

REF.: Reemplaza Informe Técnico Definitivo para la Fijación de Precios de Nudo Promedio del Sistema Eléctrico Nacional y de ajustes y recargos por aplicación del mecanismo de equidad tarifaria residencial, correspondiente a julio de 2018, aprobado mediante Resolución Exenta CNE N° 307, de 2018.

RESOLUCION EXENTA N° 355

SANTIAGO, 16 MAY 2018

VISTOS:

- a) Lo dispuesto en el artículo 9° letra h) del D.L. N° 2.224 de 1978, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente "la Comisión", modificado por la Ley N° 20.402 que crea el Ministerio de Energía;
- b) Lo señalado en el 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";
- c) Lo señalado en la Ley N° 19.880, de Bases de los Procedimientos Administrativos que rigen los Actos de los Órganos de la Administración del Estado, en adelante e indistintamente, "Ley N° 19.880";
- d) Lo dispuesto en el artículo vigésimo transitorio de la Ley N° 20.936, de 2016, que Establece un Nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y Crea un Organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante e indistintamente "Ley N° 20.936";
- e) Lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 86, de 2012, del Ministerio de Energía, que aprueba Reglamento para la Fijación de Precios de Nudo, y sus posteriores modificaciones;

- f) 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, modificada por Resolución Exenta N° 203, de fecha 25 de abril de 2017, y la Resolución Exenta N° 558, de fecha 06 de octubre de 2017, en adelante "Resolución Exenta N° 778";
- g) Los Oficios Ordinarios N° 209 y N° 210 de la Comisión, de fecha 13 de abril de 2018, que comunican al Ministerio de Energía y, a las empresas generadoras y distribuidoras del Sistema Eléctrico Nacional y a las empresas distribuidoras de los Sistemas Medianos, respectivamente, el Informe Técnico Preliminar para la Fijación de Precios de Nudo Promedio del Sistema Eléctrico Nacional y de ajustes y recargos por aplicación del mecanismo de equidad tarifaria residencial, correspondiente a julio de 2018;
- h) Las observaciones al Informe Técnico Preliminar individualizado en el literal g) anterior, remitidas por las empresas;
- i) La Resolución Exenta N° 307 de la Comisión, de fecha 02 de mayo de 2018, que aprueba Informe Técnico Definitivo para la Fijación de Precios de Nudo Promedio del Sistema Eléctrico Nacional y de ajustes y recargos por aplicación del mecanismo de equidad tarifaria residencial, correspondiente a julio de 2018;
- j) Los Oficios Ordinarios N° 249 y N° 250 de la Comisión, de fecha 02 de mayo de 2018, que comunican al Ministerio de Energía y, a las empresas generadoras y distribuidoras del Sistema Eléctrico Nacional y a las empresas distribuidoras de los Sistemas Medianos, respectivamente, el Informe Técnico Definitivo para la Fijación de Precios de Nudo Promedio del Sistema Eléctrico Nacional y de ajustes y recargos por aplicación del mecanismo de equidad tarifaria residencial, correspondiente a julio de 2018; y,
- k) Lo señalado en la Resolución N° 1.600 de 2008 de la Contraloría General de la República.

CONSIDERANDO:

- 1) Que, de conformidad a lo establecido en el artículo 158° de la Ley, los precios promedio que las concesionarias de servicio público de distribución deben traspasar a sus clientes regulados serán fijados mediante decreto del Ministerio de Energía, expedido bajo la fórmula “por orden del Presidente de la República”, previo informe de la Comisión;
- 2) Que, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 158° recién citado, los decretos de precio de nudo promedio tendrán una vigencia semestral y serán dictados en la oportunidad que determine el reglamento;
- 3) Que, de conformidad a lo dispuesto en el inciso final del artículo 191° de la Ley, los ajustes y recargos a que dé origen el mecanismo de equidad tarifaria residencial serán fijados en el decreto que dicte el Ministerio de Energía con ocasión de la fijación de precios a que se refiere el artículo 158° de la Ley, previo informe técnico de la Comisión;
- 4) Que, el artículo vigésimo transitorio de la Ley N° 20.936 dispone que, mientras los reglamentos que establezcan las disposiciones necesarias para su ejecución no entren en vigencia, éstas se sujetarán, en cuanto a los plazos, requisitos y condiciones a las disposiciones de la Ley y a las que se establezcan por resolución exenta de la Comisión;
- 5) Que, mediante Resolución Exenta N° 778, individualizada en la letra e) de vistos, esta Comisión estableció los plazos, requisitos y condiciones para la fijación de precios de nudo promedio;
- 6) Que, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 3° de la Resolución Exenta N° 778, para efectos de cada fijación semestral de precios de nudo promedio, la Comisión comunicará al Ministerio de Energía y a las empresas eléctricas, un informe técnico definitivo de cálculo de los precios de nudo promedio, a más tardar los días 1° de mayo y 1° de noviembre de cada año, respectivamente, o al día hábil siguiente si éste fuera inhábil;

- 7) Que, mediante Oficios Ordinarios N° 209 y N° 210 individualizados en la letra g) de vistos, esta Comisión comunicó al Ministerio de Energía, a las empresas generadoras y distribuidoras del Sistema Eléctrico Nacional, y a las empresas distribuidoras de los Sistemas Medianos el Informe Técnico Preliminar de Precios de Nudo Promedio y de ajustes y recargos por aplicación del mecanismo de equidad tarifaria residencial, correspondiente a la fijación de julio de 2018;
- 8) Que, esta Comisión recibió y analizó las observaciones realizadas al Informe Técnico Preliminar al que se refiere el numeral 7) anterior;
- 9) Que, mediante Resolución Exenta N° 307, individualizada en el literal i) de vistos, esta Comisión aprobó el Informe Técnico Definitivo para la Fijación de Precios de Nudo Promedio del Sistema Eléctrico Nacional y de ajustes y recargos por aplicación del mecanismo de equidad tarifaria residencial, correspondiente a julio de 2018;
- 10) Que, mediante Oficios Ordinarios N° 249 y N° 250 individualizados en la letra j) de vistos, esta Comisión comunicó al Ministerio de Energía, a las empresas generadoras y distribuidoras del Sistema Eléctrico Nacional, y a las empresas distribuidoras de los Sistemas Medianos el Informe Técnico Definitivo de Precios de Nudo Promedio y de ajustes y recargos por aplicación del mecanismo de equidad tarifaria residencial correspondiente a la fijación de julio de 2018;
- 11) Que, efectuada una revisión del Informe Técnico Definitivo ya individualizado, se verificó un error en el cálculo que incide en la determinación de los valores y precios contenidos en el mismo, de modo que es necesaria su íntegra sustitución; y,
- 12) Que, considerando lo expuesto anteriormente, mediante el presente acto, se procede al reemplazo del Informe Técnico Definitivo para la Fijación de Precios de Nudo Promedio del Sistema Eléctrico Nacional y de ajustes y recargos por aplicación del mecanismo de equidad tarifaria residencial, correspondiente a julio de 2018, aprobado mediante Resolución Exenta N° 307, de 02 de

mayo de 2018, dejando sin efecto la resolución recién individualizada.

RESUELVO:

Artículo Primero: Reemplázase el Informe Técnico Definitivo para la Fijación de Precios de Nudo Promedio del Sistema Eléctrico Nacional y de ajustes y recargos por aplicación del mecanismo de equidad tarifaria residencial, correspondiente a la fijación de julio de 2018, aprobado por Resolución Exenta N° 307 de la Comisión, de fecha 02 de mayo de 2018, por el que se indica a continuación:

FIJACIÓN DE PRECIOS DE NUDO PROMEDIO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL Y DE AJUSTES Y RECARGOS POR APLICACIÓN DEL MECANISMO DE EQUIDAD TARIFARIA RESIDENCIAL

INFORME TÉCNICO DEFINITIVO

JULIO 2018

SANTIAGO – CHILE

ÍNDICE

1.	INTRODUCCIÓN	4
2.	ANTECEDENTES	7
3.	PRECIOS DE NUDO DE LARGO PLAZO	9
4.	FÓRMULAS DE INDEXACIÓN DE CONTRATOS A PRECIOS DE NUDO DE LARGO PLAZO (PNLP).....	10
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	10
4.2	Procesos Licitatorios CHL 2006/02 y CHL 2006/02-2	12
4.3	Procesos Licitatorios CGED 2008/01, CHQ 2008/01 y CGED 2008/01-2	13
4.4	Proceso Licitatorio EMEL-SING 2008/01	14
4.5	Proceso Licitatorio CHQ 2010/01 y CHL 2010/01	16
4.6	Proceso Licitatorio SIC 2013/01	17
4.7	Proceso Licitatorio SIC 2013/03	20
4.8	Proceso Licitatorio SIC 2013/03-2.....	23
4.9	Proceso Licitatorio SIC 2015/02	27
4.10	Actualización de los PNLP	28
4.11	Valores de índices utilizados en el cálculo del precio a traspasar a cliente final	29
4.12	Precios de Nudo de Largo Plazo en Puntos de Oferta actualizados	31
5.	PRECIOS DE NUDO DE CORTO PLAZO	34
6.	PRECIO DE NUDO PROMEDIO EN SUBESTACIONES DE GENERACIÓN.....	35
6.1	Procedimiento de cálculo del Precio de Nudo de Energía Promedio (PNEP) por concesionaria y sus ajustes o recargos correspondientes	35
6.2	Precios de Nudo de Potencia Promedio.....	37
6.3	Precios de Nudo Promedio y Ajustes o Recargos por concesionaria.....	38
7.	PRECIOS A TRASPASAR A CLIENTES REGULADOS.....	42
8.	MECANISMO DE RECONOCIMIENTO DE GENERACIÓN LOCAL	44
8.1	Capacidad Instalada de Generación por Comuna	45
8.1.1	Procedimiento de determinación de la capacidad instalada de cada comuna	45

8.2	Clientes Sometidos a Regulación de Precios por Comuna	46
8.3	Determinación del Factor de Intensidad y descuento a aplicar	47
9.	MECANISMO DE RECONOCIMIENTO DE GENERACIÓN LOCAL ADICIONAL	49
9.1	Energía Eléctrica Generada por comuna	49
9.1.1	Procedimiento de determinación de la energía eléctrica generada por comuna	50
9.2	Porcentaje de Aporte sobre la Energía Eléctrica Generada y descuento aplicable.....	50
10.	MECANISMO DE EQUIDAD TARIFARIA RESIDENCIAL	69
10.1	Procedimiento para cálculo del Promedio Simple	70
10.2	Identificación de Clientes	70
10.3	Procedimiento de Cálculo de Diferencias que deberán ser absorbidas ...	71
10.4	Factores de Equidad Tarifaria Residencial (FETR).....	72

INFORME TÉCNICO DEFINITIVO

FIJACIÓN DE PRECIOS DE NUDO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL Y DE AJUSTES Y RECARGOS POR APLICACIÓN DEL MECANISMO DE EQUIDAD TARIFARIA

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, de 1982, del Ministerio de Minería, Ley General de Servicios Eléctricos, modificado por la Ley N° 20.928 y la 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”). Consistente 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, modificada por las Resoluciones Exentas N° 203 de

fecha 25 de abril de 2017, y N° 558, de fecha 06 de octubre de 2017, 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, del mismo Ministerio.

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 Eléctrico Nacional, que para efectos del presente Informe Técnico corresponde a Polpaico 220 [kV].

Además, 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 y, por otra, el mecanismo 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.

De igual forma, el presente informe ha considerado lo dispuesto en la Resolución Exenta N° 668 de la Comisión, de fecha 21 de noviembre de 2017, que tiene por conformado, a partir del 21 de noviembre de 2017, el Sistema Eléctrico Nacional, en adelante e indistintamente “SEN”, por interconexión del Sistema Interconectado del Norte Grande con el Sistema Interconectado Central, para todos los efectos legales.

Por último, con el fin de obtener una debida consistencia con la fijación de otros cargos, esta Comisión, ha estimado procedente utilizar en el presente proceso de

fijación de precios de nudo promedio los sistemas de transmisión zonal que comenzarán a regir el 01 de enero de 2018, una vez tramitado el Decreto Supremo 6T del Ministerio de Energía, de 2017, que fija valor anual por tramo de las instalaciones de transmisión zonal y dedicada utilizadas por usuarios sujetos a regulación de precios, sus tarifas y fórmulas de indexación para el bienio 2018-2019, actualmente en trámite de toma de razón en la Contraloría General de la Republica. Por consiguiente, se procedió a realizar una homologación entre dichos sistemas y los sistemas de subtransmisión contenidos en el Decreto Supremo N° 14 del Ministerio de Energía, de 2012. Lo anterior se efectuó en base a los datos disponibles a la fecha en relación a las combinaciones “comuna-sistema” de transmisión zonal, esto es, la información obtenida en respuesta a la carta CNE N° 467, de 02 de agosto de 2016, mediante la cual se solicitó información a las empresas eléctricas sobre clientes regulados, en el marco de la publicación de la Ley N° 20.928, y lo establecido en el Decreto Exento N° 163, del Ministerio de Energía, de 14 de mayo de 2014, que determinó líneas y subestaciones eléctricas de subtransmisión del Sistema Interconectado Central y del Sistema Interconectado del Norte Grande.

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

PROCESO LICITATORIO	LICITACIÓN	EMPRESA DISTRIBUIDORA
2006/01	CGED 2006/01	CGE Distribución
2006/01	CHL 2006/01	Enel Distribución, 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 Socoepe
2006/01-2	EMEL-SIC 2006/01-2	Elecda, Emelat, Emelectric y Emetal
2006/02	CHL 2006/02	Enel Distribución, Til – Til, Colina, Luz Andes, EEPA
2006/02-2	CHL 2006/02-2	Enel Distribución, 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	Enel Distribución, Til – Til, Colina, Luz Andes
2013/01	SIC 2013/01	CGE Distribución, Enel Distribución, 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, Socoepe, Crell, Cooprel y Coelcha.
2013/03	SIC 2013/03	CGE Distribución, Enel Distribución, Chilquinta, Luz Osorno, Litoral, Conafe, Emelat, Elecda, Emelca, Colina, Frontel, Emelectric, EEPA, Emetal, Til – Til, Edecsa, Enelsa, Luz Andes, Luzlinares, Luzparral,

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.

PROCESO LICITATORIO	LICITACIÓN	EMPRESA DISTRIBUIDORA
		Saesa, Codiner, CEC, Copelec, Coopelan, Socoepa, Crell, Cooprel y Coelcha.
2013/03-2	SIC 2013/03-2	CGE Distribución, Enel Distribución, 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, Socoepa, Crell, Cooprel y Coelcha.
2015/02	2015/02	Emelari, Eliqsa, Elecda, CGE Distribución, Enel Distribución, Chilquinta, Luz Osorno, Litoral, Conafe, Emelat, Emelca, Colina, Frontel, EEPA, Til – Til, Edecsa, Luz Andes, Luzlinares, Luzparral, Saesa, Codiner, CEC, Copelec, Coopelan, Socoepa, Crell, Cooprel y Coelcha.

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 marzo de 2018, publicado por el Banco Central (603,45 [\$/US\$]).

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 de que un Punto de Suministro puede ser, a la vez, un Punto de Oferta.

En caso de 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 corresponderán a los factores de modulación de energía y potencia incluidos en el Decreto de Precios de Nudo de Corto Plazo vigente a la fecha de facturación.

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:

$$PNELP = PNELP_{Base} \cdot \left(a_1 \cdot \frac{PP_{Diesel}}{PP_{Diesel}_0} + a_2 \cdot \frac{PP_{Carbón}}{PP_{Carbón}_0} + a_3 \cdot \frac{PGNL}{PGNL_0} + a_4 \cdot \frac{CPI}{CPI_0} \right)$$

$$PNPLP = PNPLP_{base} \cdot \left(\frac{CPI}{CPI_0} \right)$$

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.crsi.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:

$$PNELP = PNELP_{Base} \cdot \left(a_1 \cdot \frac{PGNL_{-6m}}{PGNL_0_{-6m}} + a_2 \cdot \frac{CPI_{-6m}}{CPI_0_{-6m}} \right)$$

$$PNPLP = PNPLP_{base} \cdot \left(\frac{CPI_{-6m}}{CPI_0_{-6m}} \right)$$

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.

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 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:

$$PNELP = PNELP_{base} \cdot \left(\frac{CPI_{9m}}{CPI_{0_9m}} \right)$$

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:

$$PNPLP = PNPLP_{base} \cdot \left(\frac{CPI_{9m}}{CPI_{0_9m}} \right)$$

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.

CPI_{0_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:

$$PNELP = PNELP_{Base} \cdot \left(a_1 \cdot \frac{PGNL_{4m}}{PGNL_{0_4m}} + a_2 \cdot \frac{CPI_{4m}}{CPI_{0_4m}} \right)$$

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

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_{o-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_{o-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:

Carbón_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].

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.
- CPI₀_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:

Carbón_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].

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_{0_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_{0_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.

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° 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:

$$PNELP = PNELP_{Base} \cdot \left(a_1 \cdot \frac{Carbón_{6m}}{Carbón_0_{6m}} + a_2 \cdot \frac{Brent_{6m}}{Brent_0_{6m}} + a_3 \cdot \frac{PGNL_{6m}}{PGNL_0_{6m}} + a_4 \cdot \frac{CPI_{6m}}{CPI_0_{6m}} \right) \cdot \left(\frac{\frac{f_{PtoCompra}^E}{f_{PtoCompra0}^E}}{\frac{f_{PtoOferta}^E}{f_{PtoOferta0}^E}} \right)$$

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

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].

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 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].

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].

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:

$$PNELP = PNELP_{base} \left(a_1 \frac{CPI_{6m}}{CPI_{0-6m}} + a_2 \frac{Carbón_{6m}}{Carbón_{0-6m}} + a_3 \frac{PGNL_{6m}}{PGNL_{0-6m}} \right) + RIAE$$

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

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.
Carbón_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.

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

PGNL_{6m}: Precio Promedio Mensual GNL Henry Hub, en base a los valores publicados por el Natural Gas Intelligence en su NGL'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.

PGNL_{0_6m}: Promedio de los valores mensuales del GNL Henry Hub, 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:

$$RIAE = \left(\frac{R_{\text{contrato}}}{\text{Max}[R_{\text{total}}; I_{\text{total}}]} \right) \cdot \left[\frac{\sum_{j=1}^{NC} CDC_j \cdot Pobj_j}{10} \cdot \left[\left(\frac{Emisión_{CO2}}{2 \cdot Consumo} \right) \cdot (Imp_{CO2} - Imp_{CO2o}) + \left(\frac{Emisión_{MP}}{2 \cdot Consumo} \right) \cdot (CSCpc_{MP} - CSCpc_{MPo}) + \left(\frac{Emisión_{NOX}}{2 \cdot Consumo} \right) \cdot (CSCpc_{NOX} - CSCpc_{NOXo}) + \left(\frac{Emisión_{SO2}}{2 \cdot Consumo} \right) \cdot (CSCpc_{SO2} - CSCpc_{SO2o}) \right] \right]$$

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_CO ₂₀ :	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.
CDC _j :	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_SO ₂ :	Emisiones anuales de dióxido de azufre (SO ₂) 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 _SO₂: 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 los PNLP

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 largo plazo, conforme a sus respectivas fórmulas de indexación. En caso de 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.

Asimismo, los artículos recién citados disponen que los PNLP, expresados en dólares, se reajustarán de acuerdo a las fórmulas de indexación contenidas en sus respectivos contratos, con ocasión de cada proceso de fijación de precios de nudo de corto plazo, es decir el 1° de abril y el 1° de octubre de cada año, de acuerdo a la fecha de inicio de vigencia de dichos precios.

Los precios de nudo de largo plazo, reajustados según lo señalado en los párrafos anteriores, 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.

De esta forma, en base a la revisión mensual realizada, la Comisión constató una variación mayor a 10% de los PNLP en los meses de enero 2018 y febrero de 2018, para los siguientes contratos:

Tabla 2: Indexaciones constatadas en base a revisión mensual

Proceso Licitatorio	Concesionaria	Mes indexación	Suministrador	Bloque
EMEL-SIC 2006/01-2	CGE Distribución	Enero 2018	Aes Gener	BB_Norte, BB_Sur

Proceso Licitatorio	Concesionaria	Mes indexación	Suministrador	Bloque
CGED 2006/01	CGE Distribución	Febrero 2018	Colbún	BB1
SAE 2006/01	CEC, Codiner, Coelcha, Coopelan, Cooprel, Copelec, Crell, Frontel, Luz Osorno, Saesa, Socoepe, Conafe	Febrero 2018	Colbún	BB1, BV1

Se hace presente que, de acuerdo a la información actualmente disponible, este informe ha considerado las indexaciones correspondientes a los meses de enero 2018 y febrero de 2018 para efectos de determinar los montos de excedentes o déficits de recaudación que deben ser reconocidos en el nivel tarifario calculado en la presente fijación.

Adicionalmente, los PNLP han sido reajustados, de acuerdo a sus fórmulas de indexación, al 1° de abril de 2018, con motivo de la de fijación de precios de nudo de corto plazo establecidos en el Decreto N° 1T del Ministerio de Energía, de fecha 9 de febrero de 2018, en adelante “Decreto N° 1T”.

4.11 Valores de índices 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 3: Valores de índices actualizados²

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			247.8670	523.7000	126.6700	247.8670		
CGED 2006/01	ENDESA	BB1	CPI	CARBÓN	GNL	CPI			247.8670	126.6700	2.6385	247.8670		
CHL 2006/01	AES GENER	BB1	CPI	CARBÓN	CPI				247.8670	126.6700	247.8670			
CHL 2006/01	ENDESA	BB1	CPI	CARBÓN	GNL	CPI			247.8670	126.6700	2.6385	247.8670		
CHL 2006/01	GUACOLDA	BB1	CPI	CARBÓN	CPI				247.8670	126.6700	247.8670			
CHL 2006/01	AES GENER	BB2	CPI	CARBÓN	CPI				247.8670	126.6700	247.8670			

² Cabe señalar que en virtud de las adjudicaciones realizadas en el proceso licitatorio SIC 2013/03-2° llamado, se considera que el contrato correspondiente a la empresa generadora Campanario con CGE Distribución, se encuentra cubierto a partir del año 2018 mediante la adjudicación del Bloque de Suministro N°3 de dicha licitación.

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
CHL 2006/01	ENDESA	BB2	CPI	CARBÓN	GNL	CPI			247,8670	126,6700	2,6385	247,8670		
CHQ 2006/01	AES GENER	BB1	CPI	CARBÓN	CPI				247,8670	126,6700	247,8670			
CHQ 2006/01	ENDESA	BB1	CPI	CARBÓN	GNL	CPI			247,8670	126,6700	2,6385	247,8670		
CHQ 2006/01	ENDESA	BB2	CPI	CARBÓN	GNL	CPI			247,8670	126,6700	2,6385	247,8670		
EMEL-SIC 2006/01	ENDESA	BB1	CPI	CARBÓN	GNL	CPI			247,8670	126,6700	2,6385	247,8670		
SAE 2006/01	COLBÚN	BB1	CPI	DIESEL	CARBÓN	CPI			247,8670	523,7000	126,6700	247,8670		
SAE 2006/01	ENDESA	BB1	CPI	CARBÓN	GNL	CPI			247,8670	126,6700	2,6385	247,8670		
SAE 2006/01	COLBÚN	BV1	CPI	DIESEL	CARBÓN	CPI			247,8670	523,7000	126,6700	247,8670		
EMEL-SIC 2006/01-2	AES GENER	BB_Norte	CPI	CARBÓN					247,8670	126,6700				
EMEL-SIC 2006/01-2	AES GENER	BB_Sur	CPI	CARBÓN					247,8670	126,6700				
CHL 2006/02	COLBÚN	BB1	CPI_6m	CPI_6m					246,6760	246,6760				
CHL 2006/02	ENDESA	BB1	CPI_6m	GNL_6m	CPI_6m				246,6760	3,0500	246,6760			
CHL 2006/02	COLBÚN	BB2	CPI_6m	CPI_6m					246,6760	246,6760				
CHL 2006/02	COLBÚN	BB3	CPI_6m	CPI_6m					246,6760	246,6760				
CHL 2006/02	ENDESA	BB3	CPI_6m	GNL_6m	CPI_6m				246,6760	3,0500	246,6760			
CHL 2006/02-2	AES GENER	BB1	CPI_6m	CPI_6m					246,6760	246,6760				
CGED 2008/01	COLBÚN	BS1	CPI_9m	CPI_9m					246,0590	246,0590				
CGED 2008/01	M. REDONDO	BS1	CPI_9m	CPI_9m					246,0590	246,0590				
CGED 2008/01	ENDESA	BS2	CPI_9m	CPI_9m					246,0590	246,0590				
CHQ 2008/01	AES GENER	BS1	CPI_9m	CPI_9m					246,0590	246,0590				
CHQ 2008/01	ENDESA	BS1	CPI_9m	CPI_9m					246,0590	246,0590				
CGED 2008/01-2	D. ALMAGRO	BS1	CPI_9m	CPI_9m					246,0590	246,0590				
CGED 2008/01-2	ENDESA	BS1	CPI_9m	CPI_9m					246,0590	246,0590				
CGED 2008/01-2	M. REDONDO	BS1	CPI_9m	CPI_9m					246,0590	246,0590				
CGED 2008/01-2	PUNTILLA	BS1	CPI_9m	CPI_9m					246,0590	246,0590				
CHQ 2010/01	PUYEHUE	BS4	CPI_6m	CPI_6m					246,6760	246,6760				
CHQ 2010/01	PANGUIPULLI	BS4	CPI_6m	CPI_6m					246,6760	246,6760				
CHQ 2010/01	ENDESA	BS4	CPI_6m	Carbón_6m	Brent_6m	CPI_6m			246,6760	120,5500	60,1300	246,6760		
CHQ 2010/01	PUYEHUE	BS5	CPI_6m	CPI_6m					246,6760	246,6760				
CHQ 2010/01	PANGUIPULLI	BS5	CPI_6m	CPI_6m					246,6760	246,6760				
CHQ 2010/01	ENDESA	BS5	CPI_6m	Carbón_6m	Brent_6m	CPI_6m			246,6760	120,5500	60,1300	246,6760		
CHQ 2010/01	PANGUIPULLI	BS6	CPI_6m	CPI_6m					246,6760	246,6760				
CHQ 2010/01	ENDESA	BS6	CPI_6m	Carbón_6m	Brent_6m	CPI_6m			246,6760	120,5500	60,1300	246,6760		
CHL 2010/01	ENDESA	BS1	CPI_6m	Carbón_6m	Brent_6m	CPI_6m			246,6760	120,5500	60,1300	246,6760		
EMEL-SING 2008/01	E-CL	BS1	CPI_4m	GNL_4m	CPI_4m				246,9290	3,1100	246,9290			
SIC 2013/01	ENDESA	BS1	CPI_6m	Carbón_6m	Brent_6m	GNL_6m	CPI_6m		246,6760	120,5500	60,1300	3,0500	246,6760	
SIC 2013/01	PANGUIPULLI	BS1	CPI_6m	CPI_6m					246,6760	246,6760				

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
SIC 2013/03	ENDESA	BS1	CPI_6m	CPI_6m					246,6760	246,6760				
SIC 2013/03-2	CAREN	BS1A	CPI_6m	CPI_6m				RIAE	246,6760	246,6760				0,0000
SIC 2013/03-2	ERN-C1	BS1A	CPI_6m	CPI_6m				RIAE	246,6760	246,6760				0,0000
SIC 2013/03-2	CHUNGUNGO	BS1B	CPI_6m	CPI_6m				RIAE	246,6760	246,6760				0,0000
SIC 2013/03-2	CAREN	BS1B	CPI_6m	CPI_6m				RIAE	246,6760	246,6760				0,0000
SIC 2013/03-2	ERN-C1	BS1B	CPI_6m	CPI_6m				RIAE	246,6760	246,6760				0,0000
SIC 2013/03-2	C. EL MORADO	BS1B	CPI_6m	CPI_6m				RIAE	246,6760	246,6760				0,0000
SIC 2013/03-2	SPV P4	BS1B	CPI_6m	CPI_6m				RIAE	246,6760	246,6760				0,0000
SIC 2013/03-2	CAREN	BS1C	CPI_6m	CPI_6m				RIAE	246,6760	246,6760				0,0000
SIC 2013/03-2	ERN-C1	BS1C	CPI_6m	CPI_6m				RIAE	246,6760	246,6760				0,0000
SIC 2013/03-2	San Juan SpA.	BS2A	CPI_6m	CPI_6m				RIAE	246,6760	246,6760				0,0000
SIC 2013/03-2	Pelumpén S.A.	BS2B	CPI_6m	CPI_6m				RIAE	246,6760	246,6760				0,0000
SIC 2013/03-2	Santiago Solar S.A.	BS2B	CPI_6m	CPI_6m				RIAE	246,6760	246,6760				0,0000
SIC 2013/03-2	San Juan SpA.	BS2C	CPI_6m	CPI_6m				RIAE	246,6760	246,6760				0,0000
2015/02	Aela Generación S.A.	BS4A	CPI_6m	CPI_6m					246,6760	246,6760				
2015/02	Consorcio Abengoa Chile S.A., Abengoa Solar Chile SpA y Abengoa Solar S.A.	BS4A	CPI_6m	CPI_6m					246,6760	246,6760				
2015/02	Ibereolica Cabo Leones I S.A.	BS4A	CPI_6m	CPI_6m					246,6760	246,6760				
2015/02	SCB II SpA	BS4B	CPI_6m	CPI_6m					246,6760	246,6760				
2015/02	Aela Generación S.A.	BS4B	CPI_6m	CPI_6m					246,6760	246,6760				
2015/02	Amunche Solar SpA	BS4B	CPI_6m	CPI_6m					246,6760	246,6760				
2015/02	Aela Generación S.A.	BS4C	CPI_6m	CPI_6m					246,6760	246,6760				
2015/02	Consorcio Abengoa Chile S.A., Abengoa Solar Chile SpA y Abengoa Solar S.A.	BS4C	CPI_6m	CPI_6m					246,6760	246,6760				
2015/02	Ibereolica Cabo Leones I S.A.	BS4C	CPI_6m	CPI_6m					246,6760	246,6760				
SIC 2013/03-2	E-CL	BS3	CPI_6m	CPI_6m	Carbón_6m	GNL_6m			246,6760	246,6760	120,5500	3,0500		
SIC 2013/03-2	Acciona	BS3	CPI_6m	CPI_6m					246,6760	246,6760				
SIC 2013/03-2	San Juan SpA.	BS3	CPI_6m	CPI_6m					246,6760	246,6760				
SIC 2013/03-2	CAREN	BS3	CPI_6m	CPI_6m					246,6760	246,6760				

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 en los respectivos Puntos de Oferta, según la correspondiente aplicación de sus fórmulas de indexación.

Tabla 4: Precios de Nudo de 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	81,347	8,7791	49,089	5.297,76
CGED 2006/01	BB1	ENDESA	61,998	8,7791	37,413	5.297,76
CHL 2006/01	BB1	AES GENER	88,466	8,7127	53,385	5.257,69
CHL 2006/01	BB1	ENDESA	61,271	8,7127	36,974	5.257,69
CHL 2006/01	BB1	GUACOLDA	82,531	8,7127	49,803	5.257,69
CHL 2006/01	BB2	AES GENER	87,978	8,7127	53,090	5.257,69
CHL 2006/01	BB2	ENDESA	61,607	8,7127	37,177	5.257,69
CHQ 2006/01	BB1	AES GENER	88,303	8,7791	53,286	5.297,76
CHQ 2006/01	BB1	ENDESA	61,601	8,7791	37,173	5.297,76
CHQ 2006/01	BB2	ENDESA	60,540	8,7791	36,533	5.297,76
EMEL-SIC 2006/01	BB1	ENDESA	67,061	8,7791	40,468	5.297,76
SAE 2006/01	BB1	COLBÚN	77,683	8,7791	46,878	5.297,76
SAE 2006/01	BB1	ENDESA	56,777	8,7791	34,262	5.297,76
SAE 2006/01	BV1	COLBÚN	79,148	8,7791	47,762	5.297,76
EMEL-SIC 2006/01-2	BB_Norte	AES GENER	109,943	8,7791	66,345	5.297,76
EMEL-SIC 2006/01-2	BB_Sur	AES GENER	97,891	8,7791	59,073	5.297,76
CHL 2006/02	BB1	COLBÚN	69,937	8,6516	42,203	5.220,82
CHL 2006/02	BB1	ENDESA	58,596	8,6516	35,360	5.220,82
CHL 2006/02	BB2	COLBÚN	69,531	8,6516	41,958	5.220,82
CHL 2006/02	BB3	COLBÚN	69,161	8,6516	41,735	5.220,82
CHL 2006/02	BB3	ENDESA	58,596	8,6516	35,360	5.220,82
CHL 2006/02-2	BB1	AES GENER	78,530	8,6516	47,389	5.220,82
CGED 2008/01	BS1	COLBÚN	141,139	9,5003	85,170	5.732,95
CGED 2008/01	BS1	M. REDONDO	125,497	9,5003	75,731	5.732,95
CGED 2008/01	BS2	ENDESA	115,843	9,5003	69,906	5.732,95
CHQ 2008/01	BS1	AES GENER	100,410	9,5003	60,592	5.732,95
CHQ 2008/01	BS1	ENDESA	116,184	9,5003	70,111	5.732,95
CGED 2008/01-2	BS1	D. ALMAGRO	115,558	9,5003	69,734	5.732,95
CGED 2008/01-2	BS1	ENDESA	113,856	9,5003	68,706	5.732,95
CGED 2008/01-2	BS1	M. REDONDO	105,395	9,5003	63,600	5.732,95
CGED 2008/01-2	BS1	PUNTILLA	119,250	9,5003	71,962	5.732,95
CHQ 2010/01	BS4	PUYEHUE	98,748	10,1920	59,589	6.150,37

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]
CHQ 2010/01	BS4	PANGUIPULLI	100,441	10,1920	60,611	6.150,37
CHQ 2010/01	BS4	ENDESA	95,529	10,1920	57,647	6.150,37
CHQ 2010/01	BS5	PUYEHUE	98,184	10,1920	59,249	6.150,37
CHQ 2010/01	BS5	PANGUIPULLI	100,441	10,1920	60,611	6.150,37
CHQ 2010/01	BS5	ENDESA	94,479	10,1920	57,013	6.150,37
CHQ 2010/01	BS6	PANGUIPULLI	99,312	10,1920	59,930	6.150,37
CHQ 2010/01	BS6	ENDESA	93,954	10,1920	56,696	6.150,37
CHL 2010/01	BS1	ENDESA	95,476	10,1920	57,615	6.150,37
EMEL-SING 2008/01	BS1	E-CL	86,279	9,8897	52,065	5.967,97
SIC 2013/01	BS1	ENDESA	114,890	9,2914	69,330	5.606,92
SIC 2013/01	BS1	PANGUIPULLI	135,398	9,2914	81,706	5.606,92
SIC 2013/03	BS1	ENDESA	117,314	9,3407	70,793	5.636,66
SIC 2013/03-2	BS1A	Empresa Eléctrica Carén S.A.	115,229	9,2463	69,535	5.579,65
SIC 2013/03-2	BS1A	Empresa Eléctrica ERNC-1 SpA.	114,062	9,2463	68,831	5.579,65
SIC 2013/03-2	BS1B	Chungungo S.A.	92,278	9,2463	55,685	5.579,65
SIC 2013/03-2	BS1B	Empresa Eléctrica Carén S.A.	115,229	9,2463	69,535	5.579,65
SIC 2013/03-2	BS1B	Empresa Eléctrica ERNC-1 SpA.	124,319	9,2463	75,020	5.579,65
SIC 2013/03-2	BS1B	Energía Cerro El Morado S.A.	120,868	9,2463	72,938	5.579,65
SIC 2013/03-2	BS1B	SPV P4 S.A.	101,890	9,2463	61,485	5.579,65
SIC 2013/03-2	BS1C	Empresa Eléctrica Carén S.A.	115,229	9,2463	69,535	5.579,65
SIC 2013/03-2	BS1C	Empresa Eléctrica ERNC-1 SpA.	124,319	9,2463	75,020	5.579,65
SIC 2013/03-2	BS2A	San Juan SpA.	104,355	9,2463	62,973	5.579,65
SIC 2013/03-2	BS2B	Pelumpén S.A.	88,131	9,2463	53,182	5.579,65
SIC 2013/03-2	BS2B	Santiago Solar S.A.	82,824	9,2463	49,980	5.579,65
SIC 2013/03-2	BS2C	San Juan SpA.	104,355	9,2463	62,973	5.579,65
2015/02	BS4A	Aela Generación S.A.	82,529	8,6973	49,802	5.248,38
2015/02	BS4A	Consorcio Abengoa Chile S.A., Abengoa Solar Chile SpA y Abengoa Solar S.A.	100,922	8,6973	60,901	5.248,38
2015/02	BS4A	Ibereolica Cabo Leones I S.A.	88,437	8,6973	53,367	5.248,38
2015/02	BS4B	SCB II SpA	70,377	8,6973	42,469	5.248,38
2015/02	BS4B	Aela Generación S.A.	82,529	8,6973	49,802	5.248,38
2015/02	BS4B	Amunche Solar SpA	67,471	8,6973	40,715	5.248,38
2015/02	BS4C	Aela Generación S.A.	82,529	8,6973	49,802	5.248,38
2015/02	BS4C	Consorcio Abengoa Chile S.A., Abengoa Solar Chile SpA y Abengoa Solar S.A.	100,922	8,6973	60,901	5.248,38
2015/02	BS4C	Ibereolica Cabo Leones I S.A.	98,841	8,6973	59,646	5.248,38
SIC 2013/03-2	BS3	E-CL	110,648	9,2463	66,770	5.579,65
SIC 2013/03-2	BS3	Acciona	100,011	9,2463	60,352	5.579,65

			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	BS3	San Juan SpA.	107,025	9,2463	64,584	5.579,65
SIC 2013/03-2	BS3	Empresa Eléctrica Carén S.A.	113,384	9,2463	68,422	5.579,65

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° 1T. Para la conversión de los Precios de Nudo de Corto Plazo a dólares, se utilizó el tipo de cambio de marzo de 2018. A continuación se presentan dichos precios considerados en el presente cálculo:

Tabla 5: Precios de Nudo de Corto Plazo

NUDO	POTENCIA [US\$/kW/mes]	ENERGIA [US\$/MWh]	POTENCIA [\$/kW/mes]	ENERGIA [\$/kWh]
Tarapacá 220	8,9351	72,581	5.391,91	43,799
Lagunas 220	8,7875	71,875	5.302,82	43,373
Crucero 220	8,4685	69,833	5.110,33	42,141
Encuentro 220	8,4615	69,782	5.106,09	42,110
Atacama 220	8,4430	69,722	5.094,95	42,074
Diego de Almagro 220	7,9451	67,000	4.794,49	40,431
Carrera Pinto 220	8,0767	67,139	4.873,89	40,515
Cardones 220	8,2626	67,482	4.986,07	40,722
Maitencillo 220	8,1684	65,962	4.929,21	39,805
Punta Colorada 220	8,4222	71,209	5.082,37	42,971
Pan de Azúcar 220	8,4375	69,200	5.091,59	41,759
Los Vilos 220	8,4103	68,095	5.075,19	41,092
Nogales 220	8,4884	68,299	5.122,32	41,215
Quillota 220	8,5071	68,234	5.133,59	41,176
Polpaico 220	8,4553	68,190	5.102,34	41,149
Lampa 220	8,4536	67,545	5.101,32	40,760
Cerro Navia 220	8,3993	67,495	5.068,54	40,730

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

NUDO	POTENCIA	ENERGIA	POTENCIA	ENERGIA
	[US\$/kW/mes]	[US\$/MWh]	[\$/kW/mes]	[\$/kWh]
Chena 220	8,3203	66,463	5.020,90	40,107
Candelaria 220	8,1285	64,091	4.905,13	38,676
Colbun 220	7,9986	62,776	4.826,76	37,882
Alto Jahuel 220	8,1820	65,608	4.937,40	39,591
Melipilla 220	8,3645	67,676	5.047,53	40,839
Rapel 220	8,2507	68,027	4.978,90	41,051
Itahue 220	7,8730	64,087	4.750,95	38,673
Ancoa 220	7,8755	63,458	4.752,49	38,294
Charrua 220	7,7253	62,048	4.661,82	37,443
Hualpén 220	7,7703	61,823	4.688,97	37,307
Temuco 220	7,8339	63,087	4.727,39	38,070
Los Ciruelos 220	7,6739	59,458	4.630,84	35,880
Valdivia 220	7,6263	66,161	4.602,12	39,925
Barro Blanco 220	7,5335	65,957	4.546,09	39,802
Puerto Montt 220	7,8027	66,902	4.708,53	40,372
Lagunillas 220	7,7745	61,246	4.691,53	36,959

6. PRECIO DE NUDO PROMEDIO EN SUBESTACIONES DE GENERACIÓN

En conformidad con lo establecido en el artículo 157° de la Ley, los Precios de Nudo Promedio se obtienen a partir de los precios de los contratos de suministro vigentes 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 (PNEP) 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, ponderando dichos precios 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 y en la Resolución Exenta N° 558 de la Comisión, de fecha 06 de octubre de 2017, que complementa y modifica la Resolución Exenta N° 778.
2. Cálculo de los precios de energía promedio de cada distribuidora en el punto de comparación.
 3. Determinación del precio de energía promedio para el sistema eléctrico 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 del sistema 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 del sistema, 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 del sistema 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 del sistema.

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 el sistema se recaude 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 del sistema 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 del sistema 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 del sistema, 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 del sistema 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 Precios 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 SEN, en la barra Polpaico 220kV. En la siguiente tabla se indican los Precios de Nudo de Energía Promedio para cada empresa distribuidora.

Tabla 6: Precios de Nudo de Energía Promedio en Punto de Referencia

Cod Dx	Empresa Distribuidora	PNEP+AR* ^{base en} Pto.Ref. (US\$/MWh)	Comparación límite 5%
1	Emelari	90,816	-0,87%
2	Eliqsa	90,955	-0,71%
20	COOPERSOL	74,777	-18,37%
3	Elecda	91,508	-0,11%
4	Emelat	96,189	5,00%
6	Chilquinta	96,189	5,00%
7	Conafe	96,189	5,00%
8	EMELCA	96,189	5,00%
9	Litoral	96,189	5,00%
10	Enel Distribución	84,523	-7,74%
12	Colina	84,514	-7,75%
13	TILTIL	84,219	-8,07%
14	EEPA	80,956	-11,63%
15	LUZANDES	84,568	-7,69%
18	CGE Distribución	96,189	5,00%
21	Coopelan	96,189	5,00%

Cod Dx	Empresa Distribuidora	PNEP+AR* _{base en} Pto.Ref. (US\$/MWh)	Comparación límite 5%
22	Frontel	93,072	1,60%
23	Saesa	92,579	1,06%
26	Codiner	94,114	2,73%
28	EDECSA	96,189	5,00%
29	CEC	95,207	3,93%
31	LuzLinares	96,189	5,00%
32	LuzParral	96,189	5,00%
33	Copelec	95,860	4,64%
34	Coelcha	96,189	5,00%
35	Socoepa	89,490	-2,31%
36	Cooprel	95,567	4,32%
39	Luz Osorno	94,757	3,44%
40	Crell	96,189	5,00%
Precio Prom. Sist.		91,609	
Precio Prom. Sist.+5%		96,189	

6.3.2 Determinación de excedente o déficit de recaudaciones

Según lo establecido en el número 5.2 del artículo primero del Decreto Supremo de Precios de Nudo Promedio vigente, correspondiente al Decreto Supremo N° 12T de 2017, 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 el Coordinador Eléctrico Nacional (en adelante, el “Coordinador”), para ser reconocidos en la determinación del nivel tarifario del siguiente período. Los montos así determinados se incorporan de manera aditiva al Ajuste o Recargo (“AR”).

De acuerdo a la información remitida por el Coordinador y las empresas, esta fijación considera las diferencias de facturación comprendidas entre el período de septiembre de 2017 y febrero de 2018. Conforme a lo dispuesto en el inciso final del artículo 13° de la Resolución Exenta N° 778, incorporado mediante Resolución Exenta de la Comisión N° 203, de 2017, a partir del mes de abril de 2017, para efectos de determinar los niveles de precios fijados en el respectivo contrato, se consideran los precios de nudo de largo plazo, expresados en dólares, debidamente indexados, utilizando para su conversión a pesos, el tipo de cambio correspondiente

al promedio mensual del dólar observado de los Estados Unidos de América del respectivo mes de facturación publicado por el Banco Central de Chile.

Asimismo, se incorporan en esta fijación los valores estimados a partir de las respuestas al Oficio Ordinario CNE N° 177/2018, de fecha 27 de marzo de 2018, mediante el cual se solicitó a las empresas distribuidoras los montos nominales de las diferencias de facturación producidas por la aplicación del Decreto Supremo N° 3T, de 2017, y el Decreto Supremo N° 12T, de 2017, ambos 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 mes de marzo de 2018, además de los intereses⁵ correspondientes a la fecha en la cual fueron publicados los correspondientes decretos. Eventuales diferencias se incorporarán en la próxima fijación semestral de Precios de Nudo Promedio, en la medida en que aplique.

Finalmente, y 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, producidas en el período que va desde septiembre de 2017 hasta febrero de 2018. Además se incorpora en esta fijación, la componente por concepto de saldo de ajuste o recargo (AR) correspondiente al período enero 2015 hasta diciembre 2016. Esta última información se incluyó por última vez en el cálculo del precio de nudo promedio de enero de 2017 y daba 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.

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

Tabla 7: Cargo por excedente o déficit de recaudación

Cod Dx	Distribuidora	Sistema	Saldo Facturación	Saldo AR SIC	Saldo AR SIC-SING	Diferencias 3T y 12T	CEDR
			[M\$]	[M\$]	[M\$]	[M\$]	[\$/kWh]
1	Emelari	SEN	- 483,61	-	-	620,06	- 3,053
2	Eliqsa	SEN	- 768,99	-	-	963,84	- 3,053
20	COOPERSOL	SEN	- 2,97	-	- 0,48	-	- 3,053
3	Elecda	SEN	- 1.481,11	8,82	-	1.720,50	- 2,888

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

			Saldo Facturación	Saldo AR SIC	Saldo AR SIC-SING	Diferencias 3T y 12T	CEDR
Cod Dx	Distribuidora	Sistema	[M\$]	[M\$]	[M\$]	[M\$]	[\$/kWh]
4	Emelat	SEN	- 1.891,79	235,63	- 3,96	910,57	- 2,888
6	Chilquinta	SEN	- 3.397,78	88,25	-	166,42	- 2,888
7	Conafe	SEN	- 2.000,31	3,03	- 20,03	866,17	- 2,888
8	EMELCA	SEN	- 26,88	0,20	-	-	- 2,888
9	Litoral	SEN	- 209,99	0,01	-	12,23	- 2,888
10	Enel Distribución	SEN	- 14.069,19	-	- 3.448,48	767,69	- 2,888
12	Colina	SEN	- 122,00	-	- 28,73	131,32	- 2,888
13	TILTIL	SEN	- 19,98	-	- 4,00	37,05	- 2,888
14	EEPA	SEN	- 357,61	0,00	- 85,89	68,44	- 2,888
15	LUZANDES	SEN	- 13,07	-	- 2,08	9,67	- 2,888
18	CGE Distribución	SEN	- 16.529,29	2.256,19	- 498,10	- 2.915,53	- 2,888
21	Coopelan	SEN	- 94,58	12,23	- 28,48	175,85	- 2,888
22	Frontel	SEN	- 1.559,57	-	- 298,93	179,15	- 2,888
23	Saesa	SEN	- 3.218,17	-	- 681,10	- 643,35	- 2,888
26	Codiner	SEN	- 142,29	-	- 25,58	- 43,93	- 2,888
28	EDECSA	SEN	- 112,67	0,30	-	4,72	- 2,888
29	CEC	SEN	- 132,94	-	- 32,06	194,76	- 2,888
31	LuzLinares	SEN	- 170,52	6,63	-	- 15,11	- 2,888
32	LuzParral	SEN	- 146,97	12,42	-	- 3,31	- 2,888
33	Copelec	SEN	- 244,02	-	- 56,75	338,34	- 2,888
34	Coelcha	SEN	- 78,51	15,35	- 8,28	65,12	- 2,888
35	Socoepa	SEN	- 34,91	-	- 10,88	166,01	- 2,888
36	Cooprel	SEN	- 57,24	0,04	- 12,25	-	- 2,888
39	Luz Osorno	SEN	- 315,09	29,73	- 51,83	- 198,52	- 2,888
40	Crell	SEN	- 126,31	4,07	- 23,61	-	- 2,888

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 se presentan en la siguiente tabla:

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

Tabla 8: 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	10,7030	6.458,73	92,145	55,605	2,120	1,279
2	Eliqsa	10,4161	6.285,60	90,205	54,434	2,120	1,279
20	COOPERSOL	9,1377	5.514,15	74,375	44,882	2,120	1,279
3	Elecda	9,8409	5.938,49	86,379	52,125	2,394	1,445
4	Emelat	8,6380	5.212,60	95,120	57,400	-5,174	-3,122
6	Chilquinta	9,4538	5.704,90	96,244	58,078	-4,659	-2,811
7	Conafe	9,0620	5.468,46	101,593	61,306	-9,846	-5,942
8	EMELCA	9,3397	5.636,04	106,006	63,969	-15,293	-9,229
9	Litoral	9,2652	5.591,08	95,377	57,555	-4,664	-2,814
10	Enel Distribución	8,7804	5.298,53	75,568	45,602	2,394	1,445
12	Colina	8,7964	5.308,19	75,700	45,681	2,394	1,445
13	TILTIL	8,8747	5.355,44	76,409	46,109	2,394	1,445
14	EEPA	8,6572	5.224,19	71,677	43,253	2,394	1,445
15	LUZANDES	8,7656	5.289,60	75,481	45,549	2,394	1,445
18	CGE Distribución	8,7889	5.303,66	102,186	61,664	-16,155	-9,749
21	Coopelan	8,6133	5.197,70	81,240	49,024	1,519	0,917
22	Frontel	8,7070	5.254,24	77,775	46,933	2,394	1,445
23	Saesa	8,6851	5.241,02	83,752	50,540	2,394	1,445
26	Codiner	8,7354	5.271,38	79,302	47,855	2,394	1,445
28	EDECSA	9,1790	5.539,07	97,671	58,940	-6,958	-4,199
29	CEC	8,9414	5.395,69	82,529	49,802	2,394	1,445
31	LuzLinares	8,5361	5.151,11	89,718	54,140	-5,430	-3,277
32	LuzParral	8,5690	5.170,96	90,964	54,892	-7,143	-4,310
33	Copelec	8,6178	5.200,41	80,526	48,593	2,394	1,445
34	Coelcha	8,6140	5.198,12	88,250	53,254	-5,308	-3,203
35	Socoepa	8,5819	5.178,75	79,624	48,049	2,394	1,445
36	Cooprel	8,4891	5.122,75	85,460	51,571	2,394	1,445
39	Luz Osorno	8,4934	5.125,34	84,828	51,189	2,394	1,445
40	Crell	8,6364	5.211,64	92,201	55,639	-2,335	-1,409

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, que fija fórmulas

tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados que se señalan, efectuados por las empresas concesionarias de distribución que se indican, publicado en el Diario Oficial, con fecha 24 de agosto de 2017, en adelante “Decreto N° 11T”, se considerarán los precios de nudo promedio de energía y potencia en nivel de distribución para cada concesionaria y sistema de transmisión zonal.

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° 1T.

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° 303, de 30 de abril de 2018, 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 SEN, 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 sistema de transmisión zonal, e incorporando el cargo AR que se indica, son los que se presentan a continuación.

Tabla 9: Precios en nivel distribución y AR

COD Dx	Empresa Distribuidora	sistema Trans. Zonal	AR_{base} (\$/kWh)	AR (\$/kWh)	Pe (\$/kWh)	Pp (\$/kW/mes)
1	EMELARI	STX A	4,389	1,296	57,626	6.585,64
2	ELIQA	STX A	4,389	1,296	56,439	6.409,11
20	COOPERSOL	STX A	4,389	1,296	46,763	5.622,50
3	ELECDA	STX A	4,389	1,464	54,268	6.055,18
3	ELECDA	STX B	4,436	1,479	54,844	6.087,25
4	EMELAT	STX B	-0,240	-3,196	55,569	5.343,18
6	CHILQUINTA	STX C	0,078	-2,861	56,251	5.777,18

COD	Empresa	sistema Trans.	AR _{base}	AR	Pe	Pp
Dx	Distribuidora	Zonal	(\$/kWh)	(\$/kWh)	(\$/kWh)	(\$/kW/mes)
7	CONAFE	STX B	-3,126	-6,083	56,681	5.605,44
7	CONAFE	STX C	-3,107	-6,048	56,349	5.537,75
8	EMELCA	STX C	-6,453	-9,393	55,715	5.707,45
9	LITORAL	STX C	0,075	-2,864	55,715	5.661,92
10	Enel Distribución	STX C	4,410	1,471	47,885	5.365,69
10	Enel Distribución	STX D	4,461	1,488	48,435	5.366,09
12	COLINA	STX D	4,461	1,488	48,517	5.375,87
13	TILTIL	STX C	4,410	1,471	48,401	5.423,29
13	TILTIL	STX D	4,461	1,488	48,957	5.423,72
14	EEPA	STX D	4,461	1,488	46,017	5.290,80
15	LUZANDES	STX D	4,461	1,488	48,381	5.357,04
18	CGE distribución	STX D	-7,063	-10,037	53,446	5.373,08
18	CGE distribución	STX E	-7,066	-10,041	53,469	5.454,39
21	COOPELAN	STX E	3,919	0,944	51,436	5.324,85
22	FRONTEL	STX E	4,463	1,488	49,826	5.383,62
23	SAESA	STX B	4,436	1,479	53,221	5.372,31
23	SAESA	STX E	4,463	1,488	53,541	5.365,65
23	SAESA	STX F	4,389	1,463	53,891	5.384,06
26	CODINER	STX E	4,463	1,488	50,776	5.396,73
28	EDECSA	STX C	-1,334	-4,274	55,715	5.609,25
29	CEC	STX E	4,463	1,488	52,781	5.563,71
31	LUZLINARES	STX E	-0,401	-3,375	52,386	5.311,52
32	LUZPARRAL	STX E	-1,465	-4,439	52,096	5.331,98
33	COPELEC	STX E	4,463	1,488	51,536	5.362,35
34	COELCHA	STX E	-0,324	-3,299	51,549	5.348,82
35	SOCOEPA	STX F	4,436	1,479	50,665	5.259,64
36	COOPREL	STX F	4,436	1,479	54,271	5.202,77
39	LUZ OSORNO	STX F	4,436	1,479	53,880	5.205,40
40	CRELL	STX F	1,514	-1,442	55,514	5.293,05

8. MECANISMO DE RECONOCIMIENTO DE GENERACIÓN LOCAL

De conformidad a lo establecido en el inciso tercero del artículo 157° de la Ley, se aplicará 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 en aquellas comunas intensivas en generación eléctrica ubicadas en los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 megawatts.

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 10: 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 el Sistema Eléctrico Nacional.

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 al Coordinador 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 (“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 al sistema eléctrico 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 28 de febrero de 2018. Dichos antecedentes fueron entregados por el Coordinador en respuesta a la solicitud realizada mediante la Oficio CNE N° 130, de fecha 6 de marzo de 2018.

Por su parte, para la identificación de las comunas a través de sus Códigos Únicos Territoriales, en concordancia con lo señalado por la Subsecretaría de Desarrollo Regional y Administrativo como respuesta al Oficio Ordinario CNE N° 158, de fecha 26 de marzo de 2018, en particular lo referente a la entrada en vigencia de los nuevos códigos asociados a la Región del Ñuble, 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 mensual enviada por las empresas concesionarias de servicio público de distribución en virtud de la solicitud realizada por esta Comisión mediante carta CNE N° 467, de fecha 2 de agosto de 2016. De esta forma, 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, el número de clientes sometidos a regulación de precios de cada comuna corresponderá al promedio de lo informado para todo el segundo semestre de 2017⁷.

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 11: Factor de Intensidad y descuento

Ranking	Código Único Territorial	Comuna	Capacidad Instalada neta (MW)	N° Clientes	Factor intensidad [kW/N° Clientes Regulados]	Descuento Pe por RGL [%]
1	02102	Mejillones	3.142	3.471	905,30	35,00%
2	08308	Quilaco	1.476	1.783	827,63	35,00%
3	08314	Alto Biobío	1.191	1.568	759,63	35,00%
4	08302	Antuco	903	1.919	470,73	35,00%
5	06202	La Estrella	380	1.344	282,54	17,50%
6	03304	Huasco	751	3.888	193,22	17,50%
7	09205	Lonquimay	690	4.112	167,83	17,50%
8	02104	Taltal	588	3.894	150,90	17,50%
9	06203	Litueche	394	2.861	137,80	17,50%
10	07402	Colbún	1.186	8.901	133,24	17,50%
11	02301	Tocopilla	1.199	9.340	128,41	17,50%
12	03202	Diego de Almagro	348	3.466	100,50	17,50%
13	08311	Santa Bárbara	463	5.205	89,04	17,50%
14	03303	Freirina	184	2.443	75,48	17,50%
15	08309	Quilleco	251	3.709	67,66	8,75%
16	08303	Cabrero	703	11.274	62,38	8,75%
17	13203	San José de Maipo	282	5.068	55,70	8,75%
18	06113	Pichidegua	377	6.913	54,54	8,75%
19	05105	Puchuncaví	820	15.802	51,89	8,75%
20	07109	San Clemente	849	17.515	48,50	8,75%
21	04202	Canela	168	3.487	48,26	8,75%
22	05501	Quillota	1.623	34.159	47,50	8,75%
23	06107	Las Cabras	380	9.955	38,13	8,75%
24	06110	Mostazal	273	8.102	33,69	8,75%

⁷ 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. A su vez, los valores negativos informados en los campos de número de clientes, energía o potencia han sido reemplazados por ceros.

Ranking	Código Único Territorial	Comuna	Capacidad Instalada neta (MW)	N° Clientes	Factor intensidad [kW/N° Clientes Regulados]	Descuento Pe por RGL [%]
25	10304	Puyehue	119	4.350	27,28	8,75%
26	08415	Ránquil	61	2.618	23,30	8,75%
27	09209	Renaico	88	4.052	21,72	8,75%
28	04203	Los Vilos	239	11.238	21,28	8,75%
29	04104	La Higuera	41	1.970	20,85	8,75%
30	01405	Pica	44	2.194	20,02	8,75%
31	08102	Coronel	846	44.549	18,99	8,75%
32	10205	Dalcahue	101	5.583	18,09	8,75%
33	09110	Melipeuco	41	2.452	16,60	8,75%
34	05107	Quintero	255	15.850	16,10	8,75%
35	05703	Llailay	133	8.794	15,17	8,75%
36	03103	Tierra Amarilla	53	3.709	14,22	4,38%
37	06301	San Fernando	417	30.101	13,87	4,38%
38	08306	Nacimiento	126	9.728	12,99	4,38%
39	03201	Chañaral	65	5.114	12,71	4,38%
40	03101	Copiapó	647	54.397	11,90	4,38%
41	15201	Putre	11	917	11,82	4,38%
42	06108	Machalí	212	18.816	11,27	4,38%
43	13128	Renca	462	41.015	11,26	4,38%
44	03301	Vallenar	204	18.336	11,13	4,38%
45	04301	Ovalle	441	41.995	10,51	4,38%
46	14204	Río Bueno	119	12.469	9,52	4,38%
47	05301	Los Andes	211	26.117	8,08	4,38%
48	07308	Teno	77	10.656	7,26	4,38%
49	10302	Puerto Octay	23	3.290	6,94	4,38%
50	08304	Laja	59	9.103	6,51	4,38%
51	01401	Pozo Almonte	36	5.827	6,23	4,38%
52	06204	Marchihue	18	3.110	5,78	4,38%
53	06111	Olivar	22	3.815	5,77	4,38%
54	07408	Yerbas Buenas	37	6.604	5,59	4,38%
55	05304	San Esteban	40	7.182	5,54	4,38%
56	14108	Panguipulli	59	14.515	4,07	4,38%
57	08421	Yungay	33	8.195	4,03	4,38%
58	08202	Arauco	57	14.135	4,01	4,38%
59	08307	Negrete	14	3.496	3,95	4,38%
60	09202	Collipulli	33	8.988	3,67	4,38%
61	13202	Pirque	25	6.950	3,64	4,38%
62	01101	Iquique	229	63.504	3,61	4,38%
63	09108	Lautaro	50	13.929	3,58	4,38%
64	13303	Tiltil	20	6.075	3,33	4,38%
65	02201	Calama	158	48.961	3,22	4,38%
66	08201	Lebu	29	9.345	3,11	4,38%
67	14101	Valdivia	175	60.351	2,90	4,38%

Ranking	Código Único Territorial	Comuna	Capacidad Instalada neta (MW)	N° Clientes	Factor intensidad [kW/N° Clientes Regulados]	Descuento Pe por RGL [%]
68	05103	Concón	60	20.859	2,88	4,38%
69	13301	Colina	126	44.592	2,83	4,38%
70	10101	Puerto Montt	264	96.035	2,74	4,38%
71	04304	Punitaqui	12	4.428	2,71	4,38%
72	06116	Requínoa	21	8.129	2,60	4,38%

9. MECANISMO DE RECONOCIMIENTO DE GENERACIÓN LOCAL ADICIONAL

Para la aplicación de este mecanismo, se debe cuantificar la energía eléctrica generada por cada central conectada a los sistemas de capacidad instalada superior a 200 megawatts. Para efectos de este informe, se considera energía eléctrica generada por una central generadora aquella energía que ha inyectado al Sistema Eléctrico Nacional entre los meses de marzo de 2017 a febrero del 2018, en conformidad con lo establecido en el inciso sexto de artículo 157° de la Ley.

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 12: 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 al Sistema Eléctrico Nacional. Para efectos de este informe, se considera energía eléctrica generada por una central generadora aquella energía que ha inyectado al Sistema Eléctrico Nacional entre

los meses de marzo de 2017 a febrero del 2018, en conformidad con lo establecido en el inciso sexto de artículo 157° de la Ley.

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 al Coordinador 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 del sistema 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 Coordinador en respuesta a la solicitud realizada mediante la Oficio CNE N° 130, de fecha 6 de marzo de 2018.

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 13: Porcentaje de aporte y descuento

Ranking	Código Único Territorial	Comuna	Generación real bruta 12 meses (GWh)	% de total SIC+SING	Descuento Pe por RGL Adicional (%)
1	02102	Mejillones	12.026	16,34%	25,0%
2	05501	Quillota	7.369	10,01%	20,0%
3	05105	Puchuncaví	5.506	7,48%	15,0%
4	08102	Coronel	5.374	7,30%	15,0%
5	08308	Quilaco	4.832	6,57%	15,0%
6	02301	Tocopilla	4.776	6,49%	15,0%
7	07402	Colbún	3.933	5,34%	15,0%
8	08314	Alto Biobío	3.930	5,34%	15,0%
9*	03304	Huasco	3.671	4,99%	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 SEN, 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 sistema de transmisión zonal, e incorporando los cargos AR y CD_{rgl} (Cargo o Descuento RGL) 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° 303, de 26 de abril de 2018, 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 14: Precios en nivel distribución, AR y CD_{rgl}

Cod	Empresa	Sistema STx	Código Único Territorial	Comuna	AR base (\$/kWh)	AR (\$/kWh)	CD RGL base (\$/kWh)	CD RGL saldos (\$/kWh)	CD RGL diferencias (\$/kWh)	CD RGL (\$/kWh)	Pe (\$/kWh)	Pp (\$/kW/mes)
1	EMELARI	STX A	15101	Arica	4,389	1,296	0,983	0,000	0,049	1,031	58,657	6.585,64
1	EMELARI	STX A	15102	Camarones	4,389	1,296	0,983	0,000	0,051	1,033	58,659	6.585,64
1	EMELARI	STX A	*	*	4,389	1,296	0,983	0,000	0,000	0,983	58,609	6.585,64
2	ELIQSA	STX A	01107	Alto Hospicio	4,389	1,296	0,962	0,000	0,047	1,009	57,448	6.409,11
2	ELIQSA	STX A	01404	Huara	4,389	1,296	0,962	0,000	0,038	1,000	57,439	6.409,11
2	ELIQSA	STX A	01101	Iquique	4,389	1,296	-2,472	0,000	-0,063	-2,535	53,904	6.409,11
2	ELIQSA	STX A	01405	Pica	4,389	1,296	-4,938	0,000	-0,118	-5,056	51,383	6.409,11
2	ELIQSA	STX A	01401	Pozo Almonte	4,389	1,296	-2,472	0,000	-0,056	-2,528	53,911	6.409,11

Cod	Empresa	Sistema STx	Código Único Territorial	Comuna	AR base (\$/kWh)	AR (\$/kWh)	CD RGL base (\$/kWh)	CD RGL saldos (\$/kWh)	CD RGL diferencias (\$/kWh)	CD RGL (\$/kWh)	Pe (\$/kWh)	Pp (\$/kW/mes)
2	ELIQSA	STX A	*	*	4,389	1,296	0,962	0,000	0,000	0,962	57,401	6.409,11
3	ELECDA	STX B	02104	Taltal	4,436	1,479	-9,598	0,000	0,422	-9,176	45,668	6.087,25
3	ELECDA	STX B	*	*	4,436	1,479	0,935	0,000	0,000	0,935	55,779	6.087,25
3	ELECDA	STX A	02101	Antofagasta	4,389	1,464	0,925	0,000	0,043	0,969	55,237	6.055,18
3	ELECDA	STX A	02201	Calama	4,389	1,464	-2,377	0,000	-0,044	-2,421	51,847	6.055,18
3	ELECDA	STX A	02102	Mejillones	4,389	1,464	-32,561	0,000	-0,659	-33,220	21,048	6.055,18
3	ELECDA	STX A	02103	Sierra Gorda	4,389	1,464	0,925	0,000	0,037	0,963	55,231	6.055,18
3	ELECDA	STX A	02301	Tocopilla	4,389	1,464	-17,637	0,000	-0,394	-18,031	36,237	6.055,18
3	ELECDA	STX A	*	*	4,389	1,464	0,925	0,000	0,000	0,925	55,193	6.055,18
4	EMELAT	STX B	03302	Alto Del Carmen	-0,240	-3,196	0,947	0,000	0,047	0,994	56,563	5.343,18
4	EMELAT	STX B	03102	Caldera	-0,240	-3,196	0,947	0,000	0,037	0,984	56,553	5.343,18
4	EMELAT	STX B	03201	Chañaral	-0,240	-3,196	-2,434	0,000	-0,008	-2,442	53,127	5.343,18
4	EMELAT	STX B	03101	Copiapó	-0,240	-3,196	-2,434	0,000	-0,011	-2,445	53,124	5.343,18
4	EMELAT	STX B	03202	Diego De Almagro	-0,240	-3,196	-9,725	0,000	-0,047	-9,772	45,797	5.343,18
4	EMELAT	STX B	03303	Freirina	-0,240	-3,196	-9,725	0,000	0,033	-9,692	45,877	5.343,18
4	EMELAT	STX B	03304	Huasco	-0,240	-3,196	-13,892	0,000	-0,085	-13,977	41,592	5.343,18
4	EMELAT	STX B	03103	Tierra Amarilla	-0,240	-3,196	-2,434	0,000	-0,010	-2,444	53,125	5.343,18
4	EMELAT	STX B	03301	Vallenar	-0,240	-3,196	-2,434	0,000	-1,130	-3,564	52,005	5.343,18
4	EMELAT	STX B	*	*	-0,240	-3,196	0,947	0,000	0,000	0,947	56,516	5.343,18
6	CHILQUINTA	STX C	05502	Calera	0,078	-2,861	0,959	0,000	-0,005	0,954	57,205	5.777,18
6	CHILQUINTA	STX C	05302	Calle Larga	0,078	-2,861	0,959	0,000	-0,007	0,953	57,204	5.777,18
6	CHILQUINTA	STX C	05603	Cartagena	0,078	-2,861	0,959	0,000	-0,006	0,953	57,204	5.777,18
6	CHILQUINTA	STX C	05102	Casablanca	0,078	-2,861	0,959	0,000	-0,004	0,955	57,206	5.777,18
6	CHILQUINTA	STX C	05702	Catemu	0,078	-2,861	0,959	0,000	-0,007	0,952	57,203	5.777,18
6	CHILQUINTA	STX C	05103	Concón	0,078	-2,861	-2,464	0,000	0,102	-2,362	53,889	5.777,18
6	CHILQUINTA	STX C	05605	El Tabo	0,078	-2,861	0,959	0,000	-0,006	0,953	57,204	5.777,18
6	CHILQUINTA	STX C	05503	Hijuelas	0,078	-2,861	0,959	0,000	-0,008	0,952	57,203	5.777,18
6	CHILQUINTA	STX C	05504	La Cruz	0,078	-2,861	0,959	0,000	-0,007	0,953	57,204	5.777,18
6	CHILQUINTA	STX C	05802	Limache	0,078	-2,861	0,959	0,000	-0,005	0,954	57,205	5.777,18
6	CHILQUINTA	STX C	05703	Llaillay	0,078	-2,861	-4,922	0,000	0,250	-4,672	51,579	5.777,18
6	CHILQUINTA	STX C	05301	Los Andes	0,078	-2,861	-2,464	0,000	0,107	-2,357	53,894	5.777,18
6	CHILQUINTA	STX C	05506	Nogales	0,078	-2,861	0,959	0,000	-0,006	0,953	57,204	5.777,18
6	CHILQUINTA	STX C	05803	Olmué	0,078	-2,861	0,959	0,000	-0,006	0,953	57,204	5.777,18
6	CHILQUINTA	STX C	05704	Panquehue	0,078	-2,861	0,959	0,000	-0,007	0,952	57,203	5.777,18
6	CHILQUINTA	STX C	05105	Puchuncaví	0,078	-2,861	-13,360	0,000	0,742	-12,618	43,633	5.777,18
6	CHILQUINTA	STX C	05705	Putendo	0,078	-2,861	0,959	0,000	-0,006	0,953	57,204	5.777,18
6	CHILQUINTA	STX C	05501	Quillota	0,078	-2,861	-16,172	0,000	0,702	-15,470	40,781	5.777,18
6	CHILQUINTA	STX C	05801	Quilpué	0,078	-2,861	0,959	0,000	-0,005	0,955	57,206	5.777,18
6	CHILQUINTA	STX C	05107	Quintero	0,078	-2,861	-4,922	0,000	0,179	-4,743	51,508	5.777,18
6	CHILQUINTA	STX C	05303	Rinconada	0,078	-2,861	0,959	0,000	-0,005	0,954	57,205	5.777,18
6	CHILQUINTA	STX C	05601	San Antonio	0,078	-2,861	0,959	0,000	-0,004	0,955	57,206	5.777,18
6	CHILQUINTA	STX C	05304	San Esteban	0,078	-2,861	-2,464	0,000	0,146	-2,318	53,933	5.777,18
6	CHILQUINTA	STX C	05701	San Felipe	0,078	-2,861	0,959	0,000	-0,006	0,953	57,204	5.777,18
6	CHILQUINTA	STX C	05706	Santa María	0,078	-2,861	0,959	0,000	-0,008	0,952	57,203	5.777,18

Cod	Empresa	Sistema STx	Código Único Territorial	Comuna	AR base (\$/kWh)	AR (\$/kWh)	CD RGL base (\$/kWh)	CD RGL saldos (\$/kWh)	CD RGL diferencias (\$/kWh)	CD RGL (\$/kWh)	Pe (\$/kWh)	Pp (\$/kW/mes)
6	CHILQUINTA	STX C	05606	Santo Domingo	0,078	-2,861	0,959	0,000	-0,007	0,952	57,203	5.777,18
6	CHILQUINTA	STX C	05101	Valparaíso	0,078	-2,861	0,959	0,000	-0,005	0,955	57,206	5.777,18
6	CHILQUINTA	STX C	05804	Villa Alemana	0,078	-2,861	0,959	0,000	-0,004	0,955	57,206	5.777,18
6	CHILQUINTA	STX C	05109	Viña Del Mar	0,078	-2,861	0,959	0,000	-0,005	0,955	57,206	5.777,18
6	CHILQUINTA	STX C	*	*	0,078	-2,861	0,959	0,000	0,000	0,959	57,210	5.777,18
7	CONAFE	STX C	05801	Quilpué	-3,107	-6,048	0,961	0,000	0,004	0,965	57,314	5.537,75
7	CONAFE	STX C	05101	Valparaíso	-3,107	-6,048	0,961	0,000	0,006	0,966	57,315	5.537,75
7	CONAFE	STX C	05109	Viña Del Mar	-3,107	-6,048	0,961	0,000	0,005	0,966	57,315	5.537,75
7	CONAFE	STX C	*	*	-3,107	-6,048	0,961	0,000	0,000	0,961	57,310	5.537,75
7	CONAFE	STX B	04103	Andacollo	-3,126	-6,083	0,966	0,000	0,002	0,968	57,649	5.605,44
7	CONAFE	STX B	05402	Cabildo	-3,126	-6,083	0,966	0,000	0,003	0,970	57,651	5.605,44
7	CONAFE	STX B	04202	Canela	-3,126	-6,083	-4,960	0,000	0,187	-4,773	51,908	5.605,44
7	CONAFE	STX B	04302	Combarbalá	-3,126	-6,083	0,966	0,000	0,003	0,969	57,650	5.605,44
7	CONAFE	STX B	04102	Coquimbo	-3,126	-6,083	0,966	0,000	0,002	0,969	57,650	5.605,44
7	CONAFE	STX B	03303	Freirina	-3,126	-6,083	-9,919	0,000	0,003	-9,916	46,765	5.605,44
7	CONAFE	STX B	04201	Illapel	-3,126	-6,083	0,966	0,000	0,002	0,969	57,650	5.605,44
7	CONAFE	STX B	04104	La Higuera	-3,126	-6,083	-4,960	0,000	0,180	-4,780	51,901	5.605,44
7	CONAFE	STX B	05401	La Ligua	-3,126	-6,083	0,966	0,000	0,003	0,969	57,650	5.605,44
7	CONAFE	STX B	04101	La Serena	-3,126	-6,083	0,966	0,000	0,002	0,969	57,650	5.605,44
7	CONAFE	STX B	04203	Los Vilos	-3,126	-6,083	-4,960	0,000	0,187	-4,773	51,908	5.605,44
7	CONAFE	STX B	04303	Monte Patria	-3,126	-6,083	0,966	0,000	0,003	0,969	57,650	5.605,44
7	CONAFE	STX B	04301	Ovalle	-3,126	-6,083	-2,483	0,000	0,103	-2,380	54,301	5.605,44
7	CONAFE	STX B	04105	Paiguano	-3,126	-6,083	0,966	0,000	0,003	0,969	57,650	5.605,44
7	CONAFE	STX B	05403	Papudo	-3,126	-6,083	0,966	0,000	0,003	0,970	57,651	5.605,44
7	CONAFE	STX B	05404	Petorca	-3,126	-6,083	0,966	0,000	0,003	0,969	57,650	5.605,44
7	CONAFE	STX B	05105	Puchuncaví	-3,126	-6,083	-13,462	0,000	0,701	-12,761	43,920	5.605,44
7	CONAFE	STX B	04304	Punitaqui	-3,126	-6,083	-2,483	0,000	0,084	-2,399	54,282	5.605,44
7	CONAFE	STX B	04305	Río Hurtado	-3,126	-6,083	0,966	0,000	0,003	0,970	57,651	5.605,44
7	CONAFE	STX B	04204	Salamanca	-3,126	-6,083	0,966	0,000	0,002	0,969	57,650	5.605,44
7	CONAFE	STX B	04106	Vicuña	-3,126	-6,083	0,966	0,000	0,002	0,969	57,650	5.605,44
7	CONAFE	STX B	05405	Zapallar	-3,126	-6,083	0,966	0,000	0,003	0,970	57,651	5.605,44
7	CONAFE	STX B	*	*	-3,126	-6,083	0,966	0,000	0,000	0,966	57,647	5.605,44
8	EMELCA	STX C	05102	Casablanca	-6,453	-9,393	0,950	0,000	0,000	0,950	56,665	5.707,45
8	EMELCA	STX C	*	*	-6,453	-9,393	0,950	0,000	0,000	0,950	56,665	5.707,45
9	LITORAL	STX C	05602	Algarrobo	0,075	-2,864	0,950	0,000	-0,009	0,941	56,656	5.661,92
9	LITORAL	STX C	05603	Cartagena	0,075	-2,864	0,950	0,000	-0,008	0,942	56,657	5.661,92
9	LITORAL	STX C	05102	Casablanca	0,075	-2,864	0,950	0,000	-0,008	0,942	56,657	5.661,92
9	LITORAL	STX C	05604	El Quisco	0,075	-2,864	0,950	0,000	-0,008	0,942	56,657	5.661,92
9	LITORAL	STX C	05605	El Tabo	0,075	-2,864	0,950	0,000	-0,009	0,941	56,656	5.661,92
9	LITORAL	STX C	*	*	0,075	-2,864	0,950	0,000	0,000	0,950	56,665	5.661,92
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	STX C	13303	Tiltil	4,410	1,471	-2,097	0,000	-0,104	-2,201	45,684	5.365,69
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	STX C	*	*	4,410	1,471	0,816	0,000	0,000	0,816	48,701	5.365,69
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	STX D	13102	Cerrillos	4,461	1,488	0,826	0,000	0,001	0,827	49,262	5.366,09
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	STX D	13103	Cerro Navia	4,461	1,488	0,826	0,000	0,001	0,827	49,262	5.366,09

Cod	Empresa	Sistema STx	Código Único Territorial	Comuna	AR base (\$/kWh)	AR (\$/kWh)	CD RGL base (\$/kWh)	CD RGL saldos (\$/kWh)	CD RGL diferencias (\$/kWh)	CD RGL (\$/kWh)	Pe (\$/kWh)	Pp (\$/kW/mes)
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	STX D	13301	Colina	4,461	1,488	-2,121	0,000	-0,058	-2,179	46,256	5.366,09
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	STX D	13104	Conchalí	4,461	1,488	0,826	0,000	0,001	0,827	49,262	5.366,09
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	STX D	13106	Estación Central	4,461	1,488	0,826	0,000	0,023	0,849	49,284	5.366,09
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	STX D	13107	Huechuraba	4,461	1,488	0,826	0,000	0,007	0,833	49,268	5.366,09
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	STX D	13108	Independencia	4,461	1,488	0,826	0,000	0,081	0,907	49,342	5.366,09
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	STX D	13109	La Cisterna	4,461	1,488	0,826	0,000	0,035	0,861	49,296	5.366,09
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	STX D	13110	La Florida	4,461	1,488	0,826	0,000	0,022	0,847	49,282	5.366,09
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	STX D	13111	La Granja	4,461	1,488	0,826	0,000	0,001	0,827	49,262	5.366,09
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	STX D	13113	La Reina	4,461	1,488	0,826	0,000	0,027	0,853	49,288	5.366,09
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	STX D	13302	Lampa	4,461	1,488	0,826	0,000	0,003	0,829	49,264	5.366,09
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	STX D	13114	Las Condes	4,461	1,488	0,826	0,000	0,033	0,859	49,294	5.366,09
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	STX D	13115	Lo Barnechea	4,461	1,488	0,826	0,000	0,042	0,868	49,303	5.366,09
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	STX D	13116	Lo Espejo	4,461	1,488	0,826	0,000	0,001	0,827	49,262	5.366,09
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	STX D	13117	Lo Prado	4,461	1,488	0,826	0,000	0,002	0,828	49,263	5.366,09
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	STX D	13118	Macul	4,461	1,488	0,826	0,000	0,038	0,864	49,299	5.366,09
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	STX D	13119	Maipú	4,461	1,488	0,826	0,000	0,004	0,829	49,264	5.366,09
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	STX D	13120	Nuñoa	4,461	1,488	0,826	0,000	0,083	0,909	49,344	5.366,09
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	STX D	13121	Pedro Aguirre Cerda	4,461	1,488	0,826	0,000	0,002	0,827	49,262	5.366,09
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	STX D	13122	Peñalolén	4,461	1,488	0,826	0,000	0,016	0,841	49,276	5.366,09
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	STX D	13123	Providencia	4,461	1,488	0,826	0,000	0,026	0,852	49,287	5.366,09
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	STX D	13124	Pudahuel	4,461	1,488	0,826	0,000	0,004	0,830	49,265	5.366,09
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	STX D	13125	Quilicura	4,461	1,488	0,826	0,000	0,001	0,827	49,262	5.366,09
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	STX D	13126	Quinta Normal	4,461	1,488	0,826	0,000	0,027	0,853	49,288	5.366,09
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	STX D	13127	Recoleta	4,461	1,488	0,826	0,000	0,037	0,863	49,298	5.366,09
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	STX D	13128	Renca	4,461	1,488	-2,121	0,000	-0,063	-2,184	46,251	5.366,09
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	STX D	13129	San Joaquín	4,461	1,488	0,826	0,000	0,021	0,847	49,282	5.366,09
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	STX D	13130	San Miguel	4,461	1,488	0,826	0,000	0,045	0,871	49,306	5.366,09
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	STX D	13131	San Ramón	4,461	1,488	0,826	0,000	0,001	0,827	49,262	5.366,09
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	STX D	13101	Santiago	4,461	1,488	0,826	0,000	0,118	0,943	49,378	5.366,09
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	STX D	13303	Tiltil	4,461	1,488	-2,121	0,000	-0,104	-2,225	46,210	5.366,09
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	STX D	13132	Vitacura	4,461	1,488	0,826	0,000	0,061	0,887	49,322	5.366,09
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	STX D	*	*	4,461	1,488	0,826	0,000	0,000	0,826	49,261	5.366,09
12	EEC	STX D	13301	Colina	4,461	1,488	-2,125	0,000	-1,616	-3,741	44,776	5.375,87
12	EEC	STX D	*	*	4,461	1,488	0,827	0,000	0,000	0,827	49,344	5.375,87
13	TIL TIL	STX C	05703	Llaillay	4,410	1,471	-4,235	0,000	0,354	-3,881	44,520	5.423,29
13	TIL TIL	STX C	13303	Tiltil	4,410	1,471	-2,120	0,000	0,143	-1,977	46,424	5.423,29
13	TIL TIL	STX C	*	*	4,410	1,471	0,825	0,000	0,000	0,825	49,226	5.423,29
13	TIL TIL	STX D	13303	Tiltil	4,461	1,488	-2,144	0,000	0,143	-2,001	46,956	5.423,72
13	TIL TIL	STX D	*	*	4,461	1,488	0,835	0,000	0,000	0,835	49,792	5.423,72
14	EEPA	STX D	13201	Puente Alto	4,461	1,488	0,785	0,000	-0,015	0,770	46,787	5.290,80
14	EEPA	STX D	*	*	4,461	1,488	0,785	0,000	0,000	0,785	46,802	5.290,80
15	LUZ ANDES	STX D	13115	Lo Barnechea	4,461	1,488	0,825	0,000	0,476	1,301	49,682	5.357,04
15	LUZ ANDES	STX D	*	*	4,461	1,488	0,825	0,000	0,000	0,825	49,206	5.357,04
18	CGED	STX E	13502	Alhué	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,030	0,882	54,351	5.454,39

Cod	Empresa	Sistema STx	Código Único Territorial	Comuna	AR base (\$/kWh)	AR (\$/kWh)	CD RGL base (\$/kWh)	CD RGL saldos (\$/kWh)	CD RGL diferencias (\$/kWh)	CD RGL (\$/kWh)	Pe (\$/kWh)	Pp (\$/kW/mes)
18	CGED	STX E	13402	Buin	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,018	0,894	54,363	5.454,39
18	CGED	STX E	05603	Cartagena	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,005	0,906	54,375	5.454,39
18	CGED	STX E	07201	Cauquenes	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,022	0,889	54,358	5.454,39
18	CGED	STX E	07202	Chanco	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,016	0,896	54,365	5.454,39
18	CGED	STX E	06302	Chépica	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,025	0,887	54,356	5.454,39
18	CGED	STX E	08103	Chiguayante	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,007	0,905	54,374	5.454,39
18	CGED	STX E	08401	Chillán	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,015	0,897	54,366	5.454,39
18	CGED	STX E	08406	Chillán Viejo	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,017	0,895	54,364	5.454,39
18	CGED	STX E	06303	Chimbarongo	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,021	0,891	54,360	5.454,39
18	CGED	STX E	08403	Cobquecura	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,019	0,893	54,362	5.454,39
18	CGED	STX E	06102	Codegua	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,025	0,887	54,356	5.454,39
18	CGED	STX E	08404	Coelemu	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,005	0,907	54,376	5.454,39
18	CGED	STX E	08405	Coihueco	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,017	0,894	54,363	5.454,39
18	CGED	STX E	06103	Coinco	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,020	0,892	54,361	5.454,39
18	CGED	STX E	07402	Colbún	-7,066	-10,041	-17,377	0,000	2,364	-15,013	38,456	5.454,39
18	CGED	STX E	06104	Coltauco	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,026	0,886	54,355	5.454,39
18	CGED	STX E	08101	Concepción	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,006	0,906	54,375	5.454,39
18	CGED	STX E	07102	Constitución	-7,066	-10,041	0,912	0,000	0,124	1,036	54,505	5.454,39
18	CGED	STX E	08102	Coronel	-7,066	-10,041	-12,699	0,000	0,570	-12,129	41,340	5.454,39
18	CGED	STX E	09104	Curarrehue	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,005	0,906	54,375	5.454,39
18	CGED	STX E	07103	Curepto	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,023	0,888	54,357	5.454,39
18	CGED	STX E	07301	Curicó	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,016	0,896	54,365	5.454,39
18	CGED	STX E	06105	Dofñihue	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,019	0,893	54,362	5.454,39
18	CGED	STX E	13602	El Monte	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,011	0,901	54,370	5.454,39
18	CGED	STX E	07104	Empedrado	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,016	0,896	54,365	5.454,39
18	CGED	STX E	08104	Florida	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,007	0,904	54,373	5.454,39
18	CGED	STX E	09105	Freire	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,009	0,903	54,372	5.454,39
18	CGED	STX E	06106	Graneros	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,016	0,895	54,364	5.454,39
18	CGED	STX E	07302	Hualañé	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,016	0,896	54,365	5.454,39
18	CGED	STX E	08112	Hualpén	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,006	0,906	54,375	5.454,39
18	CGED	STX E	08105	Hualqui	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,006	0,906	54,375	5.454,39
18	CGED	STX E	13603	Isla De Maipo	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,017	0,895	54,364	5.454,39
18	CGED	STX E	06202	La Estrella	-7,066	-10,041	-9,357	0,000	1,334	-8,023	45,446	5.454,39
18	CGED	STX E	06107	Las Cabras	-7,066	-10,041	-4,679	0,000	0,506	-4,173	49,296	5.454,39
18	CGED	STX E	09108	Lautaro	-7,066	-10,041	-2,342	0,000	0,092	-2,250	51,219	5.454,39
18	CGED	STX E	07303	Licantén	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,020	0,892	54,361	5.454,39
18	CGED	STX E	07401	Linares	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,016	0,896	54,365	5.454,39
18	CGED	STX E	06203	Litueche	-7,066	-10,041	-9,357	0,000	0,964	-8,393	45,076	5.454,39
18	CGED	STX E	06304	Lolol	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,033	0,879	54,348	5.454,39
18	CGED	STX E	09109	Loncoche	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,008	0,904	54,373	5.454,39
18	CGED	STX E	07403	Longaví	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,015	0,896	54,365	5.454,39
18	CGED	STX E	08301	Los Ángeles	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,006	0,905	54,374	5.454,39
18	CGED	STX E	06108	Machali	-7,066	-10,041	-2,342	0,000	0,117	-2,225	51,244	5.454,39
18	CGED	STX E	06109	Malloa	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,023	0,889	54,358	5.454,39

Cod	Empresa	Sistema STx	Código Único Territorial	Comuna	AR base (\$/kWh)	AR (\$/kWh)	CD RGL base (\$/kWh)	CD RGL saldos (\$/kWh)	CD RGL diferencias (\$/kWh)	CD RGL (\$/kWh)	Pe (\$/kWh)	Pp (\$/kW/mes)
18	CGED	STX E	06204	Marchihue	-7,066	-10,041	-2,342	0,000	0,242	-2,100	51,369	5.454,39
18	CGED	STX E	13504	María Pinto	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,028	0,884	54,353	5.454,39
18	CGED	STX E	07105	Maule	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,016	0,896	54,365	5.454,39
18	CGED	STX E	13501	Melipilla	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,017	0,895	54,364	5.454,39
18	CGED	STX E	07304	Molina	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,023	0,889	54,358	5.454,39
18	CGED	STX E	06110	Mostazal	-7,066	-10,041	-4,679	0,000	0,339	-4,340	49,129	5.454,39
18	CGED	STX E	08305	Mulchén	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,009	0,902	54,371	5.454,39
18	CGED	STX E	06305	Nancagua	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,020	0,892	54,361	5.454,39
18	CGED	STX E	06205	Navidad	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,022	0,890	54,359	5.454,39
18	CGED	STX E	08408	Ninhue	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,013	0,898	54,367	5.454,39
18	CGED	STX E	08409	Ñiquén	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,017	0,894	54,363	5.454,39
18	CGED	STX E	06111	Olivar	-7,066	-10,041	-2,342	0,000	0,160	-2,182	51,287	5.454,39
18	CGED	STX E	09112	Padre Las Casas	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,006	0,905	54,374	5.454,39
18	CGED	STX E	13404	Paine	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,018	0,894	54,363	5.454,39
18	CGED	STX E	06306	Palmilla	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,029	0,882	54,351	5.454,39
18	CGED	STX E	06206	Paredones	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,025	0,887	54,356	5.454,39
18	CGED	STX E	07404	Parral	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,018	0,893	54,362	5.454,39
18	CGED	STX E	07106	Pelarco	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,027	0,884	54,353	5.454,39
18	CGED	STX E	07203	Pelluhue	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,022	0,890	54,359	5.454,39
18	CGED	STX E	07107	Pencahue	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,035	0,876	54,345	5.454,39
18	CGED	STX E	08107	Penco	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,005	0,907	54,376	5.454,39
18	CGED	STX E	13605	Peñaflor	-7,066	-10,041	0,912	0,000	0,009	0,920	54,389	5.454,39
18	CGED	STX E	06307	Peralillo	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,035	0,877	54,346	5.454,39
18	CGED	STX E	06112	Peumo	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,023	0,889	54,358	5.454,39
18	CGED	STX E	06113	Pichidegua	-7,066	-10,041	-4,679	0,000	0,447	-4,232	49,237	5.454,39
18	CGED	STX E	06201	Pichilemu	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,019	0,893	54,362	5.454,39
18	CGED	STX E	08411	Pinto	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,018	0,894	54,363	5.454,39
18	CGED	STX E	09114	Pitrufquén	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,007	0,904	54,373	5.454,39
18	CGED	STX E	06308	Placilla	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,020	0,892	54,361	5.454,39
18	CGED	STX E	08412	Portezuelo	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,017	0,894	54,363	5.454,39
18	CGED	STX E	09115	Pucón	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,007	0,904	54,373	5.454,39
18	CGED	STX E	06309	Pumanque	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,041	0,871	54,340	5.454,39
18	CGED	STX E	06114	Quinta De Tilcoco	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,022	0,889	54,358	5.454,39
18	CGED	STX E	08414	Quirihue	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,015	0,897	54,366	5.454,39
18	CGED	STX E	06101	Rancagua	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,016	0,896	54,365	5.454,39
18	CGED	STX E	08415	Ránquil	-7,066	-10,041	-4,679	0,000	0,282	-4,397	49,072	5.454,39
18	CGED	STX E	07305	Rauco	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,024	0,887	54,356	5.454,39
18	CGED	STX E	06115	Rengo	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,019	0,892	54,361	5.454,39
18	CGED	STX E	06116	Requinoa	-7,066	-10,041	-2,342	0,000	0,198	-2,144	51,325	5.454,39
18	CGED	STX E	07405	Retiro	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,021	0,890	54,359	5.454,39
18	CGED	STX E	07108	Río Claro	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,036	0,876	54,345	5.454,39
18	CGED	STX E	07306	Romeral	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,022	0,890	54,359	5.454,39
18	CGED	STX E	07307	Sagrada Familia	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,020	0,892	54,361	5.454,39
18	CGED	STX E	05601	San Antonio	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,012	0,899	54,368	5.454,39

Cod	Empresa	Sistema STx	Código Único Territorial	Comuna	AR base (\$/kWh)	AR (\$/kWh)	CD RGL base (\$/kWh)	CD RGL saldos (\$/kWh)	CD RGL diferencias (\$/kWh)	CD RGL (\$/kWh)	Pe (\$/kWh)	Pp (\$/kW/mes)
18	CGED	STX E	08416	San Carlos	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,018	0,894	54,363	5.454,39
18	CGED	STX E	07109	San Clemente	-7,066	-10,041	-4,679	0,000	3,049	-1,630	51,839	5.454,39
18	CGED	STX E	08417	San Fabián	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,016	0,895	54,364	5.454,39
18	CGED	STX E	06301	San Fernando	-7,066	-10,041	-2,342	0,000	0,152	-2,190	51,279	5.454,39
18	CGED	STX E	07406	San Javier	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,019	0,893	54,362	5.454,39
18	CGED	STX E	08419	San Nicolás	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,019	0,892	54,361	5.454,39
18	CGED	STX E	13505	San Pedro	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,023	0,889	54,358	5.454,39
18	CGED	STX E	08108	San Pedro de la Paz	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,006	0,905	54,374	5.454,39
18	CGED	STX E	07110	San Rafael	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,033	0,879	54,348	5.454,39
18	CGED	STX E	06117	San Vicente	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,021	0,891	54,360	5.454,39
18	CGED	STX E	06310	Santa Cruz	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,019	0,892	54,361	5.454,39
18	CGED	STX E	05606	Santo Domingo	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,018	0,894	54,363	5.454,39
18	CGED	STX E	13601	Talagante	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,005	0,907	54,376	5.454,39
18	CGED	STX E	07101	Talca	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,015	0,897	54,366	5.454,39
18	CGED	STX E	08110	Talcahuano	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,006	0,906	54,375	5.454,39
18	CGED	STX E	09101	Temuco	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,006	0,906	54,375	5.454,39
18	CGED	STX E	07308	Teno	-7,066	-10,041	-2,342	0,000	0,157	-2,185	51,284	5.454,39
18	CGED	STX E	08111	Tomé	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,007	0,905	54,374	5.454,39
18	CGED	STX E	08420	Treguaco	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,016	0,896	54,365	5.454,39
18	CGED	STX E	07309	Vichuquén	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,018	0,894	54,363	5.454,39
18	CGED	STX E	09119	Vilcún	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,040	0,872	54,341	5.454,39
18	CGED	STX E	07407	Villa Alegre	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,017	0,894	54,363	5.454,39
18	CGED	STX E	09120	Villarrica	-7,066	-10,041	0,912	0,000	-0,007	0,904	54,373	5.454,39
18	CGED	STX E	07408	Yerbas Buenas	-7,066	-10,041	-2,342	0,000	0,172	-2,170	51,299	5.454,39
18	CGED	STX E	*	*	-7,066	-10,041	0,912	0,000	0,000	0,912	54,381	5.454,39
18	CGED	STX D	13403	Calera De Tango	-7,063	-10,037	0,911	0,000	0,011	0,922	54,368	5.373,08
18	CGED	STX D	13503	Curacaví	-7,063	-10,037	0,911	0,000	0,010	0,921	54,367	5.373,08
18	CGED	STX D	13105	El Bosque	-7,063	-10,037	0,911	0,000	0,009	0,920	54,366	5.373,08
18	CGED	STX D	13112	La Pintana	-7,063	-10,037	0,911	0,000	0,009	0,920	54,366	5.373,08
18	CGED	STX D	13504	María Pinto	-7,063	-10,037	0,911	0,000	-0,028	0,883	54,329	5.373,08
18	CGED	STX D	13604	Padre Hurtado	-7,063	-10,037	0,911	0,000	0,009	0,921	54,367	5.373,08
18	CGED	STX D	13605	Peñaflor	-7,063	-10,037	0,911	0,000	0,009	0,920	54,366	5.373,08
18	CGED	STX D	13202	Pirque	-7,063	-10,037	-2,341	0,000	0,116	-2,225	51,221	5.373,08
18	CGED	STX D	13201	Puente Alto	-7,063	-10,037	0,911	0,000	0,008	0,920	54,366	5.373,08
18	CGED	STX D	13401	San Bernardo	-7,063	-10,037	0,911	0,000	0,008	0,919	54,365	5.373,08
18	CGED	STX D	13203	San José De Maipo	-7,063	-10,037	-4,677	0,000	0,125	-4,552	48,894	5.373,08
18	CGED	STX D	13601	Talagante	-7,063	-10,037	0,911	0,000	-0,005	0,906	54,352	5.373,08
18	CGED	STX D	*	*	-7,063	-10,037	0,911	0,000	0,000	0,911	54,357	5.373,08
20	COOPERSOL	STX A	15201	Putre	4,389	1,296	-2,048	0,000	0,000	-2,048	44,715	5.622,50
20	COOPERSOL	STX A	*	*	4,389	1,296	0,797	0,000	0,000	0,797	47,560	5.622,50
21	COOPELAN	STX E	08304	Laja	3,919	0,944	-2,253	0,000	0,184	-2,069	49,367	5.324,85
21	COOPELAN	STX E	08301	Los Ángeles	3,919	0,944	0,877	0,000	-0,024	0,853	52,289	5.324,85
21	COOPELAN	STX E	08305	Mulchén	3,919	0,944	0,877	0,000	-0,019	0,858	52,294	5.324,85
21	COOPELAN	STX E	08309	Quilleco	3,919	0,944	-4,501	0,000	0,365	-4,136	47,300	5.324,85

Cod	Empresa	Sistema STx	Código Único Territorial	Comuna	AR base (\$/kWh)	AR (\$/kWh)	CD RGL base (\$/kWh)	CD RGL saldos (\$/kWh)	CD RGL diferencias (\$/kWh)	CD RGL (\$/kWh)	Pe (\$/kWh)	Pp (\$/kW/mes)
21	COOPELAN	STX E	08311	Santa Bárbara	3,919	0,944	-9,001	0,000	0,753	-8,248	43,188	5.324,85
21	COOPELAN	STX E	*	*	3,919	0,944	0,877	0,000	0,000	0,877	52,313	5.324,85
22	FRONTEL	STX E	08314	Alto Biobío	4,463	1,488	-24,913	0,000	0,898	-24,015	25,811	5.383,62
22	FRONTEL	STX E	09201	Angol	4,463	1,488	0,850	0,000	-0,019	0,831	50,657	5.383,62
22	FRONTEL	STX E	08302	Antuco	4,463	1,488	-17,439	0,000	1,194	-16,245	33,581	5.383,62
22	FRONTEL	STX E	08202	Arauco	4,463	1,488	-2,182	0,000	0,120	-2,062	47,764	5.383,62
22	FRONTEL	STX E	08402	Bulnes	4,463	1,488	0,850	0,000	-0,029	0,820	50,646	5.383,62
22	FRONTEL	STX E	08303	Cabrero	4,463	1,488	-4,360	0,000	0,278	-4,082	45,744	5.383,62
22	FRONTEL	STX E	08203	Cañete	4,463	1,488	0,850	0,000	-0,018	0,831	50,657	5.383,62
22	FRONTEL	STX E	09102	Carahue	4,463	1,488	0,850	0,000	-0,019	0,831	50,657	5.383,62
22	FRONTEL	STX E	08406	Chillán Viejo	4,463	1,488	0,850	0,000	0,000	0,850	50,676	5.383,62
22	FRONTEL	STX E	09121	Cholchol	4,463	1,488	0,850	0,000	-0,016	0,834	50,660	5.383,62
22	FRONTEL	STX E	09202	Collipulli	4,463	1,488	-2,182	0,000	0,133	-2,049	47,777	5.383,62
22	FRONTEL	STX E	08204	Contulmo	4,463	1,488	0,850	0,000	-0,015	0,834	50,660	5.383,62
22	FRONTEL	STX E	08102	Coronel	4,463	1,488	-11,834	0,000	0,606	-11,228	38,598	5.383,62
22	FRONTEL	STX E	09103	Cunco	4,463	1,488	0,850	0,000	-0,019	0,831	50,657	5.383,62
22	FRONTEL	STX E	09203	Curacautín	4,463	1,488	0,850	0,000	-0,017	0,833	50,659	5.383,62
22	FRONTEL	STX E	08205	Curanilahue	4,463	1,488	0,850	0,000	-0,018	0,831	50,657	5.383,62
22	FRONTEL	STX E	08407	El Carmen	4,463	1,488	0,850	0,000	-0,030	0,820	50,646	5.383,62
22	FRONTEL	STX E	09204	Ercilla	4,463	1,488	0,850	0,000	-0,013	0,836	50,662	5.383,62
22	FRONTEL	STX E	08104	Florida	4,463	1,488	0,850	0,000	-0,029	0,821	50,647	5.383,62
22	FRONTEL	STX E	09105	Freire	4,463	1,488	0,850	0,000	0,008	0,858	50,684	5.383,62
22	FRONTEL	STX E	09106	Galvarino	4,463	1,488	0,850	0,000	-0,018	0,831	50,657	5.383,62
22	FRONTEL	STX E	09107	Gorbea	4,463	1,488	0,850	0,000	-0,019	0,831	50,657	5.383,62
22	FRONTEL	STX E	08105	Hualqui	4,463	1,488	0,850	0,000	-0,021	0,828	50,654	5.383,62
22	FRONTEL	STX E	08304	Laja	4,463	1,488	-2,182	0,000	0,150	-2,032	47,794	5.383,62
22	FRONTEL	STX E	09108	Lautaro	4,463	1,488	-2,182	0,000	0,119	-2,063	47,763	5.383,62
22	FRONTEL	STX E	08201	Lebu	4,463	1,488	-2,182	0,000	0,134	-2,048	47,778	5.383,62
22	FRONTEL	STX E	09205	Lonquimay	4,463	1,488	-8,720	0,000	0,528	-8,192	41,634	5.383,62
22	FRONTEL	STX E	08206	Los Álamos	4,463	1,488	0,850	0,000	-0,019	0,831	50,657	5.383,62
22	FRONTEL	STX E	08301	Los Ángeles	4,463	1,488	0,850	0,000	-0,018	0,832	50,658	5.383,62
22	FRONTEL	STX E	09206	Los Sauces	4,463	1,488	0,850	0,000	-0,014	0,836	50,662	5.383,62
22	FRONTEL	STX E	08106	Lota	4,463	1,488	0,850	0,000	-0,017	0,833	50,659	5.383,62
22	FRONTEL	STX E	09207	Lumaco	4,463	1,488	0,850	0,000	-0,020	0,829	50,655	5.383,62
22	FRONTEL	STX E	09110	Melipeuco	4,463	1,488	-4,360	0,000	0,333	-4,027	45,799	5.383,62
22	FRONTEL	STX E	08305	Mulchén	4,463	1,488	0,850	0,000	-0,023	0,827	50,653	5.383,62
22	FRONTEL	STX E	08306	Nacimiento	4,463	1,488	-2,182	0,000	0,126	-2,056	47,770	5.383,62
22	FRONTEL	STX E	08307	Negrete	4,463	1,488	-2,182	0,000	0,158	-2,024	47,802	5.383,62
22	FRONTEL	STX E	09111	Nueva Imperial	4,463	1,488	0,850	0,000	-0,017	0,833	50,659	5.383,62
22	FRONTEL	STX E	09112	Padre Las Casas	4,463	1,488	0,850	0,000	-0,016	0,834	50,660	5.383,62
22	FRONTEL	STX E	08410	Pemuco	4,463	1,488	0,850	0,000	-0,036	0,814	50,640	5.383,62
22	FRONTEL	STX E	09113	Perquenco	4,463	1,488	0,850	0,000	-0,018	0,831	50,657	5.383,62
22	FRONTEL	STX E	08411	Pinto	4,463	1,488	0,850	0,000	-0,016	0,833	50,659	5.383,62
22	FRONTEL	STX E	09114	Pitrufquén	4,463	1,488	0,850	0,000	-0,017	0,833	50,659	5.383,62

Cod	Empresa	Sistema STx	Código Único Territorial	Comuna	AR base (\$/kWh)	AR (\$/kWh)	CD RGL base (\$/kWh)	CD RGL saldos (\$/kWh)	CD RGL diferencias (\$/kWh)	CD RGL (\$/kWh)	Pe (\$/kWh)	Pp (\$/kW/mes)
22	FRONTEL	STX E	09115	Pucón	4,463	1,488	0,850	0,000	0,000	0,850	50,676	5.383,62
22	FRONTEL	STX E	09208	Purén	4,463	1,488	0,850	0,000	-0,019	0,831	50,657	5.383,62
22	FRONTEL	STX E	08308	Quilaco	4,463	1,488	-24,913	0,000	1,690	-23,223	26,603	5.383,62
22	FRONTEL	STX E	08309	Quilleco	4,463	1,488	-4,360	0,000	0,324	-4,036	45,790	5.383,62
22	FRONTEL	STX E	08413	Quillón	4,463	1,488	0,850	0,000	-0,036	0,814	50,640	5.383,62
22	FRONTEL	STX E	08415	Ránquil	4,463	1,488	-4,360	0,000	0,262	-4,098	45,728	5.383,62
22	FRONTEL	STX E	09209	Renaico	4,463	1,488	-4,360	0,000	0,460	-3,900	45,926	5.383,62
22	FRONTEL	STX E	09116	Saavedra	4,463	1,488	0,850	0,000	-0,018	0,832	50,658	5.383,62
22	FRONTEL	STX E	08418	San Ignacio	4,463	1,488	0,850	0,000	-0,033	0,817	50,643	5.383,62
22	FRONTEL	STX E	08310	San Rosendo	4,463	1,488	0,850	0,000	-0,024	0,825	50,651	5.383,62
22	FRONTEL	STX E	08311	Santa Bárbara	4,463	1,488	-8,720	0,000	0,530	-8,190	41,636	5.383,62
22	FRONTEL	STX E	08109	Santa Juana	4,463	1,488	0,850	0,000	-0,030	0,820	50,646	5.383,62
22	FRONTEL	STX E	09101	Temuco	4,463	1,488	0,850	0,000	-0,017	0,833	50,659	5.383,62
22	FRONTEL	STX E	09117	Teodoro Schmidt	4,463	1,488	0,850	0,000	-0,019	0,830	50,656	5.383,62
22	FRONTEL	STX E	08207	Tirúa	4,463	1,488	0,850	0,000	-0,015	0,834	50,660	5.383,62
22	FRONTEL	STX E	09118	Toltén	4,463	1,488	0,850	0,000	-0,017	0,832	50,658	5.383,62
22	FRONTEL	STX E	08111	Tomé	4,463	1,488	0,850	0,000	-0,033	0,817	50,643	5.383,62
22	FRONTEL	STX E	09210	Traiguén	4,463	1,488	0,850	0,000	-0,021	0,829	50,655	5.383,62
22	FRONTEL	STX E	08312	Tucapel	4,463	1,488	0,850	0,000	-0,033	0,817	50,643	5.383,62
22	FRONTEL	STX E	09211	Victoria	4,463	1,488	0,850	0,000	-0,018	0,831	50,657	5.383,62
22	FRONTEL	STX E	09119	Vilcún	4,463	1,488	0,850	0,000	-0,017	0,833	50,659	5.383,62
22	FRONTEL	STX E	09120	Villarrica	4,463	1,488	0,850	0,000	-0,011	0,839	50,665	5.383,62
22	FRONTEL	STX E	08313	Yumbel	4,463	1,488	0,850	0,000	-0,028	0,822	50,648	5.383,62
22	FRONTEL	STX E	08421	Yungay	4,463	1,488	-2,182	0,000	0,206	-1,976	47,850	5.383,62
22	FRONTEL	STX E	*	*	4,463	1,488	0,850	0,000	0,000	0,850	50,676	5.383,62
23	SAESA	STX E	09107	Gorbea	4,463	1,488	0,913	0,000	-0,060	0,852	54,393	5.365,65
23	SAESA	STX E	14103	Lanco	4,463	1,488	0,913	0,000	-0,045	0,868	54,409	5.365,65
23	SAESA	STX E	09109	Loncoche	4,463	1,488	0,913	0,000	-0,051	0,862	54,403	5.365,65
23	SAESA	STX E	14104	Los Lagos	4,463	1,488	0,913	0,000	-0,058	0,855	54,396	5.365,65
23	SAESA	STX E	14106	Mariquina	4,463	1,488	0,913	0,000	-0,052	0,861	54,402	5.365,65
23	SAESA	STX E	14108	Panguipulli	4,463	1,488	-2,345	0,000	0,272	-2,073	51,468	5.365,65
23	SAESA	STX E	14204	Río Bueno	4,463	1,488	-2,345	0,000	0,250	-2,095	51,446	5.365,65
23	SAESA	STX E	14101	Valdivia	4,463	1,488	-2,345	0,000	0,196	-2,149	51,392	5.365,65
23	SAESA	STX E	09120	Villarrica	4,463	1,488	0,913	0,000	-0,093	0,820	54,361	5.365,65
23	SAESA	STX E	*	*	4,463	1,488	0,913	0,000	0,000	0,913	54,454	5.365,65
23	SAESA	STX B	02101	Antofagasta	4,436	1,479	0,907	0,000	0,000	0,907	54,128	5.372,31
23	SAESA	STX B	02104	Taltal	4,436	1,479	-9,314	0,000	0,000	-9,314	43,907	5.372,31
23	SAESA	STX B	*	*	4,436	1,479	0,907	0,000	0,000	0,907	54,128	5.372,31
23	SAESA	STX F	10202	Ancud	4,389	1,463	0,919	0,000	-0,061	0,858	54,749	5.384,06
23	SAESA	STX F	10102	Calbuco	4,389	1,463	0,919	0,000	-0,047	0,872	54,763	5.384,06
23	SAESA	STX F	10201	Castro	4,389	1,463	0,919	0,000	-0,052	0,867	54,758	5.384,06
23	SAESA	STX F	10203	Chonchi	4,389	1,463	0,919	0,000	-0,069	0,850	54,741	5.384,06
23	SAESA	STX F	14102	Corral	4,389	1,463	0,919	0,000	-0,057	0,862	54,753	5.384,06
23	SAESA	STX F	10205	Dalcahue	4,389	1,463	-4,715	0,000	-0,326	-5,041	48,850	5.384,06

Cod	Empresa	Sistema STx	Código Único Territorial	Comuna	AR base (\$/kWh)	AR (\$/kWh)	CD RGL base (\$/kWh)	CD RGL saldos (\$/kWh)	CD RGL diferencias (\$/kWh)	CD RGL (\$/kWh)	Pe (\$/kWh)	Pp (\$/kW/mes)
23	SAESA	STX F	10104	Fresia	4,389	1,463	0,919	0,000	-0,083	0,836	54,727	5.384,06
23	SAESA	STX F	10105	Frutillar	4,389	1,463	0,919	0,000	-0,049	0,870	54,761	5.384,06
23	SAESA	STX F	14202	Futrono	4,389	1,463	0,919	0,000	-0,063	0,855	54,746	5.384,06
23	SAESA	STX F	14201	La Unión	4,389	1,463	0,919	0,000	-0,061	0,858	54,749	5.384,06
23	SAESA	STX F	14203	Lago Ranco	4,389	1,463	0,919	0,000	-0,054	0,865	54,756	5.384,06
23	SAESA	STX F	14103	Lanco	4,389	1,463	0,919	0,000	-0,045	0,874	54,765	5.384,06
23	SAESA	STX F	10107	Llanquihue	4,389	1,463	0,919	0,000	-0,059	0,860	54,751	5.384,06
23	SAESA	STX F	09109	Loncoche	4,389	1,463	0,919	0,000	-0,051	0,868	54,759	5.384,06
23	SAESA	STX F	14104	Los Lagos	4,389	1,463	0,919	0,000	-0,058	0,861	54,752	5.384,06
23	SAESA	STX F	10106	Los Muermos	4,389	1,463	0,919	0,000	-0,054	0,865	54,756	5.384,06
23	SAESA	STX F	14105	Máfil	4,389	1,463	0,919	0,000	-0,054	0,865	54,756	5.384,06
23	SAESA	STX F	14106	Mariquina	4,389	1,463	0,919	0,000	-0,052	0,867	54,758	5.384,06
23	SAESA	STX F	10108	Mauñín	4,389	1,463	0,919	0,000	-0,051	0,868	54,759	5.384,06
23	SAESA	STX F	10301	Osorno	4,389	1,463	0,919	0,000	-0,045	0,874	54,765	5.384,06
23	SAESA	STX F	14107	Paillaco	4,389	1,463	0,919	0,000	-0,059	0,860	54,751	5.384,06
23	SAESA	STX F	14108	Panguipulli	4,389	1,463	-2,360	0,000	0,272	-2,088	51,803	5.384,06
23	SAESA	STX F	10101	Puerto Montt	4,389	1,463	-2,360	0,000	0,194	-2,166	51,725	5.384,06
23	SAESA	STX F	10302	Puerto Octay	4,389	1,463	-2,360	0,000	0,162	-2,198	51,693	5.384,06
23	SAESA	STX F	10109	Puerto Varas	4,389	1,463	0,919	0,000	-0,048	0,871	54,762	5.384,06
23	SAESA	STX F	10206	Puqueldón	4,389	1,463	0,919	0,000	-0,048	0,871	54,762	5.384,06
23	SAESA	STX F	10303	Purranque	4,389	1,463	0,919	0,000	-0,051	0,868	54,759	5.384,06
23	SAESA	STX F	10304	Puyehue	4,389	1,463	-4,715	0,000	0,407	-4,308	49,583	5.384,06
23	SAESA	STX F	10207	Queilén	4,389	1,463	0,919	0,000	-0,052	0,866	54,757	5.384,06
23	SAESA	STX F	10208	Quellón	4,389	1,463	0,919	0,000	-0,045	0,874	54,765	5.384,06
23	SAESA	STX F	10209	Quemchi	4,389	1,463	0,919	0,000	-0,058	0,861	54,752	5.384,06
23	SAESA	STX F	10210	Quinchao	4,389	1,463	0,919	0,000	-0,046	0,873	54,764	5.384,06
23	SAESA	STX F	14204	Río Bueno	4,389	1,463	-2,360	0,000	0,250	-2,110	51,781	5.384,06
23	SAESA	STX F	10305	Río Negro	4,389	1,463	0,919	0,000	-0,075	0,843	54,734	5.384,06
23	SAESA	STX F	10306	San Juan de la Costa	4,389	1,463	0,919	0,000	-0,065	0,854	54,745	5.384,06
23	SAESA	STX F	10307	San Pablo	4,389	1,463	0,919	0,000	-0,061	0,858	54,749	5.384,06
23	SAESA	STX F	09118	Toltén	4,389	1,463	0,919	0,000	-0,062	0,857	54,748	5.384,06
23	SAESA	STX F	14101	Valdivia	4,389	1,463	-2,360	0,000	0,196	-2,164	51,727	5.384,06
23	SAESA	STX F	09120	Villarrica	4,389	1,463	0,919	0,000	-0,093	0,826	54,717	5.384,06
23	SAESA	STX F	*	*	4,389	1,463	0,919	0,000	0,000	0,919	54,810	5.384,06
23	SAESA	STX F	10204	Curaco de Vélez	4,389	1,463	0,919	0,000	-0,045	0,874	54,765	5.384,06
26	CODINER	STX E	09103	Cunco	4,463	1,488	0,866	0,000	0,000	0,866	51,642	5.396,73
26	CODINER	STX E	09203	Curacautín	4,463	1,488	0,866	0,000	0,000	0,866	51,642	5.396,73
26	CODINER	STX E	09204	Ercilla	4,463	1,488	0,866	0,000	0,000	0,866	51,642	5.396,73
26	CODINER	STX E	09105	Freire	4,463	1,488	0,866	0,000	0,000	0,866	51,642	5.396,73
26	CODINER	STX E	09106	Galvarino	4,463	1,488	0,866	0,000	0,000	0,866	51,642	5.396,73
26	CODINER	STX E	09107	Gorbea	4,463	1,488	0,866	0,000	0,000	0,866	51,642	5.396,73
26	CODINER	STX E	09108	Lautaro	4,463	1,488	-2,224	0,000	2,330	0,106	50,882	5.396,73
26	CODINER	STX E	09109	Loncoche	4,463	1,488	0,866	0,000	0,000	0,866	51,642	5.396,73
26	CODINER	STX E	09111	Nueva Imperial	4,463	1,488	0,866	0,000	0,000	0,866	51,642	5.396,73

Cod	Empresa	Sistema STx	Código Único Territorial	Comuna	AR base (\$/kWh)	AR (\$/kWh)	CD RGL base (\$/kWh)	CD RGL saldos (\$/kWh)	CD RGL diferencias (\$/kWh)	CD RGL (\$/kWh)	Pe (\$/kWh)	Pp (\$/kW/mes)
26	CODINER	STX E	09112	Padre Las Casas	4,463	1,488	0,866	0,000	0,000	0,866	51,642	5.396,73
26	CODINER	STX E	09113	Perquenco	4,463	1,488	0,866	0,000	0,000	0,866	51,642	5.396,73
26	CODINER	STX E	09114	Pitrufquén	4,463	1,488	0,866	0,000	0,000	0,866	51,642	5.396,73
26	CODINER	STX E	09101	Temuco	4,463	1,488	0,866	0,000	0,000	0,866	51,642	5.396,73
26	CODINER	STX E	09210	Traiguén	4,463	1,488	0,866	0,000	0,000	0,866	51,642	5.396,73
26	CODINER	STX E	09211	Victoria	4,463	1,488	0,866	0,000	0,000	0,866	51,642	5.396,73
26	CODINER	STX E	09119	Vilcún	4,463	1,488	0,866	0,000	0,000	0,866	51,642	5.396,73
26	CODINER	STX E	09120	Villarrica	4,463	1,488	0,866	0,000	0,000	0,866	51,642	5.396,73
26	CODINER	STX E	*	*	4,463	1,488	0,866	0,000	0,000	0,866	51,642	5.396,73
28	EDECSA	STX C	05602	Algarrobo	-1,334	-4,274	0,950	0,000	-0,007	0,943	56,658	5.609,25
28	EDECSA	STX C	05603	Cartagena	-1,334	-4,274	0,950	0,000	-0,010	0,940	56,655	5.609,25
28	EDECSA	STX C	05102	Casablanca	-1,334	-4,274	0,950	0,000	-0,008	0,942	56,657	5.609,25
28	EDECSA	STX C	13503	Curacaví	-1,334	-4,274	0,950	0,000	-0,007	0,943	56,658	5.609,25
28	EDECSA	STX C	05101	Valparaíso	-1,334	-4,274	0,950	0,000	-0,005	0,945	56,660	5.609,25
28	EDECSA	STX C	*	*	-1,334	-4,274	0,950	0,000	0,000	0,950	56,665	5.609,25
29	CEC	STX E	07301	Curicó	4,463	1,488	0,900	0,000	-0,014	0,886	53,667	5.563,71
29	CEC	STX E	07304	Molina	4,463	1,488	0,900	0,000	-0,024	0,876	53,657	5.563,71
29	CEC	STX E	07306	Romeral	4,463	1,488	0,900	0,000	-0,007	0,892	53,673	5.563,71
29	CEC	STX E	07308	Teno	4,463	1,488	-2,312	0,000	0,069	-2,243	50,538	5.563,71
29	CEC	STX E	*	*	4,463	1,488	0,900	0,000	0,000	0,900	53,681	5.563,71
31	LUZ LINARES	STX E	07402	Colbún	-0,401	-3,375	-17,025	0,000	3,861	-13,164	39,222	5.311,52
31	LUZ LINARES	STX E	07102	Constitución	-0,401	-3,375	0,893	0,000	0,164	1,057	53,443	5.311,52
31	LUZ LINARES	STX E	07401	Linares	-0,401	-3,375	0,893	0,000	-0,023	0,870	53,256	5.311,52
31	LUZ LINARES	STX E	07403	Longaví	-0,401	-3,375	0,893	0,000	-0,035	0,858	53,244	5.311,52
31	LUZ LINARES	STX E	07406	San Javier	-0,401	-3,375	0,893	0,000	-0,045	0,849	53,235	5.311,52
31	LUZ LINARES	STX E	07407	Villa Alegre	-0,401	-3,375	0,893	0,000	-0,025	0,868	53,254	5.311,52
31	LUZ LINARES	STX E	07408	Yerbas Buenas	-0,401	-3,375	-2,295	0,000	0,327	-1,968	50,418	5.311,52
31	LUZ LINARES	STX E	*	*	-0,401	-3,375	0,893	0,000	0,000	0,893	53,279	5.311,52
32	LUZ PARRAL	STX E	07201	Cauquenes	-1,465	-4,439	0,888	0,000	-0,086	0,803	52,899	5.331,98
32	LUZ PARRAL	STX E	07403	Longaví	-1,465	-4,439	0,888	0,000	-0,031	0,857	52,953	5.331,98
32	LUZ PARRAL	STX E	08409	Ñiquén	-1,465	-4,439	0,888	0,000	-0,024	0,864	52,960	5.331,98
32	LUZ PARRAL	STX E	07404	Parral	-1,465	-4,439	0,888	0,000	-0,030	0,858	52,954	5.331,98
32	LUZ PARRAL	STX E	07405	Retiro	-1,465	-4,439	0,888	0,000	-0,031	0,858	52,954	5.331,98
32	LUZ PARRAL	STX E	08416	San Carlos	-1,465	-4,439	0,888	0,000	-0,028	0,860	52,956	5.331,98
32	LUZ PARRAL	STX E	07406	San Javier	-1,465	-4,439	0,888	0,000	-0,038	0,850	52,946	5.331,98
32	LUZ PARRAL	STX E	*	*	-1,465	-4,439	0,888	0,000	0,000	0,888	52,984	5.331,98
33	COPELEC	STX E	08402	Bulnes	4,463	1,488	0,879	0,000	0,000	0,879	52,415	5.362,35
33	COPELEC	STX E	08401	Chillán	4,463	1,488	0,879	0,000	0,000	0,879	52,415	5.362,35
33	COPELEC	STX E	08406	Chillán Viejo	4,463	1,488	0,879	0,000	0,000	0,879	52,415	5.362,35
33	COPELEC	STX E	08403	Cobquecura	4,463	1,488	0,879	0,000	0,000	0,879	52,415	5.362,35
33	COPELEC	STX E	08404	Coelemu	4,463	1,488	0,879	0,000	0,000	0,879	52,415	5.362,35
33	COPELEC	STX E	08405	Coihueco	4,463	1,488	0,879	0,000	0,000	0,879	52,415	5.362,35
33	COPELEC	STX E	08407	El Carmen	4,463	1,488	0,879	0,000	0,000	0,879	52,415	5.362,35
33	COPELEC	STX E	08104	Florida	4,463	1,488	0,879	0,000	0,000	0,879	52,415	5.362,35

Cod	Empresa	Sistema STx	Código Único Territorial	Comuna	AR base (\$/kWh)	AR (\$/kWh)	CD RGL base (\$/kWh)	CD RGL saldos (\$/kWh)	CD RGL diferencias (\$/kWh)	CD RGL (\$/kWh)	Pe (\$/kWh)	Pp (\$/kW/mes)
33	COPELEC	STX E	08408	Ninhue	4,463	1,488	0,879	0,000	0,000	0,879	52,415	5.362,35
33	COPELEC	STX E	08410	Pemuco	4,463	1,488	0,879	0,000	0,000	0,879	52,415	5.362,35
33	COPELEC	STX E	08411	Pinto	4,463	1,488	0,879	0,000	0,000	0,879	52,415	5.362,35
33	COPELEC	STX E	08412	Portezuelo	4,463	1,488	0,879	0,000	0,000	0,879	52,415	5.362,35
33	COPELEC	STX E	08413	Quillón	4,463	1,488	0,879	0,000	0,000	0,879	52,415	5.362,35
33	COPELEC	STX E	08414	Quirihue	4,463	1,488	0,879	0,000	0,000	0,879	52,415	5.362,35
33	COPELEC	STX E	08415	Ránquil	4,463	1,488	-4,509	0,000	0,000	-4,509	47,027	5.362,35
33	COPELEC	STX E	08416	San Carlos	4,463	1,488	0,879	0,000	0,000	0,879	52,415	5.362,35
33	COPELEC	STX E	08417	San Fabián	4,463	1,488	0,879	0,000	0,000	0,879	52,415	5.362,35
33	COPELEC	STX E	08418	San Ignacio	4,463	1,488	0,879	0,000	0,000	0,879	52,415	5.362,35
33	COPELEC	STX E	08419	San Nicolás	4,463	1,488	0,879	0,000	0,000	0,879	52,415	5.362,35
33	COPELEC	STX E	08111	Tomé	4,463	1,488	0,879	0,000	0,000	0,879	52,415	5.362,35
33	COPELEC	STX E	08420	Treguaco	4,463	1,488	0,879	0,000	0,000	0,879	52,415	5.362,35
33	COPELEC	STX E	*	*	4,463	1,488	0,879	0,000	0,000	0,879	52,415	5.362,35
34	COELCHA	STX E	08314	Alto Biobío	-0,324	-3,299	-25,774	0,000	-0,734	-26,508	25,041	5.348,82
34	COELCHA	STX E	08303	Cabrero	-0,324	-3,299	-4,511	0,000	-0,230	-4,741	46,808	5.348,82
34	COELCHA	STX E	08104	Florida	-0,324	-3,299	0,879	0,000	-0,518	0,361	51,910	5.348,82
34	COELCHA	STX E	08105	Hualqui	-0,324	-3,299	0,879	0,000	-0,720	0,159	51,708	5.348,82
34	COELCHA	STX E	08301	Los Ángeles	-0,324	-3,299	0,879	0,000	-0,798	0,081	51,630	5.348,82
34	COELCHA	STX E	08306	Nacimiento	-0,324	-3,299	-2,258	0,000	-0,082	-2,340	49,209	5.348,82
34	COELCHA	STX E	08410	Pemuco	-0,324	-3,299	0,879	0,000	-0,804	0,075	51,624	5.348,82
34	COELCHA	STX E	08309	Quilleco	-0,324	-3,299	-4,511	0,000	-0,183	-4,694	46,855	5.348,82
34	COELCHA	STX E	08413	Quillón	-0,324	-3,299	0,879	0,000	-0,744	0,135	51,684	5.348,82
34	COELCHA	STX E	08312	Tucapel	-0,324	-3,299	0,879	0,000	-0,583	0,296	51,845	5.348,82
34	COELCHA	STX E	08313	Yumbel	-0,324	-3,299	0,879	0,000	-0,664	0,215	51,764	5.348,82
34	COELCHA	STX E	08421	Yungay	-0,324	-3,299	-2,258	0,000	-0,131	-2,389	49,160	5.348,82
34	COELCHA	STX E	*	*	-0,324	-3,299	0,879	0,000	0,000	0,879	52,428	5.348,82
35	SOCOEPA	STX F	14202	Futroneo	4,436	1,479	0,864	0,000	0,000	0,864	51,529	5.259,64
35	SOCOEPA	STX F	14201	La Unión	4,436	1,479	0,864	0,000	0,000	0,864	51,529	5.259,64
35	SOCOEPA	STX F	14104	Los Lagos	4,436	1,479	0,864	0,000	0,000	0,864	51,529	5.259,64
35	SOCOEPA	STX F	14105	Máfil	4,436	1,479	0,864	0,000	0,000	0,864	51,529	5.259,64
35	SOCOEPA	STX F	14107	Paillaco	4,436	1,479	0,864	0,000	0,000	0,864	51,529	5.259,64
35	SOCOEPA	STX F	14108	Panguipulli	4,436	1,479	-2,219	0,000	0,000	-2,219	48,446	5.259,64
35	SOCOEPA	STX F	*	*	4,436	1,479	0,864	0,000	0,000	0,864	51,529	5.259,64
36	COOPREL	STX F	14201	La Unión	4,436	1,479	0,925	0,000	0,000	0,925	55,196	5.202,77
36	COOPREL	STX F	14203	Lago Ranco	4,436	1,479	0,925	0,000	0,000	0,925	55,196	5.202,77
36	COOPREL	STX F	14204	Río Bueno	4,436	1,479	-2,377	0,000	0,000	-2,377	51,894	5.202,77
36	COOPREL	STX F	10307	San Pablo	4,436	1,479	0,925	0,000	0,000	0,925	55,196	5.202,77
36	COOPREL	STX F	*	*	4,436	1,479	0,925	0,000	0,000	0,925	55,196	5.202,77
39	LUZ OSORNO	STX F	10105	Frutillar	4,436	1,479	0,919	0,000	-0,071	0,848	54,728	5.205,40
39	LUZ OSORNO	STX F	14201	La Unión	4,436	1,479	0,919	0,000	-0,059	0,860	54,740	5.205,40
39	LUZ OSORNO	STX F	10301	Osorno	4,436	1,479	0,919	0,000	-0,076	0,843	54,723	5.205,40
39	LUZ OSORNO	STX F	10302	Puerto Octay	4,436	1,479	-2,360	0,000	0,297	-2,063	51,817	5.205,40
39	LUZ OSORNO	STX F	10109	Puerto Varas	4,436	1,479	0,919	0,000	-0,076	0,842	54,722	5.205,40

Cod	Empresa	Sistema STx	Código Único Territorial	Comuna	AR base (\$/kWh)	AR (\$/kWh)	CD RGL base (\$/kWh)	CD RGL saldos (\$/kWh)	CD RGL diferencias (\$/kWh)	CD RGL (\$/kWh)	Pe (\$/kWh)	Pp (\$/kW/mes)
39	LUZ OSORNO	STX F	10303	Purranque	4,436	1,479	0,919	0,000	-0,096	0,823	54,703	5.205,40
39	LUZ OSORNO	STX F	10304	Puyehue	4,436	1,479	-4,714	0,000	0,573	-4,141	49,739	5.205,40
39	LUZ OSORNO	STX F	14204	Río Bueno	4,436	1,479	-2,360	0,000	0,521	-1,839	52,041	5.205,40
39	LUZ OSORNO	STX F	10305	Río Negro	4,436	1,479	0,919	0,000	-0,094	0,825	54,705	5.205,40
39	LUZ OSORNO	STX F	10306	San Juan de la Costa	4,436	1,479	0,919	0,000	-0,109	0,810	54,690	5.205,40
39	LUZ OSORNO	STX F	10307	San Pablo	4,436	1,479	0,919	0,000	-0,107	0,811	54,691	5.205,40
39	LUZ OSORNO	STX F	*	*	4,436	1,479	0,919	0,000	0,000	0,919	54,799	5.205,40
40	CRELL	STX F	10104	Fresia	1,514	-1,442	0,947	0,000	0,000	0,947	56,461	5.293,05
40	CRELL	STX F	10105	Frutillar	1,514	-1,442	0,947	0,000	0,000	0,947	56,461	5.293,05
40	CRELL	STX F	10107	Llanquihue	1,514	-1,442	0,947	0,000	0,000	0,947	56,461	5.293,05
40	CRELL	STX F	10106	Los Muermos	1,514	-1,442	0,947	0,000	0,000	0,947	56,461	5.293,05
40	CRELL	STX F	10108	Mauñín	1,514	-1,442	0,947	0,000	0,000	0,947	56,461	5.293,05
40	CRELL	STX F	10101	Puerto Montt	1,514	-1,442	-2,432	0,000	0,000	-2,432	53,082	5.293,05
40	CRELL	STX F	10109	Puerto Varas	1,514	-1,442	0,947	0,000	0,000	0,947	56,461	5.293,05
40	CRELL	STX F	10303	Purranque	1,514	-1,442	0,947	0,000	0,000	0,947	56,461	5.293,05
40	CRELL	STX F	*	*	1,514	-1,442	0,947	0,000	0,000	0,947	56,461	5.293,05

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

La componente $CD_{rgl\ base}$ señalada, corresponde al cargo o descuento establecido en el artículo 157° de la Ley, considerado a nivel de distribución. Por su parte, la componente $CD_{rgl\ saldos}$ incorpora aquellos montos informados por el Coordinador resultantes de la aplicación del mecanismo de reliquidación de este proceso establecido en los respectivos Decretos tarifarios.

Asimismo, se incorporan en esta fijación, mediante la componente $CD_{rgl\ diferencias}$, los valores estimados a partir de las respuestas al Oficio Ordinario CNE N° 177/2018, de fecha 27 de marzo de 2018, 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° 3T, 2017 y el Decreto Supremo N° 12T, de 2017, ambos 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 mes de marzo de 2018, además de los intereses⁸ correspondientes a la fecha en la cual fueron publicados los correspondientes decretos. Eventuales diferencias se incorporarán en la próxima fijación semestral de Precios de Nudo Promedio, en la medida en que aplique.

⁸ La tasa de interés aplicada corresponde a la fijada por la Superintendencia de Bancos e Instituciones Financieras para Operaciones No Reajustables en Moneda Nacional a menos de 90 días y hasta 5.000 UF.

Consistentemente con lo anterior, la columna CD_{rgl} de la tabla 14, representa la suma de los 3 cargos citados anteriormente y corresponde al Cargo o Descuento asociado al mecanismo de Reconocimiento de Generación Local.

Cabe destacar que la tabla anterior considera en su construcción la respuesta de las empresas distribuidoras a la Carta CNE N° 86, de fecha 6 de marzo de 2018, en lo referente a la completitud de las combinaciones de comunas donde, a febrero de 2018, tienen o prevén tener clientes regulados.

Para las empresas distribuidoras cuyas zonas de concesión comprenden más de un sistema de transmisión zonal, 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 sistemas de transmisión zonal, según la clasificación que se presenta en la tabla siguiente:

Tabla 15: Comunas por sistema de transmisión zonal

Concesionaria	Comunas	STX
CEC	Todas las correspondientes a la concesionaria	STX E
CGE DISTRIBUCIÓN	Calera De Tango	STX D
	Curacavi	STX D
	El Bosque	STX D
	La Pintana	STX D
	Padre Hurtado	STX D
	Pirque	STX D
	Puente Alto	STX D
	San Bernardo	STX D
	San Jose De Maipo	STX D
	Alhue	STX E
	Cartagena	STX E
	Cauquenes	STX E
	Chanco	STX E
	Chepica	STX E
	Chiguayante	STX E
	Chillan	STX E
	Chillan Viejo	STX E
	Chimbarongo	STX E
	Cobquecura	STX E

Concesionaria	Comunas	STX
	Codegua	STX E
	Coelemu	STX E
	Coihueco	STX E
	Coinco	STX E
	Colbun	STX E
	Coltauco	STX E
	Concepcion	STX E
	Constitucion	STX E
	Coronel	STX E
	Curarrehue	STX E
	Curepto	STX E
	Curico	STX E
	Doñihue	STX E
	El Monte	STX E
	Empedrado	STX E
	Florida	STX E
	Freire	STX E
	Graneros	STX E
	Hualañe	STX E
	Hualpen	STX E
	Hualqui	STX E
	Isla De Maipo	STX E
	La Estrella	STX E
	Lautaro	STX E
	Licanten	STX E
	Linares	STX E
	Litueche	STX E
	Lolol	STX E
	Loncoche	STX E
	Longavi	STX E
	Los Angeles	STX E
	Machali	STX E
	Malloa	STX E
	Marchihue	STX E
	Maule	STX E
	Melipilla	STX E

Concesionaria	Comunas	STX
	Molina	STX E
	Mostazal	STX E
	Mulchen	STX E
	Nancagua	STX E
	Navidad	STX E
	Ninhue	STX E
	Ñiquen	STX E
	Olivar	STX E
	Padre Las Casas	STX E
	Palmilla	STX E
	Paredones	STX E
	Parral	STX E
	Pelarco	STX E
	Pelluhue	STX E
	Pencahue	STX E
	Penco	STX E
	Peralillo	STX E
	Peumo	STX E
	Pichilemu	STX E
	Pinto	STX E
	Pitrufquen	STX E
	Placilla	STX E
	Portezuelo	STX E
	Pucon	STX E
	Pumanque	STX E
	Quinta De Tilcoco	STX E
	Quirihue	STX E
	Rancagua	STX E
	Ranquil	STX E
	Rauco	STX E
	Rengo	STX E
	Requinoa	STX E
	Retiro	STX E
	Rio Claro	STX E
	Romeral	STX E
	Sagrada Familia	STX E

Concesionaria	Comunas	STX
	San Antonio	STX E
	San Carlos	STX E
	San Clemente	STX E
	San Fabian	STX E
	San Fernando	STX E
	San Javier	STX E
	San Nicolas	STX E
	San Pedro	STX E
	San Pedro De La Paz	STX E
	San Rafael	STX E
	San Vicente	STX E
	Santa Cruz	STX E
	Santo Domingo	STX E
	Talca	STX E
	Talcahuano	STX E
	Temuco	STX E
	Teno	STX E
	Tome	STX E
	Treguaco	STX E
	Vichuquen	STX E
	Vilcun	STX E
	Villa Alegre	STX E
	Villarrica	STX E
	Yerbas Buenas	STX E
	Buin	STX E
	Las Cabras	STX E
	Maria Pinto	STX D y STX E
	Paine	STX E
	Peñaflor	STX D y STX E
	Pichidegua	STX E
	Talagante	STX D y STX E
ENEL DISTRIBUCIÓN	Todas las correspondientes a la concesionaria excepto Til til	STX D
	Til Til	STX C y STX D
CHILQUINTA	Todas las correspondientes a la concesionaria	STX C

Concesionaria	Comunas	STX
CODINER	Todas las correspondientes a la concesionaria	STX E
COELCHA	Todas las correspondientes a la concesionaria	STX E
CONAFE	Todas las correspondientes a la concesionaria excepto Valparaíso, Viña del Mar y Quilpué	STX B
	Valparaíso, Viña del Mar y Quilpué	STX C
COPELAN	Todas las correspondientes a la concesionaria	STX E
COOPERSOL	Todas las correspondientes a la concesionaria	STX A
COOPREL	Todas las correspondientes a la concesionaria	STX F
COPELEC	Todas las correspondientes a la concesionaria	STX E
CRELL	Todas las correspondientes a la concesionaria	STX F
EDECSA	Todas las correspondientes a la concesionaria	STX C
COLINA	Todas las correspondientes a la concesionaria	STX D
EEPA	Todas las correspondientes a la concesionaria	STX D
ELECDA	Todas las correspondientes a la concesionaria excepto Tal Tal	STX A
	Tal Tal	STX B
ELIQSA	Todas las correspondientes a la concesionaria	STX A
EMELARI	Todas las correspondientes a la concesionaria	STX A
EMELAT	Todas las correspondientes a la concesionaria	STX B
EMELCA	Todas las correspondientes a la concesionaria	STX C
FRONTEL	Todas las correspondientes a la concesionaria	STX E
LITORAL	Todas las correspondientes a la concesionaria	STX C
LUZ ANDES	Todas las correspondientes a la concesionaria	STX D
LUZ OSORNO	Todas las correspondientes a la concesionaria	STX F
LUZLINARES	Todas las correspondientes a la concesionaria	STX E
LUZ PARRAL	Todas las correspondientes a la concesionaria	STX E
SAESA	Todas las correspondientes a la concesionaria excepto Tal Tal, Antofagasta, Gorbea, Lanco, Loncoche, Los lagos, Mariquina, Panguipulli, Rio bueno, Toltén, Valdivia y Villarica	STX F
	Antofagasta y Tal Tal	STX B
	Gorbea	STX E
	Lanco, Loncoche, Los lagos, Mariquina, Panguipulli, Rio bueno, Toltén, Valdivia y Villarica	STX E y STX F
SOCOEPA	Todas las correspondientes a la concesionaria	STX F
TIL TIL	Llaillay	STX C
	Til-Til	STX C y STX D

*En el caso de las comunas que están asociadas a dos o más sistemas de transmisión zonal, 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 Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

10. MECANISMO DE EQUIDAD TARIFARIA RESIDENCIAL

De conformidad a lo establecido en el inciso segundo del artículo 191° de la Ley, 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, donde “x” es el consumo promedio mensual de energía del año calendario anterior:

Tabla 16: Aporte en % según consumo⁹

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 Eléctrico Nacional, conforme a lo

⁹ Corresponde al consumo promedio mensual de energía del año calendario anterior.

dispuesto en la Resolución Exenta N° 556 de la Comisión, de fecha 06 de octubre de 2017.

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 mensualmente el número de clientes, energía y potencia facturada por comuna¹⁰, tipo de suministro, opción tarifaria, sistema de transmisión zonal y consumo en base a los intervalos definidos en la Tabla 16, en virtud de la solicitud realizada mediante 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 al promedio del segundo semestre del año 2017.
- Se construye una cuenta BT1¹¹ en base a un consumo tipo de 180 kWh para cada combinación distribuidora/sector¹²/sistema de transmisión zonal en que se informaron suministros en la carta antes señalada, sin IVA, considerando que el factor de equidad tarifaria residencial es igual a cero.
- Se asigna a todos los clientes residenciales de cada combinación distribuidora/sector/sistema de transmisión zonal la cuenta tipo calculada.
- Se calcula el Promedio Simple entre todas las cuentas tipo de todos clientes residenciales.
- Este Promedio Simple, es incrementado en 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 de transmisión zonal que reciben beneficio, existiendo 3 categorías:

¹⁰ 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. A su vez, los valores negativos informados en los campos de número de clientes, energía o potencia han sido reemplazados por ceros.

¹¹ Para este ejercicio se consideran como usuarios residenciales a aquellos clientes que se encuentran dentro de la opción tarifaria BT1.

¹² 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.

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

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 de transmisión zonal/tipo de suministro, clasificada en base a las categorías señaladas en el punto 10.2 anterior.
- Se calcula un Factor de Equidad Tarifaria Residencial (FETR) aplicable a aquellas combinaciones que reciben beneficios, tal que se cumpla que su cuenta tipo, considerando dicho factor, no supere el Promedio Simple más un 10%.
- Para efectos de determinar la cuenta tipo base se considera que el factor de equidad tarifaria residencial es igual a cero.
- 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 Factores de Equidad Tarifaria Residencial (FETR)

Para efectos de la presente fijación, el cálculo de los FETR ha considerado un ajuste con motivo de la publicación del Decreto Supremo N° 12T del Ministerio de Energía, con fecha 24 de marzo de 2018, considerando que los valores FETR establecidos en dicho decreto iniciaban su vigencia el 1° de enero de 2018.

Del mismo modo y conforme a lo dispuesto en la Resolución Exenta N° 556 de la Comisión, de fecha 06 de octubre de 2017, el cálculo de los FETR ha considerado las diferencias de facturación informadas por el Coordinador mediante carta DE 0962-18, de fecha 2 de marzo de 2018, las que han sido actualizadas al mes de marzo de 2018.

De acuerdo a los criterios expuestos en los numerales anteriores, los Factores de Equidad Tarifaria Residencial (FETR) aplicables a la componente contemplada en el número 3 del artículo 182° de la Ley, según se indica en las fórmulas tarifarias contenidas en el Decreto Supremo N° 11T, de 2016, del Ministerio de Energía son los siguientes:

Tabla 17: Factores FETR

COD	Empresa	Código Único Territorial	Comuna	Sistema de Subtransmisión	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR Base		Ajuste		FETR	
						Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales	Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales	Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales
1	EMELARI	15101	Arica	STX A	BT1a	0,0000	0,2431	-0,0337	0,0656	-0,0337	0,3087
1	EMELARI	15102	Camarones	STX A	BT1a	0,0000	0,2431	-0,0337	0,0656	-0,0337	0,3087
1	EMELARI	*	*	STX A	BT1a	0,0000	0,2431	-0,0380	0,0656	-0,0380	0,3087
2	ELIQUA	01107	Alto Hospicio	STX A	BT1a	0,0000	0,1732	-0,0316	0,0404	-0,0316	0,2136
2	ELIQUA	01404	Huara	STX A	BT1a	0,0000	0,1732	-0,0316	0,0404	-0,0316	0,2136
2	ELIQUA	01101	Iquique	STX A	BT1a	0,0000	0,1732	-0,0316	0,0404	-0,0316	0,2136
2	ELIQUA	01405	Pica	STX A	BT1a	0,0000	0,1732	-0,0316	0,0404	-0,0316	0,2136
2	ELIQUA	01401	Pozo Almonte	STX A	BT1a	0,0000	0,1732	-0,0316	0,0404	-0,0316	0,2136
2	ELIQUA	*	*	STX A	BT1a	0,0000	0,1732	-0,0316	0,0404	-0,0316	0,2136
3	ELECDA SING	02101	Antofagasta	STX A	BT1a	0,1150	0,1584	-0,0016	-0,0016	0,1134	0,1568
3	ELECDA SING	02201	Calama	STX A	BT1a	0,1150	0,1584	-0,0016	-0,0016	0,1134	0,1568
3	ELECDA SING	02102	Mejillones	STX A	BT1a	0,1150	0,1584	-0,0016	-0,0016	0,1134	0,1568
3	ELECDA SING	02103	Sierra Gorda	STX A	BT1a	0,1150	0,1584	-0,0016	-0,0016	0,1134	0,1568
3	ELECDA SING	02301	Tocopilla	STX A	BT1a	0,1150	0,1584	-0,0016	-0,0016	0,1134	0,1568
3	ELECDA SING	*	*	STX A	BT1a	0,1149	0,1584	-0,0016	-0,0016	0,1133	0,1568
3	ELECDA SIC	02104	Taltal	STX B	BT1a	0,0000	0,1703	-0,0032	-0,0032	-0,0032	0,1671
3	ELECDA SIC	*	*	STX B	BT1a	0,0000	0,1703	-0,0032	-0,0032	-0,0032	0,1671

COD	Empresa	Código Único Territorial	Comuna	Sistema de Subtransmisión	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR Base		Ajuste		FETR	
						Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales	Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales	Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales
4	EMELAT	03302	Alto del Carmen	STX B	BT1a	0,0000	0,1867	-0,0597	-0,0030	-0,0597	0,1837
4	EMELAT	03102	Caldera	STX B	BT1a	0,0000	0,1867	-0,0597	-0,0030	-0,0597	0,1837
4	EMELAT	03201	Chañaral	STX B	BT1a	0,0000	0,1867	-0,0597	-0,0030	-0,0597	0,1837
4	EMELAT	03101	Copiapó	STX B	BT1a	0,0000	0,1867	-0,0597	-0,0030	-0,0597	0,1837
4	EMELAT	03202	Diego de Almagro	STX B	BT1a	0,0000	0,1867	-0,0597	-0,0030	-0,0597	0,1837
4	EMELAT	03303	Freirina	STX B	BT1a	0,0000	0,1867	-0,0597	-0,0030	-0,0597	0,1837
4	EMELAT	03304	Huasco	STX B	BT1a	0,0000	0,1867	-0,0597	-0,0030	-0,0597	0,1837
4	EMELAT	03103	Tierra Amarilla	STX B	BT1a	0,0000	0,1867	-0,0597	-0,0030	-0,0597	0,1837
4	EMELAT	03301	Vallenar	STX B	BT1a	0,0000	0,1867	-0,0597	-0,0030	-0,0597	0,1837
4	EMELAT	*	*	STX B	BT1a	0,0000	0,1867	-0,0597	-0,0030	-0,0597	0,1837
6	CHILQUINTA	05502	Calera	STX C	BT1a	0,0000	0,1049	0,0020	-0,0107	0,0020	0,0942
6	CHILQUINTA	05302	Calle Larga	STX C	BT1a	0,0000	0,1049	0,0020	-0,0107	0,0020	0,0942
6	CHILQUINTA	05603	Cartagena	STX C	BT1a	0,0000	0,1049	0,0020	-0,0107	0,0020	0,0942
6	CHILQUINTA	05102	Casablanca	STX C	BT1a	0,0000	0,1049	0,0020	-0,0107	0,0020	0,0942
6	CHILQUINTA	05702	Catemu	STX C	BT1a	0,0000	0,1049	0,0020	-0,0107	0,0020	0,0942
6	CHILQUINTA	05103	Concón	STX C	BT1a	0,0000	0,1049	0,0020	-0,0107	0,0020	0,0942
6	CHILQUINTA	05605	El Tabo	STX C	BT1a	0,0000	0,1049	0,0020	-0,0107	0,0020	0,0942
6	CHILQUINTA	05503	Hijuelas	STX C	BT1a	0,0000	0,1049	0,0020	-0,0107	0,0020	0,0942
6	CHILQUINTA	05504	La Cruz	STX C	BT1a	0,0000	0,1049	0,0020	-0,0107	0,0020	0,0942
6	CHILQUINTA	05802	Limache	STX C	BT1a	0,0000	0,1049	0,0020	-0,0107	0,0020	0,0942
6	CHILQUINTA	05703	Llaillay	STX C	BT1a	0,0000	0,1049	0,0020	-0,0107	0,0020	0,0942
6	CHILQUINTA	05301	Los Andes	STX C	BT1a	0,0000	0,1049	0,0020	-0,0107	0,0020	0,0942
6	CHILQUINTA	05506	Nogales	STX C	BT1a	0,0000	0,1049	0,0020	-0,0107	0,0020	0,0942
6	CHILQUINTA	05803	Olmué	STX C	BT1a	0,0000	0,1049	0,0020	-0,0107	0,0020	0,0942
6	CHILQUINTA	05704	Panquehue	STX C	BT1a	0,0000	0,1049	0,0020	-0,0107	0,0020	0,0942
6	CHILQUINTA	05105	Puchuncaví	STX C	BT1a	0,0000	0,1049	0,0020	-0,0107	0,0020	0,0942
6	CHILQUINTA	05705	Putendo	STX C	BT1a	0,0000	0,1049	0,0020	-0,0107	0,0020	0,0942
6	CHILQUINTA	05501	Quillota	STX C	BT1a	0,0000	0,1049	0,0020	-0,0107	0,0020	0,0942
6	CHILQUINTA	05801	Quilpué	STX C	BT1a	0,0000	0,1049	0,0020	-0,0107	0,0020	0,0942
6	CHILQUINTA	05107	Quintero	STX C	BT1a	0,0000	0,1049	0,0020	-0,0107	0,0020	0,0942
6	CHILQUINTA	05303	Rinconada	STX C	BT1a	0,0000	0,1049	0,0020	-0,0107	0,0020	0,0942
6	CHILQUINTA	05601	San Antonio	STX C	BT1a	0,0000	0,1049	0,0020	-0,0107	0,0020	0,0942
6	CHILQUINTA	05304	San Esteban	STX C	BT1a	0,0000	0,1049	0,0020	-0,0107	0,0020	0,0942
6	CHILQUINTA	05701	San Felipe	STX C	BT1a	0,0000	0,1049	0,0020	-0,0107	0,0020	0,0942
6	CHILQUINTA	05706	Santa María	STX C	BT1a	0,0000	0,1049	0,0020	-0,0107	0,0020	0,0942
6	CHILQUINTA	05606	Santo Domingo	STX C	BT1a	0,0000	0,1049	0,0020	-0,0107	0,0020	0,0942

COD	Empresa	Código Único Territorial	Comuna	Sistema de Subtransmisión	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR Base		Ajuste		FETR	
						Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales	Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales	Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales
6	CHILQUINTA	05101	Valparaíso	STX C	BT1a	0,0000	0,1049	0,0020	-0,0107	0,0020	0,0942
6	CHILQUINTA	05804	Villa Alemana	STX C	BT1a	0,0000	0,1049	0,0020	-0,0107	0,0020	0,0942
6	CHILQUINTA	05109	Viña del Mar	STX C	BT1a	0,0000	0,1049	0,0020	-0,0107	0,0020	0,0942
6	CHILQUINTA	*	*	STX C	BT1a	-0,0196	0,1049	0,0021	-0,0107	-0,0175	0,0942
7	CONAFE	04103	Andacollo	STX B	BT1a	0,0000	0,1692	0,0000	-0,0136	0,0000	0,1556
7	CONAFE	05402	Cabildo	STX B	BT1a	0,0000	0,1692	0,0000	-0,0136	0,0000	0,1556
7	CONAFE	04202	Canela	STX B	BT1a	0,0000	0,1692	0,0000	-0,0136	0,0000	0,1556
7	CONAFE	04302	Combarbalá	STX B	BT1a	0,0000	0,1550	-0,0069	-0,0243	-0,0069	0,1307
7	CONAFE	04102	Coquimbo	STX B	BT1a	0,0000	0,1692	0,0000	-0,0136	0,0000	0,1556
7	CONAFE	03303	Freirina	STX B	BT1a	0,0000	0,1692	0,0000	-0,0136	0,0000	0,1556
7	CONAFE	04201	Illapel	STX B	BT1a	0,0000	0,1692	0,0000	-0,0136	0,0000	0,1556
7	CONAFE	04104	La Higuera	STX B	BT1a	0,0000	0,1692	0,0000	-0,0136	0,0000	0,1556
7	CONAFE	05401	La Ligua	STX B	BT1a	0,0000	0,1692	0,0000	-0,0136	0,0000	0,1556
7	CONAFE	04101	La Serena	STX B	BT1a	0,0000	0,1692	0,0000	-0,0136	0,0000	0,1556
7	CONAFE	04203	Los Vilos	STX B	BT1a	0,0000	0,1692	0,0000	-0,0136	0,0000	0,1556
7	CONAFE	04303	Monte Patria	STX B	BT1a	0,0000	0,1550	-0,0069	-0,0243	-0,0069	0,1307
7	CONAFE	04301	Ovalle	STX B	BT1a	0,0000	0,1550	-0,0069	-0,0243	-0,0069	0,1307
7	CONAFE	04105	Paiguano	STX B	BT1a	0,0000	0,1692	0,0000	-0,0136	0,0000	0,1556
7	CONAFE	05403	Papudo	STX B	BT1a	0,0000	0,1692	0,0000	-0,0136	0,0000	0,1556
7	CONAFE	05404	Petorca	STX B	BT1a	0,0000	0,1692	0,0000	-0,0136	0,0000	0,1556
7	CONAFE	05105	Puchuncaví	STX B	BT1a	0,0000	0,1692	0,0000	-0,0136	0,0000	0,1556
7	CONAFE	04304	Punitaqui	STX B	BT1a	0,0000	0,1550	-0,0069	-0,0243	-0,0069	0,1307
7	CONAFE	04305	Río Hurtado	STX B	BT1a	0,0000	0,1692	0,0000	-0,0136	0,0000	0,1556
7	CONAFE	04204	Salamanca	STX B	BT1a	0,0000	0,1692	0,0000	-0,0136	0,0000	0,1556
7	CONAFE	04106	Vicuña	STX B	BT1a	0,0000	0,1692	0,0000	-0,0136	0,0000	0,1556
7	CONAFE	05405	Zapallar	STX B	BT1a	0,0000	0,1692	0,0000	-0,0136	0,0000	0,1556
7	CONAFE	*	*	STX B	BT1a	0,0000	0,0700	-0,0019	-0,0025	-0,0019	0,0675
7	CONAFE	05801	Quilpué	STX C	BT1a	0,0000	0,1657	0,0000	-0,0008	0,0000	0,1649
7	CONAFE	05101	Valparaíso	STX C	BT1a	0,0000	0,1657	0,0000	-0,0008	0,0000	0,1649
7	CONAFE	05109	Viña del Mar	STX C	BT1a	0,0000	0,1097	0,0000	-0,0051	0,0000	0,1046
7	CONAFE	*	*	STX C	BT1a	0,0000	0,0694	0,0000	-0,0025	0,0000	0,0669
8	EMELCA	05102	Casablanca	STX C	BT1a	-0,5520	0,0576	0,0011	-0,0038	-0,5509	0,0538
8	EMELCA	*	*	STX C	BT1a	-0,5847	0,0257	0,0010	-0,0006	-0,5837	0,0251
9	LITORAL	05602	Algarrobo	STX C	BT1a	-0,0086	0,0689	0,0001	-0,0020	-0,0085	0,0669
9	LITORAL	05602	Algarrobo	STX C	BT1b	-0,0086	0,0689	-0,0076	-0,0020	-0,0162	0,0669
9	LITORAL	05603	Cartagena	STX C	BT1a	0,0000	0,0838	0,0000	-0,0016	0,0000	0,0822

COD	Empresa	Código Único Territorial	Comuna	Sistema de Subtransmisión	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR Base		Ajuste		FETR	
						Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales	Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales	Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales
9	LITORAL	05603	Cartagena	STX C	BT1b	0,0000	0,0838	-0,0011	-0,0016	-0,0011	0,0822
9	LITORAL	05102	Casablanca	STX C	BT1a	-0,0086	0,0689	0,0001	-0,0020	-0,0085	0,0669
9	LITORAL	05102	Casablanca	STX C	BT1b	-0,0086	0,0689	-0,0076	-0,0020	-0,0162	0,0669
9	LITORAL	05604	El Quisco	STX C	BT1a	-0,0086	0,0689	0,0001	-0,0020	-0,0085	0,0669
9	LITORAL	05604	El Quisco	STX C	BT1b	-0,0086	0,0689	-0,0076	-0,0020	-0,0162	0,0669
9	LITORAL	05605	El Tabo	STX C	BT1a	-0,0086	0,0689	0,0001	-0,0020	-0,0085	0,0669
9	LITORAL	05605	El Tabo	STX C	BT1b	-0,0086	0,0689	-0,0076	-0,0020	-0,0162	0,0669
9	LITORAL	*	*	STX C	BT1a	-0,0086	0,0470	0,0001	-0,0018	-0,0085	0,0452
9	LITORAL	*	*	STX C	BT1b	-0,0086	0,0470	-0,0076	-0,0018	-0,0162	0,0452
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	13303	Tiltil	STX C	BT1a	0,4044	0,4044	-0,0103	-0,0103	0,3941	0,3941
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	*	*	STX C	BT1a	0,0945	0,0945	-0,0043	-0,0043	0,0902	0,0902
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	13102	Cerrillos	STX D	BT1a	0,1575	0,1575	-0,0072	-0,0072	0,1503	0,1503
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	13103	Cerro Navia	STX D	BT1a	0,1575	0,1575	-0,0072	-0,0072	0,1503	0,1503
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	13301	Colina	STX D	BT1a	0,1994	0,1994	-0,0173	-0,0173	0,1821	0,1821
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	13104	Conchalí	STX D	BT1a	0,1575	0,1575	-0,0072	-0,0072	0,1503	0,1503
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	13106	Estación Central	STX D	BT1a	0,1575	0,1575	-0,0072	-0,0072	0,1503	0,1503
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	13107	Huechuraba	STX D	BT1a	0,1575	0,1575	-0,0072	-0,0072	0,1503	0,1503
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	13108	Independencia	STX D	BT1a	0,1575	0,1575	-0,0072	-0,0072	0,1503	0,1503
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	13109	La Cisterna	STX D	BT1a	0,1575	0,1575	-0,0072	-0,0072	0,1503	0,1503
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	13110	La Florida	STX D	BT1a	0,1575	0,1575	-0,0072	-0,0072	0,1503	0,1503
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	13111	La Granja	STX D	BT1a	0,1575	0,1575	-0,0072	-0,0072	0,1503	0,1503
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	13113	La Reina	STX D	BT1a	0,1575	0,1575	-0,0072	-0,0072	0,1503	0,1503
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	13302	Lampa	STX D	BT1a	0,1575	0,1575	-0,0072	-0,0072	0,1503	0,1503
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	13114	Las Condes	STX D	BT1a	0,1575	0,1575	-0,0072	-0,0072	0,1503	0,1503
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	13115	Lo Barnechea	STX D	BT1a	0,1575	0,1575	-0,0072	-0,0072	0,1503	0,1503
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	13116	Lo Espejo	STX D	BT1a	0,1575	0,1575	-0,0072	-0,0072	0,1503	0,1503
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	13117	Lo Prado	STX D	BT1a	0,1575	0,1575	-0,0072	-0,0072	0,1503	0,1503
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	13118	Macul	STX D	BT1a	0,1575	0,1575	-0,0072	-0,0072	0,1503	0,1503
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	13119	Maipú	STX D	BT1a	0,1575	0,1575	-0,0072	-0,0072	0,1503	0,1503
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	13120	Ñuñoa	STX D	BT1a	0,1575	0,1575	-0,0072	-0,0072	0,1503	0,1503
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	13121	Pedro Aguirre Cerda	STX D	BT1a	0,1575	0,1575	-0,0072	-0,0072	0,1503	0,1503
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	13122	Peñalolén	STX D	BT1a	0,1575	0,1575	-0,0072	-0,0072	0,1503	0,1503
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	13123	Providencia	STX D	BT1a	0,1575	0,1575	-0,0072	-0,0072	0,1503	0,1503
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	13124	Pudahuel	STX D	BT1a	0,1575	0,1575	-0,0072	-0,0072	0,1503	0,1503
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	13125	Quilicura	STX D	BT1a	0,1575	0,1575	-0,0072	-0,0072	0,1503	0,1503
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	13126	Quinta Normal	STX D	BT1a	0,1575	0,1575	-0,0072	-0,0072	0,1503	0,1503

COD	Empresa	Código Único Territorial	Comuna	Sistema de Subtransmisión	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR Base		Ajuste		FETR	
						Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales	Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales	Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	13127	Recoleta	STX D	BT1a	0,1575	0,1575	-0,0072	-0,0072	0,1503	0,1503
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	13128	Renca	STX D	BT1a	0,1575	0,1575	-0,0072	-0,0072	0,1503	0,1503
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	13129	San Joaquín	STX D	BT1a	0,1575	0,1575	-0,0072	-0,0072	0,1503	0,1503
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	13130	San Miguel	STX D	BT1a	0,1575	0,1575	-0,0072	-0,0072	0,1503	0,1503
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	13131	San Ramón	STX D	BT1a	0,1575	0,1575	-0,0072	-0,0072	0,1503	0,1503
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	13101	Santiago	STX D	BT1a	0,1575	0,1575	-0,0072	-0,0072	0,1503	0,1503
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	13303	Tiltil	STX D	BT1a	0,2420	0,2420	-0,0400	-0,0400	0,2020	0,2020
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	13132	Vitacura	STX D	BT1a	0,1575	0,1575	-0,0072	-0,0072	0,1503	0,1503
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	*	*	STX D	BT1a	0,0944	0,0944	-0,0042	-0,0042	0,0902	0,0902
12	EEC	13301	Colina	STX D	BT1a	0,0000	0,1333	0,0000	-0,0073	0,0000	0,1260
12	EEC	*	*	STX D	BT1a	0,0000	0,1333	0,0000	-0,0073	0,0000	0,1260
13	TIL TIL	05703	Llaillay	STX C	BT1a	-0,2646	0,0712	0,0125	-0,0017	-0,2521	0,0695
13	TIL TIL	13303	Tiltil	STX C	BT1a	-0,2646	0,0712	0,0125	-0,0017	-0,2521	0,0695
13	TIL TIL	*	*	STX C	BT1a	-0,2646	0,0712	0,0125	-0,0017	-0,2521	0,0695
13	TIL TIL	13303	Tiltil	STX D	BT1a	-0,2332	0,0467	-0,0069	0,0015	-0,2401	0,0482
13	TIL TIL	*	*	STX D	BT1a	-0,2332	0,0467	-0,0069	0,0015	-0,2401	0,0482
14	EEPA	13201	Puente Alto	STX D	BT1a	0,1062	0,1062	-0,0101	-0,0101	0,0961	0,0961
14	EEPA	*	*	STX D	BT1a	0,1062	0,1062	-0,0101	-0,0101	0,0961	0,0961
15	LUZ ANDES	13115	Lo Barnechea	STX D	BT1a	-0,8438	0,0801	0,0000	0,0110	-0,8438	0,0911
15	LUZ ANDES	*	*	STX D	BT1a	-0,8438	0,0801	0,0000	0,0110	-0,8438	0,0911
18	CGED	13403	Calera de Tango	STX D	BT1a	0,1526	0,1526	-0,0069	-0,0069	0,1457	0,1457
18	CGED	13503	Curacaví	STX D	BT1a	0,1526	0,1526	-0,0069	-0,0069	0,1457	0,1457
18	CGED	13105	El Bosque	STX D	BT1a	0,1526	0,1526	-0,0069	-0,0069	0,1457	0,1457
18	CGED	13112	La Pintana	STX D	BT1a	0,1526	0,1526	-0,0069	-0,0069	0,1457	0,1457
18	CGED	13504	María Pinto	STX D	BT1a	0,1207	0,1207	0,0387	-0,0217	0,1594	0,0990
18	CGED	13604	Padre Hurtado	STX D	BT1a	0,1526	0,1526	-0,0069	-0,0069	0,1457	0,1457
18	CGED	13605	Peñaflor	STX D	BT1a	0,1526	0,1526	-0,0069	-0,0069	0,1457	0,1457
18	CGED	13202	Pirque	STX D	BT1a	0,1542	0,1542	-0,0197	-0,0197	0,1345	0,1345
18	CGED	13201	Puente Alto	STX D	BT1a	0,1526	0,1526	-0,0069	-0,0069	0,1457	0,1457
18	CGED	13401	San Bernardo	STX D	BT1a	0,1526	0,1526	-0,0069	-0,0069	0,1457	0,1457
18	CGED	13203	San José de Maipo	STX D	BT1a	0,1526	0,1526	-0,0069	-0,0069	0,1457	0,1457
18	CGED	13601	Talagante	STX D	BT1a	0,1207	0,1207	-0,0111	-0,0111	0,1096	0,1096
18	CGED	*	*	STX D	BT1a	0,0521	0,0521	-0,0019	-0,0019	0,0502	0,0502
18	CGED	13502	Alhué	STX E	BT1a	0,0456	0,1516	0,0000	-0,0207	0,0456	0,1309
18	CGED	13402	Buin	STX E	BT1a	0,0456	0,1516	0,0000	-0,0207	0,0456	0,1309
18	CGED	05603	Cartagena	STX E	BT1a	0,0456	0,1516	0,0000	-0,0259	0,0456	0,1257

COD	Empresa	Código Único Territorial	Comuna	Sistema de Subtransmisión	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR Base		Ajuste		FETR	
						Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales	Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales	Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales
18	CGED	07201	Cauquenes	STX E	BT1a	0,0456	0,1516	0,0000	-0,0207	0,0456	0,1309
18	CGED	07202	Chanco	STX E	BT1a	0,0456	0,1516	0,0000	-0,0207	0,0456	0,1309
18	CGED	06302	Chépica	STX E	BT1a	0,0456	0,1516	0,0000	-0,0207	0,0456	0,1309
18	CGED	08103	Chiguayante	STX E	BT1a	0,1520	0,1520	-0,0025	-0,0025	0,1495	0,1495
18	CGED	08401	Chillán	STX E	BT1a	0,0000	0,1087	0,0000	-0,0066	0,0000	0,1021
18	CGED	08406	Chillán Viejo	STX E	BT1a	0,0000	0,1090	0,0000	-0,0127	0,0000	0,0963
18	CGED	06303	Chimbarongo	STX E	BT1a	0,1396	0,1396	-0,0108	-0,0108	0,1288	0,1288
18	CGED	08403	Cobquecura	STX E	BT1a	0,0456	0,1516	0,0000	-0,0207	0,0456	0,1309
18	CGED	06102	Codegua	STX E	BT1a	0,1396	0,1396	-0,0108	-0,0108	0,1288	0,1288
18	CGED	08404	Coelemu	STX E	BT1a	-0,1909	0,1255	-0,0164	-0,0072	-0,2073	0,1183
18	CGED	08405	Coihueco	STX E	BT1a	-0,1879	0,0633	0,0071	-0,0069	-0,1808	0,0564
18	CGED	06103	Coinco	STX E	BT1a	0,1396	0,1396	-0,0108	-0,0108	0,1288	0,1288
18	CGED	07402	Colbún	STX E	BT1a	-0,0383	0,0813	0,0080	-0,0137	-0,0303	0,0676
18	CGED	06104	Coltauco	STX E	BT1a	0,1396	0,1396	-0,0108	-0,0108	0,1288	0,1288
18	CGED	08101	Concepción	STX E	BT1a	0,1520	0,1520	-0,0025	-0,0025	0,1495	0,1495
18	CGED	07102	Constitución	STX E	BT1a	0,0456	0,1516	0,0000	-0,0207	0,0456	0,1309
18	CGED	08102	Coronel	STX E	BT1a	0,0000	0,1458	0,0000	0,0025	0,0000	0,1483
18	CGED	09104	Curarrehue	STX E	BT1a	0,1520	0,1520	-0,0025	-0,0025	0,1495	0,1495
18	CGED	07103	Curepto	STX E	BT1a	0,0456	0,1516	0,0000	-0,0207	0,0456	0,1309
18	CGED	07301	Curicó	STX E	BT1a	0,1396	0,1396	-0,0108	-0,0108	0,1288	0,1288
18	CGED	06105	Doñihue	STX E	BT1a	0,1396	0,1396	-0,0108	-0,0108	0,1288	0,1288
18	CGED	13602	El Monte	STX E	BT1a	0,0456	0,1516	0,0000	-0,0207	0,0456	0,1309
18	CGED	07104	Empedrado	STX E	BT1a	0,0456	0,1516	0,0000	-0,0207	0,0456	0,1309
18	CGED	08104	Florida	STX E	BT1a	-0,3370	0,2104	-0,0131	0,0037	-0,3501	0,2141
18	CGED	09105	Freire	STX E	BT1a	0,1520	0,1520	-0,0025	-0,0025	0,1495	0,1495
18	CGED	06106	Graneros	STX E	BT1a	0,1396	0,1396	-0,0108	-0,0108	0,1288	0,1288
18	CGED	07302	Hualañé	STX E	BT1a	0,0456	0,1516	0,0000	-0,0207	0,0456	0,1309
18	CGED	08112	Hualpén	STX E	BT1a	0,1520	0,1520	-0,0025	-0,0025	0,1495	0,1495
18	CGED	08105	Hualqui	STX E	BT1a	-0,0051	0,0860	-0,0207	-0,0014	-0,0258	0,0846
18	CGED	13603	Isla de Maipo	STX E	BT1a	0,1396	0,1396	-0,0108	-0,0108	0,1288	0,1288
18	CGED	06202	La Estrella	STX E	BT1a	0,0456	0,1516	0,0000	-0,0207	0,0456	0,1309
18	CGED	06107	Las Cabras	STX E	BT1a	0,1396	0,1396	-0,0108	-0,0108	0,1288	0,1288
18	CGED	09108	Lautaro	STX E	BT1a	-0,0291	0,1073	-0,0202	0,0009	-0,0493	0,1082
18	CGED	07303	Licantén	STX E	BT1a	0,0456	0,1516	0,0000	-0,0207	0,0456	0,1309
18	CGED	07401	Linares	STX E	BT1a	0,0000	0,0890	0,0000	-0,0047	0,0000	0,0843
18	CGED	06203	Litueche	STX E	BT1a	0,0456	0,1516	0,0000	-0,0207	0,0456	0,1309

COD	Empresa	Código Único Territorial	Comuna	Sistema de Subtransmisión	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR Base		Ajuste		FETR	
						Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales	Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales	Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales
18	CGED	06304	Lolol	STX E	BT1a	0,0456	0,1516	0,0000	-0,0207	0,0456	0,1309
18	CGED	09109	Loncoche	STX E	BT1a	-0,0265	0,0940	-0,0202	-0,0019	-0,0467	0,0921
18	CGED	07403	Longaví	STX E	BT1a	0,1396	0,1396	-0,0108	-0,0108	0,1288	0,1288
18	CGED	08301	Los Ángeles	STX E	BT1a	0,0000	0,1137	0,0000	-0,0037	0,0000	0,1100
18	CGED	06108	Machalí	STX E	BT1a	0,1396	0,1396	-0,0108	-0,0108	0,1288	0,1288
18	CGED	06109	Malloa	STX E	BT1a	0,1396	0,1396	-0,0108	-0,0108	0,1288	0,1288
18	CGED	06204	Marchihue	STX E	BT1a	0,0456	0,1516	0,0000	-0,0207	0,0456	0,1309
18	CGED	13504	María Pinto	STX E	BT1a	0,0456	0,1516	0,0000	-0,0207	0,0456	0,1309
18	CGED	07105	Maule	STX E	BT1a	0,0000	0,0891	0,0085	-0,0196	0,0085	0,0695
18	CGED	13501	Melipilla	STX E	BT1a	0,0456	0,1516	0,0000	-0,0207	0,0456	0,1309
18	CGED	07304	Molina	STX E	BT1a	0,0456	0,1516	0,0000	-0,0207	0,0456	0,1309
18	CGED	06110	Mostazal	STX E	BT1a	0,1396	0,1396	-0,0108	-0,0108	0,1288	0,1288
18	CGED	08305	Mulchén	STX E	BT1a	0,1520	0,1520	-0,0025	-0,0025	0,1495	0,1495
18	CGED	06305	Nancagua	STX E	BT1a	0,0456	0,1516	0,0000	-0,0207	0,0456	0,1309
18	CGED	06205	Navidad	STX E	BT1a	0,0456	0,1516	0,0000	-0,0207	0,0456	0,1309
18	CGED	08408	Ninhue	STX E	BT1a	-0,3190	0,0661	0,0063	0,0000	-0,3127	0,0661
18	CGED	08409	Ñiquén	STX E	BT1a	-0,0035	0,0634	0,0082	-0,0012	0,0047	0,0622
18	CGED	06111	Olivar	STX E	BT1a	0,1396	0,1396	-0,0108	-0,0108	0,1288	0,1288
18	CGED	09112	Padre Las Casas	STX E	BT1a	-0,0291	0,1073	-0,0202	0,0009	-0,0493	0,1082
18	CGED	13404	Paine	STX E	BT1a	0,1396	0,1396	-0,0108	-0,0108	0,1288	0,1288
18	CGED	06306	Palmilla	STX E	BT1a	0,0456	0,1516	0,0000	-0,0207	0,0456	0,1309
18	CGED	06206	Paredones	STX E	BT1a	0,0456	0,1516	0,0000	-0,0207	0,0456	0,1309
18	CGED	07404	Parral	STX E	BT1a	-0,0383	0,0813	0,0080	-0,0137	-0,0303	0,0676
18	CGED	07106	Pelarco	STX E	BT1a	0,1159	0,1159	-0,0173	-0,0173	0,0986	0,0986
18	CGED	07203	Pelluhue	STX E	BT1a	0,0456	0,1516	0,0000	-0,0207	0,0456	0,1309
18	CGED	07107	Pencahue	STX E	BT1a	0,0000	0,0891	0,0085	-0,0196	0,0085	0,0695
18	CGED	08107	Penco	STX E	BT1a	0,1520	0,1520	-0,0025	-0,0025	0,1495	0,1495
18	CGED	13605	Peñaflor	STX E	BT1a	0,3349	0,3349	0,0417	0,0417	0,3766	0,3766
18	CGED	06307	Peralillo	STX E	BT1a	0,0456	0,1516	0,0000	-0,0207	0,0456	0,1309
18	CGED	06112	Peumo	STX E	BT1a	0,1396	0,1396	-0,0108	-0,0108	0,1288	0,1288
18	CGED	06113	Pichidegua	STX E	BT1a	0,1396	0,1396	-0,0108	-0,0108	0,1288	0,1288
18	CGED	06201	Pichilemu	STX E	BT1a	0,0456	0,1516	0,0000	-0,0207	0,0456	0,1309
18	CGED	08411	Pinto	STX E	BT1a	0,0000	0,1087	0,0082	-0,0066	0,0082	0,1021
18	CGED	09114	Pitruquén	STX E	BT1a	-0,0291	0,1073	-0,0202	0,0009	-0,0493	0,1082
18	CGED	06308	Placilla	STX E	BT1a	0,0456	0,1516	0,0000	-0,0207	0,0456	0,1309
18	CGED	08412	Portezuelo	STX E	BT1a	0,0000	0,1087	0,0082	-0,0066	0,0082	0,1021

COD	Empresa	Código Único Territorial	Comuna	Sistema de Subtransmisión	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR Base		Ajuste		FETR	
						Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales	Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales	Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales
18	CGED	09115	Pucón	STX E	BT1a	0,1520	0,1520	-0,0025	-0,0025	0,1495	0,1495
18	CGED	06309	Pumanque	STX E	BT1a	0,0456	0,1516	0,0000	-0,0207	0,0456	0,1309
18	CGED	06114	Quinta de Tilcoco	STX E	BT1a	0,1396	0,1396	-0,0108	-0,0108	0,1288	0,1288
18	CGED	08414	Quirihue	STX E	BT1a	0,0456	0,1516	0,0000	-0,0207	0,0456	0,1309
18	CGED	06101	Rancagua	STX E	BT1a	0,1396	0,1396	-0,0108	-0,0108	0,1288	0,1288
18	CGED	08415	Ránquil	STX E	BT1a	0,0456	0,1516	0,0000	-0,0207	0,0456	0,1309
18	CGED	07305	Rauco	STX E	BT1a	0,1396	0,1396	-0,0108	-0,0108	0,1288	0,1288
18	CGED	06115	Rengo	STX E	BT1a	0,1396	0,1396	-0,0108	-0,0108	0,1288	0,1288
18	CGED	06116	Requinoa	STX E	BT1a	0,1396	0,1396	-0,0108	-0,0108	0,1288	0,1288
18	CGED	07405	Retiro	STX E	BT1a	-0,0383	0,0813	0,0080	-0,0137	-0,0303	0,0676
18	CGED	07108	Río Claro	STX E	BT1a	0,0000	0,0891	0,0085	-0,0196	0,0085	0,0695
18	CGED	07306	Romeral	STX E	BT1a	0,1396	0,1396	-0,0108	-0,0108	0,1288	0,1288
18	CGED	07307	Sagrada Familia	STX E	BT1a	0,1396	0,1396	-0,0108	-0,0108	0,1288	0,1288
18	CGED	05601	San Antonio	STX E	BT1a	0,0456	0,1516	0,0000	-0,0259	0,0456	0,1257
18	CGED	08416	San Carlos	STX E	BT1a	-0,0272	0,1163	0,0080	-0,0099	-0,0192	0,1064
18	CGED	07109	San Clemente	STX E	BT1a	-0,0383	0,0813	0,0080	-0,0137	-0,0303	0,0676
18	CGED	08417	San Fabián	STX E	BT1a	0,0000	0,1087	0,0082	-0,0066	0,0082	0,1021
18	CGED	06301	San Fernando	STX E	BT1a	0,1396	0,1396	-0,0108	-0,0108	0,1288	0,1288
18	CGED	07406	San Javier	STX E	BT1a	0,0000	0,0896	0,0082	-0,0022	0,0082	0,0874
18	CGED	08419	San Nicolás	STX E	BT1a	-0,1879	0,0633	0,0071	-0,0069	-0,1808	0,0564
18	CGED	13505	San Pedro	STX E	BT1a	0,0456	0,1516	0,0000	-0,0207	0,0456	0,1309
18	CGED	08108	San Pedro de la Paz	STX E	BT1a	0,1520	0,1520	-0,0025	-0,0025	0,1495	0,1495
18	CGED	07110	San Rafael	STX E	BT1a	0,1396	0,1396	-0,0108	-0,0108	0,1288	0,1288
18	CGED	06117	San Vicente	STX E	BT1a	0,1396	0,1396	-0,0108	-0,0108	0,1288	0,1288
18	CGED	06310	Santa Cruz	STX E	BT1a	0,0456	0,1516	0,0000	-0,0207	0,0456	0,1309
18	CGED	05606	Santo Domingo	STX E	BT1a	0,0456	0,1516	0,0000	-0,0259	0,0456	0,1257
18	CGED	13601	Talagante	STX E	BT1a	0,0456	0,1516	0,0000	-0,0207	0,0456	0,1309
18	CGED	07101	Talca	STX E	BT1a	0,0000	0,1214	0,0000	-0,0024	0,0000	0,1190
18	CGED	08110	Talcahuano	STX E	BT1a	0,1520	0,1520	-0,0025	-0,0025	0,1495	0,1495
18	CGED	09101	Temuco	STX E	BT1a	0,0000	0,1122	0,0000	-0,0008	0,0000	0,1114
18	CGED	07308	Teno	STX E	BT1a	0,1396	0,1396	-0,0108	-0,0108	0,1288	0,1288
18	CGED	08111	Tomé	STX E	BT1a	0,1520	0,1520	-0,0025	-0,0025	0,1495	0,1495
18	CGED	08420	Treguaco	STX E	BT1a	0,0000	0,1087	0,0082	-0,0066	0,0082	0,1021
18	CGED	07309	Vichuquén	STX E	BT1a	0,0456	0,1516	0,0000	-0,0207	0,0456	0,1309
18	CGED	09119	Vilcún	STX E	BT1a	0,1082	0,1082	0,0076	0,0076	0,1158	0,1158
18	CGED	07407	Villa Alegre	STX E	BT1a	-0,0052	0,0804	0,0082	-0,0012	0,0030	0,0792

COD	Empresa	Código Único Territorial	Comuna	Sistema de Subtransmisión	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR Base		Ajuste		FETR	
						Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales	Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales	Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales
18	CGED	09120	Villarrica	STX E	BT1a	-0,0265	0,0940	-0,0202	-0,0019	-0,0467	0,0921
18	CGED	07408	Yerbas Buenas	STX E	BT1a	0,1396	0,1396	-0,0108	-0,0108	0,1288	0,1288
18	CGED	*	*	STX E	BT1a	0,0398	0,0529	0,0000	-0,0019	0,0398	0,0510
20	COOPERSOL	15201	Putre	STX A	BT1a	-0,5991	0,0545	-0,0510	-0,0005	-0,6501	0,0540
20	COOPERSOL	*	*	STX A	BT1a	-0,6850	0,0275	-0,0402	-0,0007	-0,7252	0,0268
21	COPELAN	08304	Laja	STX E	BT1a	-0,4348	0,0466	0,0051	-0,0107	-0,4297	0,0359
21	COPELAN	08301	Los Ángeles	STX E	BT1a	-0,6083	0,0494	0,0177	-0,0102	-0,5906	0,0392
21	COPELAN	08305	Mulchén	STX E	BT1a	-0,6121	0,0483	0,0039	-0,0132	-0,6082	0,0351
21	COPELAN	08309	Quilleco	STX E	BT1a	-0,6121	0,0483	0,0176	-0,0007	-0,5945	0,0476
21	COPELAN	08311	Santa Bárbara	STX E	BT1a	-0,6121	0,0483	0,0176	-0,0007	-0,5945	0,0476
21	COPELAN	*	*	STX E	BT1a	-0,6083	0,0280	0,0177	-0,0007	-0,5906	0,0273
22	FRONTEL	08314	Alto Biobío	STX E	BT1a	-0,5206	0,0486	0,0198	-0,0035	-0,5008	0,0451
22	FRONTEL	09201	Angol	STX E	BT1a	-0,4202	0,0650	0,0081	-0,0023	-0,4121	0,0627
22	FRONTEL	08302	Antuco	STX E	BT1a	-0,4202	0,0650	0,0235	-0,0010	-0,3967	0,0640
22	FRONTEL	08202	Arauco	STX E	BT1a	-0,4202	0,0650	0,0081	-0,0023	-0,4121	0,0627
22	FRONTEL	08402	Bulnes	STX E	BT1a	-0,4202	0,0650	0,0235	-0,0010	-0,3967	0,0640
22	FRONTEL	08303	Cabrero	STX E	BT1a	-0,4202	0,0650	0,0235	-0,0010	-0,3967	0,0640
22	FRONTEL	08203	Cañete	STX E	BT1a	-0,4202	0,0650	0,0081	-0,0023	-0,4121	0,0627
22	FRONTEL	09102	Carahue	STX E	BT1a	-0,4554	0,0558	0,0077	0,0000	-0,4477	0,0558
22	FRONTEL	09102	Chillán Viejo	STX E	BT1a	-0,4202	0,0326	0,0235	-0,0010	-0,3967	0,0316
22	FRONTEL	09121	Cholchol	STX E	BT1a	-0,4202	0,0650	0,0081	-0,0023	-0,4121	0,0627
22	FRONTEL	09202	Collipulli	STX E	BT1a	-0,4202	0,0650	0,0081	-0,0023	-0,4121	0,0627
22	FRONTEL	08204	Contulmo	STX E	BT1a	-0,4202	0,0650	0,0081	-0,0023	-0,4121	0,0627
22	FRONTEL	08102	Coronel	STX E	BT1a	-0,3195	0,0585	0,0087	0,0014	-0,3108	0,0599
22	FRONTEL	09103	Cunco	STX E	BT1a	-0,4202	0,0650	0,0081	-0,0023	-0,4121	0,0627
22	FRONTEL	09203	Curacautín	STX E	BT1a	-0,4202	0,0650	0,0081	-0,0023	-0,4121	0,0627
22	FRONTEL	08205	Curanilahue	STX E	BT1a	-0,4202	0,0650	0,0081	-0,0023	-0,4121	0,0627
22	FRONTEL	08407	El Carmen	STX E	BT1a	-0,5206	0,0486	0,0198	-0,0035	-0,5008	0,0451
22	FRONTEL	09204	Ercilla	STX E	BT1a	-0,4202	0,0650	0,0081	-0,0023	-0,4121	0,0627
22	FRONTEL	08104	Florida	STX E	BT1a	-0,4371	0,0620	0,0229	0,0007	-0,4142	0,0627
22	FRONTEL	09105	Freire	STX E	BT1a	-0,5213	0,0707	0,0071	-0,0007	-0,5142	0,0700
22	FRONTEL	09106	Galvarino	STX E	BT1a	-0,5213	0,0707	0,0071	-0,0007	-0,5142	0,0700
22	FRONTEL	09107	Gorbea	STX E	BT1a	-0,4202	0,0650	0,0081	-0,0023	-0,4121	0,0627
22	FRONTEL	08105	Hualqui	STX E	BT1a	-0,4202	0,0650	0,0235	-0,0010	-0,3967	0,0640
22	FRONTEL	08304	Laja	STX E	BT1a	-0,4202	0,0650	0,0235	-0,0010	-0,3967	0,0640
22	FRONTEL	09108	Lautaro	STX E	BT1a	-0,4178	0,0863	0,0081	-0,0118	-0,4097	0,0745

COD	Empresa	Código Único Territorial	Comuna	Sistema de Subtransmisión	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR Base		Ajuste		FETR	
						Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales	Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales	Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales
22	FRONTEL	08201	Lebu	STX E	BT1a	-0,4202	0,0650	0,0081	-0,0023	-0,4121	0,0627
22	FRONTEL	09205	Lonquimay	STX E	BT1a	-0,4202	0,0650	0,0081	-0,0023	-0,4121	0,0627
22	FRONTEL	08206	Los Álamos	STX E	BT1a	-0,4202	0,0650	0,0081	-0,0023	-0,4121	0,0627
22	FRONTEL	08301	Los Ángeles	STX E	BT1a	-0,4178	0,0863	0,0081	-0,0118	-0,4097	0,0745
22	FRONTEL	09206	Los Sauces	STX E	BT1a	-0,4202	0,0650	0,0081	-0,0023	-0,4121	0,0627
22	FRONTEL	08106	Lota	STX E	BT1a	-0,3253	0,0606	0,0087	-0,0091	-0,3166	0,0515
22	FRONTEL	09207	Lumaco	STX E	BT1a	-0,4202	0,0650	0,0081	-0,0023	-0,4121	0,0627
22	FRONTEL	09110	Melipeuco	STX E	BT1a	-0,4202	0,0650	0,0081	-0,0023	-0,4121	0,0627
22	FRONTEL	08305	Mulchén	STX E	BT1a	-0,4202	0,0650	0,0081	-0,0023	-0,4121	0,0627
22	FRONTEL	08306	Nacimiento	STX E	BT1a	-0,4202	0,0650	0,0081	-0,0023	-0,4121	0,0627
22	FRONTEL	08307	Negrete	STX E	BT1a	-0,4202	0,0650	0,0081	-0,0023	-0,4121	0,0627
22	FRONTEL	09111	Nueva Imperial	STX E	BT1a	-0,4202	0,0650	0,0081	-0,0023	-0,4121	0,0627
22	FRONTEL	09112	Padre Las Casas	STX E	BT1a	-0,4178	0,0863	0,0081	-0,0118	-0,4097	0,0745
22	FRONTEL	08410	Pemuco	STX E	BT1a	-0,5352	0,0545	0,0193	-0,0001	-0,5159	0,0544
22	FRONTEL	09113	Perquenco	STX E	BT1a	-0,5213	0,0707	0,0071	-0,0007	-0,5142	0,0700
22	FRONTEL	08411	Pinto	STX E	BT1a	-0,4202	0,0650	0,0235	-0,0010	-0,3967	0,0640
22	FRONTEL	09114	Pitruquén	STX E	BT1a	-0,4178	0,0863	0,0081	-0,0118	-0,4097	0,0745
22	FRONTEL	09114	Pucón	STX E	BT1a	-0,4202	0,0326	0,0081	-0,0010	-0,4121	0,0316
22	FRONTEL	09208	Purén	STX E	BT1a	-0,4202	0,0650	0,0081	-0,0023	-0,4121	0,0627
22	FRONTEL	08308	Quilaco	STX E	BT1a	-0,4202	0,0650	0,0081	-0,0023	-0,4121	0,0627
22	FRONTEL	08309	Quilleco	STX E	BT1a	-0,4202	0,0650	0,0235	-0,0010	-0,3967	0,0640
22	FRONTEL	08413	Quillón	STX E	BT1a	-0,5352	0,0545	0,0193	-0,0001	-0,5159	0,0544
22	FRONTEL	08415	Ránquil	STX E	BT1a	-0,4202	0,0650	0,0235	-0,0010	-0,3967	0,0640
22	FRONTEL	09209	Renaico	STX E	BT1a	-0,4202	0,0650	0,0081	-0,0023	-0,4121	0,0627
22	FRONTEL	09116	Saavedra	STX E	BT1a	-0,4202	0,0650	0,0081	-0,0023	-0,4121	0,0627
22	FRONTEL	08418	San Ignacio	STX E	BT1a	-0,5206	0,0486	0,0198	-0,0035	-0,5008	0,0451
22	FRONTEL	08310	San Rosendo	STX E	BT1a	-0,4202	0,0650	0,0235	-0,0010	-0,3967	0,0640
22	FRONTEL	08311	Santa Bárbara	STX E	BT1a	-0,4202	0,0650	0,0081	-0,0023	-0,4121	0,0627
22	FRONTEL	08109	Santa Juana	STX E	BT1a	-0,4202	0,0650	0,0235	-0,0010	-0,3967	0,0640
22	FRONTEL	09101	Temuco	STX E	BT1a	-0,4178	0,0863	0,0081	-0,0118	-0,4097	0,0745
22	FRONTEL	09117	Teodoro Schmidt	STX E	BT1a	-0,4202	0,0650	0,0081	-0,0023	-0,4121	0,0627
22	FRONTEL	08207	Tirúa	STX E	BT1a	-0,4202	0,0650	0,0081	-0,0023	-0,4121	0,0627
22	FRONTEL	09118	Toltén	STX E	BT1a	-0,4202	0,0650	0,0081	-0,0023	-0,4121	0,0627
22	FRONTEL	08111	Tomé	STX E	BT1a	-0,4202	0,0650	0,0235	-0,0010	-0,3967	0,0640
22	FRONTEL	09210	Traiguén	STX E	BT1a	-0,5213	0,0707	0,0071	-0,0007	-0,5142	0,0700
22	FRONTEL	08312	Tucapel	STX E	BT1a	-0,4202	0,0650	0,0235	-0,0010	-0,3967	0,0640

COD	Empresa	Código Único Territorial	Comuna	Sistema de Subtransmisión	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR Base		Ajuste		FETR	
						Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales	Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales	Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales
22	FRONTEL	09211	Victoria	STX E	BT1a	-0,4202	0,0650	0,0081	-0,0023	-0,4121	0,0627
22	FRONTEL	09119	Vilcún	STX E	BT1a	-0,5213	0,0707	0,0071	-0,0007	-0,5142	0,0700
22	FRONTEL	09120	Villarrica	STX E	BT1a	-0,4147	0,0653	0,0081	-0,0086	-0,4066	0,0567
22	FRONTEL	08313	Yumbel	STX E	BT1a	-0,4202	0,0650	0,0235	-0,0010	-0,3967	0,0640
22	FRONTEL	08421	Yungay	STX E	BT1a	-0,4202	0,0650	0,0235	-0,0010	-0,3967	0,0640
22	FRONTEL	*	*	STX E	BT1a	-0,4202	0,0326	0,0235	-0,0010	-0,3967	0,0316
23	SAESA	02101	Antofagasta	STX B	BT1a	-0,1073	0,0374	0,1593	-0,0015	0,0520	0,0359
23	SAESA	02104	Taltal	STX B	BT1a	-0,1073	0,0374	0,1593	-0,0015	0,0520	0,0359
23	SAESA	*	*	STX B	BT1a	-0,1073	0,0374	0,1593	-0,0015	0,0520	0,0359
23	SAESA	09107	Gorbea	STX E	BT1a	-0,1998	0,0758	0,1257	0,0019	-0,0741	0,0777
23	SAESA	14103	Lanco	STX E	BT1a	-0,1248	0,1149	0,1370	-0,0023	0,0122	0,1126
23	SAESA	09109	Loncoche	STX E	BT1a	-0,1316	0,0938	0,1360	-0,0118	0,0044	0,0820
23	SAESA	14104	Los Lagos	STX E	BT1a	-0,1261	0,1104	0,1486	-0,0157	0,0225	0,0947
23	SAESA	14106	Mariquina	STX E	BT1a	-0,1261	0,1104	0,1486	-0,0157	0,0225	0,0947
23	SAESA	14108	Panguipulli	STX E	BT1a	-0,1261	0,1104	0,1486	-0,0157	0,0225	0,0947
23	SAESA	14204	Río Bueno	STX E	BT1a	-0,1301	0,0381	0,1479	-0,0186	0,0178	0,0195
23	SAESA	14101	Valdivia	STX E	BT1a	-0,1261	0,1104	0,1486	-0,0157	0,0225	0,0947
23	SAESA	09120	Villarrica	STX E	BT1a	-0,1429	0,2002	0,1458	0,0385	0,0029	0,2387
23	SAESA	*	*	STX E	BT1a	-0,1316	0,0374	0,1360	-0,0015	0,0044	0,0359
23	SAESA	10202	Ancud	STX F	BT1a	-0,1740	0,1124	0,1311	-0,0120	-0,0429	0,1004
23	SAESA	10102	Calbuco	STX F	BT1a	-0,1740	0,1124	0,1311	-0,0120	-0,0429	0,1004
23	SAESA	10201	Castro	STX F	BT1a	-0,1740	0,1124	0,1311	-0,0120	-0,0429	0,1004
23	SAESA	10203	Chonchi	STX F	BT1a	-0,1740	0,1124	0,1311	-0,0120	-0,0429	0,1004
23	SAESA	10103	Cochamó	STX F	BT1a	-0,0579	0,1124	0,0191	-0,0120	-0,0388	0,1004
23	SAESA	14102	Corral	STX F	BT1a	-0,1740	0,1124	0,1311	-0,0120	-0,0429	0,1004
23	SAESA	10204	Curaco de Vélez	STX F	BT1a	-0,1740	0,1124	0,1311	-0,0120	-0,0429	0,1004
23	SAESA	10205	Dalcahue	STX F	BT1a	-0,1740	0,1124	0,1311	-0,0120	-0,0429	0,1004
23	SAESA	10104	Fresia	STX F	BT1a	-0,3506	0,0841	0,1038	-0,0030	-0,2468	0,0811
23	SAESA	10105	Frutillar	STX F	BT1a	-0,1792	0,1163	0,1302	-0,0110	-0,0490	0,1053
23	SAESA	14202	Futroneo	STX F	BT1a	-0,1740	0,1124	0,1311	-0,0120	-0,0429	0,1004
23	SAESA	10403	Hualaihué	STX F	BT1a	-0,0579	0,1124	0,0191	-0,0120	-0,0388	0,1004
23	SAESA	14201	La Unión	STX F	BT1a	-0,1792	0,1163	0,1302	-0,0110	-0,0490	0,1053
23	SAESA	14203	Lago Ranco	STX F	BT1a	-0,1740	0,1124	0,1311	-0,0120	-0,0429	0,1004
23	SAESA	14103	Lanco	STX F	BT1a	-0,1728	0,0842	0,1195	-0,0220	-0,0533	0,0622
23	SAESA	10107	Llanquihue	STX F	BT1a	-0,1792	0,1163	0,1302	-0,0110	-0,0490	0,1053
23	SAESA	09109	Loncoche	STX F	BT1a	-0,1792	0,1163	0,1186	-0,0048	-0,0606	0,1115

COD	Empresa	Código Único Territorial	Comuna	Sistema de Subtransmisión	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR Base		Ajuste		FETR	
						Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales	Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales	Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales
23	SAESA	14104	Los Lagos	STX F	BT1a	-0,1740	0,1124	0,1311	-0,0120	-0,0429	0,1004
23	SAESA	10106	Los Muermos	STX F	BT1a	-0,3506	0,0841	0,1038	-0,0030	-0,2468	0,0811
23	SAESA	14105	Máfil	STX F	BT1a	-0,1740	0,1124	0,1311	-0,0120	-0,0429	0,1004
23	SAESA	14106	Mariquina	STX F	BT1a	-0,1740	0,1124	0,1311	-0,0120	-0,0429	0,1004
23	SAESA	10108	Mauñil	STX F	BT1a	-0,3506	0,0841	0,1038	-0,0030	-0,2468	0,0811
23	SAESA	10301	Osorno	STX F	BT1a	-0,1792	0,1163	0,1302	-0,0110	-0,0490	0,1053
23	SAESA	14107	Paillaco	STX F	BT1a	-0,1740	0,1124	0,1311	-0,0120	-0,0429	0,1004
23	SAESA	14108	Panguipulli	STX F	BT1a	-0,1740	0,1124	0,1311	-0,0120	-0,0429	0,1004
23	SAESA	10101	Puerto Montt	STX F	BT1a	-0,2286	0,1143	0,1227	-0,0104	-0,1059	0,1039
23	SAESA	10302	Puerto Octay	STX F	BT1a	-0,1792	0,1163	0,1302	-0,0110	-0,0490	0,1053
23	SAESA	10109	Puerto Varas	STX F	BT1a	-0,2236	0,1076	0,1235	-0,0086	-0,1001	0,0990
23	SAESA	10206	Puqueldón	STX F	BT1a	-0,1740	0,1124	0,1311	-0,0120	-0,0429	0,1004
23	SAESA	10303	Purranque	STX F	BT1a	-0,1792	0,1163	0,1302	-0,0110	-0,0490	0,1053
23	SAESA	10304	Puyehue	STX F	BT1a	-0,1792	0,1163	0,1302	-0,0110	-0,0490	0,1053
23	SAESA	10207	Queilén	STX F	BT1a	-0,1740	0,1124	0,1311	-0,0120	-0,0429	0,1004
23	SAESA	10208	Quellón	STX F	BT1a	-0,1740	0,1124	0,1311	-0,0120	-0,0429	0,1004
23	SAESA	10209	Quemchi	STX F	BT1a	-0,1740	0,1124	0,1311	-0,0120	-0,0429	0,1004
23	SAESA	10210	Quinchao	STX F	BT1a	-0,1740	0,1124	0,1311	-0,0120	-0,0429	0,1004
23	SAESA	14204	Río Bueno	STX F	BT1a	-0,1777	0,0932	0,1305	-0,0023	-0,0472	0,0909
23	SAESA	10305	Río Negro	STX F	BT1a	-0,1792	0,1163	0,1302	-0,0110	-0,0490	0,1053
23	SAESA	10306	San Juan de la Costa	STX F	BT1a	-0,1792	0,1163	0,1302	-0,0110	-0,0490	0,1053
23	SAESA	10307	San Pablo	STX F	BT1a	-0,1792	0,1163	0,1302	-0,0110	-0,0490	0,1053
23	SAESA	09118	Toltén	STX F	BT1a	-0,1740	0,1124	0,1311	-0,0120	-0,0429	0,1004
23	SAESA	14101	Valdivia	STX F	BT1a	-0,1740	0,1124	0,1311	-0,0120	-0,0429	0,1004
23	SAESA	09120	Villarrica	STX F	BT1a	-0,1899	0,0746	0,1286	-0,0103	-0,0613	0,0643
23	SAESA	*	*	STX F	BT1a	-0,1792	0,0374	0,1302	-0,0015	-0,0490	0,0359
24	EDELAYSÉN	11201	Aisén	SM	BT1a	-0,5188	0,0742	0,0094	0,0019	-0,5094	0,0761
24	EDELAYSÉN	10401	Chaitén	SM	BT1a	-0,5188	0,0742	0,0094	0,0019	-0,5094	0,0761
24	EDELAYSÉN	11401	Chile Chico	SM	BT1a	-0,5188	0,0742	0,0094	0,0019	-0,5094	0,0761
24	EDELAYSÉN	11202	Cisnes	SM	BT1a	-0,5188	0,0742	0,0094	0,0019	-0,5094	0,0761
24	EDELAYSÉN	11301	Cochrane	SM	BT1a	-0,5188	0,0742	0,0094	0,0019	-0,5094	0,0761
24	EDELAYSÉN	11101	Coihaique	SM	BT1a	-0,5188	0,0742	0,0094	0,0019	-0,5094	0,0761
24	EDELAYSÉN	10402	Futaleufú	SM	BT1a	-0,5188	0,0742	0,0094	0,0019	-0,5094	0,0761
24	EDELAYSÉN	11102	Lago Verde	SM	BT1a	-0,5188	0,0742	0,0094	0,0019	-0,5094	0,0761
24	EDELAYSÉN	10404	Palena	SM	BT1a	-0,5188	0,0742	0,0094	0,0019	-0,5094	0,0761
24	EDELAYSÉN	11402	Río Ibáñez	SM	BT1a	-0,5188	0,0742	0,0094	0,0019	-0,5094	0,0761

COD	Empresa	Código Único Territorial	Comuna	Sistema de Subtransmisión	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR Base		Ajuste		FETR	
						Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales	Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales	Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales
24	EDELAYSÉN	*	*	SM	BT1a	-0,5503	0,0469	0,0096	-0,0015	-0,5407	0,0454
25	EDELMAG	12201	Cabo de Hornos	SM	BT1a	0,0000	0,1484	-0,0058	-0,0058	-0,0058	0,1426
25	EDELMAG	12401	Natales	SM	BT1a	0,0000	0,1484	-0,0058	-0,0058	-0,0058	0,1426
25	EDELMAG	12301	Porvenir	SM	BT1a	0,0000	0,1484	-0,0058	-0,0058	-0,0058	0,1426
25	EDELMAG	12101	Punta Arenas	SM	BT1a	0,0000	0,1484	-0,0058	-0,0058	-0,0058	0,1426
25	EDELMAG	12402	Torres del Paine	SM	BT1a	0,0000	0,1484	0,0000	0,0000	0,0000	0,1484
25	EDELMAG	*	*	SM	BT1a	0,0000	0,1484	-0,0058	-0,0058	-0,0058	0,1426
26	CODINER	09103	Cunco	STX E	BT1a	-0,5731	0,0405	0,0071	0,0008	-0,5660	0,0413
26	CODINER	09203	Curacautín	STX E	BT1a	-0,4961	0,0722	0,0083	-0,0093	-0,4878	0,0629
26	CODINER	09204	Ercilla	STX E	BT1a	-0,5731	0,0405	0,0071	0,0008	-0,5660	0,0413
26	CODINER	09105	Freire	STX E	BT1a	-0,4961	0,0722	0,0083	-0,0093	-0,4878	0,0629
26	CODINER	09106	Galvarino	STX E	BT1a	-0,4961	0,0722	0,0083	-0,0093	-0,4878	0,0629
26	CODINER	09107	Gorbea	STX E	BT1a	-0,4961	0,0722	0,0083	-0,0093	-0,4878	0,0629
26	CODINER	09108	Lautaro	STX E	BT1a	-0,4876	0,0477	0,0085	-0,0038	-0,4791	0,0439
26	CODINER	09109	Loncoche	STX E	BT1a	-0,3992	0,0524	0,0099	-0,0340	-0,3893	0,0184
26	CODINER	09111	Nueva Imperial	STX E	BT1a	-0,5731	0,0405	0,0071	0,0008	-0,5660	0,0413
26	CODINER	09112	Padre Las Casas	STX E	BT1a	-0,4876	0,0477	0,0085	-0,0038	-0,4791	0,0439
26	CODINER	09113	Perquenco	STX E	BT1a	-0,4961	0,0722	0,0083	-0,0093	-0,4878	0,0629
26	CODINER	09114	Pitrufquén	STX E	BT1a	-0,4876	0,0477	0,0085	-0,0038	-0,4791	0,0439
26	CODINER	09101	Temuco	STX E	BT1a	-0,4903	0,0478	0,0084	-0,0005	-0,4819	0,0473
26	CODINER	09210	Traiguén	STX E	BT1a	-0,4961	0,0722	0,0083	-0,0093	-0,4878	0,0629
26	CODINER	09211	Victoria	STX E	BT1a	-0,4961	0,0722	0,0083	-0,0093	-0,4878	0,0629
26	CODINER	09119	Vilcún	STX E	BT1a	-0,4961	0,0722	0,0083	-0,0093	-0,4878	0,0629
26	CODINER	09120	Villarrica	STX E	BT1a	-0,4369	0,0406	0,0093	-0,0016	-0,4276	0,0390
26	CODINER	*	*	STX E	BT1a	-0,4961	0,0294	0,0083	-0,0008	-0,4878	0,0286
28	EDECSA	05602	Algarrobo	STX C	BT1a	0,0491	0,1577	0,0000	-0,0216	0,0491	0,1361
28	EDECSA	05603	Cartagena	STX C	BT1a	0,0491	0,1577	0,0000	-0,0216	0,0491	0,1361
28	EDECSA	05102	Casablanca	STX C	BT1a	-0,0202	0,0811	0,0010	-0,0192	-0,0192	0,0619
28	EDECSA	13503	Curacaví	STX C	BT1a	0,0491	0,1577	0,0000	-0,0216	0,0491	0,1361
28	EDECSA	05101	Valparaíso	STX C	BT1a	0,0491	0,1577	0,0000	-0,0216	0,0491	0,1361
28	EDECSA	*	*	STX C	BT1a	0,0000	0,0453	0,0010	-0,0014	0,0010	0,0439
29	CEC	07301	Curicó	STX E	BT1a	0,0000	0,0939	0,0000	-0,0147	0,0000	0,0792
29	CEC	07304	Molina	STX E	BT1a	0,0000	0,0939	0,0000	-0,0147	0,0000	0,0792
29	CEC	07306	Romeral	STX E	BT1a	0,0000	0,0939	0,0000	-0,0147	0,0000	0,0792
29	CEC	07308	Teno	STX E	BT1a	0,0000	0,0939	0,0000	-0,0147	0,0000	0,0792
29	CEC	*	*	STX E	BT1a	0,0000	0,0939	0,0000	-0,0147	0,0000	0,0792

COD	Empresa	Código Único Territorial	Comuna	Sistema de Subtransmisión	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR Base		Ajuste		FETR	
						Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales	Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales	Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales
31	LUZLINARES	07402	Colbún	STX E	BT1a	-0,6383	0,0798	0,0094	-0,0158	-0,6289	0,0640
31	LUZLINARES	07102	Constitución	STX E	BT1a	-0,5186	0,1760	0,0122	0,0069	-0,5064	0,1829
31	LUZLINARES	07401	Linares	STX E	BT1a	-0,5264	0,0779	0,0120	-0,0220	-0,5144	0,0559
31	LUZLINARES	07403	Longaví	STX E	BT1a	-0,6582	0,0756	0,0089	-0,0307	-0,6493	0,0449
31	LUZLINARES	07406	San Javier	STX E	BT1a	-0,6194	0,0553	0,0098	-0,0261	-0,6096	0,0292
31	LUZLINARES	07407	Villa Alegre	STX E	BT1a	-0,5983	0,0675	0,0103	-0,0289	-0,5880	0,0386
31	LUZLINARES	07408	Yerbas Buenas	STX E	BT1a	-0,6471	0,0677	0,0091	-0,0252	-0,6380	0,0425
31	LUZLINARES	*	*	STX E	BT1a	-0,5664	0,0300	0,0111	-0,0008	-0,5553	0,0292
32	LUZPARRAL	07201	Cauquenes	STX E	BT1a	-0,6142	0,0481	0,0042	-0,0128	-0,6100	0,0353
32	LUZPARRAL	07403	Longaví	STX E	BT1a	-0,6135	0,0484	0,0042	-0,0131	-0,6093	0,0353
32	LUZPARRAL	08409	Ñiquén	STX E	BT1a	-0,5806	0,0512	0,0045	-0,0189	-0,5761	0,0323
32	LUZPARRAL	07404	Parral	STX E	BT1a	-0,5806	0,0512	0,0045	-0,0189	-0,5761	0,0323
32	LUZPARRAL	07405	Retiro	STX E	BT1a	-0,5806	0,0512	0,0045	-0,0189	-0,5761	0,0323
32	LUZPARRAL	08416	San Carlos	STX E	BT1a	-0,5987	0,0381	0,0043	-0,0084	-0,5944	0,0297
32	LUZPARRAL	07406	San Javier	STX E	BT1a	-0,6142	0,0481	0,0042	-0,0128	-0,6100	0,0353
32	LUZPARRAL	*	*	STX E	BT1a	-0,5827	0,0289	0,0044	-0,0008	-0,5783	0,0281
33	COPELEC	08402	Bulnes	STX E	BT1a	-0,4676	0,0659	0,0145	-0,0121	-0,4531	0,0538
33	COPELEC	08401	Chillán	STX E	BT1a	-0,3876	0,0573	0,0161	-0,0045	-0,3715	0,0528
33	COPELEC	08406	Chillán Viejo	STX E	BT1a	-0,3811	0,0732	0,0163	-0,0053	-0,3648	0,0679
33	COPELEC	08403	Cobquecura	STX E	BT1a	-0,6482	0,0282	0,0102	-0,0007	-0,6380	0,0275
33	COPELEC	08404	Coelemu	STX E	BT1a	-0,6120	0,0482	0,0111	-0,0137	-0,6009	0,0345
33	COPELEC	08405	Coihueco	STX E	BT1a	-0,6120	0,0482	0,0111	-0,0137	-0,6009	0,0345
33	COPELEC	08407	El Carmen	STX E	BT1a	-0,6506	0,0407	0,0101	-0,0149	-0,6405	0,0258
33	COPELEC	08104	Florida	STX E	BT1a	-0,6099	0,0480	0,0111	-0,0006	-0,5988	0,0474
33	COPELEC	08408	Ninhue	STX E	BT1a	-0,5897	0,0375	0,0116	-0,0136	-0,5781	0,0239
33	COPELEC	08410	Pemuco	STX E	BT1a	-0,6506	0,0407	0,0101	-0,0149	-0,6405	0,0258
33	COPELEC	08411	Pinto	STX E	BT1a	-0,6199	0,0564	0,0109	-0,0004	-0,6090	0,0560
33	COPELEC	08412	Portezuelo	STX E	BT1a	-0,5897	0,0375	0,0116	-0,0136	-0,5781	0,0239
33	COPELEC	08413	Quillón	STX E	BT1a	-0,6508	0,0436	0,0101	-0,0035	-0,6407	0,0401
33	COPELEC	08414	Quirihue	STX E	BT1a	-0,6498	0,0282	0,0101	-0,0007	-0,6397	0,0275
33	COPELEC	08415	Ránquil	STX E	BT1a	-0,6515	0,0780	0,0101	-0,0026	-0,6414	0,0754
33	COPELEC	08416	San Carlos	STX E	BT1a	-0,6332	0,0390	0,0106	-0,0114	-0,6226	0,0276
33	COPELEC	08417	San Fabián	STX E	BT1a	-0,5897	0,0375	0,0116	-0,0136	-0,5781	0,0239
33	COPELEC	08418	San Ignacio	STX E	BT1a	-0,6506	0,0407	0,0101	-0,0149	-0,6405	0,0258
33	COPELEC	08419	San Nicolás	STX E	BT1a	-0,6120	0,0482	0,0111	-0,0137	-0,6009	0,0345
33	COPELEC	08111	Tomé	STX E	BT1a	-0,6468	0,0312	0,0102	-0,0009	-0,6366	0,0303

COD	Empresa	Código Único Territorial	Comuna	Sistema de Subtransmisión	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR Base		Ajuste		FETR	
						Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales	Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales	Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales
33	COPELEC	08420	Treguaco	STX E	BT1a	-0,5897	0,0375	0,0116	-0,0136	-0,5781	0,0239
33	COPELEC	*	*	STX E	BT1a	-0,5711	0,0287	0,0121	-0,0007	-0,5590	0,0280
34	COELCHA	08314	Alto Biobío	STX E	BT1a	-0,6503	0,0346	-0,0014	0,0028	-0,6517	0,0374
34	COELCHA	08303	Cabrero	STX E	BT1a	-0,6301	0,0506	-0,0014	-0,0053	-0,6315	0,0453
34	COELCHA	08104	Florida	STX E	BT1a	-0,6181	0,0536	-0,0013	0,0018	-0,6194	0,0554
34	COELCHA	08105	Hualqui	STX E	BT1a	-0,5697	0,0409	-0,0014	-0,0004	-0,5711	0,0405
34	COELCHA	08301	Los Ángeles	STX E	BT1a	-0,5914	0,0471	-0,0014	0,0009	-0,5928	0,0480
34	COELCHA	08306	Nacimiento	STX E	BT1a	-0,6764	0,0322	-0,0146	-0,0025	-0,6910	0,0297
34	COELCHA	08410	Pemuco	STX E	BT1a	-0,6361	0,0490	-0,0014	-0,0131	-0,6375	0,0359
34	COELCHA	08309	Quilleco	STX E	BT1a	-0,6764	0,0322	-0,0012	0,0015	-0,6776	0,0337
34	COELCHA	08413	Quillón	STX E	BT1a	-0,6361	0,0490	-0,0014	-0,0131	-0,6375	0,0359
34	COELCHA	08312	Tucapel	STX E	BT1a	-0,6061	0,0402	-0,0015	-0,0054	-0,6076	0,0348
34	COELCHA	08313	Yumbel	STX E	BT1a	-0,6179	0,0502	-0,0013	-0,0024	-0,6192	0,0478
34	COELCHA	08421	Yungay	STX E	BT1a	-0,6301	0,0506	-0,0014	-0,0053	-0,6315	0,0453
34	COELCHA	*	*	STX E	BT1a	-0,6503	0,0346	-0,0014	0,0028	-0,6517	0,0374
35	SOCOEPA	14202	Futroneo	STX F	BT1a	-0,5558	0,0560	0,0482	-0,0033	-0,5076	0,0527
35	SOCOEPA	14201	La Unión	STX F	BT1a	-0,5558	0,0560	0,0482	-0,0033	-0,5076	0,0527
35	SOCOEPA	14104	Los Lagos	STX F	BT1a	-0,5558	0,0560	0,0482	-0,0033	-0,5076	0,0527
35	SOCOEPA	14105	Máfil	STX F	BT1a	-0,5637	0,0580	0,0475	-0,0063	-0,5162	0,0517
35	SOCOEPA	14107	Paillaco	STX F	BT1a	-0,5637	0,0580	0,0475	-0,0063	-0,5162	0,0517
35	SOCOEPA	14108	Panguipulli	STX F	BT1a	-0,5637	0,0580	0,0475	-0,0063	-0,5162	0,0517
35	SOCOEPA	*	*	STX F	BT1a	-0,5873	0,0292	0,0481	-0,0010	-0,5392	0,0282
36	COOPREL	14201	La Unión	STX F	BT1a	-0,6830	0,0508	0,0854	-0,0029	-0,5976	0,0479
36	COOPREL	14203	Lago Ranco	STX F	BT1a	-0,6830	0,0508	0,0854	-0,0029	-0,5976	0,0479
36	COOPREL	14204	Río Bueno	STX F	BT1a	-0,6830	0,0508	0,0854	-0,0029	-0,5976	0,0479
36	COOPREL	10307	San Pablo	STX F	BT1a	-0,5952	0,0479	0,1093	-0,0074	-0,4859	0,0405
36	COOPREL	*	*	STX F	BT1a	-0,7108	0,0267	0,0852	-0,0009	-0,6256	0,0258
39	LUZ OSORNO	10105	Frutillar	STX F	BT1a	-0,4639	0,0765	0,1256	-0,0090	-0,3383	0,0675
39	LUZ OSORNO	14201	La Unión	STX F	BT1a	-0,4639	0,0765	0,1256	-0,0090	-0,3383	0,0675
39	LUZ OSORNO	10301	Osorno	STX F	BT1a	-0,4639	0,0765	0,1256	-0,0090	-0,3383	0,0675
39	LUZ OSORNO	10302	Puerto Octay	STX F	BT1a	-0,4639	0,0765	0,1256	-0,0090	-0,3383	0,0675
39	LUZ OSORNO	10109	Puerto Varas	STX F	BT1a	-0,4662	0,0984	0,1256	-0,0155	-0,3406	0,0829
39	LUZ OSORNO	10303	Purranque	STX F	BT1a	-0,4639	0,0765	0,1256	-0,0090	-0,3383	0,0675
39	LUZ OSORNO	10304	Puyehue	STX F	BT1a	-0,4639	0,0765	0,1256	-0,0090	-0,3383	0,0675
39	LUZ OSORNO	14204	Río Bueno	STX F	BT1a	-0,4639	0,0765	0,1256	-0,0090	-0,3383	0,0675
39	LUZ OSORNO	10305	Río Negro	STX F	BT1a	-0,4639	0,0765	0,1256	-0,0090	-0,3383	0,0675

COD	Empresa	Código Único Territorial	Comuna	Sistema de Subtransmisión	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR Base		Ajuste		FETR	
						Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales	Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales	Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales
39	LUZ OSORNO	10306	San Juan de la Costa	STX F	BT1a	-0,4639	0,0765	0,1256	-0,0090	-0,3383	0,0675
39	LUZ OSORNO	10307	San Pablo	STX F	BT1a	-0,4639	0,0765	0,1256	-0,0090	-0,3383	0,0675
39	LUZ OSORNO	*	*	STX F	BT1a	-0,4662	0,0301	0,1256	-0,0012	-0,3406	0,0289
40	CRELL	10104	Fresia	STX F	BT1a	-0,5803	0,0645	0,1341	-0,0010	-0,4462	0,0635
40	CRELL	10105	Frutillar	STX F	BT1a	-0,5803	0,0645	0,1341	-0,0010	-0,4462	0,0635
40	CRELL	10107	Llanquihue	STX F	BT1a	-0,5803	0,0645	0,1341	-0,0010	-0,4462	0,0635
40	CRELL	10106	Los Muermos	STX F	BT1a	-0,5803	0,0645	0,1341	-0,0010	-0,4462	0,0635
40	CRELL	10108	Mauñilín	STX F	BT1a	-0,5803	0,0645	0,1341	-0,0010	-0,4462	0,0635
40	CRELL	10101	Puerto Montt	STX F	BT1a	-0,5803	0,0645	0,1341	-0,0010	-0,4462	0,0635
40	CRELL	10109	Puerto Varas	STX F	BT1a	-0,5803	0,0645	0,1341	-0,0010	-0,4462	0,0635
40	CRELL	10303	Purranque	STX F	BT1a	-0,5803	0,0645	0,1341	-0,0010	-0,4462	0,0635
40	CRELL	*	*	STX F	BT1a	-0,5803	0,0645	0,1341	-0,0010	-0,4462	0,0635

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

De conformidad a lo dispuesto en el artículo segundo transitorio de la Ley N° 20.928, para la aplicación de la misma, la Comisión, en el Informe Técnico que fija las fórmulas tarifarias para las concesionarias de servicio público de distribución, determinará las opciones tarifarias correspondientes a los usuarios residenciales. En consistencia con lo anterior, el Decreto N° 11T, en su numeral 3.1, establece las condiciones bajo las cuales un usuario será calificado como residencial y define las opciones tarifarias que se encuentran dentro de esta categoría.

No obstante lo señalado en el párrafo anterior, y considerando que para la presente fijación no se cuenta con información histórica asociada a los consumos de las opciones tarifarias residenciales distintas a la BT1a y BT1b, para efectos de la aplicación de las tarifas TRBT2, TRBT3, TRAT1, TRAT2 y TRAT3 individualizadas en el numeral 3.1 del Decreto N° 11T, el FETR a utilizar será aquel asociado a la combinación empresa distribuidora, comuna y sistema de transmisión zonal correspondiente a dicho usuario, definido para la tarifa residencial BT1a.

En particular, para las combinaciones individualizadas en la siguiente tabla se deben aplicar los factores señalados a continuación, sólo para los tipos de suministro indicados. Lo anterior, debido a que dado el nivel de precios de estas combinaciones, al considerar los factores de modulación de costos subterráneos, establecidos en el numeral 7.11 del Decreto 11T/2016¹³, se hace necesario un

¹³ Se establecen cuatro combinaciones para suministros BT:

determinar un FETR particular para resguardar los criterios establecidos en el artículo N° 191 de la Ley sobre 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) y sobre el efecto en las tarifas de los clientes residenciales que deban absorber las diferencias (que no podrán resultar superiores al promedio simple de éstas).

Tabla 18: Factores FETR

COD	Empresa	Código Único Territorial	Comuna	Sistema de Subtransmisión	Tipo de suministro	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR Base	Ajuste	FETR
							Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias residenciales
1	EMELARI	15101	Arica	STX A	BT_AS	BT1a	-0,1338	-0,0420	-0,1758
2	ELIQSA	01107	Alto Hospicio	STX A	BT_AS	BT1a	-0,0579	-0,0383	-0,0962
2	ELIQSA	01101	Iquique	STX A	BT_AS	BT1a	-0,0579	-0,0383	-0,0962
3	ELECDA SING	02101	Antofagasta	STX A	BT_AS	BT1a	0,0000	-0,0016	-0,0016
6	CHILQUINTA	05101	Valparaíso	STX C	BT_AS	BT1a	-0,1443	0,0024	-0,1419
6	CHILQUINTA	05101	Valparaíso	STX C	BT_SA	BT1a	-0,2112	0,0026	-0,2086
6	CHILQUINTA	05101	Valparaíso	STX C	BT_SS	BT1a	-0,3070	0,0027	-0,3043
6	CHILQUINTA	05109	Viña del Mar	STX C	BT_AS	BT1a	-0,1443	0,0691	-0,0752
18	CGED	07105	Maule	STX E	BT_AS	BT1a	-0,1197	0,0818	-0,0379

-
- 1) BT_AA: Cliente BT alimentado vía AT y BT aérea.
 - 2) BT_SA: Caso 1: Cliente BT alimentado vía AT subterránea y BT aérea.
 - 3) BT_AS: Caso 2: Cliente BT alimentado vía AT aérea y BT subterránea.
 - 4) BT_SS: Caso 3: Cliente BT alimentado vía AT y BT subterránea.

Artículo Segundo: Publíquese la presente resolución en el sitio web de la Comisión Nacional de Energía.

Notifíquese y Archívese.


CAROLINA ZELAYA RÍOS
SECRETARIA EJECUTIVA (S)
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA


Distribución:

- Ministerio de Energía
- Empresas Distribuidoras del SEN y Sistemas Medianos
- Empresas Generadoras del SEN
- Coordinador Eléctrico Nacional
- Superintendencia de Electricidad y Combustibles
- Depto. Jurídico, CNE
- Depto. Eléctrico, CNE
- Depto. de Regulación, CNE
- Oficina de Partes, CNE