



Proyección del consumo de energía eléctrica en la minería del cobre 2018-2029

DEPP 19/2018

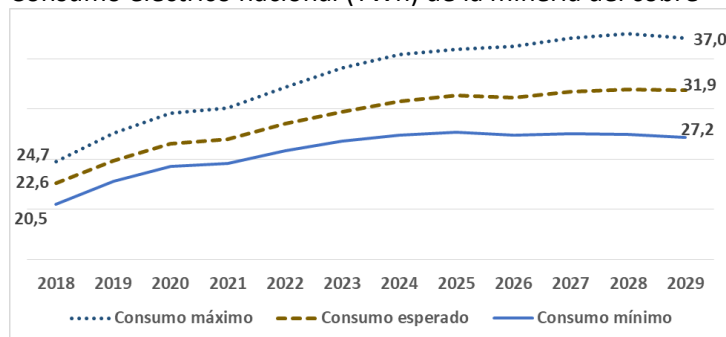
Resumen Ejecutivo

El presente estudio tiene por objetivo proyectar el consumo eléctrico de la minería del cobre para el periodo 2018-2029 sobre la base a dos factores:

- i) La cartera de proyectos y operaciones mineras vigentes, y
- ii) La cartera de proyectos futuros. Debido a la incertidumbre asociada a la producción, las estimaciones de consumo eléctrico se construyen tres escenarios: esperado, máximo y mínimo.

La figura ilustra los tres escenarios de consumo para cada año del periodo de proyección. El consumo eléctrico esperado crecería desde 22,6 TWh hasta 31,9 TWh (~2,9% promedio anual). Se estima, de acuerdo a este consumo, que para satisfacer la demanda esperada de la minería del cobre, se requeriría agregar una capacidad de generación eléctrica de 1.336 MW en el período 2019 – 2029.

Consumo eléctrico nacional (TWh) de la minería del cobre



Fuente: Cochilco

A nivel regional no se proyectan grandes variaciones en las participaciones de consumo. La región de Antofagasta seguirá concentrando más de la mitad del uso de energía en minería cuprífera, seguida por las regiones de Atacama, Tarapacá y O'Higgins con alrededor del 10% del consumo estimado cada una al comienzo del periodo. Sin embargo, a partir de 2024, se espera que Atacama aumente su participación por encima del 13% y que O'Higgins baje al 7%. Para Tarapacá por su parte no se prevén variaciones significativas.

Por otra parte, enfocando el análisis según la condicionalidad de las operaciones vigentes y proyectos, encontramos que si bien al 2018 las operaciones ya existentes concentran prácticamente la totalidad del consumo eléctrico esperado en minería cuprífera, al 2029 los proyectos potenciales, posibles y probables llegan a representar cerca de un cuarto del total. De igual forma, analizando por tipo o propósito del proyecto, vemos que los proyectos de expansión, reposición y especialmente los nuevos adquirirán una importancia creciente, en conjunto pasando de representar un 19% del consumo esperado en 2018 al 56% en 2029.

Al revisar el consumo esperado por procesos, vemos que la Concentradora es por lejos la principal fuente de consumo esperado durante todo el periodo, creciendo desde un 58% del consumo en 2018 al 67% hacia el 2029. El uso de agua marítima es otro proceso para el cual se proyecta un alza importante, pasando del 4% en 2018 al 10% en 2029, convirtiéndose en el segundo proceso de mayor intensidad de consumo eléctrico detrás de la Concentradora. Para los procesos de lixiviación por su parte se proyecta una caída importante desde un 20% del total en 2017 al 8% en 2029, mientras que para los de fundición se estima un leve decrecimiento en la participación, pasando del 7% en 2018 al 6% en 2028. Por último, los procesos de mina subterránea, refinera y servicios se mantendrán con participaciones relativamente bajas, con ninguno sobrepasando el 2% del consumo durante el periodo de estudio.

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. Sistema Eléctrico Nacional	7
4. Proyección del consumo anual de energía eléctrica 2018 – 2029	9
4.1. Proyección a nivel país	9
4.2. Proyección de demanda por potencia eléctrica	10
4.3. Proyección por regiones	11
5. Análisis del consumo eléctrico esperado según la condicionalidad de los proyectos	12
5.1. Análisis a nivel país	12
6. Análisis del consumo eléctrico esperado según tipo de proyecto	14
6.1. Análisis a nivel país	14
7. Análisis del consumo eléctrico esperado según tipo de proyecto	16
7.1. Distribución del consumo eléctrico esperado a nivel país	16
8. Conclusiones	18
9. Anexos	21
9.1. Anexos capítulo 2: Metodología	21
9.1.1. Proyectos mineros considerados en la proyección de energía	21
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 2018– 2029 en diferentes categorías	29
9.2.1. Proyección global	29
9.2.2. Proyección de consumo de electricidad según procesos	29
9.2.3. Proyección de consumo de electricidad según condición	30
9.2.4. Proyección de consumo de electricidad por tipo de proyecto	30
9.2.5. 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 de COCHILCO a diciembre 2017, su uso representa alrededor del 8% de los costos operacionales (incluye 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 por otras fuentes y también debido a la preponderancia creciente en la producción de concentrados, que es intensiva en el uso de agua. Como el agua de mar debe ser impulsada a las faenas mineras desde una mayor distancia, se incrementa la demanda por 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 2029, año en que podría estar en operación gran parte de la actual cartera de proyectos. Así, se muestran los resultados para el periodo 2018-2029 identificando los siguientes factores:

- Consumo eléctrico esperado según tipo de proyecto, sea 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 2018-2029, en base al informe *Inversión En La Minería Chilena - Cartera de Proyectos 2018-2029* publicado por Cochilco en noviembre de 2018. Asimismo, también se consideran proyectos y operaciones mineras de oro y de hierro que tendrían una coproducción significativa de cobre en el periodo mencionado.

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 2018-2029. Para esto, se realiza una regresión normal-log basada en los consumos unitarios durante el periodo 2001-2017. 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 2018 – 2029

PROCESOS	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Mina Rajo KWh/ TMF Cu	185,2	186,2	187,1	187,9	188,8	189,6	190,3	191,0	191,7	192,4	193,1	193,7
Mina Subterránea KWh/ TMF Cu	631,4	638,0	644,2	650,2	655,8	661,3	666,4	671,4	676,2	680,8	685,2	689,5
Concentradora KWh/TM min. Proce.	22,2	22,2	22,3	22,4	22,4	22,5	22,6	22,6	22,7	22,7	22,8	22,8
Fundición KWh/TM Conc. Proce.	327,5	327,4	327,3	327,2	327,1	327,0	327,0	326,9	326,8	326,8	326,7	326,6
Refinería KWh/ TMF Cu	366,2	366,7	367,2	367,7	368,2	368,6	369,1	369,5	369,9	370,3	370,6	371,0
LX/SX/EW KWh/ TMF Cu	3205,3	3217,8	3229,6	3240,9	3251,6	3261,9	3271,7	3281,1	3290,2	3298,9	3307,3	3315,4
Servicios KWh/ TMF Cu	163,7	164,2	164,7	165,1	165,5	165,9	166,2	166,6	166,9	167,2	167,5	167,8

Fuente: **Cochilco.**

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 2018-2029* 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 2018 – 2029).
- 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.

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

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 que los proyectos mineros presentes en la cartera de inversiones sufren retrasos más allá de los previstos, por ejemplo variaciones en las condiciones macroeconómicas, retrasos en la aprobación de permisos, retrasos en la ingeniería, etc.

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. Sistema Eléctrico Nacional

Entre los años 2017-2018 se ha estado realizando un proceso de unión de los dos principales sistemas de energía en el país: el Sistema Interconectado Norte Grande (SING) y el Sistema Interconectado Central (SIC), naciendo así el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), que alcanzará los 3.100 Km y que abarca 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 coordinador 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. Se destaca la interconexión entre el SIC y el SING a través de la línea Mejillones-Cardones de unos 600 km. de extensión) y también de la línea Cardones-Polpaico (784 km. de extensión, cuya construcción estaría en su etapa final. A la fecha de elaboración de este informe las funciones de este organismo coordinador se encuentra en etapa de transición, han estado trabajando en forma conjunta los Directorios y Direcciones del Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) SING y CDEC SIC en la integración eléctrica, desde su aspecto técnico, legal y de las personas. La totalidad del funcionamiento de esta interconexión se podrá apreciar cuando esté 100% operativa la línea Cardones-Polpaico, que debiera producirse ahora durante febrero 2019 (Fuente: Empresa ISA InterChile S.A. a cargo de la construcción de línea operativa Cardones-Polpaico).

Con el sistema interconectado una vez en funcionamiento en toda su capacidad, además de optimizar el uso de los recursos de generación ya disponibles, permitirá hacer 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. En efecto, como advierte Eduardo Andrade de Cigré Chile, si bien la electricidad generada a través de la geotermia es comparable a la producida por centrales eléctricas de carbón o gas, la

producción de electricidad en las centrales fotovoltaicas o eólicas depende de las variaciones propias de la naturaleza, lo que supone incertidumbre en el suministro.

En consecuencia, considerando que el suministro eléctrico debe ser estable y seguro a las necesidades de consumo, la incorporación de ERNC a la matriz energética depende en buena parte de la capacidad del sistema como un todo de compensar las variaciones naturales de este tipo de energías. Para lograrlo, debe estar presente la opción de centrales convencionales que puedan variar rápidamente su generación de electricidad en función de las variaciones instantáneas de las ERNC. Las centrales más aptas para este tipo de compensaciones son las hidráulicas (que actualmente tienen una presencia mayoritaria en el SIC), en tanto pueden tomar carga muy rápidamente, mientras que las centrales en base a carbón o a gas (que constituyen la base del SING), salvo algunas excepciones, cuando ya están generando carecen de la capacidad de tomar grandes volúmenes adicionales de carga o no lo pueden hacer con la velocidad requerida. Así, esta integración de los sistemas SIC y SING permitirá un trabajo conjunto de las fuentes energéticas ya existentes así como el incentivo a la adopción de una mayor oferta de ERNC.

Sumado a lo anterior, en 2016 se promulgó la Ley de Transmisión Eléctrica, marco legal que mejoró la competitividad del mercado promoviendo la llegada de nuevos proveedores al sistema eléctrico así como la integración y promoción de las ERNC. Este marco ya ha mostrado resultados positivos con menores precios promedio en el sector residencial así como un fuerte incremento de adjudicación de proyectos de estas energías en las licitaciones de 2016 y 2017. Dado que las mineras disponen de contratos de largo plazo con sus proveedores, el efecto no ha sido inmediato pero se estima que se disminuirán progresivamente sus costos de energía eléctrica en los próximos años.

4. Proyección del consumo anual de energía eléctrica 2018 – 2029

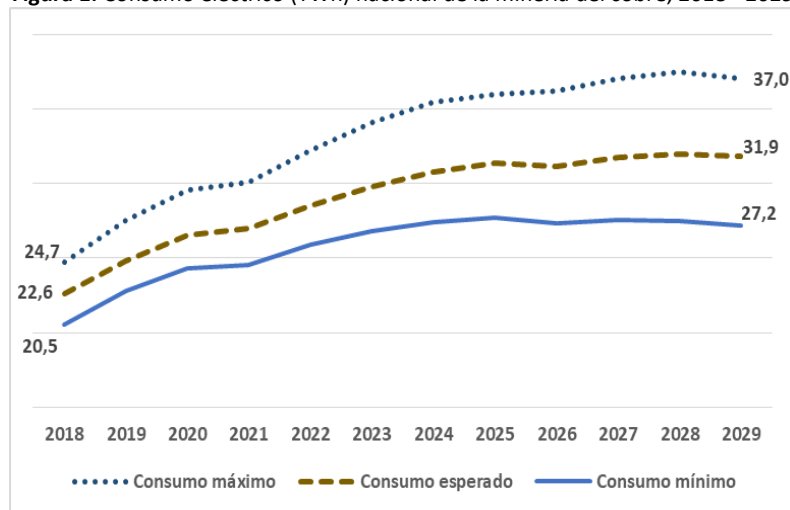
Cabe señalar y tomando en cuenta lo expuesto en capítulo anterior sobre el sistema eléctrico Nacional que de ahora en adelante corresponde ya a este estudio de proyecciones de electricidad referirse a un sistema único de energía en tanto que las distintas operaciones mineras podrán utilizar energía de distintas fuentes y zonas geográficas.

En este capítulo se muestra el resultado global de la proyección del consumo de energía eléctrica en la minería del cobre en el período 2018 – 2029. 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, el consumo eléctrico esperado crecería desde 22,6 TWh hasta 29,2 TWh (~2,9% promedio anual). Sin embargo, el crecimiento no es uniforme. En efecto, se aprecia un crecimiento esperado relativamente alto al 2020 de 22,6 TWh a 26,5 TWh (~8,3% promedio anual), para luego moderarse hasta 2024 (~3,8%) y estabilizarse desde dicho año hasta 2029 (~0,7%) llegando a 31,9 TW.

Figura 1: Consumo eléctrico (TWh) nacional de la minería del cobre, 2018 - 2029



Fuente: Cochilco.

Como vemos de la Figura 1, en el caso esperado, que recoge las incertidumbres del desarrollo de los proyectos, el consumo eléctrico crecería en un 41,2%, equivalente a una tasa del 2,9% promedio anual durante el período 2018 – 2029. En el caso máximo en tanto, el consumo crecería en un 49,8%, a una tasa promedio anual del 3,4%. Para el escenario de consumo mínimo por su parte se estima un crecimiento del 32,7%, lo que implica una tasa del 2,4% anual.

Dividiendo el periodo en intervalos trianuales, vemos de la tabla 3 que durante los primeros años se proyecta el crecimiento más fuerte en el consumo, lo que se explica en parte por una menor incertidumbre con respecto a los proyectos a ejecutar. Así, para el primer trienio el crecimiento en el consumo esperado es de 17,3%, para luego caer a 4,7% en el segundo trienio. El tercer trienio es el de menor crecimiento en todos los escenarios, situación que se explica particularmente por una menor producción en las operaciones ya existentes así como en los proyectos nuevos a desarrollarse.

Tabla 3: Variación trianual (%) del consumo eléctrico y producción cobre mina en Chile, 2018 – 2029

Escenario	Variable	18-20	21-23	24-26	27-29
Máximo	Consumo energía eléctrica	19,6	13,4	2,3	-0,1
	Producción cobre mina	14,6	10,5	0,5	-2,0
Esperado	Consumo energía eléctrica	17,3	10,4	1,2	0,4
	Producción cobre mina	13,9	8,1	-0,5	-1,7
Mínimo	Consumo energía eléctrica	18,4	9,2	-0,2	-1,4
	Producción cobre mina	13,7	6,9	-1,9	-3,2

Fuente: Cochilco.

Se aprecia además que en todos los trienios y para todos los escenarios la variación del consumo de energía eléctrica es superior al de la producción de cobre mina, situación que se explica principalmente por el decrecimiento de las leyes y el uso creciente de agua marítima en las faenas. Cabe señalar que en estas estimaciones no se han considerado eventuales mejoras de eficiencia energética que podrían aminorar el crecimiento proyectado en el consumo eléctrico. Este tema será analizado en futuros estudios, puesto que hay que hacer un análisis más profundo considerando la singularidad de las faenas como por ejemplo que para proyectos ya operando es más complejo realizar ajustes y/o cambios tecnológicos importantes para optimizar el consumo de energía, no así para proyectos nuevos en que habría una mayor oportunidad de aplicar conceptos de eficiencia energética desde un comienzo. Sin embargo se debe considerar que el sector de la eficiencia energética en Chile está poco profesionalizado y es incapaz de apoyar al sector minero de manera integral, existiendo brechas de formación en materia de Eficiencia Energética en Universidades, Centros de Formación Técnica, Institutos Profesionales, entre otros (Fuente: ACHEE 2017).

Finalmente, si se compara las proyecciones de energía eléctrica en minería y la producción de cobre del año pasado con las de este informe, podemos observar que las estimaciones de este año son mayores, ello se debe a ciertos factores como que muchas operaciones ajustaron su vida útil en comparación con la proyección pasada, lo que aumenta los volúmenes de producción en el largo plazo de las operaciones actualmente activas, también a que muchos proyectos cambiaron de condición, lo que hace que los ponderadores beneficien positivamente los perfiles de producción, por ejemplo, Rajo Inca pasa de potencial a probable, Quebrada Blanca pasa de potencial a probable, Spence de probable a base, Desarrollo Mantoverde de potencial a probable, entre otros. Finalmente este año en las proyecciones se añaden pequeños proyectos que impulsan levemente la producción, sobre todo en cátodos SxEw como Delirio, entre 2019 y 2024, y la reapertura de Michilla que hoy está en propiedad de Haldeman.

4.2. Proyección de demanda por potencia eléctrica

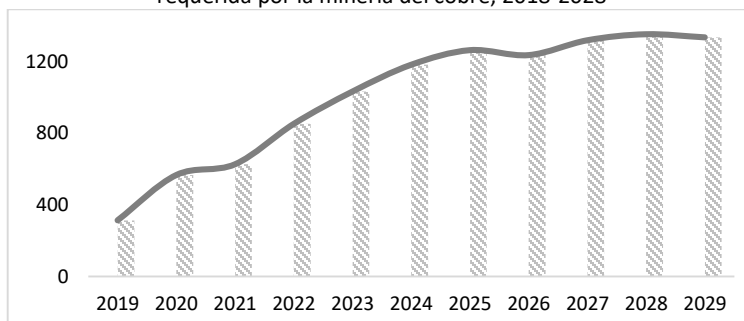
En la Figura 2 se ilustra la proyección de demanda acumulada de potencia eléctrica requerida para satisfacer el consumo eléctrico esperado de la minería del cobre² durante el periodo 2019-2029. Se

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 (Fuente: Coordinación Eléctrica nacional).

estima que el alza anual de 2020 será la más relevante, con un incremento de 45%. En general, la demanda de energía será creciente hasta el año 2028, disminuyendo en 1% para ya el 2029.

En suma, para todo el periodo 2019-2029, se estima un crecimiento de 4,3 veces para todo el sistema nacional de energía. En consecuencia, se requeriría agregar una capacidad de generación eléctrica de 1.336 MW.

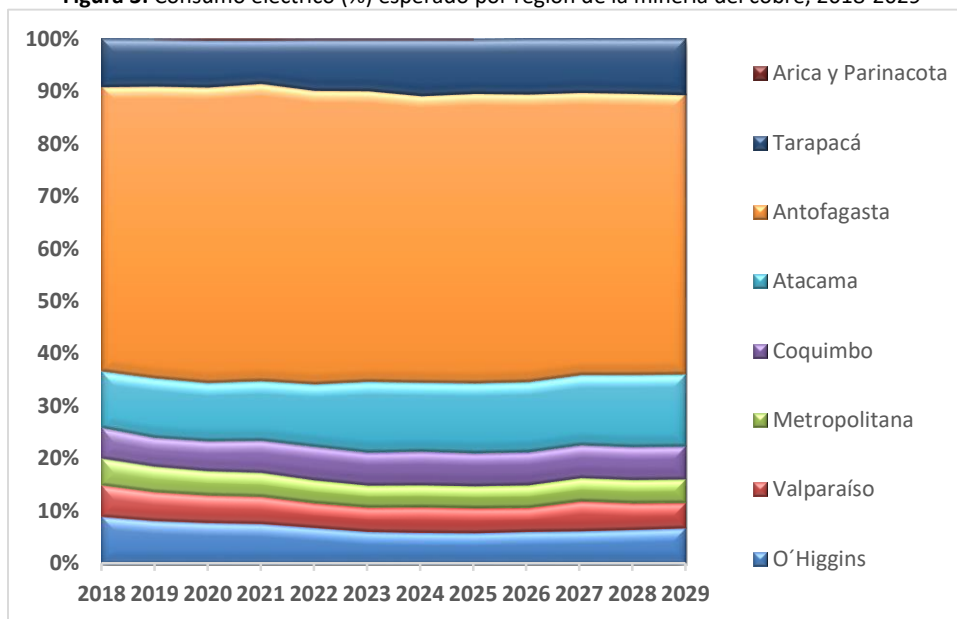
Figura 2: Proyección de la demanda acumulada de potencia eléctrica (MW) requerida por la minería del cobre, 2018-2028



Fuente: Cochilco.

4.3. Proyección por regiones

La Figura 3 ilustra las participaciones de consumo energético en minería por región durante 2018 y 2029. Como se puede apreciar, en general no se esperan grandes variaciones, las tres regiones que son más intensivas en el uso de energía eléctrica por parte de la minería en el 2018 son la región de Antofagasta, Atacama y O'Higgins. La región de Antofagasta, es la región que concentra la mayor parte de la producción de cobre del país y consecuentemente es la que más consume energía eléctrica, concentrando al 2018 más de la mitad del uso de energía, con 12,3 TWh representando un 54,3 % de la demanda eléctrica, porcentaje que se espera se mantenga durante todo el periodo de estudio. Le siguen las regiones de Atacama con 2,4 TWh (10,7%), Tarapacá con 2,1 TWh (9,0%) y O'Higgins con 2,0 TWh 8,9% de participación. A partir de 2024, se espera que Atacama aumente ligeramente su participación por encima del 13% llegando a 4,4 TWh (13,7%) en 2029, lo mismo con Tarapacá que aumentará levemente su participación a 10,5% con 3,3 TWh el 2029, en tanto O'Higgins se estima bajará levemente al 6,8% con 2,2 TWh (véase tabla 12 del Anexo).

Figura 3: Consumo eléctrico (%) esperado por región de la minería del cobre, 2018-2029

Fuente: Cochilco.

Para los escenarios mínimo y máximo, el patrón de comportamiento 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 (ver tablas 11 y 13 en el Anexo).

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

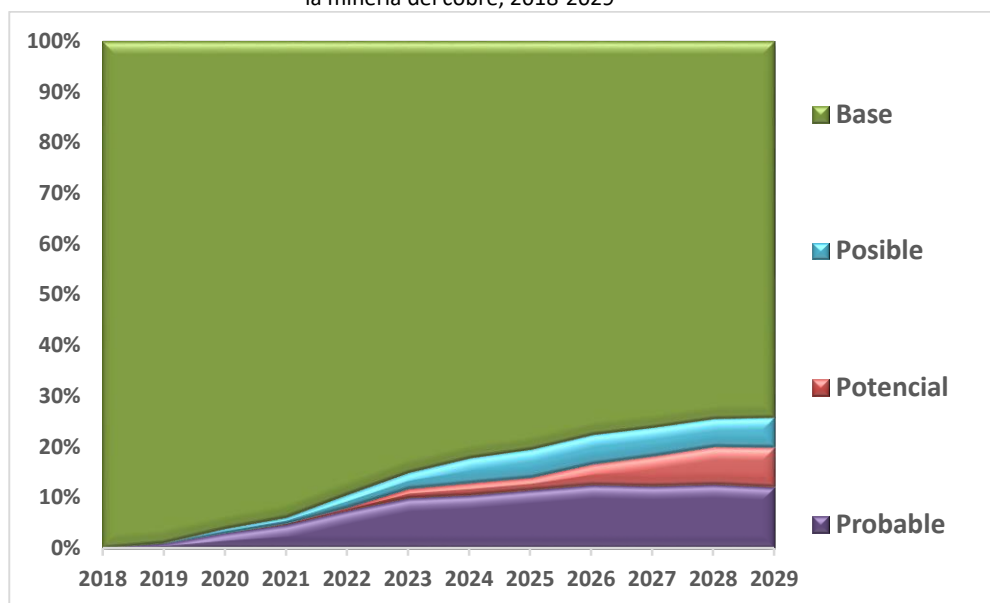
Como vimos previamente en la metodología, el consumo eléctrico esperado tiene su base más cierta en las actuales operaciones y en los proyectos ya en construcción. En cambio, el consumo eléctrico futuro que tendrían los proyectos que aún no cuentan con la decisión de construirse tiene un grado de incertidumbre 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 4, al año 2018 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 adquieren una mayor relevancia hasta representar un cuarto del consumo esperado total al 2029.

Figura 4: Proyección del consumo eléctrico nacional esperado (%) según la condicionalidad de operaciones y proyectos de la minería del cobre, 2018-2029



Fuente: Cochilco.

En la tabla 4 se ilustra la proyección en términos absolutos (TWh). Si se mira todo el período 2018-2029, el consumo eléctrico esperado de las operaciones en condición base en líneas generales, tiene leves variaciones durante el período de análisis, creciendo sólo un 4,3% en todo el período 2018-2029. Si este consumo base muestra un leve crecimiento al 2022 con un incremento anual promedio del 6,2% alcanzando 25,5 TWh y a partir del 2023 el consumo base irá declinando progresivamente a una tasa promedio anual de 1,1% en los años siguientes hasta alcanzar un consumo esperado de 23,6 TWh el año 2029. La razón de este declive se encuentra en la salida de operaciones y/o caídas proyectadas en las producciones, principalmente en la línea hidrometalurgia (Cerro Colorado y Spence de BHP, Mantos Blancos de Mantos Copper, Quebrada Blanca de Teck, El Abra de Freeport McMoRan, entre otras), además del rajo de Chuquicamata en línea concentrados.

En tanto en el mediano plazo y más al largo plazo, a partir de 2022, la demanda crece por la puesta en marcha de los proyectos probables, posibles, potenciales que se hacen más relevantes a una tasa anual promedio de crecimiento del 16,1%. Estos proyectos en su conjunto demandan crecientemente energía que alcanza en el año 2029 un consumo esperado de 8,2 TWh, correspondiente al 25,9% del consumo esperado total. Dentro de los principales proyectos probables, posibles y potenciales se considera la Extensión Los Colorados de BHP, Sierra Gorda Expansión 230 KTPD de KGHM International, Desembotellamiento Mantos Blancos de Mantos Copper y Distrito Centinela de Antofagasta Minerals, Santo Domingo de Capstone Mining, Rajo Inca de Codelco, Nueva Unión Fase 1 de Teck y GoldCorp, y Candelaria 2030 de Lundin Mining, entre otros.

Tabla 4: Proyección del consumo eléctrico nacional esperado (TWh) según la condicionalidad de operaciones y proyectos de la minería del cobre, 2018-2029

Condición	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
Base	22,63	24,55	25,53	25,32	25,49	25,32	25,29	25,22	24,16	24,15	23,77	23,61
Posible	0,00	0,04	0,23	0,34	0,77	0,96	1,56	1,77	1,85	1,85	1,82	1,93
Potencial	0,00	0,00	0,00	0,05	0,16	0,55	0,74	0,78	1,29	1,89	2,39	2,49
Probable	0,00	0,21	0,79	1,25	2,11	2,93	3,20	3,58	3,87	3,86	3,99	3,81
Total	22,64	24,80	26,54	26,96	28,52	29,76	30,80	31,36	31,17	31,74	31,97	31,85

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. Así, un aspecto relevante acotar es que resultará fundamental la activa participación de la nueva oferta que se generará por los proyectos de generación eléctrica en desarrollo dentro del SEN, donde las ERNC jugarán un papel crecientemente importante.

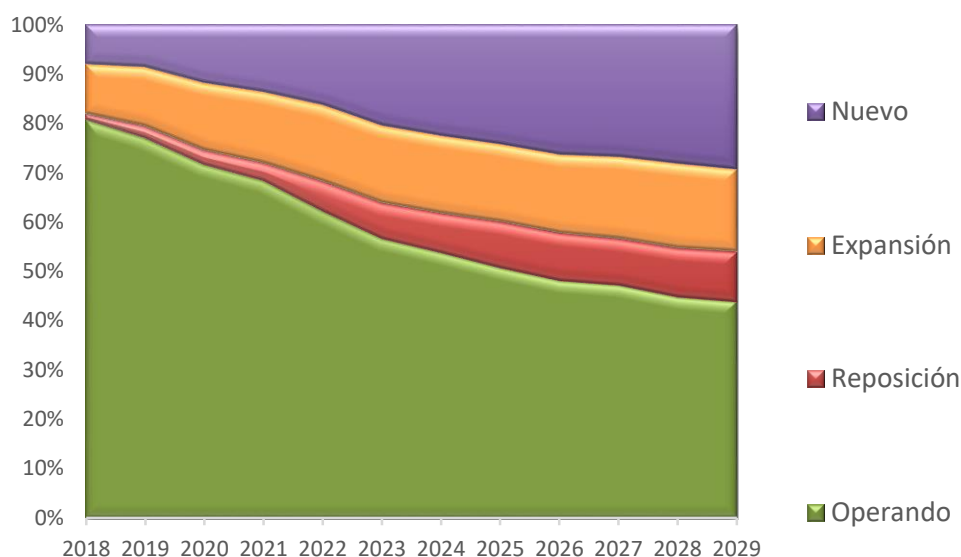
6. Análisis del consumo eléctrico esperado según tipo de proyecto

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. Es así como algunos proyectos son de reposición, para recuperar su capacidad productiva que se hubiere visto disminuida por efecto del deterioro de su base mineral, otros son de expansión para sustentar su competitividad vía aumento de escala de producción y los nuevos proyectos, cuyo desarrollo parte prácticamente de cero.

6.1. Análisis a nivel país

La Figura 5 y tabla 5 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 2018-2029.

Las operaciones vigentes representan el 80,8% del consumo de energía eléctrica en el 2018, con 18,3 TWh, este consumo va decreciendo levemente a una tasa anual del 3,8% en el período analizado llegando a consumir 14,0 TWh el 2029, lo que representará el 43,9% del consumo de energía eléctrica minera ese año.

Figura 5: Proyección del consumo eléctrico (TWh) nacional esperado según tipo de proyectos de la minería del cobre

Fuente: Cochilco.

Para algunas de las actuales operaciones se contemplan proyectos de reposición ó de expansión, que en su conjunto permiten esperar una demanda adicional de 8,6 TWh (26,9%) al 2029.

En tanto se proyecta que los proyectos nuevos pasen de representar el 8,0% del consumo esperado en 2019 al 29,2% en 2029. Así, en términos absolutos esto implica pasar desde 1,8 TWh a 9,3 TWh.

Tabla 5: Proyección del consumo eléctrico nacional esperado (TWh) por tipo de proyectos de la minería del cobre, 2018-2029

Tipo	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
Nuevo	1,81	2,13	3,13	3,66	4,62	6,06	6,90	7,57	8,16	8,45	8,96	9,30
Expansión	2,27	2,96	3,59	3,87	4,40	4,66	4,84	4,93	4,96	5,29	5,48	5,32
Reposición	0,26	0,60	0,80	0,98	1,75	2,18	2,49	2,94	3,03	3,01	3,19	3,26
Operando	18,29	19,11	19,02	18,44	17,75	16,86	16,56	15,92	15,02	14,99	14,34	13,97
Total	22,64	24,80	26,54	26,96	28,52	29,76	30,80	31,36	31,17	31,74	31,97	31,85

Fuente: Cochilco.

Cabe destacar la importancia estratégica de los proyectos nuevos, que son los más relevantes en términos de consumo energético detrás de aquellos que ya están operando y que serán los que enfrenten el mayor grado de incertidumbre en su desarrollo debido a las eventuales complejidades en su construcción y también dada la obtención de los permisos necesarios para darles inicio.

Asimismo es importante señalar que estos proyectos serán los que tienen mayor oportunidad de uso de energía sustentable, tanto por incorporación de ERNC directamente en los procesos mineros y/o en términos de eficiencia energética, donde la innovación energética es más barata y factible que para proyectos actualmente operando o en los que ya se tomaron las decisiones de diseño y construcción, ello podría permitir disminuir costos de producción futuros por ejemplo aplicando nuevas tecnologías, mejorando procesos, etc. y/o bien tomar la eficiencia energética desde un

comienzo como variable de la toma de decisión de la faena, tanto por cuidar el medio ambiente como por productividad (obtener más productos a menor costo).

7. Análisis del consumo eléctrico esperado según tipo de proyecto

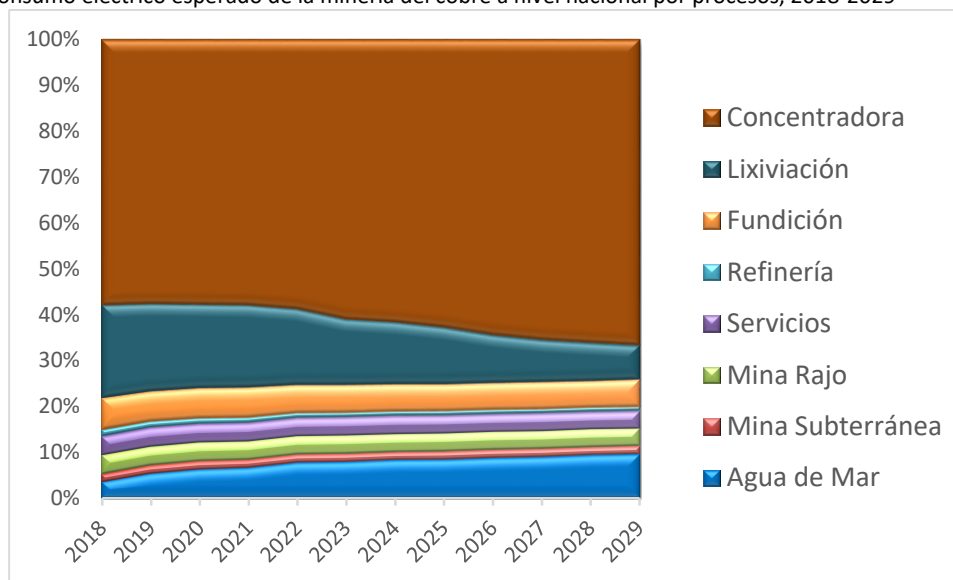
Para efectos del análisis de consumo eléctrico, Cochilco divide la minería del cobre en ocho procesos intensivos en energía eléctrica: uso de agua de mar (desalación y/o impulsión), minería subterránea, minería a rajo abierto, lixiviación (LX-SX-EW), concentradora, fundición, refinación y servicios. 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 de mineral a procesar.

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 6.

Figura 6: Consumo eléctrico esperado de la minería del cobre a nivel nacional por procesos, 2018-2029



Fuente: Cochilco.

Para el 2018 se estima que el mayor consumo de energía eléctrica lo genere la Concentradora con 13,1 TWh, lo que representa el 57,8% de la energía demandada. Esta relación es creciente en el tiempo, llegando 21,2 TWh hacia el 2029, representando el 66,6%. Esto se debe a que gran parte de los proyectos de expansión y los greenfield priorizan la producción de concentrados de cobre y debido también a menores leyes, lo que implica que una mayor cantidad de mineral a procesar.

Esto se explica en gran parte por la producción esperada de concentrados en Chuquibambilla de Codelco así como la puesta en marcha de una serie de proyectos nuevos, incluyendo Extensión Los

Colorados de BHP, Quebrada Blanca Fase II de Teck, Distrito Centinela de Antofagasta Minerals, Spence Growth Option, Nueva Unión Fase I, II y III de Teck y GoldCorp, y Santo Domingo de Capstone Mining. También están los proyectos, Sierra Gorda 230 ktpd y Desarrollo Mantoverde, pero con aportes más sujetos a sus avances de ingeniería y permisos.

Otro factor relacionado al aumento de la participación de la Concentradora es la caída en la producción de cátodos SXEW, lo que se refleja en que los procesos de lixiviación experimentarán una caída desde 4,6 TWh en 2018 a 2,4 TWh en 2029, pasando de representar un 20,2% a un 7,5% del total al final del periodo de estudio. Ello se debe a que la producción esperada de cátodos SxEw decrece en el período, tanto por el cierre de operaciones hidrometalurgias en la próxima década como por el agotamiento de recursos lixiviables. Es así como de las actuales 31 operaciones hidrometalúrgicas activas, hacia fines de la década solo quedaran 18 operativas, 9 pertenecientes a la gran minería más las 5 operaciones de Enami y un remanente de 4 operaciones de mediana minería. Los únicos “nuevos” proyectos observados en el futuro serían Diego de Almagro óxidos (2020-2029), Productora óxidos (2021-2035), Sierra Gorda óxidos (2019-2030) y algunos pequeños proyectos en el Distrito Centinela que mantendrían operativa la planta de óxidos actual (2025-2035).

Los procesos de fundición no experimentarán un cambio significativo, fluctuando entre un consumo esperado de energía eléctrica de 1,6 TWh (6,9%) a 1,9 TWh (6,0%) durante el periodo, lo que equivale a un crecimiento en consumo de energía del 18% hacia el 2029. En líneas generales hay estabilidad en la producción de las principales fundiciones del país con la excepción de Potrerillos de Codelco, para la cual se estima un alza de alrededor de dos tercios en su consumo eléctrico durante el intervalo 2018-2029 y a la nueva producción esperada del proyecto de modernización de la fundición Hernan 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 vs menor producción cátodos SxEw), ello no necesariamente se traducirá en aumento similar en la producción de las Fundiciones. Otro punto de suma importancia en términos de consumo energético para las fundiciones, es que en el marco de la implementación de la Norma de Emisión para Fundiciones de Cobre y Fuentes Emisoras de Arsénico, durante 2018 y 2019 se espera cambien algunos patrones de consumo energético que las fundiciones han tenido hasta ahora, ejemplo de ello es que tengan que manejar gases secundarios que antes no, también han habido ajustes de capacidad, u otros cambios como por ejemplo el Convertidor Teniente de Codelco deja de funcionar y se secará con funcionamiento de Horno Flash, asimismo está el uso de nuevas instalaciones como en Caletones en que el tratamiento de escorias será por planta de flotación de escorias. Es así que a partir de próximo año se tendrá analizar más en detalle los nuevos cambios en patrones de energía y que las fundiciones estén con todas sus instalaciones nuevas en operación debido al ajuste que están realizando para cumplir la norma de emisión, considerando así luego estas nuevas variables en la proyección a futuro de consumo de energía de estas instalaciones.

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

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 empleo 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 2018-2029” estima que el consumo de agua de mar crezca en un 230% entre 2018 y 2029, pasando de un estimado de 3,28 m³/seg a 10,82 m³/seg de agua de mar. Este aumento es impulsado fuertemente por la región de Antofagasta, particularmente entre 2019 y 2024, periodo en el cual se espera la puesta en marcha o ampliación de varias plantas desaladoras, tales como las de Escondida EWS inaugurada a principios de 2018, Planta desaladora Distrito Norte de Codelco, la ampliación de tuberías para Distrito Centinela de Antofagasta Minerals, el uso de agua de mar para expansión de Sierra Gorda de KGHM y la puesta en marcha progresiva para el proyecto de hierro Dominga a partir del 2020. En segundo lugar se proyecta que la región de Atacama tenga un crecimiento importante a partir de 2023, destacando los proyectos Santo Domingo de Capstone Mining, Nueva Unión de Goldcorp y Teck, el proyecto de mediana minería Productora de Hot Chili de capitales australianos, junto con los ya existentes como la planta desaladora de Lundin Mining y la de Mantos Copper.

En suma, se estima que el proceso de agua de mar tendrá un aumento de su consumo de energía eléctrica desde 0,8 TWh (3,6%) en 2018 a 3,1 TWh (9,6%) en 2029. Con esto, se proyecta que a fines del periodo el agua de mar será el proceso de mayor intensidad en consumo energético después de la Concentradora.

8. Conclusiones

La minería de cobre ha sido y es clave para el crecimiento económico de Chile. Sin embargo, la industria minera se enfrenta a una serie de desafíos estructurales e importantes que deberá afrontar, desde las minas que envejecen hasta las mayores expectativas sociales para un mejor desempeño en temas ambientales por parte de las minas de cobre. La minería ya es un consumidor intensivo de energía en Chile y las proyecciones estiman que la demanda de energía aumentará en los próximos 11 años un 41% debido principalmente:

- Al crecimiento en la producción esperada de concentrado de cobre, que ya en el 2018 es el proceso que consume más de la mitad de la demanda esperada de energía eléctrica en minería del cobre y que seguirá creciendo hasta representar un 67% del total al 2029. Esto se explica por el incremento en la producción de concentrados, proceso intensivo en uso de energía, pero también por una menor producción de cátodos de cobre, tanto por el cierre de operaciones hidrometalúrgicas en la próxima década como por el agotamiento de recursos lixiviables, lo que trae como contraparte una caída en la demanda eléctrica en los procesos de lixiviación, que bajarán su participación desde un 20% del consumo total proyectado en 2018 hasta apenas un 7,5% en 2029.
- Al incremento en la demanda de energía por desalinización y / o bombeo de agua de mar a operaciones mineras (ubicadas a gran altura y lejos de la costa) que pasa del 4% en 2018 al 10% en 2029, llegando a convertirse en el segundo proceso de mayor intensidad de consumo eléctrico. Esto responde principalmente al aumento de operaciones de concentración, proceso altamente intensivo en el uso de agua, insumo particularmente escaso en Antofagasta y Atacama, por lo cual existen una serie de proyectos futuros de plantas desalinizadoras ubicadas en las regiones de Antofagasta y Atacama, lo que implicará un mayor uso de energía eléctrica para el funcionamiento de las plantas, pero principalmente para impulsar el agua hacia las faenas mineras.
- Por el envejecimiento de las minas (tema estructural mayor distancias de acarreo, mayor dureza del mineral, caída de leyes del mineral, entre otros).

Al revisar el consumo esperado por región, en general no se esperan grandes variaciones en la distribución del consumo de energía, las regiones que son más intensivas hoy en el uso de energía eléctrica por parte de la minería son la región de Antofagasta, que concentra la mayor parte de la producción de cobre del país y consecuentemente es la que más consume energía eléctrica (58%), seguida por Atacama (11%), Tarapacá (9%) y O'Higgins (9%). Al 2029 Antofagasta mantendrá su liderazgo en consumo energético, Atacama y Tarapacá subirán levemente su participación a 14% y 11% respectivamente, en tanto O'Higgins bajará levemente al 7%.

Ahora bien, en los últimos años la industria cuprífera nacional ha debido lidiar con múltiples problemas para satisfacer su consumo energético. Además de la dependencia a fuentes externas como carbón, petróleo y gas para la generación de energía, enfrenta como se mencionó anteriormente el progresivo envejecimiento de las principales minas lo que presiona a mayores niveles de consumo energético. Asimismo, el desarrollo futuro de nuevos proyectos constituye una presión adicional al alza que plantea el problema de satisfacer a una demanda creciente.

No obstante, la capacidad de la oferta para dar respuestas eficientes no ha satisfecho las aspiraciones industriales, llegando a identificarse a la matriz energética por diferentes analistas de la industria como un “cuello de botella” para el desarrollo cuprífero nacional. En términos acotados, este problema se puede dividir en dos desafíos clave: en primer lugar asegurar el abastecimiento necesario para satisfacer la producción, y en segundo lugar, mantener los costos acotados a fin de lograr una mayor rentabilidad en los proyectos y obtener una posición competitiva en el mercado.

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 abarcará casi la totalidad del territorio nacional, y que una vez esté en funcionamiento en toda su capacidad (se espera al 2019), repercutirá en menores costos, además de optimizar el uso de los recursos de generación ya disponibles, permitirá hacer 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 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 o eólica.

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 eventualmente repercutirá 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 las licitaciones de 2016 y 2017.

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.

Por último, otro elemento que ha cobrado una creciente relevancia en los últimos años radica en la consecución de mejoras de eficiencia en el uso de energía y tener menores emisiones de gases de

efecto invernadero (derivadas del consumo de energía). Estamos en un mundo cada vez más globalizado, que cambia rápidamente, impulsado en parte por las tendencias socioeconómicas global, el cambio climático, por una mayor importancia a nivel mundial de contar con un desarrollo sustentable ambientalmente, y los rápidos avances en ciencia y tecnología. En este contexto para que la minería de cobre continúe siendo un fuerte impulsor del crecimiento económico en Chile, deberá adaptarse a estas condiciones cambiantes y aprovechar estas oportunidades.

Por lo tanto, hay suficientes motivaciones para innovar en eficiencia energética en el sector minero del cobre en Chile. Sin embargo, hay aspectos que pueden actuar como barreras para implementar o generalizar medidas de eficiencia energética en las minas de cobre, dada la singularidad de cada una de ellas, los costos de innovar, la complejidad de innovar en faenas ya operando, la falta de capital humano especializado en eficiencia energética en minería, por mencionar algunas barreras. Probablemente las minas de cobre sin asistencia puedan no superar estas barreras, en ese sentido, la intervención del gobierno chileno es necesaria para avanzar en la eficiencia energética.

Al respecto, en los últimos años el Estado ha trabajado en el diseño de una Ley de Eficiencia Energética que hoy se encuentra en primer trámite en el Senado. 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 en eficiencia energética por parte del Ministerio de Energía, siendo así el primer sector económico en colaborar con esta nueva propuesta de ley y, como resultado, el sector minero de cobre proporcionó información estratégica importante de eficiencia energética en las minas de cobre que mostró ahorros potenciales en el consumo de energía en las minas de cobre. Además de promover una Ley de eficiencia energética en Chile, que seguramente ayudará a implementar medidas de eficiencia energética no sólo en el sector minero sino que en todos los sectores en Chile, aun así el país tiene que hacer frente a los desafíos en materia de eficiencia energética como el desarrollo de capacidades en Eficiencia Energética como capital humano que puede realice diagnósticos energéticos oportunos y efectivos, implemente sistemas de gestión de energía y promueva e implemente innovación tecnológica, y todo esto debe basarse en una medición y verificación correctas de los indicadores de eficiencia energética.

Con respecto a los principales cambios con respecto a la proyección del año pasado es que se observan mayores estimaciones de consumo de energía eléctrica por parte de la minería, ello se debe básicamente a una estimación de mayor producción estimada de cobre debido a factores como que muchas operaciones ajustaron su vida útil en comparación con la proyección pasada, lo que aumenta los volúmenes de producción en el largo plazo de las operaciones actualmente activas, también a que muchos proyectos cambiaron de condición, lo que hace que los ponderadores beneficien positivamente los perfiles de producción.

9. Anexos

9.1. Anexos capítulo 2: Metodología

9.1.1. Proyectos mineros considerados en la proyección de energía

Tabla 6: Operaciones vigentes de cobre

Compañía	Mina	Región	Etapas de desarrollo	Condición	Producto
Mantos Copper	Mantos Blancos	Antofagasta	Operación	Base	Concentrado
Mantos Copper	Desembotellamiento Mantos Blancos	Antofagasta	Factibilidad	Probable	Concentrado
Mantos Copper	Desarrollo Mantoverde	Atacama	Factibilidad	Posible	Concentrado
Anglo American Chile	El Soldado	Valparaíso	Operación	Base	Concentrado
Anglo American Chile	Los Bronces	RM	Operación	Base	Concentrado
Antofagasta Minerals	Esperanza	Antofagasta	Operación	Base	Concentrado
Antofagasta Minerals	Actualización Esperanza	Antofagasta	Operación	Base	Concentrado
Antofagasta Minerals	Esperanza Sur	Antofagasta	Factibilidad	Probable	Concentrado
Antofagasta Minerals	Encuentro Sulfuros	Antofagasta	Factibilidad	Probable	Concentrado
Antofagasta Minerals	Los Pelambres	Coquimbo	Operación	Base	Concentrado
Antofagasta Minerals	Los Pelambres Ampliación Marginal I	Coquimbo	Factibilidad	Probable	Concentrado
Antofagasta Minerals	Los Pelambres Ampliación Marginal II	Coquimbo	Factibilidad	Posible	Concentrado
Antofagasta Minerals	Los Pelambres Ampliación IV	Coquimbo	Hipotético	Hipotético	Concentrado
Antofagasta Minerals	Zaldívar	Antofagasta	Operación	Base	Concentrado
BHP Billiton	Escondida	Antofagasta	Operación	Base	Concentrado
BHP Billiton	Escondida OGP I	Antofagasta	Operación	Base	Concentrado
BHP Billiton	Extensión Los Colorados	Antofagasta	Factibilidad	Probable	Concentrado
BHP Billiton	Spence Growth Option	Antofagasta	Factibilidad	Posible	Concentrado
Capstone Mining	Santo Domingo	Atacama	Factibilidad	Probable	Concentrado
CODELCO	Chuqui Rajo	Antofagasta	Operación	Base	Concentrado
CODELCO	Chuqui Subte	Antofagasta	En Ejecución	Base	Concentrado
CODELCO	RT Sulfuros Fase I	Antofagasta	Operación	Base	Concentrado
CODELCO	RT Sulfuros Fase II	Antofagasta	En Ejecución	Base	Concentrado
CODELCO	Ministro Hales	Antofagasta	Operación	Base	Concentrado
CODELCO	Ministro Hales Subte	Antofagasta	Hipotético	Hipotético	Concentrado
CODELCO	Salvador	Atacama	Operación	Base	Concentrado
CODELCO	Salvador Inca	Atacama	Operación	Base	Concentrado
CODELCO	Rajo Inca	Atacama	Pre-Fact.	Potencial	Concentrado
CODELCO	Andina	Valparaíso	Operación	Base	Concentrado
CODELCO	Andina III Panel	Valparaíso	Operación	Base	Concentrado
CODELCO	Andina Exp. Fase II	Valparaíso	Pre-Fact.	Potencial	Concentrado
CODELCO	El Teniente	O'Higgins	Operación	Base	Concentrado
CODELCO	El Teniente Rajo Sur	O'Higgins	Operación	Base	Concentrado
CODELCO	Nuevo Nivel Mina y Otros Proy	O'Higgins	En Ejecución	Base	Concentrado
Doña Inés de Collahuasi	Collahuasi	Tarapacá	Operación	Base	Concentrado

Doña Inés de Collahuasi	Collahuasi Optimización 170 ktpd	Tarapacá	Factibilidad	Probable	Concentrado
Doña Inés de Collahuasi	Collahuasi Ampl. Fase III	Tarapacá	Hipotético	Hipotético	Concentrado
Freeport McMoRan	El Abra Mill Project	Antofagasta	Factibilidad	Potencial	Concentrado
Glencore-Xstrata	Lomas Bayas Sulfuros	Antofagasta	Hipotético	Hipotético	Concentrado
Glencore-Xstrata	Altos de Punitaqui	Coquimbo	Operación	Base	Concentrado
KGHM INT.	Sierra Gorda Concentrados	Antofagasta	Operación	Base	Concentrado
KGHM INT.	Sierra Gorda Expansión 230 ktpd	Antofagasta	Factibilidad	Posible	Concentrado
Lunding Mining	Ojos del Salado	Atacama	Operación	Base	Concentrado
Lunding Mining	Candelaria	Atacama	Operación	Base	Concentrado
Lunding Mining	Candelaria 2030	Atacama	Factibilidad	Probable	Concentrado
Pan Pacific Copper	Caserones Concentrados	Atacama	Operación	Base	Concentrado
Teck	Andacollo Hipógeno	Atacama	Operación	Base	Concentrado
Teck	Quebrada Blanca Hipógeno	Tarapacá	Factibilidad	Potencial	Concentrado
Teck - Gold Corp	NuevaUnión Fase 1	Atacama	Factibilidad	Potencial	Concentrado
Teck - Gold Corp	NuevaUnión Fase 2	Atacama	Factibilidad	Potencial	Concentrado
Teck - Gold Corp	NuevaUnión Fase 3	Atacama	Factibilidad	Potencial	Concentrado
Amerigo Res.	Valle Central - Relaves frescos	O'Higgins	Operación	Base	Concentrado
Amerigo Res.	Valle Central - Colihues	O'Higgins	Cerrada	Base	Concentrado
Amerigo Res.	Valle Central Expansión (Cauquenes)	O'Higgins	Operación	Base	Concentrado
CEM San Andrés	San Andres	Atacama	Operación	Base	Concentrado
Cerro Dominador	Faride	Antofagasta	Cerrada	Base	Concentrado
Cerro Negro	Cerro Negro	Valparaíso	Operación	Base	Concentrado
COEMIN	Carola	Atacama	Operación	Base	Concentrado
Copec	Diego de Almagro Sulf.	Atacama	Factibilidad	Probable	Concentrado
Copper Bay	Playa Verde	Atacama	Factibilidad	Probable	Concentrado
Don Alberto	Planta Las Vacas	Coquimbo	Operación	Base	Concentrado
ENAMI	Matta	Atacama	Operación	Base	Concentrado
ENAMI	Vallenar	Atacama	Operación	Base	Concentrado
ENAMI	Delta	Coquimbo	Operación	Base	Concentrado
Hot Chili	Productora	Atacama	Pre-Fact.	Potencial	Concentrado
Las Cenizas	Cabildo	Valparaíso	Operación	Base	Concentrado
Las Cenizas	Taltal	Antofagasta	Operación	Base	Concentrado
La Patagua	Peumo y Don Jaime	Valparaíso	Operación	Base	Concentrado
Linderos	Linderos	Coquimbo	Operación	Base	Concentrado
Nittetsu Mining	Atacama Kozan	Atacama	Operación	Base	Concentrado
Pan Aust	Inca de Oro	Atacama	Hipotético	Hipotético	Concentrado
Pucobre	San José	Atacama	Operación	Base	Concentrado
Pucobre	El Espino Conc	Coquimbo	Factibilidad	Probable	Concentrado
San Gerónimo	Planta Talcuna	Coquimbo	Operación	Base	Concentrado
SCM Tambillos	Tambillos	Coquimbo	Operación	Base	Concentrado
Talcuna	Talcuna	Coquimbo	Operación	Base	Concentrado
Mantos Copper	Mantos Blancos	Antofagasta	Operación	Base	SXEW
Mantos Copper	Mantoverde	Atacama	Operación	Base	SXEW
Mantos Copper	Mantoverde Ext.	Atacama	Hipotético	Hipotético	SXEW

Anglo American CHILE	El Soldado	Valparaíso	Operación	Base	SXEW
Anglo American CHILE	Los Bronces	RM	Operación	Base	SXEW
Antofagasta Minerals	Encuentro Óxidos	Antofagasta	En Ejecución	Base	SXEW
Antofagasta Minerals	Otros proyectos Centinela	Antofagasta	Factibilidad	Probable	SXEW
Haldeman	Michilla Reapertura	Antofagasta	Hipotético	Hipotético	SXEW
Antofagasta Minerals	Tesoro	Antofagasta	Operación	Base	SXEW
Antofagasta Minerals	Antucoya	Antofagasta	Operación	Base	SXEW
Antofagasta Minerals	Zaldivar	Antofagasta	Operación	Base	SXEW
BHP Billiton	Cerro Colorado	Tarapacá	Operación	Base	SXEW
BHP Billiton	Cerro Colorado Operacional	Tarapacá	Hipotético	Hipotético	SXEW
BHP Billiton	Spence	Antofagasta	Operación	Base	SXEW
BHP Billiton	Escondida Óxidos	Antofagasta	Operación	Base	SXEW
BHP Billiton	Escondida Biolix.	Antofagasta	Operación	Base	SXEW
Codelco	Mina Sur Chuqui y Otros	Antofagasta	Operación	Base	SXEW
Codelco	R.Tomic Óxidos	Antofagasta	Operación	Base	SXEW
Codelco	Ministro Hales	Antofagasta	Operación	Base	SXEW
Codelco	Salvador	Atacama	Operación	Base	SXEW
Codelco	TTE. Recuperación Cu	O'Higgins	Operación	Base	SXEW
Codelco	Andina SBL	Valparaíso	Proy. Hipotético	Hipotético	SXEW
Codelco	Gabriela Mistral	Antofagasta	Operación	Base	SXEW
Doña Inés de Collahuasi	Collahuasi SxEw	Tarapacá	Operación	Base	SXEW
Freeport McMoRan	El Abra	Antofagasta	Operación	Base	SXEW
Glencore-Xstrata	Lomas Bayas HEAP	Antofagasta	Operación	Base	SXEW
KGHM International	Sierra Gorda Óxidos	Antofagasta	Factibilidad	Probable	SXEW
KGHM International	Franke	Antofagasta	Operación	Base	SXEW
KGHM International	Franke - Continuidad Operacional	Antofagasta	En Ejecución	Base	SXEW
Pan Pacific Copper	Caserones	Atacama	Operación	Base	SXEW
Teck	Quebrada Blanca	Tarapacá	Operación	Base	SXEW
Teck	Andacollo Óxidos	Coquimbo	Operación	Base	SXEW
Teck	Andacollo Lix Ripios	Coquimbo	Factibilidad	Probable	SXEW
CEMIN	Dos Amigos	Atacama	Operación	Base	SXEW
CEMIN	Catemu	Valparaíso	Operación	Base	SXEW
Cerro Negro	Cerro Negro	Valparaíso	Operación	Base	SXEW
Copec	Diego de Almagro Óxidos	Atacama	Factibilidad	Posible	SXEW
COPPER BAY	Playa Verde SXEW	Atacama	Factibilidad	Probable	SXEW
ENAMI	Planta Matta	Atacama	Operación	Base	SXEW
ENAMI	Planta Vallenar	Atacama	Operación	Base	SXEW
ENAMI	Planta El Salado	Atacama	Operación	Base	SXEW
ENAMI	Planta J.A. Moreno (Taltal)	Antofagasta	Operación	Base	SXEW
ENAMI	Delta	Coquimbo	Operación	Base	SXEW
Hot Chili	Productora Óxidos	Atacama	Pre-Factibilidad	Potencial	SXEW
Haldeman	Sagasca	Tarapacá	Operación	Base	SXEW
Haldeman	Sagasca cont. Operacional	Tarapacá	Factibilidad	Probable	SXEW
Las Cenizas	Taltal Óxidos	Antofagasta	Operación	Base	SXEW
Mantos de la Luna	Mantos de Luna	Antofagasta	Operación	Base	SXEW
Pucobre	Pucobre	Atacama	Operación	Base	SXEW

PUCOBRE	Tovaku	Antofagasta	Hipotético	Hipotético	SXEW
Sierra Miranda	Sierra Miranda	Antofagasta	Operación	Base	SXEW
Sprott Resources	Tres Valles	Coquimbo	Operación	Base	SXEW
Sprott Resources	Tres Valles Exp.	Coquimbo	Hipotético	Hipotético	SXEW
Pampa Camarones	Pampa Camarones	Arica y Parinacota	Operación	Base	SXEW
Pampa Camarones	Pampa Camarones Exp.	Arica y Parinacota	Hipotético	Hipotético	SXEW
Santiago Metals	Delirio		En Ejecución	Base	SXEW
Tocopilla	Tocopilla	Antofagasta	Operación	Base	SXEW

Fuente: Inversión en la Minería Chilena - Cartera de Proyectos 2018 -2029, Cochilco.

Tabla 7: Operaciones y proyectos considerados con Uso de Agua de Mar, total o parcialmente

Compañía	Mina	Región	Etapas de desarrollo	Condición
Mantos Copper	Desarrollo Mantoverde	Atacama	Factibilidad	Potencial
Antofagasta Minerals	Centinela (Esperanza)	Antofagasta	Operación	Base
Antofagasta Minerals	Centinela (Actualización Esperanza)	Antofagasta	Operación	Base
Antofagasta Minerals	Esperanza Sur	Antofagasta	Factibilidad	Posible
Antofagasta Minerals	Encuentro Sulfuros	Antofagasta	Factibilidad	Potencial
Antofagasta Minerals	Los Pelambres Ampliación Marginal I	Coquimbo	Factibilidad	Probable
Antofagasta Minerals	Los Pelambres Ampliación Marginal II	Coquimbo	Factibilidad	Posible
BHP Billiton	Escondida	Antofagasta	Operación	Base
BHP Billiton	Escondida OGP I	Antofagasta	Operación	Base
BHP Billiton	Extensión Los Colorados	Antofagasta	Factibilidad	Probable
BHP Billiton	Spence Growth Option	Antofagasta	Factibilidad	Posible
Capstone Mining	Santo Domingo	Atacama	Factibilidad	Probable
CODELCO	Chuqui Subte	Antofagasta	En Ejecución	Base
CODELCO	RT Sulfuros Fase I	Antofagasta	Operación	Base
CODELCO	RT Sulfuros Fase II	Antofagasta	En Ejecución	Base
CODELCO	Ministro Hales	Antofagasta	Operación	Base
Freeport McMoRan	El Abra Mill Project	Antofagasta	Factibilidad	Potencial
KGHM INT.	Sierra Gorda Concentrados	Antofagasta	Operación	Base
KGHM INT.	Sierra Gorda Expansión 230 ktpd	Antofagasta	Factibilidad	Posible
Lunding Mining	Ojos del Salado	Atacama	Operación	Base
Lunding Mining	Candelaria	Atacama	Operación	Base
Lunding Mining	Candelaria 2030	Atacama	Factibilidad	Probable
Teck	Quebrada Blanca Hipógeno	Tarapacá	Factibilidad	Potencial
Teck - Gold Corp	NuevaUnión Fase 1	Atacama	Pre-Factibilidad	Potencial
Teck - Gold Corp	NuevaUnión Fase 2	Atacama	Pre-Factibilidad	Potencial
Andes Iron SpA	Dominga	Coquimbo	Factibilidad	Posible
COPEC	Diego de Almagro Sulf.	Atacama	Factibilidad	Probable
Copper Bay	Playa Verde	Atacama	Factibilidad	Probable
Las Cenizas	Taltal	Antofagasta	Operación	Base
BHP Billiton	Escondida	Antofagasta	Operación	Base
BHP Billiton	Escondida OGP I	Antofagasta	Operación	Base
BHP Billiton	Extensión Los Colorados	Antofagasta	Factibilidad	Probable
Mantos Copper	Mantoverde	Atacama	Operación	Base
Antofagasta Minerals	Encuentro Óxidos	Antofagasta	En Ejecución	Base
Antofagasta Minerals	Michilla	Antofagasta	Cerrada	Base
Antofagasta Minerals	Antucoya	Antofagasta	Operación	Base
KGHM International	Sierra Gorda Óxidos	Antofagasta	Factibilidad	Probable
COPEC	Diego de Almagro Óxidos	Atacama	Factibilidad	Posible

ENAMI	Planta J.A. Moreno (Taltal)	Antofagasta	Operación	Base
Las Cenizas	Taltal Óxidos	Antofagasta	Operación	Base
Mantos de la Luna	Mantos de Luna	Antofagasta	Operación	Base
BHP Billiton	Spence	Antofagasta	Operación	Base
BHP Billiton	Escondida Óxidos	Antofagasta	Operación	Base
BHP Billiton	Escondida Biolix.	Antofagasta	Operación	Base

Fuente: **Cochilco, 2018**

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 8: 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 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 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 2018– 2029 en diferentes categorías

9.2.1. Proyección global

Tabla 9: Consumo máximo, mínimo y esperado (TWh) de la minería del Cobre 2018-2029, país.

Escenario	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
Consumo máximo	24,7	27,5	29,6	30,1	32,2	34,1	35,4	36,0	36,2	37,1	37,5	37,0
Consumo esperado	22,6	24,8	26,5	27,0	28,5	29,8	30,8	31,4	31,2	31,7	32,0	31,9
Consumo mínimo	20,5	22,8	24,3	24,5	25,9	26,8	27,4	27,7	27,4	27,5	27,5	27,2

Fuente: Cochilco.

9.2.2. Proyección de consumo de electricidad según procesos

Tabla 10: Consumo máximo de electricidad (TWh) por parte de la minería del cobre por procesos, país

Proceso	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
Concentradora	14,31	15,62	16,83	17,20	18,71	20,58	21,65	22,37	23,11	24,06	24,59	24,45
Mina Rajo	1,02	1,11	1,17	1,19	1,25	1,33	1,38	1,39	1,39	1,42	1,43	1,40
Mina Subte.	0,41	0,48	0,52	0,51	0,57	0,57	0,57	0,59	0,59	0,59	0,60	0,59
Fundición	1,70	1,78	1,89	1,92	1,94	2,01	2,06	2,06	2,05	2,07	2,06	2,10
Refinería	0,36	0,37	0,38	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37
Lixiviación	4,98	5,53	5,67	5,64	5,49	5,05	4,89	4,60	3,93	3,59	3,30	2,98
Servicios	1,01	1,10	1,16	1,18	1,24	1,31	1,35	1,36	1,36	1,38	1,39	1,36
Agua de Mar	0,94	1,56	1,96	2,06	2,63	2,90	3,15	3,21	3,43	3,57	3,74	3,78
Total	24,74	27,54	29,59	30,07	32,21	34,11	35,41	35,96	36,23	37,06	37,48	37,03

Fuente: Cochilco.

Tabla 11: Consumo esperado de electricidad (TWh) por parte de la minería del cobre por procesos, país

Proceso	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
Concentradora	13,09	14,28	15,31	15,59	16,74	18,14	18,96	19,64	20,06	20,75	21,10	21,20
Mina Rajo	0,94	1,01	1,07	1,08	1,12	1,18	1,21	1,22	1,21	1,23	1,23	1,21
Mina Subte.	0,38	0,44	0,47	0,46	0,51	0,51	0,52	0,55	0,54	0,54	0,55	0,54
Fundición	1,57	1,65	1,75	1,78	1,77	1,82	1,86	1,86	1,85	1,89	1,88	1,92
Refinería	0,33	0,35	0,35	0,34	0,34	0,34	0,35	0,35	0,35	0,35	0,34	0,34
Lixiviación	4,58	4,72	4,85	4,83	4,70	4,25	4,15	3,90	3,24	2,93	2,68	2,39
Servicios	0,93	1,01	1,06	1,07	1,11	1,16	1,19	1,20	1,19	1,20	1,20	1,18
Agua de Mar	0,82	1,35	1,68	1,80	2,21	2,36	2,57	2,63	2,74	2,86	3,00	3,06
Total	22,64	24,80	26,54	26,96	28,52	29,76	30,80	31,36	31,17	31,74	31,97	31,85

Fuente: Cochilco.

Tabla 12: Consumo mínimo de electricidad (TWh) por parte de la minería del cobre por procesos, país

Proceso	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
Concentradora	11,85	12,93	13,85	14,05	15,03	16,12	16,69	17,18	17,39	17,79	17,95	17,88
Mina Rajo	0,85	0,92	0,96	0,97	1,00	1,04	1,06	1,07	1,05	1,05	1,04	1,02
Mina Subte.	0,34	0,39	0,43	0,42	0,47	0,47	0,47	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49
Fundición	1,43	1,50	1,58	1,61	1,60	1,64	1,65	1,65	1,64	1,66	1,65	1,68
Refinería	0,30	0,31	0,32	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31
Lixiviación	4,13	4,55	4,64	4,61	4,47	4,11	3,98	3,73	3,16	2,88	2,63	2,38
Servicios	0,84	0,91	0,96	0,96	1,00	1,03	1,05	1,06	1,03	1,03	1,02	1,00
Agua de Mar	0,79	1,29	1,56	1,61	1,98	2,06	2,19	2,22	2,29	2,32	2,36	2,38
Total	20,53	22,80	24,31	24,54	25,87	26,79	27,40	27,71	27,36	27,53	27,47	27,15

Fuente: Cochilco.

9.2.3. Proyección de consumo de electricidad según condición

Tabla 13: Consumo esperado de electricidad (TWh) por parte de la minería del cobre según condición, país.

Condición	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
Base	22,63	24,55	25,53	25,32	25,49	25,32	25,29	25,22	24,16	24,15	23,77	23,61
Hipotético	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Posible	0,00	0,04	0,23	0,34	0,77	0,96	1,56	1,77	1,85	1,85	1,82	1,93
Potencial	0,00	0,00	0,00	0,05	0,16	0,55	0,74	0,78	1,29	1,89	2,39	2,49
Probable	0,00	0,21	0,79	1,25	2,11	2,93	3,20	3,58	3,87	3,86	3,99	3,81
Total	22,64	24,80	26,54	26,96	28,52	29,76	30,80	31,36	31,17	31,74	31,97	31,85

Fuente: Cochilco.

9.2.4. Proyección de consumo de electricidad por tipo de proyecto

Tabla 14: Consumo esperado de electricidad (TWh) por parte de la minería del cobre por tipo de proyecto, país.

Tipo	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
Nuevo	1,81	2,13	3,13	3,66	4,62	6,06	6,90	7,57	8,16	8,45	8,96	9,30
Expansión	2,27	2,96	3,59	3,87	4,40	4,66	4,84	4,93	4,96	5,29	5,48	5,32
Reposición	0,26	0,60	0,80	0,98	1,75	2,18	2,49	2,94	3,03	3,01	3,19	3,26
Operando	18,29	19,11	19,02	18,44	17,75	16,86	16,56	15,92	15,02	14,99	14,34	13,97
Total	22,64	24,80	26,54	26,96	28,52	29,76	30,80	31,36	31,17	31,74	31,97	31,85

Fuente: Cochilco.

9.2.5. Proyección de consumo de electricidad por regiones

Tabla 15: Proyección consumo eléctrico máximo (TWh) de la minería del cobre por región 2018-2029

Región	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
Arica y Parinacota	0,00	0,02	0,06	0,06	0,05	0,05	0,05	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00
Tarapacá	2,22	2,38	2,60	2,43	3,17	3,38	3,86	3,75	3,78	3,70	3,76	3,79
Antofagasta	13,51	15,63	16,94	17,20	18,05	18,64	19,10	19,73	19,92	19,99	20,12	19,81
Atacama	2,66	3,04	3,23	3,47	3,90	5,02	5,13	5,17	5,20	5,20	5,48	5,40
Coquimbo	1,44	1,50	1,70	1,84	2,09	2,16	2,24	2,23	2,21	2,24	2,24	2,23
Metropolitana	1,27	1,31	1,32	1,34	1,35	1,35	1,40	1,43	1,45	1,52	1,55	1,56
Valparaíso	1,46	1,47	1,51	1,51	1,45	1,51	1,63	1,60	1,59	2,25	2,08	1,91
O'Higgins	2,18	2,19	2,24	2,22	2,14	2,00	2,01	2,01	2,07	2,16	2,25	2,35
Total País	24,74	27,54	29,59	30,07	32,21	34,11	35,41	35,96	36,23	37,06	37,48	37,03

Fuente: Cochilco.

Tabla 16: Proyección consumo eléctrico esperado (TWh) de la minería del cobre por región 2018-2029

Región	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
Arica y Parinacota	0,00	0,02	0,05	0,05	0,05	0,04	0,04	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00
Tarapacá	2,05	2,20	2,37	2,22	2,72	2,87	3,26	3,19	3,24	3,20	3,29	3,34
Antofagasta	12,28	13,81	14,98	15,30	15,99	16,52	16,87	17,36	17,13	17,13	17,17	17,01
Atacama	2,43	2,79	2,92	3,05	3,39	3,99	4,03	4,15	4,16	4,22	4,39	4,37
Coquimbo	1,33	1,38	1,53	1,66	1,83	1,87	1,97	1,97	1,96	2,00	2,00	2,00
Metropolitana	1,17	1,21	1,22	1,24	1,24	1,25	1,29	1,32	1,35	1,41	1,43	1,44
Valparaíso	1,35	1,36	1,39	1,40	1,34	1,39	1,51	1,48	1,43	1,80	1,60	1,52
O'Higgins	2,02	2,02	2,07	2,04	1,96	1,82	1,82	1,85	1,91	1,99	2,08	2,17
Total País	22,64	24,80	26,54	26,96	28,52	29,76	30,80	31,36	31,17	31,74	31,97	31,85

Fuente: Cochilco.

Tabla 17: Proyección del consumo eléctrico mínimo (TWh) de la minería del cobre 2018-2029

Región	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28
Arica y Parinacota	0,00	0,02	0,05	0,05	0,04	0,04	0,04	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00
Tarapacá	1,84	1,97	2,13	1,98	2,43	2,52	2,82	2,74	2,77	2,71	2,75	2,77
Antofagasta	11,22	12,92	13,91	14,09	14,68	15,13	15,29	15,64	15,29	15,14	15,05	14,82
Atacama	2,20	2,52	2,63	2,73	3,00	3,42	3,37	3,42	3,42	3,38	3,48	3,36
Coquimbo	1,19	1,24	1,37	1,47	1,62	1,64	1,69	1,68	1,67	1,69	1,69	1,68
Metropolitana	1,05	1,09	1,09	1,11	1,12	1,12	1,16	1,19	1,21	1,26	1,28	1,29
Valparaíso	1,21	1,23	1,25	1,26	1,21	1,25	1,36	1,33	1,28	1,56	1,35	1,28
O'Higgins	1,81	1,81	1,86	1,84	1,78	1,66	1,67	1,67	1,72	1,79	1,87	1,95
Total País	20,53	22,80	24,31	24,54	25,87	26,79	27,40	27,72	27,36	27,53	27,47	27,15

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

Diciembre / 2018

