



Proyección del consumo de energía eléctrica en la minería del cobre 2020-2031

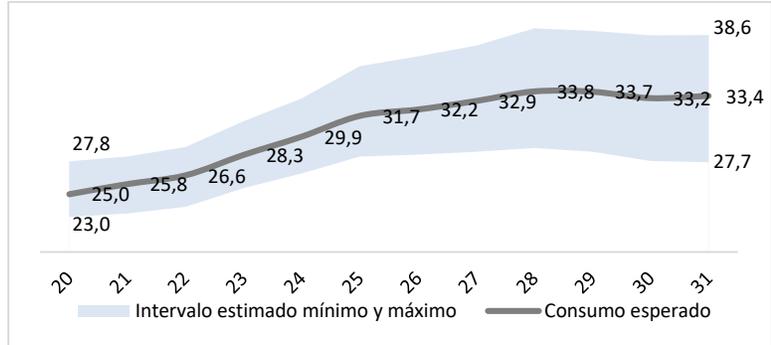
DEPP 35/2020

Resumen Ejecutivo

El estudio proyecta el consumo eléctrico de la minería del cobre en el periodo 2020-2031 en base a dos factores: i) la cartera de proyectos y operaciones mineras vigentes, y ii) la proyección de producción de los proyectos futuros. Asimismo, dada la incertidumbre asociada a la producción, las estimaciones de consumo eléctrico se construyen en base a tres escenarios: esperado, máximo y mínimo.

Como ilustra la figura I esperamos que el consumo eléctrico crezca desde 25,0 TWh en 2020 hasta 33,4 TWh en 2031 (~2,7% CAGR). Este crecimiento se atribuye al alto consumo en concentración (~4,7% CAGR), proceso que por sí solo consume actualmente en torno al 54% de la electricidad del sector, creciendo hasta los dos tercios del total hacia 2031.

Figura I: Consumo eléctrico nacional (TWh) de la minería del cobre



Fuente: COCHILCO

El consumo energético para desalación e impulsión de agua de mar es otro proceso para el cual se proyecta un alza importante, pasando de 1,7 TWh en 2020 (7% del total) a 3,5 TWh en 2031 (10% del total, 6,7% CAGR), 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 2020 (20% del total) a 2,0 TWh en 2031 (6%), mientras que para el de fundición se estima un leve incremento en el consumo, pasando de 1,9 TWh en 2020 (8%) a 2,0 TWh en 2031 (6%). Por último, los procesos de mina subterránea, refinería y servicios se mantendrán con participaciones relativamente bajas, ninguno de ellos sobrepasando el 4% 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 13,3 TWh (53% del consumo eléctrico cuprífero nacional) en 2020 a 17,0 TWh (51%) en 2031. Tarapacá pasaría de 2,9 TWh (12%) a 4,1 TWh (12%) durante el mismo periodo. Atacama por su parte, región que actualmente demanda 2,3 TWh (9%), llegaría a consumir 4,8 TWh hacia 2031 (15%). Otra región con un alto crecimiento en su demanda es Coquimbo, que incrementaría su consumo desde 1,6 TWh (6%) a 2,1 TWh (6%) durante el periodo.

Por otra parte, enfocando el análisis según la condicionalidad de las operaciones vigentes y proyectos, encontramos que si bien al 2020 las faenas actualmente en operación concentran prácticamente la totalidad del consumo eléctrico esperado en minería cuprífera, al 2031 los proyectos potenciales, posibles y probables llegan a representar alrededor de un 30% 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 22% del consumo estimado en 2020 al 64% en 2031. Cabe señalar que los proyectos cupríferos nuevos por sí solos serán responsables del 31% de la demanda eléctrica esperada al 2031.

Tabla de Contenidos

Resumen Ejecutivo	I
1. Introducción	3
2. Metodología	4
2.1. Proyectos considerados	4
2.2. Consumo eléctrico por faenas y procesos	4
2.3. Escenarios de consumo eléctrico	5
2.4. Consumo esperado nacional de electricidad en minería del cobre	7
3. Mercado Eléctrico y Sistema Eléctrico Nacional	8
4. Proyección del consumo anual de energía eléctrica 2020 – 2031	9
4.1. Proyección a nivel país	9
4.2. Proyección de demanda por potencia eléctrica	10
4.3. Proyección por regiones	10
4.4. Consumo esperado en la minería del cobre en relación al total nacional	12
5. Análisis del consumo eléctrico esperado según la condicionalidad de los proyectos	13
5.1. Análisis a nivel país	13
6. Análisis del consumo eléctrico esperado según tipo de proyecto	15
6.1. Análisis a nivel país	15
7. Análisis del consumo eléctrico esperado según proceso	17
7.1. Distribución del consumo eléctrico esperado a nivel país	17
8. Comentarios finales	20
9. Anexos	22
9.1. Anexos capítulo 2: Metodología	22
9.1.1. Proyectos mineros considerados en la proyección de energía	22
9.1.2. Detalle de la metodología de cálculo del consumo esperado de electricidad en plantas desaladoras y Sistemas de impulsión	27
9.2. Anexo con cifras de proyección de consumo esperado de electricidad 2020– 2031 en diferentes categorías	30
9.2.1. Proyección global	30
9.2.2. Proyección de consumo de electricidad según procesos	30
9.2.3. Proyección de consumo de electricidad según condición	31
9.2.4. Proyección de consumo de electricidad por tipo de proyecto	31
9.2.5. Proyección de consumo de electricidad por regiones	32



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 incrementará 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 2031, año en que podría estar en operación gran parte de la actual cartera de proyectos. Así, se muestran los resultados para el periodo 2020-2031 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 2020-2029, en base al informe *Inversión En La Minería Chilena - Cartera de Proyectos 2020-2029* publicado por COCHILCO en septiembre de 2020. 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 2020 – 2031, publicado en diciembre de 2020 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.

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 2020-2031. Para esto, se realiza una regresión normal-log basada en los consumos unitarios observados durante el periodo 2001-2019. 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 2020 – 2031

PROCESOS	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Mina Rajo KWh/ TMF Cu	188,8	189,7	190,5	191,4	192,1	192,9	193,6	194,3	195,0	195,6	196,3	196,9
Mina Subterránea KWh/ TMF Cu	633,7	639,3	644,7	649,8	654,7	659,5	664,0	668,4	672,6	676,6	680,5	684,3
Concentradora KWh/TMF Cu	3195,0	3226,5	3256,5	3285,2	3312,7	3339,0	3364,3	3388,7	3412,2	3434,8	3456,7	3477,9
Fundición KWh/TM Conc. Proce.	341,9	327,3	327,2	327,1	327,0	327,0	326,9	326,8	326,8	326,7	326,6	326,6
Refinería KWh/ TMF Cu	374,0	374,7	375,3	375,9	376,5	377,1	377,7	378,2	378,7	379,2	379,7	380,2
LX/SX/EW KWh/ TMF Cu	3342,3	3356,5	3370,1	3383,1	3395,6	3407,5	3419,0	3430,0	3440,6	3450,9	3460,8	3470,4



Servicios KWh/ TMF Cu	164,7	165,1	165,5	165,9	166,2	166,6	166,9	167,2	167,5	167,8	168,1	168,4
--------------------------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

Fuente: COCHILCO 2020.

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

Dada las múltiples condiciones de variabilidad en la producción y consumo existentes, se definen tres escenarios, cada uno con distintos supuestos:

- **Escenario de consumo eléctrico 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 de consumo eléctrico 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 de consumo eléctrico 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 2020 – 2031).
- 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 . $PONDProd_{ikt} \in (0,1]$

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



- $CoefUnit_{jt}$: 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	0,71	0,80
Potencial/Factibilidad	0,32	0,37	0,42	0,45	0,49	0,55	0,69	0,70	0,71	0,80	0,80	0,83
Posible/Factibilidad	0,49	0,55	0,69	0,70	0,71	0,80	0,80	0,83	0,84	0,84	0,85	0,88
Probable	0,71	0,80	0,80	0,83	0,84	0,84	0,85	0,88	0,92	0,92	0,92	0,93
Base	0,83	0,84	0,84	0,85	0,88	0,92	0,92	0,92	0,93	0,93	0,93	0,93

Fuente: COCHILCO.

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	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71
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 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 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 Ibañez 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. Este desafío cobra una importancia preponderante al considerar que actualmente alrededor de un 60% de la generación proviene de centrales termoeléctricas, donde el carbón continúa jugando un papel central con cerca de un 38% del total (Generadoras de Chile, 2020).

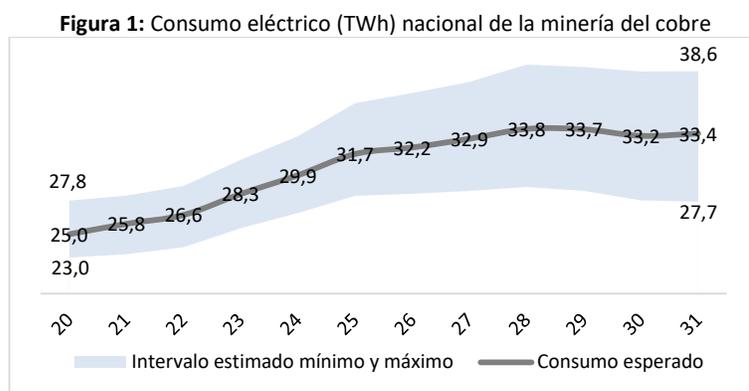


4. Proyección del consumo anual de energía eléctrica 2020 – 2031

En este capítulo se muestra el resultado global de la proyección del consumo de energía eléctrica en la minería del cobre en el período 2020 – 2031. 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 así como sus límites máximos y mínimos para cada año de estudio. Durante el periodo completo, se espera que el consumo eléctrico esperado crezca desde 25,0 TWh hasta 33,4 TWh (~2,7% CAGR). Sin embargo, el crecimiento no es uniforme.



Fuente: COCHILCO.

El mayor crecimiento hacia el 2025 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 2028-2031 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.

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 2020 y 2031, dividiendo el periodo en intervalos trianuales a la luz de nuestros tres escenarios de análisis: máximo, esperado y mínimo. De igual forma en la última columna se ilustra la variación acumulada durante todo el periodo. Para cada uno de los escenarios se puede ver con claridad como 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, 2020 – 2031

Escenario	Variable	20-22	23-25	26-28	29-31	20-31
Máximo	Consumo energía eléctrica	4.4	15.2	6.5	-0.9	36,8
	Producción cobre mina	2.8	12.9	4.3	-2.3	26,3
Esperado	Consumo energía eléctrica	6.5	11.8	4.8	-1.1	33,8
	Producción cobre mina	5.5	9.6	2.7	-2.5	22,6
Mínimo	Consumo energía eléctrica	3.8	10.6	2.0	-3.1	18,8
	Producción cobre mina	2.2	8.4	-0.1	-4.6	9,4

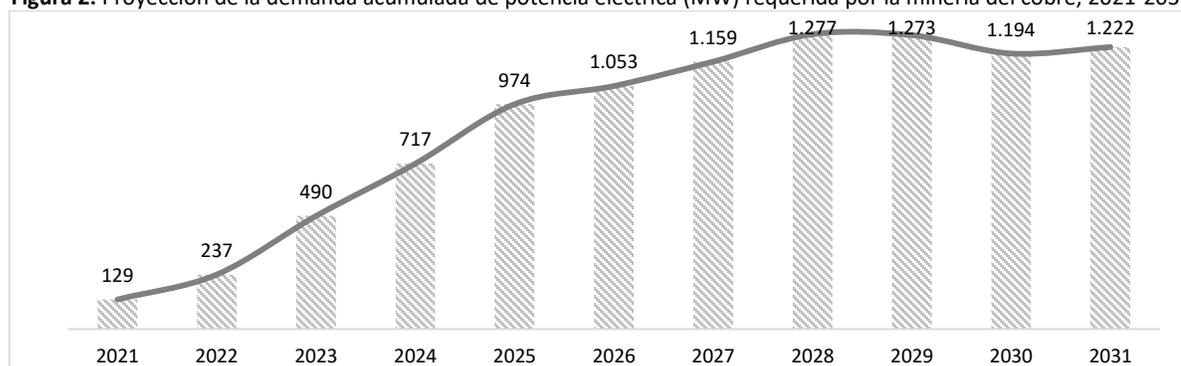
Fuente: COCHILCO.

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 2 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 2021-2031. 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 1.222 MW hacia el año 2031.

Figura 2: Proyección de la demanda acumulada de potencia eléctrica (MW) requerida por la minería del cobre, 2021-2031



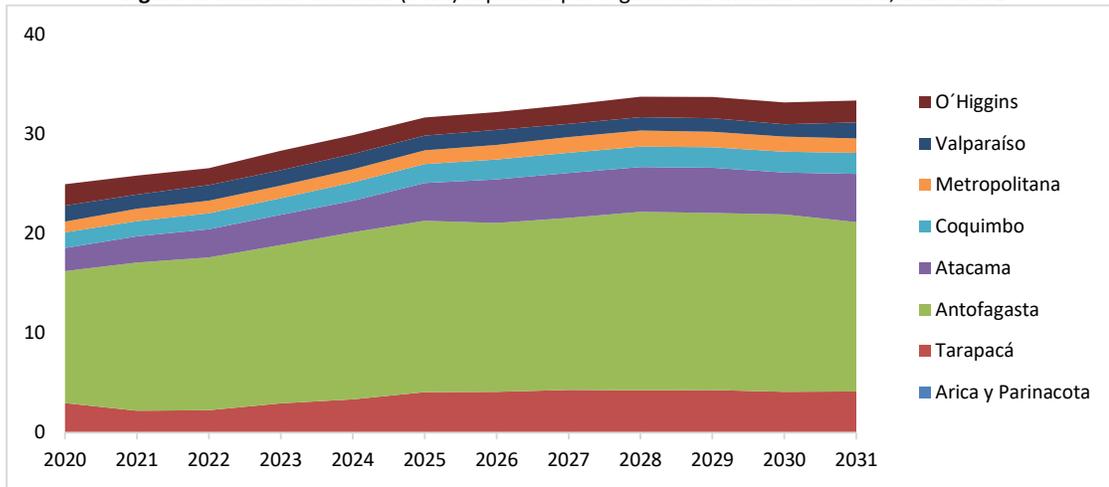
Fuente: COCHILCO.

4.3. Proyección por regiones

La Figura 3 ilustra la evolución del consumo energético en minería por región a lo largo del periodo de estudio. La figura 4 por su parte muestra la participación regional del consumo en los años 2020 y 2031. De lo anterior se observa que Antofagasta es, con bastante distancia, la región que más consume energía eléctrica, concentrando al 2020 más de la mitad del uso de energía (53%), con 13,3 TWh, porcentaje que se espera que caiga hasta un 51% hacia el 2031. Le siguen las regiones de Tarapacá con 2,9 TWh (12%), que crecería hasta 4,1 TWh al 2031 (12%); Atacama con 2,3 TWh (9%), que crecería a 4,8 TWh al 2031 (15%); O'Higgins con 2,2 TWh (9%), que se mantendría en torno a 2,2 TWh al 2031 (7%) y Coquimbo, que incrementaría su consumo desde 1,6 TWh (6%) a 2,1 TWh (6%) durante el periodo.

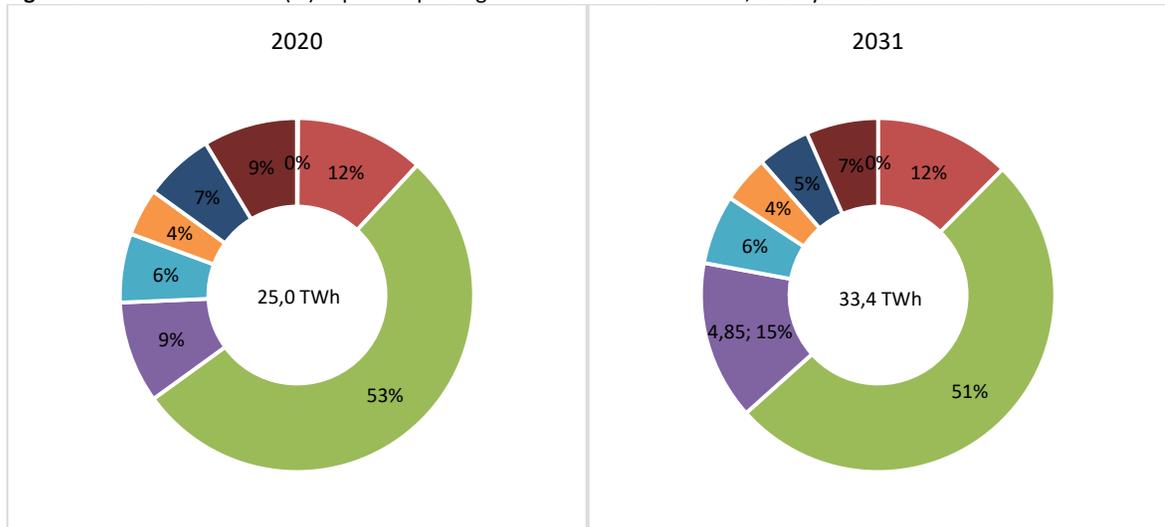
² Los incrementos anuales de energía eléctrica proyectada se convierten en demanda de potencia de generación asumiendo que las centrales de generación debieran tener en promedio un factor de carga mínimo del 78,7% (6,9 Giga Watts-hora de energía útil por cada Mega Watt de potencia), considerando que 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).

Figura 3: Consumo eléctrico (TWh) esperado por región en la minería del cobre, 2020-2031



Fuente: COCHILCO.

Figura 4: Consumo eléctrico (%) esperado por región en la minería del cobre, 2020 y 2031



Fuente: COCHILCO.

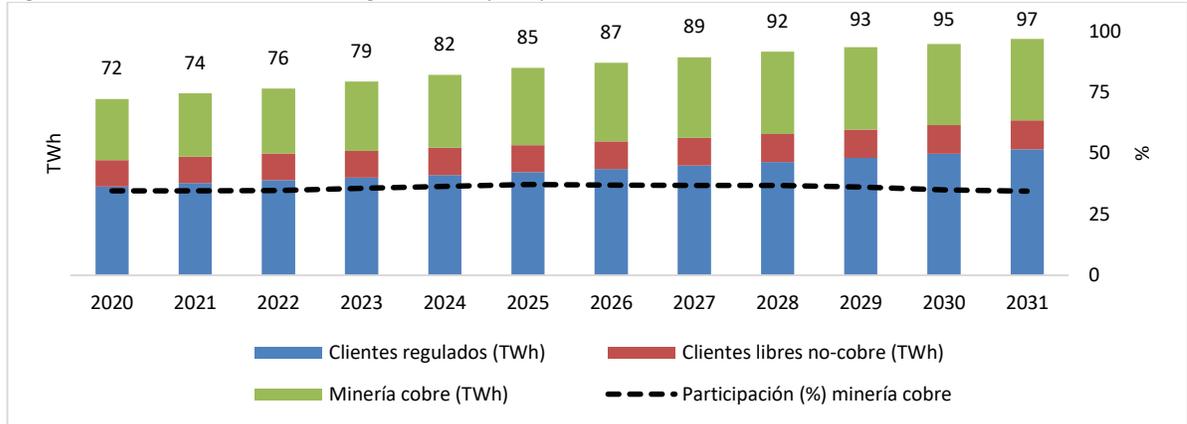
Para los escenarios mínimo y máximo, el patrón de participación a nivel nacional en la proyección del consumo de energía eléctrica en estos dos casos es básicamente el mismo que en la proyección del consumo esperado. En consecuencia, en ambos casos las regiones de Antofagasta y Atacama liderarán la demanda de energía eléctrica (véase tablas 16 y 18 del Anexo).



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 a partir de la minería del cobre fluctuaría ligeramente entre 34% y 37% del consumo nacional esperado durante el periodo de estudio. En la figura 5 a continuación se presenta el desglose por tipo de cliente junto a la tasa de participación de la minería cuprífera.

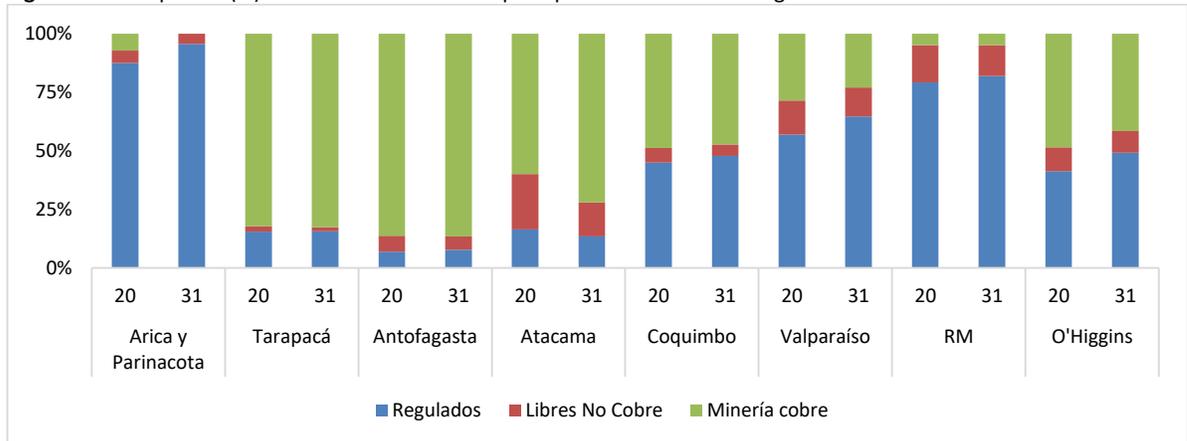
Figura 5: Consumo estimado de energía eléctrica por tipo de cliente a nivel nacional



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

Ahora bien, como es esperar, esta tasa de participación es significativamente mayor en regiones con una industria minera prevalente. En efecto, de la figura 6 a continuación vemos que la actividad minera en Antofagasta concentra el 86% del consumo agregado en la región en los años 2020 y 2031 mientras que en la Región Metropolitana sólo representa el 5% del total en ambos años.

Figura 6: Participación (%) en el consumo eléctrico por tipo de cliente a nivel regional



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

³ Véase “Proyección de demanda eléctrica 2019 – 2039” (Coordinador Eléctrico Nacional, enero de 2020).



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

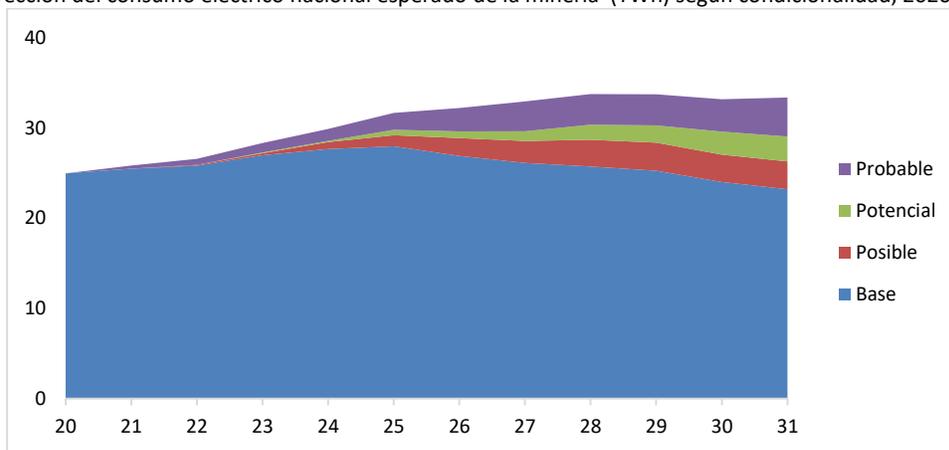
Como vimos previamente en la metodología, el consumo eléctrico esperado tiene su base más cierta en las actuales operaciones y en los proyectos ya en construcción. En cambio, el consumo eléctrico futuro que tendrían los proyectos que aún no cuentan con la decisión de construirse tiene un grado de incertidumbre 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 7, durante el periodo 2020-2022 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 30% (equivalente a unos 10,2 TWh) del consumo esperado total al 2031.

Figura 7: Proyección del consumo eléctrico nacional esperado de la minería (TWh) según condicionalidad, 2020-2031



Fuente: COCHILCO.

En la tabla 5 se ilustra numéricamente la proyección de la figura 7. Al observar el período 2020-2031 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 2,3% 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 27,3% de la producción total en 2019 a 8,1% hacia 2031⁴

⁴ De las actuales 34 operaciones activas, hacia el 2031 solo quedarán 22 operativas, 7 pertenecientes a la gran minería más las 6 operaciones de Enami y 8 operaciones de mediana minería. Para mayor información, véase "Proyección de la producción esperada de cobre 2020 – 2031" (Cochilco, 2020).

En paralelo, a partir de 2024, la demanda eléctrica crecerá por la puesta en marcha de los proyectos probables, posibles, potenciales, registrando una tasa anual compuesta de crecimiento de 24%.

Tabla 5: Proyección del consumo eléctrico nacional esperado (TWh) según la condicionalidad, 2020-2031

Condición	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
Base	24,96	25,48	25,82	26,97	27,65	27,96	26,89	26,12	25,72	25,25	24,00	23,20
Posible	0,00	0,00	0,09	0,22	0,78	1,22	1,98	2,43	2,96	3,12	3,03	3,08
Potencial	0,00	0,00	0,00	0,08	0,13	0,60	0,74	1,08	1,67	1,91	2,55	2,76
Probable	0,00	0,35	0,67	1,05	1,32	1,87	2,59	3,31	3,40	3,45	3,59	4,33
Total	24,96	25,83	26,57	28,32	29,88	31,66	32,20	32,93	33,75	33,72	33,17	33,37

Fuente: COCHILCO.

Puesto que los proyectos probables, posibles y potenciales están en estudio, en el corto plazo debe quedar definida la modalidad contractual para el abastecimiento eléctrico. En este camino, la participación activa de la nueva oferta que se generará por los proyectos de generación eléctrica en desarrollo dentro del SEN resulta fundamental. Así, varias empresas ya cuentan con iniciativas concretas para el uso de energías renovables no convencionales (ERNC), las cuales se puede agrupar en dos grandes categorías.

- **Uso directo:** Aquellas que cuentan con proyectos propios de abastecimiento. Por ejemplo, la Planta Solar Elvira de Codelco para su división Gabriela Mistral o La Planta Fotovoltaica sobre el tranque de relaves de Las Tórtolas de Anglo American.
- **Contratos PPA:** Los PPA (*Power Purchase Agreements*) se realizan entre el operador minero y la empresa proveedora de energía para su operación. En los últimos años se ha visto un auge creciente en la renegociación de este tipo de convenios para incorporar ERNC, sea en virtud de la participación activa de la minera en la inversión del proyecto (por ejemplo, Los Pelambres de Antofagasta Minerals que invirtió en el parque eólico El Arrayán así como las plantas solares Javiera y Conejo para el suministro energético de Los Pelambres) o bien a partir de que la minera como cliente solicite que el suministro sea en base a ERNC (por ejemplo, Collahuasi y Caserones)⁵.

Ante todo, es indudable que hay un interés tanto en la industria minera como en las empresas de generación, distribución y transmisión eléctrica por contar con un suministro energético con menores emisiones contaminantes, inclinación que está alineada con el hecho de que los precios de las ERNC ya son lo suficientemente competitivos y en algunos casos incluso más convenientes que los de las fuentes energéticas en base a combustibles fósiles. Ambos factores compelen a la industria minera hacia un uso progresivo y preponderante de energías renovables.

Como resultado, y en base a la información pública disponible por parte de las empresas, sólo a partir de los PPA acordados juntos a los proyectos de suministro directo, Cochilco espera que el suministro energético a partir de energías renovables alcance alrededor de 17,7 TWh al 2023, lo que equivale a un 63% de las necesidades agregadas de energía eléctrica del sector en dicho año.

⁵ Cabe señalar sin embargo que la entrada en vigencia de un contrato no necesariamente implica que inmediatamente comience el suministro al 100% (pueden haber plazos acordados de suministro, como es el caso de Sierra Gorda con AES Gener, cuyo contrato comienza en 2021 pero sólo en 2023 se planifica llegar al 100% de suministro de energías renovables). Al mismo tiempo, varios de estos contratos estipulan que es responsabilidad del distribuidor proveer el suministro energético según la tarifa de la energía renovable acordada. En caso de que esto no llegue a cumplirse, igualmente se deberá seguir proveyendo energía de otras fuentes manteniendo los precios del contrato.

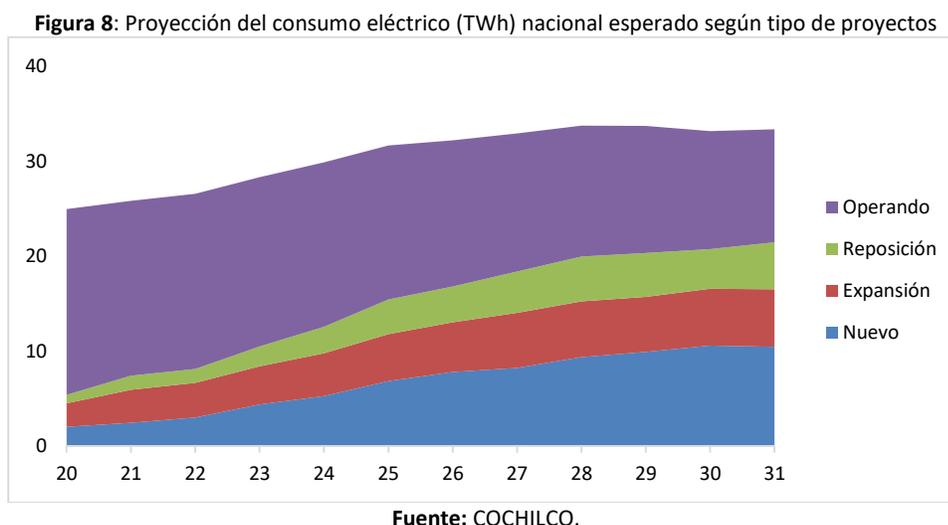


6. Análisis del consumo eléctrico esperado según tipo de proyecto

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 8 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 2020-2031.



Al 2020 las faenas actualmente en operación representan el 78% del consumo de energía eléctrica, con 19,6 TWh. Este consumo comienza a decaer en prácticamente todos los años del periodo de estudio, llegando a 11,9 TWh (36% del total) hacia el 2031.

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 11,0 TWh (33% del total) al 2031 desde los niveles actuales de 3,4 TWh en 2020 (13%).

En tanto se proyecta que los proyectos nuevos pasen de representar el 8% del consumo esperado en 2020 al 31% en 2031. En términos absolutos esto implica pasar desde 2,0 TWh a 10,4 TWh entre los años considerados. Esta creciente importancia de los proyectos nuevos se atribuya 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.



Tabla 6: Proyección del consumo eléctrico nacional esperado (TWh) por tipo de proyectos, 2020-2031

Tipo	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
Nuevo	2,01	2,44	2,99	4,37	5,25	6,83	7,79	8,22	9,36	9,91	10,58	10,44
Expansión	2,47	3,48	3,65	4,02	4,51	4,95	5,24	5,80	5,87	5,80	5,99	6,06
Reposición	0,89	1,49	1,46	2,09	2,79	3,65	3,77	4,36	4,72	4,63	4,18	4,95
Operando	19,57	18,42	18,46	17,84	17,33	16,23	15,40	14,55	13,79	13,39	12,43	11,91
Total	24,96	25,83	26,57	28,32	29,88	31,66	32,20	32,93	33,75	33,72	33,17	33,37

Fuente: COCHILCO.



7. Análisis del consumo eléctrico esperado según proceso

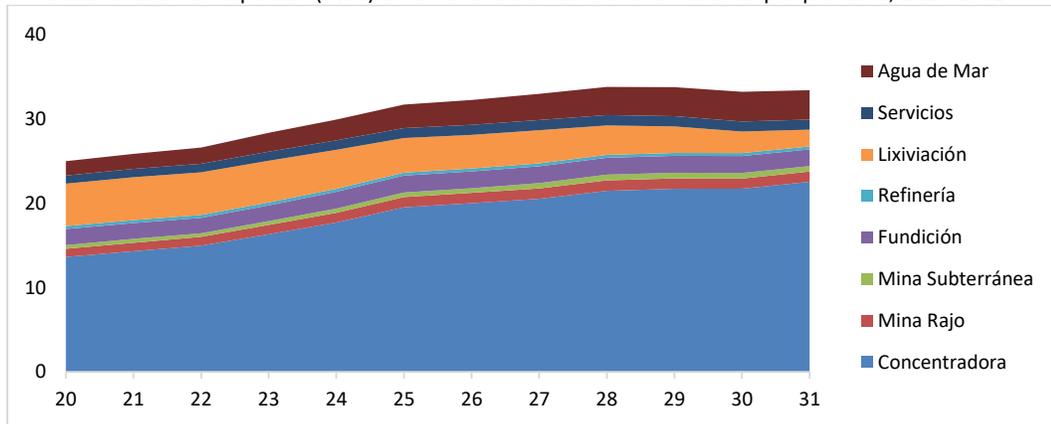
Para efectos del análisis de consumo eléctrico, COCHILCO divide la minería del cobre en ocho procesos intensivos en energía eléctrica: uso de agua de mar (desalación y/o impulsión), minería subterránea, minería a rajo abierto, lixiviación, extracción por solventes, electrowinning (Lix-SX-EW), concentradora, fundición, refinería 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

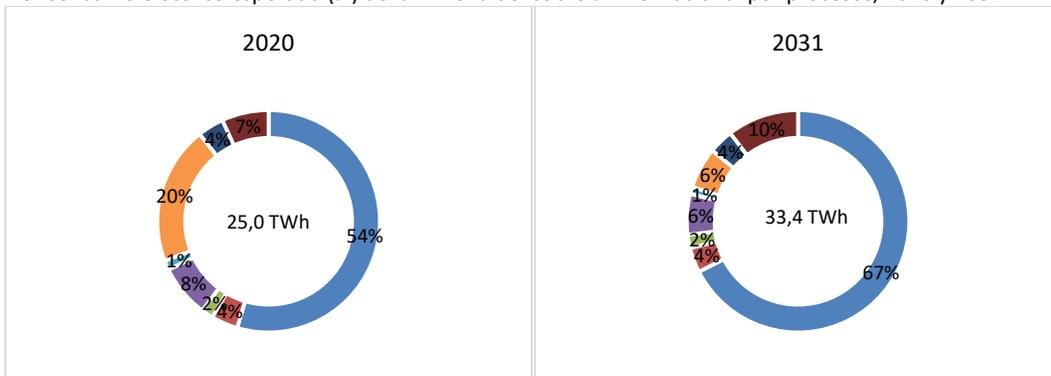
El resultado a nivel país del consumo eléctrico esperado por proceso se muestra en la en la figura 9. Luego, en la figura 10, se ilustra la participación porcentual del consumo de cada proceso específicamente en los años 2020 y 2031.

Figura 9: Consumo eléctrico esperado (TWh) de la minería del cobre a nivel nacional por procesos, 2020-2031



Fuente: COCHILCO.

Figura 10: Consumo eléctrico esperado (%) de la minería del cobre a nivel nacional por procesos, 2020 y 2031



Fuente: COCHILCO.



Para el 2020 se estima que el mayor consumo de energía eléctrica provenga de la Concentradora con 12,8 TWh, lo que representa el 56% de la energía eléctrica demandada. Hacia el 2031, la demanda de electricidad de este proceso se incrementará llegando a 18,6 TWh, representando el 67%. Esto se debe a que gran parte de los proyectos de expansión y nuevos están enfocados en la obtención de concentrados de cobre⁶ y también debido a las menores leyes, lo que implica que haya una mayor cantidad de mineral a procesar.

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 2020 a 2,0 TWh en 2031, pasando de representar un 20% a un 6% 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 1,9 TWh en 2020 (8% del total) a 2,0 TWh (6%) hacia el fin 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 4% 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 2020-2031” (2020) estima que el consumo de agua de mar prácticamente se duplicaría entre 2020 y 2031, pasando de un consumo estimado de agua de mar de 5,7 m³/seg a 10,9 m³/seg⁷. A partir de lo anterior, se espera que el consumo eléctrico requerido para desalación e

⁶ En efecto, COCHILCO espera que la producción de concentrados (considerando aquellos procesados internamente como aquellos exportados) aumente desde 4.308 KTMF en 2020 a 6.517 KTMF en 2031, lo que se traduce en un incremento de 51% en el procesamiento de mineral de la planta concentradora. Para mayor información véase “Proyección de producción esperada de cobre 2020 – 2031” (COCHILCO, 2020).

⁷ A nivel porcentual se espera que el uso de agua de mar a nivel regional para el 2031 se distribuya de la siguiente manera: 66% para la región de Antofagasta, un 16% para la región de Atacama, un 14% para Tarapacá y de un 4% para la región de Coquimbo. En el caso de Antofagasta, los proyectos de desalación e impulsión de agua de mar más importantes serían la posible nueva ampliación de la planta desalinizadora de Escondida, actualización de Esperanza y su posterior extensiones de red para abastecer el proyecto Encuentro, planta Distrito Norte de Codelco, proyecto Concentradora El Abra y Spence Growth Option, en proceso de puesta en marcha durante 2021. Para la región de Atacama los principales proyectos que proponen el uso de agua de mar son la actual planta de Mantoverde y su futuro proyecto de procesamiento de mineral sulfurado denominado Desarrollo Mantoverde; Candelaria y su proyecto de continuidad operacional; Santo Domingo de Capstone; el proyecto Diego de Almagro; Nueva Unión con sus fases 1, 2 y 3, y el proyecto Productora. Finalmente, para Tarapacá y Coquimbo los proyectos más importantes son Quebrada Blanca Hipógeno, o Fase 2, considera el uso de agua



impulsión de agua de mar se duplique, pasando de un consumo eléctrico estimado de 1,7 TWh en 2020 a 3,5 TWh en 2031. Con 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 10% del total.

de mar desalinizada para su operación, y el proyecto Collahuasi SxEw (continuidad) proyecta el uso de agua de mar y luego el proyecto de desarrollo de infraestructura y mejoramiento de capacidad productiva (Collahuasi 210 ktpd), en el caso de Tarapacá, y el proyecto INCO de Pelambres para Coquimbo.



8. 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 que deberá afrontar, 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 –cifrado en un 23% entre 2020 y 2031-- es significativamente menor a la proyección de consumo eléctrico, que crecería un 34% 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 (55% de crecimiento versus 63% de decrecimiento respectivamente en el periodo 2020-2031), 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 12,8 TWh en 2020 a 18,6 TWh en 2031, representando un crecimiento de 45% 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 1,7 TWh en 2020 a 3,5 TWh en 2031, representando un crecimiento de 105% durante el periodo.
- 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. En este escenario, tanto el Estado como agentes privados han logrado avanzar en mejoras significativas.

- 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. Como resultado, además de optimizar el uso de los recursos de generación ya disponibles a un costo menor, permite un mayor aprovechamiento de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) como la eólica, geotérmica la solar fotovoltaica y la solar térmica, que tienen un alto potencial en el norte del país, y habrá una mayor capacidad de compensación con energía hidráulica (proveniente de las regiones centro y del sur, lo que antiguamente estaba cubierto por el SIC), ante las posibles variaciones inherentes a la energía solar y eólica.



- Lo anterior cobra una importancia especialmente alta considerando que se espera que el sector sea responsable de entre un 34% y un 37% del consumo eléctrico nacional anual entre 2020 y 2031. Ante esto, contar con una industria alimentada desde fuentes energéticas con un menor nivel de emisiones contaminantes se ha convertido en una preocupación progresivamente relevante para la industria. Este interés, sumado a los precios competitivos de mercado, ha incentivado a un creciente número de empresas a renegociar sus contratos de suministro para incorporar ERNC, lo que supone que ya al cabo de los próximos tres años un 65% de la demanda eléctrica de la industria provendrá de este tipo de energías.
- 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 igualmente tiende a repercutir en los grandes contratos mineros fijados a largo plazo. Al mismo tiempo se ha favorecido la integración de las ERNC. El nuevo marco legal dado por esta ley ya mostró resultados positivos, con un fuerte incremento de adjudicación de proyectos de ERNC.
- En los últimos años el Estado ha trabajado en el diseño de una Ley de Eficiencia Energética. Esta ley apunta a tres objetivos clave: la implementación de un sistema de gestión de energía en cada sitio de empresas con altos consumos de energía, el establecimiento de un plan anual de eficiencia energética con metas concretas de reducción en el tiempo, y la contratación de auditorías energéticas técnicas externas de carácter periódico que validen y verifiquen las medidas de eficiencia energética identificadas, evaluadas e implementadas, junto a los ahorros logrados. Cabe destacar que en el año 2015 la gran minería de cobre aceptó realizar auditorías en eficiencia energética en el contexto de la elaboración del borrador de propuesta de esta ley por parte del Ministerio de Energía. Como resultado, el sector minero de cobre proporcionó información estratégica importante de eficiencia energética que mostró ahorros potenciales en el consumo energético.

En paralelo a los puntos anteriores, el país debe continuar haciendo frente a los desafíos en capital humano capacitado en ERNC y otras materias energéticas, así como implementar sistemas de gestión de energía y promover la innovación tecnológica. Precisamente en esta línea se encuentran los esfuerzos por una industria local de hidrógeno verde, cuyo desarrollo aún se encuentra en etapas incipientes pero promisorias a nivel nacional. De igual forma, CORFO está impulsando el Instituto Chileno de Tecnologías Limpias para llevar a cabo investigación y desarrollo local en las áreas de energía solar, minería de bajas emisiones, materiales avanzados de litio y otros minerales.

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, situación que mejorará la posición competitiva de la industria cuprífera nacional, permitiendo compensar parcialmente el incremento esperado en intensidad de consumo de energía eléctrica.



9. Anexos

9.1. Anexos capítulo 2: Metodología

9.1.1. Proyectos mineros considerados en la proyección de energía

Tabla 7: Operaciones y proyectos considerados en la proyección

Propiedad	Mina	Sector	Región	Tipo	Condición	Producto
MANTOS COPPER	Mantos Blancos	Gran Min Cu	Antofagasta	N/A	Base	Conc.
MANTOS COPPER	Desembotellamiento Mantos Blancos	Gran Min Cu	Antofagasta	Expansión	Probable	Conc.
MANTOS COPPER	Desarrollo Mantoverde	Gran Min Cu	Atacama	Nuevo	Posible	Conc.
ANGLO AMERICAN CHILE	El Soldado	Gran Min Cu	Valparaíso	N/A	Base	Conc.
ANGLO AMERICAN CHILE	Los Bronces	Gran Min Cu	Metropolitana	N/A	Base	Conc.
ANGLO AMERICAN CHILE	Los Bronces Integrado	Gran Min Cu	Metropolitana	Reposición	Probable	Conc.
ANTOFAGASTA MINERALS	Esperanza	Gran Min Cu	Antofagasta	N/A	Base	Conc.
ANTOFAGASTA MINERALS	Actualización Esperanza	Gran Min Cu	Antofagasta	Expansión	Base	Conc.
ANTOFAGASTA MINERALS	Esperanza Sur	Gran Min Cu	Antofagasta	Nuevo	Probable	Conc.
ANTOFAGASTA MINERALS	Encuentro Sulfuros	Gran Min Cu	Antofagasta	Nuevo	Probable	Conc.
ANTOFAGASTA MINERALS	Los Pelambres	Gran Min Cu	Coquimbo	N/A	Base	Conc.
ANTOFAGASTA MINERALS	Los Pelambres Ampliacion Marginal I	Gran Min Cu	Coquimbo	Expansión	Probable	Conc.
ANTOFAGASTA MINERALS	Los Pelambres Ampliacion Marginal II	Gran Min Cu	Coquimbo	Expansión	Posible	Conc.
ANTOFAGASTA MINERALS	Zaldívar	Gran Min Cu	Antofagasta	N/A	Base	Conc.
BHP BILLITON	Escondida	Gran Min Cu	Antofagasta	N/A	Base	Conc.
BHP BILLITON	Escondida OGP I	Gran Min Cu	Antofagasta	Expansión	Base	Conc.
BHP BILLITON	Extensión Los Colorados	Gran Min Cu	Antofagasta	Expansión	Base	Conc.
BHP BILLITON	Spence Growth Option	Gran Min Cu	Antofagasta	Nuevo	Base	Conc.
CAPSTONE Mining	Santo Domingo	Gran Min Cu	Atacama	Nuevo	Probable	Conc.
CODELCO-CHILE	Chuqui Rajo	Estatal	Antofagasta	N/A	Base	Conc.
CODELCO-CHILE	Chuqui Subte	Estatal	Antofagasta	Reposición	Base	Conc.
CODELCO-CHILE	RT Sulfuros Fase I	Estatal	Antofagasta	N/A	Base	Conc.
CODELCO-CHILE	RT Sulfuros Fase II	Estatal	Antofagasta	Nuevo	Posible	Conc.
CODELCO-CHILE	Ministro Hales	Estatal	Antofagasta	Nuevo	Base	Conc.
CODELCO-CHILE	Salvador	Estatal	Atacama	N/A	Base	Conc.
CODELCO-CHILE	Salvador Inca	Estatal	Atacama	N/A	Base	Conc.
CODELCO-CHILE	Rajo Inca	Estatal	Atacama	Expansión	Probable	Conc.
CODELCO-CHILE	Andina	Estatal	Valparaíso	N/A	Base	Conc.
CODELCO-CHILE	Andina III Panel	Estatal	Valparaíso	N/A	Base	Conc.
CODELCO-CHILE	Andina Exp. Fase II	Estatal	Valparaíso	Expansión	Potencial	Conc.



CODELCO-CHILE	El Teniente	Estatal	O'Higgins	N/A	Base	Conc.
CODELCO-CHILE	El Teniente Rajo Sur	Estatal	O'Higgins	N/A	Base	Conc.
CODELCO-CHILE	Nuevo Nivel Mina y Otros Proy	Estatal	O'Higgins	Reposición	Base	Conc.
DOÑA INÉS DE COLLAHUASI	Collahuasi	Gran Min Cu	Tarapacá	N/A	Base	Conc.
DOÑA INÉS DE COLLAHUASI	Collahuasi Optimización 170 ktpd	Gran Min Cu	Tarapacá	Expansión	Base	Conc.
DOÑA INÉS DE COLLAHUASI	Collahuasi Mejoramiento Cap. Prod. 210 ktpd	Gran Min Cu	Tarapacá	Expansión	Posible	Conc.
FREEPOR McMoRan	El Abra Mill Project	Gran Min Cu	Antofagasta	Nuevo	Potencial	Conc.
GLENORE-XSTRATA	Altos de Punitaqui	Med Min Cu	Coquimbo	N/A	Base	Conc.
KGHM INT.	Sierra Gorda Concentrados	Gran Min Cu	Antofagasta	Nuevo	Base	Conc.
KGHM INT.	Sierra Gorda Expansión 230 ktpd	Gran Min Cu	Antofagasta	Expansión	Posible	Conc.
LUNTING MINING	Ojos del Salado	Med Min Cu	Atacama	N/A	Base	Conc.
LUNTING MINING	Candelaria	Gran Min Cu	Atacama	N/A	Base	Conc.
LUNTING MINING	Candelaria 2030	Gran Min Cu	Atacama	Reposición	Base	Conc.
LUNTING MINING	Optimización y Cont. Op. Minera Candelaria	Gran Min Cu	Atacama	Reposición	Probable	Conc.
PAN PACIFIC Copper	Caserones Concentrados	Gran Min Cu	Atacama	Nuevo	Base	Conc.
TECK	Andacollo Hipógeno	Gran Min Cu	Atacama	N/A	Base	Conc.
TECK	Continuidad Operacional Teck CDA	Gran Min Cu	Atacama	Reposición	Probable	Conc.
TECK	Quebrada Blanca Hipógeno	Gran Min Cu	Tarapacá	Nuevo	Base	Conc.
TECK - NEWGOLD GOLDCORP	NuevaUnión Fase 1	Gran Min Cu	Atacama	Nuevo	Potencial	Conc.
TECK - NEWGOLD GOLDCORP	NuevaUnión Fase 2	Gran Min Cu	Atacama	Nuevo	Potencial	Conc.
TECK - NEWGOLD GOLDCORP	NuevaUnión Fase 3	Gran Min Cu	Atacama	Nuevo	Potencial	Conc.
ANDES IRON SpA	Dominga	Hierro	Coquimbo	Nuevo	Potencial	Conc.
AMERIGO RES.	Valle Central - Relaves frescos	Med Min Cu	O'Higgins	N/A	Base	Conc.
AMERIGO RES.	Valle Central - Colihues	Med Min Cu	O'Higgins	N/A	Base	Conc.
AMERIGO RES.	Valle Central Expansión (Cauquenes)	Med Min Cu	O'Higgins	Expansión	Base	Conc.
CEM SAN ANDRES	San Andres	Med Min Cu	Atacama	N/A	Base	Conc.
CERRO DOMINADOR	Faride	Med Min Cu	Antofagasta	N/A	Base	Conc.
CERRO NEGRO	Cerro Negro	Med Min Cu	Valparaíso	N/A	Base	Conc.
COEMIN	Carola	Med Min Cu	Atacama	N/A	Base	Conc.
COPEC	Diego de Almagro Sulf.	Med Min Cu	Atacama	Nuevo	Probable	Conc.
COPPER BAY	Playa Verde	Med Min Cu	Atacama	Nuevo	Probable	Conc.
DON ALBERTO	Planta Las Vacas	Med Min Cu	Coquimbo	N/A	Base	Conc.
ENAMI	Matta	Med Min Est Cu	Atacama	N/A	Base	Conc.
ENAMI	Vallenar	Med Min Est Cu	Atacama	N/A	Base	Conc.
ENAMI	Delta	Med Min Est Cu	Coquimbo	N/A	Base	Conc.
HOT CHILI	Productora	Med Min Cu	Atacama	Nuevo	Potencial	Conc.
LAS CENIZAS	Cabildo	Med Min Cu	Valparaíso	N/A	Base	Conc.



LAS CENIZAS	Taltal	Med Min Cu	Antofagasta	N/A	Base	Conc.
LA PATAGUA	Peumo y Don Jaime	Med Min Cu	Valparaíso	N/A	Base	Conc.
LINDEROS	Linderos	Med Min Cu	Coquimbo	N/A	Base	Conc.
NITTETSU Mining	Atacama Kozan	Med Min Cu	Atacama	N/A	Base	Conc.
NITTETSU Mining	Arqueros Cobre	Med Min Cu	Coquimbo	Nuevo	Posible	Conc.
PUCOBRE	San José	Med Min Cu	Atacama	N/A	Base	Conc.
PUCOBRE	El Espino Conc	Med Min Cu	Coquimbo	Nuevo	Posible	Conc.
SAN GERÓNIMO	Planta Talcuna	Med Min Cu	Coquimbo	N/A	Base	Conc.
SCM TAMBILLOS	Tambillos	Med Min Cu	Coquimbo	N/A	Base	Conc.
TALCUNA	Talcuna	Med Min Cu	Coquimbo	N/A	Base	Conc.
VARIOS	Plantas Conc. varias	Med Min Cu	Atacama	N/A	Base	Conc.
MANTOS COPPER	Mantos Blancos	Gran Min Cu	Antofagasta	N/A	Base	SXEW
MANTOS COPPER	Mantoverde	Gran Min Cu	Atacama	N/A	Base	SXEW
ANGLO AMERICAN CHILE	El Soldado	Gran Min Cu	Valparaíso	N/A	Base	SXEW
ANGLO AMERICAN CHILE	Los Bronces	Gran Min Cu	Metropolitana	N/A	Base	SXEW
ANTOFAGASTA MINERALS	Encuentro Óxidos	Gran Min Cu	Antofagasta	Reposición	Base	SXEW
ANTOFAGASTA MINERALS	Otros proyectos Centinela	Gran Min Cu	Antofagasta	Reposición	Probable	SXEW
ANTOFAGASTA MINERALS	Polo Sur	Gran Min Cu	Antofagasta	Reposición	Probable	SXEW
ANTOFAGASTA MINERALS	Michilla	Med Min Cu	Antofagasta	N/A	Base	SXEW
HALDEMAN	Michilla Reapertura	Med Min Cu	Antofagasta	Reposición	Base	SXEW
ANTOFAGASTA MINERALS	Tesoro	Gran Min Cu	Antofagasta	N/A	Base	SXEW
ANTOFAGASTA MINERALS	Antucoya	Gran Min Cu	Antofagasta	Nuevo	Base	SXEW
ANTOFAGASTA MINERALS	Zaldivar	Gran Min Cu	Antofagasta	N/A	Base	SXEW
BHP BILLITON	Cerro Colorado	Gran Min Cu	Tarapacá	N/A	Base	SXEW
BHP BILLITON	Spence	Gran Min Cu	Antofagasta	N/A	Base	SXEW
BHP BILLITON	Escondida Óxidos	Gran Min Cu	Antofagasta	N/A	Base	SXEW
BHP BILLITON	Escondida Biolix.	Gran Min Cu	Antofagasta	N/A	Base	SXEW
CODELCO-CHILE	Mina Sur Chuqui y Otros	Estatal	Antofagasta	N/A	Base	SXEW
CODELCO-CHILE	R.Tomic Óxidos	Estatal	Antofagasta	N/A	Base	SXEW
CODELCO-CHILE	Ministro Hales	Estatal	Antofagasta	Nuevo	Base	SXEW
CODELCO-CHILE	Salvador	Estatal	Atacama	N/A	Base	SXEW
CODELCO-CHILE	Rajo Inca	Estatal	Atacama	Reposición	Base	SXEW
CODELCO-CHILE	TTE. Recuperación Cu	Estatal	O'Higgins	N/A	Base	SXEW
CODELCO-CHILE	Gabriela Mistral	Estatal	Antofagasta	N/A	Base	SXEW
DOÑA INÉS DE COLLAHUASI	Collahuasi SxEw	Gran Min Cu	Tarapacá	N/A	Base	SXEW
DOÑA INÉS DE COLLAHUASI	Collahuasi SxEw (Continuidad)	Gran Min Cu	Tarapacá	Reposición	Posible	SXEW
FREEPOR McMoRan	El Abra	Gran Min Cu	Antofagasta	N/A	Base	SXEW
GLENORE-XSTRATA	Lomas Bayas HEAP	Gran Min Cu	Antofagasta	N/A	Base	SXEW

KGHM INTERNATIONAL	Sierra Gorda Óxidos	Gran Min Cu	Antofagasta	Nuevo	HIPOTÉTIC O	SXEW
KGHM INTERNATIONAL	Franke	Med Min Cu	Antofagasta	N/A	Base	SXEW
KGHM INTERNATIONAL	Franke - Continuidad Operacional	Med Min Cu	Antofagasta	Reposición	Base	SXEW
PAN PACIFIC Copper	Caserones	Gran Min Cu	Atacama	Nuevo	Base	SXEW
TECK	Quebrada Blanca	Gran Min Cu	Tarapacá	N/A	Base	SXEW
TECK	Andacollo Óxidos	Gran Min Cu	Coquimbo	N/A	Base	SXEW
TECK	Andacollo Lix Ripios	Gran Min Cu	Coquimbo	Reposición	Base	SXEW
CEMIN	Dos Amigos	Med Min Cu	Atacama	N/A	Base	SXEW
CEMIN	Catemu	Med Min Cu	Valparaíso	N/A	Base	SXEW
CERRO DOMINADOR	Callejas Zamora	Med Min Cu	Antofagasta	N/A	Base	SXEW
CERRO DOMINADOR	Santa Margarita	Med Min Cu	Antofagasta	N/A	Base	SXEW
CERRO NEGRO	Cerro Negro	Med Min Cu	Valparaíso	N/A	Base	SXEW
COPEC	Diego de Almagro Óxidos	Med Min Cu	Atacama	Nuevo	Posible	SXEW
COPPER BAY	Playa Verde SXEW	Med Min Cu	Atacama	Nuevo	Probable	SXEW
MARIMACA CORP	Planta NORA	Med Min Cu	Atacama	Reposición	Probable	SXEW
MARIMACA CORP	Iván Reapertura	Med Min Cu	Antofagasta	Reposición	Probable	SXEW
MARIMACA CORP	Marimaca	Gran Min Cu	Antofagasta	Nuevo	Potencial	SXEW
ENAMI	Planta Matta	Med Min Est Cu	Atacama	N/A	Base	SXEW
ENAMI	Planta Vallenar	Med Min Est Cu	Atacama	N/A	Base	SXEW
ENAMI	Planta El Salado	Med Min Est Cu	Atacama	N/A	Base	SXEW
ENAMI	Planta J.A. Moreno (Taltal)	Med Min Est Cu	Antofagasta	N/A	Base	SXEW
ENAMI	Delta	Med Min Est Cu	Coquimbo	N/A	Base	SXEW
ENAMI	Minera Arsén (Barriles)	Med Min Est Cu	Antofagasta	Nuevo	Base	SXEW
HOT CHILI	Productora óxidos	Med Min Cu	Atacama	Nuevo	Potencial	SXEW
HALDEMAN	Sagasca	Med Min Cu	Tarapacá	N/A	Base	SXEW
HALDEMAN	Sagasca cont. Operacional	Med Min Cu	Tarapacá	Reposición	Probable	SXEW
LAS CENIZAS	Taltal Óxidos	Med Min Cu	Antofagasta	N/A	Base	SXEW
MANTOS DE LA LUNA	Mantos de Luna	Med Min Cu	Antofagasta	N/A	Base	SXEW
PUCOBRE	Pucobre	Med Min Cu	Atacama	N/A	Base	SXEW
SIERRA MIRANDA	Sierra Miranda	Med Min Cu	Antofagasta	N/A	Base	SXEW
SPROTT RESOURCES	Tres Valles	Med Min Cu	Coquimbo	N/A	Base	SXEW
PAMPA CAMARONES	Pampa Camarones	Med Min Cu	Arica y Parinacota	Nuevo	Base	SXEW
SANTIAGO METALS	Delirio	Med Min Cu	Atacama	Nuevo	Base	SXEW
TOCOPILLA	Tocopilla	Med Min Cu	Antofagasta	N/A	Base	SXEW

Fuente: Inversión en la Minería Chilena - Cartera de Proyectos 2020 -2031, COCHILCO (2020).



Tabla 8: Operaciones y proyectos considerados con uso de agua de mar, total o parcial

Proceso	Propiedad	Mina	Tipo	Condición
Conc.	MANTOS COPPER	Desarrollo Mantoverde	Nuevo	Posible
Conc.	ANTOFAGASTA MINERALS	Esperanza	N/A	Base
Conc.	ANTOFAGASTA MINERALS	Actualización Esperanza	Expansión	Base
Conc.	ANTOFAGASTA MINERALS	Esperanza Sur	Nuevo	Probable
Conc.	ANTOFAGASTA MINERALS	Encuentro Sulfuros	Nuevo	Probable
Conc.	ANTOFAGASTA MINERALS	Los Pelambres	N/A	Base
Conc.	ANTOFAGASTA MINERALS	Los Pelambres Ampliación Marginal I	Expansión	Probable
Conc.	ANTOFAGASTA MINERALS	Los Pelambres Ampliación Marginal II	Expansión	Posible
Conc.	BHP BILLITON	Escondida	N/A	Base
Conc.	BHP BILLITON	Escondida OGP I	Expansión	Base
Conc.	BHP BILLITON	Extensión Los Colorados	Expansión	Base
Conc.	BHP BILLITON	Spence Growth Option	Nuevo	Base
Conc.	CAPSTONE Mining	Santo Domingo	Nuevo	Probable
Conc.	CODELCO-CHILE	RT Sulfuros Fase I	N/A	Base
Conc.	CODELCO-CHILE	RT Sulfuros Fase II	Nuevo	Posible
Conc.	DOÑA INÉS DE COLLAHUASI	Collahuasi	N/A	Base
Conc.	DOÑA INÉS DE COLLAHUASI	Collahuasi Optimización 170 ktpd	Expansión	Base
Conc.	DOÑA INÉS DE COLLAHUASI	Collahuasi Mejoramiento Cap. Prod. 210 ktpd	Expansión	Posible
Conc.	FREEPORT McMoRan	El Abra Mill Project	Nuevo	Potencial
Conc.	KGHM INT.	Sierra Gorda Concentrados	Nuevo	Base
Conc.	KGHM INT.	Sierra Gorda Expansión 230 ktpd	Expansión	Posible
Conc.	LUNDING MINING	Ojos del Salado	N/A	Base
Conc.	LUNDING MINING	Candelaria	N/A	Base
Conc.	LUNDING MINING	Candelaria 2030	Reposición	Base
Conc.	TECK	Quebrada Blanca Hipógeno	Nuevo	Base
Conc.	TECK - NEWGOLD GOLDCORP	NuevaUnión Fase 1	Nuevo	Potencial
Conc.	TECK - NEWGOLD GOLDCORP	NuevaUnión Fase 2	Nuevo	Potencial
Conc.	TECK - NEWGOLD GOLDCORP	NuevaUnión Fase 3	Nuevo	Potencial
Conc.	COPEC	Diego de Almagro Sulf.	Nuevo	Probable
Conc.	HOT CHILI	Productora	Nuevo	Potencial
Conc.	LAS CENIZAS	Taltal	N/A	Base
SXEW	MANTOS COPPER	Mantoverde	N/A	Base
SXEW	ANTOFAGASTA MINERALS	Encuentro Óxidos	Reposición	Base
SXEW	ANTOFAGASTA MINERALS	Otros proyectos Centinela	Reposición	Probable
SXEW	ANTOFAGASTA MINERALS	Polo Sur	Reposición	Probable
SXEW	HALDEMAN	Michilla Reapertura	Reposición	Base
SXEW	ANTOFAGASTA MINERALS	Tesoro	N/A	Base
SXEW	ANTOFAGASTA MINERALS	Antucoya	Nuevo	Base
SXEW	BHP BILLITON	Spence	N/A	Base
SXEW	BHP BILLITON	Escondida Óxidos	N/A	Base
SXEW	BHP BILLITON	Escondida Biolix.	N/A	Base
SXEW	CODELCO-CHILE	R.Tomic Óxidos	N/A	Base
SXEW	DOÑA INÉS DE COLLAHUASI	Collahuasi SxEw (Continuidad)	Reposición	Posible
SXEW	COPEC	Diego de Almagro Óxidos	Nuevo	Posible
SXEW	MARIMACA CORP	Marimaca	Nuevo	Potencial
SXEW	ENAMI	Planta J.A. Moreno (Taltal)	N/A	Base
SXEW	HOT CHILI	Productora óxidos	Nuevo	Potencial
SXEW	LAS CENIZAS	Taltal Óxidos	N/A	Base
SXEW	MANTOS DE LA LUNA	Mantos de Luna	N/A	Base
SXEW	PAMPA CAMARONES	Pampa Camarones	Nuevo	Base
Varios	MANTOS COPPER	Desarrollo Mantoverde	Nuevo	Posible

Varios	ANTOFAGASTA MINERALS	Esperanza Sur	Nuevo	Probable
Varios	ANTOFAGASTA MINERALS	Los Pelambres Ampliación Marginal I	Expansión	Probable
Varios	ANTOFAGASTA MINERALS	Los Pelambres Ampliación Marginal II	Expansión	Posible
Varios	BHP BILLITON	Spence Growth Option	Nuevo	Base
Varios	CAPSTONE Mining	Santo Domingo	Nuevo	Probable
Varios	FREEPORT McMoRan	El Abra Mill Project	Nuevo	Potencial
Varios	KGHM INT.	Sierra Gorda Concentrados	Nuevo	Base
Varios	KGHM INT.	Sierra Gorda Expansión 230 ktpd	Expansión	Posible
Varios	TECK	Quebrada Blanca Hipógeno	Nuevo	Base
Varios	TECK - NEWGOLD GOLDCORP	NuevaUnión Fase 1	Nuevo	Potencial
Varios	TECK - NEWGOLD GOLDCORP	NuevaUnión Fase 2	Nuevo	Potencial
Varios	TECK - NEWGOLD GOLDCORP	NuevaUnión Fase 3	Nuevo	Potencial
Varios	ANDES IRON SpA	Dominga	Nuevo	Potencial
Varios	COPEC	Diego de Almagro Sulf.	Nuevo	Probable
Varios	HOT CHILI	Productora	Nuevo	Potencial
Varios	LAS CENIZAS	Taltal	N/A	Base
Varios	MANTOS COPPER	Mantoverde	N/A	Base
Varios	ANTOFAGASTA MINERALS	Otros proyectos Centinela	Reposición	Probable
Varios	ANTOFAGASTA MINERALS	Polo Sur	Reposición	Probable
Varios	HALDEMAN	Michilla Reapertura	Reposición	Base
Varios	ANTOFAGASTA MINERALS	Antucoya	Nuevo	Base
Varios	DOÑA INÉS DE COLLAHUASI	Collahuasi SxEw (Continuidad)	Reposición	Posible
Varios	COPEC	Diego de Almagro Óxidos	Nuevo	Posible
Varios	MARIMACA CORP	Marimaca	Nuevo	Potencial
Varios	ENAMI	Planta J.A. Moreno (Taltal)	N/A	Base
Varios	HOT CHILI	Productora óxidos	Nuevo	Potencial
Varios	LAS CENIZAS	Taltal Óxidos	N/A	Base
Varios	MANTOS DE LA LUNA	Mantos de Luna	N/A	Base
Varios	PAMPA CAMARONES	Pampa Camarones	Nuevo	Base

Fuente: COCHILCO (2020).

9.1.2. 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 (m/s²).
- ρ: Densidad del agua, la cual es igual a 1000 (kg/ m³).
- H: Altura (msnm).
- Q: Caudal en metros cúbicos por segundo (m³/s).
- η_b : Rendimiento de bombas (%).
- η_m : Rendimiento del motor (%).

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

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

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 desaladoras 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 desaladoras 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.



9.2. Anexo con cifras de proyección de consumo esperado de electricidad 2020– 2031 en diferentes categorías

9.2.1. Proyección global

Tabla 10: Consumo máximo, mínimo y esperado (TWh) de la minería del cobre en Chile, 2020-2031

Escenario	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
Consumo máximo	27,8	28,2	29,0	31,2	33,1	35,9	36,7	37,7	39,1	38,9	38,5	38,6
Consumo esperado	25,0	25,8	26,6	28,3	29,9	31,7	32,2	32,9	33,8	33,7	33,2	33,4
Consumo mínimo	23,0	23,3	23,9	25,5	26,7	28,2	28,3	28,6	28,9	28,6	27,8	27,7

Fuente: COCHILCO.

9.2.2. Proyección de consumo de electricidad según procesos

Tabla 11: Consumo máximo de electricidad (TWh) en la minería del cobre por proceso, 2020-2031

Proceso	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
Concentradora	15,49	15,63	16,35	18,00	19,65	22,17	22,89	23,61	25,01	25,14	25,31	26,10
Mina Rajo	1,10	1,09	1,14	1,21	1,28	1,37	1,40	1,41	1,44	1,43	1,40	1,41
Mina Subte.	0,43	0,52	0,46	0,51	0,55	0,61	0,61	0,71	0,75	0,74	0,74	0,71
Fundición	2,07	2,02	1,97	2,04	2,18	2,18	2,17	2,17	2,18	2,18	2,18	2,16
Refinería	0,37	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,37	0,37	0,37	0,37	0,38	0,37
Lixiviación	5,38	5,51	5,48	5,37	5,08	4,58	4,46	4,39	3,90	3,51	2,84	2,22
Servicios	1,07	1,08	1,11	1,18	1,24	1,34	1,36	1,39	1,43	1,41	1,38	1,38
Agua de Mar	1,86	1,95	2,11	2,50	2,78	3,28	3,48	3,64	4,05	4,15	4,32	4,23
Total	27,77	28,18	28,99	31,18	33,15	35,90	36,75	37,68	39,13	38,92	38,54	38,58

Fuente: COCHILCO.

Tabla 12: Consumo esperado de electricidad (TWh) en la minería del cobre por proceso, 2020-2031

Proceso	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
Concentradora	13,62	14,29	14,95	16,30	17,69	19,50	19,98	20,51	21,45	21,69	21,70	22,52
Mina Rajo	0,97	1,00	1,05	1,11	1,15	1,21	1,23	1,22	1,24	1,23	1,19	1,21
Mina Subte.	0,43	0,47	0,42	0,46	0,50	0,55	0,54	0,64	0,68	0,67	0,67	0,64
Fundición	1,91	1,87	1,82	1,86	1,99	2,00	1,99	1,99	2,00	2,00	2,01	1,98
Refinería	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,34	0,34	0,34	0,35	0,34
Lixiviación	5,03	5,07	5,05	4,94	4,62	4,10	3,98	3,92	3,49	3,14	2,55	1,99
Servicios	0,96	0,99	1,01	1,07	1,12	1,18	1,19	1,21	1,23	1,22	1,19	1,19
Agua de Mar	1,70	1,78	1,92	2,24	2,46	2,78	2,94	3,10	3,33	3,43	3,52	3,48
Total	24,96	25,83	26,57	28,32	29,88	31,66	32,20	32,93	33,75	33,72	33,17	33,37

Fuente: COCHILCO.



Tabla 13: Consumo eléctrico mínimo (TWh) en la minería del cobre por proceso, 2020-2031

Proceso	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
Concentradora	12,83	12,91	13,44	14,67	15,83	17,35	17,57	17,73	18,29	18,31	18,07	18,61
Mina Rajo	0,91	0,90	0,94	0,99	1,03	1,07	1,07	1,06	1,05	1,04	0,99	1,00
Mina Subte.	0,35	0,43	0,38	0,42	0,46	0,50	0,50	0,57	0,60	0,59	0,59	0,56
Fundición	1,71	1,67	1,63	1,66	1,77	1,78	1,77	1,76	1,77	1,77	1,77	1,75
Refinería	0,31	0,32	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31
Lixiviación	4,45	4,57	4,53	4,43	4,14	3,65	3,51	3,45	3,06	2,73	2,23	1,71
Servicios	0,89	0,89	0,91	0,96	1,00	1,05	1,05	1,05	1,05	1,03	0,99	0,99
Agua de Mar	1,54	1,61	1,72	2,02	2,20	2,47	2,55	2,64	2,78	2,79	2,83	2,75
Total	23,00	23,29	23,87	25,46	26,73	28,17	28,34	28,57	28,90	28,58	27,78	27,68

Fuente: COCHILCO.

9.2.3. Proyección de consumo de electricidad según condición

Tabla 14: Consumo eléctrico esperado (TWh) en la minería del cobre por condicionalidad, 2020-2031

Condición	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
Base	24,96	25,48	25,82	26,97	27,65	27,96	26,89	26,12	25,72	25,25	24,00	23,20
Posible	0,00	0,00	0,09	0,22	0,78	1,22	1,98	2,43	2,96	3,12	3,03	3,08
Potencial	0,00	0,00	0,00	0,08	0,13	0,60	0,74	1,08	1,67	1,91	2,55	2,76
Probable	0,00	0,35	0,67	1,05	1,32	1,87	2,59	3,31	3,40	3,45	3,59	4,33
Total	24,96	25,83	26,57	28,32	29,88	31,66	32,20	32,93	33,75	33,72	33,17	33,37

Fuente: COCHILCO.

9.2.4. Proyección de consumo de electricidad por tipo de proyecto

Tabla 15: Consumo eléctrico esperado (TWh) en la minería del cobre por tipo de proyecto, 2020-2031

Tipo	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
Nuevo	2,01	2,44	2,99	4,37	5,25	6,83	7,79	8,22	9,36	9,91	10,58	10,44
Expansión	2,47	3,48	3,65	4,02	4,51	4,95	5,24	5,80	5,87	5,80	5,99	6,06
Reposición	0,89	1,49	1,46	2,09	2,79	3,65	3,77	4,36	4,72	4,63	4,18	4,95
Operando	19,57	18,42	18,46	17,84	17,33	16,23	15,40	14,55	13,79	13,39	12,43	11,91
Total	24,96	25,83	26,57	28,32	29,88	31,66	32,20	32,93	33,75	33,72	33,17	33,37

Fuente: COCHILCO.



9.2.5. Proyección de consumo de electricidad por regiones

Tabla 16: Proyección consumo eléctrico máximo (TWh) de la minería del cobre por región, 2020–2031

Región	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Arica y Parinacota	0,04	0,03	0,03	0,02	0,03	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Tarapacá	2,41	2,35	2,41	3,23	3,73	4,73	4,77	4,92	4,82	4,82	4,54	4,57
Antofagasta	15,72	16,34	16,76	17,37	18,35	18,91	18,85	19,21	20,53	20,44	20,61	19,64
Atacama	2,83	2,86	3,14	3,54	3,73	4,92	5,54	5,61	5,61	5,55	5,42	6,06
Coquimbo	1,59	1,65	1,75	1,82	2,11	2,18	2,30	2,33	2,35	2,32	2,36	2,37
Metropolitana	1,31	1,35	1,37	1,37	1,43	1,51	1,61	1,78	1,83	1,75	1,72	1,63
Valparaíso	1,71	1,55	1,69	1,68	1,67	1,60	1,67	1,70	1,76	1,69	1,53	1,93
O'Higgins	2,16	2,06	1,83	2,15	2,09	2,04	2,00	2,11	2,23	2,32	2,38	2,38
Total País	27,77	28,18	28,99	31,18	33,15	35,90	36,75	37,68	39,13	38,92	38,54	38,58

Fuente: COCHILCO.

Tabla 17: Proyección consumo eléctrico esperado (TWh) de la minería del cobre por región, 2020–2031

Región	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Arica y Parinacota	0,03	0,03	0,02	0,02	0,03	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Tarapacá	2,94	2,18	2,23	2,92	3,32	4,06	4,10	4,30	4,26	4,28	4,10	4,14
Antofagasta	13,26	14,89	15,35	15,91	16,79	17,21	16,97	17,28	17,93	17,79	17,82	17,01
Atacama	2,32	2,63	2,83	3,05	3,16	3,80	4,38	4,52	4,50	4,55	4,21	4,85
Coquimbo	1,57	1,53	1,61	1,66	1,85	1,90	2,00	2,03	2,05	2,06	2,09	2,11
Metropolitana	1,08	1,25	1,27	1,26	1,31	1,38	1,47	1,58	1,62	1,55	1,52	1,45
Valparaíso	1,60	1,43	1,57	1,55	1,54	1,48	1,51	1,33	1,34	1,36	1,24	1,61
O'Higgins	2,15	1,90	1,70	1,95	1,89	1,82	1,78	1,91	2,05	2,14	2,19	2,20
Total País	24,96	25,83	26,57	28,32	29,88	31,66	32,20	32,93	33,75	33,72	33,17	33,37

Fuente: COCHILCO.

Tabla 18: Proyección del consumo eléctrico mínimo (TWh) de la minería del cobre, 2020–2031

Región	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Arica y Parinacota	0,04	0,02	0,02	0,02	0,03	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Tarapacá	2,00	1,95	2,00	2,68	3,04	3,71	3,69	3,76	3,68	3,70	3,55	3,57
Antofagasta	13,03	13,48	13,81	14,29	15,00	15,33	14,97	15,14	15,50	15,16	15,06	14,25
Atacama	2,34	2,37	2,54	2,70	2,73	3,19	3,65	3,70	3,64	3,62	3,23	3,68
Coquimbo	1,31	1,37	1,44	1,48	1,64	1,67	1,72	1,74	1,75	1,74	1,76	1,75
Metropolitana	1,09	1,11	1,13	1,13	1,18	1,24	1,31	1,38	1,40	1,34	1,31	1,24
Valparaíso	1,42	1,28	1,40	1,39	1,38	1,32	1,34	1,10	1,07	1,09	0,91	1,23
O'Higgins	1,79	1,70	1,52	1,78	1,73	1,69	1,66	1,75	1,85	1,92	1,97	1,97
Total País	23,00	23,29	23,87	25,46	26,73	28,17	28,34	28,57	28,90	28,58	27,78	27,68

Fuente: COCHILCO.



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

Rosana Brantes Abarca

Analista de Estrategias y Políticas Públicas

Andrés González Eyzaguirre

Analista de Estrategias y Políticas Públicas

Jorge Cantallopts Araya

Director de Estudios y Políticas Públicas

Diciembre / 2020

