



UNIVERSIDAD DE TALCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA CIVIL DE MINAS

**EVALUACIÓN MEDIOAMBIENTAL DEL USO DE
HIDRÓGENO VERDE EN COGENERACIÓN DE UN
PROCESO PARA LA OBTENCIÓN DE CÁTODO DE
COBRE DESDE MINERALES OXIDADOS**

**MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL DE MINAS**

MARÍA JOSÉ ROJAS MUÑOZ

PROFESOR GUÍA
PhD. MARCIA VÁSQUEZ SANDOVAL

MIEMBROS DE LA COMISIÓN
PhD. LILIAN VELÁSQUEZ YÉVENES
MSc. FRANCICO RIVAS SALDAÑA

CURICÓ – CHILE

2021

CONSTANCIA

La Dirección del Sistema de Bibliotecas a través de su encargado Biblioteca Campus Curicó certifica que el autor del siguiente trabajo de titulación ha firmado su autorización para la reproducción en forma total o parcial e ilimitada del mismo.



Two circular stamps and handwritten signatures. The left stamp is from the 'DIRECCIÓN SISTEMA DE BIBLIOTECAS UNIVERSIDAD DE TALCA' and the right stamp is from the 'SISTEMA DE BIBLIOTECAS CAMPUS CURICO'.

Curicó, 2022

RESUMEN

En la presente memoria, se realizó una evaluación teórica sobre el uso de hidrógeno verde en cogeneración de un proceso para la obtención de cátodo de cobre desde minerales oxidados por medio de la medición de la huella de carbono.

El principal motivo para llevar a cabo este estudio es la creciente preocupación sobre las emisiones que generan los diversos sectores industriales, siendo el sector minero el que representa mayor envergadura e importancia dentro de Chile, por ser uno de los más altos consumidores de energía.

Se realizó un estudio acabado tanto de los procesos y equipos utilizados para la obtención de cátodos de cobre a partir de minerales oxidados, además de evaluar y analizar la generación de hidrógeno verde y su uso en sistemas de cogeneración para la producción de calor y electricidad necesarios en el proceso de electroobtención. Para ello, se efectuó la búsqueda de las emisiones de carbono de cada uno de los elementos mencionados teniendo como base referencias tanto nacionales como internacionales, principalmente en lo que respecta a la cogeneración y la generación de hidrógeno verde.

Una vez que se obtuvieron los datos de las emisiones, se evaluaron y compararon las emisiones generadas en la producción de energía a partir del uso de combustibles convencionales versus el uso de hidrógeno verde, llegando a resultados que demostraron que las emisiones generadas por éste último, pueden llegar a ser 50% menos al combustible con mayores emisiones evaluado (carbón) y un 30% menos respecto al combustible convencional con menores emisiones (gas natural).

Dado los resultados que se consiguieron de este estudio, se llegó a la conclusión que la utilización de hidrógeno verde, representaría un impacto positivo en el ámbito medio ambiental y en la reducción de emisiones del proceso seleccionado, además de ser un buen candidato a sustituto para la producción de energía en Chile, por su gran potencial proyectado en el futuro.

Palabras clave: hidrógeno verde, cogeneración, electroobtención, cátodos de cobre.

ABSTRACT

In the present study, a theoretical evaluation was developed on the use of green hydrogen in cogeneration of a process for obtaining copper cathode from oxidized minerals throughout the measurement of the carbon footprint.

The main reason for this study is the growing concern about the emissions generated by industrial sectors, with the mining sector being the one that represents the greatest size and importance within Chile as well as being one of the highest consumers of energy.

A deep study was carried out on both processes and equipment used to obtain copper cathodes from oxidized minerals, in addition to evaluating and analyzing the generation of green hydrogen and its use in cogeneration systems for the production of heat and electricity required in electrowinning process. For this, a research was developed for the carbon emissions of each of the elements mentioned, based on both national and international references, mainly with regard to cogeneration and the generation of green hydrogen.

Once the emissions data obtained, the emissions generated in the production of energy from the use of conventional fuels versus the use of green hydrogen were evaluated and compared. From the results obtained, it demonstrated that the emissions generated by the latter could be 50% less than the fuel with the highest emissions evaluated (coal) and 30% less than the conventional fuel with the lowest emissions (natural gas).

Given the results obtained from this study, it was concluded that the use of green hydrogen would represent a positive impact on the environment and on the reduction of emissions from the selected process, in addition to being a good candidate as a substitute for energy production in Chile, due to its great potential projected in the future.

Keywords: green hydrogen, cogeneration, electrowinning, copper cathodes.

AGRADECIMIENTOS

A mis padres, Ximena y Juan por su sacrificio y apoyo durante toda la vida, por nunca dejarme caer, por siempre tener una palabra de aliento cuando pensé que ya no podía más, gracias por darme todo en esta vida. Nunca tendré como agradecerse. Los amo.

A mi Nina, mi segunda mamá, siempre preocupada de todo, de regalarme cada vez que puede, de aconsejarme y enseñarme cada vez lo creyó necesario. Sé que ella siempre estará cuando la necesite. No todos pueden decir que tienen dos mamás, pero yo si tengo esa suerte.

A mis hermanos Pepe y Juanja, que siempre me apoyan en todo, son mi refugio y que aunque nos peleemos (como buenos hermanos), siempre estamos para apoyarnos sin dudar en nada, prestar oreja (Pepe sobretodo) con esas llamadas interminables, los miles de favores que le pido al Juanja que aunque enoja siempre lo hace jejej... Los amo, no se los digo pero sé que lo saben.

A Josefa y Gordo, los dos pequeños amores de mi vida.

A mi abuela, que sé que ahora me acompaña con mi hermano y abuelos desde el cielo, lo mismos a quienes les pedía en cada prueba que me acompañaran para llegar a la nota. Siempre serán mis ángeles.

Cristóbal, el último koala que quedó y mi mejor amigo, no somos de decirnos te quiero, pero es así y sabemos que contamos el uno con el otro en todo. Gracias por aguantarme, por reír, consolarme, retarme, aconsejarme y por acompañarme durante todos los años de universidad. Sin duda eres lo mejor que me dejó la U.

Agradecer a Lang, mi partner, mi amigo, el que me apoyó en los momentos más difíciles estos últimos años de universidad. Sin ti hubiera sido imposible sobrellevar este último tiempo todo lo que pasé, gracias por todo.

A Carlos, que a pesar que nos relacionamos más estos últimos años, te convertiste en un amigo que nunca pensé tener, gracias por todos los consejos que me diste durante este tiempo y escucharme. Sé que cuento contigo, así como tú cuentas conmigo para lo que necesites.

A mi Ceci, Cristi y Givi, las mejores de la Utal... Los Niches no sería nada sin ustedes. Gracias por todo... ustedes lo saben.

A Andrea, Sandra, Karin, Marla, Evi y Karina, sin duda son las mejores amigas que el universo pudo haber puesto en mi camino, nos apañamos en todo, sin ustedes mis días serían los más fomes de esta tierra... pelamos, nos reímos... Son las mejores, no tengo más palabras, iyi ki varsınız.

Hanker... me salvaron de ese titanic... SON LOS MEJORES!

A la profesora Marcia Vásquez Sandoval, que sin sus consejos y motivaciones no habría podido realizar este estudio en el tiempo adecuado. Gracias por todo el tiempo que me dedicó a pesar de llegar a medio camino. Es una mujer admirable y gracias a Dios por ponerla en mi camino en el momento preciso.

Y por último a todos quienes formaron parte de mi vida universitaria: profesores, compañeros, secretarias, tíos del aseo, etc. Siempre serán parte de mí.

*“Si dejas salir tus miedos,
tendrás más espacio para vivir todos tus sueños”
El Principito*

*“Confía en el universo, porque el universo te ama
y lo que te suceda es porque el universo confía en ti y cree en ti.
Esta de tu lado, no es tu enemigo.”
Kerem B.*

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN	1
1.1 OBJETIVOS.....	3
1.1.1 Objetivo general.....	3
1.1.2 Objetivos específicos	3
2. ALCANCES.....	4
3. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA	5
3.1. Proceso de obtención de cobre a partir de minerales oxidados	5
3.1.1. Procesamiento de los elementos metálicos por hidrometalurgia	5
3.1.2 Consumo energético de la minería	10
3.1.3 Metodología para el cálculo de energía en los procesos y faenas	12
3.2. Propuesta de tecnología para la obtención de H ₂ verde	13
3.2.1. Descripción de los sistemas de obtención de H ₂ verde.....	14
3.2.2 Almacenamiento y transporte de H ₂ verde.....	19
3.2.3 Planta desalinizadora	21
3.2.4 Diseño de planta de hidrógeno	25
3.2.5 Producción de H ₂ verde.....	27
3.2.6 Experiencia nacional	27
3.2.7 Experiencia internacional	29
3.2.8 Normativa legal nacional e internacional del H ₂ verde.....	29
3.3 Sistema de Cogeneración (CHP)	32
3.3.1 Funcionamiento de un sistema CHP	32
3.3.2 Cogeneración en el mundo.....	35
3.4 Propuestas metodológicas para evaluar el impacto ambiental	37
3.4.1. Huella de carbono	37

3.4.2. Metodología de medición de emisiones	39
3.3.3 Normativas ISO	40
4. METODOLOGÍA	41
4.1 Antecedentes generales de la obtención de cátodos de cobre.....	41
4.1.1 Selección de proceso a evaluar.....	41
4.1.1.1 Trituración y Molienda.....	42
4.1.1.2 Lixiviación, extracción por solventes y electroobtención.....	45
4.1.2. Consumo de energía eléctrica en los procesos de obtención	47
4.2. Evaluación de la huella de carbono.....	48
4.2.1 Emisiones de la fuente actual de energía.	49
4.2.2 Emisiones en planta CHP a partir de hidrógeno verde	49
4.3 Comparación del impacto ambiental producido por fuentes energéticas actuales frente a la cogeneración	51
4.3.1 Comparación de emisiones.....	51
5. RESULTADOS.....	52
5.1 Equipos y consumos energéticos de los procesos de Trituración – Molienda y Clasificación.....	52
5.2 Equipos y consumos energéticos de los procesos de LX-SX-EW	54
5.3 Huella de carbono de sistemas de generación de energía en procesos actuales.	57
5.3.1 La evolución de la huella de carbono de sistemas de energía.	57
5.4 Huella de carbono para sistema CHP	59
5.5 Comparación y análisis de resultados.....	63
6. CONCLUSIONES	66
7. REFERENCIAS.....	68
8. ANEXOS.....	75

INDICE DE FIGURAS

Figura 1 Diagrama de un yacimiento del tipo pórfido cuprífero	5
Figura 2 Diagrama de flujo del proceso de obtención de cátodos de cobre a partir de minerales oxidados	6
Figura 3 Lixiviación en pilas o terrenos preparados	8
Figura 4 Consumo eléctrico esperado (TWh) de la minería del cobre a nivel nacional por procesos, 2020-2031	11
Figura 5 Consumo eléctrico esperado (%) de la minería del cobre a nivel nacional por procesos, 2020 y 2031.....	12
Figura 6 Principio de funcionamiento de la electrólisis	15
Figura 7 Proceso de electrólisis alcalina a partir de agua y energías renovables.....	16
Figura 8 Proceso de electrólisis por método PEM.....	17
Figura 9 Planta de osmosis inversa.....	22
Figura 10 Sistema de captación de agua mediante pozos.	23
Figura 11 Esquema de captación de aguas mar adentro.....	23
Figura 12 Planta de producción de hidrógeno, oxígeno y electricidad en Argentina, Hychico.....	26
Figura 13 Configuración de turbina o motor con unidad de recuperación de calor	33
Figura 14 Configuración Caldera de vapor con turbina.....	34
Figura 15 Obtención de energía eléctrica convencional y mediante pila de combustible	35
Figura 16 Proceso de clasificación por medio de harneros	44
Figura 17 Configuración geométrica de las celdas electrolíticas	47
Figura 18 Celdas de Electroobtención	47
Figura 19 Chancador Primario tipo Giratorio.....	53
Figura 20 Chancador de cono	54

INDICE DE TABLAS

Tabla 1 Rendimiento, costo y estado actual de las tecnologías para obtención de hidrógeno verde	18
Tabla 2 Factores de caracterización para la categoría de Calentamiento Global según metodología IPCC 2007 y Ecoindicador 95.....	38
Tabla 3 Indicadores de consumo de energía por proceso o equipo.	56
Tabla 4 Factores de emisión GEI según Sistema Interconectado	58
Tabla 5 Estimación de CO ₂ para el proceso de LX-SX-EW	59
Tabla 6 Resumen de factores de emisión de sistemas CHP a partir de combustibles convencionales	61
Tabla 7 Comparación de emisiones según combustible utilizado en los procesos.	64

INDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1 Principales reacciones químicas en EW	10
Ecuación 2 Consumo energético de procesos mineros.....	13
Ecuación 3 Ecuación óxido-reducción para la obtención de H ₂	14
Ecuación 4 Ecuación para cálculo de potencia de planta desalinizadora	24
Ecuación 5 Ecuación para cálculo de potencia para sistema de impulsión de agua	24
Ecuación 6 Ecuación para cálculo de energía eléctrica	25
Ecuación 7 Ecuación de consumo específico de energía por tonelada (kWh/ton)	42
Ecuación 8 Consumo de energía del chancador giratorio primario.....	43
Ecuación 9 Cálculo de emisión de carbono de un sistema CHP, utilizando hidrógeno verde como combustible	50

INDICE DE ANEXOS

ANEXO I.....	75
ANEXO II	76

1. INTRODUCCIÓN

Los procesos mineros son conocidos por ser altamente contaminantes por lo que debido a la relevancia que está tomando cada día más el cuidado medioambiental, es que se debe buscar la reducción de la huella de carbono en los distintos procesos que existen en la industria, ya sean productivos o extractivos. El cambio climático ha llevado a realizar una transformación en cómo se obtienen diversos productos y para ello es necesario desarrollar tecnologías que permitan hacer estos procesos más amigables con el medio ambiente.

El hidrógeno verde se denomina así por los recursos que se utilizan en su proceso de obtención, ya que la fuente energética que se emplea, procede de fuentes de energías renovables y como materia prima se utiliza el agua, obteniendo el gas a partir de la separación de la molécula de agua (H_2O) por medio de electricidad proveniente de energías renovables no convencionales (ERNC) como la solar, la eólica entre otras.

Existen diversos países como Alemania, Japón y Francia que han impulsado numerosos proyectos tanto en el ámbito público como privado para el desarrollo de tecnologías que permitan mejorar la eficiencia en los procesos de obtención, así como en la conversión de medios de transporte para el uso de hidrógeno como combustible por dar un ejemplo.

Para Chile, donde la minería ocupa un lugar importante especialmente en la industria extractiva, es necesario comenzar a implementar estos cambios y el hidrógeno verde se muestra como una posibilidad para generar un menor impacto ambiental y lograr así una producción sustentable en el área minera. Dentro de las ventajas con la que cuenta Chile, está el incentivo para el desarrollo del denominado hidrógeno verde, y la generación de una creciente oferta en el suministro de ERNC a la matriz energética, por lo que se espera que su costo sea menor en relación a otros países.

En este ámbito, se propone una evaluación medioambiental comparativa entre la fuente energética utilizada actualmente para llevar a cabo la obtención de cátodos de cobre desde minerales oxidados versus la utilización de energía generada por cogeneración a

partir del hidrógeno verde, evaluando así las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) por medio del cálculo de la huella de carbono.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 Objetivo general

Evaluar medioambientalmente el uso de hidrógeno verde en cogeneración de un proceso para la obtención de cátodo de cobre proveniente de minerales oxidados.

1.1.2 Objetivos específicos

1. Describir el proceso frecuentemente utilizado para la obtención de cátodo de cobre desde minerales oxidados.
2. Analizar la huella de carbono generada por la obtención del cátodo de cobre en función del proceso seleccionado.
3. Comparar ambientalmente el impacto producido por la obtención del cátodo de cobre con procesos energizados mediante fuentes energéticas actuales y la utilización de hidrógeno verde como cogenerador de energía.

2. ALCANCES

La presente memoria tiene como fin evaluar y comparar el impacto ambiental del denominado hidrógeno verde de un proceso minero establecido para la obtención de cátodos de cobre a partir de minerales oxidados, para evaluar sus ventajas y desventajas desde este ámbito.

Como en Chile aún no existe una planta de obtención de este recurso, este estudio se basará en las experiencias internacionales y en los impactos que han tenido en su lugar de desarrollo.

No es objetivo de este estudio el uso práctico del hidrógeno verde en el proceso minero, sino más bien evaluar su impacto de forma teórica. Es por ello que se recopilará información tanto de los procesos de obtención del hidrógeno como del proceso obtención de cátodo desde minerales oxidados.

Cabe precisar que para el cálculo de la huella de carbono del proceso se podría utilizar un compilado de estudios encontrados en la literatura, tomando en cuenta la probabilidad de no contar con los datos exactos para realizar un cálculo directo.

Debido a la información recolectada se especificará en el tratamiento del mineral solo el método de lixiviación en pilas, ya que se cuenta con esos datos en mayor detalle.

3. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

3.1. Proceso de obtención de cobre a partir de minerales oxidados

3.1.1. Procesamiento de los elementos metálicos por hidrometalurgia

Obtenida la materia prima desde la mina, ésta debe pasar por varios procesos previos a convertirse en cátodos de cobre que posteriormente serán transformados en nuevos productos como cables o componentes electrónicos por nombrar algunos.

Desde la tierra se obtienen minerales sulfurados u oxidados, en donde se deben emplear distintos procesos para la obtención final de cobre ya sea en forma de cátodo o concentrado. En este caso, se explicarán los procesos que se llevan a cabo en los minerales oxidados (Figura 2) y que son aquellos que se originaron a partir de la descomposición y oxidación de minerales sulfurados y en la naturaleza se encuentran principalmente como: malaquita ($\text{Cu}_2\text{CO}_3(\text{OH})_2$), azurita ($\text{Cu}_3(\text{CO}_3)_2(\text{OH})_2$), crisocola ($(\text{Cu},\text{Al})_4\text{H}_4(\text{OH})_8\text{Si}_4\text{O}_{10}\cdot n\text{H}_2\text{O}$), cuprita (Cu_2O) y brochantita ($\text{Cu}_4\text{SO}_4(\text{OH})_6$), dispuestos de la manera que se observa en la Figura 1 (Muñoz, 2016).

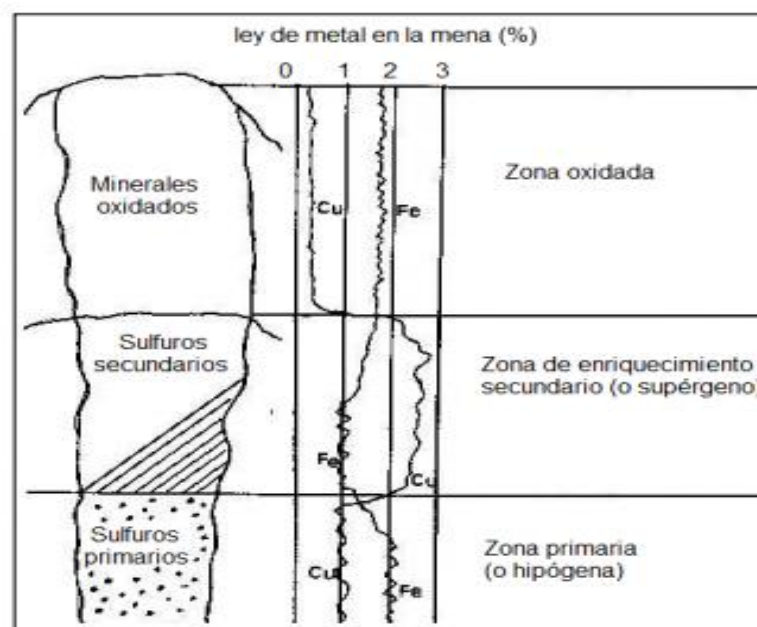


Figura 1 Diagrama de un yacimiento del tipo pórfido cuprífero (Dominic, 2001)



*Figura 2 Diagrama de flujo del proceso de obtención de cátodos de cobre a partir de minerales oxidados
Fuente: (Muñoz, 2016)*

3.1.1.1. Preparación de los minerales

Chancado

El fin de esta etapa es disminuir el tamaño del mineral proveniente de la mina. La trituration se hace con el mineral en seco y el tamaño alcanzado debe ser reducido en la siguiente etapa que corresponde a la molienda. Para ello, se pueden utilizar diversos molinos según la metodología que use la empresa, la cual puede ser de forma húmeda o seca (Muñoz, 2016).

Los procesos que se llevan a cabo en la reducción de tamaño se ven influidos por el posterior tratamiento en la lixiviación. Ejemplo de ello es para la lixiviación en pilas, la cual requiere solo llegar a la etapa de chancado, alcanzando un tamaño aproximado de la partícula de entre los $\frac{3}{4}$ a 2"; mientras que si se realiza por medio de la lixiviación agitada, es necesario realizar el paso de molienda y alcanzar un menor tamaño del mineral (López, 2012).

3.1.1.2. Extracción del cobre

Aglomeración

Una vez que el mineral ha sido chancado y reducido en tamaño, éste se mezcla con agua y ácido sulfúrico y cuyo fin es adherir los finos entre sí, juntándose a su vez con las partículas más gruesas, definiéndolos como glómeros.

Las cantidades de agua y ácido sulfúrico, dependen de factores directamente relacionados con el mineral que se está trabajando. Entre las variables consideradas, se encuentran el contenido de finos, tamaño de la partícula (máximo), química del mineral, entre otros.

Esta etapa, normalmente se lleva a cabo cuando el mineral es agitado previo a la construcción de la pila. Para que esto ocurra, el contenido de finos provenientes desde el proceso de chancado debe ser bajo para lograr una mezcla adecuada.

En caso contrario, si desde la etapa de chancado, el material viene con un alto contenido de finos, esta etapa se debe realizar en tambores rotatorios, los cuales poseen un largo entre 2,5 a 3,5 veces su diámetro y en el cual el tiempo que permanece el mineral es de un minuto aproximadamente para lograr una buena incorporación entre la parte sólida y la parte líquida de la mezcla (López, 2012).

El fin de llevar a cabo este proceso es mejorar el flujo dentro de la pila de lixiviación, ayudando a contener los finos y que estos no afecten la permeabilidad y drenaje de la

misma. Por otra parte, al ser mezclado antes el mineral con una cantidad de ácido, esto ayuda a agilizar el proceso de la lixiviación.

Lixiviación

Disminuido el tamaño inicial del mineral por las etapas anteriores, éste se debe concentrar o apilar en el lugar donde se procederá a realizar la lixiviación.

Existen diversas maneras de llevar a cabo la lixiviación el método comúnmente utilizado es el “*heap leaching*” que corresponde a la lixiviación en pilas debido al tratamiento a gran escala que se puede realizar del mineral, como se puede ver en la Figura 3 (Universidad de San Luis de Potosí, 2015).

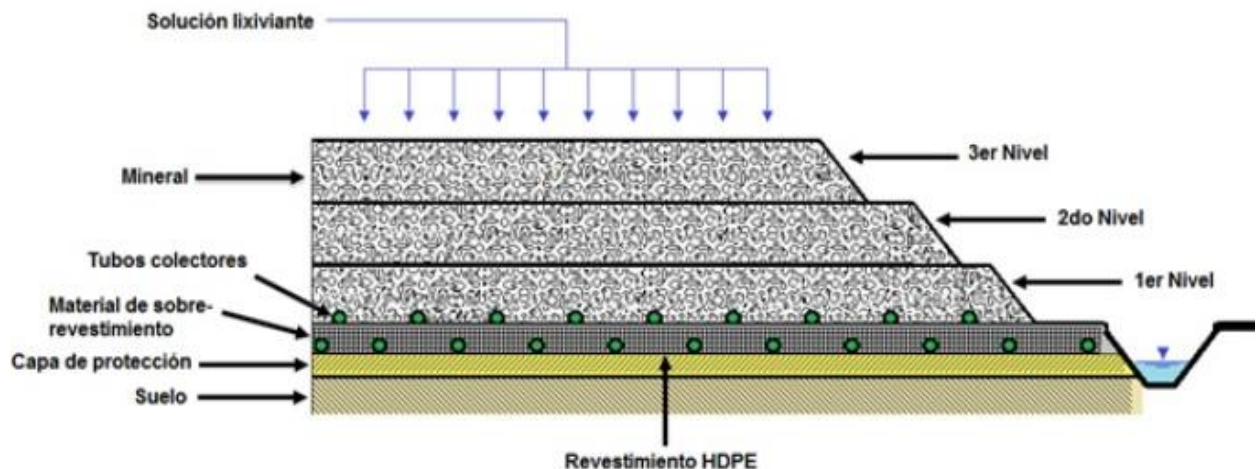


Figura 3 Lixiviación en pilas o terrenos preparados Fuente: (Broggi, Ivan, 2015)

Este proceso se inicia con la acumulación del mineral en pilas de grandes dimensiones que varían entre los 2 a 8 metros de altura (Beckel, 2000) y son acondicionadas previamente con la impermeabilización y drenaje necesario las que luego son regadas con una solución de agua y ácido sulfúrico, esto dado que los minerales oxidados son sensibles a las disoluciones ácidas. Del riego realizado se obtiene una disolución de sulfato de cobre (CuSO_4) conteniendo óxidos y sulfuros de cobre dentro de sí. El proceso de lixiviación se lleva a cabo en ciclos que duran hasta 90 días en los

minerales oxidados si se realizan en pilas dinámicas, mientras que si se realiza en pilas estáticas pueden llevar meses o años, ya que las pilas se van construyendo y regando por niveles para mantener la calidad de la solución recolectada (Beckel, 2000). La media de recolección de la solución que se obtiene de las pilas contiene alrededor de 9 g/l de cobre (Muñoz, 2016).

Extracción por solventes (SX)

Recolectada la solución de las pilas, las cuales contienen un bajo contenido de cobre y un alto contenido de impurezas, deben ser tratadas en una planta de extracción por solventes, en donde mediante el uso de reactivos especiales para la selectividad del cobre pasa a la etapa de concentración y purificación en donde las impurezas son retiradas mediante precipitación de estas utilizando agentes químicos para este propósito (López, 2012).

De este tratamiento que se realiza en tanques de agitación se obtiene una solución purificada y adicionalmente los metales precipitados, el proceso se ve apoyado por un sistema de filtrado que permite la separación del material precipitado de la solución (Universidad de San Luis de Potosí, 2015). Se obtiene al final una disolución de sulfato de cobre en donde las concentraciones llegan hasta los 45 g/l de cobre.

Electroobtención (EW)

En esta etapa final del cobre oxidado se obtienen cátodos de cobre que alcanzan un 99,99% de pureza los cuales se obtienen por medio de la energía eléctrica y se obtienen a partir de la solución electrolítica rica en iones (Cu^{+2}).

Lo anterior en base a la solución recolectada y concentrada en las fases anteriores la cual es trasladada a celdas de electroobtención en donde se disponen de ánodos (+) y cátodos (-) por donde entra y sale la corriente respectivamente, cuyo material comúnmente

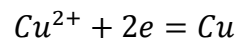
utilizado en el ánodo en su elaboración es el plomo, mientras que para los cátodos se emplea acero inoxidable (CODELCO, 2019).

Sin perjuicio de lo mencionado anteriormente, existen ánodos en donde se ha estudiado la utilización de metales nobles como el platino en delgadas capas sobre sustratos de titanio que ayudan a requerir una menor tensión de sobrevoltaje pero su costo de inversión impide su uso industrial aún (CODELCO, 2019).

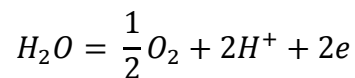
La corriente eléctrica que circula por las celdas es de baja intensidad y es lo que permite que mediante la electrólisis los iones de cobre suspendidos en la solución viajen a la zona negativa, o sea al cátodo y se depositan en él.

Lo anterior se resume en la siguiente ecuación:

Cátodo:



Ánodo



Ecuación 1 Principales reacciones químicas en EW Fuente: (Hecker, 2015)

Este proceso tiene una duración aproximada de entre seis a siete días, tras los cuales se consiguen los cátodos de cobre. Actualmente este método es el más simple para la recuperación de cobre desde medios líquidos, además de permitir la recuperación de otros metales preciosos como subproductos. (Sepúlveda, 2014)

3.1.2 Consumo energético de la minería

El consumo de energía en la minería está directamente relacionado con la cantidad de procesos y la cantidad de mineral a tratar. Se prevé que cada año aumente el consumo de energía eléctrica por diversos factores, como el uso de desalinizadoras para la obtención de agua para los procesos, el aumento en la demanda de cobre, etc.

Según un estudio realizado por COCHILCO (2020), se espera que el mayor aumento en el consumo energético lo realizará la concentradora con un 11% entre los años 2020 y 2031, debido a la disminución en las leyes de los minerales procesados, esto se condice con la reducción que muestra la producción de cátodos debido al agotamiento que se producirá en el futuro de los óxidos. Otra variación importante que se proyecta es la energía utilizada para la desalinización e impulsión de agua hacia las faenas debido al agotamiento del agua continental y también como manera de transformar la minería en un proceso industrial extractivo más sustentable.

En la Figura 4, se pueden observar la tendencia que tendrá el consumo eléctrico en la minería en los próximos 10 años identificado por procesos.

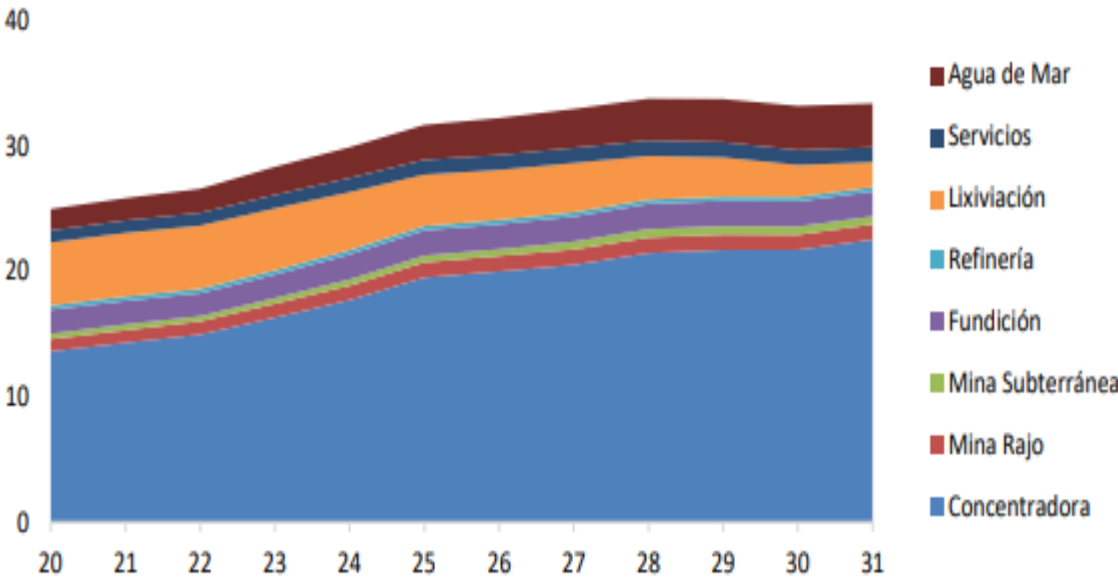


Figura 4 Consumo eléctrico esperado (TWh) de la minería del cobre a nivel nacional por procesos, 2020-2031 Fuente: (COCHILCO, 2020)

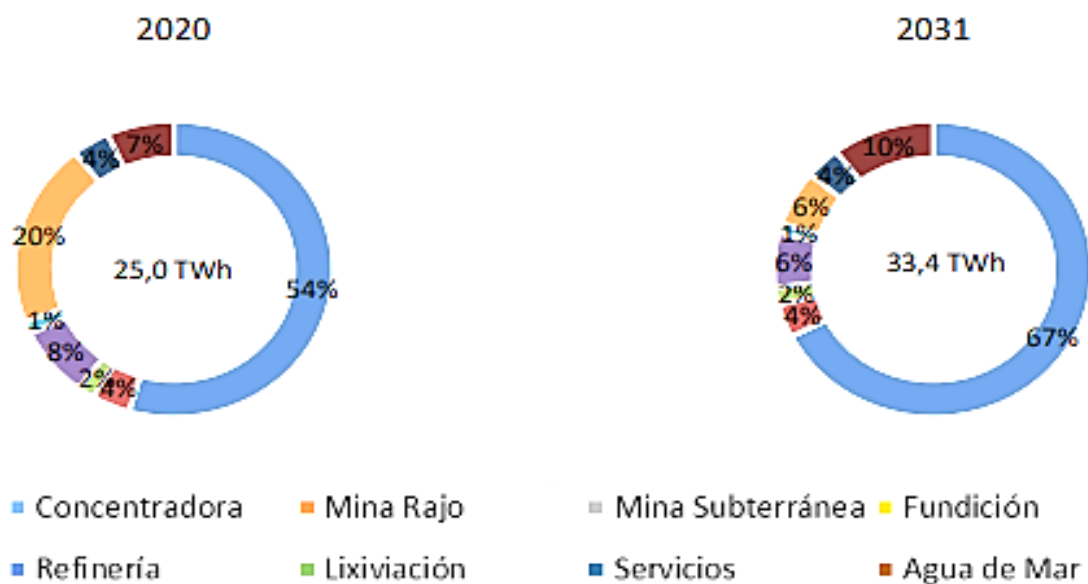


Figura 5 Consumo eléctrico esperado (%) de la minería del cobre a nivel nacional por procesos, 2020 y 2031. Fuente: (COCHILCO, 2020)

En el consumo total se pronostica que habrá un aumento de 33,6 TWh tal como se ve en la Figura 5, graficando de esta manera los procesos que tendrán los cambios más significativos. Actualmente la energía utilizada se genera a partir de energías renovables no convencionales (ERNC), dentro de las cuales podemos encontrar la eólica, solar térmica o solar fotovoltaica por mencionar algunas, la cuales cuentan con un gran potencial a lo largo del país y cada vez con un menor costo de generación, aunque también este sistema se alimenta con energía proveniente de fuentes con altos niveles de emisiones.

3.1.3 Metodología para el cálculo de energía en los procesos y faenas

Como se sabe, existen diversos procesos en donde el consumo energético varía según muchos factores, aunque el principal es el mineral que se está tratando en conjunto con la capacidad de tratamiento y el tipo de faena. Para lo anterior en COCHILCO (2020),

se presenta la siguiente ecuación que permite la estimación del consumo energético, según las siguientes variables:

$$Cons_{ijkt} = ProdEst_{ijt} * PondProd_{ikt} * CoefUnit_{jt}$$

Ecuación 2 Consumo energético de procesos mineros (COCHILCO, 2020)

Donde:

$Cons_{ijkt}$: Consumo de electricidad (en TWh) en la faena i, en el proceso j, de acuerdo a la condición/estado k del proyecto, en el año t.

t: Periodo considerado (años 2020 – 2031).

i: Faena minera considerada.

j: Proceso minero considerado.

k: Condición/estado del proyecto minero considerado.

$ProdEst_{ijt}$: Capacidad de procesamiento estimada según diseño en la faena i, en el proceso j, y la condición/estado k del proyecto en el periodo t.

$PondProd_{ikt}$: Ponderador de la producción estimada en base a información histórica según la condición de un proyecto k en una faena minera i en el periodo t. $PondProd_{ikt} \in (0,1]$

$CoefUnit_{jt}$: Consumo unitario estimado de electricidad en el proceso j en el periodo t.

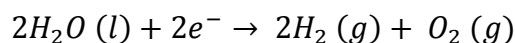
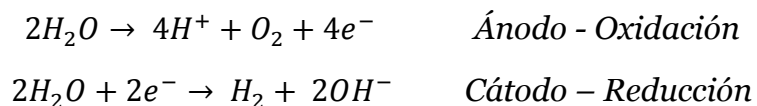
3.2. Propuesta de tecnología para la obtención de H₂ verde

El hidrógeno es uno de los elementos más abundantes en la Tierra, pero no se encuentra en estado puro en la naturaleza y actualmente se produce en su mayoría a partir de gas natural y puede ser denominado hidrógeno gris o azul.

Una nueva opción para la obtención de hidrógeno es producirlo a partir de agua y energía renovable. A esta opción se le denomina “Hidrógeno verde”, ya que no existen emisiones de CO₂ durante el proceso. (VER ANEXO I)

3.2.1. Descripción de los sistemas de obtención de H₂ verde

La obtención de hidrógeno verde utiliza como materia prima agua y energía obtenida a partir de fuentes renovables. La energía que se puede agregar tanto en forma de calor o en forma de electricidad se utiliza para separar las moléculas que componen el agua. Como se describe en la Ecuación 3, esta forma de obtención no genera gases CO₂ o gases de efecto invernadero (GEI).



Ecuación 3 Ecuación óxido-reducción para la obtención de H₂ Fuente:(Sánchez, 2005)

A continuación, se describen los métodos conocidos actualmente para la generación de hidrógeno verde y que se pueden utilizar potencialmente en este análisis.

3.2.1.1 Electrólisis por medio de pilas de combustible

La electrólisis es la hidrólisis del agua, en donde los átomos que componen sus moléculas se separan con la ayuda de la electricidad. En este proceso, lo que se hace es exponer a las moléculas de agua a un campo eléctrico mayor que el campo eléctrico interno que posee la molécula (Jiménez, 2020).

En este proceso electroquímico se obtienen gases tanto de hidrógeno como de oxígeno y se realiza mediante dos electrodos (ánodo y cátodo), los cuales son sumergidos en la solución acuosa y sometidos a una diferencia de potencial eléctrico la que altera el campo eléctrico provocando la separación en iones O^- y H^+ (Jiménez, 2020).

Durante el movimiento de electrones generado por los electrodos, el hidrógeno se forma en el cátodo, mientras que el oxígeno en el ánodo tal como se muestra en la siguiente imagen. Existen diversas formas de mejorar la producción de ambos gases, estas pueden ser por medio de tecnologías de membranas o también se realiza por medio de la adición de sales a la solución acuosa, permitiendo así que la reacción aumente su velocidad.

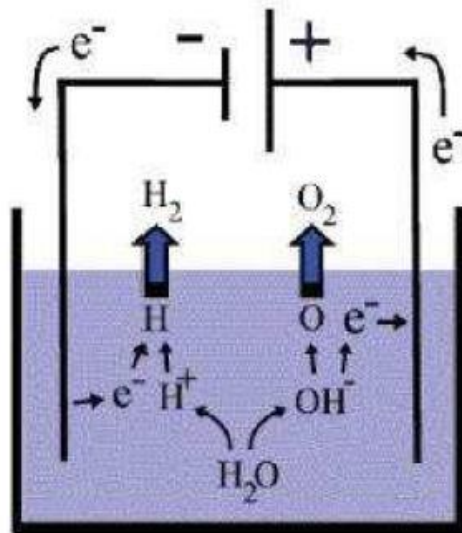


Figura 6 Principio de funcionamiento de la electrólisis Fuente: (Sáez, 2020)

La ventaja de este proceso es la nula generación de gases de efecto invernadero (GEI) si se realiza con energía que provenga de fuentes renovables, con una tecnología desarrollada y con el método del que se posea más conocimiento para la obtención de hidrógeno a partir del agua.

Dentro de la tecnología utilizada se encuentran tres tipos de electrolizadores, los cuales son empleados para obtención de hidrógeno y que se describen a continuación:

Electrolizadores alcalinos

Se tiene registro de su uso, desde comienzos del siglo XX y actualmente su tecnología permite que la producción de hidrógeno, generada por estos dispositivos, sea significativa llegando a generar entre 40 – 70 kg H₂/h con niveles de pureza que bordean el 99,5%.

Los electrolizadores alcalinos para realizar el proceso utilizan hidróxido de potasio (KOH) o hidróxido de sodio (NaOH) y pueden alcanzar una eficiencia entre los 47% y 82%, con vida útil 15 años, con horas de operación entre las 60.000 y 90.000 horas y tiene un tiempo de partida de 10 a 15 minutos (Vásquez *et al*, 2018).

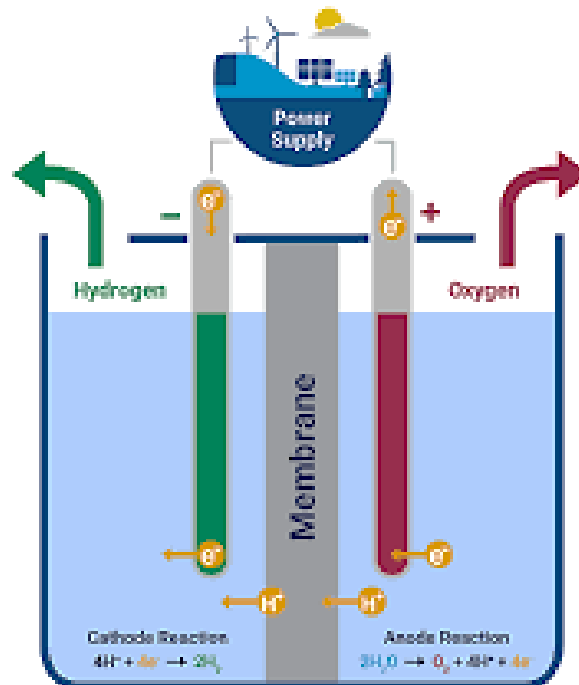


Figura 7 Proceso de electrólisis alcalina a partir de agua y energías renovables. Fuente: (Vásquez *et al*, 2018).

Membrana de intercambio de protones (PEM)

Esta membrana es responsable del intercambio de protones de hidrógeno y es una tecnología que se encuentra en etapa inicial de comercialización. Los electrodos utilizados pueden ser metales nobles como platino o iridio en un contenido que varía entre 0,1 y 0,2 mg de metal por cm^2 .

La pureza alcanzada por el hidrógeno con esta tecnología está sobre el 99,99 vol. %, siendo mayor que en los electrolizadores alcalinos. Los sistemas que se comercializan actualmente tienen una vida útil de entre 20.000 a 60.000 horas y la eficiencia entre 48% y 78%. A diferencia del electrolizador alcalino, una de sus ventajas es que enfrenta de buena manera las diferencias de potencia que sustentan la red (Vásquez *et al*, 2018).

Como se señalaba anteriormente, aún se encuentra en una etapa inicial de comercialización, aunque se registra su uso desde 1978.

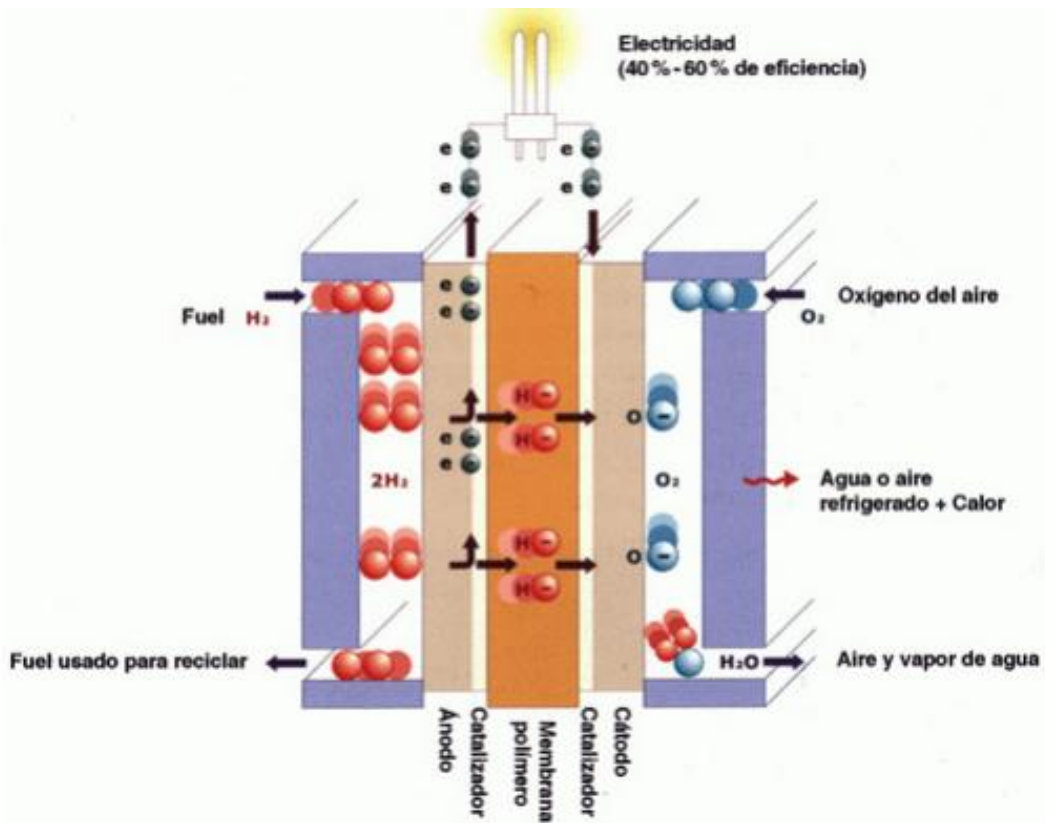


Figura 8 Proceso de electrólisis por método PEM Fuente:(García, 2011)

En cuanto a la eficiencia, esta varía dependiendo de la tecnología que se utilice en el proceso, ya sea Alcalino o PEM. A continuación, se presenta una tabla síntesis (Tabla 1) con las eficiencias de cada tecnología y su nivel de desarrollo tecnológico.

Tabla 1 Rendimiento, costo y estado actual de las tecnologías para obtención de hidrógeno verde

Tecnología	Costo de inversión (USD/kW)	Eficiencia (%)	Estado de desarrollo	Vida útil (horas)	Pureza de H ₂ (%)	Fuente
Elec. Alcalinos	850 - 1500	47 - 82	Comercial	60.000 – 90.000	99.5	(Vásquez, Salinas, & GmbH, 2018)
PEM	1.500 – 3.800	48 - 78	Inicio/comercial	20.000 – 60.000	99.99	(Vásquez, Salinas, & GmbH, 2018)

Las cantidades de hidrógeno puro que se producen por medio de la electrólisis no son grandes, pero tienen la ventaja de que se pueden producir en cualquier lugar donde haya una fuente de energía renovable, ya sea eólica, solar, fotovoltaica, etc. Por lo que no se ve limitado a un cierto lugar para ser producido.

3.2.1.2 Termólisis

El proceso de la termólisis tiene el mismo fin de la electrólisis, pero en este método para la separación de las moléculas se debe someter el agua a altas temperaturas. Los enlaces que componen la molécula de agua se rompen cuando la temperatura sobrepasa los 2200°C, y es en este instante cuando el hidrógeno se separa del oxígeno (Jiménez, 2020).

En este método se pone en contacto la fuente de calor con el agua para que esta absorba la energía térmica. Este proceso debe tener un especial cuidado dado que la reacción es reversible y se corre el riesgo de ser explosiva en esta recombinación.

Para evitar lo anterior y separar el hidrógeno sin problemas se deben tener algunas precauciones como estabilizar los gases disminuyendo la temperatura, utilizar membranas para una correcta separación y que pueden contener una aleación de paladio y plata para una absorción selectiva.

3.2.2 Almacenamiento y transporte de H₂ verde

Un punto importante en la producción de este tipo de hidrógeno es su almacenamiento, ya que no siempre se puede contar con un suministro constante de éste. Es por ello por lo que se han estudiado y utilizado diversos métodos alrededor del mundo, de los cuales se presentarán los más utilizados actualmente.

Portadores químicos

Dentro de las alternativas existentes para almacenar hidrógeno podemos encontrar aquellas denominadas sustancias químicas portadoras, que normalmente se encuentran en estado líquido y la mayor ventaja de esta opción es su bajo inconveniente tanto para almacenar como para transportar. Las alternativas químicas más utilizadas son el metano (CH₄) o amoníaco (NH₃).

El metano representa varias ventajas ya que es sintetizado a partir de CO₂ y nitrógeno para lo cual ya existe una infraestructura y tecnología disponible para ello, además de que puede ser utilizado como combustible.

Por otra parte, el amoníaco se crea desde la mezcla de hidrógeno y nitrógeno gaseoso por medio del ciclo Haber-Bosch, en donde se unen estos dos gases en un reactor catalítico. Una de las ventajas que representa este método de almacenamiento es que se

puede aumentar la densidad de transporte, tornándolo competitivo en aspectos volumétricos y energéticos a diferencia de los combustibles fósiles (Vásquez *et al*, 2018).

Compresión

El hidrógeno al ser obtenido como gas se traduce en una baja densidad de este, es por ello que para su almacenamiento se necesitan tanques de gran volumen. Para llevar a cabo esta transformación, se utilizan compresores diseñados para este gas y se realiza de manera adiabática, dado que la energía que se debe aplicar para la compresión final del hidrógeno depende de las presiones iniciales y finales, además de la masa que se desea comprimir (Jiménez, 2020).

Almacenamiento en sólidos

El principal objetivo de este método de almacenamiento es operar de la manera más segura y eficiente el manejo del hidrógeno, para ello se utilizan cuatro tipos de materiales:

- Carbono o materiales de alta área superficial.
- Hidruros químicos térmicos
- Hidruros recargables
- Hidruros químicos.

A diferencia de su almacenamiento como gas o en forma líquida, es que su volumen es menor a los métodos mencionados, es necesaria una menor presión, tiene una mayor eficiencia energética, además de tener una pureza mayor del hidrógeno, lo que representa un beneficio (Vásquez *et al*, 2018).

Tuberías

Una de las soluciones más simples y estudiadas para el transporte del hidrógeno como gas es utilizar las tuberías de transporte de gas natural. Este método se ha evaluado mediante la inyección de hidrógeno a las redes de gas sin realizar modificaciones importantes a las instalaciones excepto donde se inyecta o reciben los gases, ya que se debe hacer una separación de esta mezcla. Los estudios han demostrado que se puede llegar a introducir entre un 10%-20% de la capacidad total de las tuberías no afectando la demanda de gas natural entregada por las mismas (Jiménez, 2020).

También es opción crear una red de tuberías exclusivas para el transporte de hidrógeno con una mayor capacidad, capaces de soportar mayor presión, ya que si bien las redes de gas natural pueden ser ocupadas para este fin, existe una problemática asociada a la composición de las tuberías, ya que el gas de hidrógeno al ser de moléculas más pequeñas se produce un fenómeno llamado *embrittlement*, el cual hace referencia a fugas que se producen a través del material, es por ello que no se puede hacer una inyección mayor a la red (Jiménez, 2020).

3.2.3 Planta desalinizadora

Como se sabe, el agua continental es un recurso vital y cada vez con menor acceso, es por consiguiente que se potencia su consumo humano y se buscan alternativas para las industrias que lo necesitan para sus procesos productivos, para ello una de las alternativas es el uso de plantas desalinizadoras de agua de mar.

Existen varios métodos para desalinizar el agua, entre ellos se encuentra, Osmosis Inversa, Electrodiálisis, Evaporación Multi-Etapa Flash (MSF), destilación por energía solar entre otras. En Chile la opción más utilizada es la osmosis inversa representando un menor costo por m³ producido, \$0,6 USD/m³ aproximadamente (Zuñiga, 2017). Lo anterior se debe a que en Chile al existir una tecnología que cuente con mayores proveedores y con un costo de mantención menor, impacta positivamente en el valor final de la producción.

Planta de Osmosis

El funcionamiento de una planta de osmosis (Figura 9) se basa principalmente en sistemas de filtración a presión, usando bombas de alta presión. Previo a este tratamiento se debe realizar una eliminación de todo material que se encuentre en suspensión para no afectar el proceso de filtración ni la maquinaria.



Figura 9 Planta de osmosis inversa Fuente: (ProMinent, 2021)

Parte importante de estas instalaciones es la captación de agua, la cual se puede realizar de manera superficial o subterránea. Si se realiza de manera superficial se recomienda implementarlo en lugares de poco oleaje, mientras que, si se utiliza el método subterráneo, las tuberías se instalan entre 100 y 1.000 metros mar adentro o mediante la utilización de pozos playeros. Los beneficios que representa la primera opción es el bajo costo de instalación en comparación con el otro método, sin embargo, el caudal que se puede obtener puede ser limitado por la zona de instalación, mientras que las instalaciones subterráneas proveen de un caudal ilimitado si es mar adentro (ver Figuras 10 y 11) (Zuñiga, 2017).

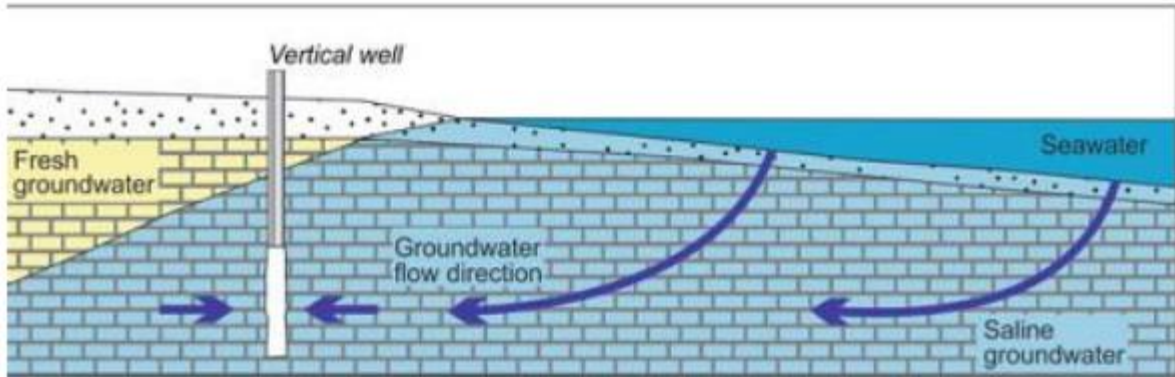


Figura 10 Sistema de captación de agua mediante pozos Fuente: (Zúñiga, 2017).

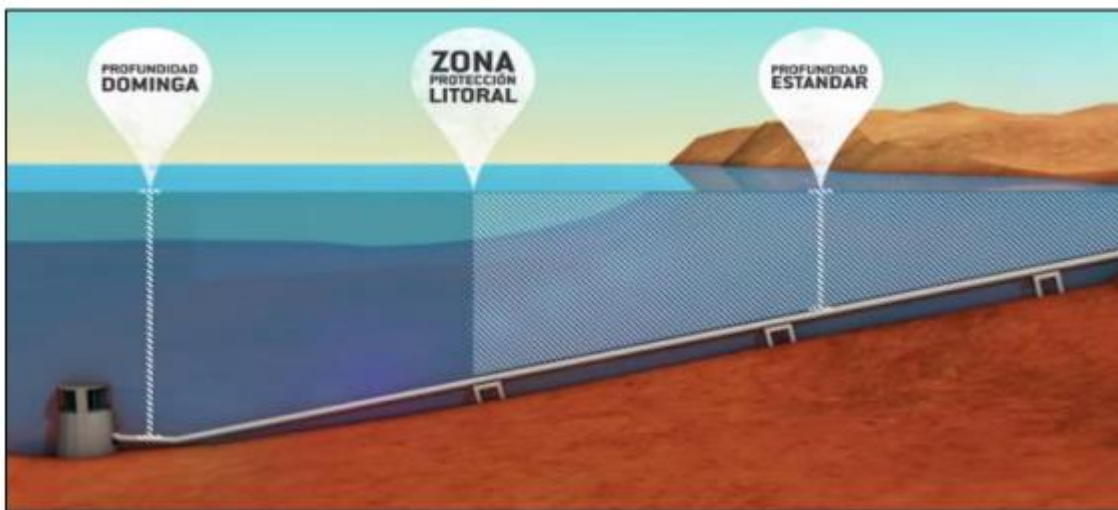


Figura 11 Esquema de captación de aguas mar adentro Fuente: (Zúñiga, 2017).

Metodología de cálculo del consumo esperado de electricidad en plantas desalinizadoras y sistemas de impulsión

Existe una metodología utilizada para el cálculo de la potencia eléctrica que requiere una planta de desalinización, así como el sistema de impulsión presentada por COCHILCO (2020) para ello se deben contar con algunos supuestos, los cuales son:

- Plantas en operación se mantienen según la vida útil de la faena a la que abastecen.
- El caudal de agua es según la proyección realizada por COCHILCO sobre el consumo de agua esperado de cada faena y se utilizada el mismo tanto para la

planta como para el sistema de impulsión. La capacidad de la planta es lo que es en base a lo informado por las empresas.

- Para la planta desalinizadora se estimó el consumo eléctrico según un factor por m³ de agua a desalinizar.
- Funcionamiento plantas generadoras de 360 días al año y 24 horas al día.
- Energía por m³ necesaria para desalinizar: 3,4KWh/m³.
- Eficiencia bombas de 70%.
- Pérdidas de carga horizontal: 0,03 KWh/(m³/km)
- Consumo energía eléctrica por diferencia de cota: 0,003 KWh/(m³/m)

Con las suposiciones anteriores, se puede proceder al cálculo de potencia tanto de la planta como del sistema de impulsión, para ello se utilizarán las siguientes ecuaciones:

Planta desalación de agua:

$$4 \frac{KWh}{m^3} \times Q \times \left(\frac{3,6}{1.000} \right)$$

Ecuación 4 Ecuación para cálculo de potencia de planta desalinizadora Fuente:(COCHILCO, 2020).

Impulsión de agua:

$$\frac{g \times \rho \times Q \times H}{1.000.000 \times \eta b \times \eta m}$$

Ecuación 5 Ecuación para cálculo de potencia para sistema de impulsión de agua Fuente:(COCHILCO, 2020)

Donde:

g: Aceleración de gravedad, la cual es igual a 9,8 (m/s²).

ρ: Densidad del agua, la cual es igual a 1.000 (kg/ m³).

H: Altura (msnm).

Q: Caudal en metros cúbicos por segundo (m³ /s).

η_b : Rendimiento de bombas (%).

η_m : Rendimiento del motor (%).

Esta manera de calcular la potencia de ambos procesos permite realizar el cálculo de energía eléctrica mediante la siguiente ecuación:

$$\text{Energía (TWh)} = \frac{\text{Potencia} \times \text{días} \times \text{horas}}{1.000.000}$$

Ecuación 6 Ecuación para cálculo de energía eléctrica Fuente: (COCHILCO, 2020)

Donde:

Potencia: está debe ser expresada en MW.

Días: Se consideraron 360 días de operación en el año.

Horas: Se consideraron 24 horas de funcionamiento diarias.

3.2.4 Diseño de planta de hidrógeno

El hidrógeno verde que se produce, generalmente es a partir del exceso de energía proveniente de una planta de energías renovables, ya sean parques eólicos, paneles solares, etc. que a menudo generan un excedente de electricidad.

El diseño de una planta de generación de hidrógeno, debe contemplar la potencia necesaria para una cierta cantidad de hidrógeno producido, dado que si se genera una planta sobredimensionada el funcionamiento y la producción final se pueden ver afectados. Para evitar lo anterior se debe conocer en detalle a la potencia a la cual se tendrá acceso y a partir de ahí calcular el flujo mensual de hidrógeno que se podrá producir (Pineda, 2009).

En la siguiente imagen se puede observar la planta Hychico, instalada en la Patagonia Argentina, en donde se produce hidrógeno a partir de electrólisis utilizando el

exceso de energía generada por un parque eólico de la zona. Está planta genera 120 Nm³/h de hidrógeno de alta pureza (Vásquez *et al*, 2018).

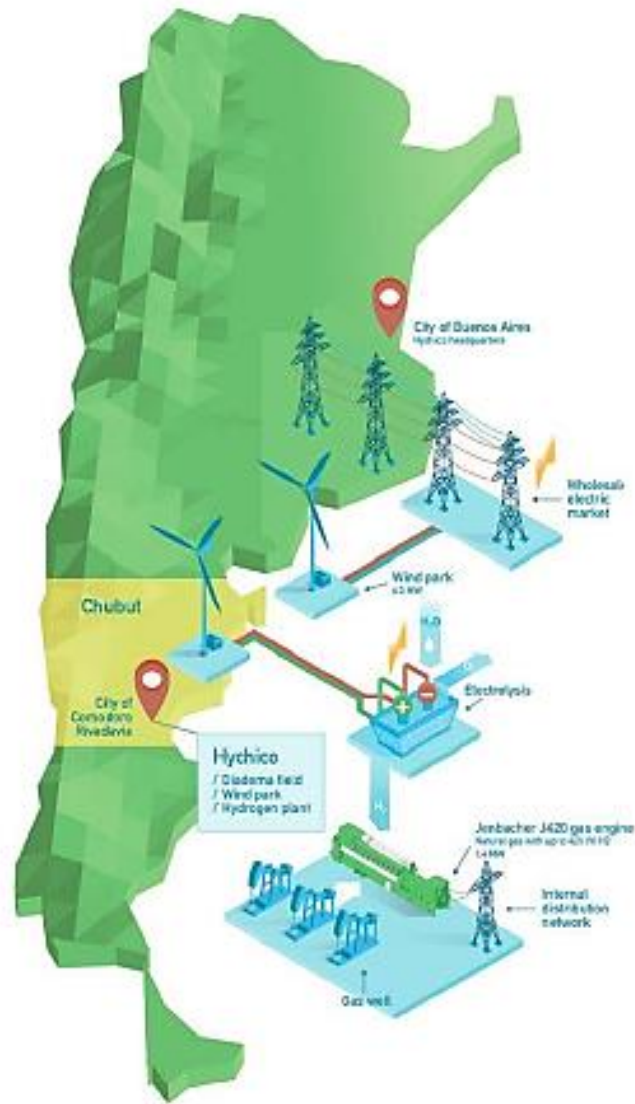


Figura 12 Planta de producción de hidrógeno, oxígeno y electricidad en Argentina, Hychico Fuente: (Vásquez *et al*, 2018).

3.2.5 Producción de H₂ verde

La ventaja que posee nuestro país al momento de hablar de la generación de hidrógeno, refiere al gran potencial en ERNC cuyo recurso es tan importante como el agua al momento de la generación de éste gas y sobre lo cual cada vez se muestran más avances. La creación de nuevas generadoras de energía eléctrica por medios renovables no convencionales provoca una reducción en el costo de la misma, impactando positivamente en el valor de aquellos productos o servicios en donde este concepto tiene mayor relevancia al momento de su producción.

Según lo descrito en esta memoria, el recurso energético cobra una vital relevancia al momento de generar el hidrógeno, puesto que es uno de los insumos principales para llevar a cabo el proceso en conjunto con el agua. Hoy en día, se ha superado con creces la meta propuesta para la implementación y generación de electricidad por medios renovables no convencionales, lo que representa un impacto positivo en las emisiones finales de los GEI.

Según Jiménez (2020), en Chile existe un gran potencial para la instalación de plantas de ERNC contabilizando alrededor de 70 con potencias mayores a 200 MW. La oportunidad que representa esta estimación es la disminución en el futuro del costo de producción del hidrógeno, ya que la electricidad es el principal recurso utilizado en el proceso.

De acuerdo con Vásquez, et al (2018) la potencia que se puede llegar a generar por medio de la cogeneración en Chile puede variar entre 6 MW a 20 MW en las condiciones actuales.

3.2.6 Experiencia nacional

Actualmente en Chile las empresas que producen hidrógeno lo hacen en base a la tecnología de reformación de gas metano con vapor y hay solo dos empresas en el país que lo producen: Linde Gas Chile S.A. e Hidrógenos Biobío. Ambas empresas generan

hidrógeno para refinerías de ENAP, las cuales están encargadas de reducir la cantidad de azufre presente en el diésel (Vásquez *et al*, 2018).

Por otra parte, INDURA, produce en su planta INDURA Lirquén hidrógeno para el proceso de fabricación de vidrio para la planta Vidrios de Lirquén. El método para la obtención de H₂ es por medio de la electrólisis y está en operación desde 1996 (INDURA S.A., 2015).

La producción de H₂ verde se ve como una excelente oportunidad para el país dado su potencial en generación de energía a partir de fuentes renovables, aunque actualmente no se produce en el país, sí existen universidades que están realizando estudios tanto en generación como el uso del hidrógeno como combustible, este último tema enfocado en el uso de camiones de alto tonelaje en el área minera.

El año pasado se anunció la creación de dos plantas de hidrógeno verde como parte del plan de transición de la matriz energética. Una de ellas es HyEx y será instalada en Antofagasta, y es un proyecto que cuenta con 2 mil MW provenientes de energías renovables y con el cual se pretende energizar la planta de producción de hidrógeno verde de 1.600 MW, por medio del uso de electrolisis del agua utilizando agua de mar y producir así 124.000 toneladas de hidrógeno verde al año. El producto final de esta planta será amoniaco producido por el hidrógeno y nitrógeno del aire el cual será procesado por una planta Haber Bosch para su obtención. Se proyecta que para el 2024 se inicien las operaciones en una planta piloto de energía solar de 36 MW en la región de Antofagasta, mientras que el desarrollo completo de la planta se contempla para el 2030. Este proyecto estará a cargo de la multinacional francesa Engie en conjunto con Mining3, organización enfocada en la investigación de la industria minera y que en conjunto buscan la carbono neutralidad en la minería en el futuro cercano (La Segunda, 2020).

Por otra parte, se encuentra la unión de las empresas Enel Green Power Chile (EGP) junto a Agente del Mercado Eléctrico S.A (AME) en conjunto con otros posibles miembros de la industria, quienes desarrollarán en la zona de Cabo Negro en la Región de Magallanes, una planta de hidrógeno verde obtenido a partir de un electrolizador que utilizará energía eólica. El proyecto Highly Innovative Fuels (HIF) se tiene planificado que

entre en operación el 2022 y sería la primera planta en producir este combustible en el país (Diario Financiero, 2020).

3.2.7 Experiencia internacional

La situación internacional es muy distinta a la vivida en Chile, ya que hay países en los cuales se han propuesto metas muy ambiciosas en el desarrollo de tecnología a partir del hidrógeno verde y un 18% se genera por medio de la electrólisis, aunque la fuente de energía no necesariamente proviene de fuentes renovables. El principal enfoque es en transporte (autos, aviones, camiones, etc.), utilizando el hidrógeno como combustible.

Alemania, Japón y China son los países que están en la vanguardia respecto al hidrógeno verde, cuyo propósito principal es cambiar su matriz energética por una que sea sustentable y amigable con el medio ambiente (Vásquez *et al*, 2018).

En la minería las empresas Hatch Ltd, Anglo American, BHP y Fortescue Metals Group (FMG) han formado un consorcio para buscar las formas de introducir el uso del hidrógeno verde dentro de sus operaciones, para así disminuir su huella de carbono. Anglo American en su sede en Sudáfrica está empleando celdas de combustible en camiones mineros. Mientras que BHP que mantiene operaciones mineras en Australia, América del Norte y Sur y la empresa Fortescue de origen australiana que trabajan en la extracción de hierro están trabajando en el desarrollo de tecnología con hidrógeno con una membrana que permite que el amoniaco sea utilizado como material de transporte y almacenamiento de hidrógeno con la agencia Green Hydrogen CSIRO (Fuel Cells Bulletin, 2020).

3.2.8 Normativa legal nacional e internacional del H₂ verde

El principal objetivo de la regulación del hidrógeno verde como vector energético es, en un inicio garantizar la seguridad tanto del personal como de las instalaciones para disminuir al máximo los riesgos. Por otra parte, la correcta regularización del mercado permite incentivar la inversión tanto de empresas nacionales como extranjeras, además

de acceder a tecnologías asociadas al proceso de producción del hidrógeno (Vásquez *et al*, 2018).

3.2.8.1 Normativa nacional

Actualmente en Chile solo existe una normativa que regula el hidrógeno como gas industrial, no así como fuente de energía.

El artículo 21° del DS N°40 (1969), Reglamento sobre Prevención de Riesgos Profesionales, establece la obligación de informar a los trabajadores sobre los riesgos, medidas de prevención y métodos de trabajo relacionados al manejo de gases industriales.

Como en Chile se norma el hidrógeno como gas se le aplica la NCh 1377 (1991) – “Cilindros de Gas para Uso Industrial – Identificación del Contenido”, el cual dicta la pauta a seguir para la manipulación de éste, siendo la misma normativa aplicada a otros gases, lo que define el almacenamiento de este gas a altas presiones y a temperatura ambiente o en su defecto utilizar bajas temperaturas, licuando el gas.

Los cuidados que considera esta norma con respecto al almacenamiento son, no realizar recargas con otros gases cuando han sido cargados con hidrógeno, en particular con oxígeno, no almacenar directo al sol ni junto a tanques de oxígeno debido a su explosividad (CODELCO-Chile, 2000).

Lo anteriormente explicado, se limita a la producción y uso del hidrógeno como gas industrial. Sin embargo, su uso como fuente de energía aún se encuentra en proceso de análisis por parte del Ministerio de Energía, en donde su principal enfoque está en la seguridad de las instalaciones, operaciones, mantenciones de las mismas, el desarrollo del mercado y aspectos ambientales que se pueden considerar en el uso y aplicaciones.

De los lineamientos mencionados para llevar a cabo el plan de desarrollo regulatorio, ya se presentó en el Congreso Nacional de Chile mediante un proyecto de ley una modificación al DL 2.224 (1971) para redefinir al hidrógeno como energético. Este paso es de suma importancia, ya que permite al Ministerio de Energía generar y emitir decretos que permitan reglamentar el uso, producción, almacenamiento y transporte del

hidrógeno. Se estima que entre los años 2020-2023 el ministerio desarrolle y publique al menos tres reglamentos y especificaciones sobre instalaciones de H₂, calidad de este, creación de estaciones de servicio y requisitos técnicos y de seguridad para el uso de vehículos a H₂ (gas) (Maluenda, 2020).

3.2.8.2 Normativa internacional

Dentro del plan internacional, la Unión Europea (UE), es una de las comunidades que ha impulsado fuertemente la producción y uso de hidrógeno verde dentro de su matriz energética. Es por ello, por lo que los diferentes países que la componen han debido actualizar sus respectivas legislaciones para normar tanto su uso como su seguridad.

Cada país miembro de la UE debe alinearse a 5 directrices planteadas por ésta y crear programas que aborden estos temas, además de garantizar el acceso a todos los participantes de la sociedad:

- Seguridad energética.
- Investigación, innovación y competitividad.
- Mercado interior de la energía.
- Eficiencia energética
- Sistema de energía descarbonizado.

Unión Europea

La UE busca por medio de la Directiva 2010/75/UE del Parlamento Europeo y del consejo (Parlamento Europeo y consejo de la UE, 2010), que es la normativa que regula las emisiones de la industria, además de controlar y prevenir la contaminación de estas, busca la regularización de la producción de hidrógeno.

Otra de las normativas que exige la UE para el funcionamiento de la industria es la Directiva 98/24/CE, que es la encargada del área de la salud y seguridad de los

trabajadores en cualquier actividad relacionada con agentes químicos y dispone de las condiciones mínimas en las cuales deben trabajar. (Comisión Desafíos del Futuro, 2020).

Alemania

El país germano es uno de los pioneros en el ámbito internacional en fomentar el uso, producción y la creación de tecnologías relacionadas con el hidrógeno verde, además de plantearse metas ambiciosas para la próxima década en la generación de hidrógeno.

Dentro de las regulaciones que ha incorporado el país, está el aumento en el uso de combustibles renovables dentro del transporte que actualmente corresponde a un 14%. Por otra parte, buscar aumentar la inversión en investigación en laboratorios que evalúan el uso del hidrógeno a nivel industrial, ya que se potenciará en primer lugar el uso de éste en áreas no electrificadas como transporte, industria química, etc. (Comisión Desafíos del Futuro, 2020).

3.3 Sistema de Cogeneración (CHP)

Un sistema o unidad CHP, se denomina así por sus siglas en inglés *combined heat and power* (CHP) y es básicamente una alternativa que permite la generación de dos tipos de energía (calor y electricidad) en un mismo lugar, posibilitando el ahorro en la generación de energía para la empresa (EPA, 2019)

3.3.1 Funcionamiento de un sistema CHP

Existen diversos equipos que permiten la generación de estos tipos de energías que son utilizados para suministrarlos desde viviendas, hospitales o industrias entre otros. El requisito principal es una demanda constante de electricidad y calor, es por ello que se recomienda para el sector industrial.

Su funcionamiento se basa en equipos que generen electricidad utilizando como combustible diésel, gas natural, hidrógeno u otros gases o incluso mezclas de los mismos, generando la electricidad, pero al mismo tiempo recuperar el calor que emite el equipo reutilizándolo para generar vapor o calentar agua en calderas (EPA, 2017).

Los sistemas CHP o de cogeneración poseen diversos tipos de configuraciones comúnmente utilizadas y que se presentarán a continuación.

Turbina de combustión o motor con unidad de recuperación de calor

Esta configuración tal como se puede ver en la Figura 13, utiliza turbinas de combustión o motores que emplean gas natural, biogás, hidrógeno entre otros, para hacer girar generadores y así producir la electricidad. Como equipo adicional se emplean dispositivos captadores de calor, el cual es generado por la turbina o motor principal. Es esta energía térmica la que se reutiliza para generación de vapor o agua caliente (EPA, 2019).

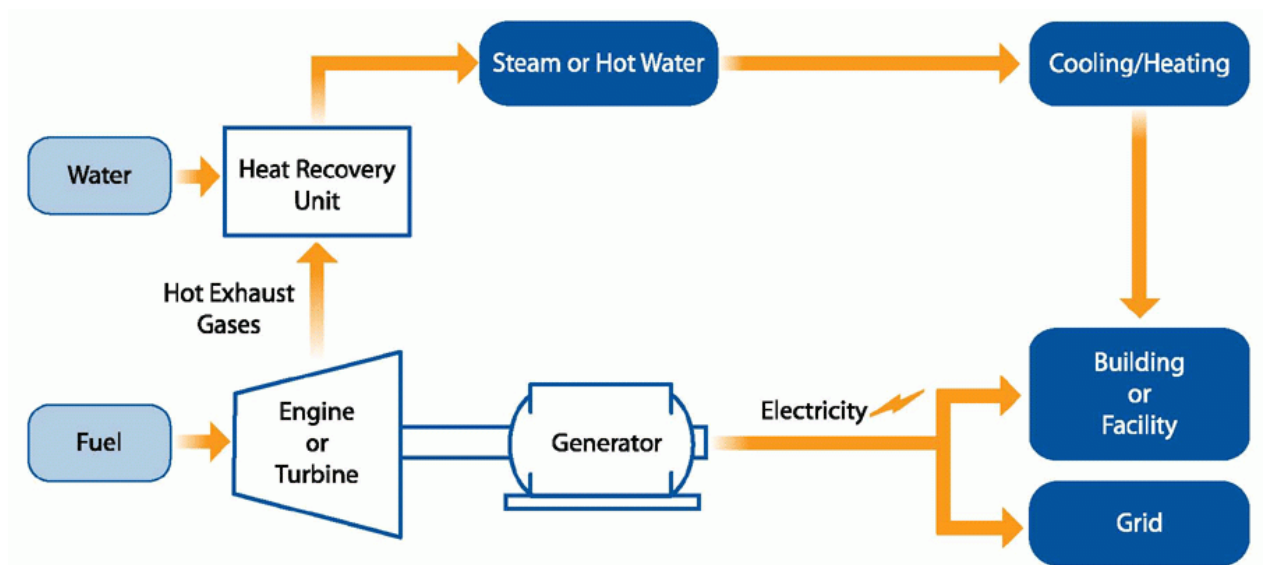


Figura 13 Configuración de turbina o motor con unidad de recuperación de calor Fuente: (EPA, 2019)

Caldera de vapor con turbina de vapor

A diferencia del proceso anterior, la electricidad se genera por medio de turbinas que hacen funcionar un generador, pero estas se mueven gracias al vapor generado en una caldera. Aquí el calor se recupera desde la turbina y es utilizada como energía térmica para otros procesos, tal como se puede ver en la Figura 14 (EPA, 2019).

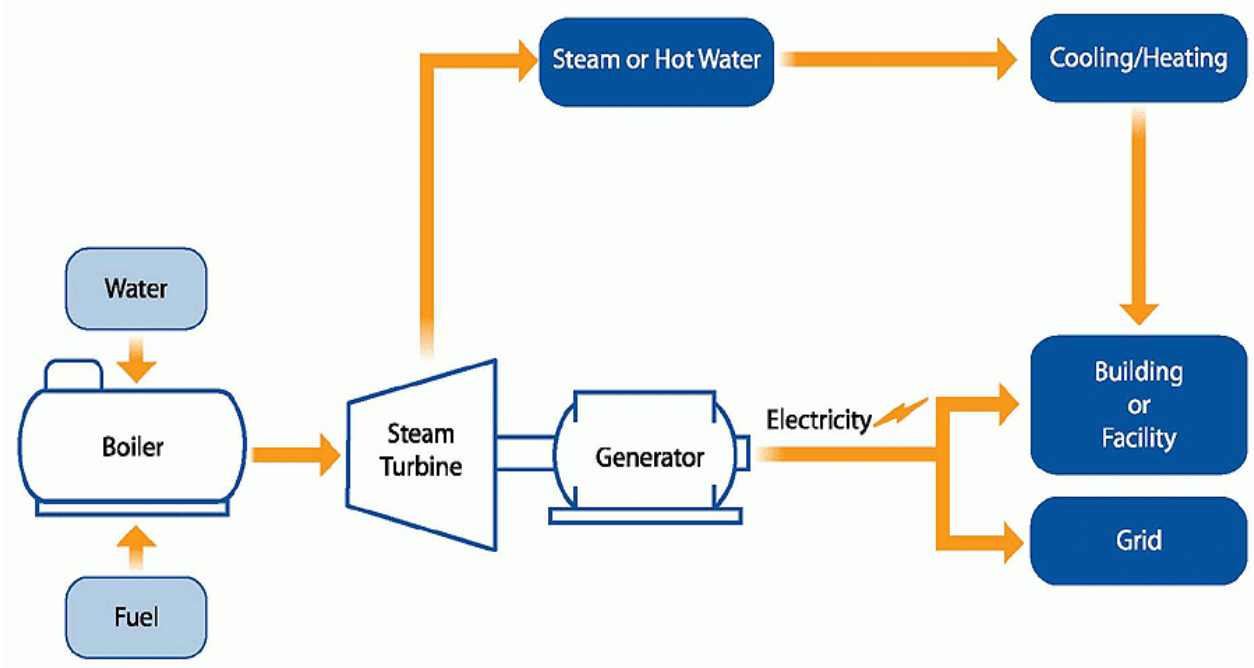


Figura 14 Configuración Caldera de vapor con turbina Fuente: (EPA, 2019)

Pilas de combustible

Mencionadas anteriormente las pilas de combustible (ver sección 3.2.1.1), generan hidrógeno a partir de electricidad y agua, pero en cogeneración, si la pila se alimenta de hidrógeno como combustible se puede generar electricidad y el calor recuperarse en forma de agua caliente o vapor.

En el comercio existen diversos tipos de pilas utilizadas para este proceso y van desde 200 kW a 1.200 kW, dependiendo de la tecnología con la cual estén desarrolladas.

Si bien son equipos eficientes, con bajas emisiones de GEI, bajo ruido entre otras ventajas, el costo de inversión aún sigue siendo alto. (EPA, 2017)

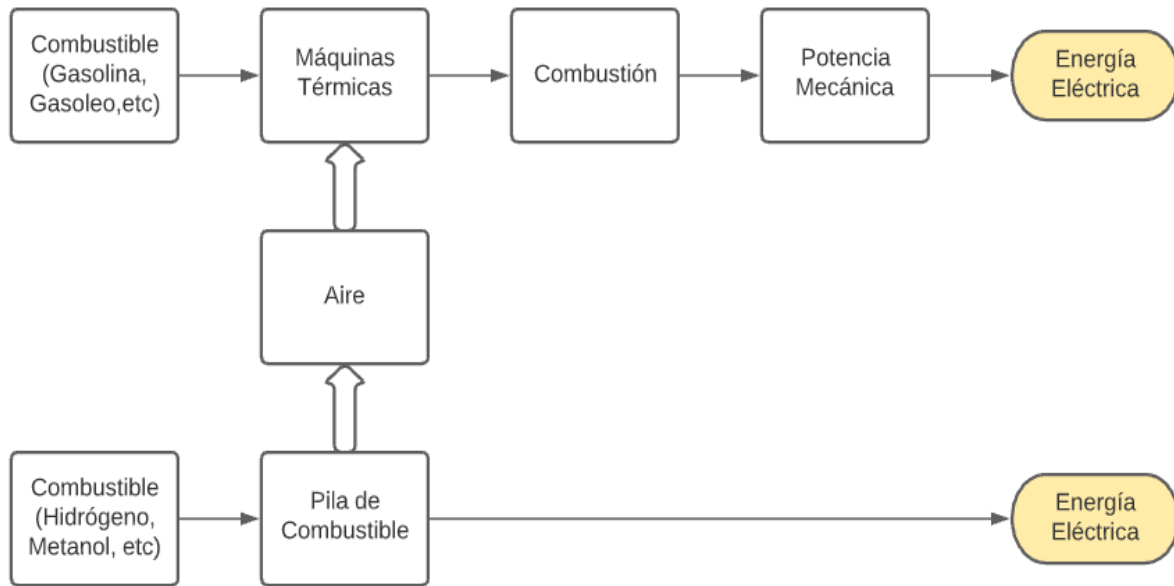


Figura 15 Obtención de energía eléctrica convencional y mediante pila de combustible Fuente: (Martínez, 2006)

3.3.2 Cogeneración en el mundo

La cogeneración hace referencia a la generación de electricidad mediante la mezcla de hidrógeno y metano o gas natural en proporciones variables pero que rodean 40/60 %, a 70/30 % en algunas pruebas respectivamente y que mediante motores a gas pueden producir electricidad utilizando un 100% como combustible el hidrógeno verde.

A continuación, se presentan los proyectos llevados a cabo con esta tecnología en el ámbito internacional y cuales han sido sus resultados hasta el momento.

Argentina

El país vecino cuenta con el Proyecto Hychico, establecido en la Provincia de Chubut en plena Patagonia argentina. Este proyecto piloto se inicia con el desarrollo de un parque eólico en 2008, para luego crear una planta de obtención de hidrógeno verde por medio de la electrólisis del agua y se almacena en un depósito subterráneo. El hidrógeno se obtiene a partir del exceso de energía que genera el parque eólico el cual produce 6,3 MW de potencia.

La electricidad generada a partir de la cogeneración se obtiene de un motor a gas Jenbacher J420, el cual utiliza una mezcla de gas natural e hidrógeno. Esta planta lleva en funcionamiento 10 años y aún sigue operativa (Hamelinck, 2020).

Alemania

Existen dos plantas localizadas en las ciudades de Hassfurt y Hamburgo, las que son descritas a continuación:

La planta localizada en Hassfurt se alimenta a partir del excedente de electricidad generado de parque eólicos que se encuentran cercanos a la ciudad, generando hidrógeno por electrólisis y almacenado en bodegas.

La cogeneración realizada por medio de motores a gas, genera calor y electricidad a partir del hidrógeno, esta última se distribuye a los hogares por medio de una red existente, mientras que el calor se distribuye por una red local a una escuela, jardín infantil y una planta de malteado de cervezas.

Esta planta demuestra una eficiencia superior al 80%, aunque representa una inversión un poco mayor respecto a un sistema similar usando gas, dado que la potencia generada con hidrógeno es 168 kW, un 20% menos que utilizando gas natural (Hamelinck, 2020).

La empresa HanseWerk Natur, en conjunto con la ciudad de Hamburgo en Alemania, se propusieron dar comienzo a la transición de su matriz energética al uso de

hidrógeno como generador de electricidad, poniéndose como meta al año 2035 dar suministro tanto en electricidad, calor y transporte a la ciudad.

Se basaron en la experiencia argentina en cuanto a cogeneración, utilizando un motor a gas Jenbacher aunque ésta tiene cierta flexibilidad al momento de usar gas natural o hidrógeno o una mezcla de ambos.

Las áreas que se alimentan con el calor y la electricidad generada, son la red de calefacción local perteneciente a la misma empresa y la recarga de automóviles eléctricos de la zona (Hamelinck, 2020).

3.4 Propuestas metodológicas para evaluar el impacto ambiental

3.4.1. Huella de carbono

La Huella de Carbono (HC) hace referencia como concepto general a la cantidad total de GEI que se emitieron de manera directa o indirecta por un proceso, producto, servicio, etc. a la atmósfera (Espíndola & Valderrama, 2011).

Se cree que, por como dice su nombre, solo mide las emisiones de CO₂, pero es correcto aclarar que en este concepto se toman todos aquellos gases que puedan contribuir al calentamiento global, los cuales se convierten a cantidades de CO₂ equivalentes para una cuantificación final de las emisiones.

La HC es parte de un grupo de categorías contempladas en un Análisis de Ciclo de Vida (ACV) la cual es una herramienta utilizada para evaluar los impactos que tiene un proceso, producto o sistema desde adquisición de las materias primas hasta el fin la vida útil del producto. A diferencia del HC que solo mide gases emitidos, un ACV contempla categorías como calentamiento global (categoría a la cual corresponde la HC), consumo de recursos energéticos, reducción de la capa de ozono, eutrofización, acidificación, consumo de materias primas, formación de oxidantes fotoquímicos, entre otros, las cuales tienen distintas unidades de referencia y métodos de cálculos.

Como se puede ver la medición de las emisiones de GEI corresponde a una categoría de un ACV, pero su importancia recae en dar cumplimiento al Protocolo de Tokyo 1997, adquirido por los diferentes países que lo firmaron para la reducción de los GEI y sobre los cuales las empresas hoy en día realizan parte de sus estrategias sobre sustentabilidad (Ihobe S.A, 2009).

Los gases tomados en cuenta para las mediciones son aquellos que están establecidos en el protocolo de Tokyo en donde cada uno tiene un factor de caracterización el cual corresponde a la cantidad de CO₂ que contribuye cada sustancia. Existen otros gases a los que no se les tiene considerados en esta lista pero que se consideran igualmente dañinos, existiendo métodos de cálculo que no toman en consideración los establecidos en el protocolo y lo que se pueden medir según la metodología que se utilice y el ámbito en el que se apliquen.

Tabla 2 Factores de caracterización para la categoría de Calentamiento Global según metodología IPCC 2007 y Ecoindicador 95 Fuente: (Ihobe S.A, 2009)

Sustancia		Factor de caracterización – Kg eq. CO ₂	
		IPCC 2007	Ecoindicador 95
Dióxido de carbono	CO ₂	1	1
Metano	CH ₄	21	11
Óxido nitroso	N ₂ O	298	270
Hidrofloruro – carbonos	CFC _s	124 – 14.800	100 – 13.000
Hexafloruro de azufre	SF ₆	22.800	-

En la Tabla 2, se puede observar los factores de caracterización que disponen los cinco gases GEI considerados para el cálculo de la huella de carbono. Los factores a ocupar dependerán de la metodología que se use, por ejemplo IPCC, Ecoindicador u otros.

3.4.2. Metodología de medición de emisiones

La necesidad de llevar una medición de las emisiones que se emiten a la atmósfera ha llevado a crear diferentes métodos pero con pasos en común dentro de los cuales se contempla además de la cuantificación de HC la compensación de las mismas.

Existen metodologías que son obligatorias y otras que son voluntarias, esto depende del país donde se estén realizando los cálculos y sobre que normativa se deben regir. Parte de las características que diferencian a estas metodologías son los GEI que contemplan en sus cálculos, ya que algunos se remiten a los mencionados en el Protocolo de Tokyo, mientras que otros incluyen más gases dependiendo de los estándares sobre los cuales se realizaron.

- Panel intergubernamental sobre el cambio climático (IPCC): es un organismo perteneciente a las Naciones Unidas que desarrolló esta metodología de cálculo de emisiones de GEI con el fin de estudiar de manera clara y objetiva las repercusiones de diversas las actividades humanas por medio de las investigaciones técnicas y científicas que permiten comprender el impacto de éstas.

GEI incluidos: Dióxido de carbono (CO₂), Metano (CH₄), Óxido nitroso (N₂O), Hidrofluorocarbonos (HFC), Perfluorocarbonos (PFC), Hexafluoruro de azufre (SF₆), Trifluoruro de nitrógeno (NF₃), Trifluorometil pentafluoruro de azufre (SF₅CF₃), Éteres halogenados, además de otros halocarbonos no cubiertos en el Protocolo de Montreal.

- ISO 14.067,2018: sistema creado bajo estándares británicos para su sistema de certificación sobre la estimación de GEI enfocado en los ciclos de vida ya sean de bienes o servicios. Este método se usa en organizaciones que evalúan la huella de carbono a lo largo de un ACV de un producto, así como puede ser utilizado en etapas específicas del mismo. Se deben tener en consideración nueve etapas básicas, pero no limitarse a ellas al momento de la evaluación y para ello e cuenta con una metodología específica.

GEI incluidos: Dióxido de carbono (CO₂), Metano (CH₄), Óxido nitroso (N₂O), Hidrofluorocarbonos (HFC), Perfluorocarbonos (PFC), Hexafluoruro de azufre

(SF₆), Trifluoruro de nitrógeno (NF₃), Trifluorometil pentafluoruro de azufre (SF₅CF₃), Éteres halogenados y halocarbonos no cubiertos en el Protocolo de Montreal

Una vez, teniendo la información de la cantidad de emisiones de cada gas contemplado en el proceso, producto o servicio a evaluar, se utilizará una ecuación básica para el cálculo de la equivalencia final.

$$HC: \sum x_i * y_i$$

Ecuación 6 Ecuación para cálculo de Huella de carbono. Fuente: (Thobe S.A, 2009)

Donde:

X_i corresponde a las emisiones del GEI considerado.

Y_i corresponde al factor de caracterización a CO₂ utilizado según la metodología a emplear en el estudio.

3.3.3 Normativas ISO

Existen variadas ISO, las que permiten normar los reportes sobre las emisiones GEI, estas van desde la ISO 14.064,2006 a la ISO 14.069,2013 y dentro de las cuales se encuentran normada la contabilización y obtención de los datos, como la medición o cálculo de la huella de carbono de productos u organizaciones.

ISO 14.064,2006: contiene tres partes en donde se norma la cuantificación, monitoreo y reportes de las emisiones GEI tanto de proyectos como de organizaciones, además de la validación de los datos trabajados.

ISO 14.067,2018: corresponde a la actual norma sobre el cálculo de la huella de carbono proveniente exclusivamente de productos. En esta norma se detalla tanto la manera de calcular como la forma de comunicar los resultados.

ISO14.069-1,2013: se especifican las indicaciones para el cálculo de la huella de carbono de las organizaciones basándose en las especificaciones básicas de la ISO14064, 2006.

4. METODOLOGÍA

La función del presente trabajo, tuvo como objetivo la evaluación y comparación en materia ambiental el uso del denominado hidrógeno verde de un proceso para la obtención de cátodos de cobre a partir de minerales oxidados y para ello, se desarrolló y comprendió de manera específica y detallada las tecnologías asociadas a este tipo de hidrógeno y el posible efecto que éste tendría como fuente energética en el proceso minero a seleccionar.

El uso de hidrógeno verde representa un gran avance y desafío para Chile, ya que permite la reducción de emisiones de GEI. Para lo anterior y como es una tecnología aún sin precedentes en el país, se utilizó información y conocimiento de experiencias internacionales para la presente memoria.

4.1 Antecedentes generales de la obtención de cátodos de cobre

4.1.1 Selección de proceso a evaluar

Para la selección del proceso a evaluar el cambio de fuente energética, se estudió el consumo de energía de la actividad más representativa del proceso de obtención en general y se consideró aquel que tenga un gasto energético que vaya entre lo establecido según la capacidad de generación que posee el país.

Una vez seleccionado el proceso, se evaluó a través de datos secundarios extraídos desde literatura las emisiones totales de GEI que se emiten en planta de acuerdo con la fuente de energía. Es por ello no se escogió una mina en especial para realizar el estudio, si no que la utilización de los datos en general para tener una visión global del proceso.

La selección del proceso se realizó en base a los que suceden en planta y se descartaron aquellos relacionados con la extracción del mineral desde la mina.

4.1.1.1 Trituración y Molienda

La etapa de trituración y molienda es aquella que está enfocada en la reducción de tamaño de la roca proveniente de la mina, para ello se utilizan diversas maquinarias las que permiten llegar a las dimensiones necesarias para continuar con el proceso de extracción del cobre desde las rocas.

Como primera fuente de reducción de tamaño, se encuentran los chancadores primarios que existen en varios formatos, ya sean giratorios, de mandíbulas o de cono.

La fuente utilizada para la adquisición de la información se hizo en base a memorias cuyos estudios se realizaron en minas que trabajaban en condiciones similares a las propuestas, con equipos utilizados en los procesos. También se utilizó datos de reportes mineros provenientes de Cochilco e información de empresas encargadas de la producción de los equipos utilizados en minería.

Chancador Primario

Como lo dice su nombre, es el primer equipo en realizar el proceso de chancado del material, este comúnmente resulta ser un chancador giratorio (Villaruel, 2016) y el cual está formado por una superficie fija y una móvil, en donde ambas tienen forma de cono invertido entre sí, en el cual la parte móvil del equipo gira sobre su eje de rotación y es diferente al de la pieza fija, por lo tanto a medida que va bajando el mineral por el movimiento este se va triturando y disminuyendo su tamaño.

La selección del tamaño del chancador primario va en directa relación con la energía que necesita el proceso de conminución o fracturamiento y para ello se utiliza la teoría de Fred Bond de 1952, presentándose en la siguiente ecuación.

$$W = 10 * W_i * \left(\frac{1}{\sqrt{P_{80}}} - \frac{1}{\sqrt{F_{80}}} \right)$$

Ecuación 7 Ecuación de consumo específico de energía por tonelada (kWh/ton)

Donde:

Wi: Índice de trabajo propio del mineral (kWh/ton).

P80: Tamaño que pasa un 80% del mineral (μm).

F80: Tamaño que pasa un 80% de la alimentación (μm).

Una vez calculada la energía necesaria por tonelada para llevar a cabo el chancado primario, se procede a realizar el cálculo de energía total del proceso con el cual necesita contar el equipo para su funcionamiento.

$$P = T * W$$

Ecuación 8 Consumo de energía del chancador giratorio primario.

Donde:

T: Rendimiento de la alimentación (ton/h)

W: Consumo específico de energía por tonelada (kWh/ton)

Harneros

Luego de pasar por el chancador primario, el mineral es clasificado por harneros cuya función es eliminar de la alimentación del chancador secundario el material fino procedente de la primera etapa ya mencionada anteriormente.

El sobre tamaño que resulta de esta etapa, corresponde a la alimentación de mineral del chancador secundario, mientras que el mineral que pase por este equipo corresponde a un bajo tamaño y es recolectado para ser llevado a un área común (Parragué, 2013).

El mismo proceso ocurre una vez que el mineral es llevado al chancador secundario, el saliente vuelve a pasar por este mismo proceso para ser clasificado y de ser necesario

deberá pasar una tercera etapa de chancado para alcanzar el tamaño necesario para ser lixiviado posteriormente.

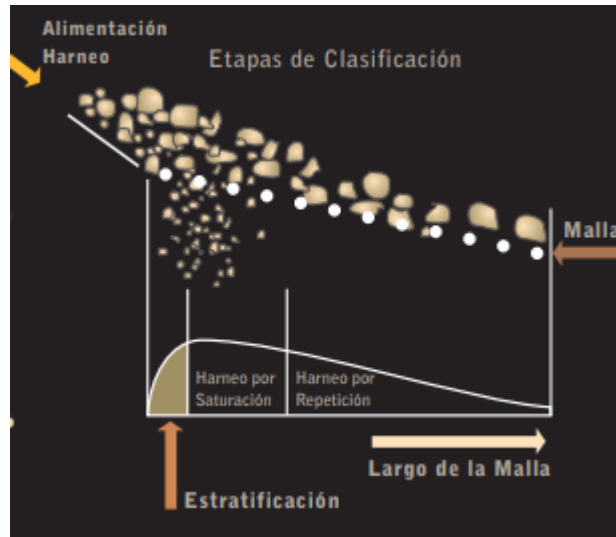


Figura 16 Proceso de clasificación por medio de harneros Fuente: (RIVET, 2015)

Existen dos tipos de harneros utilizados en la minería chilena, estos son: estáticos y vibratorios. Usualmente por sus características y efectividad dentro del proceso, se utilizan mayormente los harneros vibratorios ya que cumple con dos objetivos muy importantes:

- Separar el mineral según la granulometría necesaria para la etapa.
- Transportar el material sobre la superficie de la malla y llevarlo hacia un punto de descarga aquel material que no cumple con la clasificación y que fueron rechazadas (RIVET, 2015).

Chancadores secundarios y terciarios

Una vez que el material ha pasado por un circuito de chancado y clasificado por el harnero, es normal encontrar sobre tamaño que necesita ser fracturado aún más, para

ello, se realiza un nuevo ciclo de chancado con otro tipo de equipo adaptado para el material y de ser necesario para por un tercero hasta alcanzar el tamaño requerido para la etapa de lixiviación.

Los chancadores de cono son los equipos utilizados normalmente para las etapas secundarias y terciarias e idóneos para esta etapa, ya que son utilizados para disminuir el tamaño de la roca que ya ha pasado por un circuito de chancado (METSO, 2020).

4.1.1.2 Lixiviación, extracción por solventes y electroobtención

Lixiviación

Para la etapa de lixiviación, solo se tomó en cuenta aquel proceso que representa un gasto energético importante, y se descartaron aquellos que no tienen relevancia para este estudio, tomando como criterio un consumo de energía que pueda representar un impacto en el proceso final. Teniendo en cuenta que la solución con la que se irrigan las pilas proviene de la recirculación de agua y ácido sulfúrico desde la planta de Extracción por solventes (SX) y Electroobtención (EW), en donde es impulsada por medio de bombas es que el gasto de energía importante se cuantifica en esta etapa y no en el sistema de regadío de la pila.

Extracción por solventes (SX)

Una vez que es recolectada la solución de lixiviación cargada con el cobre (PLS) desde las pilas de lixiviación, es trasladada hacia estanques para extraer la mayor cantidad de impurezas propias del proceso por el que pasaron. A esta solución se le agregan agentes reactivos orgánicos, llamados extractantes para realizar las acciones de limpieza y extracción del cobre. Una vez que la PLS se encuentra sin cobre recibe el nombre de refino, el cual lleva alrededor de 0,5 g/L de cobre y es devuelto por medio de bombas a las pilas de lixiviación para irrigarlas nuevamente.

Algunos de los equipos utilizados en esta etapa son el uso de bombas mezcladoras para la homogeneización entre la PLS y los solventes para la separación del cobre de las impurezas.

Electroobtención (EW)

La electroobtención es el manejo de minerales oxidados, y se lleva a cabo mediante el paso de corriente eléctrica que traslada el cobre hasta su deposición en la lámina para la formación del cátodo.

Este proceso se lleva a cabo con el electrolito que proviene desde la extracción por solventes, que luego de aplicarle una diferencia de potencial, realiza el trabajo antes mencionado. El período de ejecución va desde los cinco hasta los siete días hasta obtener el cátodo de cobre formado y se realiza en celdas electrolíticas donde se disponen los ánodos y cátodos encargados de llevar a cabo el proceso de la deposición en forma metálica del cobre sobre las placas.

Las celdas pueden contener entre 60 a 67 ánodos, mientras que los cátodos corresponden a la misma cantidad menos uno y en donde las celdas se encuentran conectadas en serie y los cátodos en paralelo en cada celda. De todas formas estos valores varían a cientos según la capacidad de las instalaciones, un ejemplo claro es el representado en las Figuras 17 y 18 (Sepúlveda, 2014).

La temperatura que se debe alcanzar para llevar a cabo este proceso varía entre los 40 – 48°C y para ello se utilizan calderas para la obtención de agua caliente empleando diésel como principal fuente de energía (Sepúlveda, 2014). El agua caliente producida, es la que ayuda a mantener la temperatura del electrolito que alimenta las celdas de electroobtención.

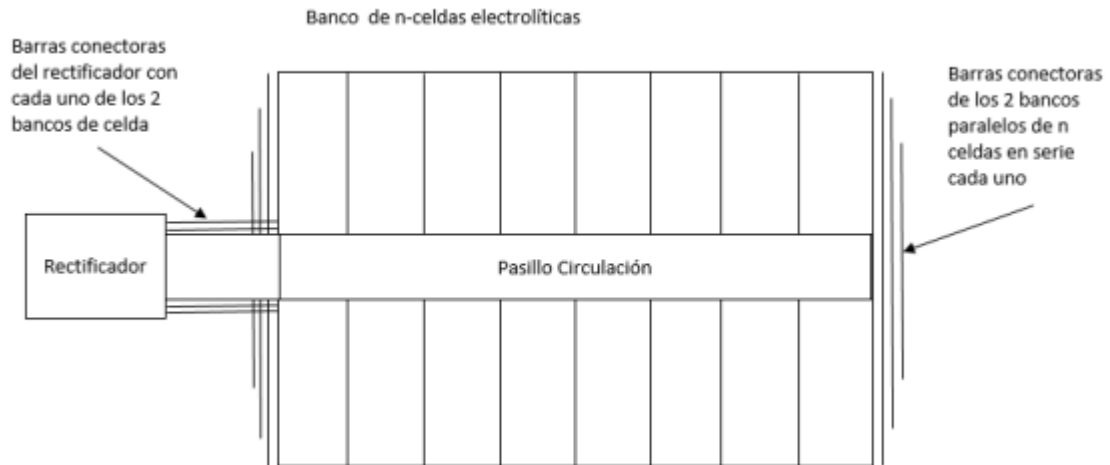


Figura 17 Configuración geométrica de las celdas electrolíticas Fuente: (Sepúlveda, 2014)



Figura 18 Celdas de Electroobtención Fuente: (Sepúlveda, 2014)

4.1.2. Consumo de energía eléctrica en los procesos de obtención

Los procesos que se evaluaron se dividieron en tres etapas a las cuales se le sumó la opción del suministro de agua tanto para el proceso como la generación de hidrógeno:

- Chancado o trituración –Molienda
- Lixiviación - SX – EW
- Planta desalinizadora

Para hacer el estudio inicial, se recopiló información de la energía consumida en cada etapa o equipo utilizado en una mina para llevar a cabo la obtención de los cátodos, también se tomó en cuenta el suministro de agua desalada que podría ser utilizada durante el proceso a través de una planta desalinizadora y el consumo de energía que ésta posee. Cabe destacar que las unidades encontradas en esta tabla (Tabla 3), corresponden a indicadores propios del equipo o proceso calculados a partir de información recopilada de memorias, reportes y estudios elaborados tanto de empresas mineras, servicios estatales, además de memorias y tesis universitarias realizadas en minas que trabajan bajo este método.

Dentro del equipo o proceso que corresponde a la lixiviación, SX y EW se encuentra contemplados los consumos de electricidad para el riego de las pilas.

Mientras que, para el cálculo de energía para la planta desalinizadora, este se obtuvo a partir del dato obtenido de la Comisión Nacional de Productividad donde muestra la capacidad de una planta desalinizadora de una mina que trabaja bajo las condiciones establecidas para este análisis. El resultado se obtuvo utilizando la Ecuación 4 para el cálculo de la potencia requerida por la planta para luego calcular el consumo eléctrico con la Ecuación 6.

4.2. Evaluación de la huella de carbono

La huella de carbono se presenta como un indicador que puede ser capaz de simplificar la manera de evaluar los impactos provocados por aquellas actividades provocadas por el hombre y así valorar las emisiones de estos.

Lo anterior permite a las empresas, organizaciones e incluso comunidades tomar medidas necesarias para implementar estrategias que permitan la reducción de los GEI en pro de lograr una mayor sustentabilidad en los procesos o productos evaluados. Se ha descubierto que la evaluación de este indicador representa una contribución importante en cuanto a la eficiencia energética y el impacto positivo que podría tener en los costos

operacionales de las empresas, mejorando la rentabilidad de estas y generando un efecto positivo a nivel ambiental.

4.2.1 Emisiones de la fuente actual de energía.

Hasta el año 2017 la energía utilizada tanto en la minería como en el sector industrial y residencial en Chile, provenía principalmente del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y el Sistema Interconectado Central (SIC), siendo el primero el que más aporte energético proveía al área minera dada su localización. Ambos sistemas se abastecían mayoritariamente de fuente energéticas no renovables como el petróleo y carbón para la producción de electricidad, lo que representa una energía con emisiones importantes de CO₂.

Desde el año 2018, se fusionaron ambos sistemas y se le sumó el Sistema de Aysén (SEA) y el Sistema de Magallanes (SEM), formando el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), el cual es el que abastece de energía al país, utilizando carbón y gas natural como principal fuente para la generación de electricidad (Ministerio de Energía, 2021).

4.2.2 Emisiones en planta CHP a partir de hidrógeno verde

Debido a la presión existente en el mundo por la transición a una matriz energética baja en emisiones de CO₂ y proveniente de energías renovables, es que se propuso el uso de una planta productora de hidrógeno verde que permita por medio de la cogeneración proveer energía eléctrica a la industria minera. El beneficio que representa esta opción, es la generación de energía eléctrica cuando por razones climáticas los métodos de ERNC no la puedan generar, por ejemplo en la noche cuando una planta solar fotovoltaica no pueda proveer de este recurso a la industria.

La generación de hidrógeno mediante el método mencionado, representa una generación de GEI prácticamente nula lo que representaría una baja importante en la

huella de carbono final que actualmente se cuantifica con las actuales fuentes de energía para la obtención del cátodo de cobre.

Dado que el uso de hidrógeno verde como generador de electricidad es una tecnología con poco tiempo de uso, es que no se posee un conocimiento acabado de las emisiones de GEI en su proceso total. Se sabe que es reducido por el proceso de obtención que éste posee respecto a otras fuentes de energía utilizadas actualmente en la industria. Es por ello que se pretende realizar este cálculo de la HC para ambas fuentes energéticas y comparar sus resultados.

Para lo anterior, se consideró las emisiones del sistema de generación CHP que es el que provee la energía final utilizando el hidrógeno como combustible.

Para la generación de energía se estudió la utilización de un sistema CHP reemplazando de manera total o parcial el combustible por hidrógeno verde, y así calcular y evaluar las emisiones de GEI, ya que es una de las pocas tecnologías que permite el cambio total de su fuente de combustible.

Se utilizó como base el artículo “Novel Use of Green Hydrogen Fuel Cell-Based Combined Heat and Power Systems to Reduce Primary Energy Intake and Greenhouse Emissions in the Building Sector” de Renau *et al*, (2021), donde se evalúa la eficiencia y emisiones del uso sistemas CHP en base a celdas o pilas de combustible del tipo PEM en el área de la construcción.

Según este mismo estudio, las emisiones generadas por una unidad CHP se pueden calcular según la Ecuación 9, en la cual se toma en cuenta el factor de emisión de CO₂ generado en la producción del hidrógeno, ya que si bien, al ser considerado verde se asume que tiene generación de CO₂, la verdad es que si posee un nivel muy bajo de emisiones por lo que se desprecia en el cálculo final. El otro ítem a tener en cuenta según la siguiente ecuación es la energía que será producida por la unidad.

$$CO_2^{CHP} = W_{exp} \times f_e^{CO_2}$$

Ecuación 9 Cálculo de emisión de carbono de un sistema CHP, utilizando hidrógeno verde como combustible. Fuente: (Renau, y otros, 2021)

Donde:

W_{exp} : Energía primaria.

$f_e^{CO_2}$: Factor de emisión del h_2 verde.

4.3 Comparación del impacto ambiental producido por fuentes energéticas actuales frente a la cogeneración

Se evaluó y comparó la huella de carbono que emite actualmente la fuente de energía utilizada para la producción de energía, que es utilizada en el proceso ha seleccionado versus las emisiones que provienen de la cogeneración a partir de hidrógeno verde, para así se determinó los beneficios que puede presentar el uso de este gas como fuente de energía y el impacto que tendrá en el medio ambiente.

4.3.1 Comparación de emisiones

Como se mencionó anteriormente la fuente principal para la generación de energía en el país es el carbón y el gas natural, aunque en la última década se ha incentivado y apoyado el uso de fuentes renovables que permitan tener una matriz energética con menores emisiones de GEI.

Una vez conocidas las emisiones calculadas para el SEN o los antiguos sistemas interconectados, se procedió a la comparación (si es posible con los datos obtenidos o calculados) y evaluó el impacto probable que tendrá este cambio en las emisiones finales del proceso.

Para este ítem también, se tuvo en cuenta la importancia de tener clara la tecnología que se está evaluando, ya que de no obtener resultados que satisfagan el cambio (el cual sería una reducción en los GEI) se podría evaluar en el futuro la implementación de otras tecnologías ya sea solo utilizando hidrógeno como combustible o alguna forma híbrida mezclando gas natural e hidrógeno

5. RESULTADOS

En el presente capítulo se dan a conocer los resultados obtenidos a partir de las investigaciones y diferentes fuentes bibliográficas consultadas sobre el tema, además de los cálculos realizados a partir de ellos para las diferentes etapas a analizar dentro de este estudio.

Se debe tener en consideración que los equipos mencionados solo son una referencia a los utilizados en las diversas plantas de procesamientos existentes.

5.1 Equipos y consumos energéticos de los procesos de Trituración – Molienda y Clasificación

Chancador Primario

Un modelo comúnmente utilizado es el Chancador Primario METSO Superior MKIII, modelo 60 x 89 que cuenta con un motor eléctrico con una potencia de 750 kW, sistema de lubricación con una bomba de lubricación de 7,4 kW más una de reserva de las mismas características y un sistema hidráulico, el que permite regular la abertura del chancador, absorber impactos de mineral con un tamaño mayor además de liberar la cámara en caso de que éstos la bloqueen por sus dimensiones, este sistema cuenta con una bomba hidráulica de 3,7 kW para el sistema MPS y un sistema de lubricación de la araña de 1,4 kW (METSO, 2020).



Figura 19 Chancador Primario tipo Giratorio. Fuente: (METSO, 2020)

Harneros

Un harnero utilizado dentro de la minería, es el modelo SLD 2473D, de la empresa Schenck Australia PTY Ltd, el cual corresponde a un harnero tipo banana (que posee varias inclinaciones), posee una velocidad de 842 rpm con un motor de potencia 56 kW o 75 hp, tiene una capacidad de 2.100 ton/h.

Chancador secundario

Uno de los modelos empleados para estas etapas corresponde al MP1000 Standard Crusher–Secondary modelo 35-CR-03 y 35-CR-04, cuyo motor eléctrico de 745 kW, funciona mediante la reducción de tamaño por medio de la compresión entre un elemento fijo y uno móvil. Cuenta con una bomba hidráulica de 37,2 kW, dos bombas de lubricación

de 22,3 kW donde una está como reserva, dos calentadores de aceite de 4 kW, entre otros elementos propios del equipo.

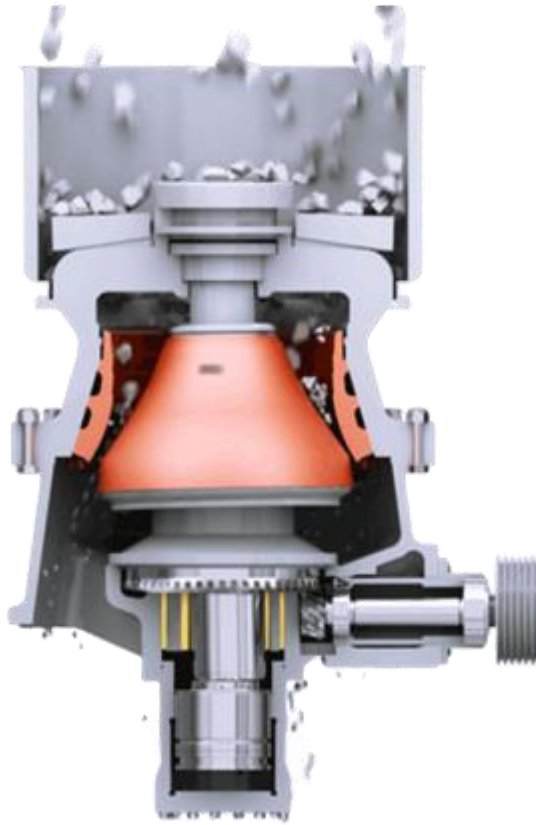


Figura 20 Chancador de cono Fuente: (METSO, 2020)

5.2 Equipos y consumos energéticos de los procesos de LX-SX-EW

Electroobtención (EW)

La potencia requerida por este tipo de plantas, según los recursos bibliográficos consultados, varía entre los 11,1 a 46,3 MW al año. Calculando en promedio para una planta un total de 14,24 MW (Sepúlveda, 2014).

Para el año 2017, se presenta un indicador en el área de Lx-Sx-Ew de 1921,9 (kW/h)/Ton. Cu fino tratado (BHP, Billiton, 2018). Mientras que el año 2019, este mismo indicador para el área antes mencionada alcanzó un valor de 2016,4 (kW/h)/Ton. Cu fino tratado (BHP - Billiton, 2019)

Calderas de agua caliente

Otro aspecto importante y sobre el cual se está trabajando en una mina en Chile, es la utilización de hidrógeno verde para el funcionamiento de las calderas que suministran agua caliente para el proceso de electroobtención. Se planea reemplazar este combustible por hidrógeno en calderas de 10.550 kW y 3.000 kW de capacidad respectivamente (Electricidad, La revista energética de Chile, 2021).

Dentro de los indicadores entregados por BHP-Billiton el año 2019, se muestra que el consumo fue de 161,3 (kW/h)/Ton. Cu fino tratado.

Resumen sobre el consumo energético de procesos con su respectivo equipos.

Con la información recolectada, se realizó una tabla resumen (Tabla 3) de los procesos en los cuales se pudo obtener información sobre el consumo energético basándose en la bibliografía y datos mencionados en la metodología.

Tabla 3 Indicadores de consumo de energía por proceso o equipo.

Proceso	Equipo	Unidad	Consumo	Fuente
Trituración y molienda	Chancador primario	(KW/h)/ton material chancado	0,108	(BHP - Billiton, 2019)
Trituración y molienda	Harneros	(KW/h)/ton material	0,025	(Parragué, 2013)
Trituración y molienda	Chancadores secundarios y/o terciarios	(KW/h)/ton material chancado	0,093	(METSO, 2020)
LX	Lixiviación	(KWh)/Ton Cu fino	302,46	(BHP - Billiton, 2019)
SX	Extracción por solventes	(KWh)/Ton Cu fino	282,24	(BHP - Billiton, 2019)
Electroobtención	Celdas de electroobtención	(KWh)/Ton Cu fino	1270,33	(BHP - Billiton, 2019)
Electroobtención	Calderas de agua caliente	(KWh)/Ton Cu fino	161,31	(BHP - Billiton, 2019)
Abastecimiento de agua	Planta desalinizadora	KWh/m ³	17,28	(BHP - Billiton, 2019)

Según datos evaluados en el Reporte de avance del convenio de cooperación entre Ministerio de Energía y Consejo Minero realizado por BHP el año 2019, las proporciones correspondientes a cada proceso en Lx-Sx-Ew son 15%,14% y 71% respectivamente. Dentro del 71% considerado para la electroobtención un 63% corresponde al consumo energético realizado por las celdas de electroobtención, mientras que el 8% restante se utilizan en las calderas de agua caliente.

En base a la información recolectada sobre el consumo de energía en los distintos procesos y equipos utilizados durante las diferentes etapas, es que se decide evaluar el impacto que tendrá el reemplazo en la fuente energética para las calderas que suministran

agua caliente y electricidad para las celdas de electroobtención, por lo que se hace necesario evaluar una planta de cogeneración.

Una de las razones por las cuales se decidió seleccionar el proceso de electroobtención, se debe a la alto consumo de energía (eléctrica y calor) para su ejecución y la planta de cogeneración es la que provee de ambas energías necesarias en el mismo proceso.

La ventaja que representa lo anterior, se refiere a la utilización de una única planta que suministre ambos tipos de energía y la cual es generada a partir de un combustible verde bajo en emisiones, analizando de esta manera si lo propuesto es viable en el futuro en búsqueda de la reducción en las emisiones GEI en los distintos procesos o etapas mineras.

5.3 Huella de carbono de sistemas de generación de energía en procesos actuales.

5.3.1 La evolución de la huella de carbono de sistemas de energía.

Año 2008

El año 2008 se calculó que para el SIC se obtuvo una emisión total de 0,3249 KgCO₂ equivalentes por kWh, mientras que para el SING se generaron 0,9525 Kg de CO₂ equivalentes por kWh generado. Este estudio del año 2012, se calculó por medio de la metodología IPCC la HC para cada sistema que alimenta de electricidad a la industria minera. (Morales, 2012)

Año 2013 a 2019

Por otra parte, en datos recolectados en COCHILCO (2021), se tuvieron los factores de emisiones pertenecientes a cada Sistema Interconectado desde los años 2013 a 2017, y

en donde se puede ver en la Tabla 4, como el SING tiene una tasa de emisiones más alta que su contraparte en el SIC, llegando a ser casi el doble en el año 2017. En los años 2018 y 2019, al producirse una unión de los sistemas existentes y crearse el SEN, además de añadir dos sistemas generadores de energía al sistema en general es que se produjo una disminución en las emisiones. Esto se debe principalmente a una diversificación en las fuentes suministradoras de energía y al incentivo del uso de energías renovables, los que hicieron posible esta disminución en las emisiones de la matriz energética en general.

Tabla 4 Factores de emisión GEI según Sistema Interconectado Fuente (COCHILCO, 2021)

Año	SIC	SING	SEN
	(kgCO ₂ eq/kWh)	(KgCO ₂ eq/kWh)	(kgCO ₂ eq/kWh)
2013	0,4351	0,8113	
2014	0,3636	0,7905	
2015	0,3459	0,7643	
2016	0,3970	0,7667	
2017	0,3364	0,7730	
2018			0,4187
2019			0,4056

Basado en la tesis de Morales (2012), se tuvo una estimación anual de las emisiones para los distintos procesos en la obtención de cátodo de cobre por medio de electroobtención.

A continuación en la Tabla 5, se presentan las estimaciones de CO₂ equivalente desde los años 2004 a 2008 y donde la metodología utilizada para el cálculo de las emisiones, se hizo por medio de IPCC.

Tabla 5 Estimación de CO₂ para el proceso de LX-SX-EW Fuente: (Morales, 2012)

Proceso	Unidad	2004	2005	2006	2007	2008
LX-SX-EW	MT CO ₂ eq/ MTF cátodos	2,06	1,92	2,21	2,67	2,81

Según COCHILCO (2020), la generación de cátodos por electroobtención y electrorefinación representan una de las mayores emisiones de GEI dentro de la obtención de cobre, ya que son ambos métodos donde se tiene un mayor consumo de energía eléctrica para llevar a cabo los procesos.

5.4 Huella de carbono para sistema CHP

Los sistemas CHP, son una tecnología que lleva un buen tiempo de uso en el mercado para la generación de electricidad y calor, pero donde su fuente energética era en base a energías no renovables y con una alta tasa de emisiones GEI.

En este estudio se propuso el uso de fuentes de energía renovables para el suministro de energía al equipo seleccionado, que en este caso son las calderas de agua caliente para el mantenimiento de la temperatura del electrolito y las celdas electrolíticas o celdas de electroobtención, que es donde se obtienen los cátodos finales de cobre.

Actualmente el combustible más utilizado en estos sistemas, son el carbón, diésel y gas natural y son los que se utilizaron para la comparación de emisión, versus el uso de hidrógeno verde.

En Aldrich, *et al* (2011) se midieron las emisiones de un sistema CHP en base gas natural, en donde se calcularon emisiones de CO₂ del orden de 103.921 toneladas el año

2006, con un factor de emisiones de 0,202 KgCO₂eq/kWh. Lo que representó una generación de 514.460 MWh generadas tanto en energía como en calor.

Según el mismo estudio anterior, se calculó que en energía se generaron 179.397 MWh, generando emisiones por 63.410 tCO₂, lo que tuvo como factor de emisión final en este ítem de 0,353 (KgCO₂eq/kWh).

Esta información se respalda con el dato encontrado en Renau, et al (2021), donde se estimó el factor de emisión de un sistema CHP utilizando gas natural en 0,252 Kg CO₂eq/kWh, valor muy similar al estimado en Aldrich, *et al* (2011).

En su contraste, en el mismo artículo de Renau, et al (2021), se tiene la información sobre la producción de energía bajo el sistema CHP pero utilizando hidrógeno verde como combustible base. Estos datos muestran una disminución en las emisiones GEI del sistema utilizando este tipo de combustible, pero también destaca un aumento en el consumo del mismo para conseguir el mismo rendimiento en comparación a su uso con gas natural.

Este artículo se realizó en base a un estudio sobre el uso de estos sistemas evaluando distintas tecnologías y combustibles en el área de construcción, específicamente en el consumo energético de casa y complejos habitacionales.

En Chile aún no se cuenta con información sobre el uso de hidrógeno verde en esta tecnología, es por ello que la información que se recolectó en este ítem es proveniente de estudios realizados principalmente en Europa.

Es aquí donde se financió un estudio para la iniciativa tecnológica conjunta de celdas de combustible e hidrógeno realizada el 2016 y financiada por la Unión Europea. En la presentación de Fraile (2016), indicó que, para que la producción de hidrógeno verde sea considerada como tal, las emisiones generadas en su proceso deben ser menores a 0,131Kg CO₂ equivalente/ kWh. Es por ello la importancia en la utilización de energías renovables para la generación de este gas.

Por otra parte, en la Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA), en un documento generado el año 2020, las emisiones el hidrógeno verde generado por electrólisis deben ser menores a 0,190 Kg CO₂ eq/kWh para que las emisiones sean menores al hidrógeno gris (VER ANEXO II).

En comparación con las emisiones registradas en sistemas CHP, a partir de combustibles convencionales, se encontraron diversos estudios registrando rangos similares entre sí.

En un estudio realizado sobre las emisiones CO₂ en sistemas CHP, ejecutado en Holanda, para el gas natural se entregó un factor de 0,201 Kg CO₂ eq/kWh, mientras que para el carbón, tiene un factor de emisión de 0,338 Kg CO₂ eq/kWh (Blok & Turkenburg, 1993).

En Staffell & Ingram (2010), efectuaron un análisis del impacto sobre el calentamiento global y el consumo de energía en la producción de acero inoxidable y en donde el sistema de cogeneración utilizado registro un rango de emisiones entre 0,248 – 0,258 Kg CO₂ eq/kWh, utilizando como combustible gas natural.

Por último, en un informe realizado por el Centro de Cambio Global UC y POCH para la Comisión Nacional de Energía en el año 2010, se entregó diferentes factores según el combustible utilizado en la generación de energía en el país. Para gas natural el factor correspondiente es 0,195 Kg CO₂ eq/kWh, diésel 0,261 Kg CO₂ eq/kWh y el carbón que resultó tener las emisiones más altas por kWh, tiene un valor de 0,322 Kg CO₂ eq/kWh.

A continuación, se presenta en la Tabla 6, un resumen sobre los factores de emisiones registrados para un sistema de cogeneración a partir de diferentes fuentes de combustibles convencionales evaluados en diferentes situaciones.

Tabla 6 Resumen de factores de emisión de sistemas CHP a partir de combustibles convencionales Fuente: (Elaboración propia)

Sistema evaluado / Combustible	Carbón	Diésel	Gas Natural	Referencia
Sistema CHP en Holanda	0,338 Kg CO ₂ eq/kWh	-	0,201 Kg CO ₂ eq/kWh	(Blok & Turkenburg, 1993)

Sistema CHP en producción Acero Inoxidable	-	-	0,248 – 0,258 Kg CO ₂ eq/kWh	(Staffell & Ingram, 2010)
Informe para la Comisión Nacional de Medio Ambiente	0,322 Kg CO ₂ eq/kWh	0,261 Kg CO ₂ eq/kWh	0,195 Kg CO ₂ eq/kWh	(Centro de Cambio Global UC & POCH, 2010)

Teniendo en consideración los factores encontrados en sistemas convencionales, y como estos presentan similitudes en sus resultados se puede tomar un rango de emisiones sobre el carbón de 0,322 – 0,338 Kg CO₂ eq/kWh, mientras que para el diésel se utilizó un factor de 0,261 Kg CO₂ eq/kWh, y finalmente para el gas natural que resulta tener el valor más bajo de los tres, valores que oscilan entre 0,195 – 0,258 Kg CO₂ eq/kWh.

Según los datos presentados anteriormente, se utilizó el rango de entre 0,131 – 0,190 Kg CO₂ eq/ kWh como factor de emisión del hidrógeno verde. Este rango puede ser empleado en la Ecuación 9 para determinar las emisiones en un sistema CHP alimentado por H₂ verde en la generación de electricidad para el proceso de electroobtención en los equipos seleccionados, al igual que los rangos encontrados para sistemas CHP utilizando combustibles convencionales. En la Tabla 7, se puede ver el rango de emisiones comparando los tipos de combustibles utilizados.

5.5 Comparación y análisis de resultados.

Para iniciar el análisis, es preciso aclarar qué tipo de energía se consume en cada equipo seleccionado. Para el caso de las calderas de agua caliente, la energía utilizada corresponde a calórica, entregada principalmente por combustibles directamente al equipo. Por otra parte, las celdas de electroobtención la energía aportada a éstas es la electricidad, ya que es parte primordial para llevar a cabo la separación del cobre del electrolito proveniente de las etapas anteriores.

Como base para la comparación de los resultados, se utilizó el factor correspondiente a combustibles convencionales e hidrógeno para la generación de estos dos tipos de energía por medio de la cogeneración, obteniendo para cada uno de ellos sus respectivas emisiones, tal como se puede observar en la Tabla 7.

Tabla 7 Comparación de emisiones según combustible utilizado en los procesos. Fuente: (Elaboración propia)

Proceso	Equipo	Combustible	Emisiones	Unidad
Electroobtención	Calderas de agua caliente	Carbón	51,94 – 54,52	Kg CO ₂ eq/Ton Cu fino
	Celdas de electroobtención	Carbón	409,05 – 429,37	Kg CO ₂ eq/Ton Cu fino
Electroobtención	Calderas de agua caliente	Diésel	42,10	Kg CO ₂ eq/Ton Cu fino
	Celdas de electroobtención	Diésel	331,56	Kg CO ₂ eq/Ton Cu fino
Electroobtención	Calderas de agua caliente	Gas Natural	31,46 – 41,62	Kg CO ₂ eq/Ton Cu fino
	Celdas de electroobtención	Gas Natural	247,71 – 327,75	Kg CO ₂ eq/Ton Cu fino
Electroobtención	Calderas de agua caliente	Hidrógeno verde	21,13 – 30,64	Kg CO ₂ eq/Ton Cu fino
	Celdas de electroobtención	Hidrógeno verde	166,41 – 241,36	Kg CO ₂ eq/Ton Cu fino

Como se puede ver en los resultados obtenidos para cada equipo, el carbón resultó ser el combustible que aporta las mayores emisiones por tonelada de cobre fino tratada, aunque este tipo de combustible va en decadencia en su uso dentro de la minería precisamente por este motivo.

Dentro de los combustibles convencionales, el que emite menores emisiones es el gas natural, aunque el diésel suele ser el más utilizado por su bajo costo y gran accesibilidad.

La opción presentada por este estudio, que es el uso del hidrógeno verde, resultó ser el combustible con menores emisiones GEI para ambos equipos, lo que representaría un impacto positivo en las cuantificaciones finales de los cátodos de cobre.

Si comparamos los resultados entre los combustibles convencionales y el hidrógeno, se puede observar que, incluso se llegó a una reducción del 51% aproximadamente entre el que posee las mayores emisiones (carbón) y el combustible propuesto. Por otro lado, tenemos el diésel que es el más utilizado en la minería y el segundo más contaminante dentro de las opciones evaluadas, resultó emitir un 39% más emisiones que el hidrógeno. Incluso, si comparamos entre el gas natural que es el que posee menos emisiones de los tres combustibles convencionales y el hidrógeno, existe una reducción de un 30% por tonelada tratada, lo que sería un buen porcentaje de reducción teniendo en cuenta las cantidades de material que se tratan anualmente.

Como se precisó anteriormente, si bien la generación misma de la energía (calor y electricidad) no genera emisiones si se hace a partir de hidrógeno verde, éste si posee un factor que es el generado previo a su obtención y es el que se tomó en cuenta para este estudio.

El análisis y porcentajes mencionados en las comparaciones, son válidos tanto para el equipo de calderas como para las celdas de electroobtención.

6. CONCLUSIONES

Tras realizar la presente investigación y analizar los resultados obtenidos a partir de la información recabada de diversos estudios, se demuestra teóricamente que el uso del hidrógeno verde por medio de la cogeneración representaría un impacto positivo en la reducción de las emisiones generadas en un proceso minero estudiado, ya que se pueden llegar a reducir desde un 30 – 50% de las emisiones generadas a partir de combustibles convencionales estudiados.

La selección de los equipos a evaluar, se hizo por medio del estudio de los consumos de la maquinaria que representa un papel fundamental en el proceso, además de adecuarse a las cantidades de energías que se podían generar por medio de la cogeneración. Una vez estudiados y analizados los resultados de sus consumos, se optó por evaluar el reemplazo de la energía en las calderas de agua caliente, encargadas de mantener la temperatura del electrolito y las celdas de electroobtención, que son aquellas encargadas de la separación del cobre desde el electrolito por medio de la electricidad y generar así las láminas del metal rojo, ambas partes del proceso de electroobtención.

La justificación de por qué seleccionar dos equipos, radica en la ventaja que representa la cogeneración, y esta es la generación de las dos energías que son utilizadas en ambos equipos seleccionados (calor en calderas y electricidad en las celdas), utilizando el potencial máximo de estos sistemas para el suministro de energía en los procesos mineros.

Si bien, la minería con el paso del tiempo ha tomado importantes decisiones respecto a temas medioambientales, también es cierto que es un sector con una alta demanda de energía y la cual obtienen directamente del SEN, desde donde las empresas mineras no pueden controlar los aspectos ambientales; como las emisiones, que se generan dentro de los sistemas de energía y aunque desde el año 2018 viene con una tendencia a la baja en las emisiones de carbono, aún siguen siendo altas si las comparamos con el factor de emisiones que tiene el hidrógeno verde.

Teniendo en cuenta que la industria minera es la principal actividad económica en Chile, sería un buen comienzo para replantear el cambio de generación de energía desde

combustibles convencionales y dar paso a las energías limpias como lo es el hidrógeno verde. Si bien, a partir de la información recopilada, se deduce que la carrera por la generación de este gas está en sus inicios, llevará unas décadas tener un mejor acceso a las tecnologías y generación de energía con él; Chile suena a nivel mundial como uno de los países con mejores proyecciones a su desarrollo, por su potencial en la generación de energías renovables no convencionales, lo que llevaría a reducir su costo final, factor importante al momento de tomar decisiones en las empresas.

Por último, no está demás decir que el uso de hidrógeno verde no solo será un beneficio para el sector minero, tanto en la generación de energía como en su uso como combustible de camiones de alto tonelaje, también será un punto de quiebre en la nueva forma de mover el mundo gracias a su casi nula huella de carbono, como en su bajo costo de generación si se sigue incentivando el desarrollo tanto de su tecnología y generación de energía asociado.

7. REFERENCIAS

- Aldrich, R., Llauro, F. X., Puig, J., Mutjé, P., & Pèlach, M. À. (2011). Asignación de emisiones de GEI en sistemas combinados de calor y energía: una nueva propuesta para considerar ineficiencias del sistema. *Revista de producción mas limpia*, 1072-1079.
- Beckel, J. (2000). *El proceso hidrometalúrgico de lixiviación en pilas y el desarrollo de la minería cuprífera en Chile*. CEPAL- Desarrollo productivo, Santiago.
- BHP - Billiton. (2019). *Reporte de avance del convenio de cooperación entre Ministerio de Energía y Consejo Minero*. Reporte, BHP Pampa Norte - Minera Spence.
- BHP - Billiton. (2019). *Reporte de Avance del Convenio de Cooperación entre Ministerio de Energía y Consejo Minero*. Reporte, BHP Billiton, Pampa Norte - Cerro Colorado.
- BHP, Billiton. (2018). *Reporte de avance del convenio de cooperación entre Ministerio de Energía y Consejo Minero*, Reporte, BHP Pampa Norte - Minera Spence.
- Blok, K., & Turkenburg, W. (1993). *CO2 emission reduction by means of industrial CHP in the Netherlands*. University of Utrecht, Department of Science, Technology and Society.
- Broggi, Ivan. (2015). *Blog de Hidrometalurgia y lixiviación*. Obtenido de <https://hydrometallurgyperu.wordpress.com/lixiviacion-en-pilas/>
- Cárdenas, T. (2014). *Pirometalurgia del Cobre*. Universidad Nacional de Colombia, Termodinámica de Materiales, Facultad de Minas, Medellín. Recuperado el 30 de Septiembre de 2020
- Centro de Cambio Global UC & POCH. (2010). *Análisis de opciones futuras de mitigación de gases de efecto invernadero para Chile en el sector de energía*. Informe para Comisión Nacional del Medio Ambiente.

- COCHILCO. (2020). *Proyección del consumo de energía eléctrica en la minería del cobre 2020-2031*. Comisión Chilena del Cobre . Recuperado el Abril de 2021, de <https://www.cochilco.cl/Paginas/Estudios/Mercados%20de%20metales%20e%20insumos%20estrat%C3%A9gicos/Energ%C3%ADa.aspx>
- COCHILCO. (2021). Estado actual de los consumos energéticos y GEI en la minería de cobre. (R. Brantes, Ed.)
- CODELCO. (2009). Codelco avanza en eficiencia energética. *Codelco Informa*, 10, pág. 8. Recuperado el Diciembre de 2020, de https://www.codelco.com/prontus_codelco/site/artic/20110803/asocfile/20110803121111/codelco_informa_10.pdf
- CODELCO. (2019). *Electroobtención "Obteniendo la máxima pureza"*. Codelco Educa. Recuperado el Julio de 2021, de https://www.codelcoeduca.cl/codelcoeduca/site/artic/20190109/asocfile/20190109005004/electroobtencion_media_tecnico_060119.pdf
- CODELCO. (2020). *Reporte avance del convenio de cooperación ente Ministerio de Energía y Consejo Minero*.
- CODELCO. (s.f.). *Codelco - Operaciones*. Obtenido de División Ventanas: https://www.codelco.com/division-ventanas/prontus_codelco/2016-02-25/165525.html
- CODELCO. (s.f.). *Codelco - Sustentabilidad - Indicador: Uso de energía*. Recuperado el Diciembre de 2020, de https://www.codelco.com/energia/prontus_codelco/2011-07-11/110731.html
- CODELCO-Chile. (2000). *Norma / Estándas Operacional - Cilindros de Gas para Uso Industrial*. CODELCO-Chile, División Chuquicamata, Subgerencia Gestión Integral de Seguridad, Calidad y Ambiente. Dirección de Administración y Protección de los Recursos. Recuperado el Diciembre de 2020, de <http://www2.asimet.cl/pdf/neo05.pdf>

- Comisión Desafíos del Futuro. (2020). *Regulación comparada de hidrógeno verde: los casos de la Unión Europea, Alemania y Costa Rica*. Serie Minutas N° 96-20, Congreso Nacional, Biblioteca del Congreso Nacional. Obtenido de https://obtienearchivo.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio/10221/29356/1/Minuta_96_20_Comparado_H2Verde.pdf
- Diario Financiero. (10 de Octubre de 2020). *Comienza carrera por el hidrógeno verde en Chile: lanzarán primer piloto en Magallanes*. Obtenido de Generadoras de Chile.
- Dominic, E. (2001). *Hidrometalurgia: Fundamentos, procesos y aplicaciones*.
- Electricidad, La revista energética de Chile. (2021). *BHP entra en la carrera del hidrógeno verde con proyecto piloto en minera Spence*. Recuperado el 2021, de Electricidad, La revista energética de Chile.
- EPA. (2017). *Catalog of CHP Technologies*. Catálogo, Environmental Protection Agency Combined Heat and Power Partnership, U.S. Department of Energy.
- EPA. (2019). *United States Environmental Protection Agency*. Obtenido de Combined Heat and Power (CHP) Partnership: <https://www.epa.gov/chp/what-chp>
- Espíndola, C., & Valderrama, J. (2011). Huella del Carbono. Parte 1: Conceptos, Métodos de Estimación y Complejidades Metodológicas. *Información Tecnológica*, 163-176.
- Fernández-Bolaños, C. (2005). Sistema de energía del hidrógeno. *Enérgica del hidrógeno. Contexto, estado actual y perspectivas del futuro*. Sevilla, España.
- Fraile, D. (2016). CertifHy– Developing a European Framework for the generation of guarantees of origin for green hydrogen. *Definition of Green Hydrogen*.
- Fuel Cells Bulletin. (2020). Mining industry links up to form Green Hydrogen Consortium. *Fuel Cells Bulletin*, 4, 10-11. Recuperado el Septiembre de 2020
- Guía Minera de Chile. (s.f.). *Guía Minera de Chile*. Recuperado el 06 de Diciembre de 2020, de <http://www.guiaminera.cl/codelco-division-ventanas/#:~:text=Es%20una%20fundici%C3%B3n%20y%20refiner%C3%ADa,pureza%20de%2099%2C99%25>.

- Hamelinck, C. (2020). Aplicación del hidrógeno en la cogeneración. Amsterdam, Holanda. Recuperado el Diciembre de 2020
- Hecker, C. (2015). Proceso de electroobtención o electrorefinación de metales, que comprende aplicar una señal eléctrica de alimentación formada por una corriente alterna superpuesta al nivel de una corriente continua. Chile.
- Ihobe S.A. (2009). Análisis de Ciclo de Vida y Huella de Carbono. *Dos maneras de medir el impacto ambiental de un producto*.
- INDURA S.A. (2015). *Manual de gases INDURA*.
- IRENA. (2020). Green Hydrogen. *A guide to policy making*. Recuperado el Junio de 2021, de https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Nov/IRENA_Green_hydrogen_policy_2020.pdf
- Jiménez, F. L. (2020). Evaluación técnica y económica del uso de hidrógeno verde en aplicaciones para la industria y desplazamiento de combustible fósil. Santiago, Chile. Recuperado el Septiembre de 2020
- La Segunda. (2020). Pioneros del hidrógeno verde revelan sus proyectos en Chile. Recuperado el Noviembre de 2020, de http://portal.nexnews.cl/showN?valor=exiri&mc_cid=5de1afd57c&mc_eid=89e31b35a1
- Lillo, P. (2020). *Uso de hidrógeno verde en minería*. Clase 7, Pontificia Universidad Católica de Chile. Recuperado el 20 de Enero de 2021
- López, E. J. (2012). *Estudio experimental de la permeabilidad de materiales depositados en pilas de lixiviación*. Tesis, Universidad de Chile, Departamento de Ingeniería Civil, Santiago.
- Maluenda, B. (2020). Webinar Hidrógeno Verde, Energía para la Agroindustria. Chile.
- Martínez, J. J. (2006). Pilas de combustible del tipo PEM. *Análisis de sensibilidad de los parámetros de diseño de la placa biolar de una pila de combustible tipo PEM*.

- METSO. (2020). *METSO*. Obtenido de <https://www.metso.com/siteassets/industry-pages/old-mining-industry-pages/comminution/crushing/superior-mkiii-primary-gyratory-brochure.pdf>
- Ministerio de Energía. (2015). Innovación en eficiencia energética para programa de proveedores de clase mundial (PPCM) en la minería. Chile.
- Ministerio de Energía. (2021). *Ministerio de Energía*. Obtenido de <https://energia.gob.cl/>
- Ministerio del Medio Ambiente. (2019). Guía metodológica para la estimación de emisiones provenientes de fuentes puntuales, RETC. 195. (D. d. Departamento de Información Ambiental, Ed.) Santiago, Chile. Recuperado el Junio de 2021
- Morales, A. (2012). *Reducing specific energy to Shrink the carbon footprint in copper electrowinning facilities*. Concepción .
- Muñoz, M. J. (2016). *Extracción de metales por hidrometalurgia: Procesamiento de cobre y cinc*. Universidad Politécnica de Valencia - Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales, Ingeniería Química y Nuclear. Recuperado el 2021
- Oceana. (s.f.). *Oceana, protegiendo los océanos del mundo*. Recuperado el Diciembre de 2020, de Zonas de sacrificio: <https://chile.oceana.org/zonas-de-sacrificio-o#:~:text=El%20t%C3%A9rmino%20%22Zonas%20de%20Sacrificio,comunidad es%20m%C3%A1s%20pobres%20o%20vulnerables.>
- Parlamento Europeo y consejo de la UE. (2010). *DIRECTIVA 2010/75/UE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO SOBRE LAS EMISIONES INDUSTRIALES (PREVENCION Y CONTROL INTEGRADOS DE LA CONTAMINACIÓN)*. Diario oficial de la Unión Europea. Recuperado el Noviembre de 2020
- Parragué, B. (2013). *Proyecto de optimización del área seca de Minera Spence - BHP BILLITON*. Valparaíso.
- Pineda, D. (2009). Evaluación técnico económica de una planta de producción de hidrógeno mediante electrólisis de agua utilizando energía eléctrica producida con celdas fotovoltaicas de alta eficiencia. Santiago. Recuperado el Diciembre de 2020

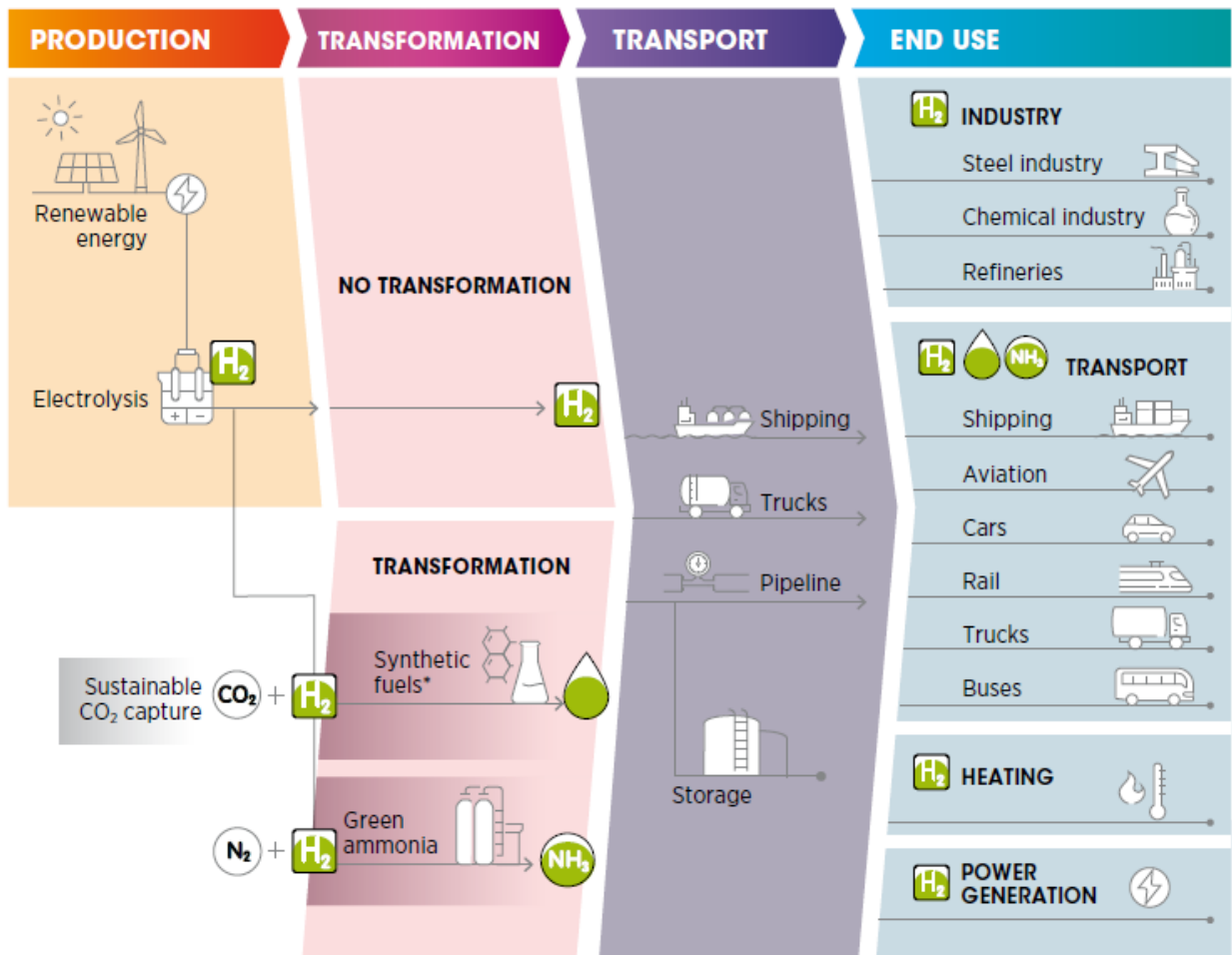
- Portal Minero. (2006). *Manual General de Minería y Metalurgia, Minas, Concentradoras, Refinerías, Fundiciones, LIX/SX/EW*. Chile: Portal Minero Ediciones. Recuperado el 30 de Septiembre de 2020
- ProMinent. (2021). *ProMinent*. Obtenido de <https://www.prominent.es/es/Productos/Productos/Tecnolog%C3%ADa-de-membrana/%C3%93smosis-inversa/pg-reverse-osmosis-systems.html>
- Renau, J., García, V., Domenech, L., Verdejo, P., Real, A., Giménez, A., . . . Barreras, F. (2021). Novel Use of Green Hydrogen Fuel Cell-Based Combined Heat and Power Systems to Reduce Primary Energy Intake and Greenhouse Emissions in the Building Sector. *Sustainability*.
- RIVET. (2015). *Industria Metal Mecánica Rivet LTDA*. Obtenido de Catálogo de mallas, cribas y telas mecánicas: www.rivet.cl
- Roa, C. (2018). Cogeneración con gas natural para aplicaciones a pequeña escala. Santiago.
- Sánchez, J. J. (2005). Pilas de combustible tipo PEM. *Análisis de sensibilidad de los parámetros de diseño de la placa bipolar de una pila de combustible tipo P.E.M.* Sevilla. Recuperado el Septiembre de 2020
- Sepúlveda, F. (2014). *Evaluación del uso de energía solar en electroobtención de cobre*. Memoria, Universidad de Chile, Ingeniería civil de Minas.
- Sindicato de trabajadores de la División Ventanas de Codelco Chile propios y contratistas. (2019). *Codelco - Fundición y Refinería las Ventanas 1964-2019*. Puchuncaví. Recuperado el 06 de Diciembre de 2020
- Staffell, I., & Ingram, A. (2010). Life cycle assessment of an alkaline fuel cell CHP system. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2491 - 2505.
- Universidad de San Luis de Potosí. (2015). Recuperado el 2021, de <http://www.ingenieria.uaslp.mx/Metalurgia/Documents/APUNTES/OBTENCION%2OPARCIALES%2OCOMPLETOS.pdf>.

- Vásquez, R., Salinas, F., & GmbH, D. G. (2018). *Tecnologías del hidrógeno y perspectivas para Chile*. Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, Santiago de Chile. Recuperado el Septiembre de 2020
- Villarroel, S. (2016). *Herramienta computacional basada en un modelo predictivo para la determinación del desgaste de revestimientos de un chancador primario giratorio*. Memoria, Valparaíso.
- Zuñiga, F. (2017). *"Análisis de factibilidad de una planta desalinizadora en la localidad de los Molles, Provincia de Petorca"*. Memoria, Universidad Técnica Federico Santa María . Recuperado el Diciembre de 2020, de <https://repositorio.usm.cl/bitstream/handle/11673/23336/3560900257179UTFSM.pdf?sequence=1&isAllowed=y#page=36&zoom=100,109,757>

8. ANEXOS

ANEXO I

Producción, conversión y usos finales de hidrógeno verde en todo el sistema energético
Fuente: (IRENA, 2020)



ANEXO II

Emisiones de hidrógeno por medio de electrólisis Fuente: (IRENA, 2020)

Box 1.3 Hydrogen emissions from grid-powered electrolysis

For hydrogen from electrolysis to have lower overall emissions than grey hydrogen, CO₂ emissions per unit of electricity need to be lower than 190 grams of CO₂ per kilowatt hour (gCO₂/kWh) (Reiter and Lindorfer, 2015). Only a few countries (mostly benefiting from hydropower) have average CO₂ emissions per kWh below that threshold and thus can ensure the sustainability of electrolytic hydrogen. Most other countries are currently above that threshold.

However, electrolyzers can be designed to be flexible demand-side resources and can be ramped down or turned off when the national power mix is above a certain threshold of CO₂ emissions, if tracked, and then turned back on when renewable production is higher, and in particular when VRE production would otherwise be curtailed. In general, low electricity prices are a proxy for high renewable energy production (IRENA, 2020c), so electricity prices may be naturally the signal for electrolyser activities. Moreover, when electricity prices are too high to produce competitive hydrogen, the electrolyser would shut down anyway. The significant (for some countries) and increasing renewable energy share of electricity production will also decrease the carbon footprint of electrolytic hydrogen production.

A hybrid model can also be used, where off-grid VRE generation is the main source of electricity, but grid electricity can top up production to decrease the impact of initial investment costs while causing only a small increase in the carbon footprint of the electrolysis plant.

Power purchase agreements with grid-connected VRE plants may also ensure the sustainability of electricity consumption and at the same time make green hydrogen an additional driver for the decarbonisation of the power grid.



*“Kendinizden başka hiçbir Őeye inanmayın...
Kendinize inanın ve her Őeyi yapabilirsiniz” – Hande Erçel*