



Proyección del consumo de energía eléctrica en la minería del cobre 2021-2032

DEPP 02/2022

Resumen Ejecutivo

El estudio proyecta el consumo eléctrico de la minería del cobre en el periodo 2021-2032 en base a: i) la cartera de proyectos y operaciones mineras vigentes, ii) la proyección de producción de los proyectos futuros de cobre iii) operación actual y la entrada en operación de plantas de desalación e impulsión de agua de mar. Asimismo, dada la incertidumbre asociada a la producción, las estimaciones de consumo eléctrico se construyen en base a tres escenarios: esperado, máximo y mínimo.

Se estima que el consumo eléctrico crezca desde 25,8 TWh en 2021 hasta 33,8 TWh en 2032 (~2,5% CAGR). Este crecimiento se atribuye al alto consumo en concentración, proceso que por sí solo en el 2032 consumirá 22,0 TWh representando el 65% de la electricidad del sector.

El consumo energético para desalación e impulsión de agua de mar es otro proceso para el cual se proyecta un alza importante, pasando de 1,5 TWh en 2021 (6% del total) a 4,5 TWh en 2032 (13% del total), convirtiéndose en el segundo proceso de mayor intensidad de consumo eléctrico. Para el proceso de lixiviación por su parte se proyecta una caída significativa desde 5,0 TWh en 2021 (19% del total) a 2,0 TWh en 2032 (6%), mientras que para el de fundición se estima un leve incremento en el consumo, pasando de 1,7 TWh en 2021 (7%) a 1,9 TWh en 2032 (7%). Por último, los procesos de mina subterránea, refinería y servicios se mantendrán con participaciones relativamente bajas, ninguno de ellos sobrepasando el 3% del consumo durante el periodo de estudio.

A nivel regional, vemos que Antofagasta, en línea con su alta producción y las cuantiosas inversiones mineras a materializarse en los próximos años, seguirá concentrando más de la mitad del uso energético, pasando de 15,3 TWh (59% del consumo eléctrico cuprífero nacional) en 2021 a 17,6 TWh (52%) en 2032. Atacama por su parte, región que actualmente demanda 2,6 TWh (10%), llegaría a consumir 4,6 TWh hacia 2032 (13%). Tarapacá pasaría de 2,0 TWh (8%) a 4,3 TWh (13%) durante el mismo periodo. Otra región con un alto crecimiento en su demanda es Coquimbo, que incrementaría su consumo desde 1,5 TWh (6%) a 2,2 TWh (7%) durante el periodo.

Por otra parte, enfocando el análisis según la condicionalidad de las operaciones vigentes y proyectos, encontramos que si bien al 2021 las faenas actualmente en operación concentran prácticamente la totalidad del consumo eléctrico esperado en minería cuprífera, al 2032 los proyectos potenciales, posibles y probables llegan a representar alrededor de un 26% del total. De igual forma, analizando por tipo o propósito del proyecto, vemos que los proyectos de expansión, reposición y los nuevos, en conjunto, adquirirán una importancia creciente pasando de representar un 28% del consumo estimado en 2021 al 63% en 2032. Cabe señalar que los proyectos cupríferos nuevos por sí solos serán responsables del 32% de la demanda eléctrica esperada al 2032.

Parte del consumo eléctrico esperado provendrá de fuentes limpias. La minería chilena está progresando significativamente en el uso de Energías Renovables No Convencionales. Un

importante número de empresas mineras realizaron procesos de renegociación de contratos eléctricos con el objetivo de focalizarlos en energías renovables y con precios más convenientes. Ya en 2021, el 44% del consumo eléctrico minero es de fuentes limpias y en 2025 se espera un 62% de la demanda eléctrica de la industria provendrá de este tipo de energías.



Tabla de Contenidos

Resumen Ejecutivo	I
1. Introducción	4
2. Metodología	5
2.1. Proyectos considerados	5
2.2. Consumo eléctrico por faenas y procesos.....	5
2.3. Escenarios de consumo eléctrico	6
2.4. Consumo esperado nacional de electricidad en minería del cobre.....	8
3. Mercado Eléctrico y Sistema Eléctrico Nacional	9
4. Proyección del consumo anual de energía eléctrica 2021 – 2032	10
4.1. Proyección a nivel país	10
4.2. Proyección de demanda por potencia eléctrica	12
4.3. Proyección por regiones	12
4.4. Consumo esperado en la minería del cobre en relación al total nacional.....	14
5. Análisis del consumo eléctrico esperado según la condicionalidad de los proyectos	15
5.1. Análisis a nivel país	15
6. Análisis del consumo eléctrico esperado según tipo de proyecto	17
6.1. Análisis a nivel país	17
7. Análisis del consumo eléctrico esperado según proceso	18
7.1. Distribución del consumo eléctrico esperado a nivel país	18
8. Uso de energías renovables en la minería del cobre	21
8.1. Porcentaje de uso de energías renovables en la minería del cobre	24
9. Comentarios finales	26
10. Anexos	28
10.1. Anexos capítulo 2: Metodología	28
10.1.1. Detalle de la metodología de cálculo del consumo esperado de electricidad en plantas desaladoras y Sistemas de impulsión.....	28
10.2. Anexo con cifras de proyección de consumo esperado de electricidad 2021– 2032 en diferentes categorías	30
10.2.1. Proyección de consumo de electricidad según procesos	30
10.2.2. Proyección de consumo de electricidad según condición	30
10.2.3. Proyección de consumo de electricidad por tipo de proyecto	30
10.2.4. Proyección de consumo de electricidad por regiones	31



1. Introducción

La energía eléctrica es un insumo estratégico para la minería del cobre, dado que se requiere en sus diversos procesos productivos y servicios. De acuerdo a estimaciones del Observatorio de Costos de COCHILCO, su uso representa alrededor del 8% de los costos operacionales (incluyendo la depreciación) de la gran minería del cobre nacional. Su impacto en el consumo eléctrico del país también es significativo. En promedio, en los últimos 15 años la minería del cobre ha tenido una participación de un tercio en el consumo nacional de energía eléctrica, situación que se puede explicar en gran parte por tres tendencias que han presionado al alza el consumo. A saber:

- Caída progresiva en las leyes de cobre, lo que responde al envejecimiento de las minas y al incremento en la dureza del mineral. Esta situación ha significado que las empresas tengan que extraer grandes y crecientes volúmenes de mineral para lograr mantener los niveles de producción de cobre fino esperados, situación que conlleva un incremento en el uso de energía en procesos como chancado y molienda.
- Creciente uso de agua de mar, dadas las restricciones para el abastecimiento de agua a través de fuentes continentales y también debido a la preponderancia creciente en la producción de concentrados, que es intensiva en recursos hídricos. Como el agua de mar debe ser impulsada desde la costa a las faenas mineras, se hace intensiva en energía eléctrica.
- Enfoque en la producción de concentrados de cobre, proceso que tiene un uso intensivo de energía eléctrica. En consecuencia, se prevé que la demanda de energía eléctrica también se incremente en los próximos años.

En este contexto, considerando las tendencias mencionadas, Cochilco realiza su estimación de consumo de energía eléctrica en minería del cobre hasta el 2032, año en que podría estar en operación gran parte de la actual cartera de proyectos. Así, se muestran los resultados para el periodo 2021-2032 identificando los siguientes factores:

- Consumo eléctrico esperado según tipo de proyecto, sea de carácter Nuevo, Expansión, Reposición u Operación.
- Consumo eléctrico esperado según procesos, sea Concentradora, Lixiviación, Fundición, Refinería, Agua de Mar, Mina Rajo, Mina Subterránea o Servicios.

En cada caso, se realiza un análisis tanto a nivel nacional como regional y se entregan proyecciones con valores esperados así como los límites mínimos y máximos estimados.



2. Metodología

2.1. Proyectos considerados

La proyección de consumo eléctrico en minería del cobre considera faenas mineras actualmente en operación, proyectos mineros en etapa de construcción y proyectos de inversión con posibilidades de concretarse durante el periodo 2021-2032, en base al informe Inversión en la Minería Chilena - Cartera de Proyectos 2021-2030 publicado por Cochilco en noviembre de 2021. Asimismo, también se consideran proyectos y operaciones mineras de oro y de hierro que tendrían una coproducción significativa de cobre en el periodo mencionado. Estos antecedentes, a su vez, se traducen en una proyección de producción esperada que se plasman en el informe “Proyección de la producción esperada de cobre, periodo 2021 – 2032, publicado en diciembre de 2021 por Cochilco.

En paralelo a lo anterior, atendiendo al creciente uso de agua de mar, la proyección de consumo eléctrico considera la operación actual y la entrada en operación de plantas de desalación e impulsión de agua de mar durante el periodo en base al Estudio de Proyección de Consumo de Agua Período 2021 – 2032, publicado por Cochilco en diciembre de 2021.

2.2. Consumo eléctrico por faenas y procesos

Desde 1991, Cochilco calcula los coeficientes de consumo unitario de energía por faena y por procesos en base a datos operacionales provistos por las empresas mineras del país. A partir de esta información, se proyectan de forma determinística los coeficientes para el periodo 2021-2032. Para esto, se realiza una regresión normal-log basada en los consumos unitarios observados durante el periodo 2001-2020. Los resultados de dicha extrapolación se muestran en la Tabla 1.

Cabe señalar que la construcción de los coeficientes involucra dos supuestos:

- El consumo unitario de energía eléctrica por procesos es creciente en el tiempo debido, principalmente, al envejecimiento de las minas y a menores leyes de mineral a procesar.
- No habrá cambios tecnológicos que incidan, significativamente, en los procesos mineros. Es decir, no se abordan posibles avances en eficiencia energética que puedan implementarse a futuro tanto en operaciones existentes como en proyectos nuevos, lo que incidiría en un menor consumo de electricidad.



Tabla 1: Proyección de consumos unitarios de electricidad por procesos 2021 – 2032

PROCESOS	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Mina Rajo KWh/ TMF Cu	190,4	191,2	192,1	192,9	193,6	194,4	195,1	195,8	196,4	197,1	197,7	198,3
Mina Subterránea KWh/ TMF Cu	657,0	662,9	668,5	673,9	679,0	684,0	688,8	693,4	697,8	702,1	706,2	710,2
Concentradora KWh/TMF Cu	3225,1	3255,1	3283,8	3311,2	3337,5	3362,8	3387,1	3410,6	3433,2	3455,0	3476,2	3496,6
Fundición KWh/TM Conc. Proce.	354,9	355,6	356,2	356,8	357,4	358,0	358,5	359,1	359,6	360,1	360,5	361,0
Refinería KWh/ TMF Cu	378,8	379,5	380,3	381,0	381,7	382,3	382,9	383,5	384,1	384,7	385,2	385,8
LX/SX/EW KWh/ TMF Cu	3371,3	3385,4	3398,8	3411,6	3423,9	3435,8	3447,1	3458,1	3468,7	3478,9	3488,8	3498,4
Servicios KWh/ TMF Cu	165,1	165,5	165,9	166,2	166,6	166,9	167,2	167,5	167,8	168,1	168,4	168,7

Fuente: Cochilco 2021

Se debe acotar además que, a partir del año 2011, los coeficientes unitarios de energía en Servicios incorporan el consumo de electricidad por concepto de uso de agua de mar, por tanto, el pronóstico de este ítem se realiza sobre coeficientes estimados para el periodo 2001-2010, con el fin de no hacer una doble proyección respecto a uso de agua de mar, que en este informe está como ítem aparte.

Con respecto a los procesos de desalación e impulsión para el uso de agua de mar, se utiliza la metodología descrita en el informe *Proyección del Consumo de Agua en la Minería del Cobre en Chile 2017-2028* para efectuar los cálculos de la potencia y energía eléctrica a consumir en plantas desaladoras y sistemas de impulsión de agua de mar.

2.3. Escenarios de consumo eléctrico

En base a la información histórica sobre la materialización de los proyectos de inversión se determina la probabilidad de ocurrencia de producción prevista en las fechas presentadas. Considerando la incertidumbre propia de las operaciones mineras como también de sus proyectos de inversión, se estima la probabilidad de que estos alcancen su capacidad nominal esperada en las fechas tentativas. Con todo esto, se definen tres escenarios, cada uno con distintos supuestos:

- **Escenario máximo:** considera que todas las operaciones continúan según lo planificado y los proyectos posibles, potenciales y probables se ponen en marcha en las fechas y de acuerdo a las capacidades productivas estimadas actualmente por sus titulares.
- **Escenario más probable:** considera que las operaciones no alcanzan los resultados planificados por los titulares en tanto que existen riesgos considerables de sufran retrasos y variaciones a la baja en su producción real con respecto a lo planificado.
- **Escenario mínimo:** ajusta el escenario más probable con cifras inferiores dentro de un criterio técnico razonable.



Luego, para cada escenario se estima el consumo de electricidad a ocupar en cada faena y proceso. Esto se puede representar de acuerdo a la siguiente ecuación:

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

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 2021 – 2032).
- i : Faena minera considerada.
- j : Proceso minero considerado.
- k : Condición/estado del proyecto minero considerado¹.
- $ProdEst_{ijt}$: 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 . Estos son los valores reportados en la tabla 1.

La modelación de las variaciones en cada escenario depende de la variable $PondProd_{ikt}$. Como sus valores fluctúan entre 0 y 1, mientras mayor sea $PondProd_{ikt}$, mayor será el consumo de energía. Así, en el escenario de consumo *máximo*, donde no hay riesgos de producción ni retrasos, todas las ponderaciones son equivalentes a 1, mientras que en los escenarios *más probable* y *mínimo* son consecuentemente inferiores.

Para visualizar lo anterior, en la tabla 2 se ilustra la matriz de ponderadores de producción para el caso *más probable*. Este consumo se calcula sobre el supuesto que los proyectos mineros sufren retrasos en su ejecución y variaciones en su producción estimada respecto de la real. Para modelar este efecto se construyó un vector de ponderadores de producción determinísticos en base a información histórica en la ejecución de proyectos mineros, según condición y fecha de puesta en marcha. El cálculo de los vectores corresponde al promedio ponderado de las razones de producción real sobre la producción proyectada en faenas mineras de igual condición y estado.

Tabla 2: Ponderadores determinísticos de producción futura probable

Condición/estado del proyecto	Año planificado del proyecto											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Potencial/Prefactibilidad	0,16	0,28	0,32	0,37	0,42	0,45	0,49	0,55	0,69	0,70	0,72	0,80
Potencial/Factibilidad	0,32	0,37	0,42	0,45	0,49	0,55	0,69	0,70	0,72	0,80	0,81	0,83
Posible/Factibilidad	0,49	0,55	0,69	0,70	0,72	0,80	0,81	0,83	0,84	0,84	0,85	0,88
Probable	0,72	0,80	0,81	0,83	0,84	0,84	0,85	0,88	0,92	0,92	0,92	0,93
Base	0,84	0,85	0,88	0,92	0,92	0,92	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93

Fuente: Cochilco

¹ Las condiciones/estados de los proyectos que se establecen en el presente informe son: Base, Probable, Posible-factibilidad, Potencial-factibilidad y Potencial-prefactibilidad.



En la tabla 3 se ilustra la matriz de ponderadores de producción para el caso mínimo. Este cálculo se basa en un análisis histórico de cómo se han comportado aquellos proyectos incluidos alguna vez en la cartera de inversiones respecto del cumplimiento de sus plazos de materialización, por ejemplo variaciones en las condiciones macroeconómicas, retrasos en la aprobación de permisos, retrasos en la ingeniería, etc., o el cumplimiento de las metas productivas estipuladas en la oportunidad que estaban incluidos en dicha cartera.

Tabla 3: Ponderadores determinísticos de producción futura mínima

Condición/estado del proyecto	Año planificado del proyecto											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Potencial/Prefactibilidad	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
Potencial/Factibilidad	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32
Posible/Factibilidad	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49
Probable	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72
Base	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84

Fuente: Cochilco

De esta manera, se determinó un vector de ponderadores de producción mínimo de los proyectos mineros según su condición en base a la información histórica de Cochilco y juicio de experto. Para esto, primero se efectuó el cálculo de los vectores correspondiente al promedio ponderado de las razones de producción real sobre la producción proyectada en faenas mineras de igual condición y estado. En segunda instancia, estos valores fueron nuevamente ponderados por valores menores a la unidad según juicio de experto, con motivo de determinar valores mínimos realistas, de acuerdo a la condición del proyecto. Para este caso del escenario mínimo, se consideró un mayor retraso en las decisiones de inversión para los proyectos en las categorías posibles y potencial, lo que si bien no elimina los proyectos, los deja con una menor probabilidad de materialización.

2.4. Consumo esperado nacional de electricidad en minería del cobre

Finalmente, una vez estimados los consumos *máximo*, *mínimo* y *más probable*, se estima el consumo esperado para cada faena y proceso considerado a través de una simulación de Montecarlo en función de los valores encontrados. De tal forma, el consumo anual queda representado como:

$$C_t = \sum_i \sum_j \beta_{ijkt} (Cons_{ijkt}^{max}, Cons_{ijkt}^{MP}, Cons_{ijkt}^{min})$$

Donde,

- C_t : Consumo de electricidad (en TWh) en minería del cobre en el año t .
- $Cons_{ijkt}^{max}, Cons_{ijkt}^{MP}, Cons_{ijkt}^{min}$: Consumo máximo, más probable y mínimo (en TWh) respectivamente en la faena i , en el proceso j , de acuerdo a la condición/estado k del proyecto, en el año t .



3. Mercado Eléctrico y Sistema Eléctrico Nacional

El mercado eléctrico en Chile, desde el lado de la oferta de energía, está compuesto por tres sectores que permiten la disposición de la energía eléctrica:

- **Generación:** sector que tiene como función la producción de la energía eléctrica a través de distintas tecnologías tales como la hidroeléctrica, termoeléctrica, eólica, solar, entre otras.
- **Transmisión:** sector que tiene como función la transmisión, en niveles altos de voltaje, la energía producida a todos los puntos del sistema eléctrico.
- **Distribución:** sector que tiene como función el distribuir, en niveles de voltaje más reducidos que los de transmisión, la energía desde un cierto punto del sistema eléctrico a los consumidores regulados que este sector atiende.

Estas actividades son desarrolladas por completo por empresas privadas, las que realizan las inversiones necesarias dentro de la normativa específica que rige para cada uno de estos sectores. Así, los sectores de transmisión y distribución se desarrollan dentro de un esquema de sectores regulados, por la característica de monopolio que tienen ambos sectores, mientras que la generación lo hace bajo reglas de libre competencia.

Dentro de las características de los sistemas eléctricos en el territorio nacional, está que el mercado eléctrico chileno está compuesto por tres sistemas independientes: el Sistema Eléctrico Nacional (SEN, que cubre desde Arica por el norte, hasta la isla de Chiloé por el sur), el Sistema de Aysén (SEA, que cubre la Región de Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo), y el Sistema de Magallanes (SEM, que cubre la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena).

La minería del cobre chilena, ubicada en el norte y centro sur del país se abastece del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Este nace en el año 2017, a partir de la unión de los dos principales sistemas de energía en el país: el Sistema Interconectado Norte Grande (SING) y el Sistema Interconectado Central (SIC). Por las características de la geografía nacional, es un sistema único en cuanto a longitud, alcanzando los 3.100 km y abarcando casi la totalidad del territorio nacional, desde la ciudad de Arica por el norte, hasta la Isla de Chiloé, en el sur. Este sistema está conformado por un conjunto de instalaciones de centrales eléctricas generadoras, líneas de transporte, subestaciones eléctricas y líneas de distribución, interconectadas entre sí, que permite generar, transportar y distribuir energía eléctrica, cuya capacidad instalada de generación sea igual o superior a 200 megawatt, todo ello dirigido ahora por un solo organismo, el Coordinador Eléctrico Nacional. En relación a la ampliación de las capacidades de generación local y/o transmisión de electricidad, se han impulsado una serie de proyectos enfocados a optimizar la operación del SEN, lo que hará posible ampliar las capacidades actuales y contar con menores precios de suministro.



Con el sistema interconectado el país puede optimizar el uso de los recursos de generación ya disponibles y a su vez permite un mayor aprovechamiento de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) como la eólica, solar y geotérmica, que tienen un alto potencial en el norte del país, pero presentan características disímiles en cuanto a su patrón de generación.

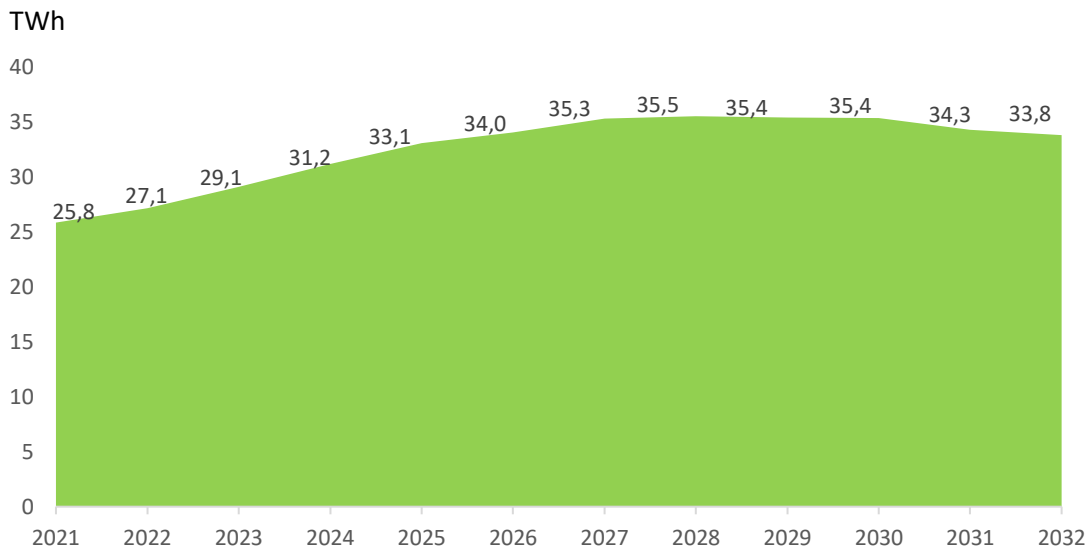
4. Proyección del consumo anual de energía eléctrica 2021 – 2032

En este capítulo se muestra el resultado global de la proyección del consumo de energía eléctrica en la minería del cobre en el período 2021 – 2032. El consumo esperado se acompaña de los escenarios de consumo máximo y mínimo, según se explicó en la metodología.

4.1. Proyección a nivel país

La Figura 1 proyecta el consumo futuro esperado de electricidad para cada año de estudio. Durante el periodo completo, se espera que el consumo eléctrico esperado crezca desde 25,8 TWh hasta 33,8 TWh (~2,5% CAGR). Sin embargo, el crecimiento no es uniforme.

Figura 1: Consumo eléctrico nacional esperado de la minería del cobre



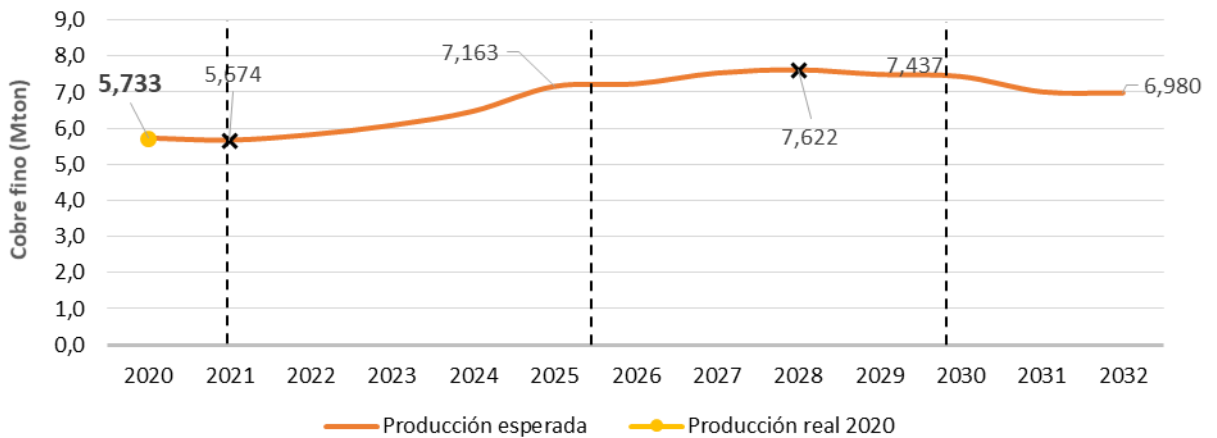
Fuente: Cochilco

El mayor crecimiento hacia el 2026 se explica, principalmente, por una menor incertidumbre con respecto a los proyectos a ejecutar. Por otra parte, el crecimiento esperado prácticamente nulo en el periodo 2028-2032 se atribuye a la menor probabilidad de materialización de los proyectos que actualmente no están en operación como por una menor producción en las operaciones ya existentes.

Para contextualizar las proyecciones de demanda de electricidad por parte de la minería del cobre, es necesario comprender el comportamiento de la producción esperada de cobre. La proyección de producción esperada de cobre para los próximos diez años se basa en la condicionalidad de materialización de los proyectos incluidos en la cartera de inversiones 2021, contenidos en el informe “Proyección de la producción esperada de cobre, periodo 2021-2032”, Cochilco 2021.

Los resultados obtenidos en la proyección de producción esperada de cobre para el periodo 2021-2032 muestran un crecimiento importante respecto a la producción real de 2020: 21,15%. Esto quiere decir que nuestro país alcanzaría una producción de cobre de 6,95 millones de toneladas al año 2032 (punto 1), a una tasa de crecimiento promedio de 1,6%, con un peak en el año 2028 de 7,62 millones de toneladas (punto 2) (figura 2).

Figura 2: Producción de cobre mina 2020 y proyección periodo 2021 – 2032, a nivel nacional



Fuente: Informe “Proyección de la producción esperada de cobre, periodo 2021-2032”, Cochilco 2021

En la tabla 4 a continuación se ilustra el crecimiento estimado del consumo eléctrico y la producción de cobre mina a nivel nacional durante los años 2021 y 2032, dividiendo el periodo en intervalo cuatrienal. De igual forma en la última columna se ilustra la variación acumulada durante todo el periodo. Se puede ver en esta tabla que en el período analizado los requerimientos proyectados de energía eléctrica son progresivamente mayores a las variaciones esperadas en producción de cobre mina. Es decir, con el paso del tiempo, se requerirá de más electricidad para producir la misma cantidad de cobre.

Tabla 4: Variación (%) del consumo eléctrico y producción cobre mina en Chile, 2021 – 2032

Escenario	Variable	21-24	25-28	29-32	21-32
Esperado	Consumo energía eléctrica	20,6	7,4	-4,5	30,8
	Producción cobre mina	14,1	6,4	-6,8	23,0

Fuente: Cochilco

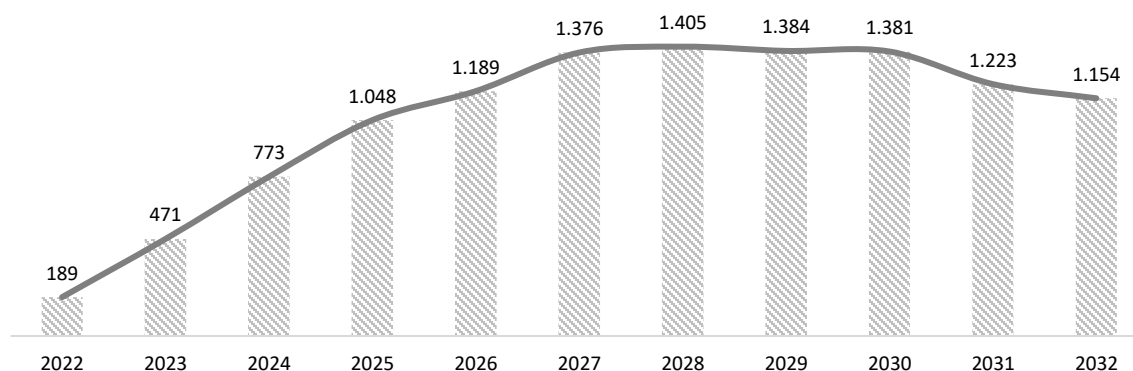


Esta situación responde a razones estructurales tales como envejecimiento de las minas, la caída en las leyes del mineral, decaimiento de los minerales oxidables –lo que a su vez conduce a una producción más enfocada en concentrados, proceso que es altamente intensivo en energía eléctrica y en agua, ante lo cual varias mineras han recurrido a la impulsión de agua de mar, lo que a su vez significa un uso aún mayor de electricidad. Este desarrollo ha significado un verdadero cambio en la matriz productiva de la industria, lo que indudablemente supondrá una mayor intensidad en el consumo de energía eléctrica.

4.2. Proyección de demanda por potencia eléctrica

En la figura 3 se ilustra la proyección de demanda acumulada de potencia eléctrica requerida para satisfacer el consumo eléctrico esperado de la minería del cobre² durante el periodo 2022-2032. Vemos que la potencia será creciente hasta el año 2028, disminuyendo levemente a partir de entonces. En suma, se requerirá agregar una capacidad de generación eléctrica de 1.154 MW hacia el año 2032.

Figura 3: Proyección de la demanda acumulada de potencia eléctrica (MW) requerida por la minería del cobre, 2022-2032



Fuente: Cochilco

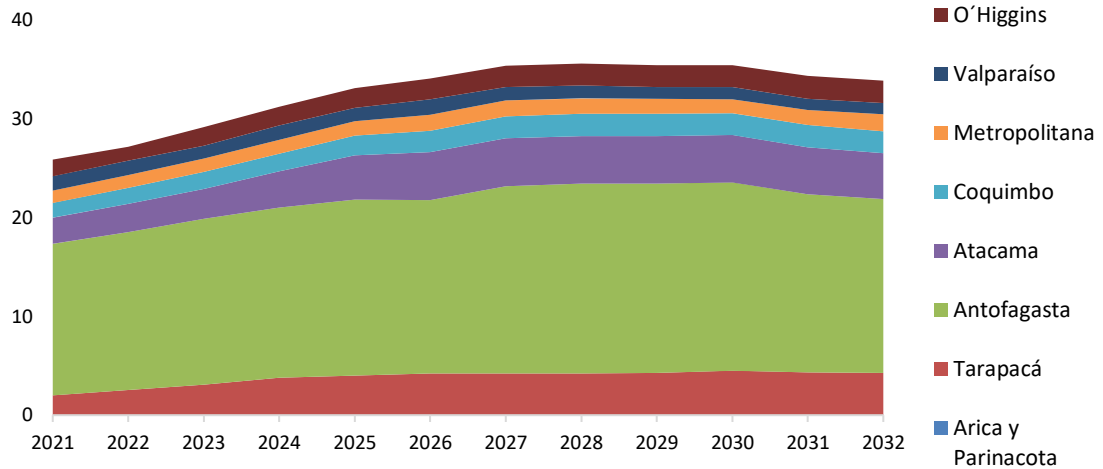
4.3. Proyección por regiones

La figura 4 ilustra la evolución del consumo energético en minería por región a lo largo del periodo de estudio. La figura 5, por su parte, muestra la participación regional del consumo en los años 2021 y 2032. De lo anterior se observa que Antofagasta es, con bastante distancia, la región que más consume energía eléctrica, concentrando al 2021 más de la mitad del uso de energía (59%), con 15,3 TWh, porcentaje que se espera que caiga hasta un 52% hacia el 2032. Le siguen las regiones de Atacama con 2,6 TWh (10%), que crecería hasta 4,6 TWh al

² Los incrementos anuales de energía eléctrica proyectada se convierten en demanda de potencia de generación asumiendo que las centrales de generación debieran tener en promedio un factor de carga mínimo del 78,7% (6,9 giga watts-hora de energía útil por cada mega watt de potencia), considerando que la central debe disponer de tiempo de mantención regular, de potencia en giro, además que parte de la energía generada se auto consume en la central y otra parte se disipa en la transmisión (Coordinación Eléctrica Nacional).

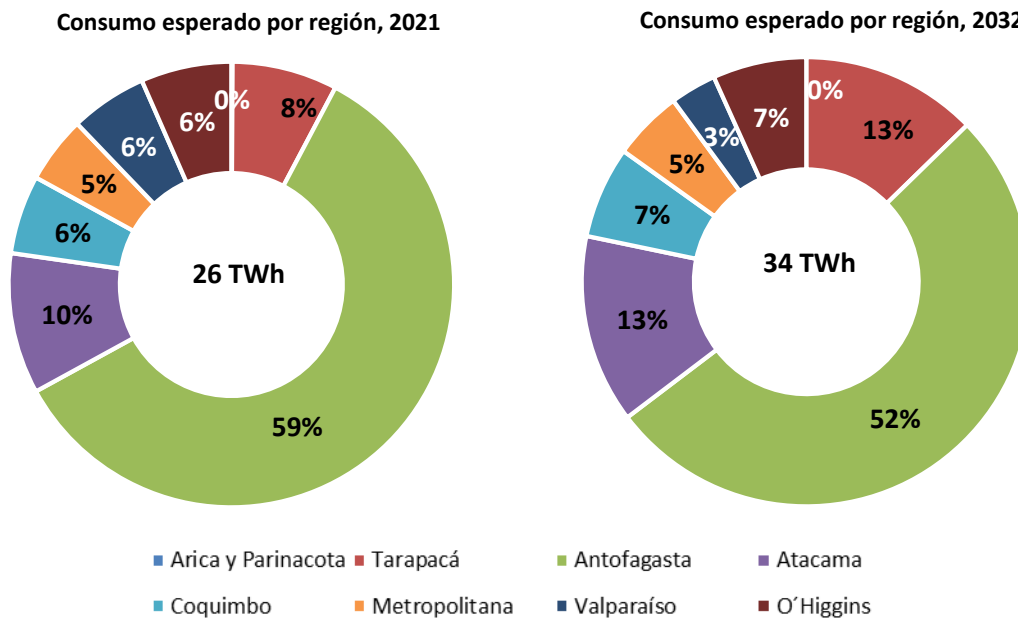
2032 (13%); Tarapacá con 2,0 TWh (8%), que crecería a 4,3 TWh al 2032 (13%); O'Higgins con 1,7 TWh (6%), que se mantendría en torno a 2,3 TWh al 2032 (7%) y Coquimbo, que incrementaría su consumo desde 1,5 TWh (6%) a 2,2 TWh (7%) durante el periodo.

Figura 4: Consumo eléctrico (TWh) esperado por región en la minería del cobre, 2021-2032



Fuente: Cochilco

Figura 5: Consumo eléctrico (%) esperado por región en la minería del cobre, 2021 y 2032

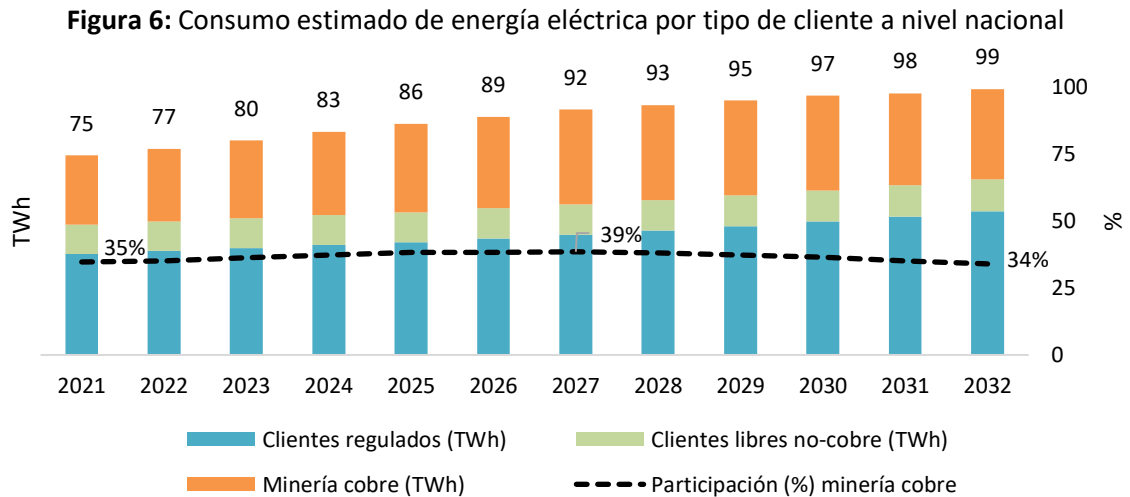


Fuente: COCHILCO



4.4. Consumo esperado en la minería del cobre en relación al total nacional

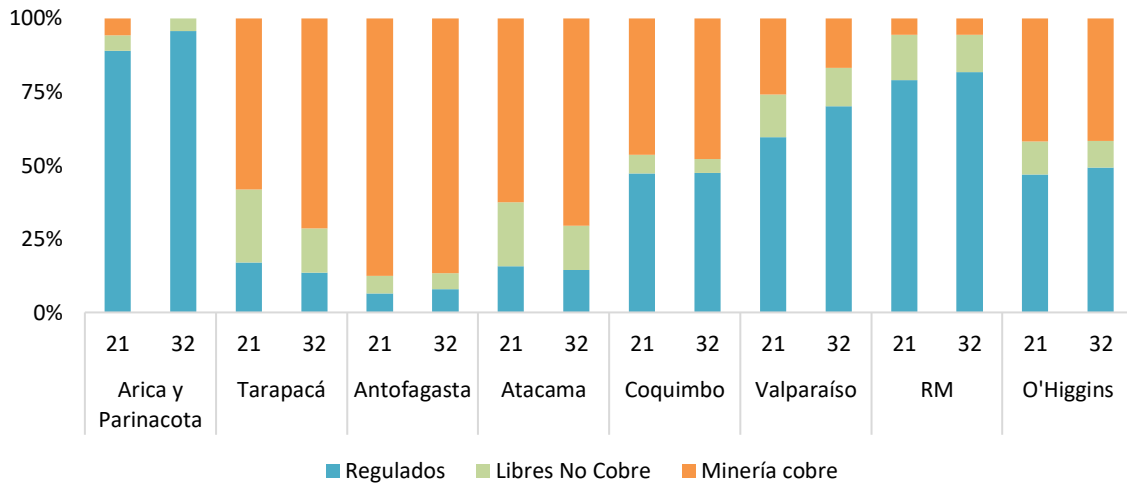
A partir de las proyecciones de demanda eléctrica del Coordinador Eléctrico Nacional³ junto a las estimaciones del presente informe, podemos anticipar que la demanda eléctrica de la minería del cobre respecto del consumo eléctrico nacional fluctuaría ligeramente de 35% en 2021 a un máximo de 39% en 2027 bajando levemente a 34% en 2032, con un promedio del 37% entre 2021-2032. En la figura 6 se presenta el desglose por tipo de cliente junto a la tasa de participación de la minería cuprífera.



Fuente: Cochilco en base a estimaciones propias y del Coordinador Eléctrico Nacional

Ahora bien, como es de esperar, esta tasa de participación es significativamente mayor en regiones con una industria minera prevalente. En efecto, de la figura 7 se observa que la actividad minera en Antofagasta concentra el 87% del consumo agregado en la región en los años 2021 y 2032 mientras que en la Región Metropolitana solo representa el 6% del total en ambos años.

³ Véase “Proyección de demanda eléctrica 2019 – 2039” (Coordinador Eléctrico Nacional, enero de 2020), aún a la fecha de elaboración de este Informe no estaba publicado aún Informe 2021-2041.

Figura 7: Participación (%) en el consumo eléctrico por tipo de cliente a nivel regional

Fuente: Cochilco en base a estimaciones propias y del Coordinador Eléctrico Nacional.

5. Análisis del consumo eléctrico esperado según la condicionalidad de los proyectos

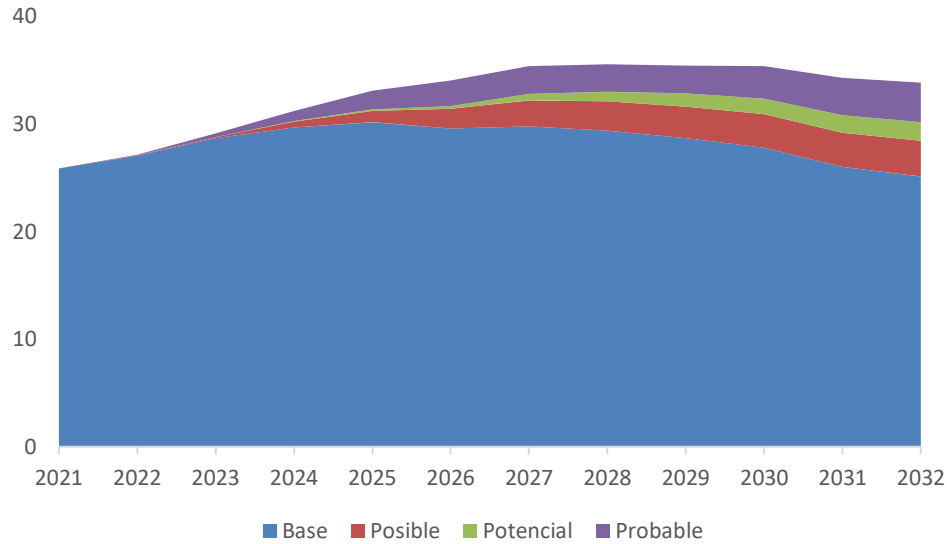
Como vimos previamente en la metodología, el consumo eléctrico esperado tiene su base más cierta en las actuales operaciones y en los proyectos ya en construcción. En cambio, el consumo eléctrico futuro que tendrían los proyectos que aún no cuentan con la decisión de construirse tiene un grado de incertidumbre creciente en el tiempo, por lo que su magnitud depende de posibles retrasos en su ejecución así como de eventuales mermas de producción respecto a lo planificado.

En este contexto, este capítulo se destina al análisis del consumo eléctrico esperado de los proyectos mineros de cobre según la condicionalidad de su ejecución.

5.1. Análisis a nivel país

Dada la construcción metodológica y considerando que el nivel de incertidumbre es creciente en el tiempo, la relevancia de los proyectos que aún no cuentan con la decisión de construirse será mayor conforme aumentan los años. Así, como se aprecia en la figura 8, durante el periodo 2021-2032 se espera que prácticamente la totalidad del consumo energético proyectado en minería provenga de operaciones y proyectos ya en construcción (base). En relación a los proyectos probables, posibles y potenciales, vemos que progresivamente adquirirán una mayor relevancia hasta representar un 26% (equivalente a unos 8,7 TWh) del consumo esperado total al 2032.



Figura 8: Proyección del consumo eléctrico nacional esperado de la minería (TWh) según condicionalidad, 2021-2032

Fuente: Cochilco

En la tabla 5 se ilustra numéricamente la proyección de la figura 8. Al observar el período 2021-2032 completo, el consumo eléctrico esperado de las operaciones en condición base tiene leves variaciones durante el período de análisis, creciendo a una tasa anual compuesta de 4,0 % hasta el 2025, para luego decrecer levemente hacia el fin del periodo de estudio. La razón de este declive estriba en una menor producción hidrometalúrgica, la cual pasaría de una participación de 25,6% de la producción total en 2021 con 1,47 millones de toneladas a 8,1% hacia 2032⁴ con solo 558.366 toneladas, una caída de 62%.

En paralelo, a partir de 2025, la demanda eléctrica crecerá por la puesta en marcha de los proyectos probables, posibles, potenciales, registrando una tasa anual compuesta de crecimiento de 27,6%.

Tabla 5: Proyección del consumo eléctrico nacional esperado (TWh) según la condicionalidad, 2021-2032

Condición	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32
Base	25,83	27,05	28,68	29,69	30,14	29,59	29,78	29,37	28,68	27,77	25,97	25,12
Probable	0,02	0,08	0,34	0,90	1,71	2,41	2,58	2,57	2,55	3,05	3,48	3,66
Posible	0,00	0,02	0,07	0,54	1,08	1,81	2,39	2,71	2,93	3,11	3,21	3,28
Potencial	0,00	0,00	0,00	0,04	0,14	0,24	0,59	0,89	1,23	1,44	1,61	1,74
Total	25,85	27,15	29,10	31,18	33,08	34,05	35,34	35,54	35,40	35,38	34,28	33,81

Fuente: Cochilco

⁴ De las actuales 34 operaciones activas, hacia el 2032 solo quedarán 15 operativas, 6 pertenecientes a la gran minería más las 6 operaciones de Enami y 2 operaciones de mediana minería. Para mayor información, véase "Proyección de la producción esperada de cobre 2021 – 2032" (Cochilco, 2021).



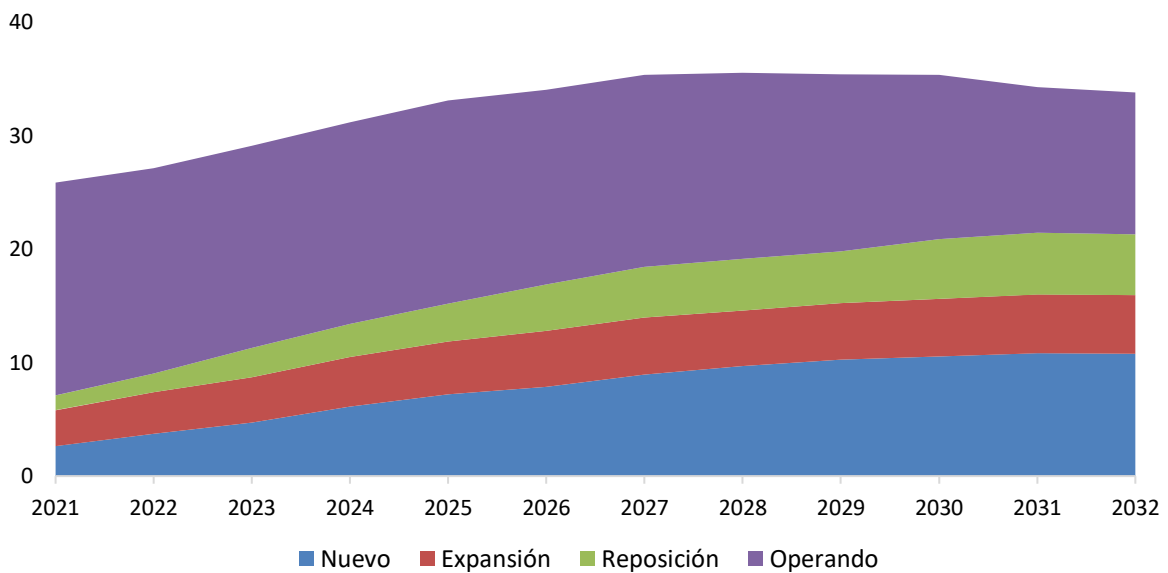
6. Análisis del consumo eléctrico esperado según tipo de proyecto

El presente capítulo está destinado a analizar la distribución del consumo eléctrico esperado entre las operaciones vigentes y los proyectos según su tipo. Es decir, el propósito que tienen las compañías por emprenderlos. En este contexto, algunos proyectos son de reposición — para recuperar su capacidad productiva que se hubiere visto disminuida por efecto del deterioro de su base mineral — otros de expansión — para sustentar su competitividad vía aumento de escala de producción — y otros de carácter nuevo — cuyo desarrollo parte prácticamente de cero.

6.1. Análisis a nivel país

La figura 9 y la tabla 6 muestran el consumo eléctrico esperado de la minería del cobre nacional, distribuido por operaciones y tipos de proyectos. Se puede observar que las operaciones vigentes irán decreciendo en el tiempo, en tanto los proyectos de expansión, reposición y particularmente los nuevos comienzan a adquirir una importancia creciente en este período de análisis 2021-2032.

Figura 9: Proyección del consumo eléctrico (TWh) nacional esperado según tipo de proyectos



Fuente: Cochilco

Al 2021, las faenas actualmente en operación representan el 72,5% del consumo de energía eléctrica, con 18,7 TWh. Este consumo comienza a decaer en prácticamente todos los años del periodo de estudio, llegando a 12,5 TWh hacia el 2032.

En paralelo, para algunas de las actuales operaciones se contemplan proyectos de reposición o de expansión, que en su conjunto permiten esperar una demanda adicional de 10,6 TWh (31% del total) al 2032 desde los niveles actuales de 4,5 TWh en 2020 (17%).



En tanto se proyecta que los proyectos nuevos pasen de representar el 10,2% del consumo esperado en 2021 al 31,8% en 2032. En términos absolutos esto implica pasar desde 2,6 TWh a 10,8 TWh entre los años considerados. Esta creciente importancia de los proyectos nuevos se atribuye en gran parte a los proyectos de Sierra Gorda Concentrados de KGHM, Esperanza Sur y Encuentro Sulfuros, que en conjunto corresponden al proyecto distrito Centinela de Antofagasta Minerals, Quebrada Blanca Fase 2/Hipógeno de Teck Resources, Spence Growth Option de BHP Minerals, Santo Domingo de Capstone Mining y Nueva Unión, con sus fases 1 a 3, perteneciente al *joint venture* canadiense de Teck – NewGold Goldcorp.

En paralelo a lo anterior, vemos que las faenas actualmente en operación pasarían de 18,7 TWh (72,5% del total) a 12,5 TWh (37,0%) durante el periodo completo. La tabla 6 a continuación se presenta el desglose numérico expuesto en la figura anterior.

Tabla 6: Proyección del consumo eléctrico nacional esperado (TWh) por tipo de proyectos, 2021-2032

Tipo	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32
Nuevo	2,64	3,75	4,73	6,15	7,21	7,87	8,97	9,68	10,28	10,54	10,83	10,76
Expansión	3,17	3,63	3,97	4,32	4,65	4,93	5,01	4,90	4,95	5,07	5,18	5,17
Reposición	1,30	1,64	2,62	2,92	3,35	4,07	4,47	4,55	4,59	5,27	5,43	5,38
Operando	18,73	18,13	17,78	17,79	17,87	17,18	16,90	16,41	15,58	14,49	12,84	12,50
Total	25,85	27,15	29,10	31,18	33,08	34,05	35,34	35,54	35,40	35,38	34,28	33,81

Fuente: Cochilco

7. Análisis del consumo eléctrico esperado según proceso

Para efectos del análisis de consumo eléctrico, Cochilco divide la minería del cobre en ocho procesos intensivos en energía eléctrica: uso de agua de mar (desalación y/o impulsión), minería subterránea, minería a rajo abierto, lixiviación, extracción por solventes, electrowinning (LX-SX-EW), concentradora, fundición, refinera y servicios. Considerando que cada uno emplea cantidades diferentes de energía, resulta útil desagregarlos para comprender su evolución futura.

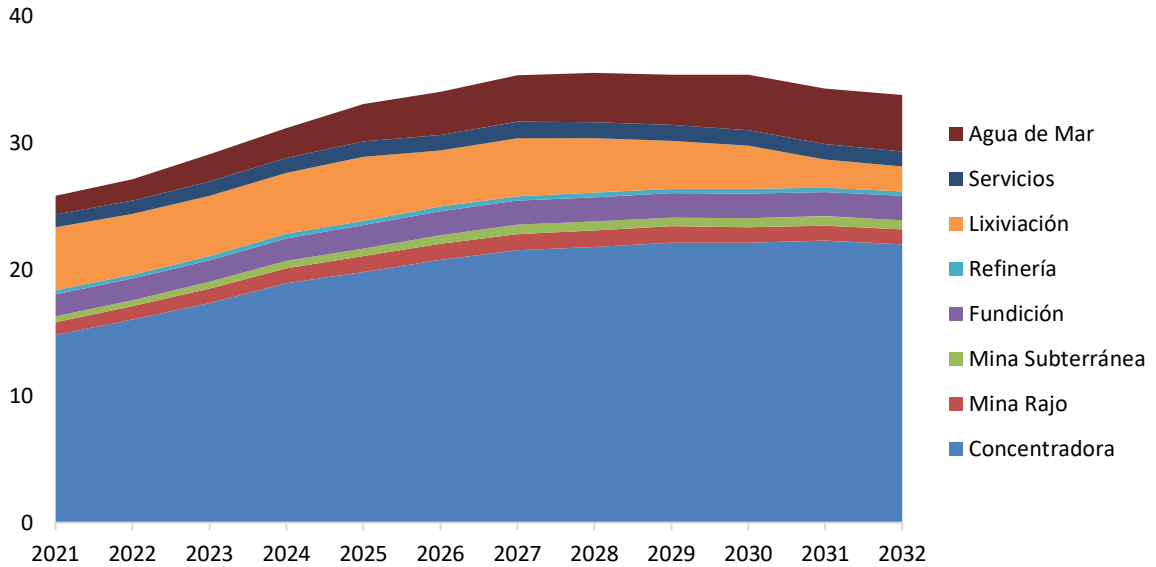
Como se mencionó en la metodología, la proyección esperada de consumo se basa en dos supuestos. Primero, no habrá cambios tecnológicos disruptivos en minería que incidan significativamente en los procesos mineros. Segundo, el consumo unitario de energía eléctrica por procesos es creciente en el tiempo debido, principalmente, al envejecimiento de las minas y a menores leyes del mineral.

7.1. Distribución del consumo eléctrico esperado a nivel país

El resultado a nivel país del consumo eléctrico esperado por proceso se muestra en la figura 10. Luego, en la figura 11, se ilustra la participación porcentual del consumo de cada proceso específicamente en los años 2021 y 2032.

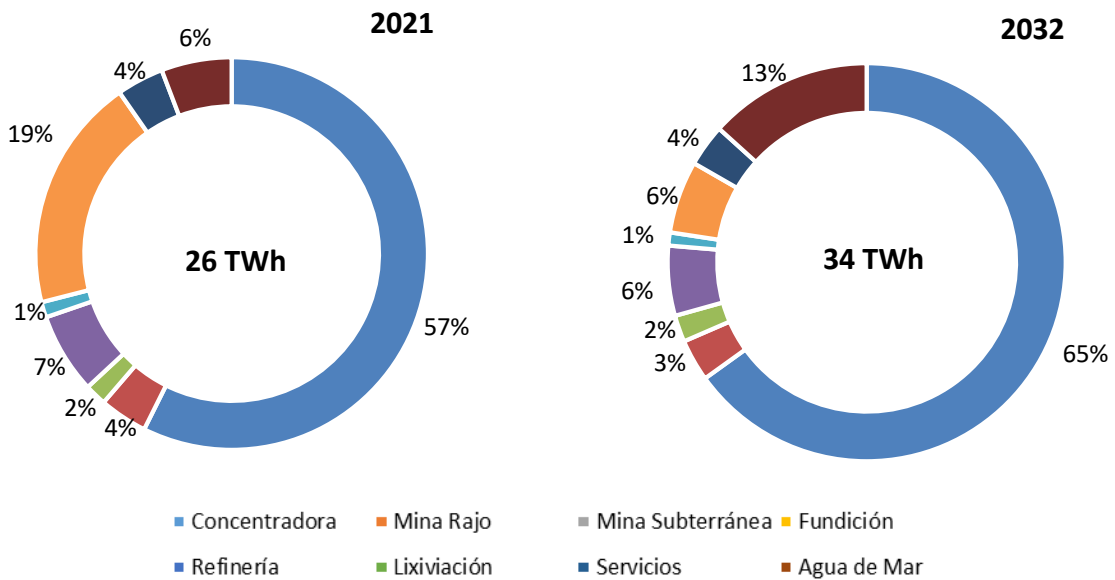


Figura 10: Consumo eléctrico esperado (TWh) de la minería del cobre a nivel nacional por procesos, 2021-2032



Fuente: Cochilco

Figura 11: Consumo eléctrico esperado (%) de la minería del cobre a nivel nacional por procesos, 2021 y 2032



Fuente: Cochilco

Para el 2021 se estima que el mayor consumo de energía eléctrica provenga de la concentradora con 14,8 TWh, lo que representa el 57,4 % de la energía eléctrica demandada. Hacia el 2032, la demanda de electricidad de este proceso se incrementará llegando a 22,0



TWh, representando el 65,1%. Esto se debe a que gran parte de los proyectos de expansión y nuevos están enfocados en la obtención de concentrados de cobre y también debido a las menores leyes, lo que implica que haya una mayor cantidad de mineral a procesar. En efecto, Cochilco espera que la producción de concentrados (considerando aquellos procesados internamente como aquellos exportados) aumente desde 4,31 millones de toneladas en 2021 a 6,39 millones de toneladas en 2031, lo que se traduce en un incremento del 49,7%. Para mayor información véase “Proyección de producción esperada de cobre 2021 – 2032” (Cochilco, 2021).

Vinculado al incremento de la participación de la concentradora se cuenta el declive en la producción esperada de cátodos SX-EW, lo que se refleja en que los procesos de lixiviación experimentarán una caída desde 5,0 TWh en 2021 a 2,0 TWh en 2032, pasando de representar un 19,3% a un 5,9% del total al final del periodo de estudio. Lo anterior obedece a que la producción esperada de cátodos SX-EW decrecería en el período dado el progresivo agotamiento de óxidos de cobre y el consecuente cierre de operaciones hidrometalúrgicas.

El proceso de fundición no experimentará un cambio significativo, fluctuando entre un consumo esperado de 1,7 TWh en 2021 (6,6% del total) a 2,0 TWh (5,7%) hacia el fin del periodo. En líneas generales hay estabilidad en la producción de las principales fundiciones del país con la excepción de la posible entrada en operación hacia el 2023 del proyecto de modernización de la fundición Hernán Videla Lira llamado Nueva Paipote. Cabe señalar que si bien se observa un cambio en la estructura productiva de cobre en Chile (mayor producción de concentrados versus una menor producción de cátodos SX-EW), no es esperable que esto se traduzca en un aumento similar en la producción de las fundiciones en tanto que no hay planes concretos para una expansión significativa de capacidad.

Por último, los procesos de mina subterránea, refinería y servicios se mantendrán con participaciones relativamente marginales, con ninguno sobrepasando el 2% del consumo eléctrico esperado durante todo el periodo de estudio.

Por otra parte, un ítem que ha tenido y seguirá cobrando una importancia creciente en el consumo eléctrico en el norte del país es el uso de agua de mar, lo que conlleva la desalinización y especialmente la impulsión del agua a las faenas mineras. Esto responde al aumento de operaciones de concentración, proceso altamente intensivo en el uso de agua, insumo particularmente escaso en Antofagasta y Atacama. En efecto, COCHILCO en su estudio de “Proyección de consumo de agua en la minería del cobre 2021-2031” estima que el consumo de agua de mar prácticamente se duplicaría entre 2021 y 2032, pasando de un consumo estimado de agua de mar de 5,7 m³/s a 14,2 m³/s⁵. A partir de lo anterior, se espera que el consumo eléctrico requerido para desalación e impulsión de agua de mar se triplique, pasando de un consumo eléctrico estimado de 1,5 TWh en 2021 a 4,5 TWh en 2032. Con

⁵ A nivel porcentual se espera que el uso de agua de mar a nivel regional para el 2032 se distribuya de la siguiente manera: 63% para la región de Antofagasta, un 16% para la región de Atacama, un 14% para Tarapacá y de un 8% para la región de Coquimbo.



esto, se proyecta que a fines del periodo la impulsión y desalación de agua de mar será el proceso de mayor intensidad en consumo energético después de la Concentradora, con un 13,3% del total.

8. Uso de energías renovables en la minería del cobre

Ha habido un gran avance en el desarrollo tecnológico de las energías renovables no convencionales como la fotovoltaica y eólica, que además han ido disminuyendo su costo en los últimos años (haciéndolas más convenientes que algunas energías convencionales) así como se van desarrollando tecnologías para su almacenamiento. El país a su vez ha liderado una revolución energética en los últimos años, que ha hecho posible avanzar en mejoras significativas para un escenario energético más eficiente y sustentable, aprovechando el gran potencial que tiene para la generación de energías renovables. Esto ha hecho posible la integración actual y futura de esta energía limpia a la matriz energética nacional, previéndose que habrá un creciente uso de las energías renovables en el sector minero chileno.

La minería chilena ha realizado y está progresando significativamente en el uso de las energías renovables, integrando estas a las operaciones mineras de distinta forma:

- a) Uso directo de energías renovables en algún proceso (ejemplo, calentamiento de soluciones en lixiviación), mediante un proyecto de energías renovables desarrollado por la propia minera para su abastecimiento.
- b) A través de contratos PPA (Power Purchase Agreements) en los que la minera ha participado en la inversión del proyecto de energías renovables.
- c) A través de contratos PPA en los que la minera como cliente solicita a su generador que el suministro sea con energías renovables.

Esta última forma de integración ha sido la principal opción elegida por las operaciones mineras chilenas con poderosos procesos de renegociación de sus contratos eléctricos, diversas minas han terminado sus PPA pagando multas significativas, con el objetivo de iniciar contratos con energías renovables y con precios más convenientes. Otras compañías mineras si bien han optado por vender sus acciones en proyectos de energías renovables para concentrarse en el negocio minero, se siguen abasteciendo a través de contratos PPAs de estos proyectos de energías renovables.

La tabla 7 a continuación contiene información pública disponible tanto en Internet como de reportes de sustentabilidad de las empresas mineras que refleja el interés de la minería por implementar energías limpias en sus operaciones.



Tabla 7: Resumen de casos de uso de energías renovables en la minería chilena

Minas integrando energías renovables	Proyecto de energías renovables	Tipo de Integración	Descripción
Gabriela Mistral, Codelco	Planta Termo Solar Pampa Elvira	Directo	54 GWh/año; 44.000 Ha calentamiento soluciones, reduciendo 15.000 t CO ₂ ,
Centinela(Ex-El Tesoro), AMSA	Planta Termo Solar	Directo	1.280 colectores cilindricos, para calendar soluciones EW, reduciendo 10.000 t CO ₂ . Primera en construirse en Chile
Los Bronces, Anglo American	Planta Fotovoltaica sobre relaves, Las Tórtolas	Directo	150 MWh/año, 256 paneles fotovoltaicos localizados in una isla flotante sobre depósito de relaves que también reducen la evaporación del agua sobre el area que cubre.
Los Pelambres, AMSA	Planta Fotovoltaica Javiera	PPA	69,5 MW; 180 ha; 15% de necesidades energéticas de los Pelambres
Los Pelambres, AMSA	Planta Fotovoltaica Conejo Solar	PPA	104MW; 260 Ha ~20% necesidades energéticas de los Pelambres
Los Pelambres, AMSA	Parque Eólico, El Arrayán	PPA	122 MW; 280 GWh/año , 70% a los Pelambres, ~20% necesidades energéticas de los Pelambres
Zaldivar, AMSA	Energías Renovables Colbún S.A	PPA 10 años	Contrato proveerá 550 GWh/año: 100% de energía limpia renovable reduciendo 350000 t CO ₂
Centinela, AMSA	Energías Renovables Engie Energy	PPA	Contrato proveerá 186 MW a partir de 2022
Antucoya, AMSA	Energías Renovables Engie Energy	PPA 11 años	Contrato proveerá 300 GWh/año, 100% de energía limpia renovable reduciendo 134.000 t CO ₂
Collahuasi	Planta Photovoltaica Pozo Almonte 1,2,3	PPA 20 años	Contrato que provee desde el 2014 25MW ~13% de necesidades energéticas de Collahuasi reduciendo 50000 t CO ₂
	Energías Renovables Enel	PPA 10 años	Contrato proveerá a partir del 2020, 1000 GWh/año 100% de energías renovables, al ~80% de necesidades energéticas de Collahuasi
	Energías Renovable no Convencional Sonnedix	PPA	Contrato frmado en julio 2020 que proveerá a 150 GWh de Energía Renovable no Convncional equivalentes al 12% de consume energético de la compañía
Quebrada Blanca	Planta Photovoltaica Andes Solar AES Gener	PPA 20 años	Contrato que provee desde el 2013 21 MW, ~ 30 % de necesidades energéticas de Quebrada Blanca
Quebrada Blanca 2	Energías Renovables AES Gener	PPA	Contrato firmado en 2020 118 MW, ~ 50 % de necesidades energéticas de Quebrada Blanca 2
Carmen de Andacollo	Energías Renovables AES GENER	PPA 11 años	Contrato que proveerá entre 2020 al 2031 72 MW lo que cubrirá el 100% de las necesidades de electricidad de la operación con energías renovables.
Candelaria	Energías Renovables AES Gener	PPA 18 años	Contrato proveerá a partir del 2023 1.100 GWh/año con energías renovables

Minas integrando energías renovables	Proyecto de energías renovables	Tipo de Integración	Descripción
BHP Escondida - Spence	Energías Renovables ENEL y Colbún	PPA 10 años ENEL 15 años Colbún	Contrato proveerá 6 TWh anuales, a partir de 2021 y segunda parte en 2022
Anglo American	Energías Renovables ENEL	PPA 10 años	Contrato que provee a partir del 2021 3TWh anuales
ENAMI	ACCIONA Energías Renovables y Plantas Fotovoltaicas Conejo Solar y Almeyda	PPA	Contrato que proveerá entre 2018 al 2022 el 100% de las necesidades de electricidad de plantas Enami y el complejo Paipote_Matta con energías renovables.
CAP Group	Planta Photovoltaica Amanecer Solar	PPA	Contrato que provee desde el 2014 100 MW; 250 Ha; ~15% de necesidades energéticas de CAP
División Chuquicamata, Codelco	Energías Renovables ENGIE	PPA 11 años	Contrato de 200 MW que proveerá a partir del 2021 comenzando con el 80% de las necesidades de electricidad de operación con energías renovables
Caserones	Energías Renovables ENEL	PPA 17 años	Contrato que proveerá a partir del 2021 el 100% de las necesidades de electricidad de la operación con energías renovables.
Sierra Gorda	Energías Renovables AES GENER	PPA 18 años	Contrato que proveerá a partir del 2023 el 100% de las necesidades de electricidad de las operaciones con energías renovables.
Manto Verde Extensión	Energías Renovables	PPA	Contrato que suministrará 50% de las necesidades de la operación con energías renovables
Cemin	Energías Renovables Engie	PPA 4 años	Contrato que proveerá 1,48 GWh anuales para abastecer las instalaciones de las operaciones de Minera Pullalli, ubicada en La Ligua, región de Valparaíso.
Lomas Bayas	Energías Renovables Engie	PPA 18 años	Contrato que provee una potencia de 50 MW
El Abra	Energías Renovables Engie	PPA 7 años	Contrato que provee una potencia total de 110 MW, con un contrato base por 80 MW desde 2021 y un adicional de 30 MW hasta 2028
Altonorte	Energías Renovables Engie	PPA	Contrato que provee una potencia de 50 MW
Pampa Camarones	Energías Renovables Engie	PPA 20 años	Contrato que provee 45 GWh/año hasta el 2040

Fuente: Elaboración Cochilco en base a información pública, 2022

Las energías renovables reducen las emisiones de gases efecto invernadero, y de la huella de carbono de las operaciones y el sector minero enfrenta hoy en día la necesidad de disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero de la industria. En Chile y en todo el mundo, cada vez es más importante la forma en que se genera energía, no solo su costo. Ello se ve acentuado por el cambio climático y los acuerdos internacionales que el país ha suscrito para



reducir las emisiones de efecto invernadero y para tener un desarrollo sustentable con bajas emisiones de carbono.

Al usar energías renovables la minería logra darle valor agregado al cobre, diferenciarse en el mercado con una producción más sustentable acorde a los requerimientos de sustentabilidad del mercado, así como las exigencias ambientales y sociales que se están requiriendo actual y futuramente y así también tener mayor aceptación por parte de la comunidad y la sociedad. Tiene beneficios reputacionales y coherencia con el discurso de una minería sustentable. También hace al negocio más atractivo para los inversores y las industrias consumidoras que están interesadas en invertir/abastecerse en empresas mineras que tienen una huella de carbono más baja que sus rivales.

Es así como estos incentivos generan un círculo virtuoso entre la minería y el sector energético, por tanto es de prever que la industria minera siga incrementando el uso de las energías renovables a futuro.

Cabe señalar, el uso de energías renovables en la minería chilena, como el de la energía solar, eólica ha sido gradual, las principales razones para ello son que las operaciones mineras necesitan un suministro constante para extraer y procesar minerales las 24 horas del día, y la solar y eólica por ahora son intermitentes; y tienen un factor de planta bajo por lo tanto, los suministros con energía eólica y fotovoltaica para la minería deberían ser complementadas con energías convencionales. De ahí la importancia que se desarrolle más la tecnología de almacenamiento y se puedan ir adecuando también algunos procesos dentro de la operación minera (Ver informe Las energías renovables en la minería chilena del cobre, Cochilco 2021).

Asimismo los contratos actuales de energía (PPA) en la mayoría de las empresas se realizan a largo plazo, con poca flexibilidad para incorporar energías renovables en cualquier momento del contrato, en la mayoría de los casos, las minas deben esperar hasta el final del contrato para incorporar otro tipo de tecnología. Algunas minas importantes han terminado sus PPA pagando multas significativas, con el objetivo de iniciar contratos con energías renovables y con precios más convenientes También es necesario desarrollar capital humano especializado.

8.1. Porcentaje de uso de energías renovables en la minería del cobre

Es importante señalar, antes de ver los resultados de esta sección sobre porcentaje de uso de energías renovables atribuibles a la minería del cobre, que hoy en día dada la estructura de nuestro sistema eléctrico es bastante complejo identificar o correlacionar una unidad de generación de la matriz energética con el consumidor final (en este caso la minería), por tanto los cálculos expuestos a continuación (obtenidos con información pública) son una gruesa aproximación a la realidad y así deben ser considerados. La estimación realizada no considera, por ejemplo, las eventuales restricciones en la transmisión cuando se producen congestiones en este sistema, que se desacopla, entonces ya no se puede decir que –por



ejemplo- las mineras que están en el norte, estén consumiendo electrones que genera la hidro en el sur. También otro caso que puede suceder es que, por ejemplo, dada las limitaciones actuales de las energías renovables no convencionales (ej. su intermitencia), en una generación por energía solar podría ser erróneo asignar el porcentaje de una energía fotovoltaica de la matriz, a una minera que esté operando de noche, aunque también depende del almacenamiento que tenga la planta fotovoltaica. Ahora bien como el almacenamiento falta por desarrollarse a nivel mundial, a priori podríamos decir que no se puede asignar 100% esa energía al consumidor nocturno. Según el Ministerio de Energía, el porcentaje de consumo renovable de la minería va a depender mucho de la curva de demanda de la minería respecto de la curva de generación total.

Hecha la advertencia de párrafo anterior, se procede a la estimación de porcentaje de uso de energías renovables en minería del cobre. Como se describió en sección anterior, las mineras han ido integrando las energías renovables a sus operaciones chilenas y se observa así en la tabla 8 el creciente uso de estas energías, pasando en 2021 de 11,4 TWh lo que representa el 44% de las necesidades de energía eléctrica de la minería del cobre, a 20,6 TWh en 2025 que representarán el 62% de demanda eléctrica de la minería del cobre será proveniente de fuentes limpias. Cabe señalar que estos contratos que el proveedor ofrece de energías renovables debieran ser certificados. El Ministerio de Energía está trabajando en certificaciones para que los generadores de electricidad puedan garantizar que la energía suministrada es 100% renovable.

Tabla 8: Porcentaje de potencial uso de Energía Renovable respecto a la demanda total de electricidad de la minería del cobre

Consumo Electricidad (TWh)	2021	2022	2023	2024	2025
Por uso de Energías renovables	11,38	16,07	18,60	19,73	20,59
Consumo esperado minería del cobre	25,8	27,1	29,1	31,2	33,1
Porcentaje de potencial uso de energía renovables	44,0%	59,2%	63,9%	63,3%	62,3%

Fuente: Elaboración Cochilco en base a información pública, 2022; Estudio Proyecciones de Energía Minería del Cobre, Cochilco 2022

Estas acciones, junto con algunas otras, como las minas que ya habían invertido para construir su propia fuente de energía renovable, cumplen con los SGD reconocidos mundialmente: "Objetivos de Desarrollo Sostenible", particularmente el ODS N ° 7: "Energía asequible y no contaminante; deja en claro que se debe aumentar el uso de energía limpia y no contaminante, como las energías renovables en diferentes sectores, y que se necesitan inversiones públicas y privadas en energía para esto y también para adoptar nuevas tecnologías". Por lo tanto, la minería chilena del cobre ha realizado acciones concretas para



mitigar las emisiones de efecto invernadero y contribuir al desarrollo sostenible del sector y de los compromisos que el país ha adoptado interna e internacionalmente para mitigar el cambio climático.

9. Comentarios finales

La minería del cobre ha sido y continúa siendo clave para el crecimiento económico de Chile. Sin embargo, la industria se enfrenta a una serie de desafíos estructurales, dentro de los cuales se encuentra el alto crecimiento esperado en consumo de electricidad. En efecto, se trata de una industria cuyo crecimiento esperado en producción –de un 21% entre 2021 y 2032– es significativamente menor a la proyección de consumo eléctrico, que crecería un 31% durante el periodo considerado. Esta mayor alza esperada en el consumo en relación a la producción responde a factores estructurales de la matriz productiva de la industria. A continuación destacamos los principales:

- El alto crecimiento esperado en la producción de concentrados en desmedro de cátodos electro-obtenidos (50% de crecimiento versus 62% de decrecimiento, respectivamente en el periodo 2021-2032), situación que se atribuye al progresivo decaimiento de las reservas de minerales oxidables del país. Una producción enfocada en concentrados supone una mayor intensidad en el uso de plantas concentradoras, proceso que es altamente intensivo en energía eléctrica. En efecto, el uso de energía eléctrica a partir de este proceso aumentará de 14,8 TWh en 2021 a 22,0 TWh en 2032, representando un crecimiento de 48% entre los años considerados.
- El proceso de concentradora, además de ser intensivo en electricidad, también lo es en otro recurso clave que es particularmente escaso en las zonas norteñas del país: el agua. Como respuesta, las operaciones mineras de Antofagasta y Atacama han recurrido progresivamente al uso de agua marítima, para lo cual se requiere de su impulsión hacia las faenas. Precisamente este proceso de impulsión tiende a ser particularmente intensivo en energía eléctrica, lo que vuelve a implicar un mayor uso de este recurso. De esta manera, vemos que el consumo eléctrico asociado al uso de agua de mar crecería de 1,5 TWh en 2021 a 4,5 TWh en 2032, prácticamente se triplicará.
- El envejecimiento de las minas y la continua caída en las leyes minerales supone un mayor mineral a transportar y procesar y consecuentemente un mayor uso del proceso de concentradora.

Por otra parte, a raíz de las crecientes demandas energéticas de la minería del cobre nacional y considerando la alta importancia económica que tiene este sector para el país, se hace necesario contar con la infraestructura necesaria para satisfacer la demanda esperada de manera segura y a precios competitivos. El Estado por su parte ha liderado una revolución energética en los últimos años, que ha hecho posible avanzar en mejoras significativas para un escenario energético más eficiente y sustentable en Chile aprovechando el gran potencial



del país para la generación de energías renovables y hacer posible la integración actual y futura de esta energía limpia a la matriz energética:

- En primer lugar, se destaca la creación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), que comprende a casi la totalidad del territorio nacional, permitiendo la utilización de las redes de generación y distribución a lo largo del centro y norte del país.
- En línea con lo anterior, en 2016 se promulgó la Ley de Transmisión Eléctrica, con la cual se han generado cambios significativos en el mercado así como en la dinámica de licitaciones para la provisión de energía eléctrica. De este modo, actualmente hay una mayor cantidad de proveedores, lo que se traduce en menores precios de la energía a clientes regulados, situación que ha repercutido en los grandes contratos mineros fijados a largo plazo. Cabe señalar que todavía hay que resolver temas en relación a la transmisión, por un lado en la construcción de infraestructura de transmisión, que es fundamental para lograr llevar la energía renovables hacia los centros de consumos y por otro lado la congestión en la transmisión (por ejemplo en horas solares), lo que está causando restricciones a las energías renovables no convencionales.

La minería chilena ya ha realizado, y está progresando significativamente, en el uso de energías renovables. Un importante número de empresas mineras realizaron procesos de renegociación de contratos eléctricos. Algunas minas importantes han finalizado sus PPA mediante el pago de multas significativas, con el objetivo de iniciar contratos con energías renovables y con precios más convenientes. Ya en 2021 el 44% del consumo eléctrico minero es de fuentes limpias y en 2025 se espera un 62% de la demanda eléctrica de la industria provendrá de este tipo de energías. Lo anterior cobra una importancia especialmente alta considerando que se espera que el sector sea responsable de un promedio del 37% del consumo eléctrico nacional anual entre 2021 y 2032.

Con todo, considerando los puntos anteriores, si bien los desafíos en demanda energética siguen siendo crecientes, la matriz energética ha obtenido avances importantes que permiten anticipar mejoras en la seguridad del suministro eléctrico a costos progresivamente menores y con un suministro más limpio y sustentable, situación que mejorará la posición competitiva de la industria cuprífera nacional, permitiendo compensar parcialmente el incremento esperado en intensidad de consumo de energía eléctrica.



10. Anexos

10.1. Anexos capítulo 2: Metodología

10.1.1. Detalle de la metodología de cálculo del consumo esperado de electricidad en plantas desaladoras y Sistemas de impulsión

Por la naturaleza de la desalación de agua de mar y su impulsión, sus consumos tienen su propio tratamiento. La metodología implica una estimación de la potencia eléctrica requerida para la planta y para el Sistema de impulsión. Luego, para el cálculo de la energía se asume una tasa promedio de horas diarias donde se aplica la potencia.

a) Los supuestos usados en este ítem son los siguientes:

- Plantas en operación se mantienen según la vida útil de la faena a la que abastecen.
- El caudal de agua desalinizada/impulsada es según la proyección que hace COCHILCO sobre el consumo de agua esperado de cada faena. La capacidad de la planta es lo que es en base a lo informado por las empresas.
- Se considera el mismo caudal para la planta desaladora y para su Sistema de impulsión en los casos que se utilice agua desalada.
- Todos los proyectos en estudio o pre-factibilidad comienzan a operar Inician su actividad en función del inicio en producción del proyecto minero asociado.
- Para el Sistema de impulsión se estimó el consumo energético en base a cota y distancia de la costa dimensionando la cantidad de bombas requeridas.
- Para la planta desaladora 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%.
- Perdidas de carga horizontal: 0.03 Kwh/(m³/km)
- Consumo energía eléctrica por diferencia de cota: 0.003 Kwh/(m³/m)

b) Cálculo de la potencia:

Se calcula la potencia requerida por las plantas desaladoras y luego la potencia necesaria para la impulsión del agua utilizando las siguientes fórmulas:

Tabla 9: Cálculo de la potencia requerida en la desalación e impulsión de agua

Proceso	Potencia (MW)
Desalación de agua	$4 \frac{KWh}{m^3} \times Q \times \frac{3,6}{1.000}$
Impulsión de agua	$\frac{g \times \rho \times Q \times H}{1.000.000 \times \eta_b \times \eta_m}$

Fuente: COCHILCO

Donde:



- g : Aceleración de gravedad, la cual es igual a $9,8 \text{ (m/s}^2\text{)}$.
- ρ : Densidad del agua, la cual es igual a $1000 \text{ (kg/ m}^3\text{)}$.
- H : Altura (msnm).
- Q : Caudal en metros cúbicos por segundo (m^3/s).
- η_b : Rendimiento de bombas (%).
- η_m : Rendimiento del motor (%).

c) Cálculo de la energía eléctrica a consumir, según la siguiente fórmula:

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

Donde:

- *Potencia*: está expresada en MW.
- *días*: Se consideraron 360 días de operación en el año
- *horas*: Se consideraron 24 horas de funcionamiento diarias.

d) Generación de escenarios:

Posteriormente se generan escenarios anuales para cada una de las plantas desadoras y Sistemas de impulsión, aplicándoles los mismos ponderadores de los proyectos mineros y además un factor de 100%, 90% y 80% para los escenarios máximo, más probable y mínimo respectivamente, para agregarle variabilidad a la cantidad de días y horas de funcionamiento de las plantas y Sistemas de impulsión.

Con los escenarios generados se aplica el método de Montecarlo explicado en la metodología, obteniendo una distribución probabilística del consumo de energía anual para cada una de las plantas desadoras y Sistemas impulsión. Posteriormente se procedió a calcular el valor esperado de cada una de las distribuciones probabilísticas, tal como se efectuó para la proyección de consumo de electricidad por parte de los procesos mineros.

El valor esperado del consumo eléctrico por este concepto es sumable al valor esperado del consumo minero propiamente tal.



10.2. Anexo con cifras de proyección de consumo esperado de electricidad 2021– 2032 en diferentes categorías

10.2.1. Proyección de consumo de electricidad según procesos

Tabla 10: Consumo esperado de electricidad (TWh) en la minería del cobre por proceso, 2021-2032

Proceso	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32
Concentradora	14,82	16,03	17,36	18,90	19,80	20,78	21,52	21,79	22,12	22,11	22,28	22,00
Mina Rajo	1,02	1,08	1,13	1,21	1,26	1,25	1,29	1,29	1,28	1,25	1,18	1,15
Mina Subte.	0,46	0,46	0,55	0,57	0,59	0,68	0,72	0,71	0,70	0,72	0,74	0,73
Fundición	1,72	1,71	1,70	1,79	1,85	1,90	1,91	1,92	1,92	1,93	1,91	1,92
Refinería	0,33	0,33	0,33	0,36	0,36	0,36	0,35	0,35	0,35	0,36	0,35	0,36
Lixiviación	4,99	4,77	4,77	4,80	5,03	4,42	4,60	4,32	3,79	3,41	2,23	1,99
Servicios	1,00	1,05	1,11	1,18	1,23	1,25	1,29	1,28	1,27	1,24	1,19	1,16
Agua de Mar	1,50	1,72	2,15	2,36	2,96	3,40	3,66	3,88	3,96	4,36	4,39	4,49
Total	25,85	27,15	29,10	31,18	33,08	34,05	35,34	35,54	35,40	35,38	34,28	33,81

Fuente: COCHILCO

10.2.2. Proyección de consumo de electricidad según condición

Tabla 11: Consumo eléctrico esperado (TWh) en la minería del cobre por condicionalidad, 2021–2032

Condición	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32
Base	25,83	27,05	28,68	29,69	30,14	29,59	29,78	29,37	28,68	27,77	25,97	25,12
Probable	0,02	0,08	0,34	0,90	1,71	2,41	2,58	2,57	2,55	3,05	3,48	3,66
Posible	0,00	0,02	0,07	0,54	1,08	1,81	2,39	2,71	2,93	3,11	3,21	3,28
Potencial	0,00	0,00	0,00	0,04	0,14	0,24	0,59	0,89	1,23	1,44	1,61	1,74
Total	25,85	27,15	29,10	31,18	33,08	34,05	35,34	35,54	35,40	35,38	34,28	33,81

Fuente: COCHILCO

10.2.3. Proyección de consumo de electricidad por tipo de proyecto

Tabla 12: Consumo eléctrico esperado (TWh) en la minería del cobre por tipo de proyecto, 2021–2032

Tipo	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32
Nuevo	2,64	3,75	4,73	6,15	7,21	7,87	8,97	9,68	10,28	10,54	10,83	10,76
Expansión	3,17	3,63	3,97	4,32	4,65	4,93	5,01	4,90	4,95	5,07	5,18	5,17
Reposición	1,30	1,64	2,62	2,92	3,35	4,07	4,47	4,55	4,59	5,27	5,43	5,38
Operando	18,73	18,13	17,78	17,79	17,87	17,18	16,90	16,41	15,58	14,49	12,84	12,50
Total	25,85	27,15	29,10	31,18	33,08	34,05	35,34	35,54	35,40	35,38	34,28	33,81

Fuente: COCHILCO



10.2.4. Proyección de consumo de electricidad por regiones

Tabla 13: Proyección consumo eléctrico esperado (TWh) de la minería del cobre por región, 2021–2032

Región	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32
Arica y Parinacota	0,02	0,03	0,03	0,03	0,02	0,02	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Tarapacá	1,98	2,49	3,06	3,74	3,99	4,22	4,20	4,23	4,25	4,51	4,31	4,30
Antofagasta	15,33	15,98	16,75	17,19	17,76	17,50	18,92	19,17	19,14	19,03	18,04	17,57
Atacama	2,64	2,86	3,02	3,67	4,48	4,85	4,86	4,82	4,82	4,79	4,74	4,60
Coquimbo	1,48	1,62	1,76	1,80	1,98	2,17	2,22	2,24	2,25	2,19	2,24	2,23
Metropolitana	1,26	1,27	1,31	1,38	1,47	1,58	1,62	1,56	1,53	1,43	1,51	1,70
Valparaíso	1,44	1,45	1,33	1,50	1,37	1,61	1,34	1,32	1,18	1,19	1,16	1,13
O'Higgins	1,70	1,44	1,84	1,87	2,00	2,10	2,16	2,21	2,23	2,24	2,28	2,28
Total País	25,85	27,15	29,10	31,18	33,08	34,05	35,34	35,54	35,40	35,38	34,28	33,81

Fuente: COCHILCO



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

Rosana Brantes Abarca
Analista de Estrategias y Políticas Públicas

Jorge Cantallopts Araya
Director de Estudios y Políticas Públicas

Febrero / 2022

