de un camión de extracción minera (CAEX).....	59
Tabla 6.2 Comparación entre un CAEX y otros vehículos	60
Tabla 6.3 Estimación de las emisiones de CO ₂ eq. de camiones de extracción	60
Tabla 6.4 CO ₂ eq (kton) que se deja de emitir si se utiliza hidrógeno en camiones CAEX.....	61
Tabla 6.5 Comparación de emisiones entre ambos escenarios en base a las emisiones planteadas por la NDC	63
Tabla 7.1 Proyección del agua desalinizada requerida para la producción de hidrógeno	65
Tabla 7.2 Capacidad de las principales plantas desalinizadoras en Minería hasta el 2019.....	66
Tabla 7.3 Rendimiento actual de los electrolizadores Alcalino, PEM (Membrana de intercambio de protones) y SOE (Membrana de estado sólido).....	68
Tabla 7.4 Valores usados para el cálculo del costo de producción de hidrógeno (LCOH) según la demanda de H ₂ estimada para el 2022 (Fuente: Elaboración propia).....	73
Tabla 7.5 Costos de inversión (CAPEX) y operacionales (OPEX) para un electrolizador de tipo alcalino	73
Tabla 7.6 Costo nivelado de la energía solar fotovoltaica según estudios realizados para CORFO y/o el Ministerio de Energía.....	75
Tabla 7.7 Costo de producción de hidrógeno verde (LCOH) en USD/kg H ₂	76

Tabla 7.8 Comparación del costo nivelado de hidrógeno verde obtenido en este análisis con los resultados de otros estudios.....	78
Tabla 7.9 Precios del diésel en USD/litro y su equivalente en USD/kg H ₂	82
Tabla 7.10 Valores usados para el cálculo del LCOH en el 2030 para la opción off – grid	83
Tabla 7.11 Proyección del precio del diésel en USD/litro y su equivalente en USD/kg H ₂	84
Tabla 7.12 Costos de Almacenamiento (incluye la Compresión) y Distribución de hidrógeno en USD/kg H ₂ para los CAEX de minería	86
Tabla 7.13 Comparación del consumo de diésel y las emisiones de GEI entre un CAEX tradicional y uno dual.....	88
Tabla 7.14 Financiamiento que puede obtenerse para los primeros años de la propuesta al usar bonos de carbono.....	89
Tabla 7.15 Costo total de producción de H ₂ según la demanda proyectada en Mina Rajo	89
Tabla 10.1 Proyección de la demanda de diésel para el periodo 2022 – 2050 para CAEX en Mina Rajo	101
Tabla 10.2 Proyección de la demanda de hidrógeno (ton) para cubrir la demanda energética según su tasa de participación en CAEX de Mina Rajo para el periodo 2022-2050.....	102
Tabla 10.3 Proyección de emisiones de CO ₂ eq (kton) en el escenario de referencia para el periodo 2022-2050	103
Tabla 10.4 Proyección de emisiones de CO ₂ eq (kton) y ahorro de CO ₂ eq en el escenario propuesto para el periodo 2022-2050.....	104

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 5.1 Proyección de la demanda de energía de petróleo diésel para el sector Mina Rajo de Minería del Cobre	51
Gráfico 5.2 Proyección de la demanda de H ₂ para cubrir los requerimientos de demanda energética en Mina Rajo, según las tasas de participación de hidrógeno propuestas	55
Gráfico 6.1 Comparación de las emisiones de CO ₂ eq (kton) entre ambos escenarios	62
Gráfico 7.1 Detalle del LCOH en USD/kg H ₂ para las tres opciones analizadas, sin considerar la venta de O ₂	77
Gráfico 7.2 LCOH en función de la variación del factor de planta del electrolizador	79
Gráfico 7.3 LCOH en función de la variación del CAPEX del electrolizador	80
Gráfico 7.4 LCOH en función de la variación de la eficiencia del proceso de electrolisis.	81
Gráfico 7.5 LCOH en función de la variación del precio de la electricidad.	81

1. PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

El derretimiento de los hielos, el aumento del nivel del mar, las sequías y las olas de calor son sólo algunas de las consecuencias del cambio climático que se ha evidenciado con gran fuerza en los últimos años: la alteración y la variabilidad del clima ya es un hecho preocupante a nivel mundial (Naciones Unidas, 2019). El calentamiento global se debe en gran parte a la emisión de gases de efecto invernadero GEI, provenientes de actividades tan cotidianas como el transporte terrestre y aéreo, la actividad industrial, los incendios y la ganadería. Todos estos factores emiten dióxido de carbono (CO₂), el cual queda suspendido en la atmósfera, destruyendo la capa de ozono, dañando el equilibrio natural y provocando el calentamiento global.

¿Cuál es la situación en Chile respecto al efecto invernadero? En el año 2016, las emisiones de GEI aumentaron un 114,7% desde el 1990 y un 7,1% desde el 2013, siendo el CO₂ el gas más generado (78,7%) producto de la quema de combustibles fósiles (Ministerio del Medio Ambiente, 2018). Aquí el principal actor es el sector de energía, ya que aporta más del 78% a las emisiones de dichos gases, debido a la creciente utilización de los combustibles fósiles para la generación de energía, el transporte y diversas actividades industriales (Ministerio de Energía, 2017b). De hecho, el mayor consumo de energía en el país se debe a la industria y la minería (39%), seguido por el transporte (35%) y luego por la generación de electricidad (26%) (Ministerio de Energía, 2017a).

Actualmente, los esfuerzos se han enfocado principalmente en el sector de generación de electricidad, donde han surgido planes y políticas que proponen introducir y potenciar las energías renovables no convencionales, promoviendo su uso a través de la Agenda Nacional

de Energía, la cual complementa la Ley 20.698 que tiene el objetivo de llegar al 20% de generación eléctrica con fuentes ERNC para el año 2025 (Ministerio de Energía, 2017b). Observando las estadísticas sobre el consumo de energía, la industria, minería y el transporte representan altas participaciones en dicho consumo, por lo tanto, se hace totalmente necesario centrar la atención en estos factores si se quiere aportar realmente a la mitigación de los gases de efecto invernadero.

Gracias a su ubicación geográfica, Chile es una importante fuente de cobre y otros minerales, lo cual le ha permitido crecer económicamente y mantenerse como un país activo e importante en materia de actividad minera (Fuentes & García, 2016). Es claro notar que, si esta industria continúa desarrollándose, también se incrementará el uso de combustible para transporte de carga, para movimiento de tierras y para diversas maquinarias de montaje y construcción. Ante esto, surge la interrogante: siendo Chile, ¿Cómo hacer frente al cambio climático y al calentamiento global, cuando se tiene un rol tan importante en la minería a nivel nacional y mundial?

Debido a que los vehículos y maquinarias pesadas usadas en la minería, utilizan grandes cantidades de diésel, se hace urgente trabajar sobre una medida de mitigación que reduzca las emisiones de gases de efecto invernadero. Es por esto que, en el mediano al largo plazo, se considera el potencial uso del hidrógeno verde como combustible de bajas emisiones (Ministerio de Energía, 2017b).

De hecho, esta idea ya está dando sus primeros pasos en Chile mediante el Programa Tecnológico de Corfo, el cual está analizando el desarrollo de sistemas de combustión dual hidrógeno-diésel en vehículos y equipos de operación minera, pues se está en un proceso de transformación tecnológica, el cual traerá consigo la oportunidad de generar nuevos modelos

de negocio en el país relacionado a la economía del hidrógeno (Revista Energética de Chile, 2018).

Dado que los sistemas basados en este elemento gaseoso están en etapas de investigación (plan mitigación), se plantea la pregunta ¿Cómo generar el hidrógeno suficiente para el transporte en la minería y al mismo obtenerlo de manera limpia y sustentable? Con esto, también se desea determinar el verdadero potencial de esta alternativa que parece ser el futuro prometedor para la disminución de gases de efecto invernadero.

2. OBJETIVOS

2.1. Objetivo General

Analizar el potencial uso de hidrógeno verde como combustible en camiones de extracción en la minería, mediante el estudio de la cadena de valor del hidrógeno, para determinar la contribución de esta tecnología a la carbono neutralidad y a la disminución de emisiones de gases de efecto invernadero.

2.2. Objetivos Específicos

Identificar cuáles son los avances que se tienen a la fecha a nivel país en cuanto a políticas asociadas al plan de mitigación de gases de efecto invernadero en el sector energía y en proyectos público-privados relacionados al desarrollo de la industria del hidrógeno.

Seleccionar un proceso o área de la minería en el cual el hidrógeno presente una potencial demanda y que a su vez, permita reducir las emisiones de gases contaminantes atribuidas a dicha área.

Establecer una línea base de consumo energético de diésel en la minería que permita proyectar la demanda futura del hidrógeno al considerarlo como sustituto del diésel para realizar comparaciones entre ambos escenarios en el largo plazo.

Estimar la reducción de emisiones de GEI producto de la sustitución del diésel por hidrógeno para determinar el impacto de esta acción de mitigación al cambio climático.

Realizar un análisis a nivel perfil de los aspectos técnicos y económicos, con énfasis en los insumos y producción para reconocer las ventajas y limitantes de Chile en relación a la producción local de hidrógeno verde.

3. MARCO TEÓRICO

3.1. Cambio Climático

3.1.1. Definiciones

Con la finalidad de contextualizar y enfatizar las temáticas relevantes, a continuación se presentan las definiciones necesarias que aportarán a un mejor entendimiento de la problemática.

El Cambio Climático hace alusión al fenómeno causado por la acción del hombre, detonada a través de sus excesivas emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y de otros forzantes climáticos de vida corta, es decir, compuestos cuyo impacto en el clima ocurre principalmente en el primer decenio tras su emisión (Oficina de Cambio Climático del Ministerio del Medio Ambiente, 2017). Se define entonces como el cambio de clima atribuido directa o indirectamente a la actividad humana que altera la composición de la atmósfera global y que se suma a la variabilidad natural del clima observada durante periodos de tiempo incomparables (Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, 1992).

En relación al concepto de GEI mencionado en el párrafo anterior, éste se refiere al componente gaseoso de la atmósfera, natural o antropógeno, que absorbe y emite radiación en determinadas longitudes de onda del espectro de radiación terrestre emitida por la superficie de la Tierra, por la propia atmósfera y por las nubes. El vapor de agua (H_2O), el dióxido de carbono (CO_2), el óxido nitroso (N_2O), el metano (CH_4) y el ozono (O_3) son los gases de efecto invernadero primarios. Además la atmósfera contiene cierto número de gases

enteramente antropógenos, como los halocarbonos u otras sustancias que contienen cloro y bromo (IPCC, 2013).

Cabe destacar también la diferencia entre el Efecto Invernadero y el fenómeno de Calentamiento Global. El primero, se refiere al calentamiento natural de la Tierra. Los gases de efecto invernadero presentes en la atmósfera, retienen parte del calor del Sol y mantienen una temperatura apta para la vida. Más específicamente: la energía solar atraviesa la atmósfera, parte de ella es absorbida por la superficie y otra parte es reflejada. Un porcentaje de la radiación reflejada es retenida por los gases de efecto invernadero y otra parte vuelve al espacio.

Por otro lado, el calentamiento global es el incremento a largo plazo en la temperatura promedio de la atmósfera y se debe a la emisión de gases de efecto invernadero que se desprenden por actividades del hombre. El proceso es el siguiente: la quema de combustibles, la deforestación, la ganadería y otras prácticas, incrementan la cantidad de GEI en la atmósfera. Ésta al modificarse retiene más calor, dañando así el equilibrio natural y aumentando la temperatura de la Tierra.

Finalmente, se mencionan dos conceptos comunes e importantes en materia del Cambio Climático. En primer lugar, la mitigación se define como la intervención humana encaminada a reducir las fuentes (liberación) o potenciar los sumideros (absorción) de gases de efecto invernadero (IPCC, 2013). A su vez, la adaptación se entiende como el ajuste de los sistemas naturales o humanos como respuesta a los cambios del clima o a sus efectos, que permite disminuir los impactos negativos o bien aprovechar los posibles beneficios. Una comunidad o territorio se puede adaptar de mejor o menor manera a los efectos del cambio climático, según las características propias del ecosistema (Ministerio del Medio Ambiente, 2015).

3.1.2. Situación mundial

El impacto del cambio climático en el planeta ya es evidente. Se han registrado fenómenos nunca vistos y los indicadores muestran una situación alarmante.

Entre 1880 y 2012 la temperatura media mundial aumentó 0,85 grados centígrados (Naciones Unidas, 2018). Durante el 2018 la temperatura media alcanzó casi los 1°C (0,99 ±0,13 °C) sobre el nivel base de la era preindustrial (1850-1900). De hecho, fue uno de los cuatro años más calurosos del planeta (2015 a 2018), registrándose las más altas temperaturas de la década en lugares como África, Asia y Sudamérica. Al mismo tiempo el 2018 fue el año más frío en promedio de los pasados cuatro años para las zonas de Norte América, Groenlandia y partes de Australia Oriental. (Organización Mundial Metereológica, 2018).

Por su parte, la temperatura de los océanos mostró una tendencia parecida. Se registraron áreas más cálidas en la mayoría de las aguas superficiales del Pacífico, océano Indico Occidental, Atlántico Tropical y costa este de Norte América. Dado entonces que los océanos han incrementado su temperatura, la cantidad de nieve y hielo ha disminuido y por ende, el nivel del mar ha subido, tanto así que en el último siglo el nivel medio del mar aumentó 19 centímetros. A su vez, desde 1979 se ha notado una disminución de la extensión de hielo del Ártico, con una pérdida de 1,07 millones de km² cada decenio (Naciones Unidas, 2018).

La realidad de Groenlandia es una de las más preocupantes. Entre julio y agosto de 2018 el deshielo se incrementó en un 30%, es decir, 150 giga toneladas de hielo, el sexto valor más alto medido entre 1960 y 2018. En total se han perdido 3.600 giga toneladas de masa de hielo desde 2002 (Vivanco, 2019).

Una de las evidencias más claras de la presencia del cambio climático es el aumento insostenible de los gases de efecto invernadero, siendo el dióxido de carbono el más crítico, cuya concentración es la más alta desde hace tres millones de años y se debe principalmente a la quema de combustibles fósiles (Organización Meteorológica Mundial, 2019). Es necesario resaltar una distinción expresada por las Naciones Unidas en relación a los conceptos de emisión y concentración. El primero se refiere a lo que *entra* en la atmósfera y el segundo, a lo que *queda* en la atmósfera luego de las interacciones entre ésta y la biósfera, litósfera, criósfera y océanos.

Considerando lo anterior, el Boletín No. 15 sobre la concentración de los Gases de Efecto Invernadero emitido por la OMM, indicó que para el año 2018 la abundancia mundial del dióxido de carbono fue 407,8 partes por millón (ppm, que se refiere al número de moléculas de gas por un millón de moléculas de aire seco), la del metano fue 1869 partes por mil millones (ppmm) y la del óxido nitroso fue 331,1 ppmm. Comparando estos valores con los niveles preindustriales en el año 1750, se tiene una abundancia relativa del 147%, 259% y 123% respectivamente.

Ahora, en cuanto a las emisiones totales de GEI, el año 2018 alcanzaron 55,3 Gt de CO_2e (dióxido de carbono equivalente) cifra que incluye las emisiones provenientes del cambio en el uso de la tierra. La quema de combustibles fósiles para el consumo de energía y los procesos industriales constituyen la mayor parte de emisiones totales, situándose en 37,5 Gt de CO_2e el 2018 (PNUMA, 2019). El G20 (un grupo de 19 países más la Unión Europea) abarca el 78% del total de emisiones y los cuatro principales son China, Estados Unidos, EU28 e India quienes en conjunto contribuyen casi el 60% de las emisiones en la última década, excluyendo las emisiones derivadas del cambio en el uso del suelo.

Por su parte, el Proyecto Global de Carbono (GCP por sus siglas en inglés) desarrollado por científicos de Future Earth y del Programa Mundial de Investigación del Clima, determinó que en el 2019 se proyectaron 36,8 Gt de CO_2 provenientes del uso de combustibles fósiles e industria.

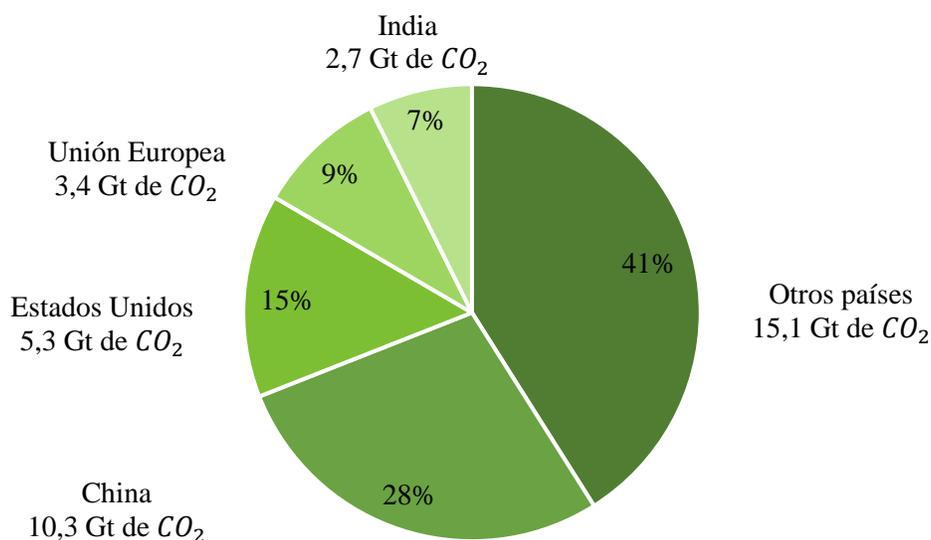


Figura 3.1 Emisiones mundiales de CO_2 fósil en 2019

(Fuente: Elaboración propia a partir de los datos recopilados de Global Carbon Project).

Como puede observarse en la **Figura 3.1**, China, Estados Unidos, EU28 e India concentran el 59% de las emisiones asociadas a combustibles fósiles. A los cuatro mencionados, le siguen Rusia con un 5% y Japón con un 3%.

Además, el Proyecto Global de Carbono en su Presupuesto Global publicado en 2019 presentó las emisiones de CO_2 a partir del uso de combustibles fósiles e industria según la fuente y el sector.

En cuanto a la fuente de procedencia de las emisiones mundiales de dióxido de carbono en el 2018, un 40% corresponde a carbón, un 34% a petróleo, un 20% a gas y el resto se atribuye a cemento.

En relación al sector, las emisiones más altas se deben a la electricidad y energía con un 45%, le siguen los procesos industriales con un 23% y el transporte nacional con un 19%. El transporte internacional (aéreo y marino) aporta un 3,5%. Los sectores restantes abarcan alrededor del 10% (Global Carbon Project, 2019). A continuación se muestran los gráficos que detallan la cantidad de CO_2 emitido según lo anteriormente mencionado.

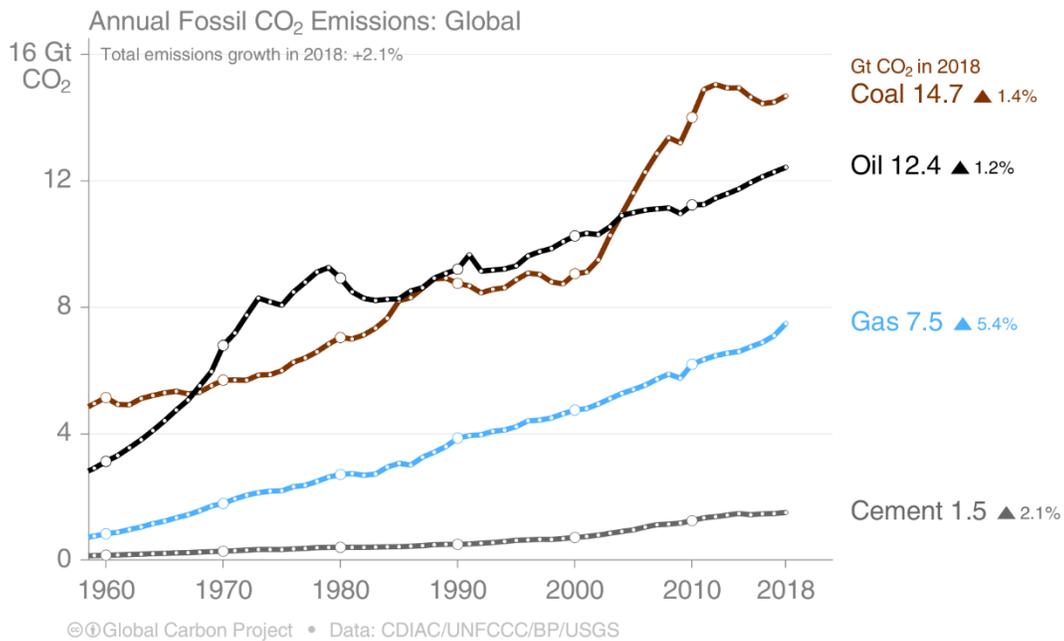


Figura 3.2 Emisiones globales de CO_2 de combustibles fósiles según la fuente de procedencia

(Fuente: Global Carbon Project, 2019).

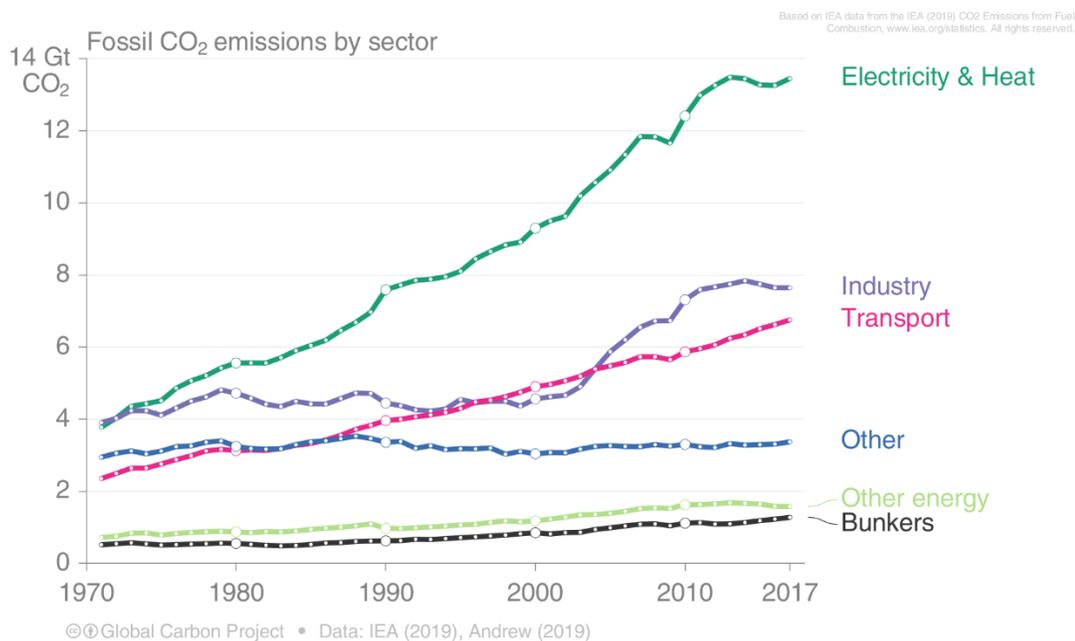


Figura 3.3 Emisiones globales de CO₂ de combustibles fósiles según el sector

(Fuente: Global Carbon Project, 2019).

3.1.3. Situación nacional

En materia de cambio climático, claramente Chile es un país afectado puesto que cumple con siete de los nueve criterios de vulnerabilidad enunciados por la UNFCCC (United Nations Framework Convention on Climate Change): tiene áreas costeras de baja altura, zonas áridas y semiáridas, zonas de bosques, territorio susceptible a desastres naturales, áreas propensas a sequía y desertificación, zonas urbanas con problemas de contaminación atmosférica y ecosistemas montañosos.

En cuanto a la temperatura, históricamente se han observado alzas en el valle central y en la cordillera y la situación se proyecta peor hacia el año 2030: habría un aumento de, a lo menos, 0,5 °C para las zonas sur y austral, y de 1,5 °C para el norte grande y el altiplano (Oficina de Cambio Climático del Ministerio del Medio Ambiente, 2017).

Además, en la zona centro – sur se ha observado una disminución estadísticamente significativa de las precipitaciones y en la zona semiárida las precipitaciones se han caracterizado por sucesiones de años lluviosos y sequías multianuales (Ortega, Vargas, Rutllant, Jackson, & Méndez, 2012) y se espera que para el 2030 haya una disminución de la precipitación entre 5% y 15% para la zona comprendida entre las cuencas de los ríos Copiapó y Aysén (Oficina de Cambio Climático del Ministerio del Medio Ambiente, 2017).

Por otro lado, en relación a los recursos hídricos, en general se espera un escenario desfavorable para los próximos años. Habrá una reducción significativa de los caudales de las cuencas entre las regiones de Coquimbo y Los Lagos y de las reservas de agua en las cabeceras de cuencas nivales y nivo-pluviales, lo cual implicaría un aumento del riesgo de desastre durante eventos de precipitación extrema y altas temperaturas, ya que se generarían mayor cantidad de inundaciones y aluviones. Para el norte del país, se prevé también una mayor ocurrencia de periodos de escasez hídrica y eventos de lluvias extremas (Oficina de Cambio Climático del Ministerio del Medio Ambiente, 2017)

Pese a lo anterior, la prioridad en Chile en materia de gestión ambiental es la calidad del aire. En este contexto, la combustión de leña es la principal fuente de emisión de MP2,5 (partículas en suspensión de menos de 2,5 micras). Además, las fuentes móviles, termoeléctricas y otros procesos industriales son los mayores responsables de emisiones de óxidos de nitrógeno. A su vez, las fundiciones y termoeléctricas lideran la generación de dióxido de azufre. En cuanto al dióxido de carbono, el sector de generación de energía y el transporte son los principales responsables de los altos índices de este GEI (Ministerio del Medio Ambiente, 2018).

Cabe señalar el concepto de dióxido de carbono equivalente (CO_2 eq.). Éste se refiere a la “cuantía de emisiones de CO_2 que causaría el mismo forzamiento radiactivo integrado, en un horizonte temporal determinado, que cierta cantidad emitida de un gas de efecto invernadero o de una mezcla de gases de efecto invernadero” (IPCC, 2013). Por lo tanto, CO_2 eq. constituye una escala típica para comparar las diferentes emisiones de GEI.

El último Informe Bienal de Actualización de Chile sobre Cambio Climático mostró que el año 2016 en Chile las emisiones de GEI totales ascendieron a 111.677,5 kt CO_2 eq., incrementándose en un 114,7% desde 1990 y en un 7,1% desde el año 2013 (Ministerio del Medio Ambiente, 2018). A continuación dicha cantidad de CO_2 eq. se detalla según el tipo de GEI y según el sector, cabe destacar que los valores registrados excluyen las emisiones y absorciones del sector denominado cambio de uso de la tierra y silvicultura).

GEI	kt CO_2 eq.
CO_2	87.889
CH_4	13.938
N_2O	6.709
HFC	2.870
SF_6	272
Total	111.678

Tabla 3.1 Emisiones totales de CO_2 eq. en 2016 según el tipo de GEI

(Fuente: Elaboración propia usando los datos entregados en el Informe Bienal).

Sector	kt CO ₂ eq.
Energía	87.136
Agricultura	11.802
Procesos industriales y uso de productos	6.939
Residuos	5.801
Total	111.678

Tabla 3.2 Emisiones totales de CO₂ eq. en Chile registradas el año 2016 para cada sector
(Fuente: Elaboración propia usando los datos entregados en el Informe Bienal).

Del total expresado en la **tabla 3.2**, el 78% de las emisiones del país se concentra en el sector Energía debido principalmente a la quema de combustibles fósiles.

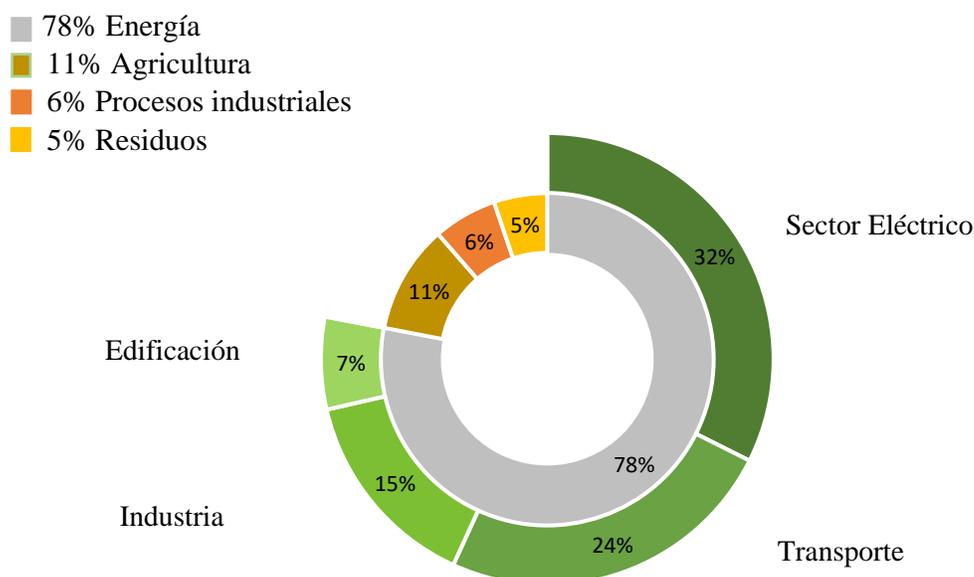


Figura 3.4 Emisiones de CO₂ eq. según el sector, incluyendo las categorías del sector Energía
(Fuente: Elaboración propia a partir de datos del informe Bienal del Ministerio de Medio Ambiente).

Tal como se aprecia, el 78% correspondiente a Energía con 87.135,6 kt CO₂ eq, se subdivide en las categorías **Sector Eléctrico** (32%), que considera las emisiones de GEI generadas por la quema de combustibles debido a las industrias de producción energética y a las actividades de extracción de combustibles. Luego sigue **Transporte** (24%) que considera todas las actividades del transporte nacional (aéreo, terrestre, ferrocarriles, navegación, etc.) y cuya mayor incidencia en cuanto a tipo de combustible es el diésel con un 57,9% y la gasolina para motor con un 42,1%.

La siguiente categoría dentro del sector Energía es **Industria manufacturera y de la construcción** (15%) que incluye la quema de combustibles para la generación de electricidad y calor para el uso propio de estas industrias. Dentro de esta categoría, la Minería y Cantería es la de mayor importancia con un 49,4% de las emisiones, debido principalmente al crecimiento sostenido de la extracción del cobre producto del aumento constante de su precio. Finalmente la categoría **Edificación** (7%) que considera las emisiones de gases de efecto invernadero en edificios comerciales e institucionales, en los hogares y en actividades mínimas relacionadas a la agricultura, silvicultura y pesca. La mayor relevancia se atribuye al componente Residencial con un 58,3% de emisiones.

3.2. La gran minería en Chile

Debido a su potencial geográfico, Chile es el primer productor de cobre y renio a nivel mundial, el segundo en litio y molibdeno y el sexto en plata. Contribuye con el 55% de la producción mundial de renio y con el 29% de cobre. En 2018, el país alcanzó una producción de 5,8 millones de toneladas de cobre, la más alta en su historia y se proyecta que para el 2023 llegue a una producción nacional de 7,2 millones de toneladas. (Ministerio de Minería, 2020). Debido a esto, el sector minero se posiciona como la principal actividad económica

del país, de hecho en 2018 la minería aportó el 9,8% del Producto Interno Bruto, exportando 40,4 millones de dólares, lo que equivale a un 53% del total de envíos nacionales (Ministerio de Minería, 2019).

3.2.1. Uso de agua en la minería

Según el informe “Atlas del Agua” elaborado por la Dirección General de Aguas, la minería representa un 3% del consumo de agua a nivel nacional. El 2018, la minería del cobre demandó **62.218 lts/seg**, cuya distribución se muestra en la **Figura 3.5**.

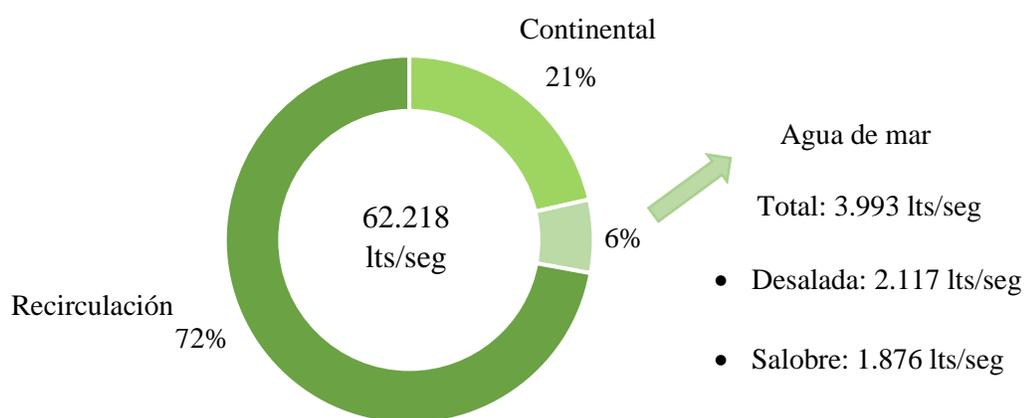


Figura 3.5 Distribución del consumo de agua total en la minería del cobre en 2018
(Fuente: Elaboración propia con datos del Anuario de Estadísticas de Cochilco).

Cabe señalar que según la proyección de consumo de agua presentada por Cochilco, respecto del 2018 para el 2030 se calcula una disminución del 6% de agua continental. En cambio, la situación en el caso del agua de mar es totalmente diferente, ya que se estima un crecimiento equivalente al 175%, alcanzando los 11.000 lts/seg al 2030. Así, se espera que para dicho año, un 47% del agua total requerida sea cubierta por el agua de mar.

3.2.2. El sector minero en la matriz de consumo energético de Chile

Según el Balance Nacional de Energía 2018, realizado por el Ministerio de Energía, la oferta total considerando la matriz energética primaria y secundaria (derivados del petróleo y del carbón) alcanzó las 410.433 TCal. A su vez, el consumo final registró un valor de 301.168 Tcal, de los cuales el sector Minero representa un 16% del total, con 49.683 TCal, tal como se muestra a continuación.

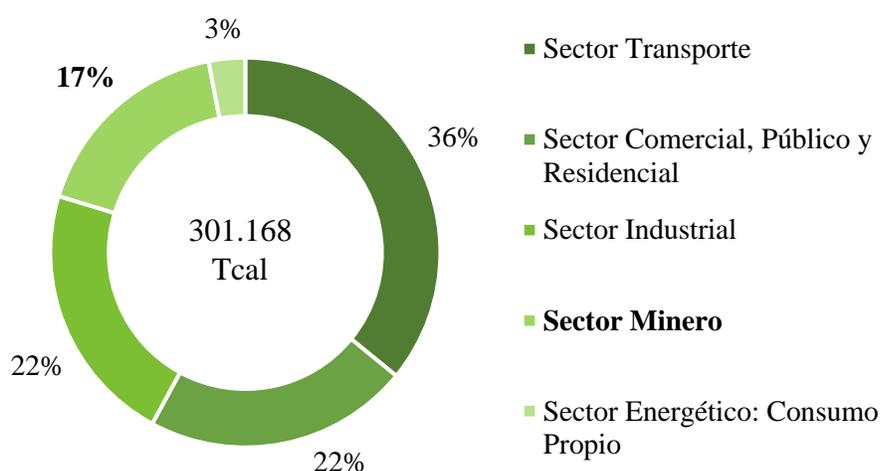


Figura 3.6 Consumo de energía de Chile en el 2018, según el sector

(Fuente: Elaboración propia a partir del Balance Nacional de Energía 2018).

Dentro del consumo energético final del sector Minero, la industria del cobre es la que aporta la participación más alta, con un 82%, tal como se muestra en la siguiente tabla.

Sector Minería	Consumo Energético
Cobre	40.685
Salitre	1.592
Hierro	1.652
Minas Varias	5.754
Total	49.683

Tabla 3.3 Consumo energético en TCal de los subsectores que componen al sector Minero

(Fuente: Elaboración propia a partir del Balance Nacional de Energía 2018)

El consumo de energía del sector Minería mencionado anteriormente también puede subdividirse en Combustibles, que representa un 54% con 27.069 TCal y en Electricidad que abarca un 46% con 22.585 TCal. En la **Figura 3.7** se muestra la composición del consumo energético en Combustibles, donde el Petróleo Diésel es el más influyente.

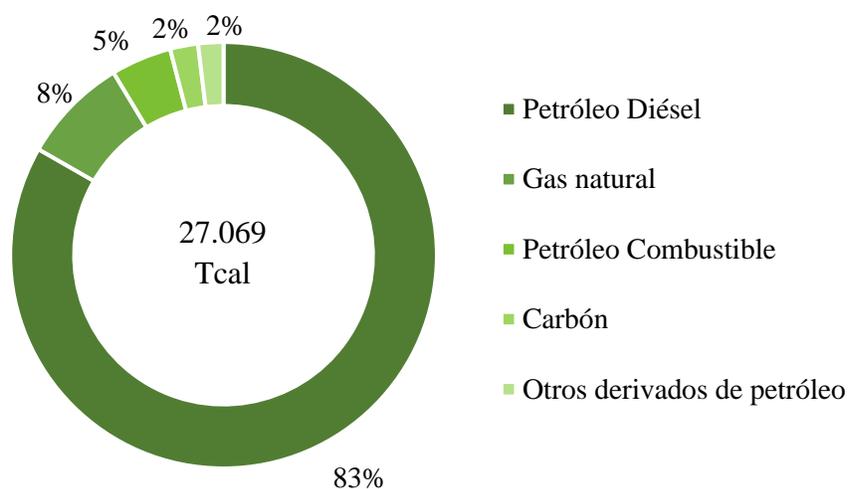


Figura 3.7 Consumo de energía en Combustibles en TCal del sector Minería en 2018
(Fuente: Elaboración propia a partir del Balance Nacional de Energía 2018).

3.2.3. Emisiones del sector minero

La minería contribuye en dos formas a las emisiones de gases de efecto invernadero. Por un lado, hay emisiones “in situ” que resultan de los combustibles fósiles asociados a procesos de transporte, calentamiento, secado y procesamiento del material. En este caso, en 2016, se contabilizó 7,97 millones de toneladas de CO₂ equivalente, en donde la minería del cobre es la que más aporta con un 68,9% de dicha cantidad. Por otro lado, hay altas emisiones relacionadas al consumo de energía eléctrica para los diversos procesos de minería que involucra quema de combustibles fósiles, abarcando en promedio de los últimos 15 años, un

tercio del consumo nacional (Ministerio del Medio Ambiente, 2018). Según la Comisión Chilena del Cobre, el 2019 la minería del cobre registró un consumo eléctrico de 23,6 TWh y se proyecta que crezca hasta 33,1 TWh en 2030 y para satisfacer dicha demanda se requeriría agregar una capacidad de generación eléctrica de 1.387 MW, por lo cual es claro que se verán incrementadas las emisiones de GEI atribuidas a consumo de energía en el sector minero.

Según el último informe disponible de emisiones de GEI en la minería del cobre publicado por COCHILCO en 2016, por emisiones directas se registró un total de 5,87 millones de toneladas de CO₂ eq. Cabe destacar que el consumo total de energía en base a combustibles fósiles ascendió a 80.276 terajoules, en donde el combustible más utilizado en la producción minera es el diésel (88,8%), ya que es el principal insumo de los camiones extractores y transportadores de mineral.

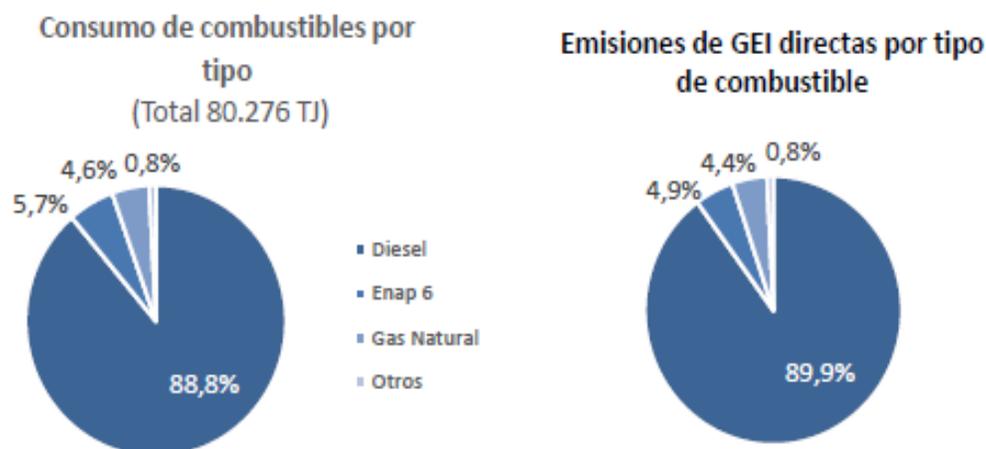


Figura 3.8 Consumo y emisiones de GEI directas en la minería del cobre por tipo de combustible en 2016

(Fuente: Informe de actualización de emisiones de GEI, COCHILCO 2016).

En cuanto a los procesos de la minería del cobre, la mayor cantidad de emisiones directas se atribuye a la extracción desde la mina rajo abierto, representando el 78,4% del total de GEI con 4,6 millones de toneladas de CO₂ equivalente. Cochilco estima que de este proceso derivará un aumento sostenido de emisiones de gases de efecto invernadero si no se incorporan medidas como la sustitución del diésel como insumo primario.

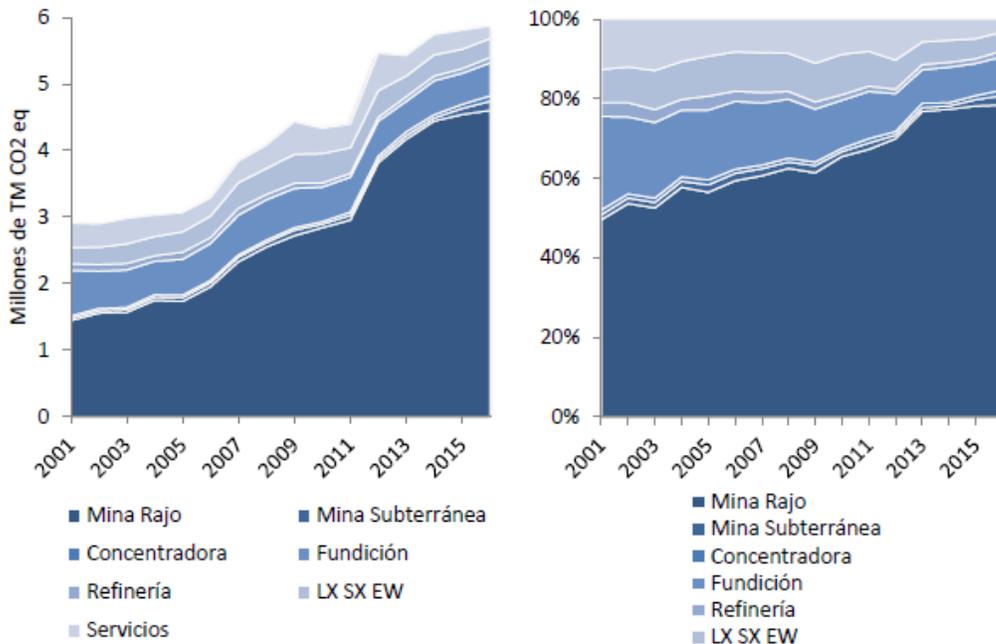


Figura 3.9 Emisiones directas de GEI según los procesos de minería del cobre en 2016
(Fuente: Informe de actualización de emisiones de GEI, COCHILCO 2016).

3.2.4. Transporte de carga: ¿para qué se usa?

El transporte así como el almacenaje tanto en planta como en tránsito son parte esencial de la logística de distribución, más aún en la industria de la minería, ya que los procesos operativos son de mayor complejidad y donde parte importante de la actividad se relaciona directamente a procesos de abastecimiento y traslado de minerales. Es por esto que la carga en sí y el transporte de ésta son dos de las operaciones más importantes, que incluyen el

traslado de materias primas, insumos y materiales, desde los proveedores, entre diversas faenas y al interior de éstas mismas, así como el traslado de productos en proceso o terminados hacia clientes o puntos de embarque para exportación.

Además, tanto en procesos de producción como en levantamiento de obras en las minerías, son indispensables grandes maquinarias y transportes, algunos de los cuales son equipos de maniobras de izaje (para movimientos de estructuras), grúas hidráulicas, maquinarias de movimiento de tierra (excavadoras, bulldozers), equipos de servicio (para lubricantes o combustibles) y transporte de carga (MPM, 2019).

A continuación se nombran algunos tipos de transporte de carga en la minería. En primer lugar se encuentran los equipos de transporte, correspondientes a unidades discretas o de flujo continuo, con o sin acarreo que son encargadas de trasladar el material desde la planta de trabajo hasta el transporte que llevará el material a ciertos puntos de destino. Luego se encuentran los equipos de carguío, unidades discretas o de flujo continuo, de camino fijo o de desplazamiento libre cuyo rol es desplazar el material extraído por el equipo de carguío hacia un punto de destino definido por el plan minero. También es posible contar con equipos mixtos que pueden realizar en una sola operación el carguío y el transporte de material. Finalmente, se tienen equipos de transporte de flujo continuo tales como la cinta transportadora que permite el traslado de material fragmentado al interior de la mina. (Viera).

Cabe destacar que el traslado de material concentrado mediante camiones de carga se presenta en las regiones de Tarapacá, Antofagasta, Atacama, Coquimbo, Valparaíso y Región Metropolitana, cuyo destino finalmente es hacia el punto de embarque para la exportación.

3.3. Innovación tecnológica: Hidrógeno como combustible

3.3.1. Hidrógeno como carrier energético

El hidrógeno es el elemento más abundante en el universo, es ligero, versátil, almacenable, de alta energía y es el combustible con mayor densidad energética por unidad de masa con un valor de 33 kWh/kg (Vázquez & Salinas, 2018). Debido a que no se encuentra en estado libre en la naturaleza, no es considerado una fuente de energía primaria, sin embargo, sí puede ser producido a partir de cualquier fuente primaria. Este elemento es un portador (carrier) de energía y “las tecnologías disponibles en la actualidad permiten que el hidrógeno produzca, almacene, mueva y use energía de diferentes maneras” (International Energy Agency, 2019).

Su uso en la industria es muy versátil. Se utiliza en la refinación de petróleo, en la producción de amoníaco, metanol y acero, en la hidrogenación de grasas y aceites, en la producción de fertilizantes y también es un combustible importante de los cohetes que se utilizan en la puesta en órbita de satélites. Además posee potenciales usos, tales como en el transporte a partir de celdas de combustible de hidrógeno, en los edificios, al ser mezclado con redes de gas natural y en la generación eléctrica, almacenando energía renovable y utilizando amoníaco en turbinas de gas para aumentar la flexibilidad de los sistemas de energías o incluso, usando el amoníaco en centrales eléctricas de carbón para reducir las emisiones.

3.3.2. Procesos de producción del hidrógeno

En la actualidad el hidrógeno como elemento no se encuentra en estado natural, por lo tanto debe producirse. De hecho, el 95% de hidrógeno se obtiene a partir de fuentes fósiles

de energía primaria (gas natural, petróleo y carbón), puesto que es más económico (Revista Digital Minería, 2019). Según la International Energy Agency, cerca del 48% de la producción mundial de hidrógeno se obtiene a partir de gas natural, el 30% se produce en la refinación del petróleo, el 18% a partir del carbón, y sólo un 4% mediante electrólisis (International Energy Agency, 2015).

Tal como se mencionó, la vía tradicional para producirlo es a partir del gas natural, porque tiene bajo costo y es muy abundante. Es un proceso termoquímico que requiere altas temperaturas y un posterior purificado del producto final. Primero el metano CH_4 es sometido a un proceso de eliminación de impurezas de azufre para evitar el deterioro de la actividad catalítica. Luego, el metano reacciona con vapor de agua, en presencia de un catalizador de níquel a muy altas temperaturas. Como resultado se obtiene un gas natural que posee alto contenido de hidrógeno H_2 y bajas cantidades de monóxido de carbono CO . Éste último es sometido a reacciones de deposición de carbonilla, para eliminar indeseables, produciéndose dióxido de carbono CO_2 (Chero, s.f.).

La electrólisis es la actual alternativa que no proviene de fuentes fósiles pero es más costosa. Es un proceso que se realiza en un medio alcalino para así incrementar la conductividad eléctrica, ya que necesita de corriente continua. Se lleva a cabo en una celda electrolítica que posee dos electrodos (ánodo y cátodo), sumergidos en un electrolito (disolución), a través de los cuales circula la corriente eléctrica. Así, se producen dos reacciones, una de oxidación y otra de reducción, obteniéndose como resultado moléculas de hidrógeno H_2 . Cabe destacar que la electrólisis no es un proceso espontáneo y no se da naturalmente, ya que necesita de una batería o de electricidad para poder generarse (Ávila, Calderón, & Maureira, 2007). Dado los costos de electricidad, hasta hace poco se consideraba

que ésta no era una opción que pudiera utilizarse a gran escala, de hecho menos del 5% se obtiene a partir de electrólisis (Fajardo, 2018).

En el último tiempo, producto de los avances en tecnología y las presiones por hacer frente a las consecuencias del cambio climático, se ha determinado que las fuentes de energía renovables, tales como la solar o la eólica también pueden utilizarse para generar H_2 , el cual se denomina hidrógeno verde, dado que su obtención no genera gases de efecto invernadero y por ende es un método mucho más amigable con el medio ambiente. La iniciativa entonces consiste en utilizar energías renovables no convencionales debido a la disminución de su costo.

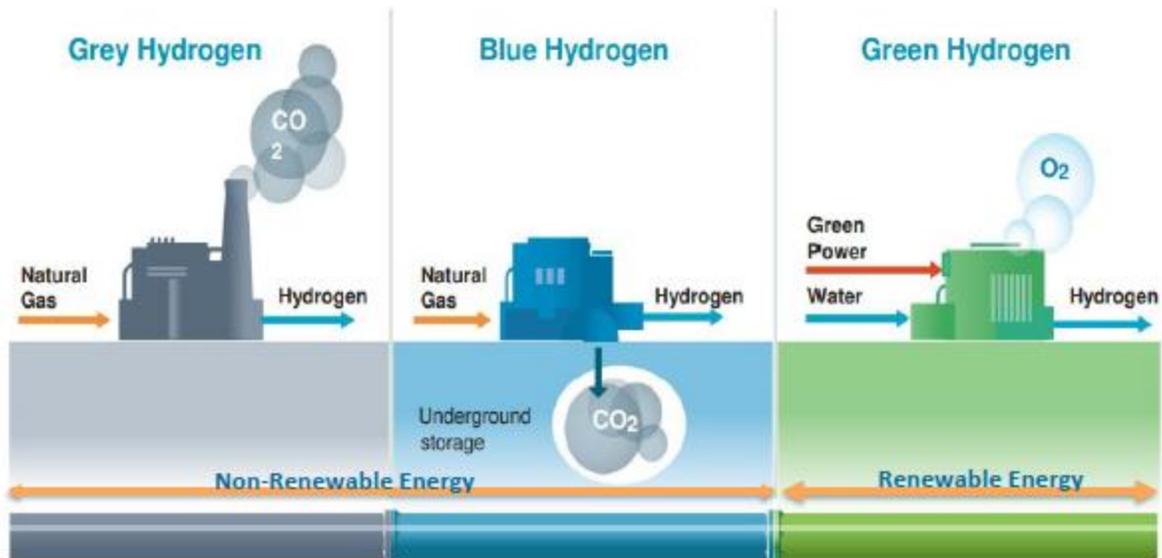


Figura 3.10 Clasificación del hidrógeno según su forma de producción

(Fuente: Sitio web CertifHy).

La razón por la cual el hidrógeno se considera un candidato ideal para usarlo en el transporte se debe a que la energía total liberada por su combustión por unidad de masa es la más grande de todos los combustibles que se conocen hasta la fecha. A modo de ejemplo, si se quemara un gramo de hidrógeno se obtendría 2,8 veces más energía que si se quemara la

misma cantidad de masa de gasolina (Stefanelli, s.f.). Por otro lado, si en la electrólisis se utilizan celdas de combustible de baja temperatura, los productos generados de la reacción química sólo serían energía térmica y agua, es decir, produce energía sin emisión de dióxido de carbono.

3.3.3. Uso del hidrógeno en el escenario mundial

En el 2018 la demanda mundial de hidrógeno puro alcanzó alrededor de los 70 millones de toneladas (International Energy Agency, 2019) y según estimaciones del Hydrogen Council esta demanda crecerá un 40% hasta el 2030. Actualmente las principales economías de hidrógeno se atribuyen a países como Japón, Alemania, China y Australia.

Japón cuenta con una estrategia y una hoja de ruta desde el 2017 que busca incentivar una sociedad basada en hidrógeno y tiene como meta lograr un consumo anual de trescientas mil toneladas de este elemento. Un proyecto que destaca es el “Suiso Frontier”, el primer barco transportador de hidrógeno líquido en el mundo, lanzado por la firma Kawasaki en Japón a fines del 2019. Su finalidad es utilizar H₂ en vehículos eléctricos y generación de energía, para lo cual será importado desde Australia, en donde el hidrógeno se producirá a partir de lignito, un carbón mineral.

Es así que en la actualidad uno de los objetivos de Australia es enfocarse en la producción de H₂ gris, y luego verde para exportación. El primer semestre del año 2019 la Agencia Australiana de Energía Renovable (ARENA) anunció que financiará a Toyota Australia para que ésta inicie la transformación de la planta de fabricación en un centro de energía renovable en donde se producirá hidrógeno verde para uso vehicular. El centro incluirá almacenamiento de energía solar y fotovoltaica para cubrir los requisitos de energía necesarios para generar

hidrógeno mediante el proceso de electrólisis (ARENA, 2019). Cabe destacar también que el país posee gran potencial de energía solar y eólica, de hecho un consorcio (constituido por CWP Renewables, Macquarie Group y Vesta) está trabajando en la zona norte de Australia Occidental para acumular 11 GW de estas energías con el fin de proveer exportaciones de hidrógeno renovable.

Alemania es otro de los países que ha centrado su atención en el hidrógeno. Su foco es el uso en transporte, calor industrial y en tecnologías de electrolización. En su “Proyecto de Estrategia de Hidrógeno” anuncia la inversión de 400 millones de euros en proyectos de investigación para fomentar el uso de hidrógeno obtenido desde fuentes renovables y uno de los objetivos que plantea es que para el 2030 al menos el 20% de la producción de H₂ será verde. Otro de los propósitos es implementar planes para crear una red de hidrógeno puro de 5.900 km, que consistirá en un 90% en tuberías y tanques de almacenamiento que ya existen.

Por otro lado, el norte de Alemania posee un gran potencial eólico y como metas se tienen generar 500 MW para electrólisis al 2025 y 5.000 MW hacia el 2030. Sin embargo, en dicha Estrategia de Hidrógeno se reconoce que el país no podrá abastecerse totalmente de hidrógeno verde por lo que una gran parte de la demanda futura deberá ser cubierta con la importación de este elemento.

Una de las iniciativas que más destaca en Alemania es el tren Coradia iLint, producido en Salzgitter por la empresa europea Alstom y que opera con electricidad generada por la oxidación de hidrógeno en pilas de combustible, las cuales se encuentran en el techo del tren junto al tanque de H₂, alimentando así los dos motores eléctricos que posee y que se sólo emiten vapor de agua. Desde septiembre del 2018, los trenes de hidrógeno de Alstom prestan servicios de transporte de pasajeros en el estado federal Baja Sajonia, Alemania (Alstom,

2018) y a inicios del 2020 se realizaron con éxito las pruebas de su operación en Países Bajos, circulando 65 kilómetros desde Groninga a la localidad de Leeuwarden.

Por su parte, en California, Estados Unidos, hasta febrero del 2020 se contaba con más de 8.000 vehículos propulsados por hidrógeno, además de 42 buses que funcionan con esta tecnología y 44 estaciones de carga según la Asociación de Celdas de Combustible de California. Actualmente su foco está en aplicar el uso de celdas de combustible alimentadas por H₂ en vehículos de transporte de carga y buses.

También Islandia se posiciona como un gran referente, pues lleva más de una década basándose en la energía sostenible, ya que el 100% de su electricidad proviene de fuentes renovables. Dada su geología y ubicación, posee un amplio acceso a sistemas geotérmicos, así, al año 2015, 9 de cada 10 viviendas utilizaban energía proveniente directamente desde estos sistemas (Naciones Unidas, 2015). En relación al hidrógeno, ya en el año 2003 Islandia abrió la primera estación de combustible de este elemento, para abastecer a autobuses de la compañía Daimler Chrysler en Reikiavik. Este proyecto llamado ECTOS (Ecological City Transport System) fue llevado a cabo por la empresa New Energy Ltda. y se basó en el proceso de electrólisis utilizando como fuente primaria las energías geotérmicas e hidráulicas. Posteriormente en el año 2009 presentó el barco Elding con sus motores de hidrógeno, que permitía la observación silenciosa de ballenas, ya que este barco era ocupado para excursiones con turistas. Así, el país fue avanzando en esta tecnología, llegando a abrir una planta de producción de hidrógeno el año 2018 en manos de la empresa de energía geotérmica ON Power (Jorquera, 2018). Es así, que hasta la fecha Islandia nunca ha producido petróleo o gas natural (aunque sí realiza importaciones) y es uno de los pocos países que cuenta con estaciones de hidrógeno para vehículos con pilas de combustible.

Noruega es otro país en donde desde hace muchos años hay un creciente interés por el uso de hidrógeno. Es uno de los pocos países en donde se comercializa el automóvil Toyota Mirai, el cual utiliza un sistema de pila de combustible (TFCS, Toyota Fuel Cell System) que no emite dióxido de carbono. Al bombear hidrógeno en el TFCS, el gas se desplaza hasta unos depósitos de filtro de carbono en donde se almacena. Una vez en movimiento, el hidrógeno se traslada a la pila de combustible al igual que el aire del exterior que ingresa por las rejillas delanteras. Así, en la pila ocurre una serie de reacciones químicas que producen electricidad, la cual hace funcionar el vehículo, generándose como subproducto sólo agua (Toyota, 2015). Además, desde el año 2016 en Noruega se han estado construyendo estaciones de hidrógeno y el gobierno se ha impuesto una red de 20 estaciones para el año 2020 y para el 2025 se planea la prohibición de ventas de automóviles de combustión interna (que emitan gases de efecto invernadero) (Álvarez, 2016). Cabe destacar también que a inicios del 2019 el país invirtió más de 7 millones de euros en proyectos de pila de hidrógeno para transporte marítimo.

Finalmente, en Latinoamérica existen diversos proyectos a la fecha. Argentina cuenta con una planta piloto de producción de H₂ verde a partir de electrólisis de energía eólica en la Patagonia con una capacidad de 6,3 MW. En Uruguay la Administradora Nacional de Combustible, está desarrollando un proyecto piloto de transporte de carga y buses interurbanos para pasajeros con una inversión estimada de 15 millones de dólares. En Paraguay, la empresa Seven Seas Energy Limited ha puesto en marcha la planeación de una planta productiva de hidrógeno para utilizarlo en electromovilidad y usos domésticos. En Guyana Francesa, el 2021 se espera la entrada en funcionamiento de la planta de energía

solar con mayor capacidad de almacenamiento de H₂ en el mundo, cuyo desarrollador es Hydrogène de France con una inversión presupuestada de 90 millones de euros.

3.3.4. Avances en Chile: potencial uso de H₂ como combustible la minería

Chile se sitúa en una posición ventajosa, ya que gracias a su geografía y condiciones de clima, posee gran potencial para la obtención de energía solar y eólica. De hecho, en los últimos años el país ha tenido un gran crecimiento en cuanto a la producción de energía fotovoltaica en el desierto de atacama, que registra una radiación promedio de 65% más que en Europa (Fajardo, 2018).

Es por esto que en el informe de Ruta Energética 2018-2022 publicado por el ministerio de energía, se han planteado acciones específicas respecto al uso del hidrógeno. Como primera medida se tiene la revisión de la normativa de hidrocarburos, evaluando la factibilidad de comercializar hidrógeno como combustible alternativo. Otra medida consiste en estudiar la factibilidad de este elemento como fuente de almacenamiento energético que permita hacer más flexible al sistema eléctrico nacional, además de estudiar la utilización del hidrógeno como alternativa a los combustibles convencionales especialmente en el sector de minería, para el transporte de carga.

Así también, ante los notables impactos de cambio climático, el Ministerio de Energía en su Plan de Mitigación de gases de efecto invernadero del año 2017 propone una serie de medidas para el sector de generación de energía. Un punto importante que se menciona es el apoyo a la implementación de tecnologías bajas en carbono, como el uso de hidrógeno en procesos térmicos en la industria y minería. Se busca implementar la utilización de vehículos con mayor eficiencia y menos contaminantes, así, dentro de las opciones de mitigación se

encuentra el estudio de vehículos híbridos y eléctricos, además del posible uso de combustible de hidrógeno de bajas emisiones.

A la fecha, el interés del gobierno por impulsar iniciativas y proyectos relacionados al hidrógeno verde se ha incrementado bastante. En la Actualización de Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC por sus siglas en inglés), publicada a principios de abril del 2020, se expresó que la visión a largo plazo en materia de mitigación es lograr la carbono neutralidad para el 2050 a través del aumento de sumideros naturales de carbono y de la disminución sostenida de emisiones de GEI. Para esto, se proyectó una serie de medidas que contribuirían a lograr dicho objetivo y en el sector energía, destacó el hidrógeno con los siguientes tres escenarios para el 2050: 85% en transporte de carga a nivel nacional, 37% en minería rajo abierto, 8% minería subterránea y 12% en industrias varias.

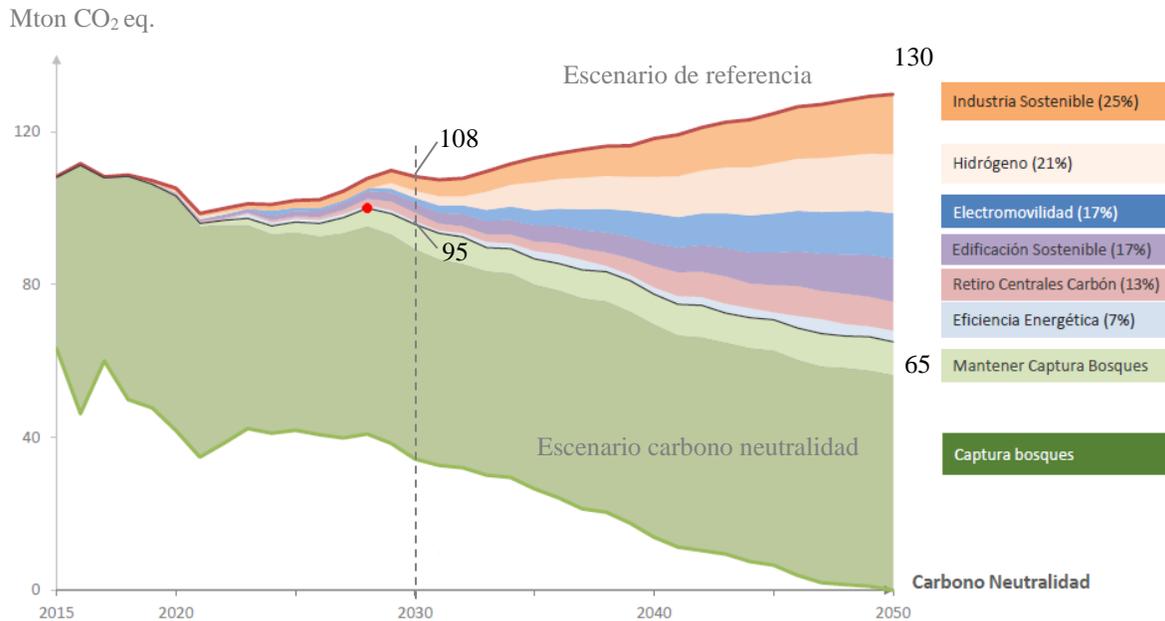


Figura 3.11 Contribución de medidas para la Carbono Neutralidad al 2050

(Fuente: Ministerio de Energía, 2020).

El documento de la NDC resalta que el H₂ producido a partir de fuentes de energía renovables para el transporte de carga sería económicamente conveniente y al ser una tecnología en pleno desarrollo se espera que sea comercialmente competitiva en el 2030.

Por otro lado, una importante iniciativa que se está desarrollando actualmente es la “Misión Cavendish” creada por el Club de Innovación y H₂ Chile, que cuenta con colaboraciones y apoyo del Comité Solar y de Innovación Energética de Corfo, la Corporación Alemana de Cooperación Internacional GIZ y del Ministerio de Energía de Chile. Su objetivo es “incentivar y preparar al sector público, privado y académico, con una serie de actividades y eventos de carácter internacional, que se desarrollarán durante 2020 con miras a impulsar la agenda económica del país en materia de hidrógeno verde en Chile” (Club de Innovación, 2020). El propósito que se tiene entonces es visibilizar el uso del gas hidrógeno como una solución efectiva a la transición energética y a la carbono neutralidad del país.

El lanzamiento de la Misión Cavendish se realizó a inicios del 2020, en donde se presentó la actualización de las iniciativas nacionales con respecto al uso de hidrógeno. Se analizó la oportunidad de mercado a nivel internacional y se expresó que para el año 2030 se proyecta un potencial de producción estimado por sobre los 8.800 millones de dólares (Ruz & Baeza, 2020). Así mismo, se mostró resultados de un estudio realizado por Hydrogen Council, el cual determinó que para el 2030 la proyección de mercado internacional de hidrógeno llegará a 117 megatoneladas al año y para el 2050 alcanzará las 650 megatoneladas al año.

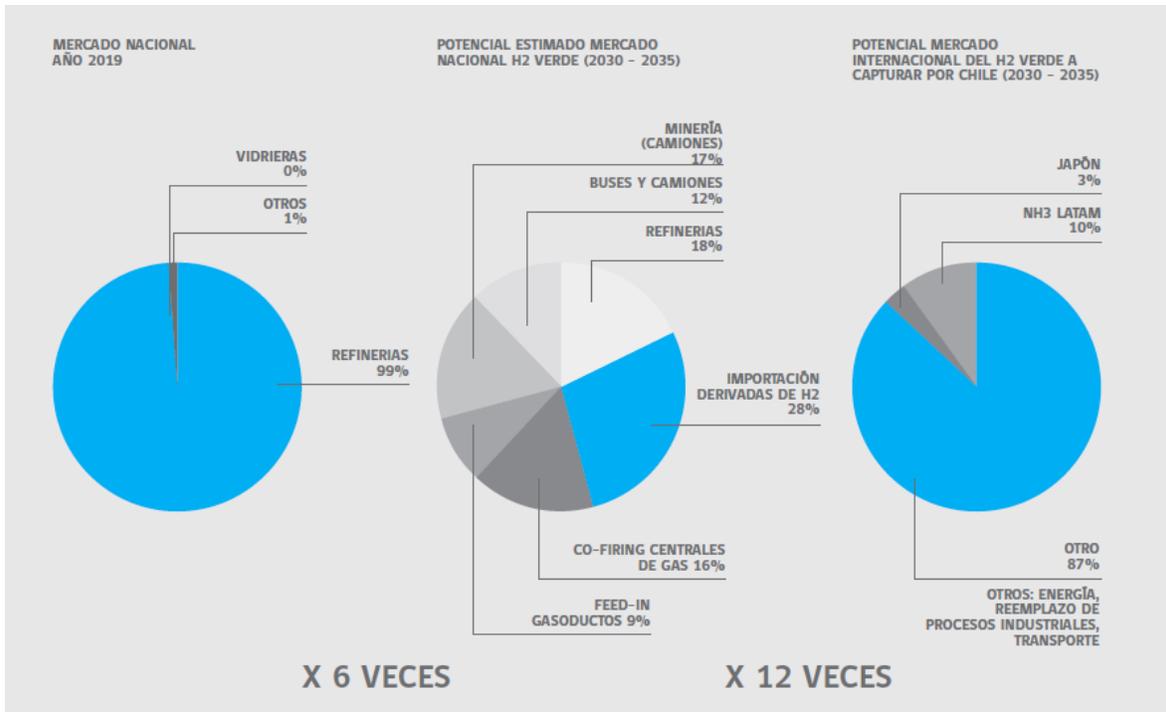


Figura 3.12 Proyección de mercado del hidrógeno para el 2030-2035

(Fuente: Comité Solar de Corfo, 2020).

Pese a que Chile tiene un gran potencial de producir hidrógeno verde a partir de energía solar o eólica, el Club de Innovación resaltó las principales barreras actuales para el desarrollo de la economía de H₂: elevados costos de inversión y pilotaje, escaso conocimiento técnico por la falta de capital humano nacional certificado y mínima existencia de normativas, regulación y políticas que fortalezcan la materialización de esta oportunidad en el país.

Otra importante iniciativa en materia de hidrógeno se atribuye a los dos consorcios propuestos y cofinanciados por la Corporación de Fomento de la Producción (Corfo), para probar H₂ como combustible en el transporte de carga en la minería. Esto resulta ser un tema muy relevante, ya que los camiones y equipos funcionan en base a la combustión de grandes

cantidades de diésel, lo cual es una causa directa de la emisión de material particulado y gases de efecto invernadero que contaminan y contribuyen al fenómeno del cambio climático.

En el primer consorcio se está estudiando y trabajando en el proyecto que tiene por objetivo usar motores de combustión dual petróleo – hidrógeno. Está constituido por la Universidad de Santiago de Chile, Universidad Católica, Alset, Compañía Minera del Pacífico, BHP Chile, Anglo American Sur, entre otros. El propósito es comprobar la viabilidad técnica y económica de la adaptación de la operación de los camiones de extracción minera (CAEX), reequipándolos para desplazar al diésel, pero utilizando tecnología ya existente, es decir, motores reacondicionados que puedan operar de manera dual o sólo con diésel. Para esto, el proyecto tiene una fase de laboratorio e investigación, de ensayo y transferencia tecnológica y finalmente el uso de prototipos industriales en las operaciones mineras.

Según Freddy Reyes perteneciente a Alset, una empresa de tecnología e ingeniería que dirige este programa, las principales ventajas de la tecnología dual son:

1. La confiabilidad del sistema, ya que frente a una falla en la cadena de suministro de hidrógeno, el sistema puede continuar operando con diésel.
2. Bajo costo de implementación, debido a la utilización de motores existentes y no necesidad de alta pureza para su operación.
3. La capacidad de funcionar en motores de alta potencia y la disminución de emisiones de gases de efecto invernadero. Para un camión minero de 2.500 HP de potencia, el reemplazo del 70% de diésel por hidrógeno, representaría una reducción de emisiones estimada de 2.260 toneladas de CO₂ al año.

El segundo consorcio está liderado por la Universidad Técnica Federico Santa María y tiene las colaboraciones del Centro Nacional del Hidrógeno de España, Ballard Power Systems (Canadá), Agencia Chilena de Eficiencia Energética, Codelco, Linde, Engie, entre otros. Este programa se enfoca en trabajar en el desarrollo de un prototipo de reconversión de un equipos minero de mediana potencia que opera en base a diésel para que funcione de manera totalmente eléctrica mediante la utilización de pilas de combustible alimentadas por hidrógeno, tecnología llamada fuel-cell. Las celdas de combustible son dispositivos electroquímicos similares a las baterías, que utilizan hidrógeno (combustible) y oxígeno capturado del aire (oxidante) para producir una reacción que genera sólo agua, calor y electricidad.

A diferencia de la combustión dual, en este caso se utilizaría sólo hidrógeno, obteniendo equipos móviles 100% eléctricos con una tecnología de alta pureza. Sin embargo, parece tener restricciones para altos requerimientos de potencia por lo que se enfoca más a camiones que operen en minería subterránea en lugar de grandes camiones de extracción en la minería a rajo abierto.

Ambos programas mencionados conllevan a una reducción sostenida de los costos de diésel. La electrificación del combustible elimina la volatilidad impredecible del precio del diésel y hace que al menos el porcentaje de reemplazo tenga un comportamiento plano de una variable operativa crítica. Además, el hidrógeno producido localmente para ser usado como combustible tiene la ventaja de evitar riesgos geopolíticos y de transporte. Otro beneficio que se presenta es que la disponibilidad de H₂ en las mineras creará nuevas oportunidades para la reducción de costos y para fomentar la minería sostenible, mediante el

uso de hidrógeno para generadores, procesos térmicos y celdas de combustible para equipos más pequeños.

El objetivo que persigue Corfo en conjunto a quienes se adjudicaron los proyectos es que Chile se encamine a ser un polo mundial de hidrógeno cero emisión en el corto plazo. Se busca transformar las regiones de Antofagasta y Atacama para que se posicionen como líderes mundiales de la producción de hidrógeno verde, calificando a éste como un combustible económicamente competitivo. Además como resultados mínimos se esperan el diseño, validación a escala de laboratorio y prueba piloto con certificación bajo condiciones de operación real y la implementación de una estrategia de transferencia tecnológica y explotación de resultados (Hentzchel, 2017).

3.4. Hidrógeno verde: las ventajas competitivas de Chile para producirlo

3.4.1. Chile, un país líder en energías renovables

Dada su ubicación geográfica y sus características ambientales, Chile se posiciona como líder en el desarrollo de energías renovables no convencionales, lo cual permite diversificar la matriz energética y significa un gran aporte a la descarbonización. Según la cuenta pública del Ministerio de Energía realizada en mayo del 2020, durante el 2019 se alcanzó la meta de generar el 20% de la electricidad que se consume a partir de ERNC y se proyecta que la capacidad instalada de energías renovables se incremente a un 70% para el año 2030. Además, destaca el acuerdo con las empresas generadoras para retirar la totalidad de las centrales a carbón de la matriz energética antes del 2040, tanto así que en la COP25 llevada a cabo en Madrid, Chile anunció el cierre anticipado de 10 centrales para el 2024. Cabe señalar, que actualmente se están construyendo 37 nuevas centrales de generación, de las

cuales un 88% utilizará energías limpias para producir electricidad (Ministerio de Energía, 2020).

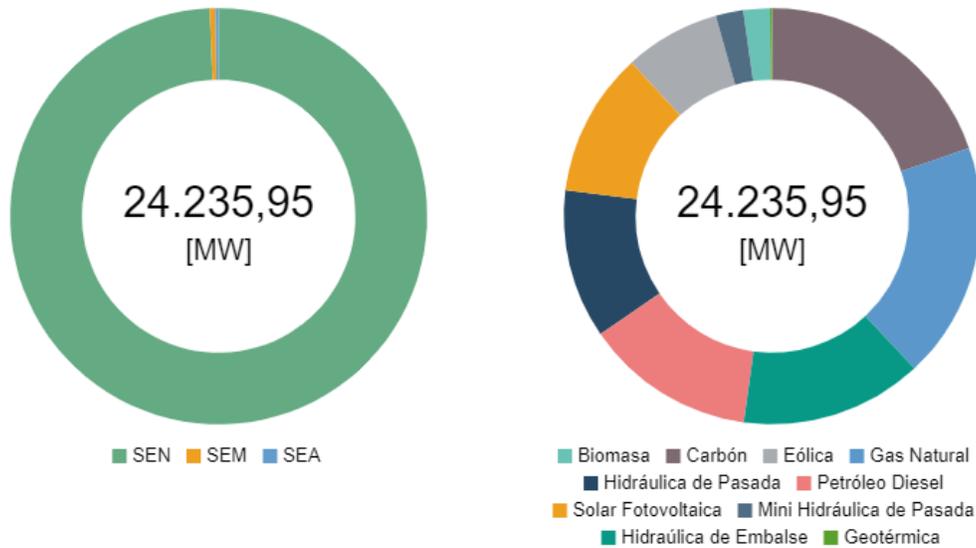


Figura 3.13 Capacidad total instalada de energía a marzo del 2020

(Fuente: Energía Abierta, Comisión Nacional de Energía CNE).

Del total de capacidad instalada mostrada en la **Figura 3.13**, el Carbón y el Gas natural contribuyen mayoritariamente con un 19,7% y un 18,3% respectivamente. En cuanto a las ERNC, éstas representan el 23% de dicha capacidad total, con 2.720,18 MW de Energía Solar Fotovoltaica, 1.797,75 MW de Eólica, 515,95 MW proveniente de Mini Hidráulica de Pasada, 501,41 MW de Biomasa y 39,70 MW de Geotérmica.

En cuanto a la generación bruta atribuida a energías renovables no convencionales, durante el 2019 se produjo 14.748 GWh-año, que representa el 19,1% del total de energía generada correspondiente a 77.091 GWh-año.

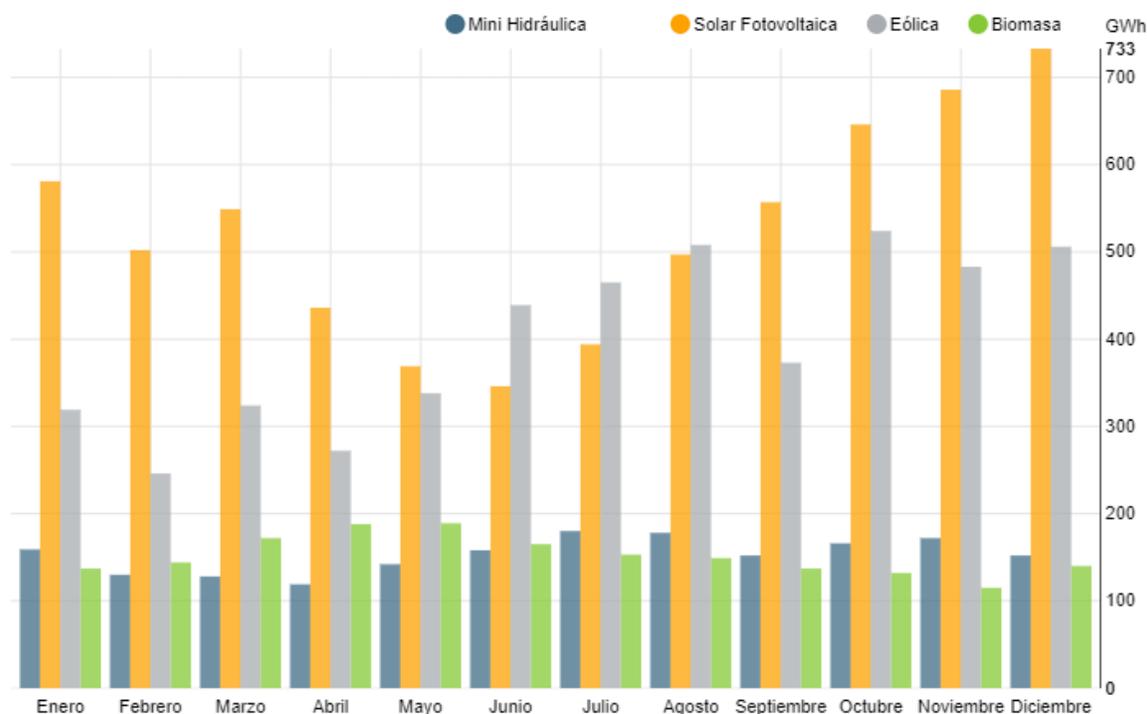


Figura 3.14 Energía bruta generada por ERNC a lo largo del 2019

(Fuente: Energía Abierta, Comisión Nacional de Energía CNE).

Durante los tres primeros meses del 2019, se obtuvo un total de 3.391 GWh, en donde el 48,1% corresponde a energía solar y el 26,2% a energía eólica. Si se realiza una comparación con los tres primeros meses del 2020, este año se ha tenido un incremento del 16,0% ya que se han generado 3.933 GWh, con un 49,1% de energía solar y un 29,0% de energía eólica.

Como puede observarse en la **Figura 3.14**, la energía solar es la que posee mayor participación, y esto se debe al gran potencial que se tiene en el desierto de atacama. Según un estudio realizado por expertos de la Universidad de Chile en el 2012, el país tiene la mayor radiación solar del planeta. Esto se explica por la distribución del agua en la atmósfera, por ejemplo en el área del Ecuador, donde la radiación cae de manera más vertical sobre la

superficie terrestre, la disponibilidad es menor debido a que la humedad dispersa la radiación. Además, la altura sobre el nivel del mar también influye, cuando ésta es mayor, la dispersión que experimenta la radiación en su camino a la superficie es menor. Como resultado de la investigación, también se determinó que los valores de la radiación solar se cuentan entre las variables clave para entender la oscilación de la “capa de mezcla atmosférica”, que determina la escala vertical donde se distribuye la contaminación. A mayor radiación, mayor altura y más espacio para que la contaminación se distribuya (Rondinelli, 2012).

Según la herramienta online “Explorador Solar” del Ministerio de energía, en el norte grande del país, por ejemplo en la localidad de Sierra Gorda, región de Antofagasta a una altura de 3.000 msnm se alcanza en promedio anual una Radiación Global Horizontal de 7,5 kWh/m² al día, alcanzando un valor superior a 9,2 kWh/m² al día en los meses de noviembre, diciembre y enero.

Otro hecho que sustenta el potencial de Chile en energías renovables es el informe Climatoscope desarrollado por Bloomberg New Energy Finance, en el cual Chile obtuvo el primer lugar en el 2018, siendo el país más atractivo en ERNC y con más oportunidades para establecer proyectos de este tipo, El estudio se aplicó a 103 países en vías de desarrollo y se analizaron 3 elementos. El primero corresponde a los fundamentos económicos con una ponderación del 50%, que incluye además las políticas públicas, las regulaciones y barreras locales. Aquí Chile obtuvo 3,32 puntos de un total de 5. Con una ponderación del 25%, el segundo factor se relaciona a las oportunidades de mercado que abarca el nivel de demanda eléctrica, el consumo energético y las emisiones de CO₂. En este caso, se obtuvo 1,68 puntos. Finalmente, el tercer elemento es la experiencia, que aporta el 25% restante de la ponderación y se asocia al volumen instalado de energías limpias, sus niveles históricos de inversión y sus

respectivas cadenas de valor. En este ítem Chile fue evaluado con 2,22 puntos. El resultado total del país fue una puntuación de 2,63 de un máximo de 5 puntos, posicionándolo como la nación líder para invertir en proyectos de ERNC a nivel global. Cabe señalar, que el año 2019 alcanzó el segundo lugar en el ranking y desde la creación del reporte en 2012, Chile se ha mantenido en el top ten.

3.4.2. La implicancia de las ERNC en los bajos costos para obtener H₂ verde

El incremento sostenido del uso de energías renovables las hace ser la fuente de electricidad más conveniente económicamente en muchos países del mundo, tanto así que el 2018 se registró una caída histórica en los costos de estas tecnologías. El costo global medio ponderado de la electricidad obtenida de la energía solar concentrada disminuyó un 26%, seguida de la bioenergía con un 14% y por su parte, la energía solar fotovoltaica y la eólica terrestre se redujeron un 12% (IRENA, 2019). Debido al constante desarrollo y al dinamismo de éstas dos últimas, continuamente su proyección de costos se ve superada por valores más bajos a medida que se dispone de nuevos datos, tal como se muestra a continuación.

Fuente renovable	2018	2019
Energía solar fotovoltaica	0,055	0,048
Energía eólica terrestre	0,049	0,045

Tabla 3.4 *Proyecciones realizadas en 2018 y en 2019 de la caída del costo promedio ponderado global de la electricidad en USD/kWh para el 2020*

(Fuente: IRENA, 2019)

Además, el informe realizado por IRENA señala que contando con marcos regulatorios e institucionales adecuados, el récord de precios bajos para la energía solar fotovoltaica se vería en países como Dubái, Abu Dabi, Arabia Saudita, México, Perú y Chile, en donde sería posible un costo nivelado de energía (LCOE, por sus siglas en inglés) de 0,03 USD/kWh. Sin

embargo, este valor tan bajo se logra cuando los costos de instalación, operaciones y mantenimiento también son bajos. Finalmente este reporte destaca que las energías eólica y solar fotovoltaica son ahora, con frecuencia, menos costosas que cualquier opción de combustible fósil, sin ayuda financiera (IRENA,2019).

La reducción de costos de energía solar y eólica toman especial relevancia al considerar la producción de hidrógeno verde. Así, la construcción de electrolizadores en ubicaciones con excelentes condiciones de recursos renovables podría convertirse en una opción de suministro de bajo costo para el hidrógeno. Según el reporte “The future of the Hydrogen” publicado en 2019 por la Agencia Internacional de Energía (IEA por sus siglas en inglés), Chile está dentro de los países con el costo más bajo de electricidad renovable, por lo tanto, el hidrógeno producido a partir de estas fuentes estaría cerca de ser competitivo en términos de costos con el gas natural y el carbón para la producción de amoníaco y metanol.

En lugares donde ambos recursos son excelentes, la combinación de energía solar fotovoltaica y eólica en una planta híbrida podría disminuir aún más los costos. A continuación se muestra un mapa en donde puede observarse que en la zona norte de Chile y en la Patagonia, el valor de la producción de hidrógeno se proyecta en menos de 1,6 dólares por kilogramo.

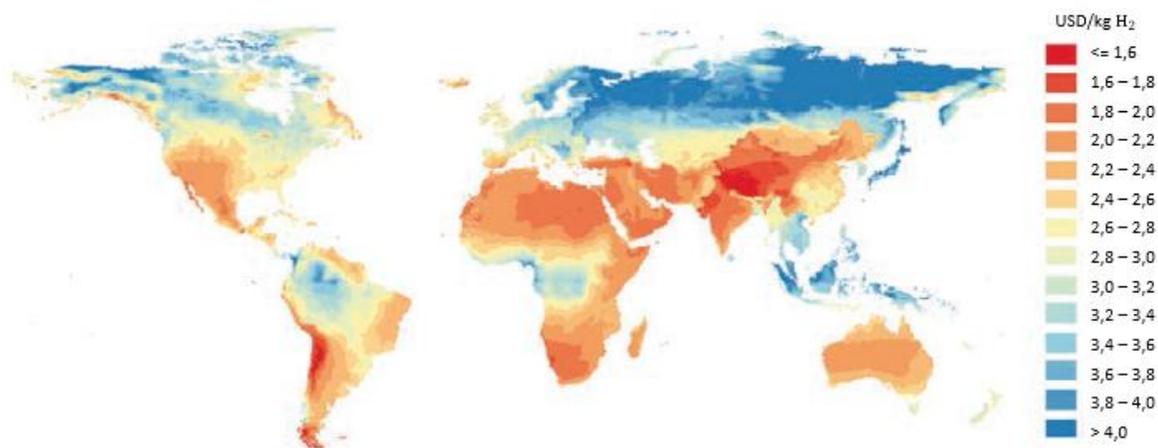


Figura 3.15 Costo de producción del H₂ a partir energía solar FV y eólica a largo plazo
(Fuente: IEA, 2019).

3.4.3. La industria minera: foco de las aplicaciones del hidrógeno en Chile

Considerando el gran potencial de producción de hidrógeno en el norte del país y tomando en cuenta las emisiones de GEI asociadas a la industria minera, en donde el 89,9% se atribuye al uso de diésel (ver inciso 3.2.2.), surge la oportunidad de sustituir este insumo por H₂ verde, que proviene de fuentes renovables como la energía solar y que al ser quemado, sólo produce calor y vapor de agua.

Tal como se mencionó en el inciso 3.2.2., el uso de diésel representó un 83% del consumo de energía en combustibles en el sector minero en 2018. En cuanto a los procesos en los que se utiliza diésel en la minería del cobre destaca mayoritariamente la mina rajo con un 75% debido al transporte de carga. Es por esto que el objetivo radica en evaluar la posibilidad de utilizar hidrógeno como combustible en camiones de extracción y equipos mineros que puedan ser reacondicionados ya sea con un motor dual diésel-hidrógeno o con pilas de combustible alimentadas por H₂ para que funcionen de manera 100% eléctrica.

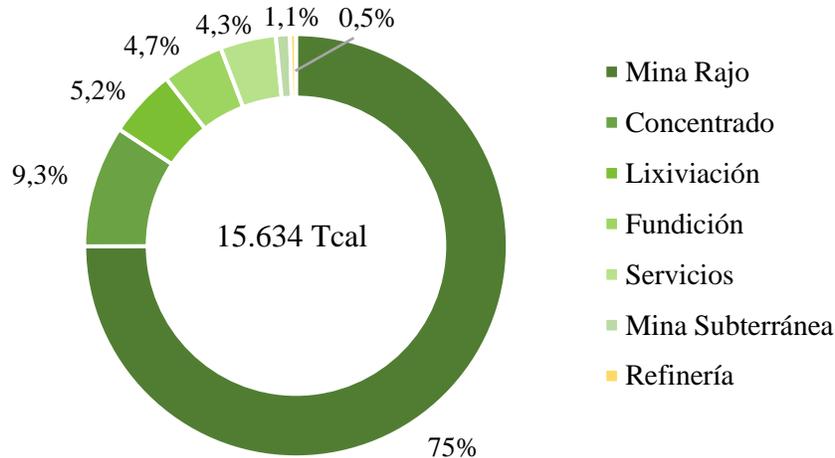


Figura 3.16 *Uso de diésel por procesos, en la minería del cobre en 2018*

Servicios agrupa a los campamentos y a actividades de mantenimiento en mina y en planta.

(Fuente: Elaboración propia a partir de la Línea Base y Proyección de Demanda Energética del Ministerio de Energía).

Cabe señalar que sólo la minería del cobre alcanzó el 35,3% en demanda energética (combustibles y electricidad) del total de industrias productivas en Chile en 2018 y aportó el 9,8% al PIB, siendo la actividad económica más importante del país. Dado esto y frente a la crisis climática mundial actual se hace indispensable instaurar medidas que contribuyan a la descarbonización de la matriz energética y por ende, a la disminución de gases de efecto invernadero. Así, el uso de hidrógeno en camiones y en otros equipos de transporte impulsa la minería verde y al mismo tiempo, mejora la eficiencia de los procesos, ya que un kilogramo de H₂ otorga una densidad energética de 33,33 kWh lo que equivale a 2,6 veces la densidad energética del diésel, que es 12,70 kWh por kilogramo.

Por otro lado, el reemplazo del diésel significaría tener una mayor seguridad energética en la industria minera al disminuir la alta dependencia externa de combustibles. Junto a esto, la producción local de hidrógeno permitiría una estabilización de los precios relacionados al

transporte, electricidad, entre otros, aislando la economía del país de los efectos de la oscilación de precios del diésel y del gas (Vázquez & Salinas, 2018).

Además del hidrógeno como combustible en el transporte de carga, en menor magnitud se presenta la posibilidad de aplicarlo en otros usos motrices y en usos térmicos vía gasoductos. En el primer caso, la propuesta es utilizar el H₂ en diversos motores de equipos móviles o maquinarias de tamaño pequeño/mediano a través de celdas de combustible que proporcionan energía continua durante largas horas, sin pérdidas de generación de energía como lo que sucede con las unidades de batería que van perdiendo carga. Por esta misma razón se mejora la eficiencia en los procesos, ya que la carga de hidrógeno se logra en un tiempo muy reducido en comparación al tiempo requerido para cambiar las baterías convencionales que agotan su energía (Vázquez & Salinas, 2018).

En el segundo caso, se plantea la aplicación de hidrógeno para producción térmica en procesos mineros como fundición o refinería. Así, el concepto “Power to gas” se refiere a inyectar hidrógeno gaseoso a la red de tuberías de gas existentes, combinándolo con gas natural licuado. Sin embargo, el H₂ puede inyectarse directamente en forma segura entre un 5-10% de la mezcla total de gas, ya que las redes actuales no están diseñadas para esta tecnología, por lo tanto se requiere de modificaciones en infraestructura y normas regulatorias apropiadas (De Vos, Garsoux, & Villarroel, 2018).

4. METODOLOGÍA

4.1. Demanda de hidrógeno en la minería

Teniendo en cuenta lo expuesto en el apartado 3.4.3., el hidrógeno presenta una oportunidad de mercado atractiva en el sector minero al considerarlo como posible sustituto del diésel en camiones de extracción y transporte de carga y en otros equipos de menor tamaño que también se usan para trasladar materiales o mover estructuras.

Tal como se aprecia en la **Figura 3.16** del inciso 3.4.3., de todos los procesos involucrados en la minería del cobre, sólo Mina Rajo engloba el 75% del uso de diésel en 2018, al emplearlo como combustible en camiones CAEX (camiones de extracción de alto tonelaje). En los demás procesos el diésel posee otros usos, como el calentamiento de maquinarias o calefacción, por lo tanto, el objetivo radica en determinar el potencial de H₂ en Mina Rajo.

Se utiliza la base de datos de la Línea Base y Proyección de Demanda de Energía del Ministerio de Energía para estimar la demanda futura del hidrógeno en los años 2022, 2030 y 2050 en Mina Rajo tomando como base el consumo de diésel proyectado para dichos años.

Primero que todo, se define el **escenario de referencia**. A partir de la Proyección de Demanda de Energía, las tera calorías correspondientes al consumo de diésel se transforman a kilowatt-hora con las **equivalencias (4.1) y (4.2)**, para obtener la demanda energética proyectada para el 2022, 2030 y 2050. El poder calorífico del petróleo diésel, es decir, la densidad energética que aporta este combustible es igual a 10,30 kWh/litro. De esta manera es posible calcular cuántos litros se requieren para abarcar la demanda energética con la **ecuación (4.3)**.

$$1 \text{ TWh} = 860,421 \text{ Tcal} \quad (4.1)$$

$$1 \text{ TWh} = 10^9 \text{ kWh} \quad (4.2)$$

$$\text{Litros requeridos de diésel} = \frac{\text{demanda energética}}{\text{poder calorífico diésel}} \quad (4.3)$$

Posteriormente para el **escenario propuesto** se determina la demanda de hidrógeno tomando las siguientes consideraciones:

1. Se espera que la introducción del hidrógeno como combustible en actividades de extracción, carguío y transporte sea de manera gradual. Para el 2022 se propone una cuota de inicio de participación del 1%. Para el 2030 se toma en cuenta la “Propuesta nacional de estrategia para impulsar el mercado de H₂ verde en Chile” de CORFO en donde se estima un porcentaje de incorporación del 10% en camiones mineros. Para el 2050 se considera la propuesta de la NDC del presente año, en donde se proyecta una contribución de hidrógeno igual a 37% en Mina Rajo Abierto en el 2050. Usando estos tres valores disponibles, se realiza una proyección de demanda de hidrógeno en Mina Rajo, para el periodo 2022 – 2050.
2. Para el uso final de H₂ como combustible se escoge la tecnología dual, basada en reacondicionar motores de combustión existentes para que operen de manera híbrida con una mezcla de diésel – hidrógeno, cuya eficiencia resulta ser la misma que la de los motores tradicionales. Por lo tanto, la demanda energética (kWh) atribuida al H₂ será igual a la del diésel. En este punto, cabe recordar las principales ventajas de la tecnología dual por sobre el motor eléctrico con celdas de combustible:

- Reutilización de motores existentes, lo que significa menores costos y tiempos de implementación.
 - Confiabilidad del sistema, ya que si falla el suministro de H₂ el camión puede seguir funcionando sólo con diésel.
 - Permite operar en camiones mineros con altos requerimientos de potencia, a diferencia del motor eléctrico con pilas de combustible que presenta limitaciones para equipos de gran tonelaje.
3. La densidad energética del hidrógeno es 33,33 kWh/kg y con este valor se calcula el potencial de demanda en kilogramos (y luego en kton), usando la siguiente ecuación:

$$\text{kilogramos requeridos de hidrógeno} = \frac{\text{demanda energética}}{\text{poder calorífico hidrógeno}} \quad (4.4)$$

4. Para la modelación de la alternativa dual dentro motor de combustión, se utiliza la proporción expresada en el estudio realizado por Implementa Sur para CORFO. Se propone 60% Hidrógeno y 40% Diésel. Esto permitirá definir cuántos camiones CAEX pueden ser reacondicionados para la cantidad de hidrógeno estimada para el periodo 2022 – 2050 con el objetivo de hacer una comparación con el escenario de referencia.

4.2. Reducción de emisiones de GEI

La finalidad de la iniciativa apunta a posicionarse como una acción de mitigación para disminuir los gases de efecto invernadero y con esto, contribuir a la carbono neutralidad 2050. Es por esto que se debe cuantificar la reducción de emisiones que surgiría si se implementara de la propuesta.

Para esto, se utiliza el Factor de Emisión (FE), el cual traduce una cantidad específica de fuente emisora en cantidad emitida de GEI, es decir, en este caso es un valor que expresa las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas al uso de petróleo diésel.

GEI	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	CO ₂ eq.
FE (kg/TJ)	74.100	3	1	74.343

Tabla 4.1 Factor de emisión del petróleo diésel según gas de efecto invernadero

(Fuente: IPCC).

Dado que el CO₂ equivalente constituye una escala típica para comparar las generaciones de GEI, en este estudio se utiliza ese factor de emisión para la cuantía y proyección de emisiones. A partir del valor entregado en la **Tabla 4.1** y usando las **conversiones (4.5)** y **(4.6)**, se tiene que el FE del diésel es 0,2676 (kg CO₂eq/kWh), lo que corresponde a 2,76 (kg CO₂eq/litro).

$$1 \text{ TJ} = 10^9 \text{ kJ} \quad (4.5)$$

$$1 \text{ kWh} = 3.600 \text{ kJ} \quad (4.6)$$

Con la **expresión (4.7)** se calculan las emisiones de ambos escenarios y con la **ecuación (4.8)** se determina el “ahorro” de CO₂ eq. que se produce en el escenario propuesto a partir de la energía de diésel que se deja de consumir, que equivale a la demanda energética de hidrógeno.

$$\text{Emisiones} \left(\frac{\text{kg CO}_2 \text{eq}}{\text{año}} \right) = \text{FE} \left(\frac{\text{kg CO}_2 \text{eq}}{\text{kWh}} \right) \cdot \text{consumo energético de diésel} \left(\frac{\text{kWh}}{\text{año}} \right) \quad (4.7)$$

$$\text{Ahorro} \left(\frac{\text{kg CO}_2 \text{eq}}{\text{año}} \right) = \text{FE} \left(\frac{\text{kg CO}_2 \text{eq}}{\text{kWh}} \right) \cdot \text{demanda energética de H}_2 \left(\frac{\text{kWh}}{\text{año}} \right) \quad (4.8)$$

4.3. Análisis de aspectos técnicos y económicos

Con el propósito de identificar las condiciones habilitantes de la propuesta de hidrógeno como combustible en Mina Rajo y también las limitaciones que pueda presentar la propuesta, se realiza un estudio a nivel perfil que explora toda la cadena de valor del H₂.

Este análisis se realiza en función de la demanda de hidrógeno estimada en el 2022, para utilizar parámetros numéricos disponibles actualmente.

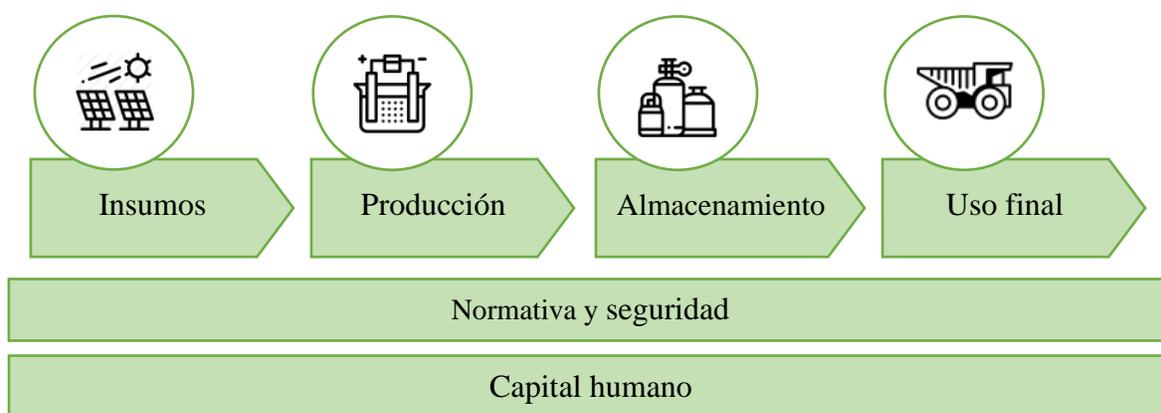


Figura 4.1 Cadena de valor del hidrógeno en la minería

(Fuente: Elaboración propia).

El estudio se basa en una cadena de vida centralizada, es decir, que desde la producción de hidrógeno verde hasta el uso final como combustible mediante tecnología dual en camiones CAEX es dentro de las instalaciones de las mineras.

Cabe señalar que este análisis se enfoca principalmente en los insumos y producción, ya que se apuesta por la generación de hidrógeno verde a través del proceso de electrolisis usando energía solar, dado el potencial que tiene Chile en materia de energías renovables en el norte del país y la gran demanda que se estima en Mina Rajo. El almacenamiento y distribución no son estudiados en profundidad, debido a que se necesita mayor información

en cuanto a compresión, niveles de presión, infraestructura adecuada y otros parámetros técnicos para su análisis.

Tal como se dijo anteriormente, para estudiar los aspectos técnicos requeridos tanto en insumos como en producción, se toma como referencia la demanda de hidrógeno proyectada para el 2022 (en donde la tasa de participación de H₂ en camiones mineros es del 1%) y se consideran tres casos posibles para el abastecimiento energético. La primera es la opción off – grid, en donde la electricidad deriva 100% de una planta fotovoltaica in situ, la segunda opción es on – grid, es decir, la energía es obtenida desde la conexión a la red y el tercer caso propone un mix de suministro compuesto por 43% off – grid y 57% on – grid.

Posteriormente, para el análisis económico se calcula el Costo Nivelado de Hidrógeno (LCOH por sus siglas en inglés) según los aspectos técnicos considerados para el 2022 con el objetivo de comparar los resultados obtenidos en las tres opciones (off – grid, on – grid y mix).

Adicionalmente, se incluye un análisis de sensibilidad para determinar los factores más influyentes en el comportamiento del LCOH. Por último, se toma en cuenta el precio del diésel y el del hidrógeno gris para determinar si el costo de producción de H₂ verde es competitivo en la actualidad y se realiza además, un vistazo al 2030 calculando el LCOH correspondiente a dicho año, para evaluar su competitividad.

5. ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA DE HIDRÓGENO EN MINA RAJO

El alcance de la propuesta se basa en sustituir el petróleo diésel por el hidrógeno en la minería del cobre, en específico para usarlo como combustible en camiones de extracción minera que se utilizan para el traslado de materiales o movimiento de estructuras.

En la **Tabla 5.1** se muestra el uso de diésel proyectado al 2020, para los procesos involucrados en la minería del cobre. Por ejemplo, en Fundición se utiliza para el funcionamiento de los hornos de fusión, conversión y piro-refinación. En Lixiviación, el consumo de diésel es principalmente para el calentamiento del electrolito y en Servicios, su uso se destina a la calefacción de los campamentos. De todos los procesos destaca ampliamente Minería Rajo Abierto ya que demanda un 76% de diésel, debido a actividades de excavación, extracción, carguío y transporte de mineral. Es por esto que la estimación de la demanda de hidrógeno como combustible se aplicará a **Mina Rajo**.

Proceso	Demanda energética (Tcal)
Mina Rajo	12.371
Concentrado	1.723
Fundición	735
Lixiviación	628
Servicios	562
Mina Subterránea	183
Refinería	73

Tabla 5.1 *Proyección para el 2020 de la demanda energética en Teracalorías de diésel en los procesos de la minería del Cobre*

(Fuente: elaboración propia a partir de la Línea base y proyección de Demanda de Energía del Ministerio de Energía.

5.1. Demanda de diésel en el escenario de referencia

La Línea base y Proyección de Demanda de Energía del Ministerio de Energía entrega directamente la demanda energética (en teracalorías) de diésel correspondiente a Mina Rajo. Usando la **conversión (4.1)** detallada en la sección Metodología, se obtiene dicha demanda en Terawatt-hora (TWh).

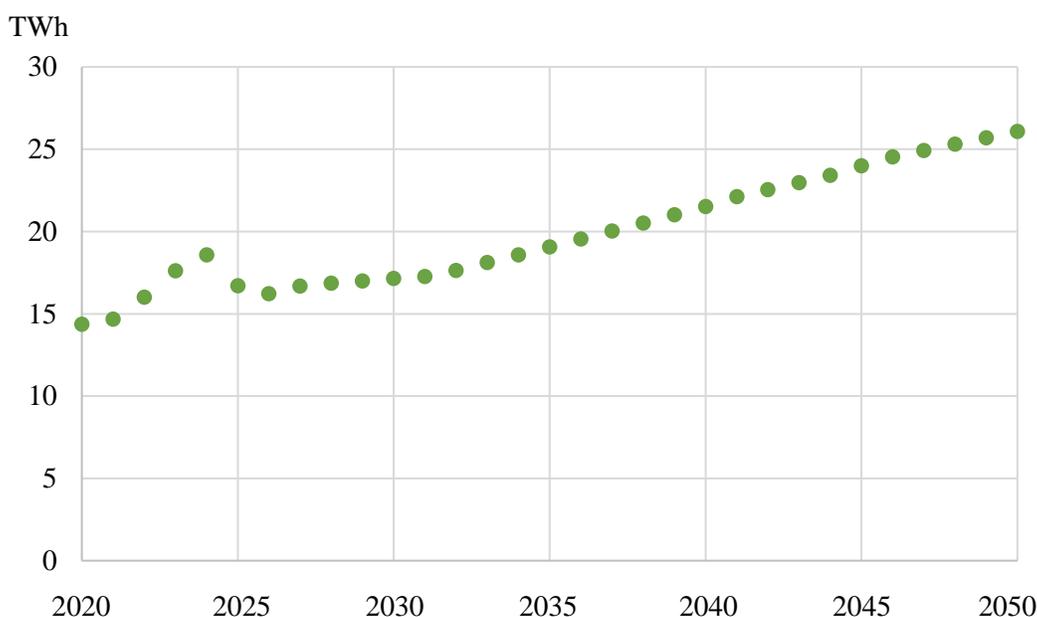


Gráfico 5.1 Proyección de la demanda de energía de petróleo diésel para el sector Mina Rajo de Minería del Cobre

(Fuente: elaboración propia a partir de los datos entregados por el Min. de Energía).

Tal como se observa en el **Gráfico 5.1**, desde el 2020 al 2024 se estima un aumento constante y significativo de la demanda, llegando al peak el año 2024. Luego, presenta una caída los dos años siguientes y a partir del 2026 hasta el 2050, la demanda se comporta de manera creciente, pero con menor pendiente. A continuación se muestra con mayor detalle la estimación de la demanda para los años bajo análisis en este estudio.

Año	Demanda (TWh)
2020	14,38
2022	16,02
2030	17,16
2050	26,09

Tabla 5.2 *Proyección de la demanda energética del uso de diésel en Mina Rajo*
(Fuente: elaboración propia con datos de la Línea Base y Proyección de demanda de energía, Ministerio de Energía).

Usando las **expresiones (4.2) y (4.3)** de Metodología y considerando una densidad energética igual a 10,30 kWh/litro, se determina la cantidad de diésel en litros que se necesita para cubrir el consumo energético estimado a futuro.

Según un estudio realizado por Implementa Sur para el Comité Solar de Corfo (publicado en mayo del 2020), un camión CAEX de aproximadamente 2.500 HP de potencia, utiliza 3.300 litros de diésel al día, es decir, 1.204.500 litros al año. En la **Tabla 5.3** se muestra el número de camiones relacionado a la cantidad de diésel que se consume.

Año	Consumo diésel (millones de litros)	Camiones CAEX
2020	1.396	1.158
2022	1.555	1.290
2030	1.666	1.382
2050	2.533	2.102

Tabla 5.3 *Diésel requerido para la demanda energética proyectada en Mina Rajo y número de CAEX que se abastecen*
(Fuente: elaboración propia).

5.2. Demanda de Hidrógeno en el escenario propuesto

La siguiente estimación de demanda de H₂ considera que su uso final será en camiones CAEX con motores de combustión interna que serán reacondicionados para que puedan operar usando la tecnología de combustión dual diésel-hidrógeno, los cuales funcionan con la misma eficiencia que los motores tradicionales (30% según Implementa Sur).

La decisión de elegir esta opción por sobre las celdas de combustible alimentadas con hidrógeno recae principalmente en que los camiones de extracción que se ocupan en minería son de alto tonelaje y poseen grandes requerimientos de potencia, y según pruebas realizadas recientemente, las celdas de combustible para motores eléctricos presentan limitaciones, puesto que no alcanzan el rango de potencia útil para su uso en camiones mineros (CORFO, 2017). Además, la Minería opera las 24 horas de cada día de año, por lo tanto ante una falla de suministro de H₂, la tecnología dual es la única que asegura la continuación del funcionamiento, ya que los motores pueden seguir operando sólo con diésel, a diferencia de los motores eléctricos con celdas que dependen 100% del hidrógeno.

Entonces, a partir de la Proyección de Demanda de Energía del Ministerio de Energía, se supondrá que la **demand energética** de hidrógeno es igual a la de diésel al usar motores de combustión dual (**Tabla 5.2**). Sin embargo, es claro que el reemplazo del diésel será de manera progresiva a lo largo del tiempo, conforme avance la tecnología existente. Así, la participación de hidrógeno será del 1% para el 2022, 10% para el 2030 y 37% para el 2050, (la elección de dichos porcentajes se señala en Metodología). En la **Tabla 5.4** se muestra la proyección del consumo energético de H₂ considerando las correspondientes tasas de incorporación para los años mencionados anteriormente.

Año	% Participación H ₂	TWh
2022	1%	0,16
2030	10%	1,72
2050	37%	9,65

Tabla 5.4 *Estimación de la demanda energética de H₂ en Mina Rajo para usarlo como combustible*

(Fuente: Elaboración propia).

Con el poder calorífico del hidrógeno, cuyo valor es 33,33 kWh/kg, y con las expresiones (4.2) y (4.4) de la Metodología, es posible obtener la cantidad necesaria en kilogramos y toneladas para abarcar el consumo de energía estimado. Dicha cantidad, presentada a continuación, refleja el potencial de mercado que tiene el H₂ como combustible en camiones de extracción y carguío en la Mina Rajo Abierto.

Año	% Participación de H ₂	Toneladas H ₂
2022	1%	4.805
2030	10%	51.476
2050	37%	289.591

Tabla 5.5 *Estimación de la demanda energética de H₂ en Mina Rajo para usarlo como combustible*

(Fuente: Elaboración propia).

Dado que las tasas de introducción del hidrógeno para el 2030 y 2050 se tomaron de las sugerencias del Comité Solar (de CORFO) y de la NDC respectivamente, una vez calculadas las toneladas correspondientes a esos años y proponiendo un porcentaje de inicio de un 1% para el 2022, se procede a realizar un gráfico para obtener el comportamiento que tendría la demanda de hidrógeno entre los años 2022 y 2050. Así, se estima un crecimiento potencial del mercado nacional de H₂ de Mina Rajo en la minería del cobre (**Gráfico 5.2**).

Cabe señalar que el comportamiento observado se asemeja a la proyección de mercado internacional de hidrógeno estimado por Hydrogen Council el 2017, cuyo gráfico se encuentra en la sección Anexos (**Figura 10.1**).

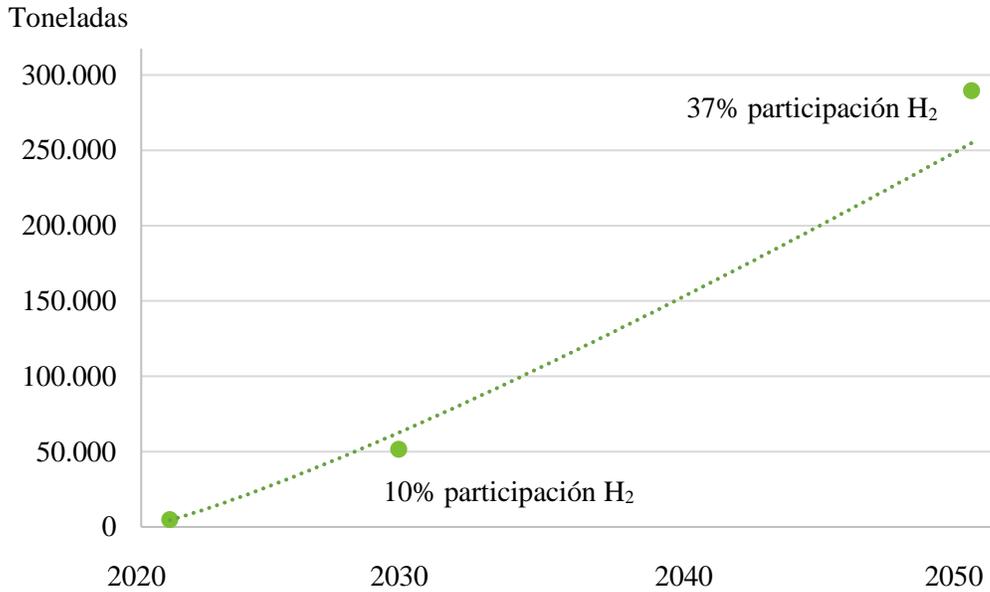


Gráfico 5.2 Proyección de la demanda de H₂ para cubrir los requerimientos de demanda energética en Mina Rajo, según las tasas de participación de hidrógeno propuestas (Fuente: Elaboración propia).

A partir de la **ecuación (5.1)** que surge de la tendencia potencial del gráfico anterior es posible calcular la demanda en toneladas, la energía aportada (TWh) y la participación que tendría el hidrógeno para ser usado como combustible en motores duales en los CAEX de Mina Rajo para todos los años del rango 2022-2050. La tabla se encuentra en Anexos (**Tabla 10.2**).

$$D_C = 4.490 \cdot c^{1,2} \quad (5.1)$$

Donde D_C es la demanda de H₂ en toneladas para cada valor c que va desde el 1 al 29, representando el año en cuestión entre 2022 y 2050, ambos incluidos.

Para determinar la cantidad de camiones que funcionarían con hidrógeno se tiene en cuenta lo siguiente. Un CAEX que opere mediante la tecnología dual, con un motor que requiera un aporte energético del 40% proveniente de diésel y del 60% del hidrógeno,

necesitará anualmente 481.800 litros del primero y 223.148 kilogramos del segundo. A partir de esto y considerando las toneladas proyectadas para el 2022, 2030 y 2050, en la **Figura 5.1** se muestra la cantidad anual de camiones que pueden ser reacondicionados para funcionar con esta tecnología.

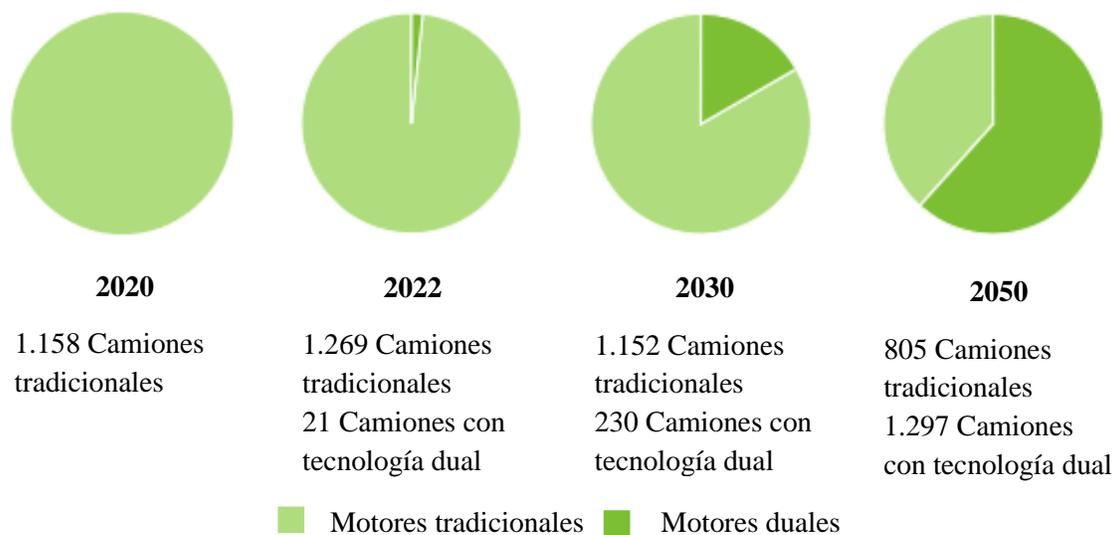


Figura 5.1 Cantidad de camiones con motores de combustión tradicional (100% diésel) y con motores duales (40% diésel, 60% hidrógeno)
(Fuente: elaboración propia).

5.3. Resumen de ambos escenarios

Tanto para el escenario base como para el propuesto y para los tres años bajo análisis (2022, 2030 y 2050) a continuación se muestra un resumen de la demanda energética, el consumo requerido de diésel y de hidrógeno (en el caso propuesto) y la cantidad de camiones que operarían con cada tecnología (motores tradicionales e híbridos).

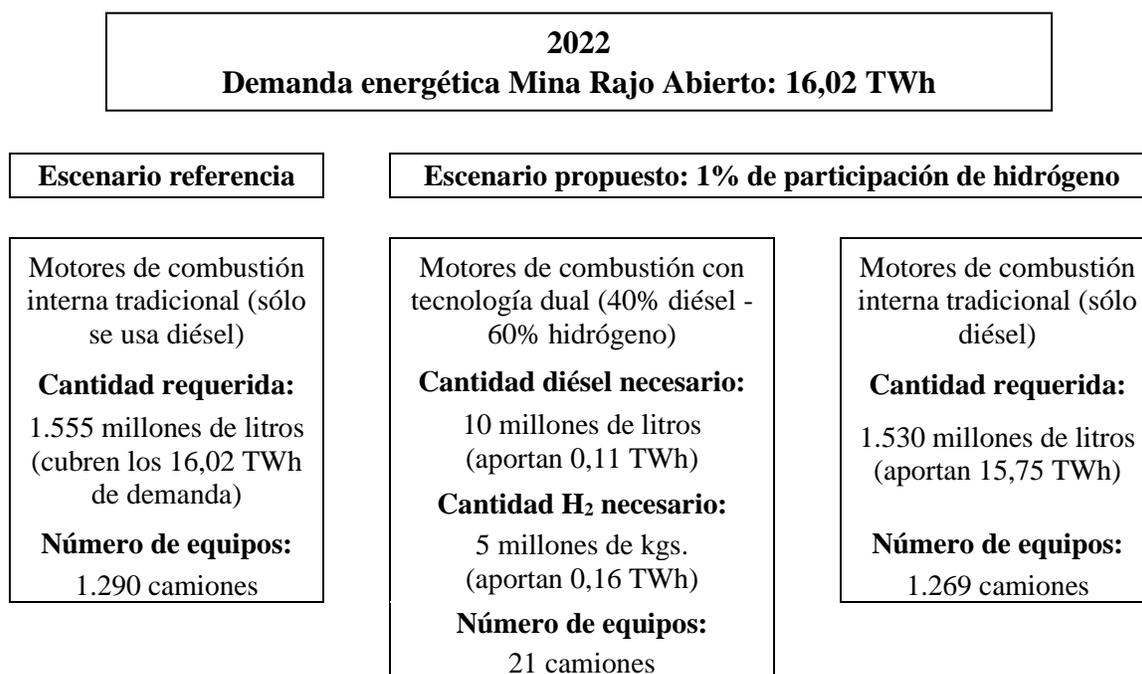


Figura 5.2 Resumen de ambos escenarios (referencia y propuesto) para el 2022

(Fuente: Elaboración propia).

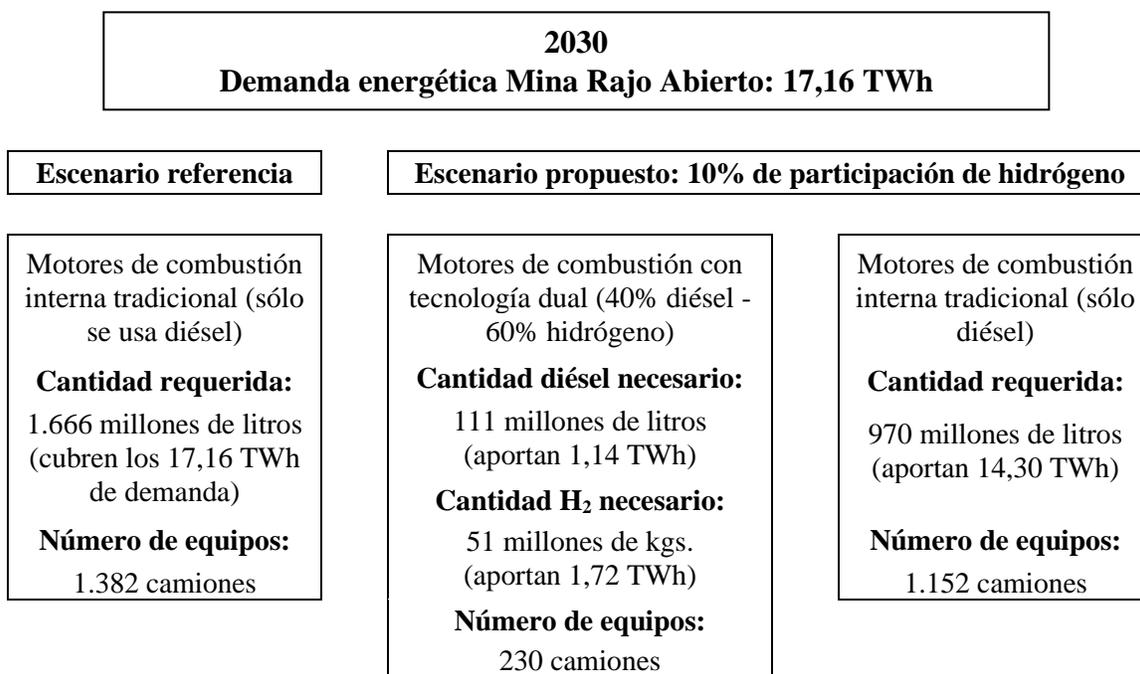


Figura 5.3 Resumen de ambos escenarios (referencia y propuesto) para el 2030

(Fuente: Elaboración propia).

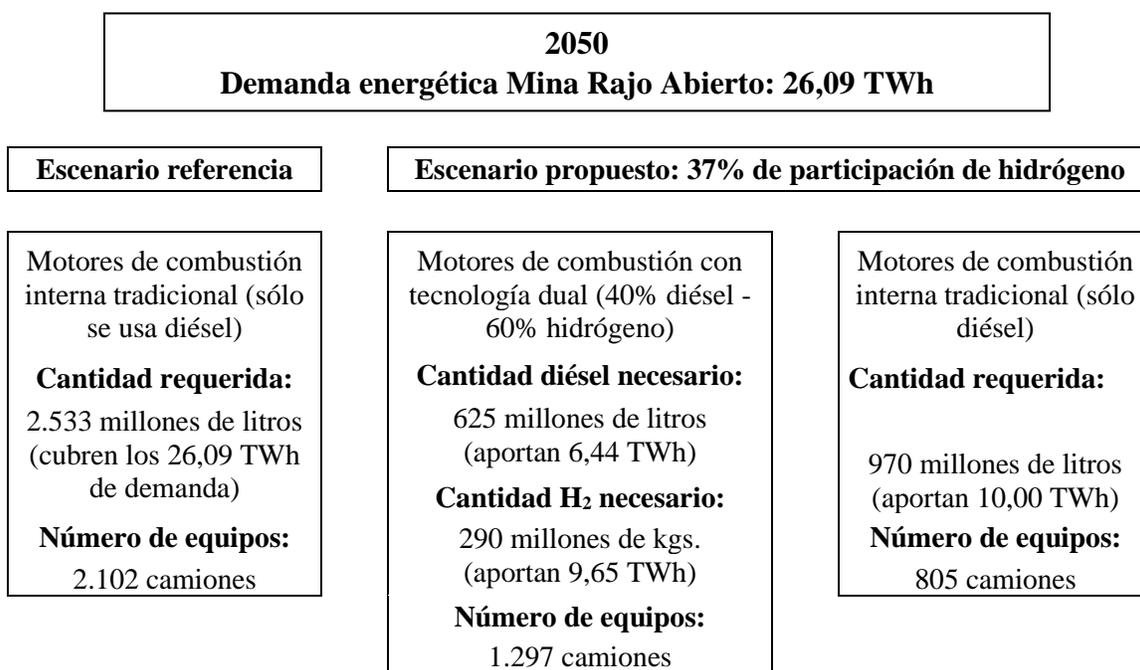


Figura 5.4 Resumen de ambos escenarios (referencia y propuesto) para el 2050

(Fuente: Elaboración propia).

6. REDUCCIÓN DE EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO

Tal como se dijo en el Marco Teórico, del total de emisiones de CO₂ en Chile, el 78% se concentra en el sector Energía principalmente producto de la quema de combustibles fósiles. En cuanto a las emisiones de GEI directas de la minería del cobre, un 89,9% corresponde al uso de diésel.

El hidrógeno verde obtenido a través del proceso de electrólisis que utilice electricidad proveniente 100% de ERNC como la energía solar o eólica, no genera emisiones en su producción y al usarse como combustible en camiones CAEX reemplazando parcialmente al diésel en motores duales, asegura una disminución sostenida de emisiones de CO₂.

Para dimensionar las emisiones, se tienen en consideración las características de un camión tipo CAEX con un tamaño del motor de 60 litros y cuya potencia es 2.500 HP.

CAEX	Diario	Anual
Consumo de diésel (litros)	3.300	1.204.500
Demanda energética (kWh)	33.990	12.406.350
Emisiones de CO ₂ eq (kg)	9.097	3.320.371

Tabla 6.1 *Características de un camión de extracción minera (CAEX)*

(Fuente: elaboración propia).

Con el objetivo de comprender la magnitud del CO₂ emitido por un CAEX se realiza una comparación con otros vehículos, lo cual se muestra en la **Tabla 6.2**. A partir de esto, se obtiene que al día un CAEX emite lo mismo que 325 camionetas, 24 buses u 8 camiones tradicionales.

Tipo de Vehículo	Camioneta	Bus	Camión	CAEX
Tamaño motor (litros)	2	8	13	60
Potencia (HP)	160	350	440	2.500
Consumo diario diésel (litros)	10	140	400	3.300
Emisiones CO ₂ eq diarias (kg)	28	386	1.103	9.097

Tabla 6.2 Comparación entre un CAEX y otros vehículos

(Fuente: elaboración propia con datos presentados por Alset en Misión Cavendish).

6.1. Proyección de emisiones de CO₂ en el escenario de referencia

El diésel posee un factor de emisión (FE) igual a 2,76 kg CO₂eq/litro, lo que equivale a 0,2676 kg CO₂eq/kWh.

Así, con la **expresión (4.7)** señalada en la Metodología, se determinan las emisiones anuales asociadas a la actividad de extracción y carguío en Mina Rajo. En la **Tabla 6.3** se presentan los resultados para los años bajo estudio y en **Anexos** se encuentra la proyección completa de las emisiones para todo el rango 2022 – 2050.

Año	Demanda energética (TWh)	Emisiones CO ₂ eq (kton)
2022	16,02	4.287
2030	17,16	4.592
2050	26,09	6.982

Tabla 6.3 Estimación de las emisiones de CO₂ eq. de camiones de extracción

(Fuente: Elaboración propia).

6.2. Proyección de la reducción de emisiones de CO₂ en el escenario propuesto

La disminución de la generación de dióxido de carbono se determina a partir del diésel que se deja de quemar al ser sustituido por hidrógeno, por lo tanto se utiliza el mismo factor de emisión del diésel para calcular el “ahorro” de emisiones de CO₂ eq al que se llega si se

implementa la propuesta. Entonces, a partir de la **fórmula (4.8)** de Metodología se obtiene lo siguiente.

Año	Participación H ₂	Energía aportada por H ₂ (TWh)	Ahorro emisiones CO ₂ eq (kton)
2022	1%	0,16	43
2030	10%	1,72	459
2050	37%	9,65	2.583

Tabla 6.4 CO₂ eq (kton) que se deja de emitir si se utiliza hidrógeno en camiones CAEX

(Fuente: elaboración propia).

En cuanto al **ahorro acumulado** de las emisiones de dióxido de carbono equivalente, se obtiene que al 2030 este valor asciende a 2.572 kton, que representa una disminución del 6,3% de las emisiones acumuladas en relación al escenario de referencia. En el 2050, el ahorro acumulado llega a 31.169 kton de CO₂ eq, y en este caso, la reducción de emisiones acumuladas en comparación al escenario de referencia es del 19,8%.

Es preciso recordar que en **Anexos** está la estimación de emisiones en el escenario de referencia y en el escenario propuesto, así como también el ahorro anual y acumulado de CO₂ eq para todos los años del periodo 2022 – 2050. Para dicho rango, a continuación se presenta el comportamiento de las emisiones en los dos escenarios (**Gráfico 6.1**).

El ahorro en la generación de CO₂ eq está representando por la brecha entre ambas líneas de proyección, la cual se hace cada vez mayor con el transcurso de los años. Esto ocurre porque si la propuesta se lleva a cabo, a medida que aumenta la tasa de incorporación de H₂, las emisiones de CO₂ de Mina Rajo atribuidas al consumo de combustible, se mantienen muy controladas dentro del rango 4.000 – 4.700 kton, de hecho entre el 2030 y el 2050, el porcentaje de aumento de emisiones es 17%.

En cambio, la proyección en el escenario de referencia muestra una pendiente mucho más inclinada, es decir, año a año la generación de CO₂ presenta un crecimiento considerable, lo que provoca que entre el 2030 y el 2050, el porcentaje de incremento de emisiones proyectadas sea de un 52%.

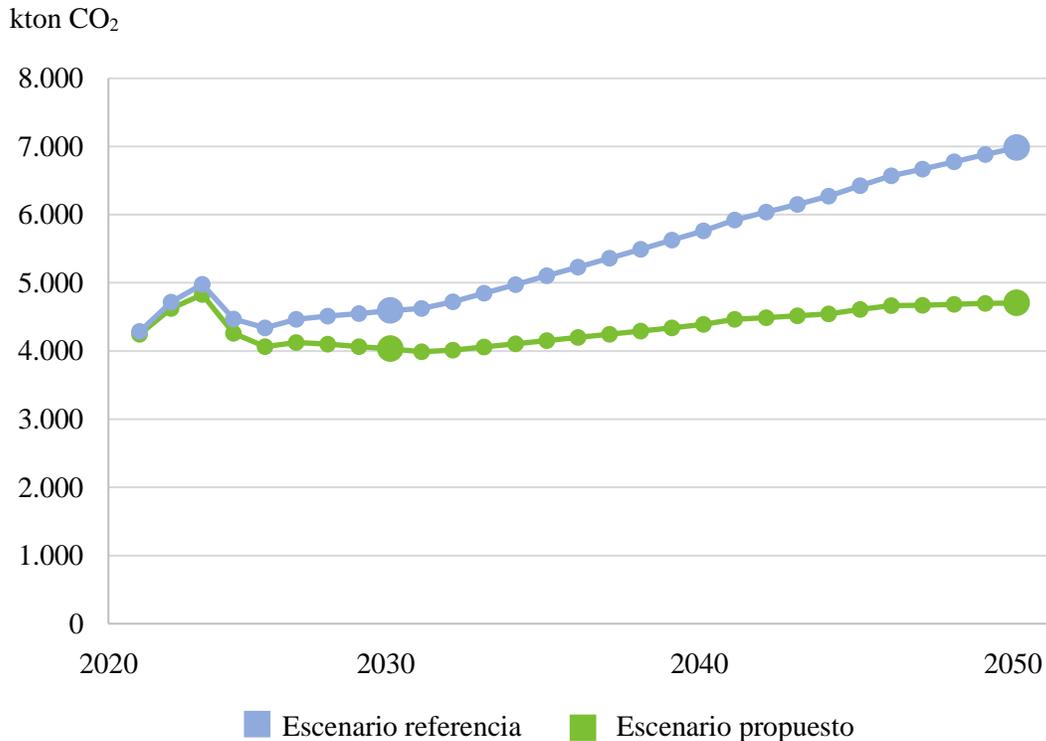


Gráfico 6.1 Comparación de las emisiones de CO₂ eq (kton) entre ambos escenarios

(Fuente: Elaboración propia).

Cabe señalar que el **Gráfico 6.1** se realizó con los datos proyectados a partir de la ecuación $D_C = 4.490 \cdot c^{1,2}$, que surgió de la tendencia potencial del crecimiento de la demanda de hidrógeno, explicado en el capítulo anterior.

El hidrógeno verde se posiciona como una importante acción de mitigación, aun cuando las tasas de participación de H₂ en Mina Rajo sean consideradas valores conservadores (1% al 2022, 10% al 2030, 37% al 2050).

En la última actualización de la Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC 2020), la primera contribución en mitigación afirma que Chile se compromete a alcanzar un nivel de emisiones de GEI igual a 95 Mton de CO₂ eq. al 2030. Si no se toma ninguna medida para reducir el uso de diésel en Mina Rajo, es decir, si se está en el escenario de referencia, las emisiones de CO₂ eq. asociadas a esto, abarcarán un 4,8% de las 95 Mton establecidas. En el caso de que se implemente la propuesta del H₂ como combustible, las emisiones abarcarían el 4,2%.

Así mismo, el Plan de Carbono Neutralidad pretende llegar a 65 Mton de CO₂ eq. al 2050. En el escenario de referencia, las emisiones asociadas al uso de diésel comprenderían el 10,7% de dicho valor y en el escenario propuesto, usando H₂ en los camiones mineros, sus emisiones alcanzarían sólo un 7,2% de las 65 Mton de GEI.

Año	Compromiso NDC	Escenario referencia		Escenario propuesto	
	kton CO ₂ eq	kton CO ₂ eq	Fracción	kton CO ₂ eq	Fracción
2030	95.000	4.592	4,8%	4.032	4,2%
2050	65.000	6.982	10,7%	4.704	7,2%

Tabla 6.5 *Comparación de emisiones entre ambos escenarios en base a las emisiones planteadas por la NDC*

(Fuente: Elaboración propia).

7. ANÁLISIS DE ASPECTOS TÉCNICOS Y ECONÓMICOS

Con la finalidad de dimensionar qué se necesita para la obtención de hidrógeno verde, se realiza una evaluación a nivel perfil de la cadena de valor del H₂, con especial énfasis en los insumos y producción, en donde se apuesta por un suministro energético proveniente de una planta fotovoltaica, ya que tanto ésta como el electrolizador operan en corriente continua, reduciendo así la necesidad de usar inversores (conversión DC/AC).

Este análisis se hace en función de la demanda de hidrógeno calculada para el 2022, correspondiente a 4.800 toneladas, donde la tasa de participación del hidrógeno como combustible en Mina Rajo es del 1%.

Estudiando los requerimientos técnicos para la demanda en el 2022 es posible determinar los costos asociados usando valores presentes de eficiencias, precios de insumos, inversiones de equipos, entre otros.

7.1. Insumos

7.1.1. Agua

Dada la escasez hídrica en el norte del país se considera utilizar agua de mar, ya que a la fecha, la mayoría de las mineras utilizan agua desalada para sus diferentes procesos de operación.

Para determinar la cantidad de agua necesaria requerida en la producción de hidrógeno se considera que para generar 1 kilogramo de este último se necesitan 8,9 litros de agua desalinizada. Esta información fue dada por la Asociación Chilena de Hidrógeno en la primera conferencia de Misión Cavendish y concuerda con el estudio realizado por In – data en 2019.

A partir entonces de la estimación de la demanda de H₂ para el 2022, se calcula que para dicha cantidad de hidrógeno, se consumirían 42,8 millones de litros al año, lo que equivale a **1,4 litros/seg.**

Año	Consumo de agua (litros/seg)
2022	1,4
2030	14,5
2050	81,7

Tabla 7.1 *Proyección del agua desalinizada requerida para la producción de hidrógeno*
(Fuente: Elaboración propia).

Usando la Ley de Transparencia, se solicitó a la Dirección de Obras Hidráulicas (DOH) el último catastro de plantas desalinizadoras, cuya información se observa en la **Figura 7.1**. Según el registro, actualmente a nivel nacional hay 23 plantas operando y 22 proyectos en diferentes etapas de avance. Las plantas existentes aportan una capacidad de desalinización de agua de mar igual a 5.570 lts/seg, de la cual el 81% se atribuye a plantas pertenecientes al rubro de la Minería. Por otro lado, la capacidad de los proyectos a corto plazo llega a los 14.468 lts/seg.

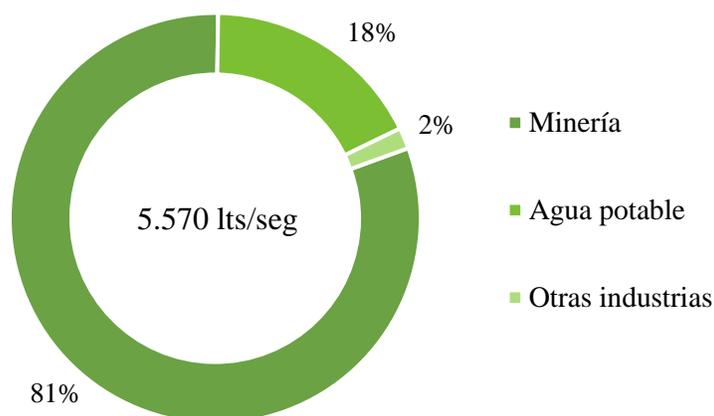


Figura 7.1 *Distribución de la capacidad de plantas desalinizadoras operando al 2019*
(Fuente: Elaboración propia con los datos entregados por la DOH).

Planta Desalinizadora	Capacidad (lts/seg)
Escondida Water Supply	2.500
Minera Cerro Negro Norte CAP	600
Puerto Coloso Minera Escondida	525
Minera Candelaria	500

Tabla 7.2 *Capacidad de las principales plantas desalinizadoras en Minería hasta el 2019*

(Fuente: Elaboración propia a partir de los datos proporcionados por la DOH).

Con 2.500 lts/seg destaca notablemente la planta EWS (Escondida Water Supply) que es la ampliación de la planta de Puerto Coloso en Minera Escondida, ubicada en la región de Antofagasta e inaugurada en el 2018. En cuanto a los proyectos, cobran gran relevancia las plantas desalinizadoras de Codelco Radomiro Tomic (en construcción) y de Minera Spence (en aprobación) con un caudal de diseño de 1.956 lts/seg y 1.000 lts/seg respectivamente.

Cabe recordar que el 2018 la minería del cobre demandó 62.218 lts/seg, la capacidad de producción de agua desalada al 2019 alcanzó los 5.570 lts/seg y los proyectos en marcha abarcan 14.470 lts/seg. De la **Tabla 7.1** según la estimación realizada, para el 2022, 2030 y el 2050, se requieren 1,4 litros/seg, 14,5 y 81,7 litros/seg respectivamente, valores muy inferiores y despreciables comparados a la cantidad de agua utilizada en las operaciones mineras. Este resultado concuerda con lo publicado en diversos estudios técnicos liderados por el Comité Solar de Corfo y consultoras (In-Data, Implementa Sur y Tractebel), en donde todos coinciden que el uso y el costo del agua no tienen una incidencia relevante en el costo de producción de hidrógeno verde a través de electrólisis.

7.1.2. Energía eléctrica

Actualmente diversas fuentes tales como la Asociación Chilena de H₂ o In-Data que trabaja junto al Comité Solar, estiman que se requieren 50 kWh para producir 1 kg. de

hidrógeno mediante electrólisis. Así, para las 4.800 toneladas de H₂ estimadas en el 2022 surge una demanda de electricidad de **240.000 MWh** para ese año.

Es importante destacar que el consumo energético actual de 50 kWh para generar 1 kg de H₂ irá disminuyendo su valor conforme vaya mejorando la eficiencia del proceso de electrólisis. Por ejemplo, para el 2030 In-Data afirma que se necesitarán 44 kWh para la producción de 1 kg de hidrógeno.

7.1.2.1. Opción off – grid

El electrolizador no está conectado a la red eléctrica y los requerimientos de energía (MWh) provienen 100% de una planta solar fotovoltaica in situ. En este caso no aplican costos de conexión a la red ni de distribución.

Al considerar un factor de planta del 32% para la producción de hidrógeno en las zonas mineras del norte, se calcula que para abastecer dicho requerimiento energético la capacidad de generación proveniente de una planta fotovoltaica debe ser 85 MW. A la fecha, en la región de Antofagasta la potencia bruta total de las plantas fotovoltaicas existentes asciende a 843,3 MW y en la región de Atacama alcanza los 960,7 MW.

7.1.2.2. Opción on – grid

El objetivo de esto apunta a un aumento del factor de planta del electrolizador, conectándolo a la red eléctrica para su operación. Con esto se propone un factor de planta del 90% a partir de lo sugerido por la agencia alemana GIZ, en su estudio para el Min. de Energía.

Cabe destacar que esta opción asume que el sistema on-grid tiene un PPA (Power Purchase Agreement) certificado que asegura que la energía proviene de fuentes renovables, pero se presentan costos de energías más altos debido a la conexión a la red.

7.1.2.3. Opción mix suministro

En este caso se propone un mix que abastezca los 240.000 MWh que se necesitan para producir las toneladas de H₂ demandadas el 2022. Se considera que el factor de planta del electrolizador alcance el 75%, manteniéndose el objetivo de incrementar su valor en comparación a la primera opción (off – grid).

Así, el 43% de la electricidad requerida, es decir, 102.400 MWh provienen de una planta fotovoltaica in – situ, cuya capacidad de generación se estima en 36,5 MW (considerando un factor de planta FV del 32%).

El 57% restante de la energía será obtenido de la conexión a la red eléctrica, es decir, un sistema on – grid que suministrará 137.600 MWh. Al igual que en el escenario on – grid, se asume que se genera a partir de fuentes renovables.

7.2. Producción

En la actualidad hay tres tipos de electrolizadores conocidos, que difieren principalmente en el electrolito utilizado. Sus principales características se resumen a continuación.

Tipo	Estado tecnología	Máxima potencia actual (MW)	Costo inversión (USD/kW)	Vida útil (horas)
Alcalino	Madura y comercial	150	500 - 1.400	60.000 - 90.000
PEM	Inicio comercial	2	1.100 - 1.800	20.000 - 60.000
SOE	Nivel laboratorio	-	2.800 – 5.600	~1000

Tabla 7.3 Rendimiento actual de los electrolizadores Alcalino, PEM (Membrana de intercambio de protones) y SOE (Membrana de estado sólido)

(Fuente: Elaboración propia en base a estudios de GIZ 2018, In – Data 2019 y la IEA 2019).

Dada la madurez tecnológica y el costo de inversión, se determina que actualmente la mejor alternativa es el electrolizador Alcalino. Este equipo utiliza un líquido electrolítico de solución acuosa (KOH o NaOH) para maximizar la conductividad iónica. El nivel de pureza del H₂ obtenido alcanza un 99,5% sin equipos adicionales de purificación y la eficiencia de operación varía entre 65 a 82%. A diferencia del electrolizador tipo PEM, el Alcalino no exige metales preciosos para funcionar, lo cual influye en que actualmente tenga el costo más bajo y sea una tecnología estable a largo plazo.

Para la propuesta se usó una eficiencia del proceso de electrolisis igual a 67% valor que se obtiene según como se explica a continuación. A partir del poder calorífico del hidrógeno, se tiene que 1 kilogramo de éste aporta 33,33 kWh. Por otro lado, para producir 1 kilogramo de H₂ se requieren 50 kWh de energía. Así al dividir el primer valor por el segundo, se determina la eficiencia del 67%.

Tal como se mencionó en el inciso **7.1.2. Energía Eléctrica**, con el paso del tiempo la eficiencia del proceso de electrólisis aumentará, llegando por ejemplo al 76% en el 2030, año en el cual se necesitarán sólo 44 kWh para generar 1 kilogramo de hidrógeno.

Considerando entonces la demanda de 4.800 toneladas de H₂, se tiene que en el escenario **off – grid**, la capacidad instalada del electrolizador debe ser **85,3 MW** debido a que operará con el mismo factor de planta que la central fotovoltaica (32%).

Para la segunda opción **on – grid**, el incremento considerable del factor de planta (90%), provoca que, para la misma cantidad de hidrógeno demandado en el 2022, se necesite un electrolizador de **30,3 MW** de potencia.

Y para el tercer caso, en donde la electricidad se obtendrá por un mix de suministro (off y on – grid) y con el factor de planta de 75% se requiere que el electrolizador tenga una capacidad instalada de **36,4 MW**.

A partir de lo anterior se desprende que en comparación a la primera opción, en los dos últimos escenarios se operaría con un electrolizador cuya capacidad es considerablemente menor, lo que refleja la importancia del aumento del factor de planta. De hecho, si en cualquiera de estos dos últimos casos se usara un electrolizador de mayor tamaño (incluso mucho menor que el de la opción off – grid) la cantidad de hidrógeno que se produciría en 2022 aumentaría significativamente, alcanzando una mayor tasa de participación en los camiones CAEX de Mina Rajo.

7.3. Almacenamiento

Considerando el uso de hidrógeno como combustible en las zonas mineras, se proponen principalmente dos opciones como mecanismo de almacenamiento.

El primero, se refiere a los tanques, que califican como tecnología madura. A la salida del electrolizador, el hidrógeno tiene una presión aproximada de 30 bar (según In – data), por lo cual es necesario comprimirlo hasta aproximadamente 500 bar para poder ser almacenado. En este contexto, lo más actual es el uso de tanques metálicos que tienen una pared más delgada que los tradicionales, con materiales como poliamidas que disminuyen el peso del tanque y presentan una alta barrera de escape del gas.

La segunda opción que califica como una buena alternativa, es almacenar el hidrógeno en cavernas de sal u otras estructuras subterráneas, las cuales deben ser herméticas y con mínima presencia de bacterias, ya que existe el riesgo de que éstas transformen al hidrógeno

en ácido sulfúrico. Además, dependiendo de la necesidad de modificar y acondicionar el espacio bajo tierra, el costo de esta opción puede ser más alto que el de los tanques.

Una limitante que surge en este punto es la baja disponibilidad de estudios o análisis especializados en la infraestructura y mecanismos de almacenamiento necesarios para el hidrógeno.

7.4. Uso final

Tal como se ha mencionado a lo largo de este estudio, el hidrógeno producido será usado en motores de combustión de camiones mineros de gran tonelaje. La idea se basa en usar la tecnología ya existente, es decir, reutilizar los motores y adaptarlos para que puedan funcionar tanto de manera híbrida (mezcla de diésel e hidrógeno) como de manera tradicional (sólo diésel).

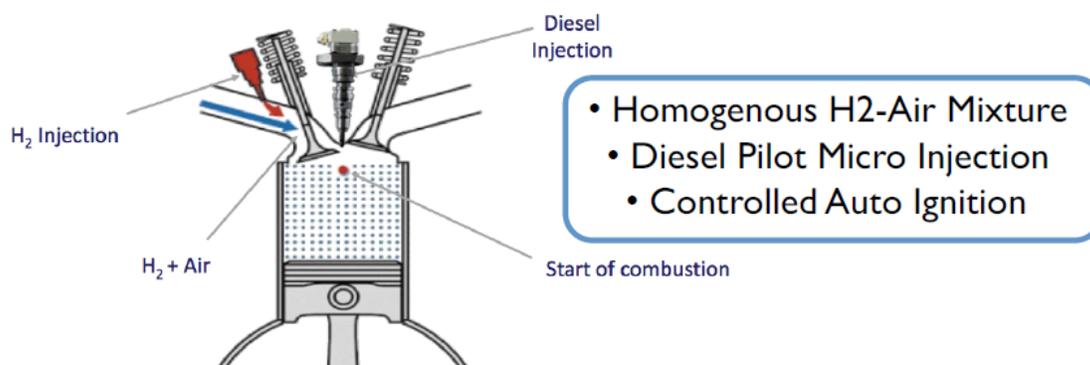


Figura 7.2 Operación del motor de combustión con la tecnología dual

(Fuente: Alset 2019).

Un camión de extracción minera de 2.500 HP de potencia, demanda 33.990 kWh de energía al día. En este estudio, a partir de lo presentado por Alset, para la operación del motor dual se considera un 60% de hidrógeno y un 40% de diésel. Con esto, diariamente se requerirían 611 kilogramos de H_2 y 1.320 litros de diésel.

En la actualidad, el consorcio impulsado por CORFO y liderado por Alset está desarrollando un prototipo de un CAEX con tecnología dual, para validar su factibilidad técnica y económica, pero aún no se han dado a conocer los resultados de las pruebas. Con el objetivo de comprender con mayor profundidad cómo sería el proceso de reacondicionamiento del motor, vía correo electrónico se contactó a José Ignacio Galindo de Alset, sin embargo no se obtuvo respuestas.

7.5. Costo de producción del hidrógeno

Para el análisis económico, se utiliza el costo nivelado de hidrógeno o LCOH (levelized cost of hydrogen), que considera todos los costos a lo largo de la vida útil del proyecto, incluyendo la inversión en el electrolizador, operación y mantenimiento, costo de capital, electricidad, agua y como término opcional según GIZ, la venta de oxígeno, que se obtiene como subproducto de la electrólisis.

7.5.1. Detalle del cálculo

El LCOH se calcula según la **ecuación (7.1)** propuesta por Julien Armijo, quien pertenece a International Energy Agency (IEA) y que también es usada en el estudio realizado por GIZ para el Ministerio de Energía.

$$\text{LCOH} = P \cdot I \cdot \frac{O + \text{FRC}}{f_p \cdot h \cdot Q_{\text{H}_2}} + Q_{\text{H}_2\text{O}} \cdot C_{\text{H}_2\text{O}} + Q_e \cdot C_e - Q_{\text{O}_2} \cdot P_{\text{O}_2} \quad (7.1)$$

Los parámetros y sus valores para las tres opciones se muestran en la **Tabla 7.4** y posteriormente se explica la razón de algunos de ellos.

Parámetro	Detalle	off grid	on grid	mix
P	Capacidad instalada del electrolizador (kW)	85.300	30.300	36.400
I	CAPEX electrolizador (USD/kW)	800	800	800
O	OPEX (% del CAPEX)	1,60%	1,60%	1,60%
FRC	Factor de recuperación de capital	0,1424	0,1424	0,1424
f_p	Factor de planta electrolizador	32%	90%	75%
h	Horas en un año	8.760	8.760	8.760
Q_{H_2}	Capacidad producción electrolizador (kg H ₂ /h)	1.715	609	732
Q_{H_2O}	Agua requerida (litro/kg H ₂)	8,90	8,90	8,90
C_{H_2O}	Costo del agua (USD/litro)	0,005	0,005	0,005
Q_e	Electricidad requerida (kWh/kg H ₂)	50	50	50
C_e	Costo electricidad (USD/kWh)	0,027	0,075	0,055
Q_{O_2}	Producción Oxígeno (kg O ₂ / kg H ₂)	7,80	7,80	7,80
P_{O_2}	Precio de venta Oxígeno (USD/kg O ₂)	0,03	0,03	0,03

Tabla 7.4 Valores usados para el cálculo del costo de producción de hidrógeno (LCOH) según la demanda de H₂ estimada para el 2022

(Fuente: Elaboración propia).

En la fórmula, I es el CAPEX (Capital Expenditure) del electrolizador alcalino, que corresponde a la inversión según la capacidad instalada (USD/kW). El costo de operación OPEX (Operational Expenditure) en la ecuación se representa por O y está determinado como un porcentaje del costo de inversión. Este análisis considera un CAPEX de **800 USD/kW** y un OPEX de **1,6%**, los cuales son cercanos al promedio de los valores propuestos en los estudios de referencia (**Tabla 7.5**).

Estudio	CAPEX (USD/kW)	OPEX (% CAPEX)
Tractebel - Engie 2018	450	1,0%
GIZ 2018	1.200	1,7%
Implementa Sur 2019	900	1,5%
Julien Armijo (IEA) 2019	600	2,0%

Tabla 7.5 Costos de inversión (CAPEX) y operacionales (OPEX) para un electrolizador de tipo alcalino

(Fuente: Elaboración propia).

Cabe señalar que para el caso del CAPEX, la IEA en *The Future of Hydrogen* (2019) estima que su valor en el 2030 estará entre 400 – 850 USD/kW y para el 2050 fluctuará en el rango 200 – 700 USD/kW.

El parámetro FRC de la **ecuación (7.1)** es el factor de recuperación de capital, que se calcula según la siguiente expresión.

$$FRC = \frac{wacc \cdot (1 + wacc)^N}{(1 + wacc)^N - 1} \quad (7.2)$$

Donde N es la vida útil del electrolizador (10 años) y $wacc$ es la tasa de descuento (7%). Con esto, el factor de recuperación de capital resulta ser **0,1424**.

Continuando con los parámetros de la ecuación para calcular el LCOH, el valor de C_{H_2O} es el costo del agua, que incluye también los costos asociados a la desalinización, como la inversión y el consumo de energía en este proceso (0,003 kWh/litro según In - Data). Un estudio elaborado para la Comisión de Minería y Energía de la Cámara de Diputados afirma que en el norte del país el precio del agua desalada es más bajo en las costas y se incrementa en zonas de altura en donde se ubican varias mineras. Para estas zonas, el valor del agua desalada está entorno a los 5 USD/m³ (costo que incluye la producción e impulsión del agua hasta los yacimientos mineros). Así mismo, el estudio realizado por Armijo para la IEA en 2019 determinó que para las localidades de la región de Antofagasta, el precio del agua es 5,9 USD/m³ (considerando el proceso de desalinización, la energía requerida para ello, mantenimiento, etc.).

Tomando en cuenta lo anterior, para este análisis se usa el promedio entre ambas referencias mencionadas, es decir, **5,5 USD/m³**, lo que equivale a 0,0055 USD/litro. Se debe

recordar que los diversos estudios consultados, concuerdan que el costo del agua es despreciable para el cálculo del LCOH, pero aun así, será incluido.

En cuanto al término C_e que corresponde al costo de la electricidad, éste es diferente para las tres opciones. En el caso off – grid, no aplican costos de conexión a la red, como el peaje troncal o el cargo por potencia, por ejemplo. En la **Tabla 7.6**, se muestra el LCOE (levelized cost of energy) de la energía solar fotovoltaica, el cual incluye costos de inversión, operación y mantenimiento de la planta FV.

LCOE (USD/MWh)	Fuente
31,6	GIZ 2018
29,6	In - data 2019
27,9	Implementa Sur 2019
26,8	Armijo (IEA) 2019

Tabla 7.6 *Costo nivelado de la energía solar fotovoltaica según estudios realizados para CORFO y/o el Ministerio de Energía*
(Fuente: *Elaboración propia*).

De la **Tabla 7.6**, los informes de Implementa Sur y de Armijo (IEA) se realizaron en función de casos aplicados al norte de Chile, el primero para el uso de hidrógeno en camiones mineros y el segundo para producir hidrógeno en Calama y Taltal. Es por esto que para el presente análisis se usa el promedio entre estos dos valores, resultando un LCOE de **27,4 USD/MWh** para la opción off – grid.

Para el escenario on – grid, se propone el precio promedio del bloque 2-A de la licitación de suministro 2015/01, la cual entra en vigencia el 01 de enero del 2021. El horario del bloque 2-A es entre las 00:00 y 07:59 y entre 23:00 y 23:59 y su precio medio de adjudicación es 50,5 USD/MWh. A este valor se le debe sumar además el costo asociado a la conexión a la red (potencia, transmisión y distribución) igual a 24,7 USD/MWh según el estudio de GIZ,

que estimó dicho costo en base a las tarifas de ELECDA, en Calama. Por lo tanto, el costo de la electricidad para la opción on – grid queda en **75,2 USD/MWh**.

Para el escenario del mix de suministro, en donde el 43% de la electricidad requerida proviene de una planta off – grid y el 57% restante es proporcionado por la conexión a la red, el costo total de la electricidad es **54,6 USD/MWh**, el cual se calcula a partir de la siguiente expresión:

$$27,4 \left(\frac{\text{USD}}{\text{MWh}} \right) \cdot 0,43 + 75,2 \left(\frac{\text{USD}}{\text{MWh}} \right) \cdot 0,57 = 54,6 \left(\frac{\text{USD}}{\text{MWh}} \right) \quad (7.3)$$

Por último, en cuanto al término opcional mencionado en la **ecuación (7.1)**, la cantidad de oxígeno obtenido como subproducto de la electrólisis (Q_{O_2}) es 7,8 kg O₂/ kg H₂ y el precio de venta de éste (P_{O_2}) es **0,03 USD/kg O₂**.

7.5.2. Resultado LCOH para las tres opciones evaluadas

A partir de todo lo anterior se obtiene el LCOH estimado para el 2022, tal como se muestra a continuación.

Opción	LCOH con venta de O ₂ (USD/kg H ₂)	LCOH sin venta de O ₂ (USD/kg H ₂)
off – grid	3,43	3,66
on – grid	4,36	4,59
Mix suministro	3,50	3,74

Tabla 7.7 Costo de producción de hidrógeno verde (LCOH) en USD/kg H₂

(Fuente: Elaboración propia).

De la **Tabla 7.7** se desprende que la venta de oxígeno obtenido como subproducto del proceso de electrólisis disminuye en 0,23 USD/ kg H₂ el valor del LCOH, lo que equivale a

una reducción aproximada del 6%. Para los siguientes análisis se usa el costo nivelado de hidrógeno que **no considera la venta de O₂**.

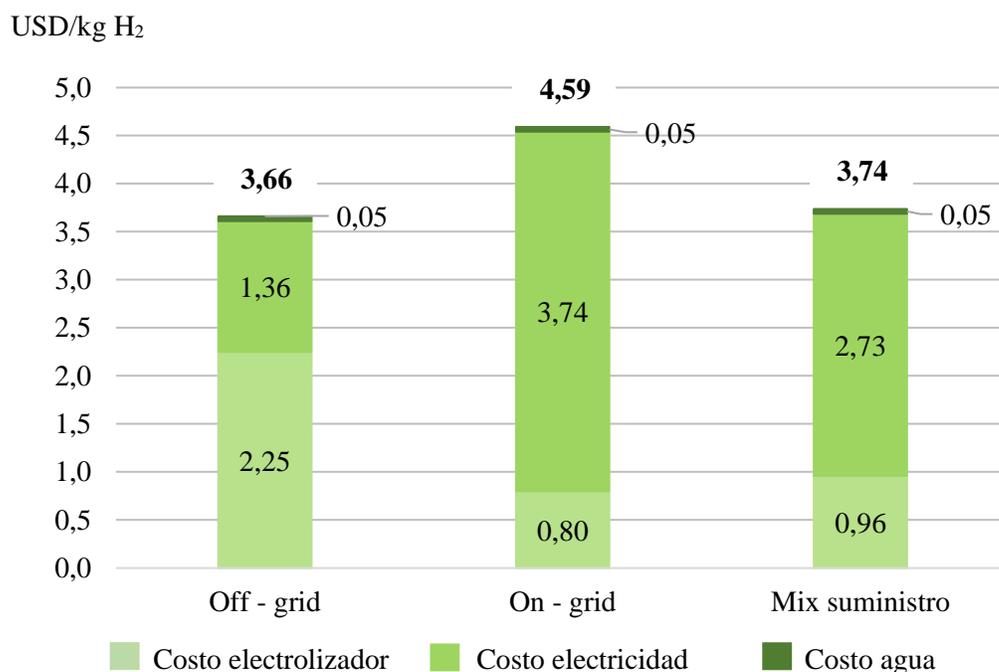


Gráfico 7.1 Detalle del LCOH en USD/kg H₂ para las tres opciones analizadas, sin considerar la venta de O₂
(Fuente: Elaboración propia).

Tal como se aprecia, el LCOH más bajo se obtiene en la opción off – grid, en donde el electrolizador opera con electricidad proveniente 100% de una planta fotovoltaica in situ, por lo que la generación de hidrógeno verde está prácticamente garantizada, sin embargo, la problemática que se presenta en el escenario actual es el alto requerimiento de la capacidad del electrolizador para cubrir la demanda de toneladas de H₂ estimada al 2022, ya que al estar desconectado de la red, sólo puede operar con un factor de planta del 32%. Es así que el 61% del costo de la producción de hidrógeno se debe al electrolizador y por su parte, los costos de electricidad representan un 37% del LCOH.

La opción on – grid arroja el LCOH más alto, en donde la electricidad abarca el 81% del costo de producción de hidrógeno. En el caso del mix de suministro, como era de esperar se logra un LCOH cuyo valor está entre los escenarios off y on – grid y se obtiene que el 73% del LCOH se debe al costo de la electricidad.

Dado que el aumento del factor de planta en las dos últimas opciones produce la disminución del tamaño del electrolizador requerido para producir las 4.800 toneladas de H₂ demandadas para el 2022, el costo del electrolizador cae notoriamente en comparación al escenario off – grid. Sin embargo, el valor de la electricidad es mucho mayor en ambos casos en comparación al off – grid, debido que la conexión a la red trae consigo costos de potencia, transmisión y distribución.

En cuanto al agua requerida para el proceso de electrólisis, efectivamente posee una influencia mínima en el costo de producción de hidrógeno. Alrededor del 1% del LCOH se atribuye al agua.

Para contextualizar el resultado obtenido, el LCOH igual a 3,66 USD/kg H₂ calculado en el caso off – grid, se encuentra dentro del rango de valores determinados en los diferentes estudios consultados.

Estudio	LCOH solar (USD/kg H ₂)
GIZ 2018	5,80
In - data 2019	3,90
Este estudio	3,66
Implementa Sur 2019	3,52
Tractebel - Engie 2018	3,03
Julien Armijo IEA 2019	2,16

Tabla 7.8 *Comparación del costo nivelado de hidrógeno verde obtenido en este análisis con los resultados de otros estudios*
(Fuente: Elaboración propia).

7.5.3. Análisis de sensibilidad

Con el fin de determinar los factores más incidentes en el cálculo del costo nivelado de hidrógeno, se sensibilizan algunas variables y se analiza su comportamiento.

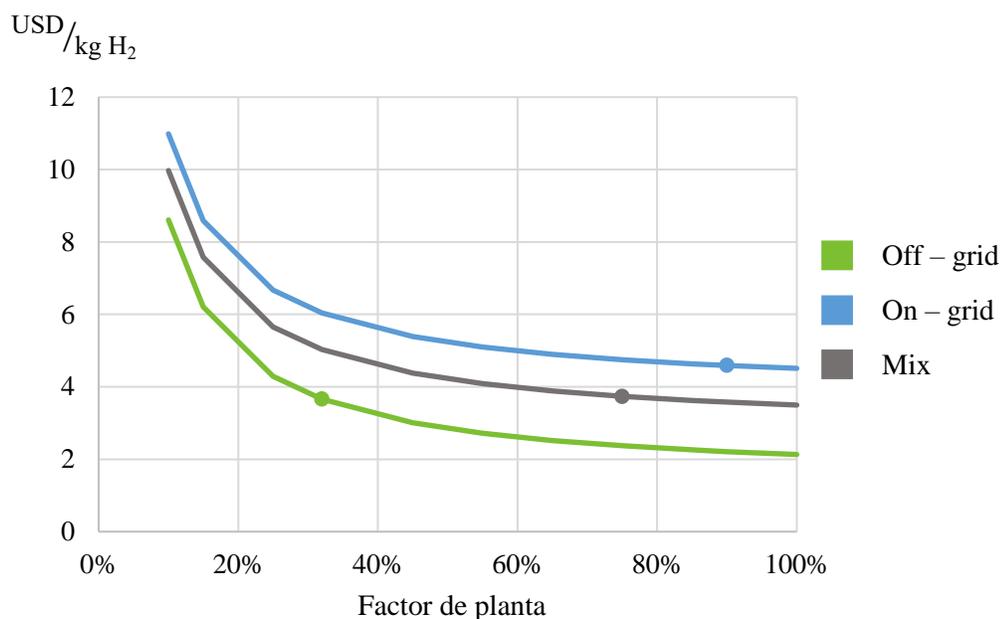


Gráfico 7.2 LCOH en función de la variación del factor de planta del electrolizador
(Fuente: Elaboración propia).

A partir del **Gráfico 7.2** se observa que cuando el factor de planta está bajo el 60% aproximadamente, su variación influye con mayor relevancia en el LCOH. Sin embargo, superior al 60%, el aumento del factor de planta no aporta gran disminución en el LCOH. Por ejemplo, tomando en cuenta el caso Off – grid, si el factor pasa desde el 30% al 60%, el LCOH se reduce en un 30%. Ahora, si el factor pasa del 60% al 90%, el LCOH disminuye su valor sólo en un 15%.

Del **Gráfico 7.3** se desprende que en la opción off – grid, la variación del CAPEX del electrolizador tiene una incidencia mucho mayor que en los casos On – grid y Mix. Esto se

debe a que en el caso off – grid se requiere una potencia muy grande para cumplir con el requisito de demanda de H₂ en el 2022 (el tamaño del electrolizador es alrededor de 2,5 veces el tamaño de los casos On–grid y Mix). De hecho, un CAPEX superior o igual a 900 USD/kW produce que el escenario Mix presente el LCOH más bajo entre las tres opciones estudiadas.

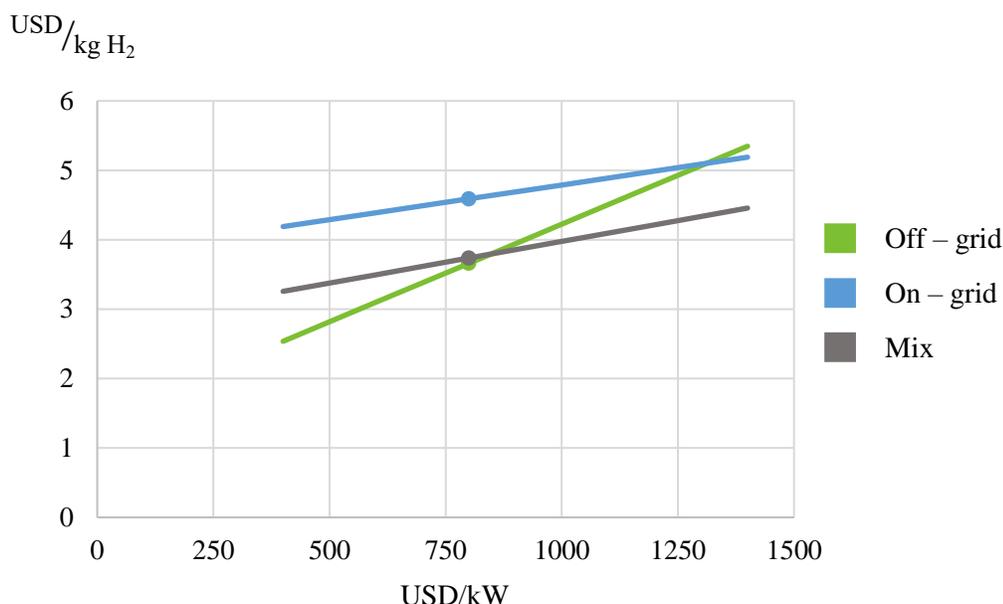


Gráfico 7.3 LCOH en función de la variación del CAPEX del electrolizador

(Fuente: Elaboración propia).

Con el **Gráfico 7.4**, se comprueba que la eficiencia del proceso de electrólisis incide de manera importante en el LCOH, ya que influye también en el costo total de la electricidad asociado a la producción de hidrógeno. Actualmente, se necesitan 50 kWh para generar 1 kilo de hidrógeno, equivalente a un 67% de eficiencia, que permite que el caso off – grid arroje un LCOH igual a 3,66 USD/kg H₂. Para lograr ese mismo valor en la opción on – grid se requeriría una eficiencia cercana al 84%, esto debido a que al estar conectado a la red se incurre en costos más altos de electricidad lo cual debería compensarse con una disminución en la demanda energética para el proceso de electrólisis (un 84% de eficiencia se traduce en que se necesitarían 40 kWh para producir 1 kilogramo de H₂).

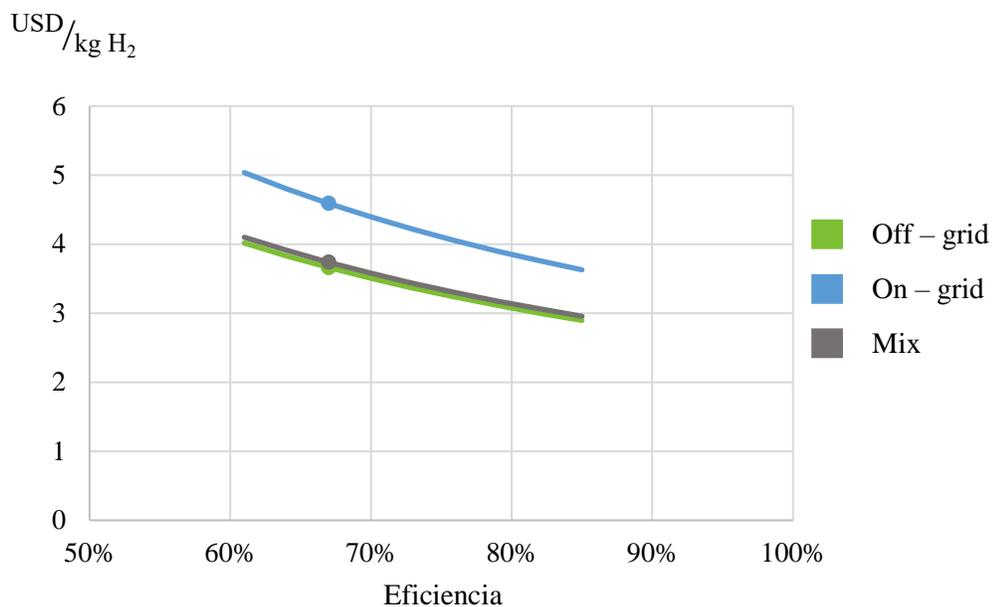


Gráfico 7.4 LCOH en función de la variación de la eficiencia del proceso de electrolisis.

(Fuente: Elaboración propia).

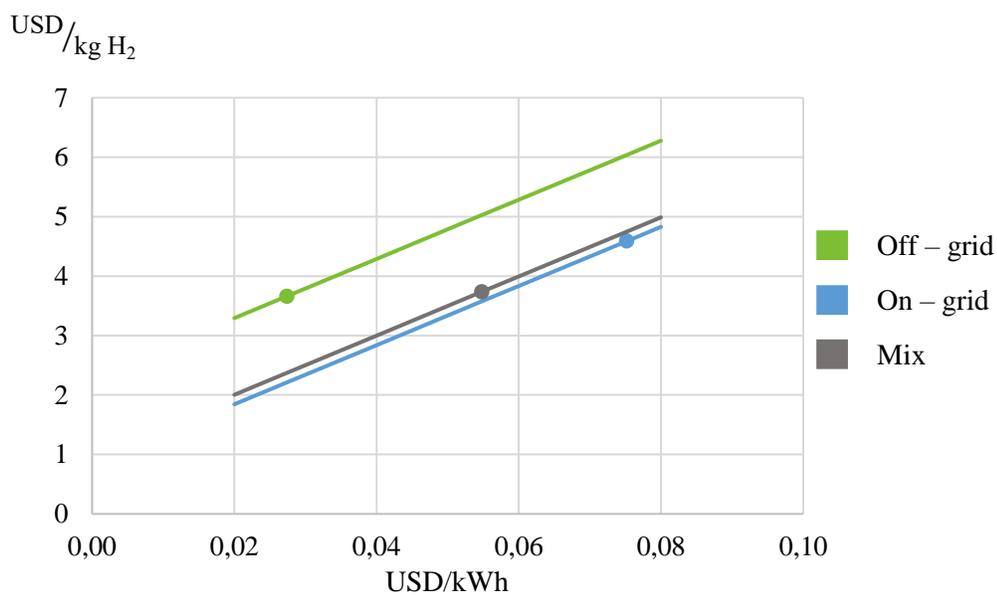


Gráfico 7.5 LCOH en función de la variación del precio de la electricidad.

(Fuente: Elaboración propia).

Por último, el **gráfico 7.5** muestra el comportamiento del LCOH ante la variación del costo de la electricidad y se concluye que de todos los factores analizados, éste es el más influyente en el costo nivelado de hidrógeno.

7.5.4. Competitividad del LCOH calculado

Para comparar el LCOH obtenido con el precio actual del diésel se calcula un precio de éste energéticamente equivalente al del costo de producción de H₂.

A partir del poder calorífico del hidrógeno y del diésel, 33,33 kWh/kg y 10,30 kWh/litro respectivamente, se determina que la energía contenida en 1 kilogramo de H₂ equivale a 3,2 veces la energía contenida de 1 litro de diésel. Así mismo:

$$\text{USD}_{\text{Kg H}_2} = 3,2 \cdot \text{USD}_{\text{lt diésel}} \quad (7.4)$$

Con datos proporcionados por la CNE, se estudian los precios del diésel en la región de Antofagasta, actualizados en octubre de 2020. Usando la **expresión 7.4** se determina el rango de precios equivalentes energéticamente en que se movería el diésel. El LCOH para ser competitivo, debería estar dentro de dicho rango.

Precio	USD/litro	USD/kg H ₂
Mínimo	0,62	2,00
Promedio	0,65	2,10
Máximo	0,66	2,14

Tabla 7.9 Precios del diésel en USD/litro y su equivalente en USD/kg H₂

(Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de la CNE).

Tal como se observa, el rango en que debe moverse el costo nivelado de hidrógeno es entre 2,0 y 2,14 USD/kg H₂. Según el resultado obtenido anteriormente en este análisis, la opción off – grid sin considerar la venta de oxígeno alcanza un LCOH de 3,66 USD/kg H₂, por lo que se concluye que actualmente este valor no es competitivo con el diésel.

Si se realiza un vistazo al escenario futuro, teniendo en cuenta que para el 2030 existen proyecciones del LCOE de una planta FV (**Figura 7.3**), de la eficiencia de la electrólisis, del CAPEX del electrolizador, entre otros, es posible calcular el LCOH off – grid para el 2030.

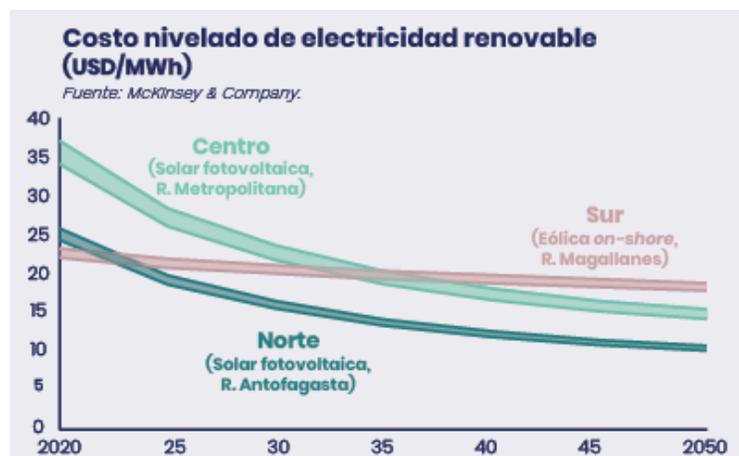


Figura 7.3 Proyección del costo nivelado de electricidad renovable
(Fuente: Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde, 2020).

Es importante destacar que para el “vistazo” al comportamiento futuro del LCOH se utiliza la proyección realizada en este estudio de la demanda de hidrógeno estimada al 2030 para su uso como combustible en los CAEX de Mina Rajo. A continuación se muestran las variables usadas y el resultado del LCOH.

Parámetro	Off - grid
Demanda H ₂ estimada al 2030 (ton)	51.476
Capacidad instalada del electrolizador (kW)	646.384
CAPEX electrolizador (USD/kW)	600
OPEX (% del CAPEX)	1,6%
Factor de recuperación de capital	0,1424
Factor de planta electrolizador	40%
Eficiencia electrolizador	76%
Horas en un año	8.760
Capacidad producción electrolizador (kg H ₂ /h)	14.739
Agua requerida (litro/kg H ₂)	8,90
Precio del agua (USD/litro)	0,0055
Electricidad requerida (kWh/kg H ₂)	44
Precio electricidad (USD/kWh)	0,019

Tabla 7.10 Valores usados para el cálculo del LCOH en el 2030 para la opción off – grid
(Fuente: Elaboración propia).

En base a lo anterior se obtiene que el **costo nivelado de hidrógeno calculado para el 2030 alcanza 2,07 USD/kg H₂**, valor que representa una caída del 43% con respecto al LCOH determinado en el 2022 (3,66 USD/kg H₂).

El LCOH del 2030 está dentro del rango para ser competitivo con respecto al diésel, considerando además que éste irá aumentando su precio según la proyección mostrada en la **Figura 7.4**. De hecho, el costo de producción de H₂ en el 2030 incluso sería menor que el precio del diésel, tal como lo detalla la **Tabla 7.11**, en donde según la conversión a un precio equivalente energéticamente al hidrógeno, el precio del diésel rondará los 2,62 USD/kg H₂.

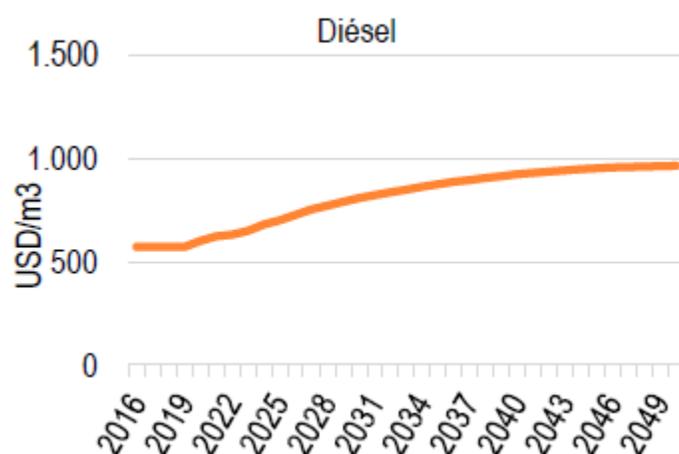


Figura 7.4 Proyección del precio del diésel hasta el 2050

(Fuente: NDC y Plan de Carbono Neutralidad, Ministerio de Energía 2020).

Año	USD/litro	USD/kg H ₂
2030	0,81	2,62
2040	0,92	2,99
2050	0,97	3,13

Tabla 7.11 Proyección del precio del diésel en USD/litro y su equivalente en USD/kg H₂

(Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de la Propuesta de Mitigación de la NDC Chilena).

Por otro lado, en cuanto al costo de producción de hidrógeno gris, éste actualmente bordea los 2 USD/kg H₂ (**Figura 7.5**), por lo tanto el LCOH de hidrógeno verde determinado para el 2022 tampoco es competitivo con el H₂ gris, sin embargo el LCOH estimado para el 2030 del escenario off – grid (planta FV) sí resulta ser competitivo.

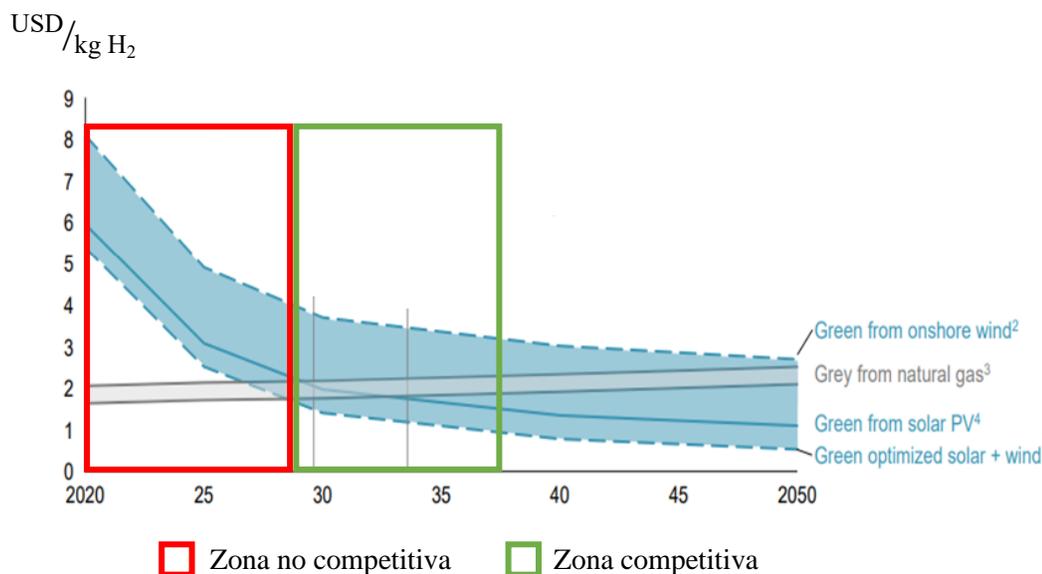


Figura 7.5 Evolución de la competitividad del H₂ verde con respecto al gris
(Fuente: Asociación Chilena de Hidrógeno, Tour Cavendish 2020).

Finalmente, en comparación a lo expuesto en la Estrategia Nacional de H₂ verde (**Figura 7.6**), el LCOH calculado en este análisis es superior y se deduce que la razón de esto podría ser la economía de escala del potencial de producción considerado en la Estrategia con 160 Mton al año, a diferencia del presente estudio, en donde se estima una demanda de hidrógeno verde aplicada sólo a camiones de alto tonelaje en Mina Rajo, igual a 51 kton al 2030. Como se mencionó anteriormente, para el 2030, el LCOH calculado es 2,07 USD/kg H₂, que es un 48% mayor al que muestra en la **Figura 7.6** para la zona norte (1,4 USD/kg H₂).

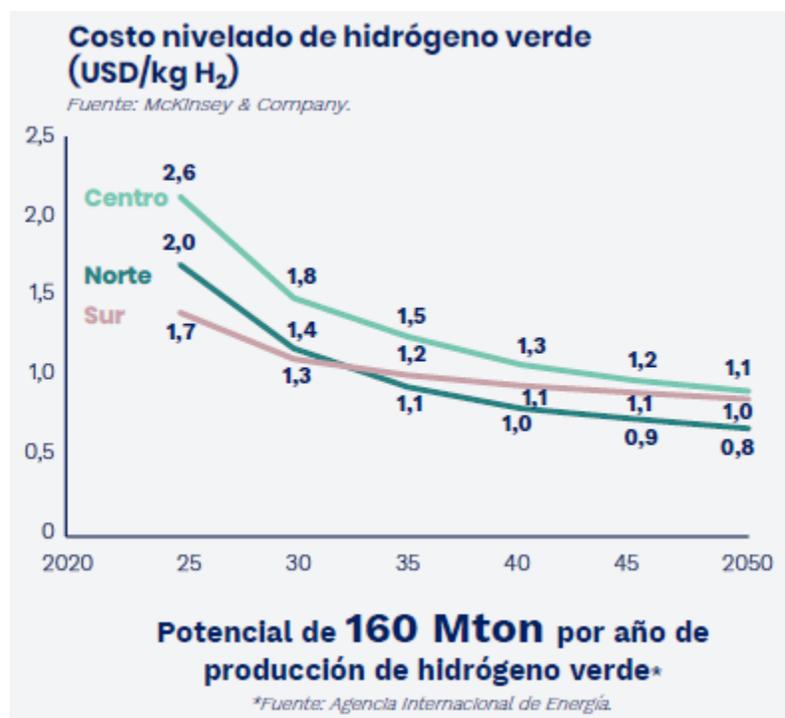


Figura 7.6 Proyección del costo nivelado de hidrógeno verde en Chile
(Fuente: Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde, 2020).

7.6. Otros costos asociados al uso de H₂ como combustible

Los diversos estudios consultados concuerdan que tanto el almacenamiento de hidrógeno como el reacondicionamiento de los motores de combustión, necesitan un estudio técnico profundo para determinar los costos asociados. Sin embargo, Implementa Sur presenta estimaciones generales enfocadas en un proyecto de combustión dual para camiones mineros.

ítem	2020	2030
Almacenamiento	0,86	0,53
Distribución	0,49	0,30

Tabla 7.12 Costos de Almacenamiento (incluye la Compresión) y Distribución de hidrógeno en USD/kg H₂ para los CAEX de minería

(Fuente: Implementa Sur, 2020).

En cuanto a la adaptación de los motores para su funcionamiento dual, no existe mayor información disponible ni referencias de costos. Sin embargo, según una entrevista de Komatsu, un CAEX tiene un valor alrededor de 4 millones de dólares y la reparación de alguno de sus componentes puede costar hasta 250 mil dólares, por lo que se asume que el costo del reacondicionamiento del motor podría acercarse a esta última cifra.

7.7. Bonos de carbono como complemento de financiamiento

Debido a que el hidrógeno verde se considera cero emisiones al ser producido con energía renovable, los bonos de carbono (certificados que confirman una reducción de emisiones) se posicionan como buena alternativa temprana para el financiamiento ya sea en proyectos de pilotaje o en la puesta en marcha de camiones con tecnología dual. Esta medida funcionaría como incentivo para que diferentes empresas se interesen en invertir, contribuyendo a la mitigación del cambio climático a través de la reducción de gases de efecto invernadero.

En el mercado nacional, según la Bolsa del Clima de Santiago, estos créditos actualmente se transan a un valor entre 4 y 5 dólares por tonelada de CO₂ eq. reducida, uno de los precios más baratos del mundo.

A nivel global, el valor varía entre 1 y 123 USD/ton CO₂ eq, conforme lo señalado en Global Carbon Accounts 2020 del Instituto para la Economía del Clima (I4CE), tal como se muestra en la **Figura 7.7**. Así, el promedio en el mercado internacional alcanza los 21,4 dólares por tonelada de CO₂ eq que no se emite.

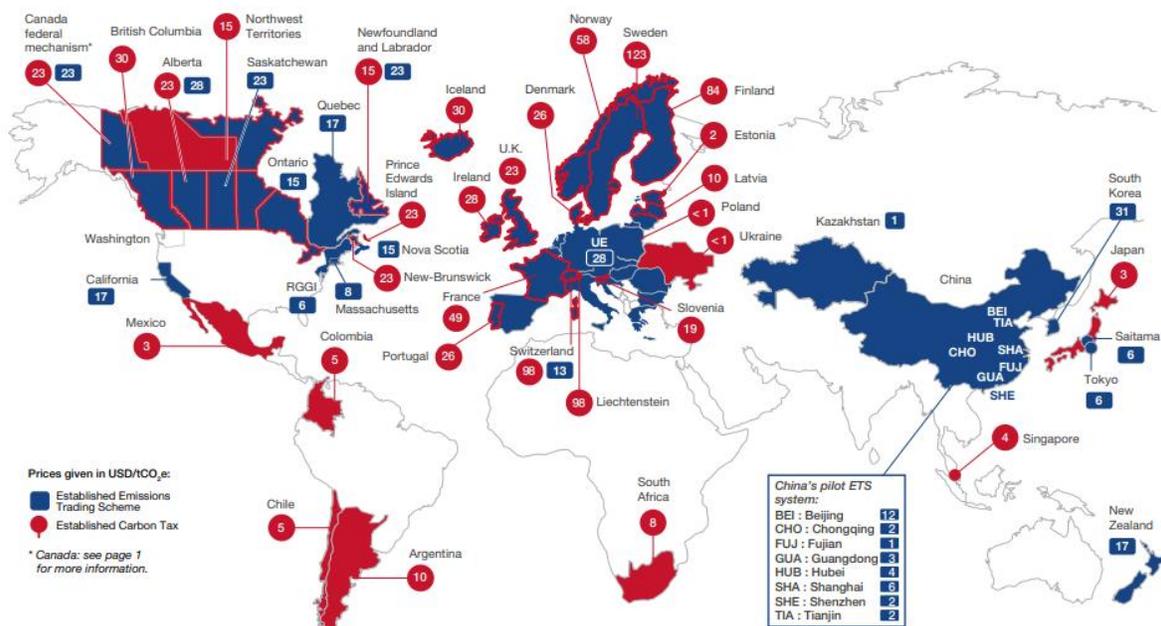


Figura 7.7 Mapa de precios del carbono en USD/ton CO₂ eq. a nivel mundial en 2020.
(Fuente: Instituto para la economía del clima, 2020).

Tal como se mencionó en el **capítulo 6** referente a la reducción de GEI, el factor de emisión atribuido al diésel es 2,76 kg CO₂ eq./litro (equivalente a 0,2676 kg CO₂ eq./kWh). La **Tabla 7.13** muestra el consumo de dicho combustible y las correspondientes emisiones anuales, tanto para un CAEX tradicional como para uno con tecnología dual, cuya demanda energética de su motor es cubierta en un 40% por diésel y en un 60% por hidrógeno verde.

CAEX	Motor tradicional	Motor dual
Consumo de diésel (litros/año)	1.204.500	481.800
Emisiones de CO ₂ eq. (kg/año)	3.320.371	1.328.148

Tabla 7.13 Comparación del consumo de diésel y las emisiones de GEI entre un CAEX tradicional y uno dual
(Fuente: Elaboración propia).

Considerando lo anterior, el ahorro anual de emisiones atribuido a un CAEX corresponde a 1.992 toneladas de CO₂ equivalente. Entonces, para financiar parte del desarrollo de un prototipo de CAEX mediante bonos de carbono, se obtendrían 9.961 dólares si se transan en

el mercado nacional y en el caso del mercado internacional esta cifra aumentaría a 42.634 dólares (usando el promedio mundial del precio del bono de carbono).

Además, según la proyección de la participación del hidrógeno verde como combustible en Mina Rajo, desde el inicio se logran importantes reducciones de GEI, por lo que resultaría atractivo y factible contar con estos créditos de carbono durante los primeros años de ejecución del proyecto, así como se muestra la **Tabla 7.14**.

Año	Ahorro emisiones CO ₂ eq. (ton)	Valor total alcanzado en mercado nacional (USD)	Valor total alcanzado en mercado internacional (USD)
2022	42.866	214.330	917.332
2023	92.015	460.077	1.969.128
2024	149.682	748.410	3.203.196
2025	211.396	1.056.979	4.523.869
2026	276.305	1.381.523	5.912.920
2027	343.879	1.719.395	7.359.012
2028	413.754	2.068.768	8.854.329

Tabla 7.14 *Financiamiento que puede obtenerse para los primeros años de la propuesta al usar bonos de carbono*

(Fuente: Elaboración propia).

Con el LCOH obtenido en el escenario off-grid igual a **3,66 USD/kg H₂** y la demanda de hidrógeno proyectada en el **capítulo 5**, se presenta el costo total de producción.

Año	Demanda hidrógeno (kg)	Costo producción (USD)
2022	4.805.443	17.587.923
2023	10.315.311	37.754.039
2024	16.779.996	61.414.784
2025	23.698.362	86.736.005
2026	30.974.931	113.368.247
2027	38.550.307	141.094.124
2028	46.383.550	169.763.795

Tabla 7.15 *Costo total de producción de H₂ según la demanda proyectada en Mina Rajo*

(Fuente: Elaboración propia).

A partir de los resultados de las **Tablas 7.14** y **Tabla 7.15**, se determina que la venta de los bonos de carbono en el mercado nacional y en el internacional, abarcarían respectivamente el 1% y el 5% del costo total de producción de hidrógeno (dichos porcentajes son los mismos cada año, porque el ahorro de emisiones de la **Tabla 7.14** y la demanda de hidrógeno de la **Tabla 7.15** guardan una relación de proporcionalidad). Se concluye que el nivel de financiamiento ofrecido por los bonos de carbono no tiene gran relevancia, sobre todo considerando que para verificar la efectiva reducción de GEI se debe pagar a un externo para que aplique una metodología reconocida, lo cual puede costar entre 100 – 150 mil dólares según estima la Bolsa del Clima de Santiago.

En cuanto a la validación de la reducción de gases de efecto invernadero, la Bolsa del Clima de Santiago cuenta con una certificación llamada SCX CO₂ Neutral que permite mostrar que una organización está trabajando en acciones concretas para la reducción de GEI ya sea de manera directa o invirtiendo en algún proyecto de terceros. Para medir utiliza metodologías reconocidas mundialmente (GHG Protocol, PAS 2050) y participa en un registro internacional que otorga la trazabilidad del proceso y evita la duplicidad en el conteo de disminución de CO₂.

8. LÍNEAS DE ACCIÓN Y RECOMENDACIONES

Se identifican 5 líneas de acción a seguir frente a las brechas que surgen al analizar la cadena de valor del hidrógeno.

8.1. Promover proyectos piloto

El pilotaje es una de las acciones clave para impulsar y potenciar la propuesta, ya que a través de esto es posible demostrar su factibilidad técnica y económica. Los proyectos piloto deberían abarcar desde la producción de hidrógeno a partir de energías renovables (para tener un acercamiento concreto al proceso de electrólisis a escala industrial) hasta la adaptación del motor del CAEX, siendo esto último lo más relevante, ya que a la fecha aún no se ha lanzado algún prototipo relacionado al reacondicionamiento para operar con motores duales, por lo que no se tiene claridad sobre cuáles son los requerimientos y limitantes de llevar a cabo el desarrollo de sistemas de combustión dual diésel – hidrógeno.

Lo anterior trae consigo el fomentar la implementación de programas de investigación que aporten a evidenciar la viabilidad de usar hidrógeno como combustible en camiones mineros. Tal como lo propuso CORFO mediante los consorcios en el marco del desarrollo sustentable de la minería, la finalidad es reunir a distintos actores, tanto públicos como privados, que trabajen en conjunto para exponer los beneficios de la tecnología, incentivando así a que diversas empresas y universidades se interesen en participar explorando toda la cadena de valor del hidrógeno y en desarrollar soluciones para poner en marcha los proyectos de prototipos, los cuales en primera instancia, podrían ser financiados con los bonos de carbono mencionados en el capítulo anterior.

8.2. Establecer normativas del hidrógeno

Se debe trabajar en una normativa que regule y reconozca el uso de hidrógeno como combustible y que además garantice la seguridad de éste en los procesos de producción, almacenamiento, distribución y carga. Se deben diseñar protocolos estandarizados que fijen la calidad y los requisitos mínimos de seguridad tanto para las instalaciones como para las operaciones.

Se propone estudiar las acciones regulatorias de los países en donde el mercado de hidrógeno está en desarrollo e identificar las brechas de Chile en comparación a la normativa internacional existente. Junto a esto, para habilitar el uso de hidrógeno en las faenas mineras, se deben crear normas de hidrógeno, códigos de práctica y protocolos de emergencia que sigan los lineamientos de los altos estándares de seguridad que hay en las operaciones mineras.

Considerando esto último, para el desarrollo efectivo de un marco regulatorio robusto y coherente, es necesario un trabajo en conjunto y coordinado entre los ministerios de Minería, de Energía, de Medio Ambiente y de Salud. Se debe evaluar además, el impacto del dicho marco regulatorio en los reglamentos nacionales vigentes actualmente.

8.3. Potenciar y desarrollar el capital humano

Es necesario poner énfasis en el desarrollo del capital humano capacitado en materia de hidrógeno a lo largo de toda su cadena de valor. Para esto, primero se debe reconocer cuál es el capital humano que se requiere y a partir de esto, establecer las bases para una formación de calidad, adecuada y suficiente.

Así, a través de programas de formación tanto técnica como profesional puede fomentarse la investigación avanzada y la participación en la ejecución de prototipos o proyectos con el objetivo de asegurar una fuerza laboral futura que pueda desempeñarse en cualquier área de la producción y uso de hidrógeno como combustible.

8.4. Evaluar el impacto ambiental

Debido a algunas características que presenta el hidrógeno, tales como amplios límites de inflamación, llama poco visible y de gran velocidad, se considera que el proyecto requiere someterse al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) según la ley 19.300 sobre las Bases Generales del Medio Ambiente. Dicha ley menciona 6 efectos, que, si el proyecto genera, debe presentarse al SEIA con un Estudio de Impacto Ambiental (EIA). En caso de que el proyecto no presente alguno de esos efectos, sólo se realiza una Declaración de Impacto Ambiental (DIA).

Se determina que la propuesta de producir hidrógeno verde para usarlo como combustible en camiones de extracción en minería no significa riesgos para la salud de la población y tampoco alteraciones ni daños al ecosistema, por lo tanto, se espera que el proyecto se presente al SEIA sólo con una Declaración de Impacto Ambiental.

8.5. Implementar una certificación de hidrógeno verde

Se debe establecer algún mecanismo o instrumento que permita certificar la producción de hidrógeno verde, ya que esto permite garantizar que se genera a partir de fuentes renovables, mediante un proceso que no emite gases de efecto invernadero y además, funciona como un incentivo para que diferentes empresas y organismos se interesen en participar en el desarrollo de la tecnología del hidrógeno a lo largo de su cadena de vida.

Se propone que la implementación de dicho mecanismo de certificación incluya asesorías y planes de capacitación en las temáticas asociadas al uso de hidrógeno, en donde el gobierno debería ser un actor clave para fomentar las alianzas público – privadas que promuevan y potencien el mercado de hidrógeno en Chile.

9. CONCLUSIONES

El hidrógeno verde se presenta como una solución viable para la mitigación de la crisis climática, ayudando a reducir las emisiones de gases contaminantes y aportando a la descarbonización de la matriz energética. En concreto, el usar hidrógeno como combustible reemplazando al diésel permite además disminuir la alta dependencia que tiene Chile de los combustibles fósiles, los cuales deben ser importados para lograr cubrir la demanda energética del país.

La minería, una de las actividades más importantes de Chile, ofrece una gran oportunidad para explotar y desarrollar la tecnología del hidrógeno, ya que la actual demanda energética correspondiente al diésel es muy alta, debido principalmente a las actividades de extracción y carguío de cobre en Mina Rajo, en donde se usan camiones de gran tonelaje conocidos como CAEX. Un camión de extracción, de 2.500 HP de potencia, requiere aproximadamente 3.300 litros de diésel diarios y se estima que a la fecha, existen alrededor de 1.200 CAEX operando en Mina Rajo, por lo tanto los niveles de emisiones de GEI son muy significativos.

Al calcular y proyectar la demanda de hidrógeno en Mina Rajo se considera que las tasas de participación usadas en este análisis son conservadoras en comparación a las expectativas que se tienen tanto en el ámbito nacional como a nivel global, pero aun así, con tales tasas de penetración es posible impulsar una propuesta que se posiciona como una buena acción de mitigación, otorgándole al hidrógeno un rol fundamental en su aplicación a motores híbridos con la mezcla hidrógeno – diésel. En este punto, una de las ventajas que sobresalen es el alto poder calorífico del hidrógeno con 33,33 kWh/kg H₂, valor que equivale a más de tres veces el poder calorífico del diésel, lo cual permite incrementar la sustitución de combustibles fósiles en la minería y en otros sectores como transporte y agrícola.

En cuanto a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, se determina que el uso de hidrógeno verde para desplazar al diésel permite que la curva de emisiones se suavice y se genera una brecha cada vez mayor entre las emisiones del escenario de referencia (CAEX tradicionales) y las del escenario propuesto (CAEX con motores duales), llegando a que el 2030 se dejan de emitir 459 kton de CO₂ eq. con un 10% de utilización de H₂ y el 2050 esta cifra asciende a 2.583 kton de CO₂ eq. que se dejan de emitir al cubrir en un 37% la demanda energética de Mina Rajo con hidrógeno como combustible.

Cabe señalar que dado que se asume que para la producción de hidrógeno se usa energía proveniente de fuentes renovables, se considera que se tiene un proceso cero emisiones, sin embargo es necesario certificar la metodología con la que se validará la reducción de emisiones lo cual permitirá también facilitar la masificación de los bonos de carbono. Aquí es recomendable que Chile se ajuste a los estándares internacionales que sean ampliamente reconocidos, lo cual facilitaría las transacciones de los bonos en el mercado internacional, con más opciones de venta y una mayor estabilización de los precios.

Al estudiar y analizar la cadena de vida del hidrógeno centralizada en el norte del país, se comprueba que la oportunidad de generar H₂ verde a tan bajo costo es probablemente única en el mundo, esto debido principalmente a que Chile posee los más altos niveles de radiación solar en el mundo y un potencial energético renovable de más de 1.800 GW que equivale a 70 veces la capacidad de generación actual. Es por esto que la abundancia de energías limpias permitirá la diversificación de la matriz energética, la independencia de la importación de combustibles fósiles, la descarbonización de los sectores y así también la llegada de una imponente industria local de producción de hidrógeno, que en el mediano al largo plazo, podrá ser exportado.

Para la electrólisis, proceso por el cual se obtendrá el hidrógeno de manera limpia se requiere agua y electricidad. En cuanto al agua, es claro que dada la escasez hídrica, se apuesta por usar agua de mar desalada. En este contexto, las mineras tienen un punto a favor debido a que la mayoría de ellas ya cuenta con plantas de desalinización porque usan este tipo de agua para diversos procesos. Otro aspecto positivo es que los requerimientos de agua son mínimos, de hecho, con respecto a la capacidad de producción existente de las plantas desaladoras de minería, la cantidad de agua destinada a la producción de hidrógeno en el 2022 representa el 0,03%.

En relación a la electricidad, tal como se mencionó anteriormente, el potencial de energías renovables permitirá que se use energía solar y/o eólica para la producción de hidrógeno verde. En este estudio se consideró una opción off grid sólo con energía solar, puesto que a la fecha, la capacidad instalada a nivel nacional es mayor que la de energía eólica y además, el costo promedio de la solar (31 USD/MWh) es un 53% más barata que el costo promedio de la eólica (59 USD/MWh) según el Ministerio de Energía en el 2020. También se analizaron las opciones on – grid y mix, conectándose a la red pero asumiendo que el acuerdo de compra de energía establece que la electricidad proviene de fuentes renovables.

Aun cuando actualmente la electrólisis representa aproximadamente un 5% de la generación total de hidrógeno a nivel mundial (ya que principalmente se usa gas natural para obtenerlo) a la fecha ya existen varios estudios que aseguran que la electrólisis es un medio efectivo y que hay diferentes tipos de electrolizadores, algunos con tecnologías más modernas y eficientes que admiten las potencias requeridas para grandes demandas de hidrógeno. Además, está garantizada la disminución proyectada de los costos tanto de las

energías renovables como de los electrolizadores, lo que facilitará una economía del hidrógeno sustentable y competitiva, impulsando así un mercado global de este elemento y sus derivados, tales como el amoníaco, usado en la industria química y de fertilizantes.

En cuanto al costo nivelado de hidrógeno (LCOH) para el 2022, de las tres opciones evaluadas el valor más bajo corresponde al escenario off – grid, debido a que el costo nivelado de la energía solar es menor. Sin embargo, debido al bajo factor de planta del electrolizador en este escenario, los requerimientos de su capacidad son muy altos para lograr la demanda de hidrógeno estimada en el 2022 en comparación a las opciones on – grid o Mix que proporcionan un aumento significativo del factor de planta, pero los precios energéticos son más altos, ya que se deben incluir los costos propios de la conexión a la red. De aquí se desprende que el desafío para las mineras es optar por el escenario off – grid para conseguir bajas en los costos de la electricidad, pero aumentar el factor de planta, lo cual puede lograrse con una planta híbrida, es decir, solar y eólica operando en conjunto para otorgarle al electrolizador mayor capacidad de producción y garantizar que ésta sea más estable.

En comparación a los precios del diésel o del hidrógeno gris, el LCOH calculado en el 2022 en este análisis no es competitivo, pero el obtenido para el 2030 sí se encuentra dentro del rango de competitividad. Cabe destacar que esto ocurre aun cuando se considera una demanda conservadora de H₂ en Mina Rajo para los motores duales. Por lo que se deduce que si se tomara en cuenta todo el potencial de demanda del hidrógeno para diferentes aplicaciones a nivel nacional, el costo nivelado arrojaría un valor mucho menor, tal como los resultados mostrados en la Estrategia Nacional de H₂ verde, en donde las economías de escala permitirán que el hidrógeno producido a partir de energías renovables sea competitivo antes del 2025.

Para que lo anterior se cumpla, es necesario actuar desde ya en las brechas detectadas a lo largo del presente estudio. En primer lugar, las futuras investigaciones deben poner mayor énfasis a los mecanismos de almacenamiento, distribución y estaciones de carga. Debería apuntarse a una estandarización de estos procesos, en donde se garantice la seguridad en las infraestructuras con condiciones óptimas para el manejo y uso del hidrógeno, protegiendo tanto a los operarios como al medio ambiente.

Así mismo, realizar pruebas y proyectos de pilotaje es fundamental para visibilizar y validar la propuesta, cuyo objetivo además es detectar las condiciones habilitantes así como también los riesgos tecnológicos que puedan surgir, sobre todo en la adaptación de los motores de los camiones mineros, de lo cual no se tiene mayor información al respecto. Junto a esto, se deben reforzar los planes de preparación y capacitación del capital humano requerido a lo largo de toda la cadena de valor del hidrógeno, ya que se necesitarán equipos especialistas para el progreso de este mercado. En este punto el gobierno deberá tener un rol primordial, fomentando la educación, investigación e innovación en relación al hidrógeno.

Finalmente, en línea con lo anterior, también es necesario que todos los actores involucrados, tanto públicos como privados trabajen de manera coordinada con el objetivo de abordar todos los desafíos que implica el desarrollo de la industria del hidrógeno en Chile, partiendo por la implementación de las normativas asociadas al uso del hidrógeno como combustible y de un instrumento de certificación de H₂ verde que pueda ser reconocido internacionalmente. Por último, es preciso señalar que todos estos esfuerzos se sugieren con el propósito de acelerar la economía del hidrógeno, puesto que su uso verdaderamente representa una solución factible para aportar a la carbono – neutralidad, reducir las emisiones de GEI y así, hacer frente a los efectos de la crisis climática que debe frenarse cuanto antes.

10. ANEXOS

10.1. Estimación de la demanda de hidrógeno en Mina Rajo

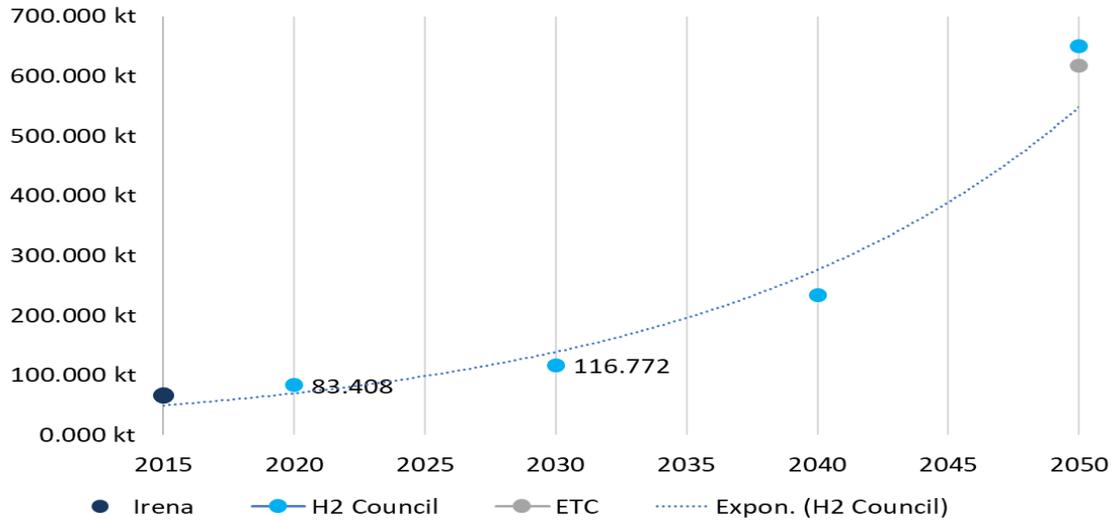


Figura 10.1 Proyección del mercado internacional de hidrógeno

(Fuente: Propuesta Nacional de estrategia para impulsar el mercado en Chile, Comité Solar CORFO y Ministerio de Energía 2019).

Año	Demanda energética (TWh)	Demanda diésel (Millones de litros)	Cantidad CAEX
2020	14,38	1.396	1.158
2021	14,69	1.426	1.183
2022	16,02	1.555	1.290
2023	17,62	1.711	1.420
2024	18,60	1.805	1.498
2025	16,71	1.622	1.346
2026	16,22	1.575	1.307
2027	16,69	1.621	1.345
2028	16,86	1.637	1.359
2029	17,01	1.651	1.370
2030	17,16	1.666	1.382
2031	17,28	1.677	1.392
2032	17,64	1.713	1.422
2033	18,12	1.759	1.460
2034	18,59	1.805	1.498
2035	19,07	1.851	1.536
2036	19,55	1.898	1.575
2037	20,03	1.945	1.614
2038	20,52	1.992	1.654
2039	21,02	2.041	1.694
2040	21,53	2.090	1.735
2041	22,13	2.148	1.783
2042	22,55	2.190	1.817
2043	22,98	2.231	1.852
2044	23,43	2.274	1.888
2045	24,00	2.330	1.934
2046	24,55	2.383	1.978
2047	24,92	2.420	2.008
2048	25,31	2.457	2.040
2049	25,71	2.496	2.072
2050	26,09	2.533	2.102

Tabla 10.1 *Proyección de la demanda de diésel para el periodo 2022 – 2050 para CAEX en Mina Rajo*

(Fuente: Elaboración propia).

Año	Demanda H ₂ (ton)	Energía aportada (TWh)	Participación H ₂
2022	4.490	0,15	0,9%
2023	10.315	0,34	2,0%
2024	16.780	0,56	3,0%
2025	23.698	0,79	4,7%
2026	30.975	1,03	6,4%
2027	38.550	1,28	7,7%
2028	46.384	1,55	9,2%
2029	54.445	1,81	10,7%
2030	62.710	2,09	12,2%
2031	71.162	2,37	13,7%
2032	79.784	2,66	15,1%
2033	88.565	2,95	16,3%
2034	97.494	3,25	17,5%
2035	106.561	3,55	18,6%
2036	115.759	3,86	19,7%
2037	125.081	4,17	20,8%
2038	134.519	4,48	21,8%
2039	144.070	4,80	22,8%
2040	153.727	5,12	23,8%
2041	163.487	5,45	24,6%
2042	173.344	5,78	25,6%
2043	183.296	6,11	26,6%
2044	193.339	6,44	27,5%
2045	203.470	6,78	28,3%
2046	213.685	7,12	29,0%
2047	223.983	7,47	30,0%
2048	234.360	7,81	30,9%
2049	244.814	8,16	31,7%
2050	255.343	8,51	32,6%

Tabla 10.2 *Proyección de la demanda de hidrógeno (ton) para cubrir la demanda energética según su tasa de participación en CAEX de Mina Rajo para el periodo 2022-2050*

(Fuente: Elaboración propia).

10.2. Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero

Año	Escenario de referencia	
	Emisiones CO ₂ eq (kton)	Emisiones acumuladas CO ₂ eq (kton)
2022	4.287	4.287
2023	4.717	9.003
2024	4.977	13.980
2025	4.471	18.451
2026	4.342	22.793
2027	4.467	27.260
2028	4.513	31.774
2029	4.551	36.325
2030	4.592	40.917
2031	4.624	45.540
2032	4.722	50.263
2033	4.849	55.111
2034	4.975	60.086
2035	5.103	65.189
2036	5.233	70.422
2037	5.361	75.783
2038	5.492	81.275
2039	5.626	86.901
2040	5.761	92.662
2041	5.923	98.584
2042	6.036	104.620
2043	6.150	110.770
2044	6.269	117.039
2045	6.424	123.463
2046	6.570	130.033
2047	6.670	136.703
2048	6.774	143.477
2049	6.881	150.358
2050	6.982	157.340

Tabla 10.3 *Proyección de emisiones de CO₂eq (kton) en el escenario de referencia para el periodo 2022-2050*

(Fuente: Elaboración propia).

Año	Escenario propuesto			
	Emisiones CO ₂ eq (kton)	Emisiones acumuladas (kton)	Ahorro de CO ₂ eq (kton)	Ahorro acumulado (kton)
2022	4.247	4.247	40	40
2023	4.625	8.871	92	132
2024	4.827	13.698	150	282
2025	4.260	17.958	211	493
2026	4.065	22.023	276	769
2027	4.123	26.147	344	1.113
2028	4.100	30.246	414	1.527
2029	4.066	34.312	486	2.013
2030	4.032	38.344	559	2.572
2031	3.989	42.334	635	3.207
2032	4.010	46.344	712	3.919
2033	4.059	50.403	790	4.709
2034	4.105	54.508	870	5.578
2035	4.153	58.660	951	6.529
2036	4.200	62.860	1.033	7.561
2037	4.245	67.105	1.116	8.677
2038	4.292	71.398	1.200	9.877
2039	4.341	75.738	1.285	11.162
2040	4.390	80.128	1.371	12.534
2041	4.464	84.592	1.458	13.992
2042	4.490	89.082	1.546	15.538
2043	4.515	93.596	1.635	17.173
2044	4.545	98.141	1.725	18.898
2045	4.609	102.750	1.815	20.713
2046	4.664	107.414	1.906	22.619
2047	4.672	112.086	1.998	24.617
2048	4.684	116.770	2.091	26.708
2049	4.697	121.467	2.184	28.891
2050	4.704	126.171	2.278	31.169

Tabla 10.4 *Proyección de emisiones de CO₂ eq (kton) y ahorro de CO₂ eq en el escenario propuesto para el periodo 2022-2050*

(Fuente: Elaboración propia).

11. REFERENCIAS

- Alstom. (2018). Obtenido de <https://www.alstom.com/es/press-releases-news/2018/9/estreno-mundial-los-trenes-de-hidrogeno-de-alstom-empiezan-prestar>
- Álvarez, S. (2016). Obtenido de <https://www.diariomotor.com/2016/06/06/noruega-fin-combustion-interna/>
- ARENA. (2019).
- Ávila, M., Calderón, P., & Maureira, C. (2007). *Química*. Santillana.
- Chero, P. Á. (s.f.). *Hidrógeno*. Obtenido de <https://hidrogeno18.wixsite.com/hidrogeno/blank-cjg9>
- Club de Innovación. (2020). Obtenido de <https://clubdeinnovacion.com/cavendish/>
- Comisión Chilena del Cobre. (2015). *Cochilco*. Obtenido de <https://www.cochilco.cl/Listado%20Temtico/Informe%20GEI%202015%20Versi%C3%B3n%20Final%20con%20RPI.pdf>
- Consejo Minero. (2019). Obtenido de <https://consejominero.cl/wp-content/uploads/2019/03/Observaciones-CM-a-proyecto-transporte-de-concentrados-2.pdf>
- Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. (1992). Obtenido de <https://unfccc.int/sites/default/files/convsp.pdf>
- CORFO. (2017). *Desarrollo de sistema de Combustión Dual Hidrógeno-Diésel para camiones de extracción mineros (CAEX)*.
- De Vos, L., Garsoux, P., & Villarroel, G. (2018). *Oportunidades para el desarrollo de la industria de hidrógeno solar en las regiones de Antofagasta y Atacama*. Santiago; Bruselas.
- Fajardo, D. (2018). Obtenido de <https://www.latercera.com/pulso/noticia/los-primeros-pasos-chile-producir-hidrogeno-verde/316607/>
- Fuentes, F., & García, C. (2016). Ciclo económico y minería del cobre en Chile. *Cepal 118*, 166-191.
- Global Carbon Project. (2019). *Global Carbon Budget 2019*. Obtenido de <https://www.globalcarbonproject.org/carbonbudget/>
- Hentzchel, F. (2017). *Programa Tecnológico: Desarrollo de sistema de combustión dual hidrógeno-diésel para camiones de extracción mineros*.
- International Energy Agency. (2015). *Technology Roadmap: Hydrogen and Fuel Cells*.
- International Energy Agency. (2019). *The Future of Hydrogen*.

- International Energy Agency. (2019). *The Future of Hydrogen*.
- IPCC. (2013). *Glosario en Cambio Climático 2013. Contribución del grupo de trabajo I al Quinto Informe de Evaluación del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático*.
- IRENA. (2019). *Renewable Power Generation Costs in 2018, International Renewable Energy Agency*. Abu Dhabi.
- Jiménez, S. (2018).
- Jorquera, C. (2018). Obtenido de <http://www.piensageotermia.com/produccion-de-hidrogeno-en-la-central-geotermica-de-hellisheidi-en-islandia/>
- Ministerio de Energía. (2017a). *Anuario Estadístico de Energía*.
- Ministerio de Energía. (2017b). *Plan de Mitigación de Gases de Efecto Invernadero para el Sector Energía*.
- Ministerio de Energía. (2020). *Cuenta Pública Participativa 2019*.
- Ministerio de Minería. (2019). *Cuenta Pública Participativa 2018*.
- Ministerio de Minería. (2020). *Chile, Líder en metales que facilitan el futuro*. Santiago.
- Ministerio del Medio Ambiente. (2015). *Educación Ambiental para el Cambio Climático*. Obtenido de https://educacion.mma.gob.cl/wp-content/uploads/2015/09/Cuadernillo_Cambio_Climatico.pdf
- Ministerio del Medio Ambiente. (2018). *Tercer Informe Bienal de Actualización De Chile Sobre Cambio Climático*.
- MPM. (2019). *MPM Rental*. Obtenido de <http://mpmrental.cl/rental/>
- Naciones Unidas. (2015). Obtenido de <https://unchronicle.un.org/es/article/la-historia-de-la-energ-sostenible-en-islandia-un-modelo-para-el-mundo>
- Naciones Unidas. (2018). *Objetivos de Desarrollo Sostenible*. Obtenido de <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/climate-change-2/>
- Naciones Unidas. (2019). *Cambio Climático*. Obtenido de <https://www.un.org/es/sections/issues-depth/climate-change/index.html>
- Oficina de Cambio Climático del Ministerio del Medio Ambiente. (2017). *Plan de Acción Nacional de Cambio Climático 2017-2022*. Santiago, Chile.
- Organización Meteorológica Mundial. (2019). *Boletín de la OMM sobre los Gases de Efecto Invernadero*.
- Organización Mundial Meteorológica. (2018). *Declaración de la OMM sobre el estado del clima mundial en 2018*.

- Ortega, C., Vargas, G., Rutllant, J., Jackson, D., & Méndez, C. (2012). Major hydrological regime change along the semiarid western coast of South America during the early Holocene. *Quaternary Research*, 513-527.
- PNUMA. (2019). *Informe sobre la disparidad en las emisiones de 2019. Programa de las Naciones Unidas para el medio ambiente*. Nairobi. Obtenido de <http://www.unenvironment.org/emissionsgap>
- Reporte Minero. (2018). Obtenido de <https://www.reporteminero.cl/noticia/noticias/2018/03/gran-mineria-probara-motores-a-hidrogeno-para-sus-camiones>
- Revista Digital Minería. (2019). *Redimin*. Obtenido de <https://www.redimin.cl/es-el-hidrogeno-el-combustible-del-futuro-de-chile/>
- Revista Energética de Chile. (2018). *Futuro del Hidrógeno como combustible*.
- Rondinelli, R. (2012). Obtenido de <https://www.revistaei.cl/2012/10/01/chile-posee-la-mayor-radiacion-solar-del-planeta/#>
- Ruz, A., & Baeza, T. (2020). *Hidrógeno Verde: Visión de la industria para la elaboración de una estrategia nacional*.
- Stefanelli, E. (s.f.). Obtenido de <https://www.stefanelli.eng.br/es/hidrogeno/>
- Toyota. (2015). Obtenido de <https://www.toyota.es/world-of-toyota/articles-news-events/new-toyota-mirai>
- Unidas, N. (2015). Obtenido de <https://unchronicle.un.org/es/article/la-historia-de-la-energ-sostenible-en-islandia-un-modelo-para-el-mundo>
- Valdivia, P. (2018). Obtenido de <https://noticias.usm.cl/2018/05/16/usm-lidera-programa-tecnologico-internacional-sobre-electromovilidad-mediante-hidrogeno-en-la-industria-minera/>
- Vázquez, R., & Salinas, F. (2018). *Tecnologías del Hidrógeno y Perspectivas para Chile*.
- Viera, M. (s.f.). Obtenido de <http://www.metaproject.cl/es/img/biblioteca/433563-transporte-mineria-subterranea.pdf>
- Vivanco, E. (mayo de 2019). *Biblioteca del Congreso Nacional de Chile*. Obtenido de https://www.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio/10221/27284/1/BCN_Impacto_del_cambio_climatico_2019_EVF.pdf