



**FIJACIÓN DE PRECIOS DE NUDO PROMEDIO
SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL Y
SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE
GRANDE**

INFORME TÉCNICO

ENERO 2017

SANTIAGO – CHILE

ÍNDICE

1.	INTRODUCCIÓN	4
2.	ANTECEDENTES	6
3.	PRECIOS DE NUDO DE LARGO PLAZO	8
4.	FÓRMULAS DE INDEXACIÓN DE CONTRATOS A PRECIOS DE NUDO DE LARGO PLAZO (PNLP).....	8
4.1	Procesos Licitatorios CGED 2006/01, CHL 2006/01, CHQ 2006/01, EMEL-SIC 2006/01, SAE 2006/01 y EMEL-SIC 2006/01-2	9
4.2	Procesos Licitatorios CHL 2006/02 y CHL 2006/02-2	11
4.3	Procesos Licitatorios CGED 2008/01, CHQ 2008/01 y CGED 2008/01-2	12
4.4	Proceso Licitatorio EMEL-SING 2008/01	13
4.5	Proceso Licitatorio CHQ 2010/01 y CHL 2010/01	14
4.6	Proceso Licitatorio SIC 2013/01	16
4.7	Proceso Licitatorio SIC 2013/03	19
4.8	Proceso Licitatorio SIC 2013/03-2.....	21
4.9	Proceso Licitatorio SIC 2015/02	25
4.10	Actualización de contratos de PNLP	26
4.11	Valores de índices y rezagos utilizados en el cálculo del precio a traspasar a cliente final.....	27
4.12	Precios de Nudo de Largo Plazo en Puntos de Oferta actualizados	29
5.	PRECIOS DE NUDO DE CORTO PLAZO	31
6.	PRECIO DE NUDO PROMEDIO EN SUBESTACIONES DE GENERACIÓN TRANSPORTE	32
6.1	Procedimiento de cálculo del Precio de Nudo de Energía Promedio por concesionaria y sus ajustes o recargos correspondientes.....	33
6.2	Precio de Nudo de Potencia Promedio	35
6.3	Precios de Nudo Promedio y Ajustes o Recargos por concesionaria.....	35
7.	PRECIOS A TRASPASAR A CLIENTES REGULADOS.....	40
8.	MECANISMO DE RECONOCIMIENTO DE GENERACIÓN LOCAL	42
8.1	Capacidad Instalada de Generación por Comuna	43
8.1.1	Procedimiento de determinación de la capacidad instalada de cada comuna	43

8.2	Clientes Sometidos a Regulación de Precios por Comuna	44
8.3	Determinación del Factor de Intensidad y descuento a aplicar	44
9.	MECANISMO DE RECONOCIMIENTO DE GENERACIÓN LOCAL ADICIONAL	46
9.1	Energía Eléctrica Generada por comuna	47
9.1.1	Procedimiento de determinación de la energía eléctrica generada por comuna	47
9.2	Porcentaje de Aporte sobre la Energía Eléctrica Generada y descuento aplicable.....	48
10.	MECANISMO DE EQUIDAD TARIFARIA RESIDENCIAL	59
10.1	Procedimiento para cálculo del Promedio Simple	60
10.2	Identificación de Clientes	61
10.3	Procedimiento de Cálculo de Diferencias que deberán ser absorbidas ...	61
10.4	FETR.....	62

INFORME TÉCNICO

FIJACIÓN DE PRECIOS DE NUDO PROMEDIO

1. INTRODUCCIÓN

El presente documento corresponde al Informe Técnico que la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente “la Comisión”, debe remitir al Ministerio de Energía con ocasión de la fijación de Precios de Nudo Promedio para suministros de electricidad, realizada de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 158° del Decreto con Fuerza de Ley N° 4, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1 del Ministerio de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, modificado por Ley N° 20.928 y Ley N° 20.936, ambas del 2016, en adelante e indistintamente “la Ley”.

De acuerdo a lo establecido en la Ley, las concesionarias de servicio público de distribución deberán disponer permanentemente del suministro de energía que les permita satisfacer el total del consumo proyectado de sus clientes sometidos a regulación de precios. Para dichos efectos, aquéllas deberán contar con contratos de suministro, los cuales deberán ser el resultado de procesos de licitación pública.

Es por esto que, a partir del año 2006 las empresas concesionarias, de manera conjunta o individualmente, han llevado a cabo licitaciones tendientes a contratar el suministro no cubierto destinado a clientes regulados desde el año 2010 en adelante. Los precios obtenidos de estos contratos son denominados Precios de Nudo de Largo Plazo (PNLP).

La proporción de suministro que no fue licitada por las empresas concesionarias para el periodo de cálculo del precio del presente informe, se encuentra cubierta por contratos de suministros firmados con anterioridad a la dictación de la Ley N° 20.018, denominados Precios de Nudo de Corto Plazo (PNCP). Consistentemente con lo anterior, el cálculo del Precio de Nudo Promedio realizado en el presente informe incorpora ambos tipos de contratos.

Este informe recoge los aspectos y consideraciones técnicas que sustentan el proceso de fijación de precios, y explicita las bases utilizadas y los resultados obtenidos. Todo esto, en conformidad a lo dispuesto en los artículos 131°, 133°, 134°, 135° ter, 135° quáter, 135° quinquies, 156°, 157°, 158°, 161° y 191° de la Ley, a lo establecido en la Resolución Exenta N° 778 de la Comisión, de fecha 15 de noviembre de 2016, que establece plazos, requisitos y condiciones para la fijación de precios de nudo promedio, en adelante e indistintamente “Resolución Exenta N° 778” y en el Decreto Supremo N° 86, de 2012, del Ministerio de Energía que

Aprueba Reglamento para la fijación de precios de nudo, modificado por el D.S. N° 68 de 2015.

Adicionalmente, se debe tener en consideración que, con fecha 29 de enero de 2015, entró en vigencia la Ley N° 20.805 que perfecciona el sistema de licitaciones de suministro eléctrico para clientes sujetos a regulaciones de precios. Dicha ley modificó el artículo 157° de la Ley, en lo relativo a que la comparación de los precios promedios que se deban traspasar a los clientes finales se refiera a una misma subestación común para el Sistema Interconectado Central (“SIC”) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (“SING”), que para efectos del presente Informe Técnico corresponde a Polpaico 220 [kV].

Por último, debe considerarse que la Ley N° 20.928, de 2016, que Establece Mecanismos de Equidad en las Tarifas de Servicios Eléctricos, en adelante e indistintamente “Ley N° 20.928”, modificó los artículos 157°, 158° y 191° de la Ley, incorporando, por una parte, el mecanismo de reconocimiento de generación local, aplicable a aquellas comunas intensivas en generación eléctrica y a aquellas en las cuales se emplacen centrales cuya energía eléctrica generada, en su conjunto, sea mayor al 5% de la energía eléctrica generada en los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 MW, en adelante e indistintamente “Sistemas Interconectados” y, por otra, el de equidad tarifaria residencial, que beneficia a aquellas tarifas de suministros de usuarios residenciales, incluidos los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 1.500 kilowatts, que superen en un diez por ciento al promedio simple de éstas, calculadas sobre la base de un consumo tipo, considerando una muestra representativa.

En particular, el mecanismo de reconocimiento de generación local antes mencionado, considera la aplicación de un descuento a la componente de energía del precio de nudo establecido en el punto de conexión con las instalaciones de distribución que las concesionarias de distribución traspasan a los suministros sometidos a regulación de precios para aquellas comunas que cumplan con una o ambas condiciones señaladas, mientras que el mecanismo de equidad tarifaria residencial considera un ajuste a la componente contemplada en el número 3 del artículo 182° de la Ley.

2. ANTECEDENTES

2.1 Licitaciones de Suministro

De acuerdo a la reglamentación vigente, las empresas concesionarias, en forma individual o colectiva, han llevado a cabo licitaciones de suministro, las que a su vez se han realizado en el marco de un proceso licitatorio global.

En el siguiente cuadro se detallan las licitaciones de suministro adjudicadas desde el 10 de noviembre de 2006 y cuyos contratos de suministro se encuentran vigentes a la fecha.

Tabla 1: Licitaciones de suministro y empresas distribuidoras participantes¹⁻²

PROCESO LICITATORIO	LICITACIÓN	EMPRESA DISTRIBUIDORA
2006/01	CGED 2006/01	CGE Distribución
2006/01	CHL 2006/01	Chilectra, Til – Til, Colina, Luz andes, EEPA
2006/01	CHQ 2006/01	Chilquinta, Edecsa, Litoral, Luzlinares y LuzParral
2006/01	EMEL-SIC 2006/01	Elecda, Emelat, Emelectric y Emetal
2006/01	SAE 2006/01	CEC, Codiner, Coelcha, Coopelan, Cooprel, Copelec, Crell, Enelsa, Frontel, Luz Osorno, Saesa y Socoepea
2006/01-2	EMEL-SIC 2006/01-2	Elecda, Emelat, Emelectric y Emetal
2006/02	CHL 2006/02	Chilectra, Til – Til, Colina, Luz andes, EEPA
2006/02-2	CHL 2006/02-2	Chilectra, Til – Til, Colina, Luz andes, EEPA
2008/01	CGED 2008/01	CGE Distribución
2008/01	CHQ 2008/01	Chilquinta, Edecsa, Emelca, Litoral, LuzLinares y LuzParral
2008/01	EMEL-SING 2008/01	Emelari, Eliqsa y Elecda
2008/01-2	CGED 2008/01-2	CGE Distribución
2010/01	CHQ 2010/01	Chilquinta y Litoral
2010/01	CHL 2010/01	Chilectra, Til – Til, Colina, Luz andes
2013/01	SIC 2013/01	CGE Distribución, Chilectra, Chilquinta, Luz Osorno, Litoral, Conafe, Emelat, Elecda, Emelca, Colina, Frontel, Emelectric, EEPA, Emetal, Til – Til, Edecsa, Enelsa, Luz andes, Luzlinares, Luzparral, Saesa, Codiner, CEC, Copelec, Coopelan, Socoepea, Crell, Cooprel y Coelcha.
2013/03	SIC 2013/03	CGE Distribución, Chilectra, Chilquinta, Luz Osorno, Litoral, Conafe, Emelat, Elecda, Emelca, Colina, Frontel, Emelectric, EEPA, Emetal, Til – Til, Edecsa, Enelsa, Luz andes, Luzlinares, Luzparral, Saesa, Codiner, CEC, Copelec, Coopelan, Socoepea, Crell, Cooprel y Coelcha.
2013/03-2	SIC 2013/03-2	CGE Distribución, Chilectra, Chilquinta, Luz Osorno, Litoral, Conafe, Emelat, Elecda, Emelca, Colina, Frontel, Emelectric, EEPA, Emetal, Til – Til, Edecsa, Enelsa, Luz andes, Luzlinares, Luzparral, Saesa, Codiner, CEC, Copelec, Coopelan, Socoepea, Crell, Cooprel y Coelcha.
2015/02	2015/02	Emelari, Eliqsa, Elecda, CGE Distribución, Chilectra, Chilquinta, Luz Osorno, Litoral, Conafe, Emelat, Emelca, Colina, Frontel, EEPA, Til – Til, Edecsa, Luz andes, Luzlinares, Luzparral, Saesa, Codiner, CEC, Copelec, Coopelan, Socoepea, Crell, Cooprel y Coelcha.

¹ Cabe señalar que las empresas Emelectric y Emetal han sido disueltas, constituyéndose la empresa CGE Distribución en su sucesora legal en todos sus derechos y obligaciones. Igual situación ocurre con Enelsa, cuya sucesora legal es Conafe.

² Para efectos del presente informe, la empresa Chilectra S.A. mantendrá esta denominación sin perjuicio de la modificación de razón social a ENEL Distribución Chile S.A. informada mediante carta GER. GEN N° 197/2016 de fecha 22 de noviembre de 2016.

2.2 Precio del Dólar Observado

Para los efectos del cálculo del Precio de Nudo Promedio, según lo establecido en Resolución Exenta N° 778, la Comisión utilizó, como tipo de cambio, el Dólar observado EE.UU. promedio del mes de octubre de 2016, publicado por el Banco Central (663,92 [\$/US\$]).

2.3 Ley N° 20.928

El Decreto Supremo N° 9T, modificado por el Decreto Supremo N° 10T, ambos del Ministerio de Energía, de 2016, que fija precios de nudo promedio en el SIC y SING, con motivo de Ley N° 20.928, realizó la primera implementación del mecanismo de reconocimiento de generación local, de conformidad a lo dispuesto en el artículo primero transitorio de dicha ley. En virtud de lo dispuesto en el artículo 157° de la Ley, dicho mecanismo se encuentra también recogido en el presente informe.

Asimismo, este informe técnico, incorpora la primera aplicación del mecanismo de equidad tarifaria residencial, de conformidad a lo establecido en el artículo primero transitorio de la Ley N° 20.928, de manera de que sus efectos sean incluidos en el siguiente decreto de precios de nudo promedio semestral.

3. PRECIOS DE NUDO DE LARGO PLAZO

De acuerdo a la normativa vigente, se denomina “Puntos de Ofertas” a las barras o nudos del sistema eléctrico en los que los proponentes ofertan los precios y montos de energía asociados al suministro licitado.

Por otra parte, las barras o nudos en los cuales las empresas concesionarias efectúan las respectivas compras de energía y potencia destinadas a abastecer a sus consumidores regulados, al o los adjudicatarios de la licitación, se denominan indistintamente “Puntos de Suministro” o “Puntos de Compra”. Lo anterior, sin perjuicio que un Punto de Suministro puede ser, a la vez, un Punto de Oferta.

En caso que existan Puntos de Suministro que no coincidan con los Puntos de Oferta, los precios de compra de energía y potencia en dichos Puntos de Suministro se han determinado según el siguiente criterio:

- Precio de energía: Corresponde al precio de oferta del proponente establecido en el respectivo Punto de Oferta señalado en las Bases, multiplicado por el cociente entre el factor de modulación asociado al Punto de Suministro respectivo y el factor de modulación asociado al Punto de Oferta.
- Precio de potencia: Corresponde al precio de potencia para el respectivo sistema eléctrico, establecido en el decreto de precios de nudo de corto plazo vigente a la fecha del llamado a licitación, multiplicado por el cociente entre el factor de modulación asociado al Punto de Suministro respectivo y el factor de modulación asociado al Punto de Oferta.

Los factores de modulación utilizados, corresponden a los incluidos en el decreto de precios de nudo de corto plazo vigente a la fecha del llamado a licitación.

Finalmente, en consistencia con el artículo 156° de la Ley, los precios de energía y potencia, tanto en los Puntos de Oferta como de Suministro, obtenidos según lo expuesto en los párrafos precedentes, son denominados Precios de Nudo de Largo Plazo.

4. FÓRMULAS DE INDEXACIÓN DE CONTRATOS A PRECIOS DE NUDO DE LARGO PLAZO (PNLP)

Para actualizar los PNLP en los Puntos de Suministro, primero se han indexado los precios adjudicados en los Puntos de Oferta, y luego se ha aplicado la relación de los factores de modulación, según lo expuesto en el punto 3.

Para efectos de la evaluación de las fórmulas de indexación se entenderá por:

$PNELP_{Base}$: Precio de Nudo de Energía de Largo Plazo base en el Punto de Oferta de la licitación respectiva, en [US\$/MWh].

$PNPLP_{Base}$: Precio de Nudo de Potencia de Largo Plazo base en el Punto de Oferta de la licitación respectiva, en [US\$/kW/mes].

Cabe destacar que la estructura de las fórmulas de indexación de cada licitación y, por ende, de cada contrato resultante, dependen del proceso licitatorio en el cual se llevó a cabo. A continuación se detallan dichas fórmulas agrupadas según proceso.

4.1 Procesos Licitatorios CGED 2006/01, CHL 2006/01, CHQ 2006/01, EMEL-SIC 2006/01, SAE 2006/01 y EMEL-SIC 2006/01-2

Las fórmulas de indexación de estas licitaciones de suministro, se estructuran según se indica a continuación.

4.1.1 Fórmulas de indexación

Las fórmulas de indexación aplicables a los precios de nudo de la energía y la potencia de largo plazo en el Punto de Oferta, durante toda la duración del contrato son las siguientes:

$$PNELP = PNELP_{Base} \cdot \left(a_1 \cdot \frac{PPDiesel}{PPDiesel_0} + a_2 \cdot \frac{PPCarbón}{PPCarbón_0} + a_3 \cdot \frac{PGNL}{PGNL_0} + a_4 \cdot \frac{CPI}{CPI_0} \right)$$
$$PNPLP = PNPLP_{base} \cdot \left(\frac{CPI}{CPI_0} \right)$$

4.1.2 Valores de los índices a aplicar en las fórmulas de indexación

Los valores de los índices aplicables durante toda la duración de los contratos son:

PPDiesel: Precio de Paridad Mensual de P. Diesel, en US\$/m³, el cual incluirá los efectos del Fondo de Estabilización de Precios del Petróleo. Dicho precio corresponde al promedio del mes respectivo y será publicado en el sitio web de la Comisión (www.cne.cl), dentro de los primeros 10 días de cada mes. Se considera el índice

correspondiente al mes anterior al mes en el cuál se evalúa la fórmula de indexación, en [US\$/m3].

PPDiesel₀: Precio de Paridad Mensual de P. Diesel, en US\$/m3. Se considera el índice correspondiente al mes anterior al llamado a licitación de cada empresa licitante en [US\$/m3].

PPCarbón: Precio de Paridad Mensual Carbón Zona Central, determinado por la Comisión Nacional de Energía, considerando los precios de los mercados de Australia, Colombia e Indonesia, en base a la publicación internacional Platts International Coal Report (www.platts.com) para los precios FOB y Shipping Intelligence Weekly para los fletes marítimos (www.crsl.com). Los mercados señalados, serán utilizados en la medida en que éstos sean incorporados en las publicaciones señaladas y constituyan mercados relevantes. Asimismo, las publicaciones mencionadas serán reemplazadas por otras de similar importancia y calidad, en la medida que las empleadas dejen de existir. Dicho precio será publicado en el sitio web de la Comisión (www.cne.cl) dentro de los primeros 10 días de cada mes. Se considera el índice correspondiente al segundo mes anterior al mes en el cual se evalúa la fórmula de indexación, en [US\$/Ton].

PPCarbón₀: Precio de Paridad Mensual Carbón Zona Central. Se considera el índice correspondiente al segundo mes anterior al llamado a licitación de cada empresa licitante en [US\$/Ton].

PGNL: Precio Promedio Mensual GNL Henry Hub, en base a los valores publicados por el Natural Gas Intelligence en su NGI's Weekly Gas Price Index, o en su defecto, cualquier otra publicación que use ésta como fuente. Dicho precio será publicado en el sitio web de la Comisión (www.cne.cl) dentro de los primeros 10 días de cada mes. Se considera el índice correspondiente al segundo mes anterior al mes en el cual se evalúa la fórmula de indexación, en [US\$/MM BTU].

PGNL₀: Precio Promedio Mensual GNL Henry Hub. Se considera el índice correspondiente al segundo mes anterior al llamado a licitación de cada empresa licitante en [US\$/MM BTU].

CPI: Consumer Price Index (USA), publicado por el Bureau of Labor Statistics of USA, cuyo valor se encuentra en el sitio web <http://data.bls.gov/cgi-bin/srgate>, clave "CUUR0000SA0", identificación "CONSUMER PRICE INDEX-ALL URBAN CONSUMERS (CPI)", o en su defecto, una nueva publicación que

reemplace a la mencionada para efectos de la publicación de este índice. Se considera el índice correspondiente al tercer mes anterior al mes en el cual se evalúa la fórmula de indexación.

CPI₀: Consumer Price Index (USA). Se considera el índice correspondiente al tercer mes anterior al llamado a licitación de cada empresa licitante.

4.2 Procesos Licitatorios CHL 2006/02 y CHL 2006/02-2

Las fórmulas de indexación de estas licitaciones de suministro se estructuran según se indica a continuación.

4.2.1 Fórmulas de indexación

Las fórmulas de indexación aplicables a los precios de nudo de la energía y la potencia de largo plazo en el Punto de Oferta, durante toda la duración del contrato son las siguientes:

$$PNELP = PNELP_{Base} \cdot \left(a_1 \cdot \frac{PGNL_{-6m}}{PGNL_{0-6m}} + a_2 \cdot \frac{CPI_{-6m}}{CPI_{0-6m}} \right)$$

$$PNPLP = PNPLP_{base} \cdot \left(\frac{CPI_{-6m}}{CPI_{o-6m}} \right)$$

4.2.2 Valores de los índices a aplicar en las fórmulas de indexación

Los valores de los índices aplicables durante toda la duración de los contratos son:

PGNL_{-6m}: Promedio aritmético del Precio Promedio Mensual GNL Henry Hub, en base a los valores publicados por el Natural Gas Intelligence en su NGI's Weekly Gas Price Index, o en su defecto, cualquier otra publicación que use ésta como fuente. Dicho precio será publicado en el sitio web de la Comisión (www.cne.cl) dentro de los primeros 10 días de cada mes. Se considera el promedio de los 6 meses anteriores contados desde el tercer mes anterior al mes en el cual se evalúa la fórmula de indexación, en [US\$/MM BTU].

PGNL_{0-6m}: Promedio aritmético del Precio Promedio Mensual GNL Henry Hub. Se considera el promedio correspondiente a los 6 meses anteriores contados desde el tercer mes anterior a la presentación de ofertas del primer llamado del proceso licitatorio en [US\$/MM BTU].

CPI_6m: Promedio aritmético de los valores mensuales del Consumer Price Index (USA), publicado por el Bureau of Labor Statistics of USA, cuyo valor se encuentra en el sitio web <http://data.bls.gov/cgi-bin/srgate>, clave "CUUR0000SA0", identificación "CONSUMER PRICE INDEX-ALL URBAN CONSUMERS (CPI)", o en su defecto, una nueva publicación que reemplace a la mencionada para efectos de la publicación de este índice. Se considera el promedio de los 6 meses anteriores contados desde el tercer mes anterior al mes en el cual se evalúa la fórmula de indexación.

CPI₀_6m: Promedio aritmético de los valores mensuales del Consumer Price Index (USA). Se considera el promedio correspondiente a los 6 meses anteriores contados desde el tercer mes anterior a la presentación de ofertas del primer llamado del proceso licitatorio.

4.3 Procesos Licitatorios CGED 2008/01, CHQ 2008/01 y CGED 2008/01-2

Las fórmulas de indexación de estas licitaciones de suministro se estructuran según se indica a continuación.

4.3.1 Fórmula de indexación del PNELP

La fórmula de indexación del precio de la energía en el Punto de Oferta es:

$$PNELP = PNELP_{base} \cdot \left(\frac{CPI_{9m}}{CPIo_{9m}} \right)$$

4.3.2 Fórmula de indexación del PNPLP

Para todo el período que dure el contrato de suministro, la fórmula de indexación de la potencia en el Punto de Oferta será la siguiente:

$$PNPLP = PNPLP_{base} \cdot \left(\frac{CPI_{9m}}{CPIo_{9m}} \right)$$

4.3.3 Valores de los índices a aplicar en las fórmulas de indexación

Los valores de los índices aplicables durante toda la vigencia de los contratos son:

CPI_9m: Promedio aritmético de los valores mensuales del Consumer Price Index (USA) publicado por el Bureau of Labor Statistics of USA (cuyo valor se encuentra en el sitio web <http://data.bls.gov/cgi-bin/srgate>, clave "CUUR0000SA0", identificación "CONSUMER PRICE INDEX-ALL URBAN CONSUMERS (CPI)", o en su defecto, una nueva publicación que reemplace a la mencionada para efectos de la publicación de este índice) correspondiente a los nueve meses anteriores contados regresivamente desde el tercer mes anterior al cual se evalúa la fórmula de indexación.

CPI₀_9m: Promedio aritmético de los valores mensuales del Consumer Price Index (USA). Correspondiente a los nueve meses anteriores contados regresivamente desde el tercer mes anterior a la presentación de ofertas del primer llamado del proceso licitatorio.

4.4 Proceso Licitatorio EMEL-SING 2008/01

Las fórmulas de indexación de esta licitación de suministro, realizadas por las empresas concesionarias del Sistema Interconectado del Norte Grande, se estructuran según se indica a continuación.

4.4.1 Fórmulas de indexación

Las fórmulas de indexación aplicables a los precios de nudo de la energía y la potencia de largo plazo en el Punto de Oferta, durante toda la duración del contrato son las siguientes:

$$PNELP = PNELP_{Base} \cdot \left(a_1 \cdot \frac{PGNL_{-4m}}{PGNL_{0-4m}} + a_2 \cdot \frac{CPI_{-4m}}{CPI_{0-4m}} \right)$$

$$PNPLP = PNPLP_{base} \cdot \left(\frac{CPI_{-4m}}{CPI_{0-4m}} \right)$$

4.4.2 Valores de los índices a aplicar en las fórmulas de indexación

Los valores de los índices aplicables durante toda la duración de los contratos son:

PGNL_4m: Promedio aritmético del Precio Promedio Mensual GNL Henry Hub, en base a los valores publicados por el Natural Gas Intelligence en su NGI's Weekly Gas Price Index, o en su defecto, cualquier otra publicación que use ésta como fuente. Dicho precio será publicado

en el sitio web de la Comisión (www.cne.cl) dentro de los primeros 10 días de cada mes. Se considera el promedio de los 4 meses anteriores contados desde el tercer mes anterior al mes en el cual se evalúa la fórmula de indexación, en [US\$/MM BTU].

PGNL_{0_4m}: Promedio aritmético del Precio Promedio Mensual GNL Henry Hub. Se considera el promedio correspondiente a los 4 meses anteriores contados desde el tercer mes anterior a la fecha de Presentación de las Propuestas en [US\$/MM BTU].

CPI_{4m}: Promedio aritmético de los valores mensuales del Consumer Price Index (USA), publicado por el Bureau of Labor Statistics of USA, cuyo valor se encuentra en el sitio web <http://data.bls.gov/cgi-bin/srgate>, clave "CUUR0000SA0", identificación "CONSUMER PRICE INDEX-ALL URBAN CONSUMERS (CPI)", o en su defecto, una nueva publicación que reemplace a la mencionada para efectos de la publicación de este índice. Se considera el promedio de los 4 meses anteriores contados desde el tercer mes anterior al mes en el cual se evalúa la fórmula de indexación.

CPI_{0_4m}: Promedio aritmético de los valores mensuales del Consumer Price Index (USA). Se considera el promedio correspondiente a los 4 meses anteriores contados desde el tercer mes anterior a la fecha de Presentación de las Propuestas.

4.5 Proceso Licitatorio CHQ 2010/01 y CHL 2010/01

Las fórmulas de indexación de esta licitación de suministro, se estructuran según se indica a continuación.

4.5.1 Fórmulas de indexación

Las fórmulas de indexación aplicables a los precios de nudo de la energía y la potencia de largo plazo en el Punto de Oferta, durante toda la duración del contrato son las siguientes:

$$PNELP = PNELP_{Base} \cdot \left(a_1 \cdot \frac{Carbón_{6m}}{Carbón_{0_6m}} + a_2 \cdot \frac{Brent_{6m}}{Brent_{0_6m}} + a_3 \cdot \frac{CPI_{6m}}{CPI_{0_6m}} \right)$$

$$PNPLP = PNPLP_{base} \cdot \left(\frac{CPI_{6m}}{CPI_{0_6m}} \right)$$

4.5.2 Valores de los índices a aplicar en las fórmulas de indexación

Los valores de los índices aplicables durante toda la duración de los contratos son:

Cárbon_6m: Precio de Paridad Mensual Carbón Zona Central, determinado por la Comisión Nacional de Energía considerando los precios de los mercados de Australia, Colombia e Indonesia, en base a la publicación internacional Platts International Coal Report (www.platts.com) para los precios FOB y Shipping Intelligence Weekly para los fletes marítimos (www.crsl.com). Los mercados señalados, serán utilizados en la medida que éstos sean incorporados en las publicaciones señaladas y constituyan mercados relevantes. Asimismo, las publicaciones mencionadas serán reemplazadas por otras de similar importancia y calidad, en la medida que las empleadas dejen de existir. Dicho precio será publicado en el sitio web de la Comisión (www.cne.cl) dentro de los primeros 10 días de cada mes. Se considera el promedio de los últimos 6 meses contados regresivamente desde el tercer mes anterior a aquel en el cual se evalúa la fórmula de indexación, en [US\$/TON].

Carbón₀_6m: Precio de Paridad Mensual Carbón Zona Central. Se considera el promedio de los últimos 6 meses contados regresivamente desde el tercer mes anterior a la fecha de Presentación de las Propuestas, en [US\$/TON].

Brent_6m: Promedio mensual de los precios diarios del Petróleo Crudo Brent (DTD) en base a la publicación internacional Platts Global Alert o en su defecto, cualquier otra publicación o servicio de Platts (www.platts.com) que refiera ese precio. Dicho precio será publicado en el sitio web de la Comisión (www.cne.cl) dentro de los primeros 10 días de cada mes. Se considera el promedio de los últimos 6 meses contados regresivamente desde el tercer mes anterior al mes en el cual se evalúa la fórmula de indexación, en [US\$/BBL].

Brent₀_6m: Promedio mensual de los precios diarios del Petróleo Crudo Brent (DTD). Se considera el promedio de los últimos 6 meses contados regresivamente desde el tercer mes anterior a la fecha de Presentación de las Propuestas, en [US\$/BBL].

CPI_6m: Promedio de los valores mensuales del Consumer Price Index (USA), publicado por el Bureau of Labor Statistics of USA, cuyo valor se encuentra en el sitio web <http://data.bls.gov/cgi-bin/srgate>, clave "CUUR0000SA0", identificación "CONSUMER PRICE INDEX-ALL

URBAN CONSUMERS (CPI)”, o en su defecto, una nueva publicación que reemplace a la mencionada para efectos de la publicación de este índice. Se considera el promedio de los 6 meses anteriores contados desde el tercer mes anterior al mes en el cual se evalúa la fórmula de indexación.

CPI_{0_6m}: Promedio de los valores mensuales del Consumer Price Index (USA). Se considera el promedio correspondiente a los 6 meses anteriores contados desde el tercer anterior a la fecha de Presentación de las Propuestas.

4.6 Proceso Licitatorio SIC 2013/01

Las fórmulas de indexación de esta licitación de suministro, se estructuran según se indica a continuación.

4.6.1 Fórmulas de indexación

Las fórmulas de indexación aplicables a los precios de nudo de la energía y la potencia de largo plazo en el Punto de Oferta, durante toda la duración del contrato son las siguientes:

$$\begin{aligned}
 PNELP &= PNELP_{base} \cdot \left(a_1 \cdot \frac{Carbón_{-6m}}{Carbón_{0-6m}} + a_2 \cdot \frac{Brent_{-6m}}{Brent_{0-6m}} + a_3 \cdot \frac{PGNL_{-6m}}{PGNL_{0-6m}} + a_4 \cdot \frac{CPI_{-6m}}{CPI_{0-6m}} \right) \cdot \left(\frac{f_{PtoCompra}^E}{f_{PtoCompra0}^E} \cdot \frac{f_{PtoOferta}^E}{f_{PtoOferta0}^E} \right) \\
 PNPLP &= PNPLP_{base} \cdot \left(\frac{CPI_{-6m}}{CPI_{0-6m}} \right) \cdot \left(\frac{f_{PtoCompra}^P}{f_{PtoCompra0}^P} \cdot \frac{f_{PtoOferta}^P}{f_{PtoOferta0}^P} \right)
 \end{aligned}$$

4.6.2 Valores de los índices a aplicar en las fórmulas de indexación

Los valores de los índices aplicables durante toda la duración de los contratos son:

Cárbon_6m: Precio de Paridad Mensual Carbón Zona Central, determinado por la Comisión Nacional de Energía considerando los precios de los mercados de Australia, Colombia e Indonesia, en base a la publicación internacional Platts International Coal Report

(www.platts.com) para los precios FOB y Shipping Intelligence Weekly para los fletes marítimos (www.crsi.com). Los mercados señalados, serán utilizados en la medida que éstos sean incorporados en las publicaciones señaladas y constituyan mercados relevantes. Asimismo, las publicaciones mencionadas serán reemplazadas por otras de similar importancia y calidad, en la medida que las empleadas dejen de existir. Dicho precio será publicado en el sitio web de la Comisión (www.cne.cl) dentro de los primeros 10 días de cada mes. Se considera el promedio de los últimos 6 meses contados regresivamente desde el tercer mes anterior a aquel en el cual se evalúa la fórmula de indexación, en [US\$/TON].

Carbón_{0_6m}: Precio de Paridad Mensual Carbón Zona Central. Se considera el promedio de los últimos 6 meses contados regresivamente desde el tercer mes anterior a la fecha de Presentación de las Propuestas, en [US\$/TON].

Brent_{6m}: Promedio mensual de los precios diarios del Petróleo Crudo Brent (DTD) en base a la publicación internacional Platts Global Alert o en su defecto, cualquier otra publicación o servicio de Platts (www.platts.com) que refiera ese precio. Dicho precio será publicado en el sitio web de la Comisión (www.cne.cl) dentro de los primeros 10 días de cada mes. Se considera el promedio de los últimos 6 meses contados regresivamente desde el tercer mes anterior al mes en el cual se evalúa la fórmula de indexación, en [US\$/BBL].

Brent_{0_6m}: Promedio mensual de los precios diarios del Petróleo Crudo Brent (DTD). Se considera el promedio de los últimos 6 meses contados regresivamente desde el tercer mes anterior a la fecha de Presentación de las Propuestas, en [US\$/BBL].

PGNL_{6m}: Promedio aritmético del Precio Promedio Mensual GNL Henry Hub, en base a los valores publicados por el Natural Gas Intelligence en su NGI's Weekly Gas Price Index, o en su defecto, cualquier otra publicación que use ésta como fuente. Dicho precio será publicado en el sitio web de la Comisión (www.cne.cl) dentro de los primeros 10 días de cada mes. Se considera el promedio de los 6 meses anteriores contados desde el tercer mes anterior al mes en el cual se evalúa la fórmula de indexación, en [US\$/MM BTU].

PGNL_{0_6m}: Promedio aritmético del Precio Promedio Mensual GNL Henry Hub. Se considera el promedio correspondiente a los 6 meses anteriores contados desde el tercer mes anterior a la fecha de Presentación de las Propuestas, en [US\$/MM BTU].

CPI_6m: Promedio aritmético de los valores mensuales del Consumer Price Index (USA), publicado por el Bureau of Labor Statistics of USA, cuyo valor se encuentra en el sitio web <http://data.bls.gov/cgi-bin/srgate>, clave "CUUR0000SA0", identificación "CONSUMER PRICE INDEX-ALL URBAN CONSUMERS (CPI)", o en su defecto, una nueva publicación que reemplace a la mencionada para efectos de la publicación de este índice. Se considera el promedio de los 6 meses anteriores contados desde el tercer mes anterior al mes en el cual se evalúa la fórmula de indexación.

CPI₀_6m: Promedio aritmético de los valores mensuales del Consumer Price Index (USA). Se considera el promedio correspondiente a los 6 meses anteriores contados desde el tercer mes anterior a la fecha de Presentación de las Propuestas.

$f_{PtoCompra}^E$: Factor de modulación de la energía en el punto de compra correspondiente establecido en el decreto de precio de nudo vigente.

$f_{PtoCompra0}^E$: Factor de modulación de la energía en el punto de compra correspondiente establecido en el D.S. N° 107/12.

$f_{PtoOferta}^E$: Factor de modulación de la energía en el Punto de Oferta de la presente licitación establecido en el decreto de precio de nudo vigente.

$f_{PtoOferta0}^E$: Factor de modulación de la energía en el Punto de Oferta de la presente licitación correspondiente establecido en el D.S. N° 107/12.

$f_{PtoCompra}^P$: Factor de modulación de la potencia en el punto de compra correspondiente establecido en el decreto de precio de nudo vigente.

$f_{PtoCompra0}^P$: Factor de modulación de la potencia en el punto de compra correspondiente establecido en el D.S. N° 107/12.

$f_{PtoOferta}^P$: Factor de modulación de la potencia en el Punto de Oferta de la presente licitación establecido en el decreto de precio de nudo vigente.

$f_{PtoOferta0}^P$: Factor de modulación de la potencia en el Punto de Oferta de la presente licitación correspondiente establecido en el D.S. N° 107/12.

4.7 Proceso Licitatorio SIC 2013/03

Las fórmulas de indexación de esta licitación de suministro, se estructuran según se indica a continuación.

4.7.1 Fórmulas de indexación

Las fórmulas de indexación aplicables a los precios de nudo de la energía y la potencia de largo plazo en el Punto de Oferta, durante toda la duración del contrato son las siguientes:

$$PNELP = PNELP_{Base} \cdot \left(a_1 \cdot \frac{Carbón_{-6m}}{Carbón_{0-6m}} + a_2 \cdot \frac{Brent_{-6m}}{Brent_{0-6m}} + a_3 \cdot \frac{PGNL_{-6m}}{PGNL_{0-6m}} + a_4 \cdot \frac{CPI_{-6m}}{CPI_{0-6m}} \right) \cdot \left(\frac{f_{PtoCompra}^E}{f_{PtoCompra0}^E} \cdot \frac{f_{PtoOferta}^E}{f_{PtoOferta0}^E} \right)$$

$$PNPLP = PNPLP_{base} \cdot \left(\frac{CPI_{-6m}}{CPI_{0-6m}} \right) \cdot \left(\frac{f_{PtoCompra}^P}{f_{PtoCompra0}^P} \cdot \frac{f_{PtoOferta}^P}{f_{PtoOferta0}^P} \right)$$

4.7.2 Valores de los índices a aplicar en las fórmulas de indexación

Los valores de los índices aplicables durante toda la duración de los contratos son:

Cárbon_6m: Precio de Paridad Mensual Carbón Zona Central, determinado por la Comisión Nacional de Energía considerando los precios de los mercados relevantes, en base a la publicación internacional Platts International Coal Report (www.platts.com) para los precios FOB y Shipping Intelligence Weekly para los fletes marítimos (www.crsi.com). Los mercados relevantes se determinarán considerando los orígenes que de acuerdo a los registros de importación han tenido una participación bruta superior a un 10%, y en la medida que éstos sean incorporados en las publicaciones señaladas. Asimismo, las publicaciones mencionadas podrán ser reemplazadas por otras de similar importancia y calidad. Dicho precio será publicado en el sitio web de la Comisión (www.cne.cl) dentro de los primeros 10 días de cada mes. Se considera el promedio de los últimos 6 meses contados regresivamente desde el tercer mes anterior a aquel en el cual se evalúa la fórmula de indexación, en [US\$/TON].

- Carbón_{0_6m}: Precio de Paridad Mensual Carbón Zona Central. Se considera el promedio de los últimos 6 meses contados regresivamente desde el tercer mes anterior a la fecha de Presentación de las Propuestas, en [US\$/TON].
- Brent_{6m}: Promedio mensual de los precios diarios del Petróleo Crudo Brent (DTD) en base a la publicación internacional de Argus o en su defecto, cualquier otra publicación de similar importancia y calidad. Dicho indicador será publicado en el sitio web de la Comisión (www.cne.cl) dentro de los primeros 10 días de cada mes. Se considera el promedio de los últimos 6 meses contados regresivamente desde el tercer mes anterior al mes en el cual se evalúa la fórmula de indexación, en [US\$/BBL].
- Brent_{0_6m}: Promedio mensual de los precios diarios del Petróleo Crudo Brent (DTD). Se considera el promedio de los últimos 6 meses contados regresivamente desde el tercer mes anterior a la fecha de Presentación de las Propuestas, en [US\$/BBL].
- PGNL_{6m}: Precio promedio mensual GNL Henry Hub, en base a los valores publicados por el Natural Gas Intelligence en su NGI's Weekly Gas Price Index, o en su defecto, cualquier otra publicación que use esta como fuente. Dicho precio será publicado en el sitio web de la Comisión (www.cne.cl) dentro de los primeros 10 días de cada mes. Se considera el promedio de los 6 meses anteriores contados desde el tercer mes anterior al mes en el cual se evalúa la fórmula de indexación, en [US\$/MM BTU].
- PGNL_{0_6m}: Promedio aritmético del Precio Promedio Mensual GNL Henry Hub. Se considera el promedio correspondiente a los 6 meses anteriores contados desde el tercer mes anterior a la fecha de Presentación de las Propuestas, en [US\$/MM BTU].
- CPI_{6m}: Consumer Price Index (USA), publicado por el Bureau of Labor Statistics of USA, cuyo valor se encuentra en el sitio web <http://data.bls.gov/cgi-bin/srgate>, clave "CUUR0000SA0", identificación "CONSUMER PRICE INDEX-ALL URBAN CONSUMERS (CPI)", o en su defecto, una nueva publicación que reemplace a la mencionada para efectos de la publicación de este índice. Se considera el promedio de los 6 meses anteriores contados desde el tercer mes anterior al mes en el cual se evalúa la fórmula de indexación.
- CPI_{0_6m}: Promedio aritmético de los valores mensuales del Consumer Price Index (USA). Se considera el promedio correspondiente a los 6

meses anteriores contados desde el tercer mes anterior a la fecha de Presentación de las Propuestas.

$f_{PtoCompra}^E$: Factor de modulación de la energía en el punto de compra correspondiente establecido en el decreto de precio de nudo vigente.

$f_{PtoCompra0}^E$: Factor de modulación de la energía en el punto de compra correspondiente establecido en el D.S. N° 4T/13.

$f_{PtoOferta}^E$: Factor de modulación de la energía en el Punto de Oferta de la presente licitación establecido en el decreto de precio de nudo vigente.

$f_{PtoOferta0}^E$: Factor de modulación de la energía en el Punto de Oferta de la presente licitación correspondiente establecido en el D.S. N° 4T/13.

$f_{PtoCompra}^P$: Factor de modulación de la potencia en el punto de compra correspondiente establecido en el decreto de precio de nudo vigente.

$f_{PtoCompra0}^P$: Factor de modulación de la potencia en el punto de compra correspondiente establecido en el D.S. N° 4T/13.

$f_{PtoOferta}^P$: Factor de modulación de la potencia en el Punto de Oferta de la presente licitación establecido en el decreto de precio de nudo vigente.

$f_{PtoOferta0}^P$: Factor de modulación de la potencia en el Punto de Oferta de la presente licitación correspondiente establecido en el D.S. N° 4T/13.

4.8 Proceso Licitatorio SIC 2013/03-2

Las fórmulas de indexación de esta licitación de suministro, se estructuran según se indica a continuación.

4.8.1 Fórmulas de indexación

Las fórmulas de indexación aplicables a los precios de nudo de la energía y la potencia de largo plazo en el Punto de Oferta, durante toda la duración del contrato son las siguientes:

$$PNELP = PNELP_{base} \cdot \left(\frac{CPI_{-6m}}{CPI_0_{-6m}} \right) + RIAE$$

$$PNPLP = PNPLP_{base} \cdot \left(\frac{CPI_{-6m}}{CPI_0_{-6m}} \right) \cdot \left(\frac{f_{PtoCompra}^P}{f_{PtoCompra0}^P} \cdot \frac{f_{PtoOferta}^P}{f_{PtoOferta0}^P} \right)$$

4.8.2 Valores de los índices a aplicar en las fórmulas de indexación

- CPI_{-6m}:** Consumer Price Index (USA), publicado por el Bureau of Labor Statistics of USA, cuyo valor se encuentra en el sitio web <http://data.bls.gov/cgi-bin/srgate>, clave “CUUR0000SA0”, identificación “CONSUMER PRICE INDEX-ALL URBAN CONSUMERS (CPI)”, o en su defecto, una nueva publicación que reemplace a la mencionada para efectos de la publicación de este índice. Se considerará el promedio de los valores mensuales del CPI, de los últimos 6 meses contados regresivamente desde el tercer mes anterior al mes en el cual se evalúa la fórmula de indexación.
- CPI_{0-6m}:** Promedio de los valores mensuales del CPI, de los últimos 6 meses contados regresivamente desde el tercer mes anterior a la fecha de Presentación de las Propuestas.
- $f_{PtoCompra}^P$** : Factor de modulación de la potencia en el punto de compra correspondiente establecido en el decreto de precio de nudo vigente.
- $f_{PtoCompra0}^P$** : Factor de modulación de la potencia en el punto de compra correspondiente establecido en el D.S. N°4T/13.
- $f_{PtoOferta}^P$** : Factor de modulación de la potencia en el punto de oferta de la presente licitación establecido en el decreto de precio de nudo vigente.
- $f_{PtoOferta0}^P$** : Factor de modulación de la potencia en el punto de oferta de la presente licitación correspondiente establecido en el D.S. N° 4T/13.
- RIAE** : Recargo por Impuesto Anual de Emisiones, determinado por la Comisión Nacional de Energía semestralmente, con ocasión del Informe Técnico vinculado a la fijación de Precio de Nudo Promedio a que se refiere el artículo 158° de la Ley.

El Servicio de Impuestos Internos enviará en el mes de abril de cada año al CDEC respectivo y a la Comisión, un informe con el cálculo del impuesto establecido por el artículo 8° de la Ley N° 20.780 por cada fuente emisora.

Este recargo se determinará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$RIAIE = \left(\frac{R_contrato}{\text{Max}[R_total; I_total]} \right) \cdot \left[\left(\frac{\sum_{j=1}^{NC} CDC_j \cdot Pobj}{10} \right) \cdot \left[\left(\frac{Emisión_CO2}{2 \cdot Consumo} \right) \cdot (Imp_CO2 - Imp_CO2o) + \left(\frac{Emisión_MP}{2 \cdot Consumo} \right) \cdot (CSCpc_MP - CSCpc_MPo) + \left(\frac{Emisión_NOX}{2 \cdot Consumo} \right) \cdot (CSCpc_NOX - CSCpc_NOXo) + \left(\frac{Emisión_SO2}{2 \cdot Consumo} \right) \cdot (CSCpc_SO2 - CSCpc_SO2o) \right] \right]$$

Con todo, la variable RIAE será igual a cero mientras no entre en vigencia y se aplique una ley que modifique los valores de las variables Imp_CO2, CSCpc_MP, CSCpc_NOX o CSCpc_SO2 respecto a sus correspondientes valores base.

Donde:

- R_contrato Retiros de energía activa realizados por el suministrador, en MWh, asociado al abastecimiento del contrato adjudicado, durante el año calendario anterior, de acuerdo a los registros del CDEC respectivo.
- R_total Total de retiros de energía activa realizados por el suministrador, en MWh, durante el año calendario anterior, de acuerdo a los registros del CDEC respectivo.
- I_total Total de inyecciones de energía activa realizados por el suministrador, en MWh, durante el año calendario anterior, de acuerdo a los registros del CDEC respectivo.
- Emisión_CO2 Emisiones anuales de dióxido de carbono (CO2) efectuadas por las unidades generadoras que a cualquier título haga uso el Suministrador durante el año calendario anterior, en toneladas.
- Consumo Consumo de energía activa esperado de la Licitante correspondiente, determinado por la Comisión Nacional de Energía para los siguientes seis meses, en MWh.

Imp_CO2	Impuesto a las emisiones al aire de dióxido de carbón vigente durante el año calendario anterior, en dólares de Estados Unidos de Norteamérica por cada tonelada emitida.
Imp_CO2o	Impuesto base a las emisiones al aire de dióxido de carbón establecido en el artículo 8° de la Ley N° 20.780 al momento de presentación de las ofertas para efectos del impuesto anual a beneficio fiscal que grava las emisiones al aire, esto es, 5 dólares de Estados Unidos de Norteamérica por cada tonelada emitida.
CDCj	Coeficiente de dispersión de contaminantes en la comuna "j".
NC	Número de comunas afectadas por las emisiones al aire del suministrador de material particulado, óxidos nitrosos y dióxido de azufre.
Pobj	Población de la comuna "j".
Emisión_MP	Emisiones anuales de material particulado (MP) efectuadas por las unidades generadoras que a cualquier título haga uso el Suministrador durante el año calendario anterior, en toneladas.
Emisión_NOX	Emisiones anuales de óxidos nitrosos (NOX) efectuadas por las unidades generadoras que a cualquier título haga uso el Suministrador durante el año calendario anterior, en toneladas.
Emisión_SO2	Emisiones anuales de dióxido de azufre (SO2) efectuadas por las unidades generadoras que a cualquier título haga uso el Suministrador durante el año calendario anterior, en toneladas.
CSCpc_MP	Costo Social de contaminación per cápita asociado al contaminante material particulado vigente durante el año calendario anterior, en dólares de Estados Unidos de Norteamérica, establecido para efectos del impuesto anual a beneficio fiscal que grava las emisiones al aire.
CSCpc_MPo	Costo Social base de contaminación per cápita asociado al contaminante material particulado establecido en el artículo 8° de la Ley N° 20.780 al momento de presentación de las ofertas para efectos del impuesto anual a beneficio fiscal que grava las emisiones al aire, esto es, 0,9 dólares de Estados Unidos de Norteamérica.
CSCpc_NOX	Costo Social de contaminación per cápita asociado al contaminante óxidos de nitrógeno vigente durante el año calendario anterior, en dólares de Estados Unidos de Norteamérica, establecido para

efectos del impuesto anual a beneficio fiscal que grava las emisiones al aire.

CSCpc_NOXo Costo Social base de contaminación per cápita asociado al contaminante óxidos de nitrógeno establecido en el artículo 8° de la Ley N° 20.780 al momento de presentación de las ofertas para efectos del impuesto anual a beneficio fiscal que grava las emisiones al aire al momento de presentación de ofertas, esto es, 0,025 dólares de Estados Unidos de Norteamérica.

CSCpc_SO2 Costo Social de contaminación per cápita asociado al contaminante dióxido de azufre vigente durante el año calendario anterior, en dólares de Estados Unidos de Norteamérica, establecido para efectos del impuesto anual a beneficio fiscal que grava las emisiones al aire.

CSCpc_SO2o Costo Social base de contaminación per cápita asociado al contaminante dióxido de azufre establecido en el artículo 8° de la Ley N° 20.780 al momento de presentación de las ofertas para efectos del impuesto anual a beneficio fiscal que grava las emisiones al aire, esto es, 0,01 dólares de Estados Unidos de Norteamérica.

4.9 Proceso Licitatorio SIC 2015/02

Las fórmulas de indexación de esta licitación de suministro, se estructuran según se indica a continuación.

4.9.1 Fórmulas de indexación

Las fórmulas de indexación aplicables a los precios de nudo de la energía y la potencia de largo plazo en el Punto de Oferta, durante toda la duración del contrato son las siguientes:

$$PNELP = PNELP_{base} \cdot \left(\frac{CPI_{-6m}}{CPI_o_{-6m}} \right)$$

$$PNPLP = PNPLP_{base} \cdot \left(\frac{CPI_{-6m}}{CPI_o_{-6m}} \right)$$

4.9.2 Valores de los índices a aplicar en las fórmulas de indexación

CPI_6m: Consumer Price Index (USA), publicado por el Bureau of Labor Statistics of USA, cuyo valor se encuentra en el sitio web <http://data.bls.gov/cgi-bin/srgate>, clave “CUUR0000SA0”, identificación “CONSUMER PRICE INDEX-ALL URBAN CONSUMERS (CPI)”, o en su defecto, una nueva publicación que reemplace a la mencionada para efectos de la publicación de este índice. Se considerará el promedio de los valores mensuales del CPI, de los últimos 6 meses contados regresivamente desde el tercer mes anterior al mes en el cual se evalúa la fórmula de indexación.

CPI_{0_6m}: Promedio de los valores mensuales del CPI, de los últimos 6 meses contados regresivamente desde el tercer mes anterior a la fecha de Presentación de las Propuestas.

4.10 Actualización de contratos de PNL

Conforme a lo establecido en el artículo 161° de la Ley y a lo dispuesto en el artículo 9° de la Resolución Exenta N° 778, la Comisión revisará mensualmente la variación acumulada que experimenten los precios de nudo de corto y largo plazo, conforme a sus respectivas fórmulas de indexación. En caso que el precio de un contrato de suministro presente una variación acumulada superior al diez por ciento, la Comisión calculará el nuevo precio de nudo promedio de la respectiva empresa concesionaria de distribución, considerando y aplicando los mecanismos de ajuste del artículo 157° de la Ley. Los precios de nudo de largo plazo, reajustados según lo anterior, entrarán en vigencia a partir de la fecha que origine la indexación y se aplicarán una vez que se dicte el decreto semestral de precio de nudo promedio correspondiente.

En base a la revisión mensual realizada, la Comisión constató una variación mayor a 10% en el mes de agosto 2016 y noviembre 2016 para los siguientes contratos:

Proceso Licitatorio	Concesionaria	Mes indexación	Suministrador	Bloque
EMEL-SIC 2006/01-2	Elecda SIC, Emelat	agosto/noviembre	AES GENER	BB_Norte
EMEL-SIC 2006/01-2	CGE Distribución	agosto/noviembre	AES GENER	BB_Sur
EMEL-SING 2008/01	Elecda, Eliqsa, Emelari	noviembre	E-CL	BS1

4.11 Valores de índices y rezagos utilizados en el cálculo del precio a traspasar a cliente final

Para los efectos de la modelación de los contratos de suministro que dan origen a los Precios de Nudo Promedio traspasables a cliente regulado, se han utilizado los índices de acuerdo a lo establecido en las respectivas fórmulas de indexación presentadas en los números 4.1 a 4.9.

Tabla 2: Valores de índices actualizados

Licitación	Suministrador	Bloque	Indexadores					Valor actual índices						
			Index_Pot	Index_1	Index_2	Index_3	Index_4	Index_5	Index_Pot	Index_1	Index_2	Index_3	Index_4	Index_5
CGED 2006/01	COLBÚN	BB1	CPI	DIESEL	CARBÓN	CPI			237.1110	333.1900	76.2700	237.1110		
CGED 2006/01	ENDESA	BB1	CPI	CARBÓN	GNL	CPI			237.1110	76.2700	1.7022	237.1110		
CHL 2006/01	AES GENER	BB1	CPI	CARBÓN	CPI				237.1110	76.2700	237.1110			
CHL 2006/01	ENDESA	BB1	CPI	CARBÓN	GNL	CPI			237.1110	76.2700	1.7022	237.1110		
CHL 2006/01	GUACOLDA	BB1	CPI	CARBÓN	CPI				237.1110	76.2700	237.1110			
CHL 2006/01	AES GENER	BB2	CPI	CARBÓN	CPI				237.1110	76.2700	237.1110			
CHL 2006/01	ENDESA	BB2	CPI	CARBÓN	GNL	CPI			237.1110	76.2700	1.7022	237.1110		
CHQ 2006/01	AES GENER	BB1	CPI	CARBÓN	CPI				237.1110	76.2700	237.1110			
CHQ 2006/01	ENDESA	BB1	CPI	CARBÓN	GNL	CPI			237.1110	76.2700	1.7022	237.1110		
CHQ 2006/01	ENDESA	BB2	CPI	CARBÓN	GNL	CPI			237.1110	76.2700	1.7022	237.1110		
EMEL-SIC 2006/01	ENDESA	BB1	CPI	CARBÓN	GNL	CPI			237.1110	76.2700	1.7022	237.1110		
SAE 2006/01	COLBÚN	BB1	CPI	DIESEL	CARBÓN	CPI			237.1110	333.1900	76.2700	237.1110		
SAE 2006/01	ENDESA	BB1	CPI	CARBÓN	GNL	CPI			237.1110	76.2700	1.7022	237.1110		
SAE 2006/01	COLBÚN	BV1	CPI	DIESEL	CARBÓN	CPI			237.1110	333.1900	76.2700	237.1110		
EMEL-SIC 2006/01-2	AES GENER	BB Norte	CPI	CARBÓN					237.1110	82.4200				
EMEL-SIC 2006/01-2	AES GENER	BB Sur	CPI	CARBÓN					237.1110	82.4200				
CHL 2006/02	COLBÚN	BB1	CPI 6m	CPI 6m					237.2790	237.2790				
CHL 2006/02	ENDESA	BB1	CPI 6m	GNL 6m	CPI 6m				237.2790	2.2000	237.2790			
CHL 2006/02	COLBÚN	BB2	CPI 6m	CPI 6m					237.2790	237.2790				
CHL 2006/02	COLBÚN	BB3	CPI 6m	CPI 6m					237.2790	237.2790				
CHL 2006/02	ENDESA	BB3	CPI 6m	GNL 6m	CPI 6m				237.2790	2.2000	237.2790			
CHL 2006/02-2	AES GENER	BB1	CPI 6m	CPI 6m					237.2790	237.2790				
CGED 2008/01	CAMPANARIO	BS1	CPI 9m	CPI 9m					237.6980	237.6980				
CGED 2008/01	COLBÚN	BS1	CPI 9m	CPI 9m					237.6980	237.6980				
CGED 2008/01	M. REDONDO	BS1	CPI 9m	CPI 9m					237.6980	237.6980				
CGED 2008/01	ENDESA	BS2	CPI 9m	CPI 9m					237.6980	237.6980				
CHQ 2008/01	AES GENER	BS1	CPI 9m	CPI 9m					237.6980	237.6980				
CHQ 2008/01	ENDESA	BS1	CPI 9m	CPI 9m					237.6980	237.6980				

Licitación	Suministrador	Bloque	Indexadores					Valor actual índices							
			Index_Pot	Index_1	Index_2	Index_3	Index_4	Index_5	Index_Pot	Index_1	Index_2	Index_3	Index_4	Index_5	
CGED 2008/01-2	D. ALMAGRO	BS1	CPI 9m	CPI 9m						237.6980	237.6980				
CGED 2008/01-2	ENDESA	BS1	CPI 9m	CPI 9m						237.6980	237.6980				
CGED 2008/01-2	M. REDONDO	BS1	CPI 9m	CPI 9m						237.6980	237.6980				
CGED 2008/01-2	PUNTILLA	BS1	CPI 9m	CPI 9m						237.6980	237.6980				
CHQ 2010/01	PUYEHUE	BS4	CPI 6m	CPI 6m						237.2790	237.2790				
CHQ 2010/01	PANGUIPULLI	BS4	CPI 6m	CPI 6m						237.2790	237.2790				
CHQ 2010/01	ENDESA	BS4	CPI 6m	Carbón 6m	Brent 6m	CPI 6m				237.2790	84.3600	40.3100	237.2790		
CHQ 2010/01	PUYEHUE	BS5	CPI 6m	CPI 6m						237.2790	237.2790				
CHQ 2010/01	PANGUIPULLI	BS5	CPI 6m	CPI 6m						237.2790	237.2790				
CHQ 2010/01	ENDESA	BS5	CPI 6m	Carbón 6m	Brent 6m	CPI 6m				237.2790	84.3600	40.3100	237.2790		
CHQ 2010/01	PANGUIPULLI	BS6	CPI 6m	CPI 6m						237.2790	237.2790				
CHQ 2010/01	ENDESA	BS6	CPI 6m	Carbón 6m	Brent 6m	CPI 6m				237.2790	84.3600	40.3100	237.2790		
CHL 2010/01	ENDESA	BS1	CPI 6m	Carbón 6m	Brent 6m	CPI 6m				237.2790	84.3600	40.3100	237.2790		
EMEL-SING 2008/01	E-CL	BS1	CPI 4m	GNL 4m	CPI 4m					236.9720	2.5200	240.6810			
SIC 2013/01	ENDESA	BS1	CPI 6m	Carbón 6m	Brent 6m	GNL 6m	CPI 6m			237.2790	84.3600	40.3100	2.2000	237.2790	
SIC 2013/01	PANGUIPULLI	BS1	CPI 6m	CPI 6m						237.2790	237.2790				
SIC 2013/03	ENDESA	BS1	CPI 6m	CPI 6m						237.2790	237.2790				
SIC 2013/03-2	CAREN	BS1A	CPI 6m	CPI 6m					RIAE	237.2790	237.2790				0.0000
SIC 2013/03-2	ERNC-1	BS1A	CPI 6m	CPI 6m					RIAE	237.2790	237.2790				0.0000
SIC 2013/03-2	CHUNGUNGO	BS1B	CPI 6m	CPI 6m					RIAE	237.2790	237.2790				0.0000
SIC 2013/03-2	CAREN	BS1B	CPI 6m	CPI 6m					RIAE	237.2790	237.2790				0.0000
SIC 2013/03-2	ERNC-1	BS1B	CPI 6m	CPI 6m					RIAE	237.2790	237.2790				0.0000
SIC 2013/03-2	C. EL MORADO	BS1B	CPI 6m	CPI 6m					RIAE	237.2790	237.2790				0.0000
SIC 2013/03-2	SPV P4	BS1B	CPI 6m	CPI 6m					RIAE	237.2790	237.2790				0.0000
SIC 2013/03-2	CAREN	BS1C	CPI 6m	CPI 6m					RIAE	237.2790	237.2790				0.0000
SIC 2013/03-2	ERNC-1	BS1C	CPI 6m	CPI 6m					RIAE	237.2790	237.2790				0.0000
SIC 2013/03-2	San Juan SpA.	BS2A	CPI 6m	CPI 6m					RIAE	240.9800	240.9800				0.0000
SIC 2013/03-2	Pelumpén S.A.	BS2B	CPI 6m	CPI 6m					RIAE	240.9800	240.9800				0.0000
SIC 2013/03-2	Santiago Solar S.A.	BS2B	CPI 6m	CPI 6m					RIAE	240.9800	240.9800				0.0000
SIC 2013/03-2	San Juan SpA.	BS2C	CPI 6m	CPI 6m					RIAE	240.9800	240.9800				0.0000
2015/02	Aela Generación S.A.	BS4A	CPI 6m	CPI 6m						240.9800	240.9800				
2015/02	Consorcio Abengoa Chile S.A., Abengoa Solar Chile SpA y Abengoa Solar S.A.	BS4A	CPI 6m	CPI 6m						240.9800	240.9800				
2015/02	Ibereolica Cabo Leones I S.A.	BS4A	CPI 6m	CPI 6m						240.9800	240.9800				
2015/02	SCB II SpA	BS4B	CPI 6m	CPI 6m						240.9800	240.9800				
2015/02	Aela Generación S.A.	BS4B	CPI 6m	CPI 6m						240.9800	240.9800				
2015/02	Amunche Solar SpA	BS4B	CPI 6m	CPI 6m						240.9800	240.9800				
2015/02	Aela Generación S.A.	BS4C	CPI 6m	CPI 6m						240.9800	240.9800				

Licitación	Suministrador	Bloque	Indexadores					Valor actual índices							
			Index_Pot	Index_1	Index_2	Index_3	Index_4	Index_5	Index_Pot	Index_1	Index_2	Index_3	Index_4	Index_5	
2015/02	Consorcio Abengoa Chile S.A., Abengoa Solar Chile SpA y Abengoa Solar S.A.	BS4C	CPI 6m	CPI 6m						240,9800	240,9800				
2015/02	Ibereolica Cabo Leones I S.A.	BS4C	CPI 6m	CPI 6m						240,9800	240,9800				

4.12 Precios de Nudo de Largo Plazo en Puntos de Oferta actualizados

A continuación se presentan los Precios de Nudo de Largo Plazo de los contratos de suministro licitados, actualizados según la correspondiente aplicación de sus fórmulas de indexación.

Tabla 3: Precios Fijación Largo Plazo Vigentes³

Licitación	Bloque	Suministrador	Precios Fijación vigente en punto de Oferta			
			PNELP [US\$/MWh]	PNPLP [US\$/kW/mes]	PNELP [\$/kWh]	PNPLP [\$/kW/mes]
CGED 2006/01	BB1	COLBÚN	56,885	8,3982	37,767	5,575,71
CGED 2006/01	BB1	ENDESA	53,484	8,3982	35,509	5,575,71
CHL 2006/01	BB1	AES GENER	67,684	8,3346	44,937	5,533,53
CHL 2006/01	BB1	ENDESA	52,740	8,3346	35,015	5,533,53
CHL 2006/01	BB1	GUACOLDA	64,342	8,3346	42,718	5,533,53
CHL 2006/01	BB2	AES GENER	67,310	8,3346	44,688	5,533,53
CHL 2006/01	BB2	ENDESA	53,029	8,3346	35,207	5,533,53
CHQ 2006/01	BB1	AES GENER	67,637	8,3982	44,906	5,575,71
CHQ 2006/01	BB1	ENDESA	53,142	8,3982	35,282	5,575,71
CHQ 2006/01	BB2	ENDESA	52,226	8,3982	34,674	5,575,71
EMEL-SIC 2006/01	BB1	ENDESA	57,852	8,3982	38,409	5,575,71
SAE 2006/01	BB1	COLBÚN	54,322	8,3982	36,066	5,575,71
SAE 2006/01	BB1	ENDESA	48,980	8,3982	32,519	5,575,71
SAE 2006/01	BV1	COLBÚN	55,347	8,3982	36,746	5,575,71
EMEL-SIC 2006/01-2	BB Norte	AES GENER	71,536	8,3982	47,494	5,575,71
EMEL-SIC 2006/01-2	BB_Sur	AES GENER	63,695	8,3982	42,288	5,575,71
CHL 2006/02	BB1	COLBÚN	67,272	8,3220	44,664	5,525,17
CHL 2006/02	BB1	ENDESA	54,527	8,3220	36,201	5,525,17
CHL 2006/02	BB2	COLBÚN	66,882	8,3220	44,404	5,525,17
CHL 2006/02	BB3	COLBÚN	66,526	8,3220	44,168	5,525,17

³ Para efectos de esta tabla, se han considerado las empresas que resultaron adjudicadas en las respectivas licitaciones, sin perjuicio de las posteriores cesiones de contratos y cambios en la persona del suministrador.

			Precios Fijación vigente en punto de Oferta			
Licitación	Bloque	Suministrador	PNELP [US\$/MWh]	PNPLP [US\$/kW/mes]	PNELP [\$/kWh]	PNPLP [\$/kW/mes]
CHL 2006/02	BB3	ENDESA	54,527	8,3220	36,201	5.525,17
CHL 2006/02-2	BB1	AES GENER	75,538	8,3220	50,151	5.525,17
CGED 2008/01	BS1	CAMPANARIO	114,310	9,1775	75,892	6.093,10
CGED 2008/01	BS1	COLBÚN	136,343	9,1775	90,521	6.093,10
CGED 2008/01	BS1	M. REDONDO	121,233	9,1775	80,489	6.093,10
CGED 2008/01	BS2	ENDESA	111,907	9,1775	74,297	6.093,10
CHQ 2008/01	BS1	AES GENER	96,998	9,1775	64,399	6.093,10
CHQ 2008/01	BS1	ENDESA	112,236	9,1775	74,516	6.093,10
CGED 2008/01-2	BS1	D. ALMAGRO	111,632	9,1775	74,114	6.093,10
CGED 2008/01-2	BS1	ENDESA	109,987	9,1775	73,023	6.093,10
CGED 2008/01-2	BS1	M. REDONDO	101,813	9,1775	67,596	6.093,10
CGED 2008/01-2	BS1	PUNTILLA	115,198	9,1775	76,482	6.093,10
CHQ 2010/01	BS4	PUYEHUE	94,986	9,8038	63,063	6.508,91
CHQ 2010/01	BS4	PANGUIPULLI	96,614	9,8038	64,144	6.508,91
CHQ 2010/01	BS4	ENDESA	85,398	9,8038	56,697	6.508,91
CHQ 2010/01	BS5	PUYEHUE	94,443	9,8038	62,703	6.508,91
CHQ 2010/01	BS5	PANGUIPULLI	96,614	9,8038	64,144	6.508,91
CHQ 2010/01	BS5	ENDESA	84,459	9,8038	56,074	6.508,91
CHQ 2010/01	BS6	PANGUIPULLI	95,529	9,8038	63,424	6.508,91
CHQ 2010/01	BS6	ENDESA	83,990	9,8038	55,763	6.508,91
CHL 2010/01	BS1	ENDESA	85,351	9,8038	56,666	6.508,91
EMEL-SING 2008/01	BS1	E-CL	76,846	9,4910	51,019	6.301,24
SIC 2013/01	BS1	ENDESA	89,577	8,9375	59,472	5.933,78
SIC 2013/01	BS1	PANGUIPULLI	130,240	8,9375	86,469	5.933,78
SIC 2013/03	BS1	ENDESA	112,845	8,9849	74,920	5.965,25
SIC 2013/03-2	BS1A	Empresa Eléctrica Carén S.A.	110,839	8,8940	73,588	5.904,92
SIC 2013/03-2	BS1A	Empresa Eléctrica ERNC-1 SpA.	109,717	8,8940	72,843	5.904,92
SIC 2013/03-2	BS1B	Chungungo S.A.	88,763	8,8940	58,931	5.904,92
SIC 2013/03-2	BS1B	Empresa Eléctrica Carén S.A.	110,839	8,8940	73,588	5.904,92
SIC 2013/03-2	BS1B	Empresa Eléctrica ERNC-1 SpA.	119,583	8,8940	79,394	5.904,92
SIC 2013/03-2	BS1B	Energía Cerro El Morado S.A.	116,264	8,8940	77,190	5.904,92
SIC 2013/03-2	BS1B	SPV P4 S.A.	98,008	8,8940	65,070	5.904,92
SIC 2013/03-2	BS1C	Empresa Eléctrica Carén S.A.	110,839	8,8940	73,588	5.904,92
SIC 2013/03-2	BS1C	Empresa Eléctrica ERNC-1 SpA.	119,583	8,8940	79,394	5.904,92
SIC 2013/03-2	BS2A	San Juan SpA.	101,946	9,0327	67,684	5.997,02
SIC 2013/03-2	BS2B	Pelumpén S.A.	86,096	9,0327	57,161	5.997,02
SIC 2013/03-2	BS2B	Santiago Solar S.A.	80,911	9,0327	53,719	5.997,02

			Precios Fijación vigente en punto de Oferta			
Licitación	Bloque	Suministrador	PNELP [US\$/MWh]	PNPLP [US\$/kW/mes]	PNELP [\$/kWh]	PNPLP [\$/kW/mes]
SIC 2013/03-2	BS2C	San Juan SpA.	101,946	9,0327	67,684	5,997,02
2015/02	BS4A	Aela Generación S.A.	80,623	8,4965	53,528	5,640,97
2015/02	BS4A	Consorcio Abengoa Chile S.A., Abengoa Solar Chile SpA y Abengoa Solar S.A.	98,592	8,4965	65,457	5,640,97
2015/02	BS4A	Ibereolica Cabo Leones I S.A.	86,395	8,4965	57,359	5,640,97
2015/02	BS4B	SCB II SpA	68,752	8,4965	45,646	5,640,97
2015/02	BS4B	Aela Generación S.A.	80,623	8,4965	53,528	5,640,97
2015/02	BS4B	Amunche Solar SpA	65,913	8,4965	43,761	5,640,97
2015/02	BS4C	Aela Generación S.A.	80,623	8,4965	53,528	5,640,97
2015/02	BS4C	Consorcio Abengoa Chile S.A., Abengoa Solar Chile SpA y Abengoa Solar S.A.	98,592	8,4965	65,457	5,640,97
2015/02	BS4C	Ibereolica Cabo Leones I S.A.	96,559	8,4965	64,107	5,640,97

5. PRECIOS DE NUDO DE CORTO PLAZO

Para efectos de la valorización de los contratos a Precios de Nudo de Corto Plazo⁴, se utilizará el Informe Técnico de Precios de Nudo vigente. En particular, en este cálculo se han considerado los precios establecidos en el Decreto N° 5T del Ministerio de Energía, de fecha 29 de abril de 2016, en adelante “Decreto N° 5T”. Para la conversión de los Precios de Nudo de Corto Plazo a dólares, se utilizó el tipo de cambio de octubre de 2016. A continuación se presentan dichos precios considerados en el presente cálculo:

Tabla 4: Precios de Nudo de Corto Plazo

NUDO	POTENCIA	ENERGIA	POTENCIA	ENERGIA
	[US\$/kW/mes]	[US\$/MWh]	[\$/kW/mes]	[\$/kWh]
Tarapacá 220	8,4671	48,470	5.621,50	32,180
Lagunas 220	8,4765	48,718	5.627,69	32,345
Crucero 220	8,2620	47,637	5.485,31	31,627
Encuentro 220	8,2417	47,546	5.471,80	31,567
Atacama 220	8,3222	47,756	5.525,27	31,706
Diego de Almagro 220	9,6978	50,752	6.438,54	33,695
Carrera Pinto 220	10,3834	49,486	6.893,74	32,855
Cardones 220	10,4193	55,308	6.917,57	36,720
Maitencillo 220	10,5104	54,797	6.978,09	36,381
Punta Colorada 220	6,6670	54,482	4.426,35	36,172
Pan de Azúcar 220	7,5322	61,759	5.000,78	41,003

⁴ Se consideran dentro de esta categoría aquellos contratos que apliquen de Coopersol, Coelcha y Frontel.

NUDO	POTENCIA	ENERGIA	POTENCIA	ENERGIA
	[US\$/kW/mes]	[US\$/MWh]	[\$/kW/mes]	[\$/kWh]
Los Vilos 220	8,0055	64,113	5.315,00	42,566
Nogales 220	8,1706	64,926	5.424,65	43,106
Quillota 220	8,2430	65,562	5.472,66	43,528
Polpaico 220	8,2167	64,939	5.455,20	43,114
Lampa 220	8,0408	64,166	5.338,46	42,601
Cerro Navia 220	8,3892	66,802	5.569,76	44,351
Chena 220	8,3621	66,571	5.551,76	44,198
Candelaria 220	8,3235	64,821	5.526,12	43,036
Colbun 220	8,0351	62,901	5.334,64	41,761
Alto Jahuel 220	8,3005	66,094	5.510,84	43,881
Melipilla 220	8,2906	66,690	5.504,30	44,277
Rapel 220	8,1789	66,211	5.430,11	43,959
Itahue 220	8,1000	64,768	5.377,74	43,001
Ancoa 220	8,0211	64,021	5.325,37	42,505
Charrua 220	7,3933	60,382	4.908,59	40,089
Hualpén 220	7,3342	59,964	4.869,31	39,811
Temuco 220	7,5527	62,093	5.014,42	41,225
Los Ciruelos 220	7,8255	70,099	5.195,53	46,540
Valdivia 220	7,7853	70,394	5.168,80	46,736
Barro Blanco 220	7,8017	71,096	5.179,71	47,202
Puerto Montt 220	7,9200	72,171	5.258,27	47,916
Lagunillas 220	7,3556	59,707	4.883,50	39,641

6. PRECIO DE NUDO PROMEDIO EN SUBESTACIONES DE GENERACIÓN TRANSPORTE

En conformidad con lo establecido en el artículo 157° de la Ley, los Precios de Nudo Promedio se obtienen a partir de los precios vigentes de los contratos de suministro ponderados por el volumen de suministro correspondiente. Para estos efectos, el Precio de Nudo Promedio considera tanto los contratos de Precio de Nudo de Largo Plazo como los contratos de Precio de Nudo de Corto Plazo, según corresponda.

6.1 Procedimiento de cálculo del Precio de Nudo de Energía Promedio por concesionaria y sus ajustes o recargos correspondientes

El procedimiento utilizado para determinar el PNEP y los ajustes o recargos correspondientes, se describe sintéticamente en las siguientes etapas:

1. Cálculo de los precios de energía promedio para cada empresa distribuidora. Éstos corresponderán a los PNEP de cada una de ellas, obtenidos ponderando los precios de los contratos establecidos en cada Punto de Suministro de la distribuidora por la proyección del volumen de energía de los contratos asociados a éstos.

Para estos efectos, en el presente Informe se consideraron los siguientes criterios:

- a. Los precios de los contratos vigentes se obtienen indexando éstos mediante sus fórmulas de indexación con los índices disponibles al momento del cálculo.
 - b. A partir de estos precios se calcula un precio promedio, ponderado por el volumen de energía proyectada de consumos de cada contrato para el período de vigencia de la presente fijación.
 - c. La energía proyectada de consumo de un contrato de suministro para el período de vigencia de la presente fijación en cada Punto de Compra se determina a partir de la proyección de consumo por Punto de Compra, a prorrata del volumen de energía anual del contrato, de acuerdo a los criterios de asignación establecidos en el Reglamento de Licitaciones vigente.
2. Cálculo de los precios de energía promedio de cada distribuidora en el punto de comparación.
 3. Determinación del precio de energía promedio para los sistemas eléctricos cuya capacidad instalada de generación sea superior a 200 megawatts en el punto de comparación.
 4. Comparación de los precios de energía promedio referenciados, de cada distribuidora, determinados en el numeral 2) con el precio de energía promedio de los sistemas determinado en el numeral 3).
 - a. Si todas las empresas poseen un precio de energía promedio que no supera en más de 5% el precio de energía promedio de los sistemas, los PNEP de cada distribuidora corresponden a los respectivos precios de

energía promedio calculados en el numeral 1) y no se efectúa ningún ajuste o recargo.

- b. En caso contrario, se pasa a la siguiente etapa de cálculo de los ajustes y recargos.
5. Determinación de los ajustes correspondientes para aquellas empresas que sobrepasen en más de 5% el precio de energía promedio de los sistemas en el punto de comparación. Para ello se considera que el precio promedio de las distribuidoras a las cuales se les aplica el ajuste, sea igual al límite del 5% sobre el precio promedio de los sistemas.
 6. Con los valores de los ajustes obtenidos en el numeral precedente, se determina el valor del recargo que se aplica a las empresas que no poseen ajuste, las cuales absorben las diferencias producto de los ajustes a prorrata de sus respectivas proyecciones de energías a suministrar para el período de análisis, de forma tal que en los sistemas se recauden los montos totales asociados a la aplicación de los precios de los contratos.
 7. Referenciación al punto de comparación de los precios promedio obtenidos en el numeral 1) y de los ajustes y recargos obtenidos en los numerales 5) y 6).
 8. Recálculo del precio de energía promedio de los sistemas en el punto de comparación.
 9. Comparación de los precios de energía promedio de cada distribuidora y los ajustes y recargos según el numeral 7) con el precio promedio de los sistemas determinado en el numeral 8).
 - a. Si todas las empresas poseen una combinación de precio promedio más ajuste o recargo en el punto de comparación que no supera en más de 5% el precio promedio de los sistemas, los ajustes y recargos de cada empresa corresponden a los calculados en los numerales 5) y 6).
 - b. En caso contrario, se recalculan los ajustes y recargos volviendo al numeral 5), e incorporando dentro del conjunto de empresas que requieren ajuste a aquellas distribuidoras que no cumplieron con la condición indicada en la letra anterior. Se repite el procedimiento desde el numeral 5) hasta que ninguna combinación de precio promedio más recargo exceda en más de un 5% el precio promedio de los sistemas para cada empresa.

Tanto los precios como los ajustes y recargos, son calculados en los respectivos Puntos de Suministro de cada empresa, y luego referidos al punto de comparación

utilizando los factores de modulación establecidos en el Informe Técnico Definitivo de Precios de Nudo asociado al decreto mencionado en el número 5 del presente informe.

6.2 Precio de Nudo de Potencia Promedio

Se obtienen de manera equivalente a los Precios de Nudo de Energía Promedio considerando los precios actualizados de los contratos de suministro, ponderados por los volúmenes de energía correspondientes, según el siguiente procedimiento:

1. Cálculo de los Precios de Potencia Promedio por Punto de Suministro para cada empresa distribuidora, ponderando los precios estimados para cada contrato por el volumen de suministro correspondiente.
2. Cálculo de los Precios de Potencia Promedio para cada empresa distribuidora. Estos corresponderán a los PNPP de cada una de ellas, obtenidos ponderando los precios establecidos en cada Punto de Suministro por el volumen de energía de contratos asociados a éste.

6.3 Precios de Nudo Promedio y Ajustes o Recargos por concesionaria

6.3.1 Comparación de Precios de Nudo de Energía Promedio

La comparación de precios detallada en el punto número 6.1 se realiza, para el SIC y para el SING, en la barra Polpaico 220kV. En la siguiente tabla se indican los Precios de Nudo de Energía Promedio para cada empresa distribuidora.

Tabla 5: Precios de Nudo de Energía Promedio en Punto de Comparación

Cod Dx	Empresa Distribuidora	PNEP+AR ^{base} en Pto.Ref. (US\$/MWh)	Comparación límite 5%
1	Emelari	84,964	5,00%
2	Eliqsa	84,964	5,00%
3-SING	Elecda	84,964	5,00%
20	Coopersol	78,543	-2,93%
3-SIC	Elecda SIC	84,964	5,00%
4	Emelat	84,964	5,00%
6	Chilquinta	84,964	5,00%
7	Conafe	84,964	5,00%
8	Emelca	84,964	5,00%
9	Litoral	84,964	5,00%
10	Chilectra	76,908	-4,96%

Cod Dx	Empresa Distribuidora	PNEP+AR* _{base} en Pto.Ref.	Comparación límite 5%
12	Colina	76,916	-4,95%
13	Til Til	76,348	-5,65%
14	Eepa	69,903	-13,61%
15	Luz Andes	76,719	-5,19%
18	CGE Distribución	84,964	5,00%
21	Coopelan	81,424	0,63%
22	Frontel	78,192	-3,37%
23	Saesa	73,567	-9,08%
26	Codiner	80,102	-1,01%
28	Edecsa	84,964	5,00%
29	Cec	75,457	-6,75%
31	LuzLinares	84,964	5,00%
32	LuzParral	84,964	5,00%
33	Copelec	80,634	-0,35%
34	Coelcha	84,964	5,00%
35	Socoepa	69,847	-13,68%
36	Cooprel	76,250	-5,77%
39	Luz Osorno	77,988	-3,62%
40	Crell	83,002	2,58%
Precio Prom. Sist.		80,918	
Precio Prom. Sist.+5%		84,964	

6.3.2 Determinación de excedente o déficit de recaudaciones

Según lo establecido en el número 4.2 del artículo primero del Decreto Supremo de Precios de Nudo Promedio vigente, correspondiente al Decreto Supremo N° 9T modificado por el Decreto Supremo N° 10T, de 2016, del Ministerio de Energía, la Comisión debe considerar en la elaboración del informe técnico de Precios de Nudo Promedio, los montos de excedentes o déficit de recaudación establecidos a partir de la información entregada por la Dirección de Peajes del Centro de Despacho Económico de Carga del SIC (“CDEC-SIC”) y la Dirección de Peajes del Centro de Despacho Económico de Carga del SING (“CDEC-SING”), para ser reconocidos en la determinación del nivel tarifario del siguiente período.

De conformidad a lo establecido en el inciso quinto del artículo 158° de la Ley y en el inciso segundo del artículo 9° de la Resolución Exenta N° 778, la Comisión debe considerar las diferencias de recaudación producto de la indexación originada en

agosto 2016 y noviembre de 2016, según lo detallado en el numeral 4.10 del presente informe.

Las diferencias producidas entre lo efectivamente facturado y lo que corresponda de acuerdo a los precios contenidos en los respectivos decretos de precios de nudo promedio, se incorporan de manera aditiva al Ajuste o Recargo y se incorporarán de acuerdo a la información de energías facturadas enviadas por los CDEC que se encuentre disponible a la fecha del cálculo.

Asimismo, se incorporan en esta fijación los valores estimados a partir de las respuestas a las cartas CNE N° 678/2016 de fecha 16 de noviembre de 2016 y N° 762/2016 de fecha 2 de diciembre de 2016, mediante las cuales se solicitó a las empresas distribuidoras los montos nominales de las diferencias de facturación producidas por la aplicación del Decreto Supremo N° 8T, de 2016, del Ministerio de Energía. A los montos nominales recibidos al momento del cálculo del presente informe, se les aplicó indexación por inflación quedando los montos expresados en pesos al 30 de octubre de 2016, además de los intereses⁵ correspondientes a la misma fecha. Eventuales diferencias se incorporarán en la próxima fijación semestral de Precios de Nudo Promedio, en la medida en que aplique.

En virtud de la información disponible, en esta fijación el cálculo del cargo por excedente o déficit de recaudación (CEDR) considera la componente por concepto de las diferencias entre facturaciones reales respecto de las proyectadas y la componente por concepto de saldo de ajuste o recargo (AR). Esta última información se incluyó por última vez en el cálculo del precio de nudo promedio de noviembre de 2015 y daba cuenta de los saldos de ajuste o recargo pendientes desde enero de 2011 hasta diciembre de 2012. La información disponible al día de hoy da cuenta de los saldos de ajuste o recargo pendientes desde enero de 2013 hasta diciembre de 2014. Estos saldos se han actualizado al momento del cálculo del presente informe y los saldos correspondientes a los períodos pendientes se incorporarán en la próxima fijación semestral de Precios de Nudo Promedio, en la medida en que dicha información se encuentre disponible. También se considera la componente por concepto de saldo de CDRGL, que en base a la información disponible da cuenta de los saldos de CDRGL desde septiembre de 2016 hasta octubre de 2016. Estos saldos se han actualizado al momento del cálculo del presente informe y los saldos correspondientes a los períodos siguientes se incorporarán en la próxima fijación semestral de Precios de Nudo Promedio, en la medida en que dicha información se encuentre disponible.

A continuación se detallan los valores obtenidos por empresa del cargo por excedente o déficit de recaudación.

⁵ La tasa de interés aplicada corresponde a la fijada por la SBIF para Operaciones No Reajustables en Moneda Nacional a menos de 90 días y hasta 5.000 UF.

Tabla 6: Cargo por excedente o déficit de recaudación

Cod Dx	Distribuidora	Sistema	Saldo Facturación	Saldo AR	Saldo RGL	Diferencias 8T y 7T	CEDR
			[M\$]	[M\$]	[M\$]	[M\$]	[\$/kWh]
1	Emelari	SING	- 0,18	-	-	- 228,98	- 1,858
2	Eliqsa	SING	2,12	-	74,90	- 346,92	- 1,858
3-SING	Elecda	SING	- 0,16	-	51,31	- 629,59	- 1,858
20	COOPERSOL	SING	- 0,00	-	0,32	-	- 1,858
3-SIC	Elecda SIC	SIC	- 15,72	-	17,41	41,85	- 2,051
4	Emelat	SIC	- 277,71	-	83,45	971,10	- 2,051
6	Chilquinta	SIC	- 766,20	-	372,18	- 2.103,77	- 2,051
7	Conafe	SIC	- 1.998,41	- 210,58	49,67	- 1.697,98	- 2,051
8	EMELCA	SIC	3,44	-	-	- 12,96	- 2,051
9	Litoral	SIC	- 75,81	-	-	- 95,41	- 2,051
10	Chilectra	SIC	1.047,18	- 3.029,71	-	- 9.554,94	- 2,051
12	Colina	SIC	55,66	- 23,98	-	- 85,84	- 2,051
13	TILTIL	SIC	- 1,12	- 3,96	0,39	- 17,29	- 2,051
14	EEPA	SIC	77,92	- 78,33	-	- 274,94	- 2,051
15	LUZANDES	SIC	- 0,58	- 2,05	-	- 10,49	- 2,051
18	CGE Distribución	SIC	- 9.704,49	- 135,04	227,07	- 7.033,08	- 2,051
21	Coopelan	SIC	55,41	-	3,10	- 24,71	- 2,051
22	Frontel	SIC	37,18	-	69,31	- 608,98	- 2,051
23	Saesa	SIC	59,09	- 45,06	182,65	- 1.380,67	- 2,051
26	Codiner	SIC	- 38,13	-	-	- 104,27	- 2,051
28	EDECSA	SIC	- 82,77	-	-	- 41,19	- 2,051
29	CEC	SIC	121,72	-	6,69	41,76	- 2,051
31	LuzLinares	SIC	- 66,65	-	34,61	- 83,46	- 2,051
32	LuzParral	SIC	- 169,78	-	-	- 50,38	- 2,051
33	Copelec	SIC	107,30	-	-	- 16,42	- 2,051
34	Coelcha	SIC	- 14,59	-	13,10	-	- 2,051
35	Socoepea	SIC	26,37	- 0,68	-	- 34,87	- 2,051
36	Cooprel	SIC	58,67	-	2,99	- 37,95	- 2,051
39	Luz Osorno	SIC	100,84	- 3,05	13,50	- 209,78	- 2,051
40	Crell	SIC	- 11,30	-	2,66	- 26,79	- 2,051
Total SIC			- 11.472,48	- 3.532,43	1.078,78	- 22.451,46	
Total SING			1,78	-	126,54	- 1.205,49	

6.3.3 Precios de Nudo Promedio y ajustes o recargos

Los Precios de Nudo Promedio resultantes y los ajustes o recargos (AR*)⁶, determinados para cada empresa distribuidora a nivel generación-transporte se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 7: Precios de Nudo Promedio y Ajustes o Recargos

COD	Empresa	PNPP	PNPP	PNEP	PNEP	AR'	AR'
Dx	Distribuidora	[US\$/kW/mes]	[\$/kWh/mes]	[US\$/MWh]	[\$/kWh]	[US\$/MWh]	[\$/kWh]
1	Emelari	9,7262	6.457,42	78,270	51,965	-17,584	-11,674
2	Eliqsa	9,9059	6.576,73	79,115	52,526	-18,469	-12,262
3-SING	Elecda	9,4872	6.298,74	76,880	51,042	-17,353	-11,521
20	COOPERSOL	8,4708	5.623,93	48,567	32,245	7,376	4,897
3-SIC	Elecda SIC	9,3484	6.206,59	70,069	46,520	-6,759	-4,487
4	Emelat	9,4205	6.254,46	73,612	48,872	-4,802	-3,188
6	Chilquinta	9,146	6.072,21	89,157	59,193	-6,391	-4,243
7	Conafe	8,3818	5.564,84	85,204	56,569	-5,941	-3,944
8	EMELCA	9,1696	6.087,88	102,573	68,100	-19,919	-13,225
9	Litoral	9,0724	6.023,35	88,959	59,062	-6,040	-4,010
10	Chilectra	8,6248	5.726,18	68,126	45,230	7,085	4,704
12	Colina	8,6404	5.736,53	68,371	45,393	7,085	4,704
13	TILTIL	8,4893	5.636,22	67,379	44,734	7,085	4,704
14	EEPA	8,385	5.566,97	60,952	40,467	7,085	4,704
15	LUZANDES	8,5734	5.692,05	67,647	44,912	7,085	4,704
18	CGE Distribución	8,6411	5.737,00	95,646	63,501	-15,052	-9,993
21	Coopelan	8,2192	5.456,89	65,534	43,509	7,085	4,704
22	Frontel	8,6009	5.710,31	63,064	41,869	7,085	4,704
23	Saesa	9,3756	6.224,65	70,381	46,727	7,085	4,704
26	Codiner	9,1434	6.070,49	66,202	43,953	7,085	4,704
28	EDECSA	8,9894	5.968,24	91,898	61,013	-9,233	-6,130
29	CEC	8,6528	5.744,77	64,989	43,147	7,085	4,704
31	LuzLinares	8,6925	5.771,12	87,085	57,817	-7,325	-4,863
32	LuzParral	8,4126	5.585,29	89,108	59,161	-10,947	-7,268
33	Copelec	8,2167	5.455,23	65,143	43,250	7,085	4,704
34	Coelcha	8,206	5.448,13	71,964	47,778	3,947	2,620
35	Socoepa	9,3528	6.209,51	65,704	43,622	7,085	4,704

⁶ AR* corresponde al equivalente a nivel troncal del AR aplicable a los clientes de las concesionarias en los puntos de inyección a distribución, definido en el punto 7 del presente informe.

COD	Empresa	PNPP	PNPP	PNEP	PNEP	AR'	AR'
Dx	Distribuidora	[US\$/kW/mes]	[\$/kWh/mes]	[US\$/MWh]	[\$/kWh]	[US\$/MWh]	[\$/kWh]
36	Cooprel	9,0822	6.029,85	72,946	48,430	7,085	4,704
39	Luz Osorno	9,1126	6.050,04	75,174	49,910	7,085	4,704
40	Crell	9,1229	6.056,88	81,935	54,398	7,085	4,704

7. PRECIOS A TRASPASAR A CLIENTES REGULADOS

Para efectos de la determinación de los precios a utilizar en las fórmulas tarifarias de empresas concesionarias de servicio público de distribución, según se establece en el Decreto Supremo N° 11T, de 2016, del Ministerio de Energía, se considerarán los precios de nudo promedio de energía y potencia en nivel de distribución para cada concesionaria y sector de nudo asociado a sistema de subtransmisión.

Para el cálculo de los precios de nudo de energía y potencia a nivel de distribución, se ha incorporado el recargo por uso de redes de distribución de terceros en las subestaciones primarias que correspondan, de acuerdo a lo establecido en el Decreto N° 5T.

En el caso particular de la empresa concesionaria SAESA, el precio de nudo a nivel de distribución es ajustado considerando los precios de nudo de las barras Cochamó y Hornopirén, de acuerdo a los precios establecidos en la Resolución Exenta CNE N° 747, de 28 de octubre de 2016, que dispone la publicación de precios de energía y potencia de las subestaciones de distribución primarias de los Sistemas Medianos de Cochamó, Hornopirén, Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams,. Para dichas barras pertenecientes a la zona de concesión de SAESA, no es aplicable el cargo correspondiente al parámetro AR.

La componente AR_{base} señalada en las tablas siguientes, corresponde al ajuste o recargo base establecido en el artículo 157° de la Ley, considerado a nivel de distribución, sin incluir los cargos de reliquidaciones indicados en el número 6.3.2 y 6.3.3 del presente informe.

Para clientes regulados pertenecientes al SIC y SING, los precios de nudo en nivel de distribución a utilizar en las fórmulas tarifarias de las empresas concesionarias de servicio público de distribución, determinados para cada concesionaria y sector de nudo asociado a sistema de subtransmisión, e incorporando el cargo AR que se indica, son los que se presentan a continuación.

Tabla 8: Precios en nivel distribución y AR

COD Dx	Empresa Distribuidora	Sector STx	ARbase (\$/kWh)	AR (\$/kWh)	Pe (\$/kWh)	Pp (\$/kW/mes)
1	EMELARI	SING	-10,023	-11,920	49,558	6.621,57
2	ELIQSA	SING	-10,623	-12,520	49,531	6.743,91
3-SING	ELECDA	SING	-9,866	-11,763	48,773	6.458,85
20	COOPERSOL	SING	6,897	5,000	46,343	5.766,89
3-SIC	ELECDA SIC	SIC1	-2,500	-4,606	51,827	6.372,00
4	EMELAT	SIC1	-1,167	-3,272	55,575	6.421,14
6	CHILQUINTA	SIC2	-2,246	-4,347	64,326	6.231,54
7	CONAFE	SIC1	-1,943	-4,048	62,704	5.715,53
7	CONAFE	SIC2	-1,940	-4,041	61,944	5.710,86
8	EMELCA	SIC2	-11,448	-13,551	64,249	6.247,63
9	LITORAL	SIC2	-2,007	-4,109	64,430	6.181,40
10	CHILECTRA	SIC2	6,921	4,820	59,187	5.876,43
10	CHILECTRA	SIC3	6,842	4,765	55,055	5.805,09
12	COLINA	SIC3	7,055	4,913	56,932	7.222,65
13	TILTIL	SIC2	6,942	4,835	58,855	5.920,22
13	TILTIL	SIC3	7,125	4,962	56,806	7.588,79
14	EEPA	SIC3	6,842	4,765	50,230	5.643,68
15	LUZANDES	SIC3	7,345	5,115	58,753	9.103,91
18	CGE distribución	SIC2	-8,138	-10,239	62,848	5.887,54
18	CGE distribución	SIC3	-8,045	-10,122	58,675	5.816,06
18	CGE distribución	SIC4	-8,255	-10,387	64,340	5.941,47
18	CGE distribución	SIC5	-8,201	-10,319	62,837	5.922,55
21	COPELAN	SIC4	7,022	4,890	58,836	5.651,37
21	COPELAN	SIC5	6,975	4,857	57,365	5.629,71
22	FRONTEL	SIC4	7,022	4,890	57,132	5.913,83
22	FRONTEL	SIC5	6,975	4,857	55,671	5.891,16
23	SAESA	SIC1	6,933	4,828	61,474	6.390,54
23	SAESA	SIC5	6,975	4,857	60,687	6.421,78
23	SAESA	SIC6	6,917	4,817	61,444	6.420,05
26	CODINER	SIC5	6,975	4,857	57,823	6.262,74
28	EDECSA	SIC2	-4,179	-6,281	64,257	6.124,85
28	EDECSA	SIC3	-4,132	-6,209	60,068	6.050,48
29	CEC	SIC4	7,022	4,890	58,460	5.949,51
31	LUZLINARES	SIC4	-2,923	-5,055	63,764	5.976,80
32	LUZPARRAL	SIC4	-5,423	-7,555	62,661	5.784,35
33	COPELEC	SIC4	7,022	4,890	58,567	5.649,65

COD	Empresa	Sector	ARbase	AR	Pe	Pp
Dx	Distribuidora	STx	(\$/kWh)	(\$/kWh)	(\$/kWh)	(\$/kW/mes)
34	COELCHA	SIC4	4,864	2,729	61,228	5.731,85
34	COELCHA	SIC5	4,824	2,706	59,635	5.631,20
35	SOCOEPA	SIC6	6,916	4,816	57,775	6.352,45
36	COOPREL	SIC6	6,916	4,816	62,697	6.168,66
39	LUZ OSORNO	SIC6	7,034	4,898	65,310	6.965,41
40	CRELL	SIC6	6,997	4,873	69,619	6.731,48

8. MECANISMO DE RECONOCIMIENTO DE GENERACIÓN LOCAL

De conformidad a lo establecido en el numeral 3) del artículo único de la Ley N° 20.928, se aplicará un descuento a la componente de energía del precio de nudo en aquellas comunas intensivas en generación eléctrica ubicadas en los Sistemas Interconectados.

Este descuento se calculará en función del Factor de Intensidad de cada comuna, definido como la razón entre la capacidad de generación instalada en cada comuna, expresada en kilowatts, y su número de clientes sometidos a regulación de precios, literal ad) del artículo 225° de la Ley, de acuerdo a la siguiente escala:

Tabla 9: Descuento según Factor de Intensidad

Descuento según Factor de Intensidad		
Factor de Intensidad kW/N° Clientes regulados		Descuento [%]
Máximo	Mínimo	
> 2.000		50,00%
2.000	> 1.500	45,00%
1.500	> 1.000	40,00%
1.000	> 350	35,00%
350	> 75	17,50%
75	> 15	8,75%
15	2,5	4,38%

Los descuentos señalados serán absorbidos por los suministros sometidos a regulación de precios de las comunas no intensivas en generación, a través de un cargo en la componente de energía del precio de nudo establecido en el punto de conexión con las instalaciones de distribución.

El Factor de Intensidad de cada comuna ha sido calculado por la Comisión sobre la base de los datos contenidos en los numerales 8.1 y 8.2.

8.1 Capacidad Instalada de Generación por Comuna

Para la aplicación de este mecanismo, se debe cuantificar la capacidad instalada de generación de cada comuna que se encuentre ubicada en los Sistemas Interconectados.

8.1.1 Procedimiento de determinación de la capacidad instalada de cada comuna

El procedimiento utilizado para determinar la capacidad instalada de cada comuna, se describe sintéticamente en las siguientes etapas:

1. Se solicitó a los CDEC de cada Sistema Interconectado informar la potencia neta de cada central que se encuentre entregada al despacho, incorporando la comuna en que se encuentra ubicada en función de lo siguiente:
 - a. Centrales hidráulicas: se considerarán todas aquellas comunas en que se emplacen sus instalaciones principales, tales como la bocatoma, la sala de máquina, la represa y el embalse.
 - b. Centrales de Energía Renovable No Convencional, en adelante e indistintamente “ERNC”: se considerarán todas aquellas comunas en que se emplacen.
 - c. Otras centrales: se considerará la comuna en que se emplace su sala de máquinas.
2. Una vez recibida la información, ésta es procesada y se determina la capacidad instalada total de cada comuna conectada a dichos sistemas eléctricos como la suma de la potencia neta individual de cada central que se emplace en dicha comuna en base a los criterios mencionados en el numeral anterior.

Para efectos del presente informe, se considerará la ubicación y la potencia neta de cada central entregada a despacho al mes de agosto de 2016. Dichos antecedentes fueron entregados por el CDEC-SIC y CDEC-SING en respuesta a la solicitud realizada mediante las cartas CNE N° 583 y CNE N° 582, ambas de fecha 15 de septiembre de 2016, y carta CNE N° 633 del 18 de octubre de 2016. Dicha información fue complementada con los antecedentes entregados por las Secretarías Regionales Ministeriales de Energía de las regiones de Arica y Parinacota, Tarapacá, Antofagasta, Atacama, Coquimbo, Valparaíso, Metropolitana, Libertador Bernardo O’Higgins, Maule, Bío Bío, La Araucanía, Los Ríos, Los Lagos como respuesta al Oficio Ordinario CNE N° 447, de fecha 04 de octubre de 2016.

Por su parte, para la identificación de las comunas a través de sus Códigos Únicos Territoriales, se utilizó la información enviada por la Subsecretaría de Desarrollo Regional y Administrativo como respuesta al Oficio Ordinario CNE N° 269, de fecha 8 de junio de 2016.

8.2 Clientes Sometidos a Regulación de Precios por Comuna

Para la aplicación de este mecanismo se ha utilizado la información enviada por las empresas concesionarias de servicio público de distribución como respuesta a la carta CNE N° 467, de fecha 2 de agosto de 2016. En ella las empresas informan mensualmente el número de clientes sometidos a regulación de precios que cada una abastece, agrupándolos de acuerdo a:

1. Comuna: Nombre de la comuna en la cual se encuentra el punto de retiro.
2. Subestación primaria: Nombre de la subestación primaria en el punto de ingreso de la empresa concesionaria de servicio público de distribución.
3. Tarifa: Opción tarifaria.

Sin perjuicio de lo anterior, para efectos del presente informe, se considerará el número de clientes sometidos a regulación de precios de cada comuna al mes agosto de 2016.

8.3 Determinación del Factor de Intensidad y descuento a aplicar

Sobre la base de los datos obtenidos de conformidad a lo dispuesto en los numerales 8.1 y 8.2 del presente informe, se calcula el Factor de Intensidad y descuento aplicable a las comunas que a continuación se señalan:

Tabla 10: Factor de Intensidad y descuento

Ranking	Comuna	Capacidad Instalada neta (MW)	N° Clientes	Factor intensidad [kW/N°Clientes Regulados]	Descuento Pe por RGL [%]
1	Quilaco	1.475,8	1.737	849,62	35,00%
2	Alto Biobío	1.190,8	1.537	774,78	35,00%
3	Mejillones	2.409,8	3.306	728,91	35,00%
4	Antuco	903,5	1.833	492,90	35,00%
5	La Estrella	376,6	1.305	288,61	17,50%
6	Huasco	751,3	3.664	205,05	17,50%
7	Lonquimay	690,2	4.007	172,24	17,50%
8	Litueche	394,2	2.712	145,36	17,50%

Ranking	Comuna	Capacidad Instalada neta (MW)	N° Clientes	Factor intensidad [kW/N°Clientes Regulados]	Descuento Pe por RGL [%]
9	Colbún	1.186,0	8.630	137,43	17,50%
10	Tocopilla	1.249,0	9.276	134,65	17,50%
11	Taltal	518,3	3.855	134,45	17,50%
12	Diego De Almagro	340,4	3.423	99,44	17,50%
13	Santa Bárbara	463,4	5.092	91,00	17,50%
14	Quilleco	251,0	3.624	69,25	8,75%
15	San José De Maipo	282,2	4.916	57,41	8,75%
16	Pichidegua	377,0	6.732	56,01	8,75%
17	Cabrero	600,5	10.949	54,84	8,75%
18	Puchuncaví	819,9	15.217	53,88	8,75%
19	Canela	168,3	3.306	50,91	8,75%
20	San Clemente	834,5	16.530	50,48	8,75%
21	Quillota	1.619,6	33.192	48,80	8,75%
22	Las Cabras	376,6	9.508	39,61	8,75%
23	Mostazal	266,9	7.903	33,77	8,75%
24	Puyehue	106,3	4.047	26,27	8,75%
25	Ránquil	61,0	2.543	23,99	8,75%
26	Renaico	88,0	3.857	22,82	8,75%
27	Los Vilos	239,2	10.960	21,82	8,75%
28	La Higuera	41,1	1.906	21,56	8,75%
29	Pica	43,9	2.135	20,57	8,75%
30	Coronel	845,9	42.008	20,14	8,75%
31	Quintero	255,2	15.535	16,43	8,75%
32	Llaillay	133,4	8.595	15,53	8,75%
33	Putre	10,1	689	14,70	4,38%
34	Tierra Amarilla	52,8	3.661	14,41	4,38%
35	San Fernando	417,4	29.243	14,27	4,38%
36	Chañaral	65,0	5.049	12,87	4,38%
37	Machalí	212,1	17.847	11,88	4,38%
38	Renca	461,9	40.514	11,40	4,38%
39	Ovalle	435,3	40.748	10,68	4,38%
40	Copiapó	563,5	53.560	10,52	4,38%
41	Río Bueno	118,7	12.201	9,73	4,38%
42	Los Andes	211,1	25.474	8,29	4,38%
43	Puerto Octay	22,8	3.019	7,56	4,38%
44	Nacimiento	65,7	9.111	7,21	4,38%
45	Dalcahue	36,0	5.027	7,16	4,38%
46	Teno	72,4	10.319	7,02	4,38%

Ranking	Comuna	Capacidad Instalada neta (MW)	N° Clientes	Factor intensidad [kW/N°Clientes Regulados]	Descuento Pe por RGL [%]
47	Laja	59,3	8.907	6,66	4,38%
48	Pozo Almonte	35,0	5.594	6,25	4,38%
49	Olivar	22,0	3.738	5,88	4,38%
50	Yerbas Buenas	36,9	6.365	5,80	4,38%
51	San Esteban	39,8	7.117	5,59	4,38%
52	Melipeuco	11,7	2.399	4,88	4,38%
53	Panguipulli	56,1	12.632	4,44	4,38%
54	Yungay	33,0	7.728	4,27	4,38%
55	Pirque	25,3	6.646	3,80	4,38%
56	Collipulli	33,0	8.715	3,79	4,38%
57	Iquique	229,3	61.616	3,72	4,38%
58	Lautaro	49,9	13.436	3,71	4,38%
59	Arauco	48,3	13.473	3,58	4,38%
60	Tiltil	20,2	5.841	3,46	4,38%
61	Concón	60,0	19.659	3,05	4,38%
62	Valdivia	175,3	58.235	3,01	4,38%
63	Puerto Montt	261,6	90.309	2,90	4,38%
64	Requínoa	21,2	7.944	2,67	4,38%
65	Lebu	23,9	9.166	2,61	4,38%
66	Constitución	47,7	18.317	2,60	4,38%

9. MECANISMO DE RECONOCIMIENTO DE GENERACIÓN LOCAL ADICIONAL

Adicionalmente, y de conformidad a lo establecido en el numeral 3) del artículo único de la Ley N° 20.928, en aquellas comunas en que se emplacen centrales cuya energía eléctrica generada, en su conjunto, sea mayor al 5% de la energía eléctrica generada por las centrales interconectadas a los Sistemas Interconectados, se aplicará un descuento adicional al establecido en el punto 8.3.

Los descuentos adicionales a que dé lugar la aplicación de este mecanismo serán absorbidos por todos los suministros de clientes sometidos a regulación de precios de las comunas no intensivas en generación. El descuento se aplicará de acuerdo a la siguiente tabla:

Tabla 11: Descuento según porcentaje de aporte

Descuento según porcentaje de aporte		
% de aporte sobre la energía generada		Descuento (%)
Máximo	Mínimo	
>15%		25%
15%	>10%	20%
10%	>5%	15%

En caso que una determinada comuna favorecida con el descuento pase a aportar menos del 5% sobre la energía generada, la comuna recibirá un descuento equivalente al 7,5% hasta la siguiente fijación semestral.

9.1 Energía Eléctrica Generada por comuna

Para la aplicación de este mecanismo, se debe cuantificar la energía eléctrica generada por cada central conectada a los Sistemas Interconectados. Para efectos de este informe, se considera energía eléctrica generada por una central generadora aquella energía que ha inyectado al sistema durante los meses de septiembre de 2015 a agosto del 2016.

9.1.1 Procedimiento de determinación de la energía eléctrica generada por comuna

El procedimiento utilizado para determinar la energía eléctrica generada de cada comuna, se describe sintéticamente en las siguientes etapas:

1. Se solicitó a los CDEC de cada Sistema Interconectado informar la cantidad de energía eléctrica generada por cada central que se encuentre entregada al despacho, incorporando la o las comunas en que se encuentra ubicada en función de lo siguiente:
 - a. Centrales hidráulicas: se considerarán todas aquellas comunas en que se emplacen sus instalaciones principales, tales como la bocatoma, la sala de máquinas, la represa y el embalse.
 - b. Centrales ERNC: se considerarán todas aquellas comunas en que se emplacen sus instalaciones.
 - c. Otras centrales: se considerará la comuna en que se emplace su sala de máquinas.
2. Se determinó la energía eléctrica generada total de los Sistemas Interconectados como la suma de la energía eléctrica generada de cada central informada en el punto anterior.

3. De acuerdo a la asociación comuna-central descrita en el punto 1 anterior, se considera que la energía eléctrica generada de cada comuna es la suma de la energía eléctrica generada de todas las centrales asociadas a dicha comuna.

Para efectos del presente informe, se considerará la energía eléctrica generada informada por el CDEC-SIC y CDEC-SING en respuesta a la solicitud realizada mediante las cartas CNE N° 583 y CNE N° 582, ambas de fecha 15 de septiembre de 2016 y carta CNE N° 633 del 18 de octubre de 2016.

9.2 Porcentaje de Aporte sobre la Energía Eléctrica Generada y descuento aplicable

Sobre la base de los datos obtenidos de conformidad a lo dispuesto en el numeral 9.1 del presente informe, se calcula el porcentaje de aporte sobre la energía eléctrica generada y el descuento aplicable a las comunas que a continuación se señalan:

Tabla 12: Porcentaje de aporte y Descuento

Ranking	Comuna	Generación real bruta 12 meses (GWh)	% de total SIC+SING	Descuento Pe por RGL Adicional (%)
1	Mejillones	11.537	15,88%	25,0%
2	Tocopilla	6.186	8,51%	15,0%
3	Puchuncaví	6.184	8,51%	15,0%
4	Quillota	6.022	8,29%	15,0%
5	Huasco	4.927	6,78%	15,0%
6	Colbún	4.879	6,71%	15,0%
7	Coronel	4.772	6,57%	15,0%
8	Quilaco	4.305	5,92%	15,0%
9	San Clemente	3.726	5,13%	15,0%
10	Alto Biobío*	3.565	4,91%	7,5%

* Esta comuna recibirá un descuento equivalente al 7,5% hasta la siguiente fijación semestral, dado que en la fijación anterior tenía un descuento de 15%.

Para clientes regulados pertenecientes al SIC y SING, los precios de nudo en nivel de distribución a utilizar en las fórmulas tarifarias de las empresas concesionarias de servicio público de distribución, determinados para cada concesionaria y sector de nudo asociado a sistema de subtransmisión, e incorporando los cargos AR y CDrgl que se indica, son los que se presentan a continuación.

En el caso particular de la empresa concesionaria SAESA el precio de nudo a nivel de distribución es ajustado considerando los precios de nudo de las barras Cochamó y Hornopirén, de acuerdo a los precios establecidos en la Resolución

Exenta CNE N°747, de 28 de octubre de 2016, que dispone la publicación de precios de energía y potencia de las subestaciones de distribución primarias de los Sistemas Medianos de Cochamó, Hornopirén, Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams. Para dichas barras pertenecientes a la zona de concesión de SAESA, no es aplicable el cargo correspondiente al parámetro AR ni al parámetro CD_{rgl}.

Tabla 13: Precios en nivel distribución, AR y CD_{rgl}

Cod	Empresa	Sistema	Comuna	AR base	AR	Pe enero 2017	CD RGL base	CD RGL	Pe	Pp
				(\$/kWh)	(\$/kWh)	(\$/kWh)	(\$/kWh)	(\$/kWh)	(\$/kWh)	(\$/kW/mes)
1	EMELARI	SING	*	-10,023	-11,920	49,558	0,711	0,711	50,269	6.621,57
2	ELIQSA	SING	Iquique	-10,623	-12,520	49,531	-2,169	-2,169	47,362	6.743,91
2	ELIQSA	SING	Pica	-10,623	-12,520	49,531	-4,334	-4,334	45,197	6.743,91
2	ELIQSA	SING	Pozo Almonte	-10,623	-12,520	49,531	-2,169	-2,169	47,362	6.743,91
2	ELIQSA	SING	*	-10,623	-12,520	49,531	0,711	0,711	50,242	6.743,91
3-SING	ELECDA SING	SING	Mejillones	-9,866	-11,763	48,773	-29,264	-29,264	19,509	6.458,85
3-SING	ELECDA SING	SING	Tocopilla	-9,866	-11,763	48,773	-15,851	-15,851	32,922	6.458,85
3-SING	ELECDA SING	SING	*	-9,866	-11,763	48,773	0,700	0,700	49,473	6.458,85
3-SIC	ELECDA SIC	SIC 1	Taltal	-2,500	-4,606	51,827	-9,070	-9,070	42,757	6.372,00
3-SIC	ELECDA SIC	SIC 1	*	-2,500	-4,606	51,827	0,744	0,744	52,571	6.372,00
4	EMELAT	SIC 1	Chañaral	-1,167	-3,272	55,575	-2,434	-2,434	53,141	6.421,14
4	EMELAT	SIC 1	Copiapó	-1,167	-3,272	55,575	-2,434	-2,434	53,141	6.421,14
4	EMELAT	SIC 1	Diego de Almagro	-1,167	-3,272	55,575	-9,726	-9,726	45,849	6.421,14
4	EMELAT	SIC 1	Huasco	-1,167	-3,272	55,575	-18,062	-18,062	37,513	6.421,14
4	EMELAT	SIC 1	Tierra Amarilla	-1,167	-3,272	55,575	-2,434	-2,434	53,141	6.421,14
4	EMELAT	SIC 1	*	-1,167	-3,272	55,575	0,797	0,797	56,372	6.421,14
6	CHILQUINTA	SIC 2	Concón	-2,246	-4,347	64,326	-2,817	-2,817	61,509	6.231,54
6	CHILQUINTA	SIC 2	Llaillay	-2,246	-4,347	64,326	-5,629	-5,629	58,697	6.231,54
6	CHILQUINTA	SIC 2	Los Andes	-2,246	-4,347	64,326	-2,817	-2,817	61,509	6.231,54
6	CHILQUINTA	SIC 2	Puchuncaví	-2,246	-4,347	64,326	-15,277	-15,277	49,049	6.231,54
6	CHILQUINTA	SIC 2	Quillota	-2,246	-4,347	64,326	-15,277	-15,277	49,049	6.231,54
6	CHILQUINTA	SIC 2	Quintero	-2,246	-4,347	64,326	-5,629	-5,629	58,697	6.231,54
6	CHILQUINTA	SIC 2	San Esteban	-2,246	-4,347	64,326	-2,817	-2,817	61,509	6.231,54
6	CHILQUINTA	SIC 2	*	-2,246	-4,347	64,326	0,923	0,923	65,249	6.231,54
7	CONAFE	SIC 1	Canela	-1,943	-4,048	62,704	-5,487	-5,487	57,217	5.715,53
7	CONAFE	SIC 1	La Higuera	-1,943	-4,048	62,704	-5,487	-5,487	57,217	5.715,53
7	CONAFE	SIC 1	Los Vilos	-1,943	-4,048	62,704	-5,487	-5,487	57,217	5.715,53
7	CONAFE	SIC 1	Ovalle	-1,943	-4,048	62,704	-2,746	-2,746	59,958	5.715,53
7	CONAFE	SIC 1	Puchuncaví	-1,943	-4,048	62,704	-14,892	-14,892	47,812	5.715,53

Cod	Empresa	Sistema	Comuna	AR base	AR	Pe enero 2017	CD RGL base	CD RGL	Pe	Pp
				(\$/kWh)	(\$/kWh)	(\$/kWh)	(\$/kWh)	(\$/kWh)	(\$/kWh)	(\$/kW/mes)
7	CONAFE	SIC 1	*	-1,943	-4,048	62,704	0,900	0,900	63,604	5.715,53
7	CONAFE	SIC 2	*	-1,940	-4,041	61,944	0,889	0,889	62,833	5.710,86
8	EMELCA	SIC 2	*	-11,448	-13,551	64,249	0,922	0,922	65,171	6.247,63
9	LITORAL	SIC 2	*	-2,007	-4,109	64,430	0,924	0,924	65,354	6.181,40
10	CHILECTRA	SIC 2	Tiitil	6,921	4,820	59,187	-2,592	-2,592	56,595	5.876,43
10	CHILECTRA	SIC 3	Renca	6,842	4,765	55,055	-2,411	-2,411	52,644	5.805,09
10	CHILECTRA	SIC 3	Tiitil	6,842	4,765	55,055	-2,411	-2,411	52,644	5.805,09
10	CHILECTRA	SIC 2	*	6,921	4,820	59,187	0,849	0,849	60,036	5.876,43
10	CHILECTRA	SIC 3	*	6,842	4,765	55,055	0,790	0,790	55,845	5.805,09
12	EEC	SIC 3	*	7,055	4,913	56,932	0,817	0,817	57,749	7.222,65
13	TIL-TIL	SIC 2	Llaillay	6,942	4,835	58,855	-5,150	-5,150	53,705	5.920,22
13	TIL-TIL	SIC 2	Tiitil	6,942	4,835	58,855	-2,578	-2,578	56,277	5.920,22
13	TIL-TIL	SIC 3	Tiitil	7,125	4,962	56,806	-2,488	-2,488	54,318	7.588,79
13	TIL-TIL	SIC 2	*	6,942	4,835	58,855	0,844	0,844	59,699	5.920,22
13	TIL-TIL	SIC 3	*	7,125	4,962	56,806	0,815	0,815	57,621	7.588,79
14	EEPA	SIC 3	*	6,842	4,765	50,230	0,721	0,721	50,951	5.643,68
15	LUZ ANDES	SIC 3	*	7,345	5,115	58,753	0,843	0,843	59,596	9.103,91
18	CGE DISTRIBUCIÓN	SIC 3	Pirque	-8,045	-10,122	58,675	-2,570	-2,570	56,105	5.816,06
18	CGE DISTRIBUCIÓN	SIC 3	San José de Maipo	-8,045	-10,122	58,675	-5,134	-5,134	53,541	5.816,06
18	CGE DISTRIBUCIÓN	SIC 4	Colbún	-8,255	-10,387	64,340	-20,910	-20,910	43,430	5.941,47
18	CGE DISTRIBUCIÓN	SIC 4	Constitución	-8,255	-10,387	64,340	-2,818	-2,818	61,522	5.941,47
18	CGE DISTRIBUCIÓN	SIC 4	La Estrella	-8,255	-10,387	64,340	-11,259	-11,259	53,081	5.941,47
18	CGE DISTRIBUCIÓN	SIC 4	Las Cabras	-8,255	-10,387	64,340	-5,630	-5,630	58,710	5.941,47
18	CGE DISTRIBUCIÓN	SIC 4	Litueche	-8,255	-10,387	64,340	-11,259	-11,259	53,081	5.941,47
18	CGE DISTRIBUCIÓN	SIC 4	Machalí	-8,255	-10,387	64,340	-2,818	-2,818	61,522	5.941,47
18	CGE DISTRIBUCIÓN	SIC 4	Mostazal	-8,255	-10,387	64,340	-5,630	-5,630	58,710	5.941,47
18	CGE DISTRIBUCIÓN	SIC 4	Olivar	-8,255	-10,387	64,340	-2,818	-2,818	61,522	5.941,47
18	CGE DISTRIBUCIÓN	SIC 4	Pichidegua	-8,255	-10,387	64,340	-5,630	-5,630	58,710	5.941,47
18	CGE DISTRIBUCIÓN	SIC 4	Pirque	-8,255	-10,387	64,340	-2,818	-2,818	61,522	5.941,47
18	CGE DISTRIBUCIÓN	SIC 4	Ránquil	-8,255	-10,387	64,340	-5,630	-5,630	58,710	5.941,47
18	CGE DISTRIBUCIÓN	SIC 4	Requínoa	-8,255	-10,387	64,340	-2,818	-2,818	61,522	5.941,47
18	CGE DISTRIBUCIÓN	SIC 4	San Clemente	-8,255	-10,387	64,340	-15,281	-15,281	49,059	5.941,47
18	CGE DISTRIBUCIÓN	SIC 4	San Fernando	-8,255	-10,387	64,340	-2,818	-2,818	61,522	5.941,47
18	CGE DISTRIBUCIÓN	SIC 4	Teno	-8,255	-10,387	64,340	-2,818	-2,818	61,522	5.941,47
18	CGE DISTRIBUCIÓN	SIC 4	Yerbas Buenas	-8,255	-10,387	64,340	-2,818	-2,818	61,522	5.941,47
18	CGE DISTRIBUCIÓN	SIC 5	Coronel	-8,201	-10,319	62,837	-14,924	-14,924	47,913	5.922,55
18	CGE DISTRIBUCIÓN	SIC 5	Lautaro	-8,201	-10,319	62,837	-2,752	-2,752	60,085	5.922,55
18	CGE DISTRIBUCIÓN	SIC 2	*	-8,138	-10,239	62,848	0,902	0,902	63,750	5.887,54

Cod	Empresa	Sistema	Comuna	AR base	AR	Pe enero 2017	CD RGL base	CD RGL	Pe	Pp
				(\$/kWh)	(\$/kWh)	(\$/kWh)	(\$/kWh)	(\$/kWh)	(\$/kWh)	(\$/kW/mes)
18	CGE DISTRIBUCIÓN	SIC 3	*	-8,045	-10,122	58,675	0,842	0,842	59,517	5.816,06
18	CGE DISTRIBUCIÓN	SIC 4	*	-8,255	-10,387	64,340	0,923	0,923	65,263	5.941,47
18	CGE DISTRIBUCIÓN	SIC 5	*	-8,201	-10,319	62,837	0,902	0,902	63,739	5.922,55
20	COOPERSOL	SING	Putre	6,897	5,000	46,343	-2,030	-2,030	44,313	5.766,89
20	COOPERSOL	SING	*	6,897	5,000	46,343	0,665	0,665	47,008	5.766,89
21	COOPELAN	SIC 4	Quilleco	7,022	4,890	58,836	-5,148	-5,148	53,688	5.651,37
21	COOPELAN	SIC 4	Santa Bárbara	7,022	4,890	58,836	-10,296	-10,296	48,540	5.651,37
21	COOPELAN	SIC 5	Laja	6,975	4,857	57,365	-2,513	-2,513	54,852	5.629,71
21	COOPELAN	SIC 5	Quilleco	6,975	4,857	57,365	-5,019	-5,019	52,346	5.629,71
21	COOPELAN	SIC 5	Santa Bárbara	6,975	4,857	57,365	-10,039	-10,039	47,326	5.629,71
21	COOPELAN	SIC 4	*	7,022	4,890	58,836	0,844	0,844	59,680	5.651,37
21	COOPELAN	SIC 5	*	6,975	4,857	57,365	0,823	0,823	58,188	5.629,71
22	FRONTEL	SIC 4	Alto Biobío	7,022	4,890	57,132	-24,281	-24,281	32,851	5.913,83
22	FRONTEL	SIC 4	Antuco	7,022	4,890	57,132	-19,996	-19,996	37,136	5.913,83
22	FRONTEL	SIC 4	Cabrero	7,022	4,890	57,132	-4,999	-4,999	52,133	5.913,83
22	FRONTEL	SIC 4	Laja	7,022	4,890	57,132	-2,502	-2,502	54,630	5.913,83
22	FRONTEL	SIC 4	Quilleco	7,022	4,890	57,132	-4,999	-4,999	52,133	5.913,83
22	FRONTEL	SIC 4	Ránquil	7,022	4,890	57,132	-4,999	-4,999	52,133	5.913,83
22	FRONTEL	SIC 4	Yungay	7,022	4,890	57,132	-2,502	-2,502	54,630	5.913,83
22	FRONTEL	SIC 5	Arauco	6,975	4,857	55,671	-2,438	-2,438	53,233	5.891,16
22	FRONTEL	SIC 5	Collipulli	6,975	4,857	55,671	-2,438	-2,438	53,233	5.891,16
22	FRONTEL	SIC 5	Coronel	6,975	4,857	55,671	-13,222	-13,222	42,449	5.891,16
22	FRONTEL	SIC 5	Lautaro	6,975	4,857	55,671	-2,438	-2,438	53,233	5.891,16
22	FRONTEL	SIC 5	Lebu	6,975	4,857	55,671	-2,438	-2,438	53,233	5.891,16
22	FRONTEL	SIC 5	Lonquimay	6,975	4,857	55,671	-9,742	-9,742	45,929	5.891,16
22	FRONTEL	SIC 5	Melipeuco	6,975	4,857	55,671	-2,438	-2,438	53,233	5.891,16
22	FRONTEL	SIC 5	Nacimiento	6,975	4,857	55,671	-2,438	-2,438	53,233	5.891,16
22	FRONTEL	SIC 5	Quilaco	6,975	4,857	55,671	-27,835	-27,835	27,836	5.891,16
22	FRONTEL	SIC 5	Renaico	6,975	4,857	55,671	-4,871	-4,871	50,800	5.891,16
22	FRONTEL	SIC 5	Santa Bárbara	6,975	4,857	55,671	-9,742	-9,742	45,929	5.891,16
22	FRONTEL	SIC 4	*	7,022	4,890	57,132	0,820	0,820	57,952	5.913,83
22	FRONTEL	SIC 5	*	6,975	4,857	55,671	0,799	0,799	56,470	5.891,16
23	SAESA	SIC 6	Dalcahue	6,917	4,817	61,444	-2,691	-2,691	58,753	6.420,05
23	SAESA	SIC 6	Panguipulli	6,917	4,817	61,444	-2,691	-2,691	58,753	6.420,05
23	SAESA	SIC 6	Puerto Montt	6,917	4,817	61,444	-2,691	-2,691	58,753	6.420,05
23	SAESA	SIC 6	Puerto Octay	6,917	4,817	61,444	-2,691	-2,691	58,753	6.420,05
23	SAESA	SIC 6	Puyehue	6,917	4,817	61,444	-5,376	-5,376	56,068	6.420,05
23	SAESA	SIC 6	Río Bueno	6,917	4,817	61,444	-2,691	-2,691	58,753	6.420,05

Cod	Empresa	Sistema	Comuna	AR base	AR	Pe enero 2017	CD RGL base	CD RGL	Pe	Pp
				(\$/kWh)	(\$/kWh)	(\$/kWh)	(\$/kWh)	(\$/kWh)	(\$/kWh)	(\$/kW/mes)
23	SAESA	SIC 6	Valdivia	6,917	4,817	61,444	-2,691	-2,691	58,753	6.420,05
23	SAESA	SIC 1	*	6,933	4,828	61,474	0,882	0,882	62,356	6.390,54
23	SAESA	SIC 5	*	6,975	4,857	60,687	0,871	0,871	61,558	6.421,78
23	SAESA	SIC 6	*	6,917	4,817	61,444	0,882	0,882	62,326	6.420,05
26	CODINER	SIC 5	Lautaro	6,975	4,857	57,823	-2,533	-2,533	55,290	6.262,74
26	CODINER	SIC 5	*	6,975	4,857	57,823	0,830	0,830	58,653	6.262,74
28	EDECSA	SIC 2	*	-4,179	-6,281	64,257	0,922	0,922	65,179	6.124,85
28	EDECSA	SIC 3	*	-4,132	-6,209	60,068	0,862	0,862	60,930	6.050,48
29	CEC	SIC 4	Teno	7,022	4,890	58,460	-2,561	-2,561	55,899	5.949,51
29	CEC	SIC 4	*	7,022	4,890	58,460	0,839	0,839	59,299	5.949,51
31	LUZLINARES	SIC 4	Colbún	-2,923	-5,055	63,764	-20,723	-20,723	43,041	5.976,80
31	LUZLINARES	SIC 4	Constitución	-2,923	-5,055	63,764	-2,793	-2,793	60,971	5.976,80
31	LUZLINARES	SIC 4	Yerbas Buenas	-2,923	-5,055	63,764	-2,793	-2,793	60,971	5.976,80
31	LUZLINARES	SIC 4	*	-2,923	-5,055	63,764	0,915	0,915	64,679	5.976,80
32	LUZPARRAL	SIC 4	*	-5,423	-7,555	62,661	0,899	0,899	63,560	5.784,35
33	COPELEC	SIC 4	Ránquil	7,022	4,890	58,567	-5,125	-5,125	53,442	5.649,65
33	COPELEC	SIC 4	*	7,022	4,890	58,567	0,840	0,840	59,407	5.649,65
34	COELCHA	SIC 4	Alto Biobío	4,864	2,729	61,228	-26,022	-26,022	35,206	5.731,85
34	COELCHA	SIC 4	Cabrero	4,864	2,729	61,228	-5,357	-5,357	55,871	5.731,85
34	COELCHA	SIC 4	Quilleco	4,864	2,729	61,228	-5,357	-5,357	55,871	5.731,85
34	COELCHA	SIC 4	Yungay	4,864	2,729	61,228	-2,682	-2,682	58,546	5.731,85
34	COELCHA	SIC 5	Nacimiento	4,824	2,706	59,635	-2,612	-2,612	57,023	5.631,20
34	COELCHA	SIC 4	*	4,864	2,729	61,228	0,878	0,878	62,106	5.731,85
34	COELCHA	SIC 5	*	4,824	2,706	59,635	0,856	0,856	60,491	5.631,20
35	SOCOEPA	SIC 6	Panguipulli	6,916	4,816	57,775	-2,531	-2,531	55,244	6.352,45
35	SOCOEPA	SIC 6	*	6,916	4,816	57,775	0,829	0,829	58,604	6.352,45
36	COOPREL	SIC 6	Río Bueno	6,916	4,816	62,697	-2,746	-2,746	59,951	6.168,66
36	COOPREL	SIC 6	*	6,916	4,816	62,697	0,900	0,900	63,597	6.168,66
39	LUZ OSORNO	SIC 6	Puerto Octay	7,034	4,898	65,310	-2,861	-2,861	62,449	6.965,41
39	LUZ OSORNO	SIC 6	Puyehue	7,034	4,898	65,310	-5,715	-5,715	59,595	6.965,41
39	LUZ OSORNO	SIC 6	Río Bueno	7,034	4,898	65,310	-2,861	-2,861	62,449	6.965,41
39	LUZ OSORNO	SIC 6	*	7,034	4,898	65,310	0,937	0,937	66,247	6.965,41
40	CRELL	SIC 6	Puerto Montt	6,997	4,873	69,619	-3,049	-3,049	66,570	6.731,48
40	CRELL	SIC 6	*	6,997	4,873	69,619	0,999	0,999	70,618	6.731,48

* Todas aquellas comunas que no se encuentren individualizadas en la tabla y que son suministradas por la respectiva empresa concesionaria en el sistema de subtransmisión indicado.

La componente CD_{rgl_base} señalada, corresponde al cargo o descuento establecido en el numeral 3) del artículo único de la Ley N° 20.928, considerado a nivel de distribución. A su vez, la componente AR_{base} corresponde al ajuste o recargo base establecido en el artículo 157° de la Ley, considerado a nivel de distribución.

Para las empresas distribuidoras cuyas zonas de concesión comprenden más de un sector de nudo, y a efectos de traspasar los precios señalados en la tabla anterior a clientes regulados aplicando las fórmulas tarifarias correspondientes, se considerarán las asignaciones de comunas para dichas empresas a los respectivos sectores de nudo asociados a sistemas de subtransmisión según la clasificación que se presenta en la tabla siguiente:

Tabla 14: Comunas por sector de nudo

COD	Concesionaria	Comunas	Sector Nudo
7	CONAFE	Todas las correspondientes a la concesionaria excepto Quilpué, Valparaíso y Viña del Mar	SIC 1
		Quilpué, Valparaíso y Viña del Mar	SIC 2
10	CHILECTRA	Todas las correspondientes a la concesionaria excepto Til Til	SIC 3
		Til Til	SIC 2-3*
13	TILTIL	Todas las correspondientes a la concesionaria	SIC 2-3*
18	CGED	Cartagena	SIC2
		San Antonio	SIC2
		Santo Domingo	SIC2
		Calera de Tango	SIC3
		Curacaví	SIC3
		El Bosque	SIC3
		La Pintana	SIC3
		Padre Hurtado	SIC3
		Peñaflor	SIC3
		Pirque	SIC3*
		Puente Alto	SIC3
		San Bernardo	SIC3
		San José de Maipo	SIC3
		Talagante	SIC3*
	Alhué	SIC4	

COD	Concesionaria	Comunas	Sector Nudo
		Buín	SIC4
		Cauquenes	SIC4
		Chanco	SIC4
		Chépica	SIC4
		Chillán	SIC4
		Chillán Viejo	SIC4
		Chimbarongo	SIC4
		Cobquecura	SIC4
		Codegua	SIC4
		Coihueco	SIC4
		Coinco	SIC4
		Colbún	SIC4
		Coltauco	SIC4
		Constitución	SIC4
		Curepto	SIC4
		Curicó	SIC4
		Doñihue	SIC4
		El Monte	SIC4
		Empedrado	SIC4
		Graneros	SIC4
		Hualañé	SIC4
		Isla de Maipo	SIC4
		La Estrella	SIC4
		Las Cabras	SIC4
		Licantén	SIC4
		Linares	SIC4
		Litueche	SIC4
		Lolol	SIC4
		Longaví	SIC4
		Machalí	SIC4
		Malloa	SIC4
		Marchihue	SIC4
		María Pinto	SIC4
		Maule	SIC4
		Melipilla	SIC4

COD	Concesionaria	Comunas	Sector Nudo
		Molina	SIC4
		Mostazal	SIC4
		Nancagua	SIC4
		Navidad	SIC4
		Ninhue	SIC4
		Ñiquén	SIC4
		Olivar	SIC4
		Paine	SIC4
		Palmilla	SIC4
		Paredones	SIC4
		Parral	SIC4
		Pelarco	SIC4
		Pelluhue	SIC4
		Pencahue	SIC4
		Peralillo	SIC4
		Peumo	SIC4
		Pichidegua	SIC4
		Pichilemu	SIC4
		Pinto	SIC4
		Pirque	SIC4*
		Placilla	SIC4
		Portezuelo	SIC4
		Pumanque	SIC4
		Quinta de Tilcoco	SIC4
		Quirihue	SIC4
		Rancagua	SIC4
		Ránquil	SIC4
		Rauco	SIC4
		Rengo	SIC4
		Requínoa	SIC4
		Retiro	SIC4
		Río Claro	SIC4
		Romeral	SIC4
		Sagrada Familia	SIC4
		San Carlos	SIC4

COD	Concesionaria	Comunas	Sector Nudo
		San Clemente	SIC4
		San Fabián	SIC4
		San Fernando	SIC4
		San Javier	SIC4
		San Nicolás	SIC4
		San Pedro	SIC4
		San Rafael	SIC4
		San Vicente	SIC4
		Santa Cruz	SIC4
		Talagante	SIC4*
		Talca	SIC4
		Teno	SIC4
		Treguaco	SIC4
		Vichuquén	SIC4
		Villa Alegre	SIC4
		Yerbas Buenas	SIC4
		Chiguayante	SIC5
		Coelemu	SIC5
		Concepción	SIC5
		Coronel	SIC5
		Curarrehue	SIC5
		Florida	SIC5
		Freire	SIC5
		Hualpén	SIC5
		Hualqui	SIC5
		Lautaro	SIC5
		Loncoche	SIC5
		Los Ángeles	SIC5
		Mulchén	SIC5
		Padre Las Casas	SIC5
		Penco	SIC5
		Pitrufquén	SIC5
		Pucón	SIC5
		San Pedro de la Paz	SIC5
		Talcahuano	SIC5

COD	Concesionaria	Comunas	Sector Nudo
		Temuco	SIC5
		Tomé	SIC5
		Vilcún	SIC5
		Villarrica	SIC5
21	COPELAN	Todas las correspondientes a la concesionaria excepto Laja	SIC 4-5*
		Laja	SIC 5
22	FRONTEL	Alto Bio Bio	SIC 4
		Angol	SIC 5
		Antuco	SIC 4
		Arauco	SIC 5
		Bulnes	SIC 4
		Cabrero	SIC 4
		Cañete	SIC 5
		Carahue	SIC 5
		Cholchol	SIC 5
		Collipulli	SIC 5
		Contulmo	SIC 5
		Coronel	SIC 5
		Cunco	SIC 5
		Curacautín	SIC 5
		Curanilahue	SIC 5
		El Carmen	SIC 4
		Ercilla	SIC 5
		Florida	SIC 4
		Freire	SIC 5
		Galvarino	SIC 5
		Gorbea	SIC 5
		Hualqui	SIC 4
		Laja	SIC 4
		Lautaro	SIC 5
		Lebu	SIC 5
		Lonquimay	SIC 5
		Los Álamos	SIC 5
		Los Ángeles	SIC 5

COD	Concesionaria	Comunas	Sector Nudo
		Los Sauces	SIC 5
		Lota	SIC 5
		Lumaco	SIC 5
		Melipeuco	SIC 5
		Mulchén	SIC 5
		Nacimiento	SIC 5
		Negrete	SIC 5
		Nueva Imperial	SIC 5
		Padre Las Casas	SIC 5
		Pemuco	SIC 4
		Perquenco	SIC 5
		Pinto	SIC 4
		Pitrufquén	SIC 5
		Purén	SIC 5
		Quilaco	SIC 5
		Quilleco	SIC 4
		Quillón	SIC 4
		Ránquil	SIC 4
		Renaico	SIC 5
		Saavedra	SIC 5
		San Ignacio	SIC 4
		San Rosendo	SIC 4
		Santa Bárbara	SIC 5
		Santa Juana	SIC 4
		Temuco	SIC 5
		Teodoro Schmidt	SIC 5
		Tirúa	SIC 5
		Toltén	SIC 5
		Tomé	SIC 4
		Traiguén	SIC 5
		Tucapel	SIC 4
		Victoria	SIC 5
		Vilcún	SIC 5
		Villarrica	SIC 5
		Yumbel	SIC 4

COD	Concesionaria	Comunas	Sector Nudo
		Yungay	SIC 4
23	SAESA	Todas las correspondientes a la concesionaria excepto Gorbea, Lanco, Loncoche y Tal tal	SIC 6
		Gorbea, Lanco y Loncoche	SIC 5
		Tal tal	SIC 1
	EDECSA	Todas las correspondientes a la concesionaria	SIC 2-3*
34	COELCHA	Todas las correspondientes a la concesionaria excepto Nacimiento	SIC 4
		Nacimiento	SIC 5

*En el caso de las comunas que están asociadas a dos sectores de subtransmisión, la concesionaria deberá asignar el cliente al sistema que le corresponda de acuerdo a la información que sustenta el proceso anual de "Ingresos de Explotación" entregado a la SEC.

10. MECANISMO DE EQUIDAD TARIFARIA RESIDENCIAL

De conformidad a lo establecido en el numeral 5) de artículo único de la Ley N° 20.928, en el conjunto de los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 1.500 kilowatts, las tarifas máximas que las empresas distribuidoras podrán cobrar por suministro a usuarios residenciales no podrán superar el promedio simple de éstas, calculadas sobre la base de un consumo tipo, incrementado en un 10% del mismo, considerando una muestra representativa. En caso que dichas tarifas excedan el porcentaje señalado, se deberá aplicar un ajuste a la componente contemplada en el número 3 del artículo 182° de la Ley. Si a pesar de ello no se lograre alcanzar el porcentaje antes mencionado, se aplicará el máximo descuento obtenido, sin que procedan ajustes adicionales.

Las diferencias serán absorbidas progresivamente por todos los demás suministros sometidos a regulación de precios que estén bajo el promedio señalado, con excepción de aquellos usuarios residenciales cuyo consumo promedio mensual de energía del año calendario anterior sea menor o igual a 200 kWh, de modo que no varíe la recaudación total inicial. Sin perjuicio de lo anterior, las tarifas correspondientes a aquellos usuarios residenciales que deban absorber las diferencias señaladas, no podrán resultar superiores al promedio simple de éstas.

La absorción de las diferencias aludidas anteriormente por parte de los clientes residenciales se hará conforme a lo señalado en la tabla siguiente:

Tabla 15: Aporte en % según consumo⁷

Consumo cliente residencial	Porcentaje de aporte
≤ 200 kWh	0%
200 kWh < x ≤ 210 kWh	20%
210 kWh < x ≤ 220 kWh	40%
220 kWh < x ≤ 230 kWh	60%
230 kWh < x ≤ 240 kWh	80%
> 240 kWh	100%

Los ajustes y recargos a que dé origen el mecanismo señalado serán fijados en el decreto que dicte el Ministerio de Energía con ocasión de la fijación de precios semestral a que se refiere el artículo 158° de la Ley, previo informe técnico de la Comisión. A su vez, las transferencias entre empresas distribuidoras a que den origen las diferencias de facturación producto de la aplicación del mecanismo antes mencionado serán calculadas por el Coordinador.

10.1 Procedimiento para cálculo del Promedio Simple

Para determinar el valor promedio de las tarifas que las empresas distribuidoras cobran por suministro a usuarios residenciales se realiza el siguiente procedimiento:

- Las empresas distribuidoras informan el número de clientes, energía y potencia facturada por comuna⁸, tipo de suministro, opción tarifaria, sistema de subtransmisión y consumo en base a los intervalos definidos en la Tabla 15. Lo anterior como respuesta a la carta CNE N° 467, de fecha 9 de agosto de 2016. Se consideran las opciones tarifarias existentes a la fecha de solicitud de información y los datos correspondientes a agosto 2016.
- Se construye una cuenta BT1⁹ en base a un consumo tipo de 180 kWh para cada combinación distribuidora/sector¹⁰/sistema subtransmisión en que se informaron suministros en la carta antes señalada, sin IVA.
- Se asigna a todos los clientes residenciales de cada combinación distribuidora/sector/sistema subtransmisión la cuenta tipo calculada.

⁷ Corresponde al consumo promedio mensual de energía del año calendario anterior.

⁸ Para aquellas comunas con facturación bimensual se estima su energía facturada mensual como el promedio simple de la energía informada para dicho mes con la energía informada del mes anterior. El mismo procedimiento se repite para la potencia facturada en casos con facturación bimensual.

⁹ De conformidad a lo señalado en el artículo segundo transitorio de la Ley N° 20.928, para este ejercicio se consideran como usuarios residenciales a aquellos clientes que se encuentran dentro de la opción tarifaria BT1.

¹⁰ Se entenderá por sector lo dispuesto en la letra n) del artículo 225° de la Ley, que define sectores de distribución como las áreas territoriales en las cuales los precios máximos de distribución a usuarios finales son los mismos.

- Se calcula el Promedio Simple entre todas las cuentas tipo de todos clientes residenciales.
- Sobre este Promedio Simple, se adiciona un 10% para fijar el límite establecido por la Ley.

10.2 Identificación de Clientes

Habiendo calculado el Promedio Simple y su límite adicional del 10%, corresponde identificar a las combinaciones de niveles tarifarios dados por las combinaciones distribuidora/sector/sistema subtransmisión que reciben beneficio, existiendo 3 categorías:

- Combinaciones que reciben beneficio: Todos los usuarios residenciales que tengan una tarifa superior al Promedio Simple más un 10%, calculada sobre la base de un consumo tipo de 180 kWh.
- Combinaciones que absorben las diferencias: Todos los suministros sometidos a regulación de precios que estén bajo el promedio señalado, con excepción de aquellos usuarios residenciales cuyo consumo promedio mensual de energía del año calendario anterior sea menor o igual a 200 kWh.
- Combinaciones que no reciben beneficio ni absorben diferencias: Todos aquellos suministros sometidos a regulación de precios que no cumplan con alguna de las condiciones anteriores.

10.3 Procedimiento de Cálculo de Diferencias que deberán ser absorbidas

Luego de tener identificados las combinaciones que reciben el beneficio, se calcula el monto total de las diferencias que deberán ser absorbidas de modo que no varíe la recaudación total inicial:

- Se fija como unidad mínima para el análisis la combinación distribuidora/comuna/sistema subtransmisión, clasificada en base a las categorías señaladas en el punto 10.2 anterior.
- Se calcula la diferencia de recaudación para cada combinación antes y después de aplicar el beneficio.
- Dichas diferencias se asignan entre las combinaciones que las deben absorber, según el criterio señalado en el punto 10.2 anterior, en base a la recaudación esperada antes de aplicar el beneficio.
- El cálculo de los factores considera, en su construcción, la aplicación progresiva establecida en el inciso segundo del artículo 191° de la Ley. Asimismo, el cálculo consideró el límite que restringe la absorción de diferencias por los clientes residenciales hasta el Promedio Simple, especialmente para aquellos casos con un tipo de suministro soterrado.

- Con todo, el máximo descuento a aplicar por concepto de beneficio supone un descuento tal que, la componente contemplada en el número 3 del artículo 182° de la Ley, sea igual a cero.

10.4 FETR

Los FETR a aplicar en las fórmulas tarifarias contenidas en el Decreto Supremo N° 11T, de 2016, del Ministerio de Energía.

Tabla 16: Factores FETR

COD	Empresa	Código Único Territorial	Comuna	Sistema de Subtransmisión	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR	
						Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales
1	EMELARI	15101	Arica	SING	BT1a	0,1209	0,1209
1	EMELARI	15102	Camarones	SING	BT1a	0,1209	0,1209
1	EMELARI	*	*	SING	BT1a	0,1209	0,1209
2	ELIQSA	01107	Alto Hospicio	SING	BT1a	0,1226	0,1226
2	ELIQSA	01404	Huara	SING	BT1a	0,1226	0,1226
2	ELIQSA	01101	Iquique	SING	BT1a	0,1226	0,1226
2	ELIQSA	01405	Pica	SING	BT1a	0,1226	0,1226
2	ELIQSA	01401	Pozo Almonte	SING	BT1a	0,1226	0,1226
2	ELIQSA	*	*	SING	BT1a	0,1226	0,1226
3	ELECDA SING	02101	Antofagasta	SING	BT1a	0,1285	0,1285
3	ELECDA SING	02201	Calama	SING	BT1a	0,1285	0,1285
3	ELECDA SING	02102	Mejillones	SING	BT1a	0,1285	0,1285
3	ELECDA SING	02103	Sierra Gorda	SING	BT1a	0,1285	0,1285
3	ELECDA SING	02301	Tocopilla	SING	BT1a	0,1285	0,1285
3	ELECDA SING	*	*	SING	BT1a	0,1285	0,1285
3	ELECDA SIC	02104	Taltal	SIC1	BT1a	0,1508	0,1508
3	ELECDA SIC	*	*	SIC1	BT1a	0,1508	0,1508
4	EMELAT	03302	Alto del Carmen	SIC1	BT1a	0,1712	0,1712
4	EMELAT	03102	Caldera	SIC1	BT1a	0,1712	0,1712
4	EMELAT	03201	Chañaral	SIC1	BT1a	0,1712	0,1712
4	EMELAT	03101	Copiapó	SIC1	BT1a	0,1712	0,1712
4	EMELAT	03202	Diego de Almagro	SIC1	BT1a	0,1712	0,1712
4	EMELAT	03303	Freirina	SIC1	BT1a	0,1712	0,1712
4	EMELAT	03304	Huasco	SIC1	BT1a	0,1712	0,1712
4	EMELAT	03103	Tierra Amarilla	SIC1	BT1a	0,1712	0,1712
4	EMELAT	03301	Vallenar	SIC1	BT1a	0,1712	0,1712
4	EMELAT	*	*	SIC1	BT1a	0,1712	0,1712
6	CHILQUINTA	05502	Calera	SIC2	BT1a	-0,0446	0,0000

COD	Empresa	Código Único Territorial	Comuna	Sistema de Subtransmisión	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR	
						Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales
6	CHILQUINTA	05302	Calle Larga	SIC2	BT1a	-0,0446	0,0000
6	CHILQUINTA	05603	Cartagena	SIC2	BT1a	-0,0446	0,0000
6	CHILQUINTA	05102	Casablanca	SIC2	BT1a	-0,0446	0,0000
6	CHILQUINTA	05702	Catemu	SIC2	BT1a	-0,0446	0,0000
6	CHILQUINTA	05103	Concón	SIC2	BT1a	-0,0446	0,0000
6	CHILQUINTA	05605	El Tabo	SIC2	BT1a	-0,0446	0,0000
6	CHILQUINTA	05503	Hijuelas	SIC2	BT1a	-0,0446	0,0000
6	CHILQUINTA	05504	La Cruz	SIC2	BT1a	-0,0446	0,0000
6	CHILQUINTA	05802	Limache	SIC2	BT1a	-0,0446	0,0000
6	CHILQUINTA	05703	Llaillay	SIC2	BT1a	-0,0446	0,0000
6	CHILQUINTA	05301	Los Andes	SIC2	BT1a	-0,0446	0,0000
6	CHILQUINTA	05506	Nogales	SIC2	BT1a	-0,0446	0,0000
6	CHILQUINTA	05803	Olmué	SIC2	BT1a	-0,0446	0,0000
6	CHILQUINTA	05704	Panquehue	SIC2	BT1a	-0,0446	0,0000
6	CHILQUINTA	05105	Puchuncaví	SIC2	BT1a	-0,0446	0,0000
6	CHILQUINTA	05705	Putendo	SIC2	BT1a	-0,0446	0,0000
6	CHILQUINTA	05501	Quillota	SIC2	BT1a	-0,0446	0,0000
6	CHILQUINTA	05801	Quilpué	SIC2	BT1a	-0,0446	0,0000
6	CHILQUINTA	05107	Quintero	SIC2	BT1a	-0,0446	0,0000
6	CHILQUINTA	05303	Rinconada	SIC2	BT1a	-0,0446	0,0000
6	CHILQUINTA	05601	San Antonio	SIC2	BT1a	-0,0446	0,0000
6	CHILQUINTA	05304	San Esteban	SIC2	BT1a	-0,0446	0,0000
6	CHILQUINTA	05701	San Felipe	SIC2	BT1a	-0,0446	0,0000
6	CHILQUINTA	05706	Santa María	SIC2	BT1a	-0,0446	0,0000
6	CHILQUINTA	05606	Santo Domingo	SIC2	BT1a	-0,0446	0,0000
6	CHILQUINTA	05101	Valparaíso	SIC2	BT1a	-0,0446	0,0000
6	CHILQUINTA	05804	Villa Alemana	SIC2	BT1a	-0,0446	0,0000
6	CHILQUINTA	05109	Viña del Mar	SIC2	BT1a	-0,0446	0,0000
6	CHILQUINTA	*	*	SIC2	BT1a	-0,0698	0,0000
7	CONAFE	04103	Andacollo	SIC1	BT1a	0,0000	0,0000
7	CONAFE	05402	Cabildo	SIC1	BT1a	0,0000	0,0000
7	CONAFE	04202	Canela	SIC1	BT1a	0,0000	0,0000
7	CONAFE	04302	Combarbalá	SIC1	BT1a	0,0000	0,0000
7	CONAFE	04102	Coquimbo	SIC1	BT1a	0,0000	0,0000
7	CONAFE	03303	Freirina	SIC1	BT1a	0,0000	0,0000
7	CONAFE	04201	Illapel	SIC1	BT1a	0,0000	0,0000
7	CONAFE	04104	La Higuera	SIC1	BT1a	0,0000	0,0000

COD	Empresa	Código Único Territorial	Comuna	Sistema de Subtransmisión	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR	
						Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales
7	CONAFE	05401	La Ligua	SIC1	BT1a	0,0000	0,0000
7	CONAFE	04101	La Serena	SIC1	BT1a	0,0000	0,0000
7	CONAFE	04203	Los Vilos	SIC1	BT1a	0,0000	0,0000
7	CONAFE	04303	Monte Patria	SIC1	BT1a	0,0000	0,0000
7	CONAFE	04301	Ovalle	SIC1	BT1a	0,0000	0,0000
7	CONAFE	04105	Paiguano	SIC1	BT1a	0,0000	0,0000
7	CONAFE	05403	Papudo	SIC1	BT1a	0,0000	0,0000
7	CONAFE	05404	Petorca	SIC1	BT1a	0,0000	0,0000
7	CONAFE	05105	Puchuncaví	SIC1	BT1a	0,0000	0,0000
7	CONAFE	04304	Punitaqui	SIC1	BT1a	0,0000	0,0000
7	CONAFE	04305	Río Hurtado	SIC1	BT1a	0,0000	0,0000
7	CONAFE	04204	Salamanca	SIC1	BT1a	0,0000	0,0000
7	CONAFE	04106	Vicuña	SIC1	BT1a	0,0000	0,0000
7	CONAFE	05405	Zapallar	SIC1	BT1a	0,0000	0,0000
7	CONAFE	*	*	SIC1	BT1a	0,0000	0,0000
7	CONAFE	05801	Quilpué	SIC2	BT1a	0,0000	0,0000
7	CONAFE	05101	Valparaíso	SIC2	BT1a	0,0000	0,0000
7	CONAFE	05109	Viña del Mar	SIC2	BT1a	0,0000	0,0000
7	CONAFE	*	*	SIC2	BT1a	0,0000	0,0000
8	EMELCA	05102	Casablanca	SIC2	BT1a	-0,5815	0,0000
8	EMELCA	*	*	SIC2	BT1a	-0,6134	0,0000
9	LITORAL	05602	Algarrobo	SIC2	BT1a	-0,0706	0,0000
9	LITORAL	05602	Algarrobo	SIC2	BT1b	-0,0386	0,0000
9	LITORAL	05603	Cartagena	SIC2	BT1a	-0,0502	0,0000
9	LITORAL	05603	Cartagena	SIC2	BT1b	-0,0174	0,0000
9	LITORAL	05102	Casablanca	SIC2	BT1a	-0,0706	0,0000
9	LITORAL	05102	Casablanca	SIC2	BT1b	-0,0386	0,0000
9	LITORAL	05604	El Quisco	SIC2	BT1a	-0,0706	0,0000
9	LITORAL	05604	El Quisco	SIC2	BT1b	-0,0386	0,0000
9	LITORAL	05605	El Tabo	SIC2	BT1a	-0,0706	0,0000
9	LITORAL	05605	El Tabo	SIC2	BT1b	-0,0386	0,0000
9	LITORAL	*	*	SIC2	BT1a	-0,0706	0,0000
9	LITORAL	*	*	SIC2	BT1b	-0,0386	0,0000
10	CHILECTRA	13303	Tiltil	SIC2	BT1a	0,3158	0,3158
10	CHILECTRA	*	*	SIC2	BT1a	0,1100	0,1100
10	CHILECTRA	13102	Cerrillos	SIC3	BT1a	0,1894	0,1894
10	CHILECTRA	13103	Cerro Navia	SIC3	BT1a	0,1894	0,1894

COD	Empresa	Código Único Territorial	Comuna	Sistema de Subtransmisión	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR	
						Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales
10	CHILECTRA	13301	Colina	SIC3	BT1a	0,2478	0,2478
10	CHILECTRA	13104	Conchalí	SIC3	BT1a	0,1894	0,1894
10	CHILECTRA	13106	Estación Central	SIC3	BT1a	0,1894	0,1894
10	CHILECTRA	13107	Huechuraba	SIC3	BT1a	0,1894	0,1894
10	CHILECTRA	13108	Independencia	SIC3	BT1a	0,1894	0,1894
10	CHILECTRA	13109	La Cisterna	SIC3	BT1a	0,1894	0,1894
10	CHILECTRA	13110	La Florida	SIC3	BT1a	0,1894	0,1894
10	CHILECTRA	13111	La Granja	SIC3	BT1a	0,1894	0,1894
10	CHILECTRA	13113	La Reina	SIC3	BT1a	0,1894	0,1894
10	CHILECTRA	13302	Lampa	SIC3	BT1a	0,1894	0,1894
10	CHILECTRA	13114	Las Condes	SIC3	BT1a	0,1894	0,1894
10	CHILECTRA	13115	Lo Barnechea	SIC3	BT1a	0,1894	0,1894
10	CHILECTRA	13116	Lo Espejo	SIC3	BT1a	0,1894	0,1894
10	CHILECTRA	13117	Lo Prado	SIC3	BT1a	0,1894	0,1894
10	CHILECTRA	13118	Macul	SIC3	BT1a	0,1894	0,1894
10	CHILECTRA	13119	Maipú	SIC3	BT1a	0,1894	0,1894
10	CHILECTRA	13120	Ñuñoa	SIC3	BT1a	0,1894	0,1894
10	CHILECTRA	13121	Pedro Aguirre Cerda	SIC3	BT1a	0,1894	0,1894
10	CHILECTRA	13122	Peñalolén	SIC3	BT1a	0,1894	0,1894
10	CHILECTRA	13123	Providencia	SIC3	BT1a	0,1894	0,1894
10	CHILECTRA	13124	Pudahuel	SIC3	BT1a	0,1894	0,1894
10	CHILECTRA	13125	Quilicura	SIC3	BT1a	0,1894	0,1894
10	CHILECTRA	13126	Quinta Normal	SIC3	BT1a	0,1894	0,1894
10	CHILECTRA	13127	Recoleta	SIC3	BT1a	0,1894	0,1894
10	CHILECTRA	13128	Renca	SIC3	BT1a	0,1894	0,1894
10	CHILECTRA	13129	San Joaquín	SIC3	BT1a	0,1894	0,1894
10	CHILECTRA	13130	San Miguel	SIC3	BT1a	0,1894	0,1894
10	CHILECTRA	13131	San Ramón	SIC3	BT1a	0,1894	0,1894
10	CHILECTRA	13101	Santiago	SIC3	BT1a	0,1894	0,1894
10	CHILECTRA	13303	Tiltil	SIC3	BT1a	0,4089	0,4089
10	CHILECTRA	13132	Vitacura	SIC3	BT1a	0,1894	0,1894
10	CHILECTRA	*	*	SIC3	BT1a	0,1100	0,1100
12	EEC	13301	Colina	SIC3	BT1a	0,0000	0,0000
12	EEC	*	*	SIC3	BT1a	0,0000	0,0000
13	Til Til	05703	Llaillay	SIC2	BT1a	-0,3151	0,0000
13	Til Til	13303	Tiltil	SIC2	BT1a	-0,3151	0,0000
13	Til Til	*	*	SIC2	BT1a	-0,3151	0,0000

COD	Empresa	Código Único Territorial	Comuna	Sistema de Subtransmisión	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR	
						Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales
13	Til Til	13303	Tiltil	SIC3	BT1a	-0,3238	0,0000
13	Til Til	*	*	SIC3	BT1a	-0,3238	0,0000
14	EEPA	13201	Puente Alto	SIC3	BT1a	0,1315	0,1315
14	EEPA	*	*	SIC3	BT1a	0,1315	0,1315
15	LUZ ANDES	13115	Lo Barnechea	SIC3	BT1a	-1,0000	0,0000
15	LUZ ANDES	*	*	SIC3	BT1a	-1,0000	0,0000
18	CGED	05603	Cartagena	SIC2	BT1a	0,0199	0,2142
18	CGED	05601	San Antonio	SIC2	BT1a	0,0199	0,2142
18	CGED	05606	Santo Domingo	SIC2	BT1a	0,0199	0,2142
18	CGED	*	*	SIC2	BT1a	0,0141	0,1100
18	CGED	13403	Calera de Tango	SIC3	BT1a	0,1797	0,1797
18	CGED	13503	Curacaví	SIC3	BT1a	0,1797	0,1797
18	CGED	13105	El Bosque	SIC3	BT1a	0,1797	0,1797
18	CGED	13112	La Pintana	SIC3	BT1a	0,1797	0,1797
18	CGED	13604	Padre Hurtado	SIC3	BT1a	0,1797	0,1797
18	CGED	13605	Peñaflor	SIC3	BT1a	0,1797	0,1797
18	CGED	13202	Pirque	SIC3	BT1a	0,1924	0,1924
18	CGED	13201	Puente Alto	SIC3	BT1a	0,1797	0,1797
18	CGED	13401	San Bernardo	SIC3	BT1a	0,1797	0,1797
18	CGED	13203	San José de Maipo	SIC3	BT1a	0,1797	0,1797
18	CGED	13601	Talagante	SIC3	BT1a	0,1564	0,1564
18	CGED	*	*	SIC3	BT1a	0,1100	0,1100
18	CGED	13502	Alhué	SIC4	BT1a	0,0000	0,0000
18	CGED	13402	Buín	SIC4	BT1a	0,0000	0,0000
18	CGED	07201	Cauquenes	SIC4	BT1a	0,0000	0,0000
18	CGED	07202	Chanco	SIC4	BT1a	0,0000	0,0000
18	CGED	06302	Chépica	SIC4	BT1a	0,0000	0,0000
18	CGED	08401	Chillán	SIC4	BT1a	0,0000	0,0000
18	CGED	08406	Chillán Viejo	SIC4	BT1a	0,0000	0,0000
18	CGED	06303	Chimbarongo	SIC4	BT1a	0,1886	0,1886
18	CGED	08403	Cobquecura	SIC4	BT1a	0,0000	0,0000
18	CGED	06102	Codegua	SIC4	BT1a	0,1886	0,1886
18	CGED	08405	Coihueco	SIC4	BT1a	-0,2668	0,0000
18	CGED	06103	Coinco	SIC4	BT1a	0,1886	0,1886
18	CGED	07402	Colbún	SIC4	BT1a	-0,1306	0,0000
18	CGED	06104	Coltauco	SIC4	BT1a	0,1886	0,1886
18	CGED	07102	Constitución	SIC4	BT1a	0,0000	0,0000

COD	Empresa	Código Único Territorial	Comuna	Sistema de Subtransmisión	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR	
						Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales
18	CGED	07103	Curepto	SIC4	BT1a	0,0000	0,0000
18	CGED	07301	Curicó	SIC4	BT1a	0,1886	0,1886
18	CGED	06105	Doñihue	SIC4	BT1a	0,1886	0,1886
18	CGED	13602	El Monte	SIC4	BT1a	0,0000	0,0000
18	CGED	07104	Empedrado	SIC4	BT1a	0,0000	0,0000
18	CGED	06106	Graneros	SIC4	BT1a	0,1886	0,1886
18	CGED	07302	Hualañé	SIC4	BT1a	0,0000	0,0000
18	CGED	13603	Isla de Maipo	SIC4	BT1a	0,1886	0,1886
18	CGED	06202	La Estrella	SIC4	BT1a	0,0000	0,0000
18	CGED	06107	Las Cabras	SIC4	BT1a	0,1886	0,1886
18	CGED	07303	Licantén	SIC4	BT1a	0,0000	0,0000
18	CGED	07401	Linares	SIC4	BT1a	0,0000	0,0000
18	CGED	06203	Litueche	SIC4	BT1a	0,0000	0,0000
18	CGED	06304	Lolol	SIC4	BT1a	0,0000	0,0000
18	CGED	07403	Longaví	SIC4	BT1a	0,1886	0,1886
18	CGED	06108	Machalí	SIC4	BT1a	0,1886	0,1886
18	CGED	06109	Malloa	SIC4	BT1a	0,1886	0,1886
18	CGED	06204	Marchihue	SIC4	BT1a	0,0000	0,0000
18	CGED	13504	María Pinto	SIC4	BT1a	0,0000	0,0000
18	CGED	07105	Maule	SIC4	BT1a	-0,0467	0,0000
18	CGED	13501	Melipilla	SIC4	BT1a	0,0000	0,0000
18	CGED	07304	Molina	SIC4	BT1a	0,0000	0,0000
18	CGED	06110	Mostazal	SIC4	BT1a	0,1886	0,1886
18	CGED	06305	Nancagua	SIC4	BT1a	0,0000	0,0000
18	CGED	06205	Navidad	SIC4	BT1a	0,0000	0,0000
18	CGED	08408	Ninhue	SIC4	BT1a	-0,3862	0,0000
18	CGED	08409	Ñiquén	SIC4	BT1a	-0,0988	0,0000
18	CGED	06111	Olivar	SIC4	BT1a	0,1886	0,1886
18	CGED	13404	Paine	SIC4	BT1a	0,1886	0,1886
18	CGED	06306	Palmilla	SIC4	BT1a	0,0000	0,0000
18	CGED	06206	Paredones	SIC4	BT1a	0,0000	0,0000
18	CGED	07404	Parral	SIC4	BT1a	-0,1306	0,0000
18	CGED	07106	Pelarco	SIC4	BT1a	0,1637	0,1637
18	CGED	07203	Pelluhue	SIC4	BT1a	0,0000	0,0000
18	CGED	07107	Pencahue	SIC4	BT1a	-0,0467	0,0000
18	CGED	06307	Peralillo	SIC4	BT1a	0,0000	0,0000
18	CGED	06112	Peumo	SIC4	BT1a	0,1886	0,1886

COD	Empresa	Código Único Territorial	Comuna	Sistema de Subtransmisión	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR	
						Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales
18	CGED	06113	Pichidegua	SIC4	BT1a	0,1886	0,1886
18	CGED	06201	Pichilemu	SIC4	BT1a	0,0000	0,0000
18	CGED	08411	Pinto	SIC4	BT1a	-0,0930	0,0000
18	CGED	13202	Pirque	SIC4	BT1a	0,1886	0,1886
18	CGED	06308	Placilla	SIC4	BT1a	0,0000	0,0000
18	CGED	08412	Portezuelo	SIC4	BT1a	-0,0930	0,0000
18	CGED	06309	Pumanque	SIC4	BT1a	0,0000	0,0000
18	CGED	06114	Quinta de Tilcoco	SIC4	BT1a	0,1886	0,1886
18	CGED	08414	Quirihue	SIC4	BT1a	0,0000	0,0000
18	CGED	06101	Rancagua	SIC4	BT1a	0,1886	0,1886
18	CGED	08415	Ránquil	SIC4	BT1a	0,0000	0,0000
18	CGED	07305	Rauco	SIC4	BT1a	0,1886	0,1886
18	CGED	06115	Rengo	SIC4	BT1a	0,1886	0,1886
18	CGED	06116	Requínoa	SIC4	BT1a	0,1886	0,1886
18	CGED	07405	Retiro	SIC4	BT1a	-0,1306	0,0000
18	CGED	07108	Río Claro	SIC4	BT1a	-0,0467	0,0000
18	CGED	07306	Romeral	SIC4	BT1a	0,1886	0,1886
18	CGED	07307	Sagrada Familia	SIC4	BT1a	0,1886	0,1886
18	CGED	08416	San Carlos	SIC4	BT1a	-0,1204	0,0000
18	CGED	07109	San Clemente	SIC4	BT1a	-0,1306	0,0000
18	CGED	08417	San Fabián	SIC4	BT1a	-0,0930	0,0000
18	CGED	06301	San Fernando	SIC4	BT1a	0,1886	0,1886
18	CGED	07406	San Javier	SIC4	BT1a	-0,0883	0,0000
18	CGED	08419	San Nicolás	SIC4	BT1a	-0,2668	0,0000
18	CGED	13505	San Pedro	SIC4	BT1a	0,0000	0,0000
18	CGED	07110	San Rafael	SIC4	BT1a	0,1886	0,1886
18	CGED	06117	San Vicente	SIC4	BT1a	0,1886	0,1886
18	CGED	06310	Santa Cruz	SIC4	BT1a	0,0000	0,0000
18	CGED	13601	Talagante	SIC4	BT1a	0,0000	0,0000
18	CGED	07101	Talca	SIC4	BT1a	0,0000	0,0000
18	CGED	07308	Teno	SIC4	BT1a	0,1886	0,1886
18	CGED	08420	Treguaco	SIC4	BT1a	-0,0930	0,0000
18	CGED	07309	Vichuquén	SIC4	BT1a	0,0000	0,0000
18	CGED	07407	Villa Alegre	SIC4	BT1a	-0,1003	0,0000
18	CGED	07408	Yerbas Buenas	SIC4	BT1a	0,1886	0,1886
18	CGED	*	*	SIC4	BT1a	0,0000	0,0000
18	CGED	08103	Chiguayante	SIC5	BT1a	0,1792	0,1792

COD	Empresa	Código Único Territorial	Comuna	Sistema de Subtransmisión	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR	
						Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales
18	CGED	08404	Coelemu	SIC5	BT1a	-0,2221	0,0000
18	CGED	08101	Concepción	SIC5	BT1a	0,1792	0,1792
18	CGED	08102	Coronel	SIC5	BT1a	0,0000	0,0000
18	CGED	09104	Curarrehue	SIC5	BT1a	0,1792	0,1792
18	CGED	08104	Florida	SIC5	BT1a	-0,3635	0,0000
18	CGED	09105	Freire	SIC5	BT1a	0,1792	0,1792
18	CGED	08112	Hualpén	SIC5	BT1a	0,1792	0,1792
18	CGED	08105	Hualqui	SIC5	BT1a	-0,0418	0,0000
18	CGED	09108	Lautaro	SIC5	BT1a	-0,0652	0,0000
18	CGED	09109	Loncoche	SIC5	BT1a	-0,0627	0,0000
18	CGED	08301	Los Ángeles	SIC5	BT1a	0,0000	0,0000
18	CGED	08305	Mulchén	SIC5	BT1a	0,1792	0,1792
18	CGED	09112	Padre Las Casas	SIC5	BT1a	-0,0652	0,0000
18	CGED	08107	Penco	SIC5	BT1a	0,1792	0,1792
18	CGED	09114	Pitrufquén	SIC5	BT1a	-0,0652	0,0000
18	CGED	09115	Pucón	SIC5	BT1a	0,1792	0,1792
18	CGED	08108	San Pedro de la Paz	SIC5	BT1a	0,1792	0,1792
18	CGED	08110	Talcahuano	SIC5	BT1a	0,1792	0,1792
18	CGED	09101	Temuco	SIC5	BT1a	0,0000	0,0000
18	CGED	08111	Tomé	SIC5	BT1a	0,1792	0,1792
18	CGED	09119	Vilcún	SIC5	BT1a	0,3009	0,3094
18	CGED	09120	Villarrica	SIC5	BT1a	-0,0627	0,0000
18	CGED	*	*	SIC5	BT1a	0,0099	0,0100
20	COOPERSOL	15201	Putre	SING	BT1a	-0,4906	0,0000
20	COOPERSOL	*	*	SING	BT1a	-0,5980	0,0000
21	COOPELAN	08301	Los Ángeles	SIC4	BT1a	-0,5977	0,0000
21	COOPELAN	08305	Mulchén	SIC4	BT1a	-0,6017	0,0000
21	COOPELAN	08309	Quilleco	SIC4	BT1a	-0,6017	0,0000
21	COOPELAN	08311	Santa Bárbara	SIC4	BT1a	-0,6017	0,0000
21	COOPELAN	*	*	SIC4	BT1a	-0,5977	0,0000
21	COOPELAN	08304	Laja	SIC5	BT1a	-0,3772	0,0000
21	COOPELAN	08301	Los Ángeles	SIC5	BT1a	-0,5703	0,0000
21	COOPELAN	08305	Mulchén	SIC5	BT1a	-0,5746	0,0000
21	COOPELAN	08309	Quilleco	SIC5	BT1a	-0,5746	0,0000
21	COOPELAN	08311	Santa Bárbara	SIC5	BT1a	-0,5746	0,0000
21	COOPELAN	*	*	SIC5	BT1a	-0,5703	0,0000
22	FRONTEL	08314	Alto Biobío	SIC4	BT1a	-0,5162	0,0000

COD	Empresa	Código Único Territorial	Comuna	Sistema de Subtransmisión	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR	
						Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales
22	FRONTEL	08302	Antuco	SIC4	BT1a	-0,4133	0,0000
22	FRONTEL	08402	Bulnes	SIC4	BT1a	-0,4133	0,0000
22	FRONTEL	08303	Cabrero	SIC4	BT1a	-0,4133	0,0000
22	FRONTEL	08407	El Carmen	SIC4	BT1a	-0,5162	0,0000
22	FRONTEL	08104	Florida	SIC4	BT1a	-0,4307	0,0000
22	FRONTEL	08105	Hualqui	SIC4	BT1a	-0,4133	0,0000
22	FRONTEL	08304	Laja	SIC4	BT1a	-0,4133	0,0000
22	FRONTEL	08410	Pemuco	SIC4	BT1a	-0,5312	0,0000
22	FRONTEL	08411	Pinto	SIC4	BT1a	-0,4133	0,0000
22	FRONTEL	08309	Quilleco	SIC4	BT1a	-0,4133	0,0000
22	FRONTEL	08413	Quillón	SIC4	BT1a	-0,5312	0,0000
22	FRONTEL	08415	Ránquil	SIC4	BT1a	-0,4133	0,0000
22	FRONTEL	08418	San Ignacio	SIC4	BT1a	-0,5162	0,0000
22	FRONTEL	08310	San Rosendo	SIC4	BT1a	-0,4133	0,0000
22	FRONTEL	08109	Santa Juana	SIC4	BT1a	-0,4133	0,0000
22	FRONTEL	08111	Tomé	SIC4	BT1a	-0,4133	0,0000
22	FRONTEL	08312	Tucapel	SIC4	BT1a	-0,4133	0,0000
22	FRONTEL	08313	Yumbel	SIC4	BT1a	-0,4133	0,0000
22	FRONTEL	08421	Yungay	SIC4	BT1a	-0,4133	0,0000
22	FRONTEL	*	*	SIC4	BT1a	-0,4133	0,0000
22	FRONTEL	09201	Angol	SIC5	BT1a	-0,3827	0,0000
22	FRONTEL	08202	Arauco	SIC5	BT1a	-0,3827	0,0000
22	FRONTEL	08203	Cañete	SIC5	BT1a	-0,3827	0,0000
22	FRONTEL	09102	Carahue	SIC5	BT1a	-0,4208	0,0000
22	FRONTEL	09121	Cholchol	SIC5	BT1a	-0,3827	0,0000
22	FRONTEL	09202	Collipulli	SIC5	BT1a	-0,3827	0,0000
22	FRONTEL	08204	Contulmo	SIC5	BT1a	-0,3827	0,0000
22	FRONTEL	08102	Coronel	SIC5	BT1a	-0,2760	0,0000
22	FRONTEL	09103	Cunco	SIC5	BT1a	-0,3827	0,0000
22	FRONTEL	09203	Curacautín	SIC5	BT1a	-0,3827	0,0000
22	FRONTEL	08205	Curanilahue	SIC5	BT1a	-0,3827	0,0000
22	FRONTEL	09204	Ercilla	SIC5	BT1a	-0,3827	0,0000
22	FRONTEL	09105	Freire	SIC5	BT1a	-0,4917	0,0000
22	FRONTEL	09106	Galvarino	SIC5	BT1a	-0,4917	0,0000
22	FRONTEL	09107	Gorbea	SIC5	BT1a	-0,3827	0,0000
22	FRONTEL	09108	Lautaro	SIC5	BT1a	-0,3805	0,0000
22	FRONTEL	08201	Lebu	SIC5	BT1a	-0,3827	0,0000

COD	Empresa	Código Único Territorial	Comuna	Sistema de Subtransmisión	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR	
						Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales
22	FRONTEL	09205	Lonquimay	SIC5	BT1a	-0,3827	0,0000
22	FRONTEL	08206	Los Álamos	SIC5	BT1a	-0,3827	0,0000
22	FRONTEL	08301	Los Ángeles	SIC5	BT1a	-0,3805	0,0000
22	FRONTEL	09206	Los Sauces	SIC5	BT1a	-0,3827	0,0000
22	FRONTEL	08106	Lota	SIC5	BT1a	-0,2799	0,0000
22	FRONTEL	09207	Lumaco	SIC5	BT1a	-0,3827	0,0000
22	FRONTEL	09110	Melipeuco	SIC5	BT1a	-0,3827	0,0000
22	FRONTEL	08305	Mulchén	SIC5	BT1a	-0,3827	0,0000
22	FRONTEL	08306	Nacimiento	SIC5	BT1a	-0,3827	0,0000
22	FRONTEL	08307	Negrete	SIC5	BT1a	-0,3827	0,0000
22	FRONTEL	09111	Nueva Imperial	SIC5	BT1a	-0,3827	0,0000
22	FRONTEL	09112	Padre Las Casas	SIC5	BT1a	-0,3805	0,0000
22	FRONTEL	09113	Perquenco	SIC5	BT1a	-0,4917	0,0000
22	FRONTEL	09114	Pitrufquén	SIC5	BT1a	-0,3805	0,0000
22	FRONTEL	09208	Purén	SIC5	BT1a	-0,3827	0,0000
22	FRONTEL	08308	Quilaco	SIC5	BT1a	-0,3827	0,0000
22	FRONTEL	09209	Renaico	SIC5	BT1a	-0,3827	0,0000
22	FRONTEL	09116	Saavedra	SIC5	BT1a	-0,3827	0,0000
22	FRONTEL	08311	Santa Bárbara	SIC5	BT1a	-0,3827	0,0000
22	FRONTEL	09101	Temuco	SIC5	BT1a	-0,3805	0,0000
22	FRONTEL	09117	Teodoro Schmidt	SIC5	BT1a	-0,3827	0,0000
22	FRONTEL	08207	Tirúa	SIC5	BT1a	-0,3827	0,0000
22	FRONTEL	09118	Toltén	SIC5	BT1a	-0,3827	0,0000
22	FRONTEL	09210	Traiguén	SIC5	BT1a	-0,4917	0,0000
22	FRONTEL	09211	Victoria	SIC5	BT1a	-0,3827	0,0000
22	FRONTEL	09119	Vilcún	SIC5	BT1a	-0,4917	0,0000
22	FRONTEL	09120	Villarrica	SIC5	BT1a	-0,3777	0,0000
22	FRONTEL	*	*	SIC5	BT1a	-0,3827	0,0000
23	SAESA	*	*	SIC1	BT1a	-0,1753	0,0000
23	SAESA	09107	Gorbea	SIC5	BT1a	-0,2167	0,0000
23	SAESA	14103	Lanco	SIC5	BT1a	-0,1418	0,0000
23	SAESA	09109	Loncoche	SIC5	BT1a	-0,1486	0,0000
23	SAESA	*	*	SIC5	BT1a	-0,1486	0,0000
23	SAESA	10202	Ancud	SIC6	BT1a	-0,1719	0,0000
23	SAESA	10102	Calbuco	SIC6	BT1a	-0,1719	0,0000
23	SAESA	10201	Castro	SIC6	BT1a	-0,1719	0,0000
23	SAESA	10203	Chonchi	SIC6	BT1a	-0,1719	0,0000

COD	Empresa	Código Único Territorial	Comuna	Sistema de Subtransmisión	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR	
						Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales
23	SAESA	10103	Cochamó	SIC6	BT1a	-0,1288	0,0000
23	SAESA	14102	Corral	SIC6	BT1a	-0,1719	0,0000
23	SAESA	10204	Curaco de Vélez	SIC6	BT1a	-0,1719	0,0000
23	SAESA	10205	Dalcahue	SIC6	BT1a	-0,1719	0,0000
23	SAESA	10104	Fresia	SIC6	BT1a	-0,3516	0,0000
23	SAESA	10105	Frutillar	SIC6	BT1a	-0,1772	0,0000
23	SAESA	14202	Futroneo	SIC6	BT1a	-0,1719	0,0000
23	SAESA	10403	Hualaihué	SIC6	BT1a	-0,1288	0,0000
23	SAESA	14201	La Unión	SIC6	BT1a	-0,1772	0,0000
23	SAESA	14203	Lago Ranco	SIC6	BT1a	-0,1719	0,0000
23	SAESA	10107	Llanquihue	SIC6	BT1a	-0,1772	0,0000
23	SAESA	14104	Los Lagos	SIC6	BT1a	-0,1719	0,0000
23	SAESA	10106	Los Muermos	SIC6	BT1a	-0,3516	0,0000
23	SAESA	14105	Máfil	SIC6	BT1a	-0,1719	0,0000
23	SAESA	14106	Mariquina	SIC6	BT1a	-0,1719	0,0000
23	SAESA	10108	Mauullín	SIC6	BT1a	-0,3516	0,0000
23	SAESA	10301	Osorno	SIC6	BT1a	-0,1772	0,0000
23	SAESA	14107	Paillaco	SIC6	BT1a	-0,1719	0,0000
23	SAESA	14108	Panguipulli	SIC6	BT1a	-0,1719	0,0000
23	SAESA	10101	Puerto Montt	SIC6	BT1a	-0,2275	0,0000
23	SAESA	10302	Puerto Octay	SIC6	BT1a	-0,1772	0,0000
23	SAESA	10109	Puerto Varas	SIC6	BT1a	-0,2225	0,0000
23	SAESA	10206	Puqueldón	SIC6	BT1a	-0,1719	0,0000
23	SAESA	10303	Purranque	SIC6	BT1a	-0,1772	0,0000
23	SAESA	10304	Puyehue	SIC6	BT1a	-0,1772	0,0000
23	SAESA	10207	Queilén	SIC6	BT1a	-0,1719	0,0000
23	SAESA	10208	Quellón	SIC6	BT1a	-0,1719	0,0000
23	SAESA	10209	Quemchi	SIC6	BT1a	-0,1719	0,0000
23	SAESA	10210	Quinchao	SIC6	BT1a	-0,1719	0,0000
23	SAESA	14204	Río Bueno	SIC6	BT1a	-0,1757	0,0000
23	SAESA	10305	Río Negro	SIC6	BT1a	-0,1772	0,0000
23	SAESA	10306	San Juan de la Costa	SIC6	BT1a	-0,1772	0,0000
23	SAESA	10307	San Pablo	SIC6	BT1a	-0,1772	0,0000
23	SAESA	09118	Toltén	SIC6	BT1a	-0,1719	0,0000
23	SAESA	14101	Valdivia	SIC6	BT1a	-0,1719	0,0000
23	SAESA	09120	Villarrica	SIC6	BT1a	-0,1880	0,0000
23	SAESA	*	*	SIC6	BT1a	-0,1772	0,0000

COD	Empresa	Código Único Territorial	Comuna	Sistema de Subtransmisión	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR	
						Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales
24	Edelaysén	11201	Aisén	SM	BT1a	-0,4102	0,0000
24	Edelaysén	10401	Chaitén	SM	BT1a	-0,4102	0,0000
24	Edelaysén	11401	Chile Chico	SM	BT1a	-0,4102	0,0000
24	Edelaysén	11202	Cisnes	SM	BT1a	-0,4102	0,0000
24	Edelaysén	11301	Cochrane	SM	BT1a	-0,4102	0,0000
24	Edelaysén	11101	Coihaique	SM	BT1a	-0,4102	0,0000
24	Edelaysén	10402	Futaleufú	SM	BT1a	-0,4102	0,0000
24	Edelaysén	11102	Lago Verde	SM	BT1a	-0,4102	0,0000
24	Edelaysén	10404	Palena	SM	BT1a	-0,4102	0,0000
24	Edelaysén	11402	Río Ibáñez	SM	BT1a	-0,4102	0,0000
24	Edelaysén	*	*	SM	BT1a	-0,4394	0,0000
25	EDELMAG	12201	Cabo de Hornos	SM	BT1a	0,0000	0,0000
25	EDELMAG	12401	Natales	SM	BT1a	0,0000	0,0000
25	EDELMAG	12301	Porvenir	SM	BT1a	0,0000	0,0000
25	EDELMAG	12101	Punta Arenas	SM	BT1a	0,0000	0,0000
25	EDELMAG	*	*	SM	BT1a	0,0000	0,0000
26	CODINER	09103	Cunco	SIC5	BT1a	-0,5787	0,0000
26	CODINER	09203	Curacautín	SIC5	BT1a	-0,5025	0,0000
26	CODINER	09204	Ercilla	SIC5	BT1a	-0,5787	0,0000
26	CODINER	09105	Freire	SIC5	BT1a	-0,5025	0,0000
26	CODINER	09106	Galvarino	SIC5	BT1a	-0,5025	0,0000
26	CODINER	09107	Gorbea	SIC5	BT1a	-0,5025	0,0000
26	CODINER	09108	Lautaro	SIC5	BT1a	-0,4941	0,0000
26	CODINER	09109	Loncoche	SIC5	BT1a	-0,4066	0,0000
26	CODINER	09111	Nueva Imperial	SIC5	BT1a	-0,5787	0,0000
26	CODINER	09112	Padre Las Casas	SIC5	BT1a	-0,4941	0,0000
26	CODINER	09113	Perquenco	SIC5	BT1a	-0,5025	0,0000
26	CODINER	09114	Pitrufquén	SIC5	BT1a	-0,4941	0,0000
26	CODINER	09101	Temuco	SIC5	BT1a	-0,4968	0,0000
26	CODINER	09210	Traiguén	SIC5	BT1a	-0,5025	0,0000
26	CODINER	09211	Victoria	SIC5	BT1a	-0,5025	0,0000
26	CODINER	09119	Vilcún	SIC5	BT1a	-0,5025	0,0000
26	CODINER	09120	Villarrica	SIC5	BT1a	-0,4439	0,0000
26	CODINER	*	*	SIC5	BT1a	-0,5025	0,0000
28	EDECSA	05602	Algarrobo	SIC2	BT1a	0,0000	0,0000
28	EDECSA	05603	Cartagena	SIC2	BT1a	0,0000	0,0000
28	EDECSA	05102	Casablanca	SIC2	BT1a	-0,0888	0,0000

COD	Empresa	Código Único Territorial	Comuna	Sistema de Subtransmisión	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR	
						Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales
28	EDECSA	13503	Curacaví	SIC2	BT1a	0,0000	0,0000
28	EDECSA	05101	Valparaíso	SIC2	BT1a	0,0000	0,0000
28	EDECSA	*	*	SIC2	BT1a	-0,0647	0,0000
28	EDECSA	05102	Casablanca	SIC3	BT1a	0,0000	0,0000
28	EDECSA	13503	Curacaví	SIC3	BT1a	0,1975	0,1975
28	EDECSA	*	*	SIC3	BT1a	0,0000	0,0000
29	CEC	07301	Curicó	SIC4	BT1a	0,0000	0,0000
29	CEC	07304	Molina	SIC4	BT1a	0,0000	0,0000
29	CEC	07306	Romeral	SIC4	BT1a	0,0000	0,0000
29	CEC	07308	Teno	SIC4	BT1a	0,0000	0,0000
29	CEC	*	*	SIC4	BT1a	0,0000	0,0000
31	LUZLINARES	07402	Colbún	SIC4	BT1a	-0,7153	0,0000
31	LUZLINARES	07102	Constitución	SIC4	BT1a	-0,6205	0,0000
31	LUZLINARES	07401	Linares	SIC4	BT1a	-0,6267	0,0000
31	LUZLINARES	07403	Longaví	SIC4	BT1a	-0,7310	0,0000
31	LUZLINARES	07406	San Javier	SIC4	BT1a	-0,7004	0,0000
31	LUZLINARES	07407	Villa Alegre	SIC4	BT1a	-0,6837	0,0000
31	LUZLINARES	07408	Yerbas Buenas	SIC4	BT1a	-0,7223	0,0000
31	LUZLINARES	*	*	SIC4	BT1a	-0,6584	0,0000
32	LUZPARRAL	07201	Cauquenes	SIC4	BT1a	-0,6607	0,0000
32	LUZPARRAL	07403	Longaví	SIC4	BT1a	-0,6601	0,0000
32	LUZPARRAL	08409	Ñiquén	SIC4	BT1a	-0,6310	0,0000
32	LUZPARRAL	07404	Parral	SIC4	BT1a	-0,6310	0,0000
32	LUZPARRAL	07405	Retiro	SIC4	BT1a	-0,6310	0,0000
32	LUZPARRAL	08416	San Carlos	SIC4	BT1a	-0,6470	0,0000
32	LUZPARRAL	07406	San Javier	SIC4	BT1a	-0,6607	0,0000
32	LUZPARRAL	*	*	SIC4	BT1a	-0,6329	0,0000
33	COPELEC	08402	Bulnes	SIC4	BT1a	-0,4143	0,0000
33	COPELEC	08401	Chillán	SIC4	BT1a	-0,3246	0,0000
33	COPELEC	08406	Chillán Viejo	SIC4	BT1a	-0,3173	0,0000
33	COPELEC	08403	Cobquecura	SIC4	BT1a	-0,6152	0,0000
33	COPELEC	08404	Coelemu	SIC4	BT1a	-0,5751	0,0000
33	COPELEC	08405	Coihueco	SIC4	BT1a	-0,5751	0,0000
33	COPELEC	08407	El Carmen	SIC4	BT1a	-0,6179	0,0000
33	COPELEC	08104	Florida	SIC4	BT1a	-0,5729	0,0000
33	COPELEC	08408	Ninhue	SIC4	BT1a	-0,5504	0,0000
33	COPELEC	08410	Pemuco	SIC4	BT1a	-0,6179	0,0000

COD	Empresa	Código Único Territorial	Comuna	Sistema de Subtransmisión	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR	
						Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales
33	COPELEC	08411	Pinto	SIC4	BT1a	-0,5839	0,0000
33	COPELEC	08412	Portezuelo	SIC4	BT1a	-0,5504	0,0000
33	COPELEC	08413	Quillón	SIC4	BT1a	-0,6181	0,0000
33	COPELEC	08414	Quirihue	SIC4	BT1a	-0,6170	0,0000
33	COPELEC	08415	Ránquil	SIC4	BT1a	-0,6188	0,0000
33	COPELEC	08416	San Carlos	SIC4	BT1a	-0,5986	0,0000
33	COPELEC	08417	San Fabián	SIC4	BT1a	-0,5504	0,0000
33	COPELEC	08418	San Ignacio	SIC4	BT1a	-0,6179	0,0000
33	COPELEC	08419	San Nicolás	SIC4	BT1a	-0,5751	0,0000
33	COPELEC	08111	Tomé	SIC4	BT1a	-0,6137	0,0000
33	COPELEC	08420	Treguaco	SIC4	BT1a	-0,5504	0,0000
33	COPELEC	*	*	SIC4	BT1a	-0,5297	0,0000
34	COELCHA	08314	Alto Biobío	SIC4	BT1a	-0,6630	0,0000
34	COELCHA	08303	Cabrero	SIC4	BT1a	-0,6431	0,0000
34	COELCHA	08104	Florida	SIC4	BT1a	-0,6312	0,0000
34	COELCHA	08105	Hualqui	SIC4	BT1a	-0,5838	0,0000
34	COELCHA	08301	Los Ángeles	SIC4	BT1a	-0,6051	0,0000
34	COELCHA	08410	Pemuco	SIC4	BT1a	-0,6490	0,0000
34	COELCHA	08309	Quilleco	SIC4	BT1a	-0,6882	0,0000
34	COELCHA	08413	Quillón	SIC4	BT1a	-0,6490	0,0000
34	COELCHA	08312	Tucapel	SIC4	BT1a	-0,6197	0,0000
34	COELCHA	08313	Yumbel	SIC4	BT1a	-0,6311	0,0000
34	COELCHA	08421	Yungay	SIC4	BT1a	-0,6431	0,0000
34	COELCHA	*	*	SIC4	BT1a	-0,6630	0,0000
34	COELCHA	08306	Nacimiento	SIC5	BT1a	-0,6605	0,0000
34	COELCHA	*	*	SIC5	BT1a	-0,6318	0,0000
35	SOCOEPA	14202	Futroneo	SIC6	BT1a	-0,5335	0,0000
35	SOCOEPA	14201	La Unión	SIC6	BT1a	-0,5335	0,0000
35	SOCOEPA	14104	Los Lagos	SIC6	BT1a	-0,5335	0,0000
35	SOCOEPA	14105	Máfil	SIC6	BT1a	-0,5419	0,0000
35	SOCOEPA	14107	Paillaco	SIC6	BT1a	-0,5419	0,0000
35	SOCOEPA	14108	Panguipulli	SIC6	BT1a	-0,5419	0,0000
35	SOCOEPA	*	*	SIC6	BT1a	-0,5646	0,0000
36	COOPREL	14201	La Unión	SIC6	BT1a	-0,6857	0,0000
36	COOPREL	14203	Lago Ranco	SIC6	BT1a	-0,6857	0,0000
36	COOPREL	14204	Río Bueno	SIC6	BT1a	-0,6857	0,0000
36	COOPREL	10307	San Pablo	SIC6	BT1a	-0,5977	0,0000

COD	Empresa	Código Único Territorial	Comuna	Sistema de Subtransmisión	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR	
						Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales
36	COOPREL	*	*	SIC6	BT1a	-0,7130	0,0000
39	Luz Osorno	10105	Frutillar	SIC6	BT1a	-0,5776	0,0000
39	Luz Osorno	14201	La Unión	SIC6	BT1a	-0,5776	0,0000
39	Luz Osorno	10301	Osorno	SIC6	BT1a	-0,5776	0,0000
39	Luz Osorno	10302	Puerto Octay	SIC6	BT1a	-0,5776	0,0000
39	Luz Osorno	10109	Puerto Varas	SIC6	BT1a	-0,5797	0,0000
39	Luz Osorno	10303	Purranque	SIC6	BT1a	-0,5776	0,0000
39	Luz Osorno	10304	Puyehue	SIC6	BT1a	-0,5776	0,0000
39	Luz Osorno	14204	Río Bueno	SIC6	BT1a	-0,5776	0,0000
39	Luz Osorno	10305	Río Negro	SIC6	BT1a	-0,5776	0,0000
39	Luz Osorno	10306	San Juan de la Costa	SIC6	BT1a	-0,5776	0,0000
39	Luz Osorno	10307	San Pablo	SIC6	BT1a	-0,5776	0,0000
39	Luz Osorno	*	*	SIC6	BT1a	-0,5797	0,0000
40	CRELL	10104	Fresia	SIC6	BT1a	-0,6989	0,0000
40	CRELL	10105	Frutillar	SIC6	BT1a	-0,6989	0,0000
40	CRELL	10107	Llanquihue	SIC6	BT1a	-0,6989	0,0000
40	CRELL	10106	Los Muermos	SIC6	BT1a	-0,6989	0,0000
40	CRELL	10108	Mauullín	SIC6	BT1a	-0,6989	0,0000
40	CRELL	10101	Puerto Montt	SIC6	BT1a	-0,6989	0,0000
40	CRELL	10109	Puerto Varas	SIC6	BT1a	-0,6989	0,0000
40	CRELL	10303	Purranque	SIC6	BT1a	-0,6989	0,0000
40	CRELL	*	*	SIC6	BT1a	-0,6989	0,0000

* Todas aquellas comunas que no se encuentren individualizadas en la tabla y que sean suministradas por la respectiva empresa concesionaria en el sistema de subtransmisión indicado.

En particular, para las combinaciones indicadas en la siguiente tabla, se deben aplicar los factores señalados a continuación, sólo para los tipos de suministro señalados.

Tabla 17: Factores FETR

COD	Empresa	Código Único Territorial	Comuna	Sistema de Subtransmisión	Tipo de suministro	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR
							Fórmulas tarifarias residenciales
1	EMELARI	15101	Arica	SING	BT_AS	BT1a	0,0562
2	ELIQSA	01107	Alto Hospicio	SING	BT_AS	BT1a	0,0621
2	ELIQSA	01101	Iquique	SING	BT_AS	BT1a	0,0621

COD	Empresa	Código Único Territorial	Comuna	Sistema de Subtransmisión	Tipo de suministro	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR
							Fórmulas tarifarias residenciales
18	CGED	08406	Chillán Viejo	SIC4	BT_AS	BT1a	-0,0194
18	CGED	08101	Concepción	SIC5	BT_AS	BT1a	0,1766
18	CGED	07105	Maule	SIC4	BT_AS	BT1a	-0,2047
18	CGED	06113	Pichidegua	SIC4	BT_AS	BT1a	0,0701
18	CGED	06101	Rancagua	SIC4	BT_AS	BT1a	0,0701
18	CGED	08108	San Pedro de la Paz	SIC5	BT_AS	BT1a	0,1766