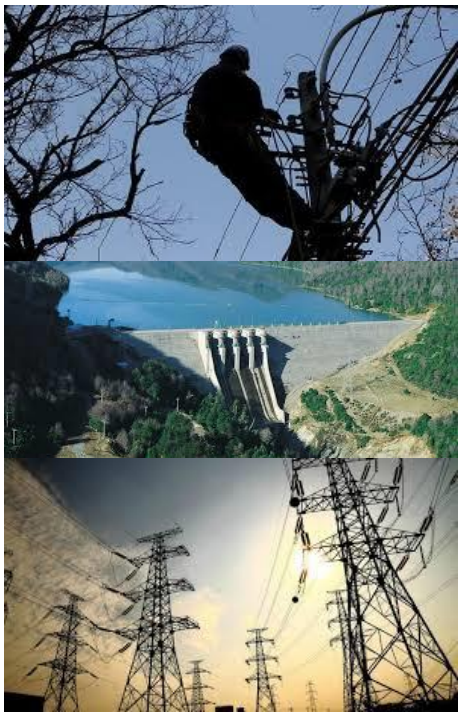
ASESOR SINDICAL



Electricidad

Marco Jurídico y Negocio Eléctrico

Documento de Trabajo: Finalidad Formación

La Serena, junio de 2020

ÍNDICE

Electricidad. Marco Jurídico y Negocio Eléctrico

1. Negoció Eléctrico, la Ilusión del Mercado Competitivo.

1.1. Antecedentes
1.2. Generación
1.3. Transmisión
1.4. Distribución
1.5. Conclusiones

2. Consumo de Electricidad en Minería
2.1. Antecedentes
2.2. Proyección a nivel país
2.3. Consumo eléctrico Proyección por regiones
2.4. Análisis del consumo eléctrico esperado según proceso
2.5. Conclusiones

3. Sistema Eléctrico Chileno
3.1. Antecedentes.
3.2. Sistema Eléctrico Nacional
3.3. Principios generales del mercado eléctrico.
3.4. Participantes del Mercado Eléctrico.
3.5. Conclusiones

4. Tarificación Eléctrica
4.1. Generalidades
4.2. Precios Nudo
4.3. Valor Agregado de Distribución
4.4. Cargos
4.5. Previsión de Demanda Eléctrica
4.6. Valorización Sistemas Transmisión
4.7. Costo de Falla

5. Normativa y Régimen Jurídico Eléctrico
5.1. Ley General de Servicios Eléctricos (DFL-4)
5.2. Ley Energías Renovables No Convencionales (Ley 20.257)
5.3. Leyes Cortas
5.4. Ley para el pago de generadoras residenciales (Ley 20.571)
5.5. Ley 19657 sobre concesiones de energía geotérmica
5.6. Otras Disposiciones Relevantes

6. Conclusiones

1. NEGOCIO ELÉCTRICO, LA FANTASÍA DEL MERCADO COMPETITIVO
1.1. Antecedentes
1.2. Generación
1.3. Transmisión
1.4. Distribución
1.5. Conclusiones

1.1. Antecedentes

El sector eléctrico chileno constituye, juntamente con el de Gales e Inglaterra, uno de los paradigmas de la apropiación privada del Servicio Público Eléctrico. Desde 1981, con el aval de la Constitución de 1980, la totalidad de los sectores en que gestionaba el Estado pasaron sin contrapeso al control por parte de grupos económicos locales en principio y luego conglomerados internacionales de Servicios Públicos.

A las condiciones inherentes al Sistema, de los 3 Segmentos en que se lo divide, dos de ellos, constituyen monopolios naturales, la transmisión y distribución eléctrica, y el otro se encuentra fuertemente concentrado en muy pocos actores que se alternan en la hegemonía del mercado.

Para la comprensión de esta materia nos centraremos en la revisión del "INFORME MONITOREO DE LA COMPETENCIA", 31 de marzo de 2020, del Coordinador Eléctrico Nacional, en que se refiere las condiciones de competencia que existen en el mercado eléctrico chileno. Los análisis y opiniones de este Informe fueron realizados por la Unidad de Monitoreo de la Competencia (UMC) del Coordinador Eléctrico Nacional, los gráficos y tablas expuestos en el informe fueron elaborados con la información pública disponible. [1]

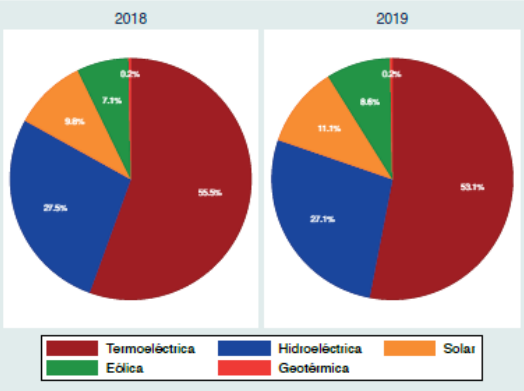
ÍNDICE

1.2. Generación

El parque generador en Chile está compuesto por diversas tecnologías, cuya incorporación se determina autónomamente por las empresas, de conformidad con las señales de precios de largo plazo. El mercado es de libre concurrencia y el Estado no interviene indicando la prioridad de un tipo de energía respecto de otra.

En términos de capacidad instalada la tecnología predominante a Térmica, con cerca de 53,1% a diciembre de 2019, seguida por Hídrica con una participación levemente superior a 27%, Solar con cerca de un 11,1%, Eólica con 8,6% y Geotérmica con un 0,2%1.

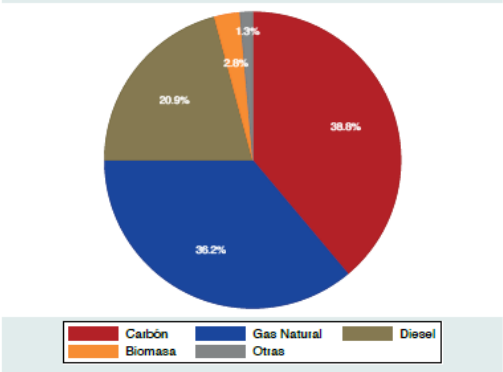
Distribución de capacidad instalada (MW) por tecnología
Diciembre 2018 - diciembre 2019



[1] Texto íntegro disponible en https://www.revistaei.cl/wp-content/uploads/sites/9/2020/04/Informe-Monitoreo-Competencia-CEN-2019.pdf, al 08 de junio de 2020.

Las únicas tecnologías que aumentaron su participación relativa durante el año 2019 fueron la Solar y Eólica, con 1,3 y 1,5 puntos porcentuales, respectivamente, lo que no solo se debe al ingreso de nuevos parques solares y eólicos, sino que también a la salida de las unidades 12 y 13 de la central carbonera Tocopilla.

Distribución de capacidad térmica instalada (MW) por fuente
Diciembre 2019



En cuanto a la participación por empresa, se concentra mayoritariamente en 4 conglomerados, a saber: Enel, AES Gener, Colbún y Engie con cerca de un 65% de la capacidad instalada a diciembre de 2019, con un punto porcentual menos que el mes comparable del año previo.

Enel sigue siendo la empresa con mayor participación, con un 28,2%, más del doble de la participación de la seguidora inmediata, AES Gener, con un 13,7%, Colbún con 13,6%, y Engie con un 9,1%. EDF Chile Holding y Tamakaya Energía poseen una participación de 3,4% y 2,2% respectivamente, en tanto que el restante 29,8% corresponde a participaciones individuales iguales o inferiores al 1%.

Con excepción de Engie, todas las otras empresas disminuyeron su capacidad, lo que puede ser explicado por la entrada de nuevas empresas asociadas a ERV.

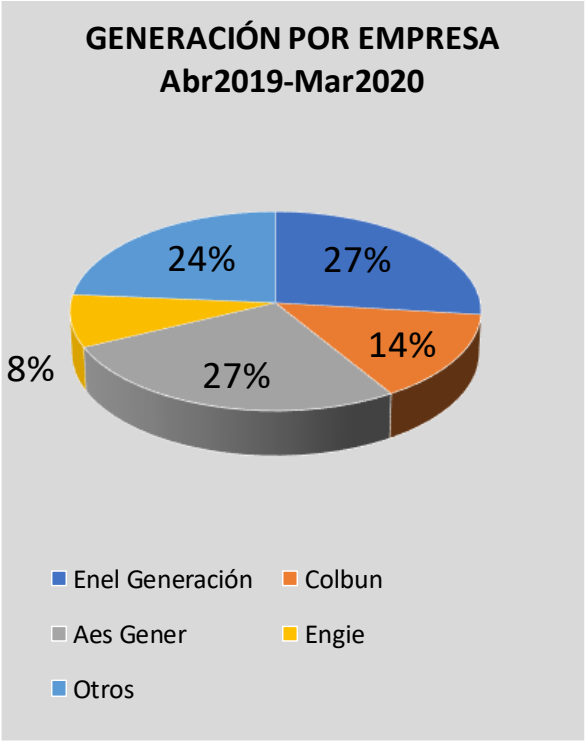
De la totalidad del parque térmico, las centrales a carbón siguen siendo las de mayor participación en esta, con un 38,8%, con una disminución respecto del 41% de participación observada en diciembre de 2018, lo que puede ser primordialmente explicado por el retiro de dos unidades de la central Tocopilla.

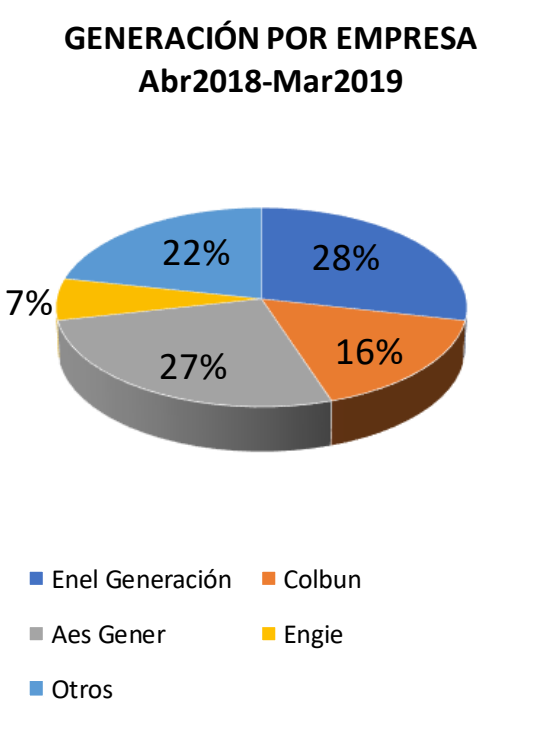
El gas natural tiene una participación de 36,2%2, en tanto que el diésel participa en un 20,6%. El resto de las fuentes da cuenta de menos del 5%, con biomasa alcanzando cerca de 3% en tanto las fuentes restantes dan cuenta, en conjunto, de un 1,3%.

La hidroelectricidad, a diciembre de 2019 la capacidad instalada de las centrales hidroeléctricas de pasada superó ligeramente a la de las centrales de embalse, alcanzando un 50,3% en comparación con el 49,7% de las últimas.

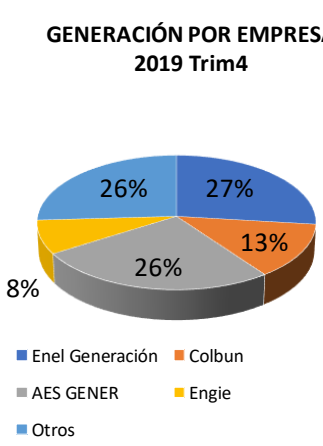
Participación por conglomerado de capacidad instalada
Diciembre 2018 – diciembre 2019

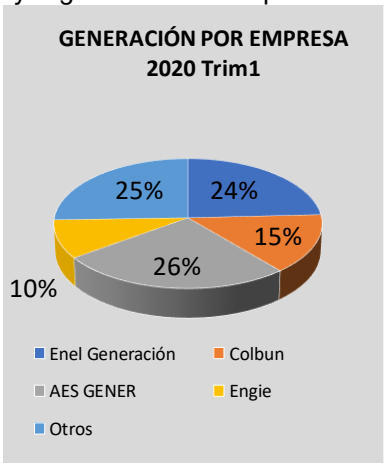
	Participación	
Conglomerado	2018	2019
Enel	29,8	28,2
AES Gener	14,0	13,7
Colbún	13,8	13,6
Engie	8,1	9,1
EDF Chile Holding (4)	3,5	3,4
Tamakaya Energía	2,2	2,2
Otros	28,6	29,8
Total	100	100

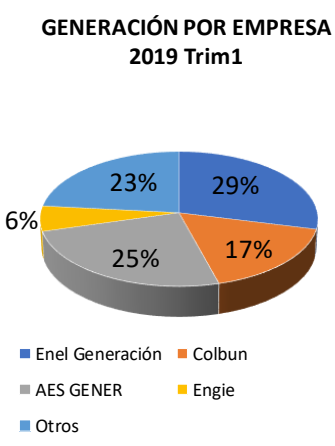


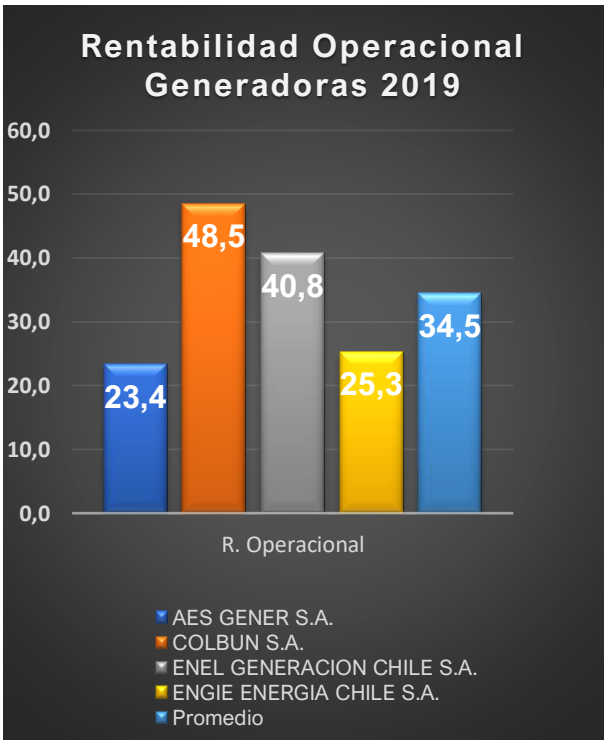


El predominio de la Generación anual por empresa es alternado entre Enel Generación y AES Gener, siendo está última la de mayor generación en el primer trimestre de este año.









Las Empresas Generadoras tienen un significativo rendimiento, logrando normalmente rentabilidades operacionales superiores al 30% y utilidad neta mayores que el 10%.

ÍNDICE

1.3. Transmisión

El Sistema de transmisión se divide en:

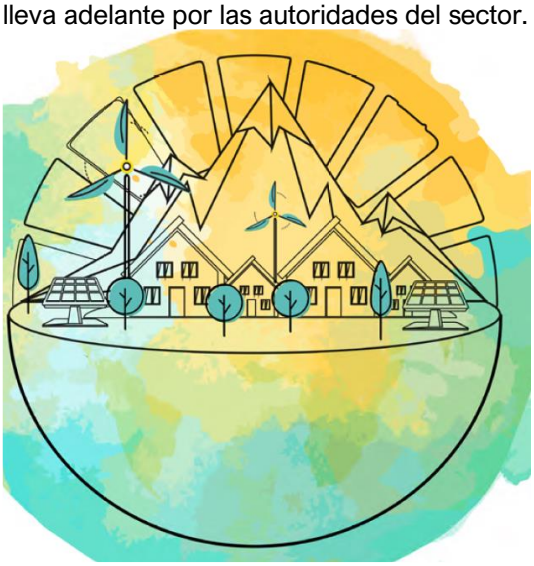
- Sistema de transmisión nacional;
- Sistema de transmisión para polos de desarrollo;
- Sistema de transmisión zonal; y
- Sistema de transmisión dedicado.

La extensión de todo el sistema de transmisión alcanzó los 35.304 Km, de los cuales:

- 5.155 Km corresponden a líneas de 345 kV – 500 kV;
- 16.163 Km a líneas de 220 kV,
- 1.474 Km de 154 kV, 6.305 Km 100 kV-110 kV y
- 6.207 Km corresponden a líneas de una tensión inferior a 69 kV.

De la extensión total del sistema de transmisión, un 32,4% corresponde a líneas del sistema de transmisión nacional, 25,1% a líneas de transmisión zonal y 42,5% a líneas del sistema dedicado, tal como puede ser observado en el

Cada segmento de transmisión posee características de monopolio natural[2], razón por la cual se trata de un mercado regulado.
En respuesta a ello, la Ley considera un Plan Anual de la Expansión de la Transmisión de carácter obligatorio, que es resultado de un proceso público, participativo y regulado que se lleva adelante por las autoridades del sector.



Las obras de expansión resultantes de este Plan, para el sistema de transmisión nacional y zonal, pueden ser obras nuevas o de ampliación de instalaciones existentes y deben ser llevadas a cabo mediante procesos de licitación internacionales, que realiza el Coordinador Eléctrico Nacional, de acuerdo con lo establecido en La Ley.

Los activos de Transmisión son controlados por 4 empresas, con marcado acento transnacional:

- Celeo Redes: Propiedad de Celeo Concesiones e Inversiones, España y APG Infrastructure Pool con sede en Holanda;
- ISA Inter Chile: Propiedad e ISA, Colombia;
- TEN: Propiedad de la Multiservicios Engie, Francia y Grupo Red Eléctrica de España; y
- Transelec: Propiedad del Consorcio de Pensiones Canadienses (Pension Plan Investment Board , British Columbia Investment Management Corp y Public Sector Pension Investment Board) y la empresa China Southern Power Grid International

ÍNDICE

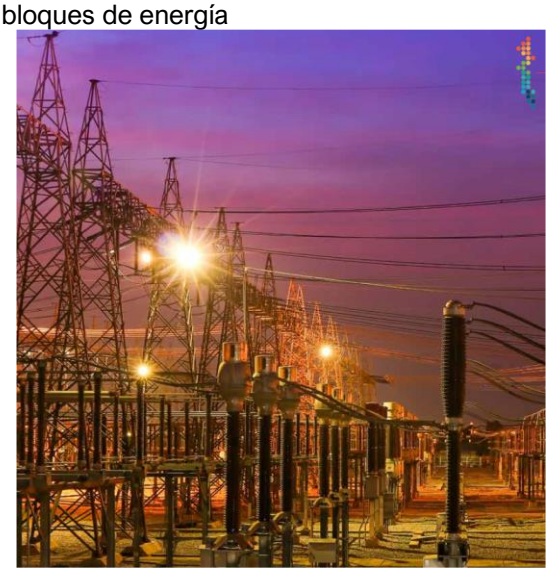
1.4. Distribución

Al igual que el segmento de transmisión, el de distribución tiene características de monopolio natural, por lo que se encuentra regulado. Las empresas de distribución cuentan con

[2] Monopolio Natural se presenta cuando existe una ausencia total de competencia, debido a que dicha empresa puede abastecer al mercado a un costo menor y con una calidad mayor que si existiese competencia

concesiones de servicio público eléctrico delimitadas por zonas territoriales.

El suministro eléctrico para el abastecimiento que deben efectuar estas empresas concesionarias de distribución a sus clientes regulados, es licitado en concursos internacionales, con el fin de determinar los precios a cobrar por la energía a los clientes regulados. Dichas licitaciones consideran bloques de energía



En particular, durante el mes de abril de 2019, a través de Resolución Exenta N° 273-2019 de la CNE, se aprobaron las bases de licitación pública nacional e internacional para el suministro de potencia y energía eléctrica para abastecer los consumos de clientes sometidos a regulación de precios.

Las propuestas deberían recibirse en noviembre del año 2020, y el suministro licitado para los bloques involucrados tendría un período de vigencia entre los años 2025 y 2040.

Desde el punto de vista de la concentración económica, existen 4 Grupos internacionales que concentran el 96% del total de los clientes regulados, 6.441.913 de un total de 6.680.836.

Empresa	Clientes	Participación	Controlador	Participación	Sede
CGE	2.927.806	43,8%	NATURGY	96%	España
Enel	1.924.986	28,8%	Enel Chile S.A.	62%	Italia
Saesa	867.179	13,0%	Ontario T - Aimco	100%	Canadá
Chilquinta	721.942	10,8%	SEMPRA.	100%	EEUU

ÍNDICE

1.5. Conclusiones

- El Sistema Eléctrico Chileno se caracteriza por una notoria concentración, aun en el segmento de generación la producción se centra en 4 actores, estos tienen la posibilidad de incidir en el establecimiento de las tarifas.

- El Sistema es además dominado por transnacionales, prestadoras especializadas en Servicios Públicos con inversiones de alcance global, la participación de éstas no ha redundado en un mejoramiento en la calidad del servicio.
- El sistema es nominalmente competitivo, dada la envergadura de las inversiones, las economías de escala y de ámbito, hacen virtualmente imposible la incorporación de nuevos actores en el mercado, el sistema actúa como un favorecimiento a un oligopolio.
- Los procesos de licitación de transmisión, por ejemplo, suponen la elaboración de propuestas técnicas exhaustivas que constituyen significativas barreras a la entrada
- Actualmente se promueve la creación de una nueva figura en el mercado eléctrico, el comercializador, esta Modificación a la Ley Eléctrica podría tener incidencia en una menor concentración en la eventualidad que ingresarán nuevos actores en el mercado.
- La Rentabilidad Operacional Promedio en la Industria Eléctrica es cercana al 39% y la utilidad neta es superior al 18%, esos márgenes indican que las actividades son fuente de riqueza, por lo que no se advierte el fundamento para que puedan existir empresas públicas de generación y que la Transmisión y Distribución estén en manos del Estado.

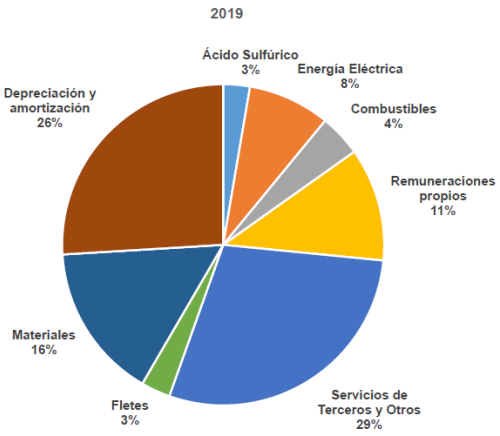
ÍNDICE

2. CONSUMO DE ELECTRICIDAD EN MINERÍA.

2.1. Antecedentes
2.2. Proyección a nivel país
2.3. Consumo eléctrico Proyección por regiones
2.4. Análisis del consumo eléctrico esperado según proceso
2.5. Conclusiones

2.1. Antecedentes

Conforme a la Caracterización de Costos realizada por Cochilco, el 2019 la electricidad representó el 8% del total del Cash Cost[3], es decir es el doble que el consumo de combustibles, mas que la suma de ácido sulfúrico y fletes, y un cuarto menos que el costo total de remuneraciones propias.



Proyección del consumo anual de energía eléctrica 2019 – 2030 en la minería del cobre en el período 2019 – 2030 de Cochilco[4]. El consumo esperado se acompaña de los escenarios de consumo máximo y mínimo, según se explicó en la metodología.

ÍNDICE

[3] Cash Cost o C1 Comprende energía eléctrica, combustibles, remuneraciones, servicios, créditos por sub productos y otros.
[4] https://www.cochilco.cl/Mercado%20de%20Metales/Proyecci%C3%B3n%20Consumo%20EE%202019-2030.pdf

2.2. Proyección a nivel país

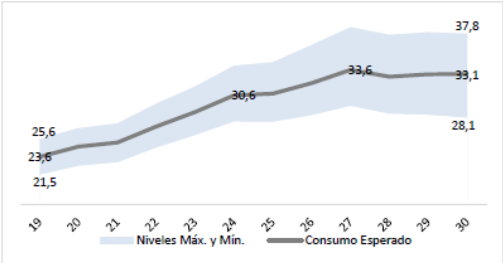
El consumo eléctrico esperado crecería desde 23,6 TWh hasta 33,1 TWh (~3,1% CAGR[5]).
Este el crecimiento no es uniforme:

- Se aprecia un crecimiento esperado relativamente alto hasta el 2024, año en que alcanzaría 30,6 TWh (~5,4% 2019-2024 CAGR),
- Luego crecerá con menor rapidez hasta el 2027, año en que se esperan 33,6TWh (~3,1% 2024-2027 CAGR),
- Decrecimiento leve hasta 33,1 TWh hacia el 2030 (~-0,4% 2027-2030 CAGR).

Este mayor crecimiento hacia el 2024 se explica principalmente por una menor incertidumbre con respecto a los proyectos a ejecutar.

Por otra parte, el menor crecimiento esperado en el periodo 2027-2030 se explica por la menor probabilidad de materialización asignada de los proyectos que actualmente no están en operación como por una menor producción en las operaciones ya existentes

Figura 1: Consumo eléctrico (TWh) nacional de la minería del cobre, 2019 – 2030



La siguiente tabla ilustra el crecimiento estimado en consumo eléctrico y producción de cobre mina a nivel nacional 2029-2030, dividiendo el periodo en intervalos trianuales previamente considerados en los tres escenarios de análisis: máximo, esperado y mínimo. Se puede ver con claridad como los requerimientos proyectados de energía eléctrica son progresivamente mayores a las variaciones esperadas en producción de cobre mina, en otras palabras, 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, 2019 – 2030

Escenario	Variable	19-21	22-24	25-27	28-30
Máximo	Consumo energía eléctrica	7,0	14,8	11,7	0,3
	Producción cobre mina	2,6	12,9	10,6	-1,2
Esperado	Consumo energía eléctrica	6,9	13,3	8,9	0,9
	Producción cobre mina	2,5	11,3	7,6	-0,5
Mínimo	Consumo energía eléctrica	6,7	12,3	6,7	-1,6
	Producción cobre mina	2,3	10,3	5,4	-3,2

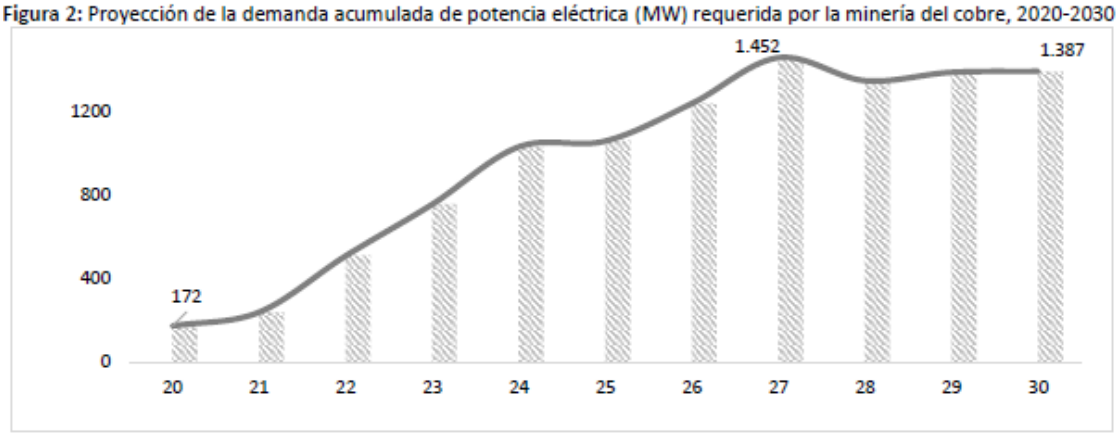
Fuente: COCHILCO.

Esta situación responde a razones estructurales tales como:

- Envejecimiento de las minas,
- Caída en las leyes del mineral,
- Decaimiento de los minerales oxidables –lo que a su vez conduce a una producción más enfocada en concentrados y
- Por proceso de concentración, que es altamente intensivo en electricidad y agua- y mayor uso de agua de mar.

[5] CAGR: Compound annual growth rate, Tasa de Crecimiento Anual Compuesto.

Figura 2: Proyección de la demanda acumulada de potencia eléctrica (MW) requerida por la minería del cobre, 2020-2030



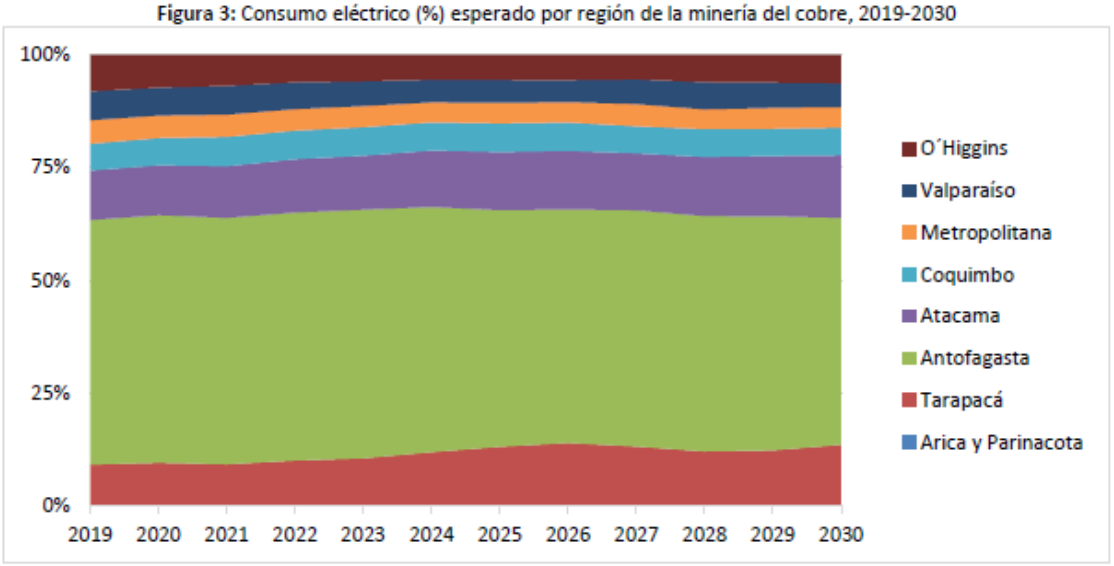
Fuente: COCHILCO.

ÍNDICE

2.3. Consumo eléctrico Proyección por regiones

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, representando al 2019 más de la mitad del uso de energía, con 12,8 TWh representando un 54 % de la demanda eléctrica cuprífera nacional, porcentaje que se espera que caiga hasta un 50% hacia el 2030.

Figura 3: Consumo eléctrico (%) esperado por región de la minería del cobre, 2019-2030



Fuente: COCHILCO.

Le siguen las regiones de Atacama con 2,6 TWh (11% de participación), que crecería a 4,6 TWh al 2030 (13%); Tarapacá con 2,1 TWh (9,0%), que crecería hasta 4,5 TWh al 2030 (14%); y O'Higgins con 1,9 TWh (8%), que crecería levemente hasta 2,1 TWh al 2030 (6%).

ÍNDICE

2.4. Análisis del consumo eléctrico esperado según proceso

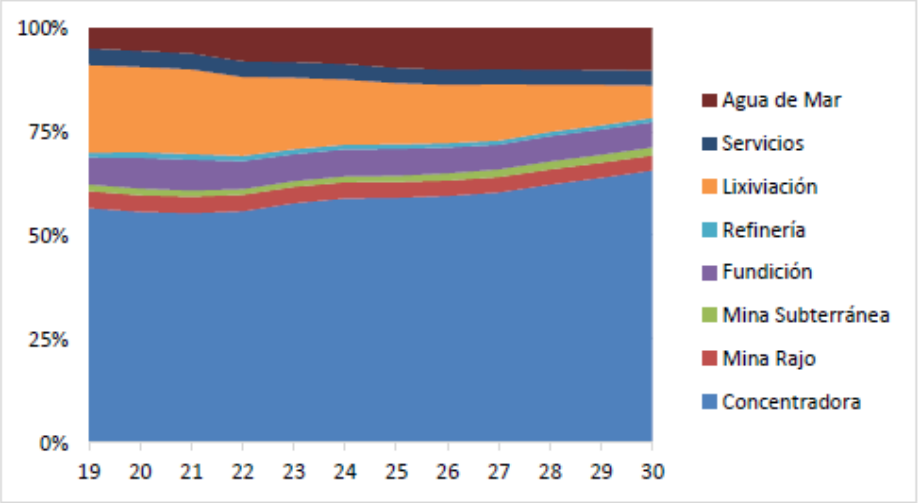
El análisis de consumo eléctrico de Cochilco divide la minería del cobre en ocho procesos intensivos en energía eléctrica, considerando que cada uno emplea cantidades diferentes de energía, por lo que se hace útil desagregarlos para comprender su evolución:

- Uso de agua de mar (desalación y/o impulsión);
- Minería subterránea
- Minería a rajo abierto
- Lixiviación (Lx-Sx-Ew);
- Concentradora,
- Fundición,
- Refinería y
- Servicios.

La proyección esperada de consumo se basa en 2 supuestos

1. No habrá cambios tecnológicos disruptivos en minería que incidan significativamente en los procesos mineros.
2. 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.

Figura 6: Consumo eléctrico esperado de la minería del cobre a nivel nacional por procesos, 2019-2030



Fuente: COCHILCO.

Para el 2019 se estima que el mayor consumo de energía eléctrica provenga de la Concentradora con 13,3 TWh, lo que representa el 56,6% de la energía eléctrica demandada.

Hacia el 2030, la demanda de electricidad de este proceso se incrementará llegando a 21,8 TWh, representando el 65,7%.

Esto se debe a que gran parte de los proyectos de expansión y nuevos están enfocados en la obtención de concentrados de cobre y también debido a las menores leyes, lo que implica que haya una mayor cantidad de mineral a procesar.

Esto se explica principalmente por la alta producción esperada de concentrados, la cual crecería en alrededor de un 48% en la próxima década, con un incremento estimado de 76% en el procesamiento de mineral de la planta concentradora

Otro factor relacionado al aumento de la participación de la Concentradora es el declive en la producción esperada de cátodos SxEw, lo que se refleja en que los procesos de lixiviación experimentarán una caída desde 5,0 TWh en 2019 a 2,6 TWh en 2030, pasando de representar un 21,1% a un 7,8% del total al final del periodo de estudio. Ello se debe a que la producción esperada de cátodos SxEw decrecería en el período, dado el progresivo agotamiento de recursos limitables y el consecuente cierre de operaciones hidrometalúrgicas.

Los procesos de fundición no experimentarán un cambio significativo, fluctuando entre un consumo esperado de energía eléctrica de 1,5 TWh (6,5% del total) a 2,0 TWh (6,0% del total) hacia el fin periodo, lo que equivale a un crecimiento en consumo de energía del 18% entre 2019 y 2030.

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 2019-2030 y a la nueva producción esperada 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 vs menor producción cátodos SxEw), no es esperable que esto se traduzca en un aumento similar en la producción de las Fundiciones.

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.

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.

Se estima que el consumo de agua de mar crezca en un 156% entre 2019 y 2030, pasando de un consumo estimado de agua de mar de 4,3 m3/seg a 11,0 m3/seg4. A partir de lo anterior, se espera que el consumo eléctrico requerido para desalación e impulsión de agua de mar crezca en un 193,5%, pasando de un consumo eléctrico estimado de 1,2 TWh a 3,4 TWh entre los años considerados. 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.

ÍNDICE

2.5. Conclusiones

1. Se espera que el consumo eléctrico de la minería del cobre en el periodo 2019-2030 crezca desde 23,6 TWh en 2019 hasta 33,1 TWh en 2030 (~3,1% CAGR).

2. Este crecimiento responde principalmente a un alto consumo en concentración (~4,6% CAGR), proceso que por sí solo consume más de la mitad de la demanda eléctrica agregada.

3. Se estima que, para satisfacer la demanda esperada, se requeriría agregar una capacidad de generación eléctrica de 1.387 MW en el período 2019 – 2030.

4. A nivel Regional

    - Antofagasta, en línea con su alta producción, seguirá concentrando más de la mitad del uso energético, registrando un incremento del 30% en su consumo al 2030.
    - Atacama por su parte, región que actualmente demanda cerca del 11% del consumo eléctrico cuprífero nacional, verá un aumento del 78% hacia el 2030.
    - Coquimbo, aumentará su consumo en un 46% al 2030.

5. Consumo por procesos
    - Concentradora es por lejos la principal fuente de consumo esperado durante todo el periodo, creciendo desde un 57% del consumo en 2019 al 66% hacia el 2030.
    - El consumo energético para desalación e impulsión de agua de mar es otro proceso para el cual se proyecta un alza importante, pasando del 5% en 2019 al 10% en 2030 (10,3% CAGR), convirtiéndose en el segundo proceso de mayor intensidad de consumo eléctrico.
    - Lixiviación se proyecta una caída importante desde un 21% del total en 2019 al 8% en 2030,
    - Fundición se estima un leve decrecimiento en la participación, pasando del 7% en 2019 al 6% en 2030.

- 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.

6. La minería es responsable de alrededor de un tercio del consumo eléctrico en Chile y las proyecciones estiman que experimentaría un crecimiento de 41% hacia el 2030. Esta alza responde principalmente a causas de índole estructural.
   - Alto crecimiento esperado en la producción esperada de concentrados en desmedro de cátodos electro-obtenidos (46% de crecimiento versus 53% de decrecimiento respectivamente en el periodo 2019-2030), 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, uso de energía eléctrica a partir de este proceso aumentará de 13,3 TWh en 2019 a 21,8 TWh en 2030, representando un crecimiento compuesto anual de 4,6%.
   - 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. De esta forma, las operaciones mineras de Antofagasta y Atacama han recurrido progresivamente al uso de agua marítima, para lo cual se requieren en algunos casos su desalación y en todos la 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 1,2 TWh en 2019 a 3,4 TWh en 2030, representando un crecimiento compuesto anual de 10,3%.
   - Envejecimiento de las minas y la continua caída en las leyes minerales supone un mayor mineral a procesar y consecuentemente un mayor uso del proceso de Concentradora.
7. A raíz de las crecientes demanda energética, se hace necesaria infraestructura para satisfacer la demanda esperada de manera segura y a precios competitivos. En tal sentido se debe considerar:
   - 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.
   - Ley de Transmisión Eléctrica (2016), 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

- En los últimos años el Estado ha trabajado en el diseño de una Ley de Eficiencia Energética. Esta Ley apunta a tres objetivos clave:
  - Implementación de un sistema de gestión de energía en cada sitio de empresas con altos consumos de energía,
  - Establecimiento de un plan anual de eficiencia energética con metas concretas de reducción en el tiempo, y
  - 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.
    - Desde 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.

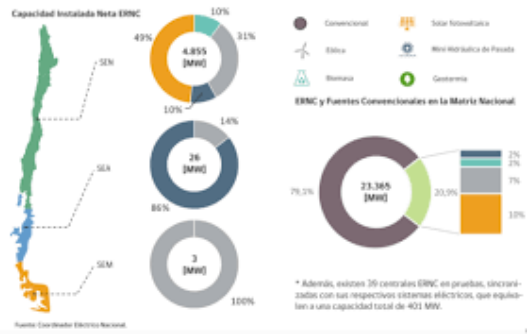
ÍNDICE

3. SISTEMA ELÉCTRICO CHILENO

3.1. Antecedentes.
3.2. Sistema Eléctrico Nacional
3.3. Principios generales del mercado eléctrico.
3.4. Participantes del Mercado Eléctrico.
3.5. Conclusiones

3.1. Antecedentes.

Desde el punto de vista de la oferta de energía, el mercado está compuesto por tres sectores cuyas actividades hacen posible la disposición de la energía eléctrica en los distintos puntos del mercado.
La interconexión física de los componentes de cada uno de estos sectores se denomina sistema eléctrico: Generación, Transmisión y Distribución.



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. 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

-
-

- Sistema Eléctrico Nacional (SEN, que cubre desde Arica por el norte, hasta la isla de Chiloé por el sur),
- Sistema de Aysén (SEA, que cubre la Región de Aysén del General Carlos Ibañez del Campo), y
- Sistema de Magallanes(SEM, que cubre la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena).

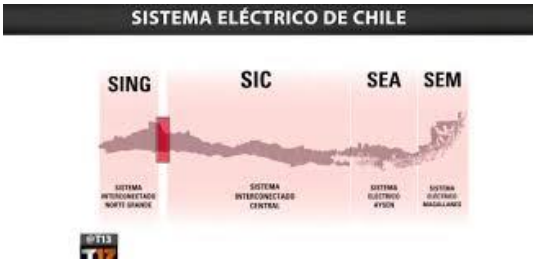
La minería del cobre chilena, ubicada en el norte y centro sur del país se abastece del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

- Este nace en el año 2017, en el momento en que los dos principales sistemas de energía en el país: el Sistema Interconectado Norte Grande (SING) y el Sistema Interconectado Central (SIC), se unifican.
- 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 coordinador el Coordinador Eléctrico Nacional.
- El sistema interconectado el país puede optimizar el uso de los recursos de generación ya disponibles y 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.

El Estado ejerce funciones de

- Regulación,
- Fiscalización y
- Planificación indicativa de inversiones en generación y transmisión.

3.2. Sistema Eléctrico Nacional

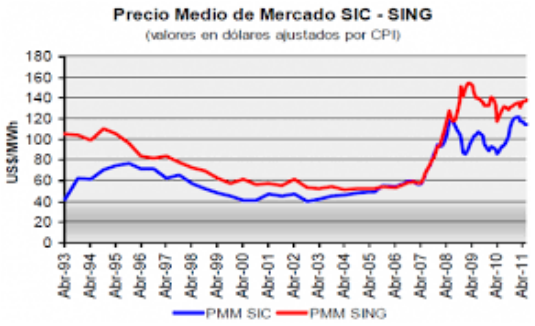


El Sistema Eléctrico Nacional, nace en el año 2017, en el momento en que los ex sistemas del norte grande y del centro sur del país, se unificaron.
Por las características de la geografía nacional, es un sistema único en cuanto a longitud, alcanzando los 3.100 km y abarcando casi la totalidad del territorio nacional, desde la ciudad de Arica por el norte, hasta la Isla de Chiloé, en el sur, a abril 2020 estas son sus características:

- 35.462 km de Líneas Sistema de Transmisión (desde Arica a Chiloé)
- 26.115,6 GWh Producción Anual;
- 503 Empresas Coordinadas;

- 98,5 % De cobertura de la Población Nacional;
- 5.180,7 GWh Producción anual de Energías Renovables No Convencionales a abril 2020
- 25.426,4 MW Potencia Instalada;
- 10.900,4 MWh/h Demanda Máxima Horaria
- 24.115,4 GWh Ventas a Cliente Final

ÍNDICE



3.3. Principios generales del mercado eléctrico.

Los principios generales del mercado eléctrico son:

- Libre acceso para incorporarse al mercado eléctrico;
- Libre acceso a las instalaciones de transmisión y distribución;
- Participación en el mercado spot entre generadores;
- Abastecimiento a clientes a través de contratos;
- Despacho de las unidades generadoras en base a costos variables, y
- Operación económica del mercado basada en la teoría marginalista.

ÍNDICE

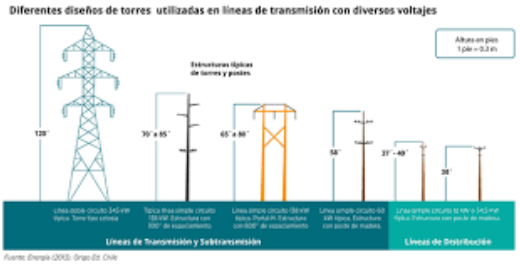
3.4. Participantes del Mercado Eléctrico.

3.4.1. Generación.

Segmento constituido por un conjunto de empresas eléctricas propietarias de centrales generadoras de electricidad. Se caracteriza por

- Ser un mercado competitivo,
- Con des-economías de escala en los costos variables de operación y
- En que los precios tienden a reflejar el costo marginal de producción.

3.4.2. Transmisión.



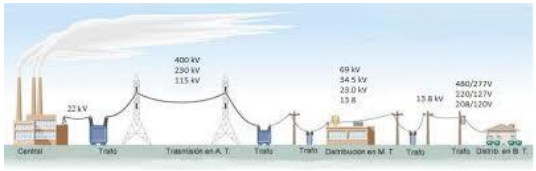
Corresponde al conjunto de líneas, subestaciones y equipos destinados al transporte de electricidad desde los puntos de generación (producción) hasta los centros de consumo o distribución.
Se considera como transmisión a toda línea o subestación con un voltaje o tensión superior a 23 kV.

- Las tensiones menores se consideran como distribución.

La transmisión es de libre acceso para los generadores, es decir, estos pueden imponer servidumbre de paso sobre la capacidad disponible de transmisión mediante el pago de peajes.

- El transporte de electricidad por sistemas de transmisión troncal y sistemas de sub-transmisión es servicio público eléctrico.

La coordinación de la operación de las centrales generadoras y las líneas de transmisión, es efectuada en por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN).



3.4.3. Distribución.

Los sistemas de distribución están constituidos por las líneas, subestaciones y equipos que permiten prestar el servicio de distribución de la electricidad hasta los consumidores finales, localizados en cierta zona geográfica explícitamente limitada.
Las empresas de distribución operan bajo un régimen de concesión de servicio público de distribución, con obligación de servicio y con tarifas reguladas para el suministro a clientes regulados, y tarifas libres para los clientes libres.

3.4.4. Consumidores.

Los consumidores se clasifican según la magnitud de su demanda en:

- Clientes regulados: Consumidores cuya potencia conectada es inferior o igual a 500 [kW];
- Clientes libres o no regulados: Consumidores cuya potencia conectada es superior a 5000 [kW]; y
- Clientes con derecho a optar por un régimen de tarifa regulada o de precio libre, por un período mínimo de cuatro años de permanencia en cada régimen: Consumidores cuya potencia conectada es superior a 500 [kW] e inferior o igual a 5,000 [kW].

3.4.5. Otros organismos participantes en el mercado eléctrico son:

- Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción
- Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC)
- Ministerio del Medio Ambiente (MMA)
- Superintendencia de Valores y Seguros (SVS)}
- Municipalidades y los organismos de defensa de la competencia.

3.4.6. Coordinador Eléctrico Nacional (CEN)

Son llamados Coordinados los propietarios, arrendatarios, usufructuarios o quien opere, a cualquier título, centrales generadoras, sistemas de transporte, instalaciones para la prestación de servicios complementarios, sistemas de almacenamiento de energía, instalaciones de distribución e instalaciones de clientes libres y que se interconecten al sistema eléctrico, así como los pequeños medios de generación distribuida, a que se refiere el artículo 72°-2 de la Ley General de Servicios Eléctricos.

El Coordinador Eléctrico Nacional realiza la operación de las instalaciones eléctricas que operan interconectadas entre sí, con el fin de:

- Preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico.

El Coordinador es una corporación autónoma de derecho público, sin fines de lucro, con patrimonio propio y de duración indefinida. La organización, composición, funciones y atribuciones se rigen según lo establecido en la Ley N° 20.936 y su Reglamento.

El Coordinador no forma parte de la Administración del Estado, no siéndole aplicable las disposiciones generales o especiales, dictadas o que se dicten para el sector público, salvo expresa mención. No obstante, a los consejeros, al Director Ejecutivo y a su personal se les extenderá la calificación de empleados públicos sólo para efectos de aplicarles el Artículo 260 del Código Penal.

- Garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico
- Garantizar el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión, en conformidad con la ley.

ÍNDICE

3.5. Conclusiones

- El Sistema Eléctrico está concebido para la participación exclusiva de Privados;
- El Estado tiene roles acotados, de regulación y Fiscalización y una restringida planificación;
- No existe planificación estratégica en torno a la electricidad, no hay establecimiento de prioridad respecto a la elección de fuentes ni un ordenamiento territorial base;
- Al menos 2 segmentos, distribución y transmisión, constituyen monopolios naturales, tienen relevancia estratégica para el conjunto de la economía nacional, sus trabajadores se hayan impedidos de ejercer el derecho a huelga y son declarados como servicio público, todos estos factores debieran pesar a favor para entender que debieran ser gestionados por el Estado.
- La alta rentabilidad del probado esquema del negocio de generación, la estabilidad en el tiempo de sus rendimientos y la demanda de largo plazo justifican plenamente el desarrollo de una Empresa Estatal de Generación de Energía.

ÍNDICE

4. TARIFICACIÓN ELÉCTRICA

4.1. Generalidades
4.2. Precios Nudo
4.3. Valor Agregado de Distribución
4.4. Cargos
4.5. Previsión de Demanda Eléctrica
4.6. Valorización Sistemas Transmisión
4.7. Costo de Falla

4.1. Generalidades

La legislación establece como premisa básica que las tarifas deben representar los costos reales de generación, transmisión y de distribución de electricidad asociados a una operación eficiente, de modo de entregar las señales adecuadas a las empresas y a los consumidores, a objeto de obtener un óptimo desarrollo de los sistemas eléctricos.

Uno de los criterios generales es la libertad de precios en aquellos segmentos donde se observan condiciones de competencia.

Así para suministros a usuarios finales cuya potencia conectada es inferior o igual a 5.000 kW, son considerados sectores donde las características del mercado son de monopolio natural y por lo tanto, la Ley establece que están afectos a regulación de precios.

Alternativamente, para suministros a usuarios finales cuya potencia conectada superior a 5.000 kW, la Ley dispone la libertad de precios, suponiéndoles capacidad negociadora y la posibilidad de proveerse de electricidad de otras formas, tales como la autogeneración o el suministro directo desde empresas generadoras. Al primer grupo de clientes se denomina cliente regulado y al segundo se denomina cliente libre, aunque aquellos clientes que posean una potencia conectada superior a 500 kW pueden elegir a cuál régimen adscribirse (libre o regulado) por un período de 4 años.

1. Precios a nivel de generación-transporte, denominados “Precios de Nudo” y definidos para todas las subestaciones de generación-transporte desde las cuales se efectúe el

suministro. Los precios de nudo tendrán dos componentes: precio de la energía y precio de la potencia de punta;

2. Precios a nivel de distribución. Estos precios se determinarán sobre la base de la suma del precio de nudo, establecido en el punto de conexión con las instalaciones de distribución, un valor agregado por concepto de distribución y un cargo único o peaje por concepto del uso del sistema de transmisión troncal.

En los sistemas eléctricos cuyo tamaño es superior a 1.500 kW en capacidad instalada de generación la Ley distingue dos niveles de precios sujetos a fijación:

Mientras los generadores pueden comercializar su energía y potencia en alguno de los siguientes mercados:

- Mercado de grandes consumidores, a precio libremente acordado;
- Mercado de las empresas distribuidoras, a Precio de Nudo, tratándose de electricidad destinada a clientes de precio regulado; y
- El Centro de Despacho Económico de Carga del respectivo sistema (CDEC), a costo marginal horario.

El precio que las empresas distribuidoras pueden cobrar a usuarios ubicados en su zona de distribución, por efectuar el servicio de distribución de electricidad, dado por la siguiente expresión:

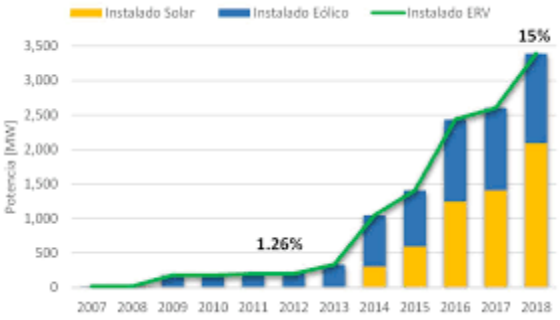
Precio a usuario final = Precio de Nudo + Valor Agregado de Distribución + Cargo Único por uso del Sistema Troncal

ÍNDICE

4.2. Precios Nudo

4.2.1. Precio Nudo Corto Plazo

Los precios de nudo se fijan semestralmente. Su determinación es efectuada por la Comisión Nacional de Energía (CNE), quien a través de un Informe Técnico comunica sus resultados al Ministerio de Energía, el cual procede a su fijación, mediante un Decreto publicado en el Diario Oficial.



La política de costos reales y la ausencia de economías de escala en el segmento generación, permiten fijar como precio el costo marginal de suministro, constituido por dos componentes:

- Precio básico de la energía: Promedio en el tiempo de los costos marginales de energía del sistema eléctrico operando a mínimo costo actualizado de operación y de racionamiento, durante el período de estudio; y
- Precio básico de la potencia de punta: Costo marginal anual de incrementar la capacidad instalada del sistema eléctrico considerando las unidades generadoras más económicas, determinadas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico, incrementado en un porcentaje igual al margen de reserva de potencia teórico del sistema eléctrico.

Para cada una de las subestaciones del sistema eléctrico se calcula un factor de penalización de energía y otro de potencia que multiplicado por el respectivo precio básico de la energía y potencia de punta, determina el precio de la energía y potencia en la subestación respectiva;

4.2.2 Precio Nudo Promedio

Los Precios de Nudo Promedio (PNP) nacen de las modificaciones al marco regulatorio eléctrico introducidas por la Ley 20.018, o Ley Corta II, y corresponden a los precios que las empresas concesionarias de servicio público de distribución deben traspasar a sus clientes regulados.

Los Precios de Nudo Promedio se aplican a partir del 1 de enero de 2010 junto con la entrada en vigencia de los primeros contratos de suministro licitado que establecen los Artículos 131º a 135º de la Ley, y se componen por el promedio ponderado de los siguientes tipos de precios de contratos de suministro:

- Precios de Nudo de Largo Plazo de energía (PNELP) y potencia (PNPLP): son aquellos que debe pagar una empresa concesionaria de distribución a su suministrador en virtud del contrato de suministro respectivo suscrito a partir de las licitaciones públicas reguladas.
- Precios de Nudo de Corto Plazo de energía (PNECP) y potencia de punta (PNPCP): son los precios a nivel de generación-transporte fijados semestralmente en los meses de abril y octubre de cada año en virtud del Artículo 160° de la Ley.

Entre las principales características del Precio de Nudo Promedio, se destaca en que es un precio único determinado para cada distribuidora a nivel de generación-transporte, y que se aplica un procedimiento de ajuste de modo tal que el Precio de Nudo Promedio de cualquier distribuidora no puede exceder en más de un 5% el precio promedio de todo el sistema en un punto de comparación.

Su determinación es efectuada por la Comisión Nacional de Energía (CNE), quien a través de un Informe Técnico comunica sus resultados al Ministerio de Energía, el cual procede a su fijación mediante la dictación de un Decreto publicado en el Diario Oficial.

Los Precios de Nudo Promedio se fijan en las siguientes ocasiones:

1. Semestralmente, en los meses de abril y octubre de cada año.

2. Toda vez que se produzca la indexación del precio de algún contrato de suministro por una variación sobre el 10% respecto a su precio vigente.
3. Con la entrada en vigencia de algún nuevo contrato de suministro licitado.

Cada proceso licitatorio establece, dentro del marco normativo, sus propias fórmulas de indexación aplicables a los Precios de Nudo de Largo Plazo, cuyos índices respectivos deben ser verificados mensualmente para comprobar la variación de estos precios.

4.3. Valor Agregado de Distribución

El VAD es fijado cada cuatro años por el Ministerio de Energía, previo Informe Técnico de la CNE y corresponde básicamente un costo medio que incorpora todos los costos de inversión y funcionamiento de una empresa modelo o teórica operando en el país, eficiente en la política de inversiones y en su gestión, de modo que el VAD no reconoce necesariamente los costos efectivamente incurridos por las empresas distribuidoras.

ÍNDICE

4.4. Cargos

4.4.1. Cargo por Servicio Público

El Cargo por Servicio Público se incorpora a las tarifas a partir de las modificaciones del marco regulatorio eléctrico introducidas por la Ley N° 20.936, y corresponde al financiamiento por parte de los usuarios finales, libres y sujetos a regulación de precios, de los presupuestos del Coordinador Eléctrico Nacional, el Panel de Expertos y el estudio de franja que establece

el artículo 93° de la Ley General de Servicios Eléctricos.

El Cargo por Servicio Público comienza a aplicar a partir del 1 de septiembre del 2017

4.4.2. Cargos por Transmisión

El artículo 115° de la Ley General de Servicios Eléctricos, regula el pago de la transmisión, establece que los sistemas de transmisión nacional, zonal y de transmisión dedicada utilizada por parte de usuarios sujetos a regulación de precios serán remunerados a través del respectivo cargo por uso que será recaudado de los consumidores finales libre y regulados.

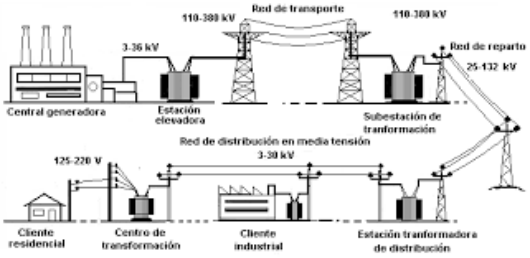
Por su parte, el artículo 72°-7 de la Ley, relativo a servicios complementarios, dispone que las remuneraciones de las inversiones asociadas a nueva infraestructura serán financiadas por los usuarios finales, a través de un cargo de servicios complementarios, el cual deberá ser incorporado al cargo único al que se refiere el artículo 115° de la Ley.

De igual forma, el artículo 99° bis de la Ley, referido a la expansión, desarrollo, remuneración y pago de los sistemas de interconexión internacional, señala que las instalaciones asociadas a las interconexiones internacionales serán remuneradas a través de un cargo a clientes finales que deberá ser incluido en el cargo al que hace referencia el artículo 115° de la Ley.

Asimismo, en virtud de lo establecido en el artículo 2° de la Resolución Exenta N° 385, el cargo único para la remuneración de la proporción no utilizada por centrales generadoras existentes en los sistemas de transmisión para polos de desarrollo definido en el artículo 116° de la Ley.

4.4.3. Cargos por Acceso Abierto

De conformidad a lo dispuesto en el inciso cuarto del artículo 79° de la Ley, se establece que el Coordinador es el responsable de aprobar la conexión a los sistemas de transmisión en aquellas subestaciones existentes, o en las definidas en la planificación de la transmisión que hace referencia el artículo 87°, o en aquellas que la



Comisión apruebe en virtud de lo dispuesto en el inciso segundo del artículo 102° y previa verificación que la solución de conexión propuesta permita cumplir con los criterios de operación optima y acceso abierto del sistema respectivo. Además, con excepción del sistema dedicado, le corresponderá al Coordinador establecer los pagos que deberá realizar la empresa que solicita hacer uso de instalaciones de transmisión al propietario de dichas instalaciones, a partir de la aplicación de las tarifas que determine el Ministerio de Energía, previo informe de la Comisión, por conceptos de Costos de conexión, estudios y análisis de ingeniería o derechos de usos de dichas instalaciones, así como los requisitos técnicos y plazos para realizar dichas obras, conforme a lo que determine el reglamento.

ÍNDICE

4.5. Previsión de Demanda Eléctrica

La Comisión, de conformidad con lo establecido en el Decreto Ley N°2.244, de 1978, debe analizar técnicamente la estructura y nivel de los precios y tarifas de bienes y servicios energéticos, así como monitorear y proyectar el funcionamiento actual y esperado del sector energético. Para lo anterior, la Comisión debe elaborar una previsión de demanda de energía eléctrica, la cual será utilizada en la determinación del precio de nudo de corto plazo, como también podrá ser utilizada en los demás procesos que desarrolle.

El Informe de Previsión de Demanda considera tanto a clientes regulados como a clientes libres. La previsión de demanda de los clientes regulados se desarrolla en el marco de los procesos de licitación de suministro, la previsión de clientes libres se realiza en el Informe de Previsión de Demanda, de manera que éste comprende la previsión de ambos clientes.

ÍNDICE

4.6. Valorización Sistemas Transmisión

RESOLUCIÓN EXENTA N° 380- Establece plazos, requisitos y condiciones aplicables al proceso de valorización de las instalaciones de los sistemas de transmisión nacional, zonal, para polos de desarrollo, y de las instalaciones de sistemas de transmisión dedicada utilizadas por usuarios sometidos a regulación de precios.

ÍNDICE

4.7. Costo de Falla

Para determinar la operación óptima de cada sistema eléctrico, la Comisión deberá utilizar en cada proceso tarifario valores representativos del costo en que incurre cada sistema ante diferentes niveles de déficit de suministro, los que se denominarán costos de falla esperados, en adelante "costo de falla".

A fin de establecer los niveles de déficit señalados y su valor económico, la Comisión realizará, a más tardar cada cuatro años, Estudios de Costo de Falla de larga y corta duración para los sistemas eléctricos respectivos, los que podrá contratar conforme a las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas vigentes, con el objetivo de recoger los cambios que experimenten los principales factores de costo que componen dichos niveles de déficit.

Los Estudios de Costo de Falla deberán considerar el análisis del comportamiento ante situaciones de déficit de clientes industriales de diferentes tamaños, actividad económica y ubicación geográfica, entre otros aspectos. Respecto de los clientes comerciales y residenciales, la metodología de análisis podrá emplear herramientas o algoritmos matemáticos que representen de manera consistente y armónica la forma cómo estos consumidores se ven afectados al no contar con suministro eléctrico.

ÍNDICE

.

ÍNDICE

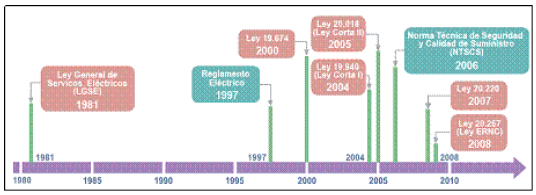
5. SÍNTESIS NORMATIVA DEL RÉGIMEN ELÉCTRICO CHILENO

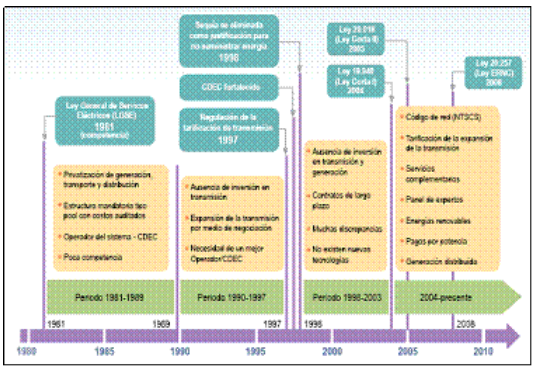
5.1. Ley General de Servicios Eléctricos (DFL-4)
5.2. Ley Energías Renovables No Convencionales (Ley 20.257)
5.3. Leyes Cortas
5.4. Ley para el pago de generadoras residenciales (Ley 20.571)
5.5. Ley 19657 sobre concesiones de energía geotérmica
5.6. Otras Disposiciones Relevantes

La realidad normativa de nuestro sistema eléctrico se gestó en una secuencia de normas emanadas desde a partir de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) de 1981

5.1. Ley General de Servicios Eléctricos (DFL-4)

Rige las concesiones y permisos, el transporte de energía eléctrica, la explotación de los servicios eléctricos y el suministro y las tarifas. Incorpora Ley Corta I, Ley Corta II y Ley ERNC, entre otras.





- Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos (Decreto 327)
- Reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras (Decreto 62)
- Reglamento de servicios complementarios (Decreto 130): Reglamento que establece las disposiciones aplicables a los servicios complementarios con que deberá contar cada sistema eléctrico para la coordinación de la operación del sistema.

Norma para la aplicación del artículo N°148 del DFL-4 (Resolución 386 exenta)

- Reglamento que establece normas para la adecuada aplicación del artículo 148 del DFL-4, que dice relación con los aumentos o disminuciones temporales de consumo que pueden convenir las empresas generadoras con los clientes regulados con el fin de regular el consumo eléctrico.
- Reglamento del Panel de Expertos (Decreto 181): Reglamento que establece los procedimientos para la operación del Panel de Expertos, instancia establecida en el título VI de la Ley General de Servicios Eléctricos.
- Reglamento para la fijación de Precios de Nudo (Decreto 86): Reglamento que establece los procedimientos para la determinación y la fijación de los Precios de Nudo.

ÍNDICE

5.2. Ley Energías Renovables No Convencionales (Ley 20.257):

- Introduce modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos, estableciendo la obligatoriedad para las empresas de generación eléctrica de acreditar un mínimo de 5% de sus inyecciones de energía con fuentes de energías renovables no convencionales (ERNC), ya sea directa o indirectamente. El porcentaje irá aumentando paulatinamente hasta alcanzar 10% en el año 2024.
- Reglamento de la Ley ERNC (Resolución 1.278 Exenta): Norma la implementación de la Ley ERNC (Ley 20.257), que exige a las empresas de generación eléctrica inyectar un determinado porcentaje de energía a partir de fuentes renovables no convencionales. Versión de 01-12-2009.

5.3. Leyes Cortas

5.3.1. UNO (Ley 19.940): Introduce modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos con el objetivo principal de regular la toma de decisiones y el desarrollo de la expansión de la transmisión de electricidad. También establece incentivos para medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación.

- Reglamento para medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación (Decreto 244)
- Reglamento para medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación establecidos mediante las

ÍNDICE

modificaciones de la ley corta I a la ley general de servicios eléctricos. Establece condiciones de conexión, la posibilidad de optar a vender la energía a régimen de precio estabilizado y establece ciertas exenciones del pago por el uso del sistema de transmisión troncal.

5.3.2. DOS (Ley 20.018): Introduce modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos con el objetivo principal de estimular el desarrollo de inversiones en el segmento de generación a través de licitaciones de suministro realizadas por las empresas de distribución.

- Reglamento de las licitaciones de suministro de energía (Decreto 4): Reglamenta el proceso de las licitaciones de suministro de energía para satisfacer el consumo de los clientes regulados que de acuerdo a la Ley General de Servicios Eléctricos deben realizar las empresas de distribución.

ÍNDICE

5.4. Ley para el pago de generadoras residenciales (Ley 20.571): Ley que introduce modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos con el objetivo de regular el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales. Autoriza a los usuarios finales a inyectar energía eléctrica a la red de distribución a través de su empalme de conexión, sujeto a que se trate de generación ERNC y que la capacidad no exceda los 100 kW.

5.5. Ley 19657 sobre concesiones de energía geotérmica: Regula la otorgación de concesiones y licitaciones para la exploración o la explotación de energía geotérmica, las servidumbres, las funciones del Estado y las condiciones de seguridad. Fija también el marco para las relaciones entre los concesionarios, el Estado, los dueños del terreno superficial, los titulares de

pertenencias mineras y las partes de los contratos de operación petrolera o empresas de exploración y explotación de hidrocarburos, y los titulares de derechos de aprovechamiento de aguas.

ÍNDICE

5.6. Otras Disposiciones Relevantes

- Reglamento subsidio líneas de transmisión para facilitar acceso a troncal a proyectos ERNC (Res. 370): Establece un subsidio para líneas de transmisión adicionales destinadas a dar conexión a ERNC. El subsidio opera en caso de una demanda menor a la proyectada, reduciendo el riesgo de la inversión. Con el objeto de favorecer la asociatividad, el transmisor que postule al subsidio deberá dar conexión a al menos tres proyectos ERNC. El monto del subsidio tiene un tope de 18.000 UF anuales (del orden de 700.000 US$), y aplica entre los años 6 y 10 de la operación de la línea.
- Franquicia tributaria para colectores solares (Ley 20.365): La ley entrega una franquicia tributaria - entre un 20% a 100% del valor del sistema solar térmico- a la instalación de colectores solares en viviendas nuevas de hasta 4.500 U.F.
- Reglamento de la franquicia tributaria para colectores solares (Decreto 331): Establece las condiciones técnicas de los sistemas solares térmicos.
- Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS): Documento técnico que establece exigencias mínimas para diseño de instalaciones y estándares de seguridad y calidad de servicio, entre otros.

ÍNDICE

6. Conclusiones

6.1. Roles

- El Sistema Eléctrico está concebido para la participación exclusiva de Privados;
- El Estado tiene roles acotados, de regulación y Fiscalización y una restringida planificación;
- No existe planificación estratégica en torno a la electricidad, no hay establecimiento de prioridad respecto a la elección de fuentes ni un ordenamiento territorial base;

6.2. Participación

- El Sistema Eléctrico se caracteriza por la concentración, aun en el segmento de generación que se entiende competitivo, la producción se centra en 4 actores, estos tienen la posibilidad de incidir en el establecimiento de las tarifas.

- El Sistema es además dominado por transnacionales, prestadoras especializadas en Servicios Públicos con inversiones de alcance global, la participación de éstas no ha redundado en un mejoramiento en la calidad del servicio.
- El sistema es nominalmente competitivo, dada la envergadura de las inversiones, las economías de escala y de ámbito, hacen virtualmente imposible la incorporación de nuevos actores en el mercado, el sistema actúa como un favorecimiento a un oligopolio.

6.3. Rentabilidad

- Rentabilidad Operacional Promedio en la Industria Eléctrica es cercana al 39% y la utilidad neta es superior al 18%, esos márgenes indican que las actividades son fuente de riqueza, por lo que no se advierte el fundamento para que puedan existir empresas públicas de generación y que la Transmisión y Distribución estén en manos del Estado.
- La alta rentabilidad del probado esquema del negocio de generación, la estabilidad en el tiempo de sus rendimientos y la demanda de largo plazo justifican plenamente el desarrollo de una Empresa Estatal de Generación de Energía.

6.4. Tarifas

- Están diseñadas de manera que todos los intervinientes aseguren una remuneración adecuada por su participación en el Sistema.
- La Estructura de las tarifas garantiza la rentabilidad de base y da la flexibilidad suficiente para que los clientes libres tengan importantes descuentos respecto a los regulados

6.5. La Minería del Cobre

- Se espera que el consumo eléctrico de la minería del cobre en el periodo 2019-30 crezca desde 23,6 TWh en 2019 hasta 33,1 TWh en 2030.
- Este crecimiento responde principalmente a un alto consumo en concentración, proceso que por sí solo consume más de la mitad de la demanda eléctrica agregada.
- A nivel Regional. Antofagasta, en línea con su alta producción, concentrará más de la mitad del uso energético, incrementando 30% al 2030.