

REPORTE ELÉCTRICO TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN

1 0 0 **empresas**
eléctricas A.G.
A Ñ O S

@EElectricas
www.electricas.cl

Julio 2016





ÍNDICE DE CONTENIDOS

1 TARIFAS

- Mapa de Tarifas de Electricidad
- Composición de la Cuenta para Clientes Residenciales e Industriales

2 LICITACIONES DE SUMINISTRO PARA CLIENTES REGULADOS

- Suministro a Licitación
- Procesos de Licitación

3 LEY DE TRANSMISIÓN E INTERCONEXIÓN

- Ley que establece un nuevo sistema de transmisión eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional

4 NUEVO DISEÑO DE BOLETA

5 NOTAS CON VALOR

- Empresas Eléctricas A.G. celebró sus 100 años de vida con un inspirador encuentro con el arquitecto Alejandro Aravena.
- INTERCHILE ejecuta con éxito Plan de Relacionamiento Comunitario de la línea de transmisión Cardones-Polpaico.
- Programa Liceos Eléctricos del Grupo Saesa: Contribuyendo a la formación de futuros eléctricos en regiones.

El presente informe es elaborado y editado por las direcciones de Estudios y Regulación, Jurídica y de Comunicaciones de Empresas Eléctricas A.G. en base a información de dominio público, por lo que Empresas Eléctricas A.G. no se hace responsable por su exactitud ni su integridad, siendo el presente informe para fines únicamente informativos. Empresas Eléctricas A.G. no se hace responsable por las consecuencias derivadas del uso de la información contenida en el presente Informe. Se autoriza la reproducción parcial o total de este informe sujeta a que se cite como fuente a Empresas Eléctricas A.G. o bien de terceros cuando el contenido corresponda.



1 0 0 EMPRESAS
eléctricas A.G.
A Ñ O S

Capítulo 1
Tarifas



MAPA DE TARIFAS DE ELECTRICIDAD

JULIO 2016

En el siguiente mapa se representa el costo promedio asociado al consumo de electricidad de clientes residenciales ubicados en los sistemas interconectados SIC y SING.

Para este cálculo se consideró un consumo de 180 kWh, el cual puede representar el gasto promedio de una familia compuesta por 3 o 4 integrantes. El nivel de costo por concepto de electricidad se asocia a las tarifas vigentes a julio de 2016, fijadas por el Estado, en cada comuna representativa de cada región de nuestro país.

Adicionalmente, en la tabla 1 se indican aquellas comunas que poseen los costos más altos, más bajos y el costo promedio de electricidad.

ARICA Y PARINACOTA \$ 23.456

(Comuna: Arica) **Emelari**

ANTOFAGASTA \$ 21.424

(Comuna: Antofagasta) **Elecda**

COQUIMBO \$ 26.162

(Comuna: La Serena) **Conafe**

METROPOLITANA \$ 21.229

(Comuna: Santiago) **Chilectra**

MAULE \$ 26.371

(Comuna: Talca) **CGED**

ARAUCANÍA \$ 32.110

(Comuna: Temuco) **Frontel**

LOS LAGOS \$ 30.725

(Comuna: Puerto Montt) **Saesa**

TARAPACÁ \$ 23.369

(Comuna: Iquique) **Eliqsa**

ATACAMA \$ 20.781

(Comuna: Copiapó) **Emelat**

VALPARAÍSO \$ 27.337

(Comuna: Valparaíso) **Chilquinta**

L. G. B. O'HIGGINS \$ 24.869

(Comuna: Rancagua) **CGED**

BÍO-BÍO \$ 24.494

(Comuna: Concepción) **CGED**

LOS RÍOS \$ 27.502

(Comuna: Valdivia) **Saesa**

COIHAIQUE \$ 29.465

(Comuna: Coihaique) **Edelaysén**

PUNTA ARENAS \$ 23.880

(Comuna: Pta. Arenas) **Edelmag**

TABLA 1: VARIACIONES TARIFARIAS A JULIO 2016

	REGIÓN	COMUNA	EMPRESA	TARIFA EN PESOS
1er más alto	Santiago	Lo Barnechea	Luz Andes	\$44.192
2do más alto	VII	Yerbas Buenas	Luzlinares	\$40.638
3er más alto	VII	Longaví	Luzlinares	\$40.638
4to más alto	VII	Colbún	Luzlinares	\$39.985
5to más alto	VII	San Javier	Luzlinares	\$39.195
Promedio				\$28.890
1er más bajo	II	Taltal	Elecda	\$19.123
2do más bajo	III	Alto del Carmen	Emelat	\$20.781
3er más bajo	III	Caldera	Emelat	\$20.781
4to más bajo	III	Chañaral	Emelat	\$20.781
5to más bajo	III	Copiapó	Emelat	\$20.781



COMPOSICIÓN DE LA CUENTA PARA CLIENTES RESIDENCIALES E INDUSTRIALES

Julio 2016

En las siguientes figuras, se presenta la composición de una cuenta tipo para clientes adscritos a la tarifa BT1a y AT43, las cuales corresponden a las tarifas más usadas por clientes residenciales e industriales respectivamente.

Los costos estimados fueron calculados considerando un consumo promedio de 180kWh, que podría representar el consumo de una familia de 3 o 4 integrantes. En este cálculo no se ha considerado la aplicación de ningún tipo de factor de sectorización, corrección por aporte de terceros o de reasignación de cargos fijos contemplados en el decreto tarifario 1T de 2012 que fija las tarifas de electricidad.

Considerando los pliegos tarifarios vigentes a julio de 2016, se obtuvieron los siguientes resultados, los cuales consideran la aplicación del pago de impuestos al valor agregado (IVA).

CLIENTES RESIDENCIALES

Tabla 2
COMPOSICIÓN DE LA CUENTA PARA CLIENTES RESIDENCIALES

(Julio 2016)

	Chilectra	Frontel
Transmisión Troncal	\$ 224	\$ 224
Distribución	\$3.207	\$10.495
Generación	\$14.690	\$16.148
IVA	\$3.443	\$5.105
Tarifa Final	\$21.564	\$31.971

Gráfico 1
COMPOSICIÓN DE LA CUENTA PARA CLIENTES RESIDENCIALES DE CHILECTRA

(Julio 2016)

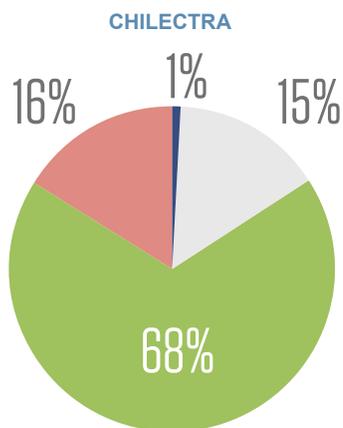
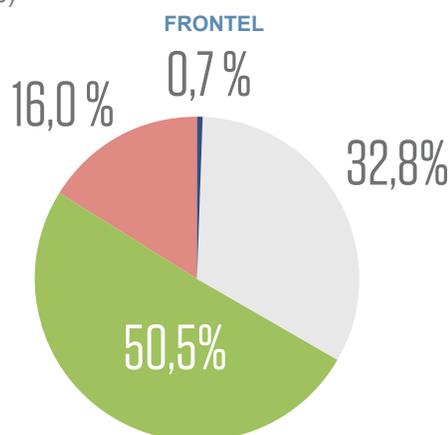


Gráfico 2
COMPOSICIÓN DE LA CUENTA PARA CLIENTES RESIDENCIALES DE FRONTEL

(Julio 2016)



● Transmisión Troncal ● Distribución ● Generación ● IVA

Nota: El costo de generación incluye el pago por uso de los Sistemas de Subtransmisión.

Al igual como se pudo visualizar en la edición anterior, del cálculo efectuado se desprende que la diferencia más relevante dentro de las cuentas finales es el costo por conceptos de distribución.

En el caso de Chilectra, el sistema de distribución pesa aproximadamente un 15%, mientras que para

el caso de Frontel, este costo corresponde a un 33% aproximadamente de la cuenta final. Esta diferencia se explica en gran parte por el grado de concentración de los clientes en el área de concesión de ambas empresas.

CLIENTES INDUSTRIALES

A diferencia de lo que ocurre en el caso de clientes residenciales, esta tarifa sólo recoge los costos asociados a la red de alta tensión de distribución (12kV o 23kV). Esto explica la disminución del peso específico del componente de distribución de un 15% a un 4% en el caso de Chilectra y de un 33% a un 15% en el caso de Frontel. No obstante, al igual que en el caso de los clientes residenciales, la mayor diferencia en costos ocurre en el segmento de distribución.

Tabla 3

COMPOSICIÓN DE LA CUENTA PARA CLIENTES INDUSTRIALES

(Julio 2016)

	Chilectra	Frontel
Transmisión Troncal	\$ 43.505	\$ 43.505
Distribución	\$ 113.451	\$ 573.625
Generación	\$ 2.421.855	\$ 2.682.182
IVA	\$ 489.974	\$ 626.869
Tarifa Final	\$ 3.068.785	\$ 3.926.182

Gráfico 3

COMPOSICIÓN DE LA CUENTA PARA CLIENTES INDUSTRIALES DE CHILECTRA

(Julio 2016)

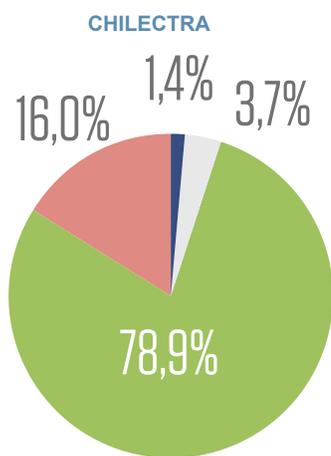
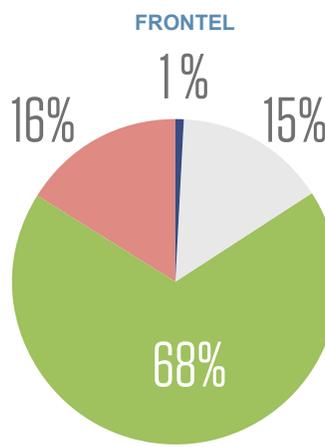


Gráfico 4

COMPOSICIÓN DE LA CUENTA PARA CLIENTES INDUSTRIALES DE FRONTEL

(Julio 2016)



● Transmisión Troncal ● Distribución ● Generación ● IVA

Nota: El costo de generación incluye el pago por uso de los Sistemas de Subtransmisión



1 0 0 EMPRESAS
eléctricas A.G.
A Ñ O S

Capítulo 2
**Licitaciones de
suministro para
clientes regulados**



ANTECEDENTES GENERALES

Actualmente se encuentra en desarrollo el proceso de licitación de suministro denominado “LICITACIÓN DE SUMINISTRO 2015/01”, cuyo objetivo es adjudicar 12.430 GWh/anuales destinados a abastecer las necesidades de los clientes regulados de las empresas distribuidoras para los próximos 20 años.

Tabla 1:

ETAPAS DEL PROCESO DE LICITACIÓN

Elaboración propia

Etapa	Licitación 2015/01
Llamado a licitación	29 de mayo de 2015
Cierre del período de consultas	30 de diciembre de 2015
Fecha de Presentación de las Propuestas.	27 de julio de 2016
Apertura y evaluación de ofertas administrativas	A más tardar 24 horas después de cerrado el proceso de Presentación de las Propuestas.
Acto público de Adjudicación	17 de Agosto de 2016



SUMINISTRO A LICITAR

BLOQUES DE SUMINISTRO DEL PROCESO DE LICITACIÓN 2015/01

Bloque de Suministro N°1, que comprende el período entre el 1 de enero de 2021 y el 31 de diciembre de 2040, con una energía anual de 3.080 GWh.

Bloque de Suministro N°2-A, entre el 1 de enero de 2021 y el 31 de diciembre de 2040, durante los períodos horarios comprendidos entre las 00:00 y las 07:59 horas y entre las 23:00 y 23:59 horas, con una energía anual de 680 GWh.

Bloque de Suministro N°2-B, entre el 1 de enero de 2021 y el 31 de diciembre de 2040, durante el período horario comprendido entre las 08:00 y las 17:59 horas, con una energía anual de 1000 GWh.

Bloque de Suministro N°2-C, entre el 1 de enero de 2021 y el 31 de diciembre de 2040, durante el período

horario comprendido entre las 18:00 y las 22:59 horas, con una energía anual de 520 GWh.

Bloque de Suministro N°3, que comprende el período entre el 1 de enero de 2022 y el 31 de diciembre de 2041, con una energía anual de 7.150 GWh.

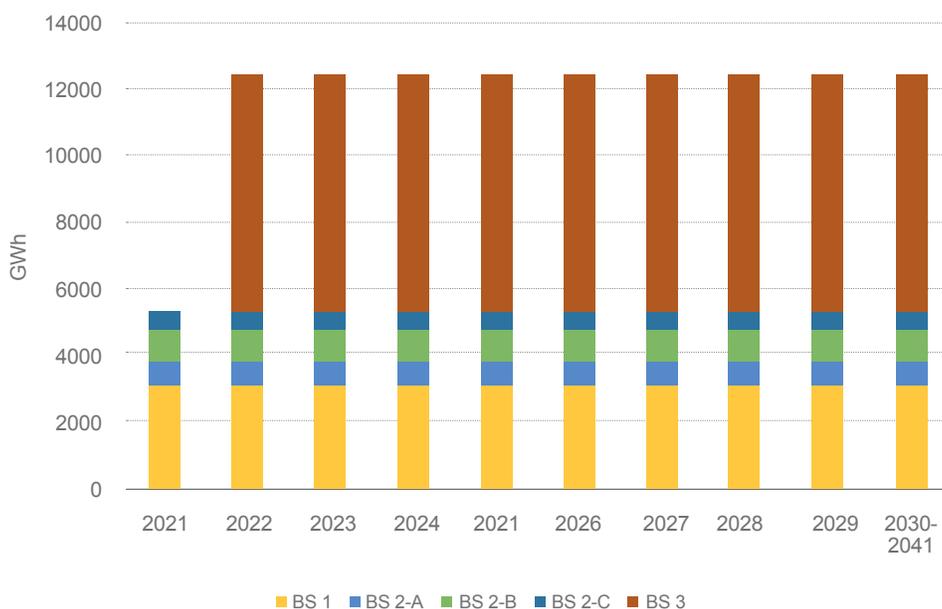
Las ofertas pueden ser efectuadas por una parte o por el total de los 140 sub-bloques que componen el Bloque de Suministro N°1, o de los 100 sub-bloques que componen los Bloques de Suministro N°2-A, N°2-B y N°2-C, o de los 325 sub-bloques que componen el Bloque de Suministro N°3.

El próximo gráfico ilustra los volúmenes licitados por cada uno de los bloques de suministro:

Gráfico 1:

BLOQUES HORARIO POR PROCESO DE LICITACIÓN

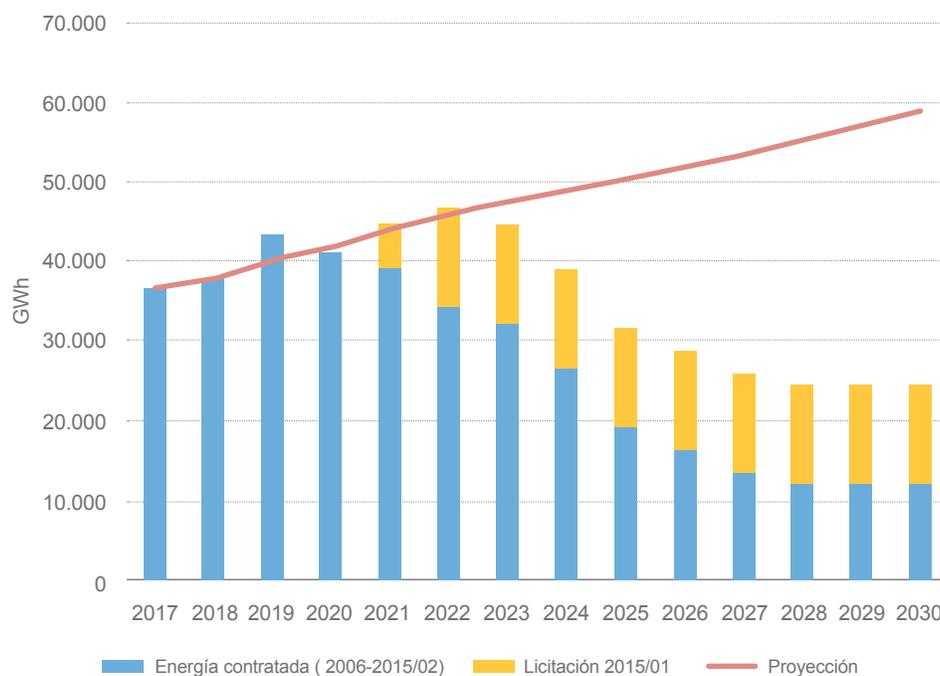
Elaboración propia



Considerando el suministro ya adjudicado en las pasadas licitaciones y los bloques actualmente en proceso de licitación, el siguiente gráfico muestra el estatus del abastecimiento del consumo regulado para los próximos años:

Gráfico 2:
ESTATUS DEL ABASTECIMIENTO DEL CONSUMO REGULADO HASTA EL AÑO 2030

Elaboración propia



Suponiendo que la licitación en curso será exitosa, hasta el año 2022, como se puede apreciar, el suministro estaría completamente cubierto, siendo necesario volver a licitar a partir del año 2023.



PROCESOS DE LICITACIÓN REALIZADOS

RESULTADOS GLOBALES

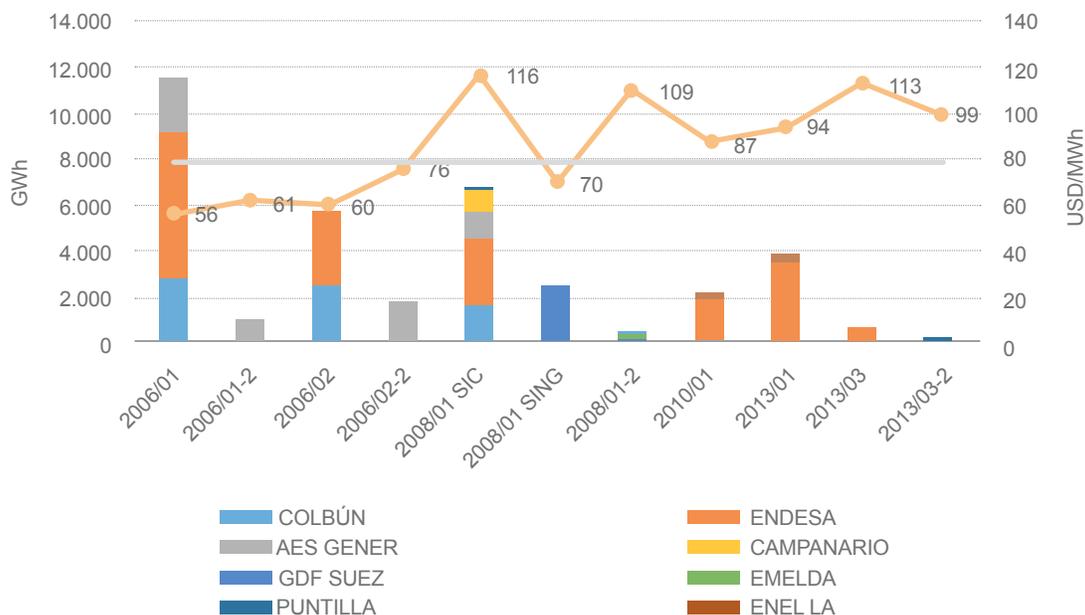
A la fecha, se han realizado un total de 14 procesos de licitación, con distinto nivel de éxito, tanto en precios como en energía adjudicada.

En el gráfico 3 se presentan los niveles de precios y energía de cada proceso de licitación vigente de acuerdo a informe técnico a mayo 2016, indicando además el precio promedio ponderado de los procesos de licitación.

El nivel de precios promedio se encuentra entre los USD\$56 y USD\$116, correspondientes a las licitaciones 2006/01 y 2008/01 del SIC.

Gráfico 3:
NIVELES DE PRECIOS Y ENERGÍA A JULIO 2016

Elaboración propia a partir del modelo de cálculo de precios de nudo informados en el informe técnico preliminar, publicado por CNE.



Los precios promedio fueron calculados en función de la energía para el año 2016, en términos nominales.

Tabla 2:

RESUMEN DE PROCESOS ANTERIORES

Sistema	Proceso	Precio ofertado US\$/MWh	Energía adjudicada GWh/año	Adjudicación
SIC	2006/01	52,9	12.076	100%
SIC	2006/01-2	54,5	1.130	100%
SIC	2006/02	59,8	5.700	100%
SIC	2006/02-2	65,8	1.800	100%
SIC	2008/01	104,3	7.821	100%
SING	2008/01	90	2.530	100%
SIC	2008/01-2	99,5	935	100%
SIC	2010/01	90,3	2.200	82%
SIC	2012/01	129,5	924	100%
SIC	2012/03-2	138,9	248	15%
SIC	2013/01	128,9	3.900	78%
SIC	2013/03	112	750	15%
SIC	2013/03-2	108,2	11.955	92%
SIC+SING	2015/02	79,3	1.200	100%

En cada proceso de licitación la CNE ha establecido distintas fórmulas de indexación y a su vez los oferentes han seleccionado distintos índices en sus ofertas. La siguiente tabla presenta un resumen de esta información:

Tabla 3:

INDEXADORES

Fuente CNE

Adjudicatario	Indexadores				Ponderación			
2006/01								
AES GENER	CARBÓN	CPI			44%	56%		
COLBÚN	DIESEL	CARBÓN	CPI		25%	45%	30%	
ENDESA	CARBÓN	GNL	CPI		15%	15%	70%	
AES GENER	CARBÓN	CPI			40%	60%		
2006/01-2								
AES GENER	CARBÓN				100%			
2006/02								
COLBÚN	CPI_6m				100%			
ENDESA	GNL_6m	CPI_6m			30%	70%		
2006/02-2								
AES GENER	CPI_6m				100%			
2008/01								
AES GENER	CPI_9m				100%			
CAMPANARIO	CPI_9m				100%			
COLBÚN	CPI_9m				100%			
GDF SUEZ	GNL_4m	CPI_4m			59%	41%		
ENDESA	CPI_9m				100%			
GDF SUEZ	CPI_9m				100%			
2008/01-2								
EMELDA	CPI_9m				100%			
ENDESA	CPI_9m				100%			
GDF SUEZ	CPI_9m				100%			
PUNTILLA	CPI_9m				100%			
2010/01								
ENDESA	Carbón_6m	Brent_6m	CPI_6m		15%	15%	70%	
ENDESA	Brent_6m	CPI_6m			70%	30%		
ENEL LA	CPI_6m				100%			
2012/03-2								
AES GENER	Carbón_6m	CPI_6m			30%	70%		
2013/01								
ENDESA	Carbón_6m	Brent_6m	GNL_6m	CPI_6m	25%	20%	30%	25%
ENDESA	CPI_6m				100%			
ENEL LA	CPI_6m				100%			
2013/03								
ENDESA	CPI_6m				100%			
2013/03-2								
CAREN	CPI_6m				100%			
ERN-1	CPI_6m				100%			
CHUNGUNGO	CPI_6m				100%			
C. EL MORADO	CPI_6m				100%			
SPV P4	CPI_6m				100%			
ERN-1	CPI_6m				100%			
SAN JUAN	CPI_6m				100%			
PELUMPÉN	CPI_6m				100%			
SANTIAGO SOLAR	CPI_6m				100%			
ACCIONA ENERGÍA CHILE	CPI_6m				100%			
EL CAMPESINO	CPI_6m				100%			
NORVIND	CPI_6m				100%			
2015/02								
AELA	CPI_6m				100%			
ABENGOA	CPI_6m				100%			
CABO LEONES I	CPI_6m				100%			
SCB II	CPI_6m				100%			
AMUNCHE	CPI_6m				100%			

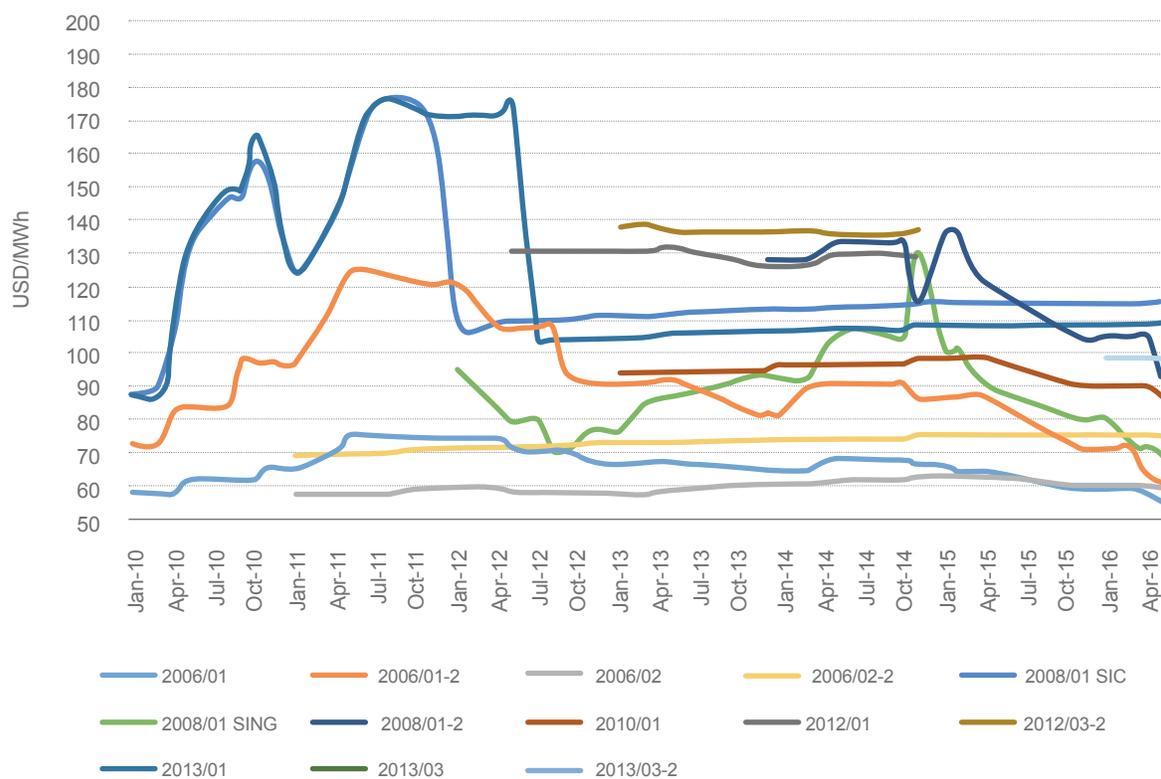
La evolución de cada precio licitado está en directa relación con la fórmula de indexación y los índices seleccionados, es por esto que se observa que, salvo en los procesos 2006/01-2, 2008/01, 2008/01-2, los niveles de precio se han mantenido estables en el tiempo. Esto se explica principalmente por el cambio en la estructura de la fórmula de indexación, en la que se pasa de utilizar índices mensuales a promedios de varios meses.

En el caso particular de los procesos 2008/01 y 2008/01-2, la fórmula de indexación utilizada los dos primeros años es función de costos marginales del sistema. En el caso de la licitación 2006/01-2, la fórmula de indexación es 100% carbón.

Gráfico 4:

PRECIO PROMEDIO LICITADO POR PROCESO, EN TÉRMINOS NOMINALES

Elaboración propia a partir de datos proporcionados por CNE



A continuación, se presenta una tabla resumen que contiene los precios adjudicados inicialmente, los precios actuales, y los niveles máximo y mínimo para cada uno de los procesos de licitación.

Tabla 4:

ANÁLISIS DE PRECIOS PROMEDIO NOMINAL

Elaboración propia a partir de datos proporcionados por CNE

Licitación	Precio promedio máximo USD/MWh	Precio promedio mínimo USD/MWh	Precio ofertado USD/MWh	Precio Inicial USD/MWh	Último precio USD/MWh
2006/01	75,4	56,0	52,9	58,5	56,0
2006/01-2	124,9	61,4	54,5	73,2	61,4
2006/02	63,1	58,1	59,8	58,2	59,9
2006/02-2	75,7	69,5	65,8	69,5	75,5
2008/01 SIC	175,5	88,5	104,31	88,5	115,7
2008/01 SING	130,4	69,5	90,0	77,1	69,5
2008/01-2	175,8	87,6	99,5	87,6	109,2
2010/01	98,7	86,7	90,3	94,1	86,7
2012/01	131,6	127,0	129,5	130,7	129,0
2012/03-2	138,3	135,6	138,9	138,3	136,5
2013/01	135,9	93,7	128,9	128,2	93,7
2013/03	113,0	112,4	112,0	112,4	112,8
2013/03-2	99,0	98,6	108,2	99,0	98,6

PRECIOS POR EMPRESA GENERADORA

En estos procesos licitatorios han participado empresas de 24 grupos. El siguiente gráfico muestra cuánto ha sido el suministro adjudicado a cada grupo.

Gráfico 5:

ENERGÍA ADJUDICADA POR EMPRESA GENERADORA

Elaboración propia a partir de datos proporcionados por CNE

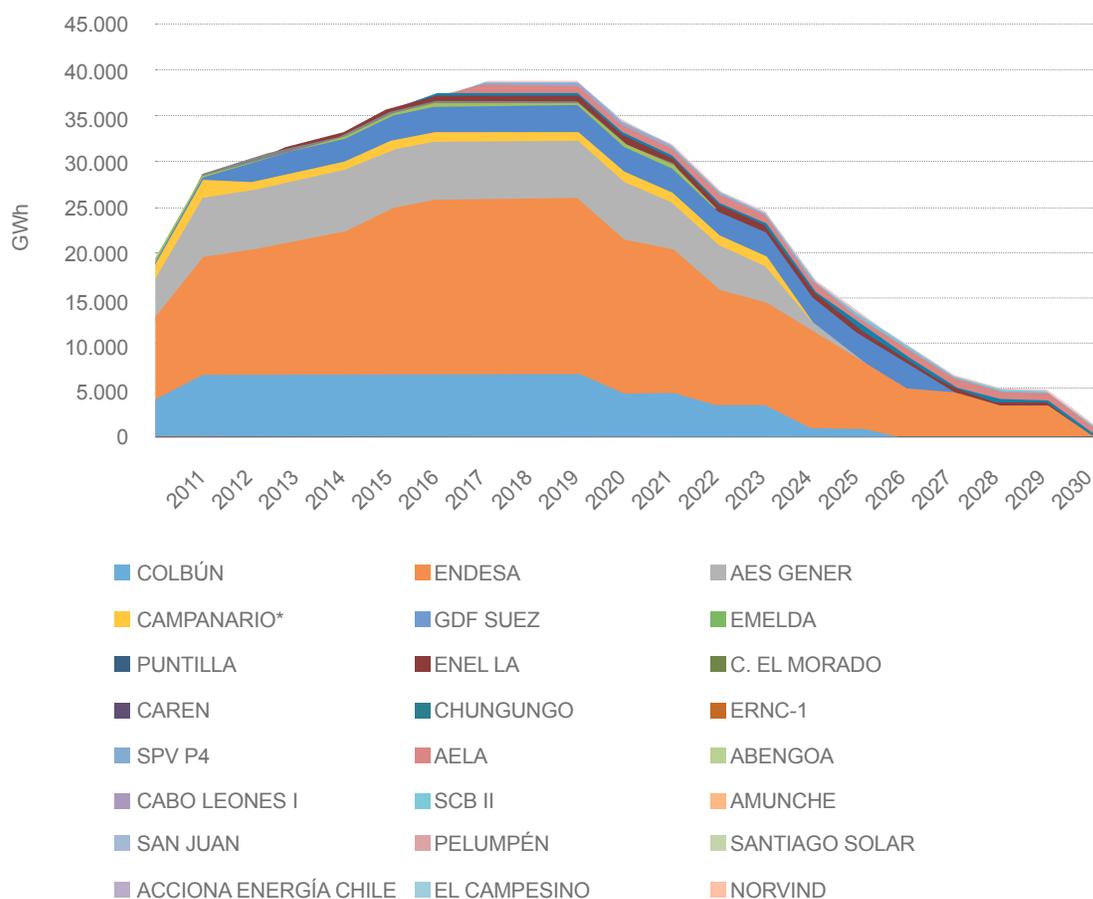
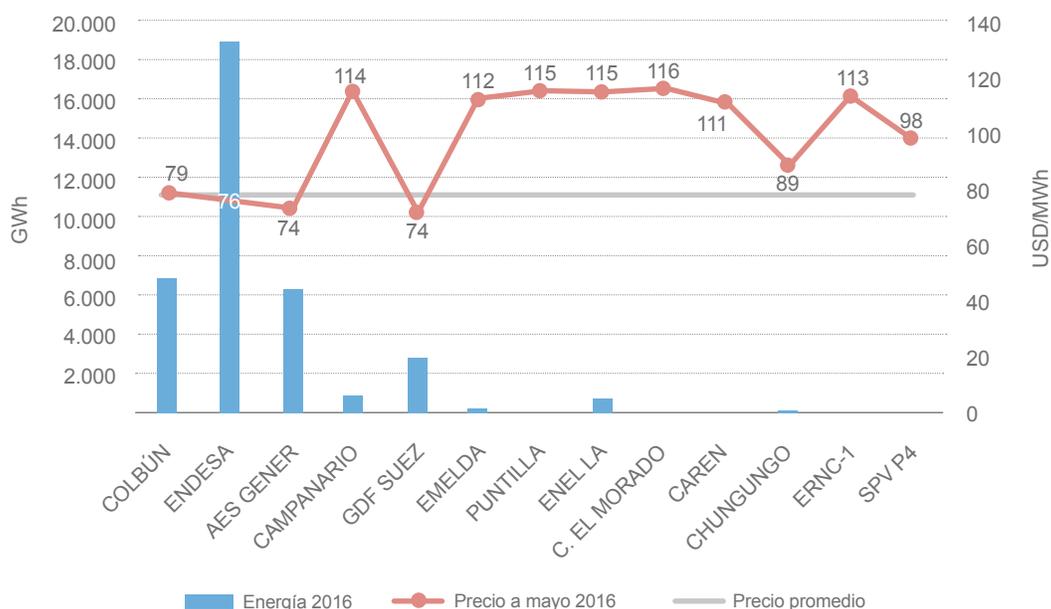


Gráfico 6:

ENERGÍA 2016 POR EMPRESA GENERADORA Y PRECIO ACTUAL

Elaboración propia a partir de datos proporcionados por CNE



A continuación, se presenta una tabla resumen que contiene los precios actuales, los niveles máximo, mínimo y promedio para cada una de las empresas generadoras adjudicatarias con contratos vigentes al día de hoy.

Tabla 5:

ANÁLISIS DE PRECIOS PROMEDIO NOMINAL

Elaboración propia a partir de datos proporcionados por CNE

Empresa Generadora	Precio promedio máximo USD/MWh	Precio promedio mínimo USD/MWh	Precio Inicial USD/MWh	Último precio USD/MWh
COLBÚN	103	72	72	79
ENDESA	87	63	63	76
AES GENER	107	74	74	74
CAMPANARIO	176	89	89	114
GDF SUEZ	128	74	81	74
EMELDA	176	107	171	112
PUNTILLA	176	88	88	115
ENEL LA	115	78	78	115
C. EL MORADO	117	116	117	116
CAREN	111	111	111	111
CHUNGUNGO	89	89	89	89
ERNC-1	113	113	113	113
SPV P4	98	98	98	98



1 0 0 EMPRESAS
eléctricas A.G.
A Ñ O S

Capítulo 3

Ley de transmisión e interconexión



LEY DE TRANSMISIÓN E INTERCONEXIÓN

El 11 de julio de 2016 fue promulgado el Proyecto de Ley que Establece un Nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y crea un Organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional. La gestación, coordinación y tramitación de este proyecto se han dado en un contexto de amplia participación de todos los agentes interesados, así como también de transparencia y alturas de mira.

Entre las principales modificaciones introducidas por este proyecto se encuentran la definición de nuevos segmentos de transmisión (Nacional, Zonal, Dedicada y Dedicada a Polo de Desarrollos), modificación del esquema de valorización y remuneración de los sistemas de transmisión, garantizar el libre acceso a todas las instalaciones del sistema de transmisión, permitir la definición a nivel central de franjas preliminares de trazados, y la creación de un Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional que reemplazará a los actuales CDEC.

1.1 PRINCIPALES MATERIA CONTENIDAS EN LA LEY

A continuación se señalan las principales materias y modificaciones introducidas por el Proyecto de Ley que Establece un Nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y crea un Organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, correspondiente al boletín N°10240-08 y promulgado con fecha 11 de Julio de 2016.

1.1.1 COORDINADOR INDEPENDIENTE DEL SISTEMA

- El Coordinador será una corporación autónoma de derecho público, sin fines de lucro, con patrimonio propio y de duración indefinida, la cual no formará parte de la Administración del Estado.
- La dirección y administración del Coordinador estará a cargo de un Consejo Directivo, compuesto por 5 consejeros elegidos por el Comité Especial de Nominaciones. El Comité de Nominación deberá elegir a los miembros del Consejo Directivo dentro del plazo de 4 meses contado desde la publicación de la Ley.
- Los consejeros durarán 5 años en su cargo, pudiendo ser reelegidos.
- Los consejeros recibirán una remuneración equivalente a la establecida para los integrantes del Panel de Expertos, en el caso de su Presidente dicha remuneración se incrementará en un 10%.
- La función de Consejero es de dedicación exclusiva e incompatible con todo cargo o servicio remunerado, público o privado. Pueden poseer acciones e impartir clases.
- El Comité Especial de Nominaciones estará compuesto por 4 miembros. El Secretario ejecutivo de la CNE, un consejero del Consejo de Alta Dirección Pública, el Presidente del Panel de Expertos u otro integrante designado para estos efectos, el Presidente del TDLC o uno de sus ministros.
- Todos los acuerdos del Comité deberán ser adoptados por el voto favorable de al menos 3 de sus 4 miembros.
- Los integrantes del Comité no percibirán remuneración ni dieta adicional por el desempeño de sus funciones
- El financiamiento del Coordinador se establecerá a través de un presupuesto anual, el que deberá ser aprobado por CNE en forma previa a su ejecución.
- El Coordinador tendrá como base las funciones de los actuales CDEC, a las que se agregan algunas nuevas (colaboración con las autoridades correspondientes en el monitoreo de la competencia en el mercado eléctrico y de la cadena de pagos, un estándar de transparencia en el manejo de la información).
- SEC podrá multar a los miembros del Consejo Directivo por el incumplimiento de sus funciones u obligaciones, con un máximo 30 UTA por consejero.
- El Coordinador comenzará a ejercer sus funciones el 1 de enero de 2017.

1.1.2 PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA Y DE LA EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN

- Se redefinen los sistemas de transmisión: Sistemas de Transmisión Nacional (actualmente Troncal), Sistemas de Transmisión Zonal (actualmente Subtransmisión), Sistemas de Transmisión Dedicados (actualmente transmisión adicional), Sistemas de transmisión para Polos de Desarrollo y Sistemas de Interconexión Internacional.
- Los Polos de Desarrollo corresponden a aquellas zonas territorialmente identificables, ubicadas en las regiones en que se emplaza el sistema eléctrico nacional donde existen recursos para la producción

de energía eléctrica proveniente de energías renovables, cuyo aprovechamiento, utilizando un único sistema de transmisión, resulta de interés público y es eficiente económicamente.

- Cada 5 años, el Ministerio de Energía (MINENERGÍA) deberá desarrollar un proceso de planificación energética de largo plazo, para los distintos escenarios energéticos de expansión de la generación y del consumo, en un horizonte de al menos 30 años. Se identifican los Polos de Desarrollo.
- Anualmente CNE deberá realizar un proceso de planificación vinculante de la transmisión, el que deberá considerar, al menos, un horizonte de 20 años.
- Se incorporan nuevos criterios para la expansión de la transmisión, considerando la minimización de los riesgos en el abastecimiento; la creación de condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia; instalaciones que resulten económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del sistema eléctrico; y la posible modificación de instalaciones de transmisión existentes que permitan realizar las ampliaciones necesarias del sistema de una manera eficiente.



1.1.3 DEFINICIÓN DE TRAZADOS

- Se contempla un nuevo Procedimiento de Estudio de Franja, para determinados trazados de transmisión eléctrica, que será sometido a evaluación ambiental estratégica y a la aprobación del Consejo de Ministros para la Sustentabilidad.
- Una vez publicado el decreto que fija las obras nuevas, MINENERGÍA deberá dar inicio al Estudio de Franja para aquellas obras nuevas que requieren de la determinación de una franja preliminar, el que será sometido a evaluación ambiental estratégica.
- El Estudio será licitado, adjudicado y supervisado por MINENERGÍA y la SEC actuará como organismo técnico asesor.
- El financiamiento del Estudio de Franja se establecerá a través de un presupuesto anual elaborado por la Subsecretaría de Energía.

- El Estudio de Franja contemplará franjas alternativas en consideración a criterios técnicos, económicos, ambientales y de desarrollo sustentable.
- El Estudio concluirá con un informe de MINENERGÍA que contenga la franja alternativa a proponer al Consejo de Ministros para la Sustentabilidad, el cual deberá acordar el uso de la propuesta de franja, para efectos que MINENERGÍA dicte un decreto que fije la franja preliminar, la que por causa de utilidad pública podrá ser gravada con una o más servidumbres, en lo que les sea aplicable. Dichas servidumbres se impondrán una vez que el adjudicatario de los derechos de ejecución y explotación del proyecto de obra nueva defina el trazado y cuente con la correspondiente resolución de calificación ambiental para la ejecución del proyecto.
- En caso que, una vez obtenida la resolución de calificación ambiental y durante la ejecución del proyecto, el titular del mismo requiera excepcionalmente modificar el trazado definitivo, deberá, en forma previa, solicitar en forma fundada la aprobación de MINENERGÍA.

1.1.4 ACCESO ABIERTO

- Se extiende el alcance del acceso abierto a todas las instalaciones de transmisión.
- El Coordinador autorizará y verificará el cumplimiento de los requisitos y exigencias para la conexión a los sistemas de transmisión.
- Con excepción del Sistema Dedicado, le corresponderá al Coordinador establecer los pagos, a partir de la aplicación de las tarifas que determine MINENERGÍA, previo informe de CNE, por concepto de costos de conexión, estudios y análisis de ingeniería o derechos de uso de dichas instalaciones, así como los requisitos técnicos y plazos para realizar dichas obras, conforme lo determine el reglamento.
- A la SEC le corresponderá la fiscalización del cumplimiento de las condiciones de acceso abierto.
- El Coordinador en la autorización de conexión deberá pronunciarse sobre las observaciones formuladas.
- Los propietarios, de los Sistemas Dedicados no podrán negar el servicio a ningún interesado cuando exista capacidad técnica, sin perjuicio de la capacidad contratada o de los proyectos propios que se hayan contemplado al momento de la solicitud de uso de capacidad técnica. Asimismo, no podrán negar el acceso a empresas distribuidoras para el suministro de usuarios sometidos a regulación de precios.
- El Coordinador determinará fundadamente la capacidad técnica disponible de los Sistemas Dedicados.
- El interesado deberá presentar al Coordinador, junto con la solicitud de uso de dicha capacidad, una garantía o pago anticipado a beneficio del propietario del Sistema Dedicado que caucione o remunere la solicitud.
- A contar del momento que el Coordinador aprueba la solicitud de acceso respectiva, la capacidad técnica de transmisión solicitada por el interesado no será considerada como capacidad técnica de transmisión disponible.

- El uso de la capacidad autorizada será transitorio, mientras no se concreten los proyectos contemplados al momento de diseñar la capacidad del Sistema Dedicado o no se ejerzan los derechos de uso pactados contractualmente. Con una antelación no inferior a 4 años, los propietarios, arrendatario o usufructuarios, o quienes exploten a cualquier título, deberán dar aviso al Coordinador y a los interesados que hagan uso del acceso abierto.
- En caso de existir discrepancias que surjan en la aplicación del régimen de acceso abierto, podrán ser presentadas y resueltas por el Panel de Expertos.



1.1.5 REMUNERACIÓN DEL SISTEMA

1.1.5.1 EXPANSIÓN DEL SISTEMA

- Las obras nuevas contenidas en los respectivos decretos que fijan el plan de expansión serán adjudicadas a una empresa de transmisión, según el valor anual de la transmisión por tramo (VATT) que oferten las empresas para cada proyecto.
- El VATT resultante de la licitación y su fórmula de indexación se aplicará durante 5 períodos tarifarios, transcurridos los cuales las instalaciones y su valorización deberán ser revisadas y actualizadas en el proceso de tarificación correspondiente.
- En el caso de ampliaciones, el AVI se remunerará por 5 períodos tarifarios y será determinado considerando el VI resultante de una licitación y la tasa utilizada en el estudio vigente al momento de la adjudicación. Dichas obras serán consideradas en los procesos siguientes para determinar el COMA aplicable.
- Las empresas podrán efectuar obras menores en los sistemas de transmisión zonal que no se encuentren dentro del plan de expansión fijado por MINENERGÍA. En el siguiente proceso de valorización, CNE calificará la pertinencia de ellas y, para el caso que la evalúe positivamente, su valorización se realizará considerando la efectuada para instalaciones similares.

1.1.5.2 **INSTALACIONES EXISTENTES**

- Las instalaciones de cada Sistema de Transmisión Nacional, de Transmisión Zonal, para Polos de Desarrollo y de los Sistemas Dedicados serán determinadas cada 4 años por CNE, siendo las discrepancias que surjan resueltas por el Panel de Expertos.
- El valor anual de las instalaciones de Transmisión Nacional, Zonal, de Sistema de Transmisión para Polos de Desarrollo y el pago por uso de las instalaciones de Transmisión Dedicadas por parte de los usuarios regulados será determinado por CNE cada 4 años.
- La vida útil para efectos de determinar la anualidad del VI será determinada por CNE, debiendo resolver el Panel de Expertos las discrepancias que se presenten, y se aplicarán por 3 períodos tarifarios consecutivos.
- El VI se determinará en función de sus características físicas y técnicas, valoradas a los precios de mercado vigentes de acuerdo a un principio de adquisición eficiente. Para efectos de esta valorización, sólo se considerarán servidumbres en las que se acredite fehacientemente el valor pagado y que se encuentren en el registro de valorización e individualización de los derechos relacionados con el uso de suelo, con que cuente el Coordinador.
- El AVI se calculará considerando una tasa aplicable después de impuestos que deberá considerar el riesgo sistemático de las actividades propias de las empresas de transmisión eléctrica en relación al mercado, la tasa de rentabilidad libre de riesgo, y el premio por riesgo de mercado. En todo caso la tasa de descuento no podrá ser inferior al 7% ni superior al 10% (para el cuatrienio 2020-2024, el piso será del 7% y el techo 10%).
- Los estudios de valorización serán adjudicados y supervisados por un Comité integrado por un representante del MINENERGÍA, uno de CNE (Pdte), uno de transmisión nacional, uno del sistema de transmisión zonal, dos representantes de los clientes libres y un representante del Coordinador.

1.1.5.3 **PAGOS Y REPARTICIÓN DE INGRESOS**

- Se asigna el pago de la transmisión directamente a los clientes finales libre y regulados con cargo semestral. Su implementación es gradual conforme lo establecido en el artículo vigésimo quinto transitorio.
- En cada Sistema de Transmisión Nacional y Zonal, se establecerá un cargo único por uso, de modo que la recaudación asociada a éste constituya el complemento a los ingresos tarifarios reales. Asimismo, se establecerá un cargo único para remunerar la proporción de las instalaciones de Transmisión Dedicada utilizada por usuarios sometidos a regulación de precios.
- Del mismo modo, se establecerá un cargo único para remunerar la proporción de las instalaciones para Polos de Desarrollo no utilizada por la generación existente.
- Todos los cargos únicos serán calculados por CNE.
- El reglamento deberá establecer los mecanismos y procedimientos de reliquidación y ajuste de los cargos por uso correspondientes.

- La recaudación total de cada segmento y sistema, se pagará a prorrata del VATT.
- En cada sistema y segmento, las diferencias que se produzcan entre la recaudación total y el valor anual de la Transmisión por tramo deberán ser consideradas en el período siguiente, a fin de abonar o descontar dichas diferencias según corresponda, en el cálculo del cargo para el próximo período.



1.1.6 DESARROLLO NORMATIVO, REGULACIÓN, SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO

- CNE anualmente establecerá un plan de trabajo que permita proponer, facilitar y coordinar el desarrollo de la normativa técnica que rijan los aspectos técnicos, de seguridad, coordinación, calidad, información y económicos del funcionamiento del sector eléctrico.
- Para la revisión de la Norma Técnica o su modificación, la CNE deberá crear un comité consultivo especial a fin de recabar su opinión acerca del tema.
- La propuesta de Norma Técnica deberá ser sometida a un proceso de consulta pública.
- Sin perjuicio de las sanciones que corresponda, todo evento de indisponibilidad de suministro o de instalaciones que supere los estándares deberá ser informado por el Coordinador a SEC a través del EAF, para que ésta determine si procede compensación e instruya su pago.
- Los Coordinados podrán presentar a la SEC sus observaciones al EAF.

- Acreditado el pago de Compensaciones, SEC instruirá a través del Coordinador a los responsables el reembolso total e inmediato a las empresas suministradoras del monto pagado por éstas por concepto de compensaciones a usuarios finales, de acuerdo a las normas que determine el Reglamento o la SEC a falta de éstas.
- Una vez efectuado el reembolso, las empresas responsables podrán reclamar ante la SEC la improcedencia de su obligación de pago, el monto o la prorrata asignada. Sin perjuicio de la que se resuelva en las impugnaciones judiciales que se puedan interponer, ni de las acciones de repetición contra quienes finalmente resulten responsables.
- Las diferencias que resulten de impugnaciones judiciales o de acciones de repetición contra quienes finalmente resulten responsables deberán ser reliquidadas.
- En el caso de clientes regulados, la compensación corresponderá al equivalente de la energía no suministrada valorizada a quince veces la tarifa de energía.
- En el caso de clientes no regulados, la compensación corresponderá al equivalente de la energía no suministrada valorizada a quince veces la componente de energía del precio medio de mercado establecido en el informe técnico definitivo del precio de nudo de corto plazo vigente durante dicho evento. No procederá el pago de compensación, en caso que el cliente contemple en sus contratos cláusulas especiales en relación a compensaciones.
- Compensaciones pagadas por una empresa de Transmisión no podrán superar por evento el 5% de sus ingresos regulados en el año calendario anterior para el segmento de transmisión respectivo. El monto máximo de la compensación, será de 20.000 UTA.

En el caso de las generadoras, el monto de las compensaciones no podrá superar por evento el 5% de los ingresos del año anterior, por los conceptos de energía y potencia en el mercado nacional con un máximo de 20.000 UTA.

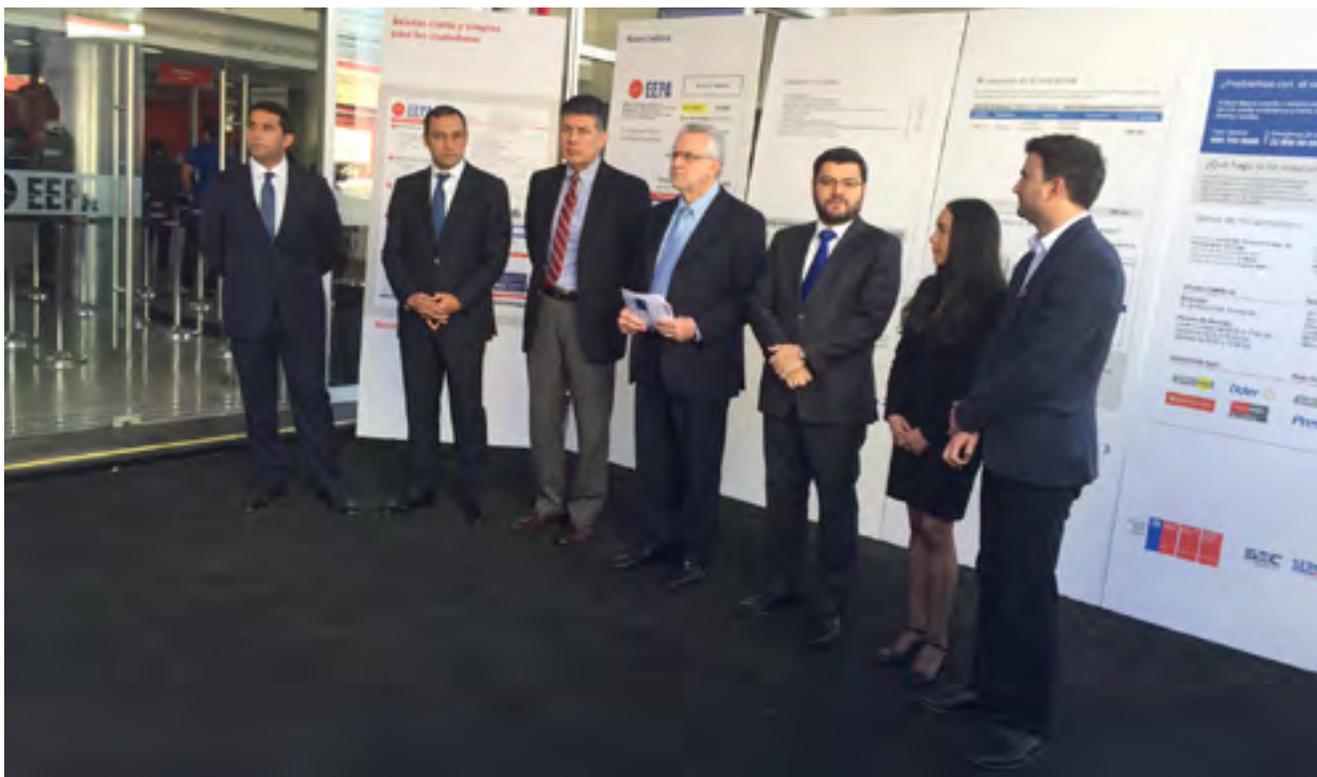


1 0 0 EMPRESAS
eléctricas A.G.
A Ñ O S

Capítulo 4
**Nuevo diseño
de boleta**



NUEVA BOLETA DE CONSUMO ELÉCTRICO



NUEVO DISEÑO DE BOLETA

La boleta de consumo de electricidad es el principal instrumento que poseen las empresas distribuidoras para comunicarse con sus clientes.

El perfeccionamiento de este instrumento es y ha sido de gran interés para la industria. En este sentido, Empresas Eléctricas A.G. considera muy positivo que el gobierno haya tomado la iniciativa para mejorar esta herramienta sobre todo en lo relativo al mayor entendimiento de los conceptos técnicos contenidos en ella a través del uso de un lenguaje más sencillo.

Esta iniciativa forma parte de la Agenda Energética lanzada por la Presidenta Michelle Bachelet en mayo de 2014, poniendo como desafío la necesidad de contar con “Cuentas claras, simples y transparentes”.

En primer paso de esta iniciativa consistió en una

Consulta Pública, realizada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), para que este cambio en las Boletas se realizara en un trabajo directo con los ciudadanos.

Posteriormente, durante el año 2015 se trabajó en conjunto con la industria para definir algunas modificaciones de forma o diseño, entre las que se destaca, el aumento del tamaño de la letra.

Finalmente, desde fines de 2015 hasta mediados de 2016, SEC en conjunto con SERNAC y Laboratorio de Gobierno, han trabajado en un nuevo diseño de boleta el cual será testeado a través de la realización de tres pilotos que se llevarán a cabo a lo largo de Chile.

El primero de ellos en la Empresa Eléctrica Puente Alto, EEPA, lanzado a principios del mes de julio en

esa comuna. Durante el mes de septiembre, se inició el despacho de las nuevas boletas en la Empresa EMELARI, en la Región de Arica y Parinacota, y en la empresa EDELAYSEN, en la Región de Aysén.

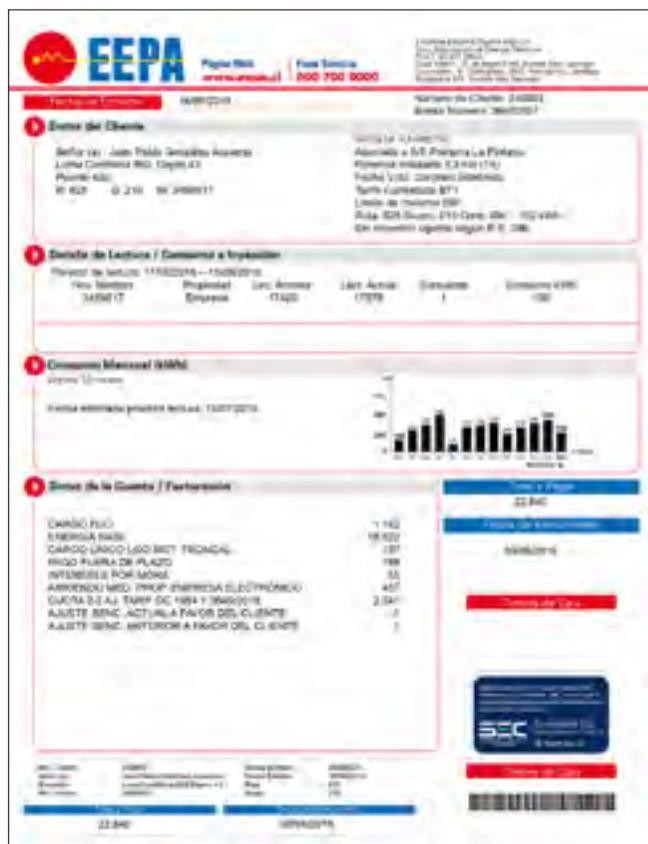
La meta impuesta por el gobierno es que a diciembre de 2016 todas las empresas distribuidoras de electricidad del país, hayan implementado este nuevo diseño de boleta.

3.1 ASPECTOS RELEVANTES DE LA NUEVA BOLETA

- Tamaño de la letra mucho más grande
- “Total a Pagar” y “Fecha de Vencimiento” destacado

- Simplificación de conceptos, por ejemplo: “Cargo Único por Uso del Sistema Troncal”, pasa a ser “Transporte de la Electricidad”
- “Energía Base”, pasa a ser “Electricidad Consumida”
- Historial de Consumo con comparación mes anterior y mismo mes año anterior
- Glosario incorporado en la Boleta para entender cobros y cargos
- Consejos para ahorrar
- Diseño único para todo el país a partir de facturación de diciembre
- Formato díptico que permite una lectura lineal
- Datos de contacto Empresa y Superintendencia de Electricidad y Combustibles, SEC.

Boleta Antigua



Boleta Nueva



3.2 EXPERIENCIA EEPA

Para EEPA la implementación de esta nueva Boleta ha significado un trabajo en conjunto de todos los departamentos involucrados : Informática, Facturación, Lectura, Servicio al Cliente y Marketing, considerando que el proceso de emisión de la boleta es 100% interno, sólo el pre impreso es proporcionado por un proveedor externo.

Por esta razón, y con el objetivo de adecuar sus procesos a los nuevos requerimientos, se implementó

nueva tecnología, impresión y mecanizado, que no sólo permitió imprimir el nuevo documento dúplex, sino que también mantuvo el proceso de emisión sin alterar el calendario de facturación diaria y mensual en 21 grupos de clientes.

Respecto de la percepción de los clientes, no se han recibido comentarios negativos en los distintos canales de atención, sólo apreciaciones como que es más clara que la anterior, se lee y entiende mejor.



1 0 0 **empresas**
eléctricas A.G.
A Ñ O S

Capítulo 5

Notas con valor



ASOCIACIÓN DE EMPRESAS ELÉCTRICAS A.G. CELEBRÓ SUS 100 AÑOS DE VIDA CON UN INSPIRADOR ENCUENTRO CON EL ARQUITECTO ALEJANDRO ARAVENA

En la conmemoración de su centenario la Asociación Gremial de Empresas Eléctricas organizó, el jueves 16 de junio, junto a revista Qué Pasa, el Encuentro “Participación, Calidad de Vida e Innovación”, con el destacado arquitecto chileno Alejandro Aravena, fundador y director de Elemental, recién galardonado con el Premio Pritzker y actual curador de la Bienal de Arquitectura de Venecia 2016.

Al evento, al que asistieron aproximadamente 600 personas, fue realizado en el Centro CorpArtes CA660, y fue presentado y moderado por Rodrigo Castillo, director ejecutivo de Empresas Eléctricas A.G.

El encuentro destacó por su innovador formato de preguntas y respuestas abiertas, tanto del público asistente como de algunas personalidades públicas que enviaron sus consultas en video, entre ellas, la astróloga y Premio Nacional de Ciencias, María Teresa Ruiz; el ministro de Energía, Máximo Pacheco; el diputado independiente por Aysén, Iván Fuentes; y el

escritor y periodista, Alberto Fuguet.

El diálogo permitió una interesante e inspiradora reflexión acerca del Chile actual y de los próximos años, paralelo a una revisión de la obra y filosofía arquitectónica de Alejandro Aravena.

El registro completo del encuentro lo puedes ver en el Canal de Youtube de Empresas Eléctricas A.G.:

<https://www.youtube.com/user/EmpresasElectricasAG>

Desde la Región Metropolitana hasta la Región de Atacama:

INTERCHILE EJECUTA CON ÉXITO PLAN DE RELACIONAMIENTO COMUNITARIO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN CARDONES-POLPAICO

La implementación de esta iniciativa, en forma paralela al programa de cumplimiento de la Resolución de Calificación Ambiental, se enmarca en el proceso de construcción de relaciones sustentables entre la empresa y las comunidades aledañas al proyecto.



Once son los proyectos inaugurados de manera voluntaria por parte de INTERCHILE, en el marco del Plan de Relacionamiento Comunitario que tiene la compañía en la puesta en marcha del proyecto de transmisión Cardones-Polpaico.

Es la propia comunidad, en conjunto con la empresa, la que escoge las iniciativas a ejecutar de acuerdo a las necesidades prioritarias identificadas entre ambas partes.

Luego, la coordinación de las etapas de desarrollo de los proyectos queda a cargo de una mesa de trabajo electa por votación en la que participan representantes de la empresa y vecinos de la comunidad, donde cada quien

cumple un rol y asume compromisos preestablecidos.

REGIONES

Así, en la III Región, ya hay un completo acuerdo con las ocho localidades de la zona, que comprenden las comunas de Freirina y Vallenar. En el sector, resalta el proceso de consulta indígena que llevó adelante el Servicio de Evaluación Ambiental con las comunidades y grupos humanos indígenas diaguitas Chipasse Ta Tatara, la cual finalizó con éxito en octubre de 2015. El acuerdo obtenido con la comunidad indígena, junto a las inauguraciones en Villa Las Palmeras y Santa Rosa en Freirina, Domeyko y La Canteras en Vallenar, permiten

que INTERCHILE tenga más del 50% de los Planes de Inversión Social ejecutados en la Región de Atacama.

En la V Región, destacan las inauguraciones en las localidades de San Manuel de Longotoma, Huaquén y El Guindo de la comuna de la Ligua, donde se inauguraron nuevas sedes comunales y restauraron instalaciones para los vecinos de las localidades mencionadas.

Por su parte, en la Región de Coquimbo, donde las comunas involucradas son seis, se han ejecutado proyectos en cuatro de ellas: La Serena, Coquimbo, La Higuera y Ovalle. Precisamente en la primera comuna, en la localidad de Los Olivos, específicamente en el Fundo Loreto, se llevó a cabo una iniciativa que permitió contar con nuevos sistemas para abastecer de energías los hogares de los vecinos. INTERCHILE financió los paneles fotovoltaicos, equipos de transformación, regulación, almacenamiento, conexión y adicionalmente se comprometió con mano de obra capacitada y de apoyo para la construcción de las estructuras y una capacitación para los residentes, que les permitió contar con un certificado, para luego potenciar sus competencias laborales futuras.

MECANISMO PARTICIPATIVO

Cristian Arias, especialista ambiental de INTERCHILE, valora que estas instancias se gesten de común acuerdo con la comunidad, a través de un mecanismo participativo entre ellos y la compañía mediante mesas de trabajo formalmente establecidas.

“En INTERCHILE tendremos siempre como prioridad escuchar a nuestros vecinos y establecer una relación de largo plazo con ellos. Resulta fundamental poder conocer las necesidades de cada localidad, que tienen una realidad distinta una a la otra, y a partir de eso, poder evaluar qué proyecto se adapta de mejor manera a los vecinos”, apunta.

Asimismo, destaca la relevancia de contar con la colaboración de la comunidad para poder avanzar en los Planes de Relacionamento Comunitario. “Es prioritario el diálogo entre las partes y esperamos seguir contando con la colaboración de la comunidad, porque entendemos que seremos vecinos por mucho tiempo y para ello debemos forjar una relación en base a la confianza y el compromiso mutuo”, concluyó.



PROGRAMA “LICEOS ELÉCTRICOS” DEL GRUPO SAESA: CONTRIBUYENDO A LA FORMACIÓN DE FUTUROS ELÉCTRICOS EN REGIONES

Con el objetivo de participar activamente en el proceso de formación educativa de los futuros técnicos eléctricos del país y aportar así a la formación de capital humano, el Grupo Saesa celebra este 2016 el cuarto año su programa “Liceos Eléctricos”, con la reciente incorporación del Liceo Municipal de Nacimiento.

La ceremonia estuvo marcada por el entusiasmo de los jóvenes, quienes a través de la empresa y de dicho programa, ven una oportunidad certera de adquirir conocimientos y experiencia en el área, además de llegar a ser parte de la compañía en un futuro.

Liceos Eléctricos es un programa enfocado a alumnos de tercero y cuarto medio de establecimientos técnico profesionales con especialidad en electricidad, cuya finalidad es traspasar los conocimientos que poseen los trabajadores del Grupo Saesa respecto de la labor que desarrollan las empresas eléctricas, inculcando la importancia de la seguridad en las faenas y otros aspectos relevantes de la operación del sistema de

distribución a través de clases teóricas y prácticas, visitas a instalaciones, entrega de EPP, prácticas profesionales y la construcción de un patio de entrenamiento en cada liceo participante.

Lorena Mora, Subgerente de Asuntos Corporativos del Grupo Saesa, recalca que “este programa es motivo de mucho orgullo para nosotros, porque el espíritu de Liceos Eléctricos parte en el voluntariado corporativo de los trabajadores, quienes son los que acompañan a los estudiantes en esta labor educativa, traspasando su experiencia y conocimientos, con mucha pasión y compromiso”.





Por su parte, la directora de The Mission College de Osorno, Karen Albrecht, valoró ésta iniciativa enfatizando que “estamos muy agradecidos. Para nosotros tener esta alianza con la empresa es de suma importancia, ya que le permite a nuestros estudiantes tener una opción laboral concreta y además les entrega una visión de lo que pueden lograr con trabajo y esfuerzo”.

El Programa Liceos Eléctricos forma parte de las actividades de Responsabilidad Social Empresarial del Grupo Saesa, cuyos focos son la educación y el deporte. Este es su cuarto año de implementación y, desde sus inicios en 2013 ha beneficiado a más de 1.200 estudiantes de 13 liceos desde La Región del Bío Bío hasta la Región de Aysén.