



Descarbonización e Hidrógeno Verde en la minería chilena: estado del arte y principales desafíos

DEPP 36/2022

Resumen Ejecutivo

El cambio climático es uno de los mayores desafíos que presenta nuestra generación y es necesario comenzar con las acciones de mitigación hoy, ya que a futuro será demasiado tarde. Es por esta razón que el problema se ha estado abordando a nivel internacional a través de la cooperación de las naciones.

A nivel nacional, el Estado de Chile ha trabajado de manera multisectorial coordinando las visiones y esfuerzos entre los distintos actores involucrados. Es así como el Ministerio de Medio Ambiente ha implementado una Estrategia Climática de Largo Plazo, además de haber promulgado la Ley Marco Cambio Climático. Todas estas iniciativas están orientadas a disminuir la emisión de Gases Efecto Invernadero, y desarrollar una economía resiliente y sostenible en el tiempo.

Durante la última década, las energías renovables han comenzado a ganar espacio en la matriz energética nacional y a ser cada vez más relevantes. Es así como desde el año 2010 al 2021, la cantidad de energía renovable generada pasó de 318 GWh a 17.843 GWh, llegando a ocupar 22,5% de la generación. En cuanto a la capacidad instalada, su potencialidad es aún mayor, representando el 32% (9,7 GW) de la capacidad nacional. El aumento de la participación de las energías renovables en la matriz energética nacional repercute principalmente en la disminución del factor de emisiones de GEI, el que ha pasado de 495 kg CO₂ eq/MWh en 2016 a 383 kg CO₂ eq/MWh el 2021, lo que significa una tasa CAGR -6,2%. Las perspectivas es que este número siga disminuyendo debido a los proyectos de futuras generadoras de energía renovable.

Por su parte, la industria minera ha decidido sumarse a la descarbonización por lo que ha comenzado a pactar contratos energéticos (PPA) que sean exclusivamente de energías renovables, lo que estaría haciendo que reduzcan sus emisiones de alcance 2. Actualmente, los PPA de energías renovables representan cerca del 40% del consumo eléctrico de la minería, y se espera que para el 2025 el valor llegue a 64%.

La implementación de la política de hidrógeno verde en Chile en 2020, y los avances tecnológicos y comerciales experimentados en su producción es una oportunidad de apalancamiento para la descarbonización de la minería del cobre, especialmente en aquellos procesos que son difíciles de descarbonizar como es el caso de la movilidad en minería. Sin embargo, la tecnología de producción de hidrógeno verde aún es cara en comparación a métodos tradicionales de producción de hidrógeno. Se estima que los costos de producción de hidrógeno verde superan los USD\$ 2 el Kg de hidrógeno, mientras que el costo de producción de hidrógeno gris, usando el proceso de reformado, es de aproximadamente USD\$ 1 el Kg de hidrógeno. Además, la tecnología de celdas de combustibles y el diseño de tren motriz aplicado en camiones de alto tonelaje aún se encuentra en etapas de pilotaje, desarrollo y/o primeros niveles de comercialización, lo que dificulta la implementación de esta tecnología en el corto plazo. Sin embargo, se estima que durante la primera mitad de la próxima década, el diseño de sistema de propulsión de camiones mineros utilizando baterías y celdas de hidrógeno se encontrará lo suficientemente maduras, que permitirán la transición tecnológica a una flota de camiones sin emisiones GEI.

Contenido

Resumen Ejecutivo	1
Abreviaciones y definiciones.....	3
1. Introducción.....	4
2. Objetivos y alcance del estudio	5
3. Proceso de descarbonización de la minería del cobre en Chile 2010 – 2020.	6
3.1. Evolución en la inclusión de Energías Renovables en la matriz energética.	6
3.2 Casos de uso de Energías Renovables en la minería chilena	9
4. Potencial del Hidrógeno Verde en la transición energética.....	14
4.1 Tecnologías asociadas en la producción de hidrógeno verde.....	17
4.2 Oportunidades de descarbonización usando H2 verde en la minería Chilena.....	19
5. Conclusiones	22
8. Fuentes.....	23

Abreviaciones y definiciones

- AEC Alkaline Exchange Cell
- AEM Anion exchange membrane (Tecnología de electrolizadores)
- CAPEX Capital Expenditures (costo de inversión de capital)
- CCS Carbon Capture and Storage (Tecnología de captura GEI)
- CH₄ Metano
- CNE Comisión Nacional de Energía
- CO₂ Dióxido de carbono
- CSP Concentrated solar power (Tecnología de generación eléctrica)
- DC Corriente continua
- ERNC Energía Renewable No Convencional
- FC Fuel Cell (celda de combustible)
- FV (PV) Fotovoltaico (Photovoltaic)
- GEI Gases Efecto Invernadero
- ICMM International Council on Mining and Metals
- kW Kilowatt
- kWh Kilowatt hora
- LCOE Levelized Cost of Energy (Costo Nivelado de la Energía)
- MM Millones
- Mt Millones de toneladas
- MW Megawatt
- MWh Megawatt hora
- NH₃ Amoníaco
- O₂ Oxígeno
- OPEX Operational Expenditures (costos operacionales)
- PEM Proton Exchange Membrane (Tecnología de electrolizadores)
- PPA Power Purchase Agreement (Contrato de compra venta de electricidad)
- SOFC Solid Oxide Fuel Cell (Tecnología de electrolizadores)

1. Introducción

El cambio climático es uno de los mayores desafíos que presenta nuestra generación. La solución a este problema global debe efectuarse a través de la cooperación entre Estados, corporaciones y la sociedad civil. En este sentido, ya en 2015 durante la COP21, se establece el Acuerdo de París cuyo objetivo es evitar el incremento proyectado de 2°C en la temperatura media global, en comparación con niveles preindustriales, reduciendo la emisión de gases de efecto invernadero; e implementar medidas que en lo posible limiten el aumento de temperatura en solo 1.5°C.

El Estado de Chile, firmante del Acuerdo de París, en 2021 presentó la Estrategia Climática de Largo Plazo, que define los lineamientos generales que seguirá el país de manera transversal e integrada, considerando un horizonte a 30 años para hacer frente a los desafíos que presenta el cambio climático¹. De esta manera, se define una serie de medidas y metas específicas para alcanzar la carbono neutralidad al año 2050, como por ejemplo, que al año 2030 el 80% de la electricidad generada por la matriz provenga de fuentes renovables y la emisión cero de los camiones de transporte de mineral de la gran minería del cobre; al año 2040 cerrar las plantas generadoras de fuentes fósiles, la incorporación de un 20% en la matriz de combustibles, y el 100% de la flota de taxis, camiones y buses con emisión cero de GEI; finalmente para el año 2050 reducir las emisiones GEI del sector industrial y minería en un 70% en relación a las emisiones actuales.

La minería, siendo el sector productivo más importante del país, juega un rol preponderante en la llamada Transición Energética, es decir, cambiar de una matriz energética basada en combustibles fósiles a uno de bajas emisiones con una fuerte componente en renovables. Primero, como industria proveedora de minerales que permitirá la transición una matriz energética reducida en emisiones de GEI a nivel global. Se proyecta que minerales como cobre, litio, cobalto, y el grafito aumentarán su demanda dado que las tecnologías de generación renovable, baterías y autos eléctricos, entre otros, requieren de una mayor cantidad de estos en su fabricación. La provisión de estos minerales se transforma en estratégica, no solo para aquellos Estados y corporaciones que producen las tecnologías de la transición, sino también a los productores de materias primas. Así parece, la industria minera se encuentra más vigente que nunca. En segundo lugar, el sector debe seguir implementando medidas tendientes a la producción limpia, o la llamada minería verde, lo que requiere de su constante adaptación a estándares de sustentabilidad que plantea el siglo XXI. Por ejemplo, a través de mayor demanda de electricidad de fuentes renovables, adopción de nuevas tecnologías que permitan la reducción de emisiones GEI en sus procesos de manera directa, y el eficiente uso del recurso hídrico. Esto la posiciona como un sector de alto potencial para liderar y acelerar el proceso de transición energética en el país.

Por otro lado, en 2019 el Gobierno de Chile presentó la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde, la cual busca posicionar a Chile como uno de los principales productores y exportadores de este combustible al año 2050. Esta Estrategia fue ratificada en el año 2022 manteniendo las metas establecidas y poniendo foco en la creación de mano de obra para el desarrollo de una industria

¹ Gobierno de Chile, Estrategia Climática de Largo Plazo, 2021. (<https://cambioclimatico.mma.gob.cl/estrategia-climatica-de-largo-plazo-2050/descripcion-del-instrumento/>)

local. Considera tres etapas para el desarrollo de la industria nacional de hidrógeno verde: i) La primera oleada serán consumos domésticos de gran escala con demanda establecida.), ii) Etapa II, de acceso a mercados internacionales (2025-2030) y iii) Etapa III, consolidación y escala de producción de hidrógeno verde para abastecer mercados internacionales con hidrógeno verde líquido, amoníaco, y combustibles sintéticos.

La industria minera en Chile durante la última década ha implementado medidas para disminuir su huella de carbono, enfocados principalmente en el aumento la participación de energías renovables en su consumo, así como el aumentar en la eficiencia en sus procesos. En este sentido, la industria juega un rol importante para seguir avanzando en la descarbonización de la economía Chilena. Sin embargo existen procesos en la industria difíciles de minimizar debido a que la tecnología no se encuentra lo suficientemente madura o no son económicamente rentables. En este sentido el proceso de descarbonización de la minería, requiere de la implementación de políticas públicas, incentivos al sector, y la voluntad del sector para seguir avanzando en esta materia.

2. Objetivos y alcance del estudio

El objetivo de este informe es recopilar información acerca de las medidas implementadas por la industria minera en Chile que han permitido la descarbonización del sector eléctrico. Así también, pretende describir las estrategias consideradas en el mediano y largo plazo, que se encuentran desarrollando las compañías mineras más importantes presentes en el país para disminuir su dependencia energética de combustibles fósiles.

3. Proceso de descarbonización de la minería del cobre en Chile 2010 – 2020.

Es un hecho que la matriz de generación eléctrica ha experimentado un proceso de descarbonización acelerado en la última década. La causalidad del cambio en la composición nuestra matriz es variada y multifactorial, y no es el objeto de este informe ahondar en este punto. Pero a nivel general, se pueden mencionar que el alto costo de la electricidad durante la primera mitad de la década 2010, la implementación de políticas que favorecieron la inversión en renovables, la acelerada disminución de costos en la inversión en proyectos fotovoltaicos y el aumento en la disponibilidad de capitales para financiar este tipo de proyectos, son algunas de las razones por las cuales las energías renovables hoy son una parte relevante en la generación eléctrica y capacidad instalada.

3.1. Evolución en la inclusión de Energías Renovables en la matriz energética.

Durante el año 2021, la participación de las energías renovables (ER)² en la generación total de la matriz del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) representó cerca del 22% del total, mientras que la energía hidráulica y térmica³ significó un 20% y 55% respectivamente. Uno de los aspectos relevantes de la fuente de generación actual de la matriz energética es que aproximadamente hacia una década la situación era completamente diferente. Es posible apreciar en la Figura 3.1 que al año 2010 la generación por parte de las ER era prácticamente inexistente considerando el total nacional, sumando solo un total de 318 GWh, siendo que actualmente la generación es de aproximadamente 17.843 GWh, es decir, un aumento aproximado de 5.511% comparado al 2010.

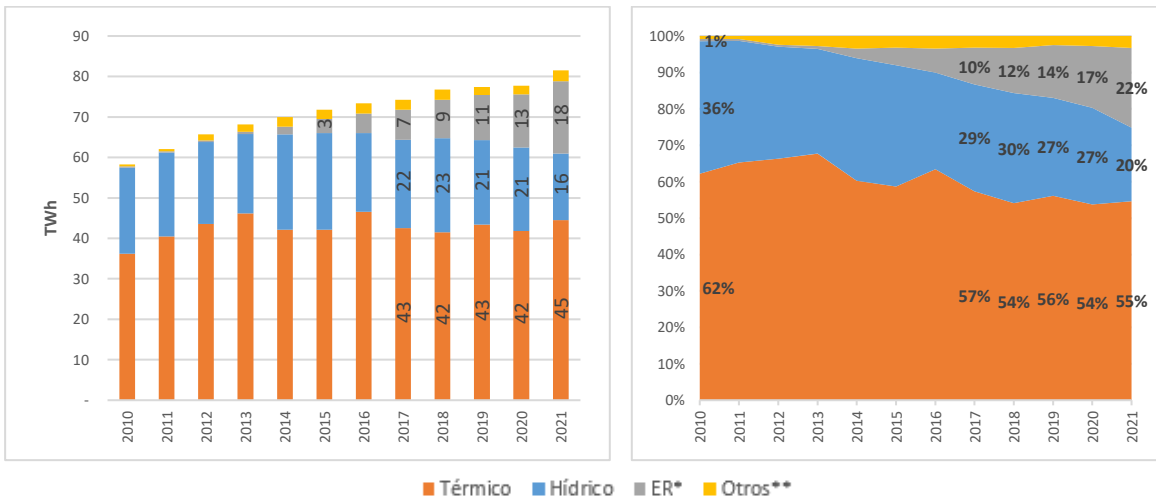
Así, si la generación eléctrica en parques eólicos y fotovoltaicos en el año 2010 solo representaban el 0,5% del total anual, el cual aumenta más de veinte puntos en una década, alcanzado el 22,5% de la generación nacional en 2021.

² Para efecto de este estudio, se consideró como ER solo las de fuente solar y eólica. La energía renovable de otras fuentes, como la hídrica, fueron consideradas como tal.

³ Energía térmica producida a través de combustibles fósiles.

Descarbonización e Hidrógeno Verde en la minería chilena: estado del arte y principales desafíos

Figura 3.1 Generación eléctrica anual según tipo de energía primaria de energía.



*Eólica y solar.
 **Cogeneración, biomasa, termosolar, geotérmica.
 Fuente: Cochilco en base a datos CNE.

Cabe mencionar que el aumento de generación de las ER en gran medida corresponde al avance tecnológico que ha ocurrido durante la última década. Los cambios en la competitividad de las ER, el Estado de Chile se ha comprometido a nivel internacional con una Estrategia Climática de Largo Plazo (ECLP), presentada en la COP26, la que tiene como objetivo enfrentar el cambio climático a nivel internacional, estableciendo metas de temperaturas y las realidades de cada país de acuerdo a sus capacidades y circunstancias particulares. De esta manera, el Estado de Chile, mediante el Ministerio de Minería, promulgó la Ley N° 21.455, la Ley Marco de Cambio Climático publicada en junio del presente año, cuyo objetivo es *“hacer frente a los desafíos que presenta el cambio climático, transitar hacia un desarrollo bajo en emisiones de gases de efecto invernadero y otros forzantes climáticos, hasta alcanzar y mantener la neutralidad de emisiones de gases de efecto invernadero al año 2050, adaptarse al cambio climático, reduciendo la vulnerabilidad y aumentando la resiliencia a los efectos adversos del cambio climático, y dar cumplimiento a los compromisos internacionales asumidos por el Estado de Chile en la materia”*⁴. En la siguiente tabla se muestran los esfuerzos de mitigación que se levantaron en la ECLP, las que están alineadas a la Contribución Determinada Nacional (NDC, por sus siglas en inglés). Cabe mencionar que estos esfuerzos propuestos son indicativos y marcan una línea base en la que debe trabajar cada sector, a fin de lograr la reducción de GEI.

⁴ Artículo 1, Ley N° 21.455. Ley Marco de Cambio Climático.

Descarbonización e Hidrógeno Verde en la minería chilena: estado del arte y principales desafíos

Tabla 3.1 Asignaciones de Medidas NDC

N°	Medida NDC	Sector Inventario emisiones GEI	Ministerio Energía	Ministerio Minería	MOP	MINVU
1	Sistemas de Gestión de Energía	Energía - Industria y Minería	Lider	Involucrado		
2	Electrificación motriz-resto minería	Energía - Industria y Minería	Lider	Involucrado		
3	MEPS Motores hasta 100HP	Energía - Industria y Minería	Lider	Involucrado		
4	Usos motrices en industria y minería – Hidrógeno	Energía - Industria y Minería	Lider	Involucrado		
5	SST Industria y Minería	Energía - Industria y Minería	Lider	Involucrado		
6	Electrificación motriz-minería cobre	Energía - Industria y Minería	Lider	Involucrado		
7	Bombas Geotérmicas de calor	Energía - Comercial, Público y Residencial	Lider	Involucrado	Involucrado	Involucrado
8	Electrificación térmica	Energía - Industria y Minería	Lider	Involucrado		
9	Calefacción distrital	Energía - Comercial, Público y Residencial	Lider	Involucrado	Involucrado	Involucrado

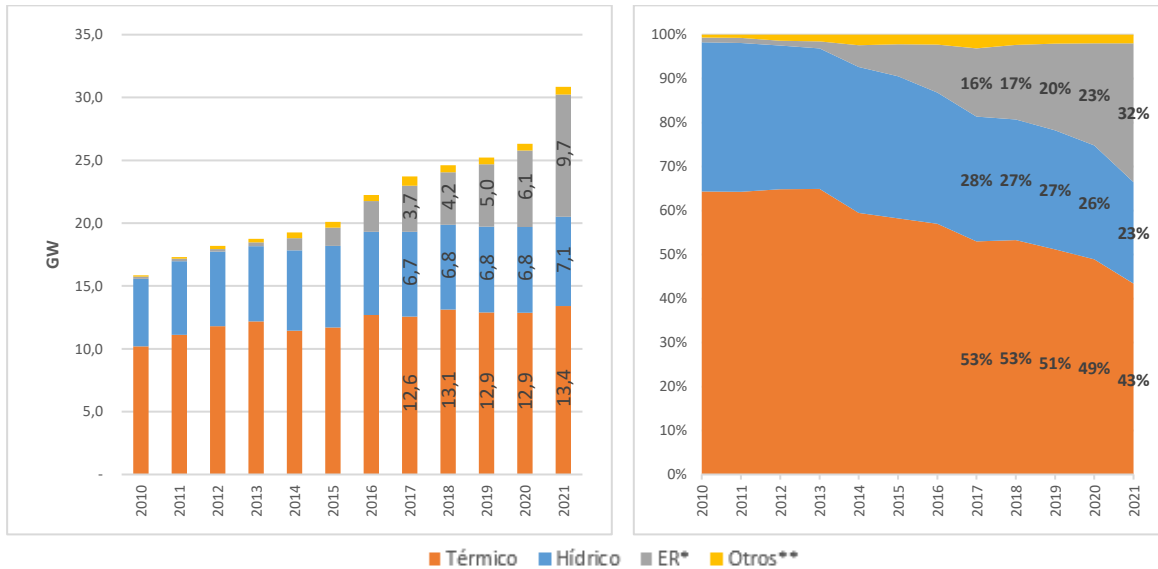
Fuente: Estrategia de Climática de Largo Plazo de Chile, Ministerio de Medio Ambiente, 2021.

Por su parte, El Ministerio de Energía también ha realizado iniciativas como la “Estrategia de Flexibilidad para el Mercado Eléctrico Nacional” cuyo objetivo es mejorar la eficiencia del mercado energético otorgando mayor flexibilidad y competitividad, así como la implementación de la Política Energética 2050, las que están coordinadas y orientadas al enfrentamiento del cambio climático.

Este tipo de condiciones han permitido que cada vez las generadoras de ER se vayan incorporando a la matriz energética del SEN y, tal como es posible observar y suponer, la capacidad instalada de la ER en la matriz también ha aumentado, llegando a un total de 9,7 GW, lo que representa un 32% de la capacidad a nivel nacional (Figura 3.2).

Descarbonización e Hidrógeno Verde en la minería chilena: estado del arte y principales desafíos

Figura 3.2 Capacidad instalada de generación eléctrica según tipo de energía primaria de energía.



*Eólica y solar.

**Cogeneración, biomasa, termosolar, geotérmica.

Fuente: Cochilco en base a datos CNE.

Además de la estrategia de flexibilidad que se ha buscado implementar, también existe la Política Energética 2050, realizada por el Ministerio de Minería. Esta política pretende ser una estrategia con una mirada a los desafíos energéticos que presentará Chile tanto hoy como al futuro. Es así como en de las metas establecidas por ésta política es que para el año 2035 la generación de ER represente un 40% de la generación total del país. En caso de considerar la energía hidráulica como ER, se espera que este sea de un 60% del total; la meta para el 2050, es de un 70%.

3.2 Casos de uso de Energías Renovables en la minería chilena

A través de los años, el consumo eléctrico de la actividad minera en Chile ha ido en aumento. Parte de este aumento corresponde a una mayor producción de cobre, pero principalmente está relacionado al deterioro de las leyes de mineral debido a su envejecimiento y el aumento de minerales sulfurados por sobre óxidos. Los procesos con mayor consumo de energía en la actividad minera corresponden al de la planta concentradora (sulfuros), y a los procesos de lixiviación, extracción por solventes y *electrowinning*. Se prevé que a futuro la producción de concentrados de cobre aumente, lo que necesariamente forzaría a las mineras a consumir más energía eléctrica.

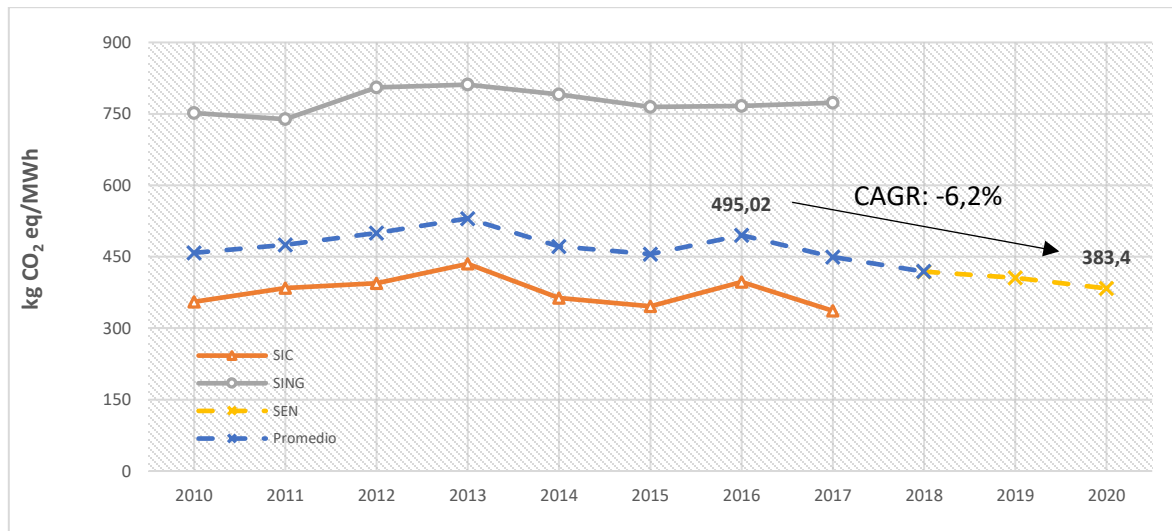
El uso de esta energía eléctrica no está exenta de emisiones de CO₂, ya que la producción está asociada a la emisión de GEI de alcance 2. Así es como es posible medir las emisiones que genera la actividad minera mediante el consumo eléctrico. Es necesario mencionar que las emisiones medidas bajo este método apuntan únicamente a las Emisiones de Alcance 2 (EA2), y se excluyen todas aquellas que puedan estar asociadas a Emisiones de Alcance 1 (EA1) las que corresponden al uso de camiones CAEX, emisiones por tronaduras u otros procesos.

En la Figura 3.3 es posible ver la evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) a lo largo de la última década. Como es posible apreciar, hasta el 2017 existían dos sistemas eléctricos

Descarbonización e Hidrógeno Verde en la minería chilena: estado del arte y principales desafíos

en Chile. El Sistema Interconectado Norte Grande (SING) y el Sistema Interconectado Central (SIC). El factor de emisión del SING entre el 2010 y 2017 fluctuó entre los 739 – 811 kg CO₂ eq/MWh, mientras que el del SIC fue entre 336 – 435 kg CO₂ eq/MWh. Esto particularmente se debe a como están compuestos ambos sistemas eléctricos, siendo el SING uno mucho más intensivo en el uso de energía proveniente de combustibles fósiles, y es donde principalmente se realiza la actividad minera. A partir del 2018 el SING y SIC pasaron a ser uno solo, formando así el Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Figura 3.3 Factor de Emisiones Gases de Efecto Invernadero del Sistema Eléctrico Nacional



Fuente: Cochilco en base a datos CNE.

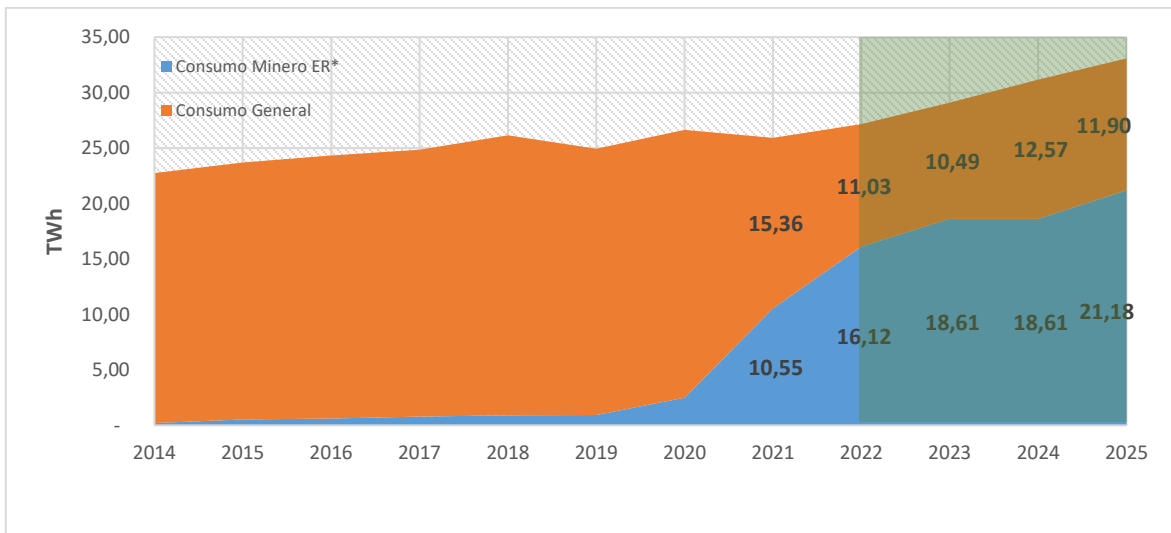
Otro aspecto importante a analizar de la Figura 3.3 es que a partir del 2016, poco antes de la formación del SEN, el factor de emisiones de GEI ha ido disminuyendo, comenzando en 495 kg CO₂ eq/MWh, llegando a 383 kg CO₂ eq/MWh para el año 2020. Esto significa una tasa de crecimiento anual compuesto (CAGR, por sus siglas en inglés) de -6,2%. Gran parte de esta disminución corresponde prácticamente en el aumento de generación eléctrica proveniente de las ER, tal como es posible comprobar en las figuras anteriores. Dada las proyecciones que se tienen a futuro y las metas de la Política Energética 2050, se prevé que este factor siga disminuyendo, como así también las EA2 de la actividad minera.

En el último quinquenio, las empresas mineras han empezado a tomar mayores iniciativas que permitan su disminución de huella de carbono, en vista de la estrategia del Estado y en los desafíos que se requerirán enfrentar a futuro. Si bien es cierto que hay empresas mineras que ya habían comenzado a realizar iniciativas a principios de la última década, los compromisos y acciones más concretas han podido verse reflejadas a partir del 2020 en adelante. Uno de los mecanismos que ha implementado el sector minero para descarbonizar sus procesos, es privilegiar la contratación de Contratos Compraventa de Energía (PPA por sus siglas en inglés) las que su generación sea exclusivamente de ER. De esta forma, cada vez el consumo eléctrico de las empresas mineras estará compuesto por ER, pudiendo ser sus emisiones de GEI aún menores a las calculadas por el factor antes mencionado.

Descarbonización e Hidrógeno Verde en la minería chilena: estado del arte y principales desafíos

En la Figura 3.4 es posible ver el consumo eléctrico de la actividad minera desde el año 2014 a la fecha, con una proyección al 2022 - 2025. Este consumo y proyección está desagregado de acuerdo al origen eléctrico de este consumo. De esta forma, y como se mencionó anteriormente, el aumento de las ER por parte de la actividad minera ha aumentado hasta ahora, la que se espera que para el 2025 sea de aproximadamente un 40% del total consumido. Cabe destacar que existen empresas mineras que ya cuentan con contratos PPA que satisfacen sus necesidades eléctricas en un 100%, como es el caso de Caserones, Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi, Zaldívar (Antofagasta Minerals), Anglo American, Enami, Andacollo y El Abra entre otros.

Figura 3.4 Consumo Eléctrico en la Minería Histórico y Proyección



*Fueron considerados los contratos PPA con ER provenientes de otras fuentes.
Fuente: Elaboración propia en base a información pública, CNE, EMPAE y proyecciones de consumo.

En la siguiente tabla/figura es posible ver la evolución de los contratos PPA de energías renovables de la industria minera.

Descarbonización e Hidrógeno Verde en la minería chilena: estado del arte y principales desafíos

Tabla 3.5 Contratos PPA de energía renovable en la Industria Minera 2013-2030

Empresa	Faena	Generadora	Inicio	GWh Año	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
AMSA	Antucoya	ENGIE	2022	300																			
	Centinela	ENGIE	2022	1,360																			
	Los Pelambres	Parque Eólico, El Arrayán	2014	280																			
	Los Pelambres	Conejo Solar	2016	310																			
	Los Pelambres	Planta Fotovoltaica Javiera	2015	1																			
	Zaldívar	Colbún	2020	550																			
Anglo American	Los Bronces Chagres El Soldado	ENEL	2021	3,000																			
BHP	Escondida Spence	ENEL	2021	3,000																			
	Escondida Spence	Colbún	2022	3,000																			
Candelaria	Candelaria	AES Andes	2023	1,100																			
Caserones	Caserones	ENEL	2021	1,000																			
Cemin	Pullalli	ENGIE	2021	1																			
Codelco	Chuquicamata	ENGIE	2025	1,500																			
Collahuasi	Collahuasi	AES Andes	2020	158																			
	Collahuasi	Sonnedix	2021	150																			
	Collahuasi	ENEL	2020	1,000																			
	Collahuasi	Pozo Almonte	2014	68																			
Enami	Plantas Enami	ACCIONA	2021	168																			
El Abra	El Abra	ENGIE	2021	301																			
Sierra Gorda	Sierra Gorda	AES Andes	2023	1,240																			
Teck	Andacollo	AES Andes	2020	550																			
	Quebrada Blanca	AES Andes	2013	55																			
	Quebrada Blanca	AES Andes	2022	323																			
	Quebrada Blanca 2	AES Andes	2025	1,069																			

TWh 0.2 0.5 0.6 0.8 0.9 0.9 2.5 10.5 16.1 18.6 18.6 21.2 18.8 18.8 18.8 18.8 18.4 16.8

*Se consideraron PPA de energía renovable incluyendo la hidráulica.

Descarbonización e Hidrógeno Verde en la minería chilena: estado del arte y principales desafíos

**Puede que el total de TWh difiera del total indicado por los contratos debido a que algunos contratos comienzan a lo largo del año.

Fuente: Elaboración propia en base a la información pública disponible.

Las empresas mineras, además de los esfuerzos realizados a través de los contratos PPA de energía renovable, también se han implementado proyectos de generación energética que permiten la reducción del consumo eléctrico, y de esta forma también reducen las EA2 de sus actividades productivas. En la Tabla 3.3 se observan algunas de las iniciativas realizadas por empresas mineras para la reducción de sus emisiones. Cabe mencionar que no se consideró esta información en los gráficos anteriores debido a que la generación de esta energía no está conectada al SEN, por lo tanto no hay forma de medir la generación/consumo efectivo que se efectuó.

Tabla 3.3 Proyectos de Energía Renovables de Uso Directo en la Minería

N°	Empresa	Faena	Proyecto	Inicio	GWh Año	Descripción
1	AMSA	Centinela	Planta Termo Solar	2012	25.0	1.280 colectores cilíndricos, para calentar soluciones EW. Primera en construirse en Chile. El proyecto contempló la instalación de colectores cilindro-parabólicos, tuberías, 3 estanques de agua de 127 m3 para almacenamiento térmico y la conexión al sistema térmico actual. 20 años de vida útil. Produce 25 GWh térmicos al año.
2	Anglo American	Los Bronces	Planta Fotovoltaica Las Tórtolas (sobre relaves)	2019	0.15	256 paneles fotovoltaicos localizados en una isla flotante sobre depósito de relaves, las que también reducen la evaporación del agua sobre el área que cubre. Tiene una capacidad instalada de 150 MWh/año.
3	Cerro Dominador	Cerro Dominador	Fotovoltaica y Concentración Solar (Concentrated Solar Power - CSP)	2021	950.0	Complejo Solar Cerro Dominador: Planta Fotovoltaica (100 MW FV) & planta termosolar (110 MW CSP).
4	Codelco	Gaby	Planta Termo Solar Pampa Elvira	2013	54.0	Destinado a calentamiento soluciones. Inaugurada el año 2013. Construida por el Consorcio chileno-danés E. Llama-Sunmark. 2.929 paneles de 15m2 c/u.
5	El Toqui	El Toqui	Miniparque eólico	2011	4.2	Seis aerogeneradores de la francesa Vergnet, de una capacidad de 250 kW cada uno.
6	Quiborax	Quiborax	ENGIE - Parque Solar Fotovoltaico El Águila (E-CL)	2013	5.0	30% del suministro eléctrico de la operación Quiborax El Águila.

TWh 1,038.4

Fuente: Elaboración propia en base a la información pública disponible.

4. Potencial del Hidrógeno Verde en la transición energética

En noviembre de 2020 Chile presentó la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde, la cual tiene como objetivo posicionar a nuestro país como uno de los principales productores y exportadores de hidrógeno verde a nivel mundial con miras al año 2050. Esta estrategia se enmarca dentro de los acuerdos y compromisos políticos adoptados por Chile para limitar el calentamiento global en 1,5 C° al año 2050. La idea principal es que Chile aproveche su alto potencial de generación eléctrica proveniente de fuentes renovables para la producción y exportación de hidrógeno y sus derivados.

El hidrógeno es un elemento que puede ser utilizado como combustible. Sin embargo, este no se encuentra en estado libre en la naturaleza motivo por el cual debe ser procesado. Para su obtención el hidrógeno es separado de moléculas donde está presente, como por ejemplo desde el agua, el gas natural o el metano. Existe una serie de tecnologías para procesar este elemento, algunas convencionales y otras avanzadas [6], sin embargo las más extendidas son la electrólisis del agua y el reformado de gas natural. En términos generales, el reformado corresponde a un proceso químico donde se mezclan vapor y metano a altas temperaturas y presión, para obtener hidrógeno como producto y dióxido de carbono como desecho. Por otro lado, la electrólisis corresponde al proceso electroquímico donde la aplicación de corriente eléctrica separa los elementos de un compuesto, como por ejemplo el hidrógeno y el oxígeno en el caso del agua.

Al año 2021, según datos de la agencia IEA, la demanda global de hidrógeno fue de 94,3 millones de toneladas, en donde un 99% se destinó para en usos tradicionales de la industria química y refinerías. Así, la demanda de hidrógeno de 2021 proviene en un 42,2% desde refinerías, en un 51,1% de la producción de amoníaco y metanol, 5,5% de la industria acerera, y menos de 1% en usos no tradicionales. Por otro lado, la producción de hidrógeno en un 81,9% se efectúa en base a combustibles fósiles, como el carbón y el gas natural, sin captura de GEI al medio ambiente, mientras que el 17,5% corresponde a su obtención vía subprocesos, principalmente de la industria petroquímica. (IEA (2022) [10]).

La importancia del hidrógeno hoy recae en que este posee el potencial para descarbonizar sectores de la economía que son difíciles de electrificar, lo que implica generar el desarrollo tecnológico competitivo en nuevas aplicaciones. De acuerdo a proyecciones de la agencia IRENA, debido a nuevas aplicaciones de uso del hidrógeno como en la aviación, en el sector eléctrico como medio de almacenaje de energía y en el transporte, se espera que el mercado crezca más de seis veces (6x) el año 2050 en relación a 2021, alcanzando aproximadamente un consumo de 650 millones de toneladas de hidrógeno al año.

El hidrógeno verde es producido utilizando electrolizadores alimentados con electricidad proveniente de fuentes renovables como la solar y eólica. Queda claro entonces que el hidrógeno verde no es una fuente de energía, sino un vector energético que posee propiedades deseadas para transitar hacia una economía no dependiente de combustibles fósiles. Algunas de estas propiedades son: i) producción limpia sin generar emisiones GEI, ii) almacenable, iii) disponibilidad prácticamente ilimitada de agua para su producción iv) alta densidad energética por Kg, v) transportable en estado gaseoso o líquido, vii) utilizable como combustible de manera directa o electricidad. Esto permite que el hidrógeno tenga aplicaciones en una variada gama de industrias y usos finales; así este puede

Descarbonización e Hidrógeno Verde en la minería chilena: estado del arte y principales desafíos

ser utilizado como combustible en turbinas, ser combustionado para la calefacción de edificaciones, almacenar excedentes de electricidad generados por fuentes renovables, y como combustible en medios de transporte que requieran de alta autonomía.

Hoy existe una tendencia de categorizar al hidrógeno en colores según el método de producción. El objetivo es generar un marco de referencia estandarizado que permita y facilite la implementación de regulaciones, mercados, exportaciones, trazabilidad, entre otros, para la producción y consumo de hidrógeno y sus derivados. De esta manera, el hidrógeno verde queda definido como aquel que es producido usando la electrólisis, alimentada con electricidad proveniente de fuentes renovables: solar, eólica y/o hidráulica. De esta manera, la emisión de GEI en la producción y posterior consumo de hidrógeno verde es prácticamente cero.

Tabla 4.1 Colores del Hidrógeno

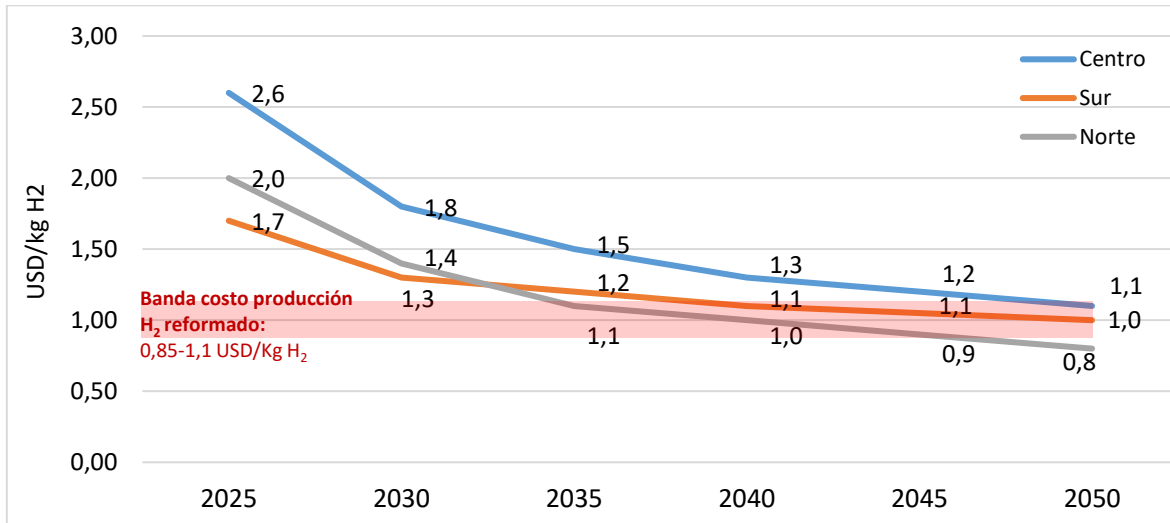
Nombre	Tecnología	Fuente energía para producción	Fuente Primaria contiene H ₂	Huella de GEI (Emisión de CO ₂)
Verde	Electrólisis	Electricidad de fuente renovable	Agua	Mínima
Rosa	Electrólisis	Electricidad de fuente nuclear	Agua	Mínima
Amarillo	Electrólisis	Electricidad de la Matriz eléctrica	Agua	Baja a alta
Azul	1. Reformado de gas natural, más CCS. 2. Gasificación, más CCS	n.a.	Gas natural o Carbón	Baja
Turquesa	Pirólisis	n.a.	Gas Natural	Mínima
Gris	Reformado de gas natural	n.a.	Gas Natural	Medio/Alto
Negro	Gasificación	n.a.	Carbón	Alto

Fuente: A. Ajanovic, M. Sayer, R. Haas, International Journal of Hydrogen Energy, 2022. [8]

Se espera que en el futuro solo tengan cabida las formas del hidrógeno que no emitan GEI en su producción, y que además posean ventajas competitivas frente a otras alternativas tecnológicas de descarbonización. Hoy el costo de producción de hidrógeno gris, reformado de gas natural el cual emite GEI en su síntesis, es de aproximadamente USD\$1 el Kg H₂; este fluctúa dependiendo del precio del gas natural. Al año 2030 se proyecta que el costo nivelado de producción de hidrógeno verde será tan bajo como USD\$1,4-1,8 el Kg H₂ en países como Chile y Australia, y tan bajo US\$0,8-1,0 al año 2050. La tendencia a la baja en el costo de producción se debe a que el costo de los electrolizadores ha disminuido en el tiempo, y estos son cada vez más eficientes en la medida que más investigación y desarrollo se destina a esta tecnología; además, existe una mayor capacidad instalada de los mismos. Por otro lado, el costo de generación eléctrica de fuentes renovables, que corresponde al mayor costo para la producción de hidrógeno verde, ha caído fuertemente los últimos diez años y se espera siga disminuyendo hasta el final de la década.

Descarbonización e Hidrógeno Verde en la minería chilena: estado del arte y principales desafíos

Figura 4.1 Proyección costo nivelado de producción de hidrógeno verde en Chile según macrozona



Fuente: McKinsey & Company (2019), Estrategia Nacional De Hidrógeno Verde, Gobierno de Chile. [2]

Chile se perfila como uno de los países competitivos para producir hidrógeno verde a gran escala para su exportación, principalmente por sus bajos costos de generación eléctrica en base a renovables, y una disminución proyectada en los costos de los electrolizadores. Es así como en el norte del país el costo nivelado de electricidad en base a solar fotovoltaica es de aproximadamente USD\$ 25 el MWh, mientras que en el sur el costo de producción en base a eólicas es de aproximadamente USD\$ 22 el MWh, y se espera que estos sigan cayendo hasta el fin de la década.

Aprovechando el avance científico y la investigación en la tecnología de producción de combustibles limpios, el mayor acceso a capital y el interés de gobiernos y compañías en acelerar el proceso de descarbonización, Chile tiene una especial oportunidad de avanzar en la instalación de capacidad de producción y transformarse en uno de los primeros países exportadores de hidrógeno verde a nivel mundial. Para lo cual es necesario seguir avanzando en una mayor instalación de generación eléctrica en base a renovables, destinar la inversión de capital necesaria para la instalación productiva de hidrógeno verde. Así también, generar los incentivos y políticas adecuadas para la implementación de demanda local, a la vez que se abastece al mercado internacional.

En este sentido la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde en Chile plantea un crecimiento por etapas, u “oleadas”, que están determinadas por el nivel de incertidumbre en el desarrollo tecnológico de producción, nivel de penetración en aplicaciones y competitividad en comparación con otras alternativas de descarbonización. La primera “oleada”, considera abastecer la demanda interna en usos tradicionales como su uso en refinerías y la sustitución en la importación de amoníaco. En una segunda “oleada”, el nivel de producción debería aumentar para dar abastecimiento a la demanda para el sector transporte y alta autonomía y de alta carga, así como también el aumento en la exportación. En el largo plazo, miras al año 2050, se proyecta que el consumo doméstico representará el 28% de la producción nacional, mientras que el restante 72% será exportado como amoníaco, hidrógeno líquido o comprimido, o en otras formas sintéticas.

4.1 Tecnologías asociadas en la producción de hidrógeno verde.

La Estrategia de Chile para la producción de Hidrógeno Verde se apalanca fuertemente en los bajos costos de generación de electricidad en base a renovables, y en la proyección de disminución de los costos de construcción y operación de plantas de electrólisis. Algunas proyecciones indican la reducción de costos de inversión en electrolizadores disminuirá más del 50% en relación a los costos del 2019, solo por el hecho de aumentar la producción y capacidad instalada [3]. El desafío de los proveedores tecnológicos es el de reducir los costos de factura y operación de los electrolizadores, disminuyendo el uso de materiales de alto costo, como por ejemplo el rutilo y el platino, aumentar la eficiencia operacional y a la vez disminuir sus costos operacionales.

Existen al menos dos tipos de tecnologías utilizadas en el diseño de electrolizadores con la madurez tecnológica y comercial suficiente para ser implementadas a gran escala, las cuales varían principalmente por la composición de los electrodos y el electrolito. Primero, los electrolizadores alcalinos, estos se caracterizan porque el electrolito es una solución de hidróxido de potasio o sodio (alcalina), y sus electrodos utilizan Níquel o aleaciones basadas en este metal como catalizador, y es considerada una tecnología comercialmente madura. Actualmente es la tecnología que posee el menor costo de inversión el cual fluctúa entre los USD\$ 850 y USD\$ 1.500 por kW, sin embargo las limitaciones de complementariedad con la generación eléctrica renovable debido a su intermitencia restringen su implementación. La Electrólisis polimérica (PEM) se caracteriza por usar una membrana polimérica sólida como electrolito. Posee una rápida reacción ante variaciones de carga que puede experimentar la red, haciendo la tecnología compatible con la alimentación eléctrica proveniente de renovables, lo que produce un gran interés en su escalabilidad. Esta tecnología utiliza metales nobles en sus electrodos lo que encarece producción, alcanzando USD\$ 1.500 - USD\$ 3.800 por kW. Las alternativas tecnológicas con electrolizadores AEM y de óxido sólido o SOSEC, aún no alcanzan la madurez comercial y se encuentran en etapa de desarrollo industrial. Los electrolizadores AEM se caracterizan por combinar las ventajas de electrólisis del agua utilizando la membrana de intercambio de protones que permite disminuir el electrolito alcalino, y así eliminar el uso de metales nobles como catalizadores en su diseño [11], lo que permitiría tener compatibilidad operativa con fuentes de generación renovables a la vez que podría utilizar metales como el Níquel en sus electrodos. Por último, los electrolizadores de óxido sólido utilizan como electrolito materiales cerámicos u óxidos sólido, como por ejemplo dióxido de circonio dopado al 8 % mol de óxido de itrio llamado YSZ, lo que les permite operar a altas temperaturas; hecho por el cual aumenta la eficiencia energética de operación y le permite prescindir de metales nobles en su construcción [12].

Tabla 4.2 Tecnología de Electrolizadores

Nombre Tecnología	Estado de Madurez	Eficiencia de Sistema ER-Electrolizador [kWh/KgH ₂]	Uso de Metales	dfs	Costo Inversión Electrolizadores en 2019 (EU\$/kW)
Alcalino	Comercial	50-78	Ni	60.000	900
PEM	Comercial	50-83	Pt Ir	50.000-80.000	1450
AEM	Desarrollo	57-69	Ni	Menor 5.000	-

Descarbonización e Hidrógeno Verde en la minería chilena: estado del arte y principales desafíos

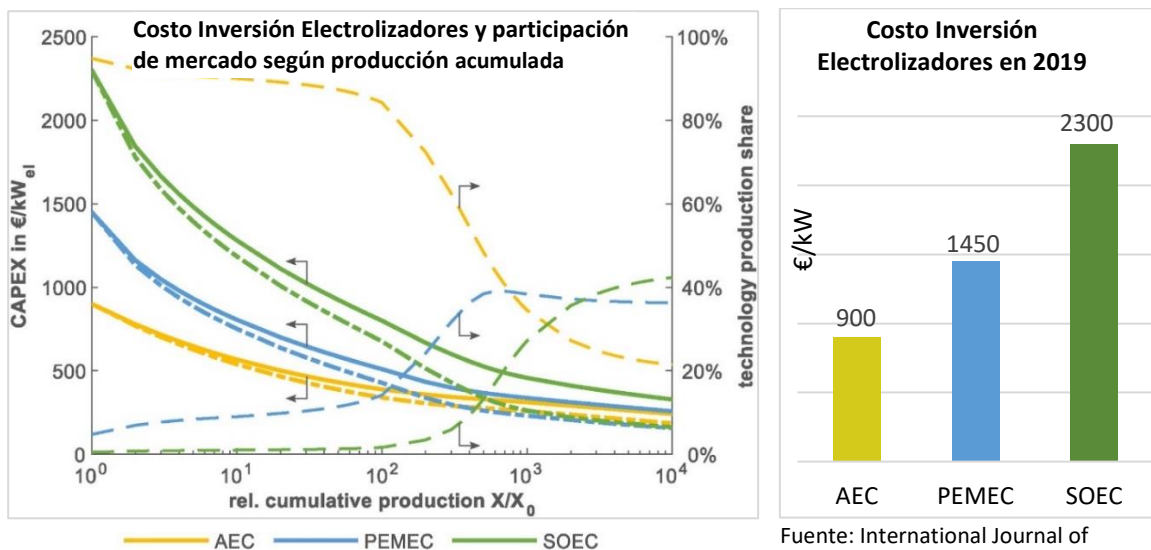
Óxido Sólido	Escala de Laboratorio	45-55	n.a.	Mayor 20.000	2.300
--------------	-----------------------	-------	------	--------------	-------

Fuente: Elaboración propia en base a IRENA 2022 [4]

Se espera que los costos de inversión en electrolizadores caiga como resultado de la creciente oferta productiva y experiencia, al igual que lo hizo la tecnología de generación fotovoltaica. Hoy en día, el mundo tiene alrededor de tres gigavatios de capacidad de electrolizadores, a los cuales se deberían añadir 26 GW adicionales para el 2026 por parte de Consorcio Europeo *Green Hydrogen Catapult* cuyo objetivo es reducir el costo de producción a menos de 2 USD\$ el Kg de H2 verde. Además, la agencia IRENA, y otras consultoras privadas, proyectan un crecimiento de la capacidad instalada entre 75 y más 100 gw para 2030, lo que se proyecta entonces en una reducción de los costos para el final de la década.

En la figura 4.2 se aprecia cómo se proyecta una disminución de los costos de inversión en las tecnologías alcalinas (AEC), PEM y de óxido sólido (SOEC) en electrolizadores a medida que aumenta su capacidad de producción. Por ejemplo, se proyecta que el costo de inversión de EU\$1,450 por Kw de la tecnología de electrolizadores PEM, podría bajar hasta los EU\$500 por Kw al aumentar su capacidad en 100x. Entonces, la continua disminución del costo de la electricidad renovable, que constituye la mayor parte del costo del hidrógeno electrolizado, en conjunto con el desarrollo tecnológico de los electrolizadores, especialmente mejorando su eficiencia y prescindencia de metales nobles de alto costo. Por último, se espera que grandes proyectos de hidrógeno incentiven el diseño y construcción electrolizadores de mayor tamaño y producción, lo que reducirá el costo por producción actual por kilogramo.

Figura 4.2 Costos de inversión de electrolizadores según tecnología



Fuente: International Journal of Hydrogen Energy, 2019 [6]

Fuente: International Journal of Hydrogen Energy, 2019 [6]

4.2 Oportunidades de descarbonización usando H2 verde en la minería Chilena

En Octubre de 2021 el Consejo Internacional de Minería y Metales (ICMM) firmó el compromiso de lograr cero emisiones netas de GEI de Alcance 1 y 2 para el año 2050 o antes. La idea es que los miembros de Consejo implementen acciones, de manera individual y colectiva, apuntando a alcanzar los siguientes objetivos y lineamientos: i) Objetivos de reducción para emisiones de Alcance 1 y 2, ii) Acelerar la acción respecto de las emisiones de GEI de Alcance 3, iii) Abarcar todas las fuentes de emisiones materiales, iv) Apuntar a lograr reducciones absolutas, v) Utilización de metodologías robustas, y vi) Hacer pública la información de forma abierta y transparente. De esta Anglo American, Antofagasta Minerals, BHP, Codelco y Teck, por nombrar alguna de las empresas miembro con presencia en Chile, adjudican el compromiso de emisiones cero al 2050. (ICMM (2022), [13]). Acuerdo que se encuentra en línea con las políticas de descarbonización implementadas en Chile a la fecha.

La Minería es uno de los sectores de la economía que posee procesos productivos responsables de emisiones GEI, que dada su naturaleza y avance tecnológico, son considerados difíciles de descarbonizar. El caso más relevante es el de transporte terrestre de mineral mina y lastre en camiones de alto tonelaje, que corresponde al proceso con mayores emisiones directas de GEI, siendo responsable de 4.892,6 mil toneladas de CO₂ equivalente en 2020 y representando el 79,7% de las emisiones directas de GEI de la minería del cobre en el 2020 en el caso Chileno [14]. La importancia de descarbonizar este proceso es tal, que el ICMM en su convenio de emisiones cero al 2050, establece el objetivo acelerar la adopción de vehículos mineros cero emisiones a través de una iniciativa que promueva la innovación para desarrollar vehículos más limpios y seguros [13]. También existen otros equipos en la mina propulsados por motores diésel, que a su vez emiten GEI, como por ejemplo retroexcavadoras, montacargas, camiones aljibe, perforadoras, entre otros, que requieren de un cambio tecnológico que eliminen sus emisiones.

La descarbonización en el transporte de mineral de mina a planta es difícil debido a que aún no existe un sustituto tecnológica y económicamente rentable que permita su transición, pero todo apunta que este debería materializarse en los próximos años en la medida que el costo tecnológico disminuye, y existe mayor infraestructura para su implementación. Las tecnologías que están en etapa de pilotaje corresponden a camiones mineros de alto tonelaje utilizando sistemas de tren motriz eléctricos alimentados con baterías y/o hidrógeno, así como también alternativas camiones tipo *trolley*.

De acuerdo a un estudio de la Unión Europea [16] se espera que a corto plazo el sobre precio de camiones de alto tonelaje impulsado con celdas de hidrógeno por sobre los camiones de combustión interna sea de un 22%. Hoy en día, los bajos volúmenes de producción, su mayoría en estado de prototipos, dan como resultado altos costos de producción. El tren motriz (módulo de celda de combustible y tanque de almacenamiento; CAPEX) y combustible H₂ (OPEX) son las principales motivos que justifican los altos costos. Además, la infraestructura de reabastecimiento de combustible H₂ debe implementarse de manera significativa y sincronizada con el aumento agregado de demanda.

Descarbonización e Hidrógeno Verde en la minería chilena: estado del arte y principales desafíos

En términos de pilotajes cabe destacar el proyecto *Hydra* impulsado por el Gobierno de Chile, y el proyecto *nuGen™ Zero Emission Haulage Solution* de la empresa internacional Anglo American. En el caso de *Hydra*, este proyecto busca desarrollar un tren de potencia, para camiones mineros de alto tonelaje, capaz de operar 100% con energía verde. El objetivo es diseñar, fabricar y validar un sistema de tren de potencia basado en baterías y celdas combustibles de hidrógeno verde para posteriormente desarrollar pruebas de desempeño del prototipo en un vehículo minero a gran escala y escalarlo globalmente [17]. En enero de 2022, el consorcio *Hydra* presentó el prototipo de su tren de potencia, el cual será testado bajo condiciones reales y se desarrollará un estudio de negocio y escalabilidad en 2023. Por otro lado, el proyecto *neGen* es el piloto de Anglo American que avanza en una solución de transporte de cero emisiones propulsado por un método híbrido de hidrógeno y baterías. Este proyecto es un camión de 220 ton con capacidad de carga de 290 ton, que fue convertido funcionar con combustible de hidrógeno combinación híbrida con baterías, y que la empresa busca potenciar y escalar al invertir USD\$200 millones en conjunto con una de las empresas de ingeniería desarrolladoras de la solución en 2023 [18].

Y si bien el potencial es alto, y de acuerdo a la consultora internacional McKinsey la mayoría de las grandes faenas mineras estaría en condiciones de transformar su flota de camiones mineros a tecnología cero emisiones en el periodo 2030 – 2035, lo que generaría el 30% del consumo nacional de hidrógeno verde (0,6 millones de toneladas de H₂) [19], aún existen brechas tecnológicas, y no tecnológicas, que generan incertidumbre si esta será posible. En la Tabla 4.3 se aprecia las principales barreras existentes en la implementación de una flota de camiones de alto tonelaje en la Unión Europea, muchas de las cuales son transferibles a las dificultades actuales de la industria minera. Donde desatacan las brechas tecnológicas existentes en el diseño de camiones, su tren motriz y pila de combustibles, los altos costos de inversión de toda la infraestructura habilitante especialmente en lo que se refiere al almacenamiento y transporte de H₂, la necesidad de implementación de estándares en toda la cadena de valor.

Tabla 4.3 Barreras implementación de tecnología FC en ecosistema de camiones pesados en la Unión Europea.

Diseño de camiones y tren motriz	Almacenamiento de hidrógeno	No tecnológico
1. Desafíos en la integración y estandarización de los componentes de la tecnología FCH en la arquitectura de camiones actual.	7. Falta de estandarización de la tecnología de almacenamiento de H ₂ disponible para camiones pesados	13. Alto costo de instalación y operación de HRS
2. Experiencia limitada en la confiabilidad de los camiones FCH en aplicaciones de la vida real	8. Limitación de peso/volumen debido al alto peso de los sistemas de almacenamiento de H ₂	14. Alto costo del módulo FC y tren motriz del camión
3. Visión a largo plazo de los ciclos de desarrollo y producción de los OEM	Infraestructura de recarga de hidrógeno	15. Incertidumbre sobre la evolución de los costes de H ₂
Pila de combustible	9. Desarrollo insuficiente del suministro y transporte de H ₂ a gran escala a HRS	16. Incertidumbre sobre el mercado de vehículos de segunda vida y el valor residual
4. Vida útil limitada de la pila FC y desafíos para evitar la degradación FC	10. Falta de una red conectada de infraestructura H ₂	17. Falta de financiación y apoyo financiero en la fase de entrada al mercado
5. Desafíos en la termodinámica del sistema de pilas de combustible	11. Soluciones limitadas para comunicación automatizada entre camión y HRS	18. Diversidad de proveedores limitada

Descarbonización e Hidrógeno Verde en la minería chilena: estado del arte y principales desafíos

Servicio de mantenimiento	12. Falta de protocolos de reabastecimiento estandarizados	19. Falta de planificación y compromiso político a largo plazo
6. Falta de servicio y mantenimiento estandarizados		20. Falta de regulación de homologación de tipo estandarizada y eficiente
		21. Falta de medidas estandarizadas de seguridad y emergencia relacionadas con la tecnología H2
		22. Conocimiento limitado y alineación sobre los requisitos de las diferentes partes interesadas

Fuente: Publicaciones de la Unión Europea, Celdas de Hidrógeno en Camiones (2021). [16]

5. Conclusiones

- El sector minero ha sido una industria pionera en el uso de energía renovable en sus operaciones. Es así como ya en el año 2014 faenas como Collahuasi, Los Pelambres y Quebrada Blanca, ya contaban con contratos PPA para el suministro de energías limpias en sus operaciones.
- En cuanto a la generación directa de energía renovable destacan lo temprano de sus operaciones, antes del año 2014, de las plantas:
 - Planta Termo Solar (2012), AMSA, Centinela: 25.0 GWh al año.
 - Planta Termo Solar Pampa Elvira (2013), Codelco, Gaby: 54 GWh al año.
 - Miniparque eólico (2011), El Toqui, El Toqui: 4.2 GWh al año.
 - Parque Solar Fotovoltaico El Águila (2013), Quiborax- ENGIE, Quiborax: 5.0 GWh al año.
- La incorporación de capacidad instalada de generación eléctrica en base a energías renovables ha permitido aumentar su generación de menos de 1% en 2010 a más de 21% en el año 2021. Lo que implica una descarbonización del sector eléctrico, que repercute directamente en la disminución de emisiones de alcance 2 de la minería.
- El año 2022 destaca el hecho de que aproximadamente el 59,4% de la electricidad consumida en la minería chilena provenga de fuentes renovables a través de contratos PPA con empresas generadoras.
- Se proyecta para el año 2025, en base al análisis de PPA de carácter público entre grandes faenas mineras y generadoras, que el 64% del consumo eléctrico del sector minero será en base a energías renovables.
- El hidrógeno verde es una tecnología con potencial para descarbonizar la minera, **pero** que aún requiere de desarrollo para ser técnicamente factible y económicamente rentable. Dentro de las mayores limitantes se encuentran:
 - **Alto costo** de producción de hidrógeno verde en base a electrolizadores: más de USD\$2 Kg H₂ (en comparación con el costo del hidrógeno reformado de gas natural USD\$ 1 Kg H₂).
 - **Limitaciones de infraestructura** en la logística de distribución del Hidrógeno en Chile, en relación al transporte y almacenamiento.
 - Altos costos de inversión asociados a los proyectos de inversión en producción de hidrógeno verde, y existencia de un **mercado limitado** para su comercialización.
 - **Falta de estandarización** en importantes eslabones de la cadena de valor.
 - **Falta de competitividad** comercial en la tecnología de camiones propulsados con celdas de combustible hidrógeno, o con tecnologías híbridas celdas-baterías.
- Los costos de producción de hidrógeno verde en Chile deberían disminuir principalmente por: i) la reducción de costos de electricidad en base a renovables, y ii) la disminución de los costos de inversión y aumento de la eficiencia en electrolizadores. Esta es una gran oportunidad para el sector, para seguir avanzando en pilotajes y en la adopción temprana de tecnologías que permitan la descarbonización en la movilidad minera y en otros procesos.

8. Fuentes

1. Ministerio de Medio Ambiente de Chile (2021). Estrategia Climática de Largo Plazo 2050.
2. Ministerio de Energía de Chile (2020). Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde.
3. IRENA (2020), Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
4. IRENA (2022), Green hydrogen for industry: A guide to policy making, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
5. EPO and IRENA (2022), Patent insight report. Innovation trends in electrolysers for hydrogen production, EPO, Vienna.
6. Estimating future costs of power-to-gas – a component-based approach for technological learning (2019), Hans Böhm, Sebastian Goers, Andreas Zauner, International Journal of Hydrogen Energy, Volume 44, Issue 59, Pages 30789-30805.
7. Modern Meyer Steinberg, Hsing C. Cheng, Modern and prospective technologies for hydrogen production from fossil fuels, International Journal of Hydrogen Energy, Volume 14, Issue 11, 1989, Pages 797-820,
8. Rodrigo Vásquez, Felipe Salinas, Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, Tecnologías del hidrógeno y perspectivas para Chile
9. A. Ajanovic, M. Sayer, R. Haas, The economics and the environmental benignity of different colors of hydrogen, International Journal of Hydrogen Energy, Volume 47, Issue 57, 2022.
10. IEA (2022), Hydrogen, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/hydrogen>, License: CC BY 4.0
11. J. Mater. Chem. A, 2022,10, 16061-16070 Anion exchange membrane water electrolysis using Aemion™ membranes and nickel electrodes
12. Jan Pawel Stempien, Qinglin Liu, Meng Ni, Qiang Sun, Siew Hwa Chan, Physical principles for the calculation of equilibrium potential for co-electrolysis of steam and carbon dioxide in a Solid Oxide Electrolyzer Cell (SOEC), Electrochimica Acta, Volume 147, 2014, Pages 490-497, ISSN 0013-4686.
13. ICMM (2022), Press Release, Our Commitment to a Goal of Net Zero by 2050 or Sooner, 5 October 2021.
14. COCHILCO (2020), Emisiones de gases de efecto invernadero directos e indirectos en la minería del cobre al año 2020, Rosana Brantes Abarca, Jorge Cantallopts Araya
15. Lorenzo Reyes-Bozo, José Luis Salazar, Héctor Valdés-González, Claudia Sandoval-Yáñez, María Elena Vivanco-Soffia, Luna Bilartello, Valentina Poblete, Antonella Soto, María José Urrea, Viability analysis for use of methane obtained from green hydrogen as a reducing agent in copper smelters, Results in Engineering, Volume 12, 2021, 100286, ISSN 2590-1230,
16. Unión Europea (2021), Ruf, Y., Baum, M., Zorn, T., et al., Fuel cells hydrogen trucks : heavy duty's high performance green solution : study summary, Publications Office, 2021, <https://data.europa.eu/doi/10.2843/168949>
17. CORFO (2020), Corfo apoyará nuevo proyecto para impulsar el uso masivo de hidrógeno verde en la minería, Nota de Prensa, 29 de Julio de 2020, https://www.corfo.cl/sites/Satellite?c=C_NoticiaNacional&cid=1476726420760&d=Touch

[&pagename=CorfoPortalPublico%2FC_NoticiaNacional%2FcorfoDetalleNoticiaNacionalWeb](#)

18. Anglo American (2022), Nota de prensa, 07 de diciembre 2022, <https://www.angloamerican.com/media/press-releases/2022/07-12-2022>
19. McKinsey (2020), Chilean Hydrogen Pathway: Final Report, Diciembre 2020.

Este trabajo fue elaborado en la
Dirección de Estudios y Políticas Públicas por

Sergio Verdugo Montenegro

Analista de Estrategias y Políticas Públicas

Joaquín Donoso Vásquez

Analista de Estrategias y Políticas Públicas

Víctor Garay Lucero

Director de Estudios y Políticas Públicas (s)

Diciembre / 2022