

REF.: Rectifica y reemplaza Informe Técnico Definitivo para la Fijación de Precios de Nudo Promedio del Sistema Interconectado Central y del Sistema Interconectado del Norte Grande de enero de 2017, aprobado por Resolución Exenta N° 846, de 2016, y, rectificado y reemplazado por Resolución Exenta N° 861, del 2016 y, posteriormente por Resolución Exenta N° 73, de 2017.

RESOLUCION EXENTA N° 387

SANTIAGO, 21 JUL 2017

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 Ley N° 20.402 que crea el Ministerio de Energía;
- b) Lo señalado en el D.F.L. N° 4, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del D.F.L. N° 1 del Ministerio de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, y sus modificaciones posteriores, en particular aquellas introducidas por la 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 establecido en la Resolución Exenta N° 778 de la Comisión, de fecha 15 de noviembre de 2016, que establece plazos, requisitos y condiciones para la fijación de precios de nudo promedio, en adelante e indistintamente "Resolución Exenta N° 778";
- e) La Resolución Exenta N° 846 de la Comisión, de fecha 12 de diciembre de 2016, que aprueba Informe Técnico Definitivo

para la Fijación de Precios de Nudo Promedio del Sistema Interconectado Central y del Sistema Interconectado del Norte Grande de enero de 2017, en adelante e indistintamente "Resolución Exenta N° 846";

- f) La Resolución Exenta N° 861 de la Comisión, de fecha 15 de diciembre de 2016, que rectifica y reemplaza Informe Técnico Definitivo para la Fijación de Precios de Nudo Promedio del Sistema Interconectado Central y del Sistema Interconectado del Norte Grande de enero de 2017, aprobado por Resolución Exenta N° 846, de 2016, en adelante e indistintamente "Resolución Exenta N° 861";
- g) El Decreto Supremo N° 12T del Ministerio de Energía, de fecha 20 de diciembre de 2016, que fija precios de nudo promedio en el Sistema Interconectado Central y Sistema Interconectado del Norte Grande, con motivo de las fijaciones de precios señaladas en el artículo 158° de la Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante e indistintamente "Decreto N° 12T";
- h) La Resolución Exenta N° 73 de la Comisión, de fecha 08 de febrero de 2017, que rectifica y reemplaza Informe Técnico Definitivo para la Fijación de Precios de Nudo Promedio del Sistema Interconectado Central y del Sistema Interconectado del Norte Grande de enero de 2017, aprobado por Resolución Exenta N° 846 y, rectificado y reemplazado por Resolución Exenta N° 861, ambas del 2016;
- i) El Oficio Ordinario N° 301 de la Comisión, de fecha 16 de junio de 2017, dirigido al Contralor General de la República, que adjunta minutas que indica en el contexto de la tramitación de los Decretos Supremos N° 11T y N° 12T del Ministerio de Energía, ambos del 2016, que fijan fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados que se señalan, efectuados por las empresas concesionarias de distribución que se indican y precios de nudo promedio en el Sistema Interconectado Central y Sistema Interconectado del Norte Grande, con motivo de las fijaciones de precios señaladas en el artículo 158° de la Ley General de Servicios Eléctricos;
- j) El Oficio Ordinario N° 827 del Ministerio de Energía, de fecha 21 de junio de 2017, que retira los Decretos Supremos N°s 11T y 12T, ambos del 2016;
- k) El Oficio Ordinario N° 352 de la Comisión, de fecha 14 de julio de 2017, que comunica a las empresas distribuidoras y

generadoras del Sistema Interconectado Central y Sistema Interconectado del Norte Grande y al Ministerio de Energía un nuevo Informe Técnico Preliminar para la fijación de precios de nudo promedio del Sistema Interconectado Central y del Sistema Interconectado del Norte Grande y de ajustes y recargos por aplicación del mecanismo de equidad tarifaria residencial, de enero de 2017;

- l) Las observaciones al Informe Técnico Preliminar remitidas por las empresas individualizadas en el literal k) anterior; y,
- m) 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 y la Resolución Exenta N° 778 individualizada en la letra d) de vistos, esta Comisión dictó la Resolución Exenta N° 846, que aprobó el Informe Técnico Definitivo para la Fijación de Precios de Nudo Promedio del Sistema Interconectado Central y del Sistema Interconectado del Norte Grande de enero de 2017, el cual fue rectificado y reemplazado mediante Resoluciones Exentas N° 861 y N° 73 individualizadas en los literales f) y h) de vistos;
- 2) Que, con fecha 20 de diciembre de 2016, el Ministerio de Energía dictó el Decreto Supremo N° 12T que fija precios de nudo promedio en el Sistema Interconectado Central y Sistema Interconectado del Norte Grande, con motivo de las fijaciones de precios señaladas en el artículo 158° de la Ley General de Servicios Eléctricos, que fue posteriormente ingresado a Contraloría General de la República, en adelante e indistintamente "Contraloría", para efectos de su toma de razón;
- 3) Que, con fecha 12 de junio de 2017, el Ministro de Energía, acompañado por el Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía y profesionales de los equipos técnicos y jurídicos de ambos organismos, sostuvo una audiencia con el Contralor General de la República y profesionales de la División de Infraestructura y Regulación de dicha entidad, en la cual el órgano contralor planteó algunas observaciones de carácter técnico y jurídico respecto del Decreto N° 12T, en particular, sobre el mecanismo de equidad tarifaria residencial;

- 4) A raíz de tales observaciones, mediante oficio de fecha 16 de junio individualizado en el literal i) de vistos, la Comisión envió a Contraloría General de la República una minuta, detallando los antecedentes y supuestos de aplicación del mecanismo de equidad tarifaria residencial que habían sido utilizados en la elaboración del Informe Técnico Definitivo para la Fijación de Precios de Nudo Promedio del Sistema Interconectado Central y del Sistema Interconectado del Norte Grande de enero de 2017, que sustentaba el Decreto N° 12T ya individualizado;
- 5) Que, luego del análisis de la minuta referida en el numeral 4) anterior, Contraloría mantuvo parte de las observaciones planteadas respecto del mecanismo de equidad tarifaria residencial, situación que fue comunicada a esta Comisión por el Ministerio de Energía en las sucesivas interacciones sostenidas con motivo de la tramitación del Decreto N° 12T;
- 6) Que, como consecuencia de las observaciones planteadas por Contraloría, se hace necesario realizar un nuevo Informe Técnico para la Fijación de Precios de Nudo Promedio del Sistema Interconectado Central y del Sistema Interconectado del Norte Grande y de ajustes y recargos por aplicación del mecanismo de equidad tarifaria residencial, de enero de 2017;
- 7) Que, en virtud de lo dispuesto en el artículo 62° de la Ley N° 19.880, la autoridad administrativa, en cualquier momento, podrá, de oficio o a petición del interesado, rectificar los errores de copia, referencia, cálculos numéricos y, en general, los puramente materiales o de hecho que aparecieren de manifiesto en el acto administrativo;
- 8) Que, mediante Oficio Ordinario N° 352 individualizado en el literal k) de vistos, se comunicó a las empresas distribuidoras y generadoras del Sistema Interconectado Central y Sistema Interconectado del Norte Grande y al Ministerio de Energía un nuevo Informe Técnico Preliminar para la Fijación de Precios de Nudo Promedio del Sistema Interconectado Central y del Sistema Interconectado del Norte Grande y de ajustes y recargos por aplicación del mecanismo de equidad tarifaria residencial, de enero de 2017;
- 9) Que, con fecha 19 de julio de 2017 se recibieron las observaciones de las empresas al Informe Técnico Preliminar referido en el numeral 8) precedente, las que fueron debidamente analizadas; y,
- 10) Que, considerando lo expuesto anteriormente, mediante el presente acto administrativo esta Comisión viene en aprobar

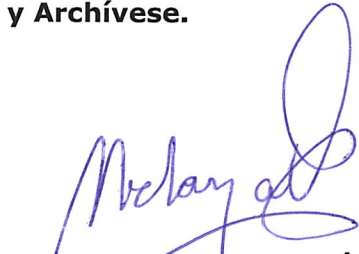
el Informe Técnico Definitivo para la Fijación de Precios de Nudo Promedio del Sistema Interconectado Central y del Sistema Interconectado del Norte Grande y de ajustes y recargos por aplicación del mecanismo de equidad tarifaria residencial, de enero de 2017, el que rectifica y reemplaza al anterior informe técnico definitivo aprobado por Resolución Exenta N° 846 y, rectificado y reemplazado por Resolución Exenta N° 861, del 2016 y, posteriormente por Resolución Exenta N° 73, de 2017.

RESUELVO:

Artículo Primero: Rectifícase y reemplázase el Informe Técnico Definitivo para la Fijación de Precios de Nudo Promedio del Sistema Interconectado Central y del Sistema Interconectado del Norte Grande de enero de 2017, aprobado por Resolución Exenta N° 846, de 2016, y, rectificado y reemplazado por Resolución Exenta N° 861, del 2016 y, posteriormente por Resolución Exenta N° 73, de 2017, el que se adjunta a la presente resolución y se entiende formar parte integrante de la misma.

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

Notifíquese y Archívese.



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



MEH/FFG/MOC/XOC/FCP/SBV/JCA/IGV/gav

Distribución:

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





**FIJACIÓN DE PRECIOS DE NUDO PROMEDIO
SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL Y
SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE
GRANDE Y DE AJUSTES Y RECARGOS POR
APLICACIÓN DEL MECANISMO DE EQUIDAD
TARIFARIA RESIDENCIAL**

INFORME TÉCNICO

ENERO 2017

SANTIAGO – CHILE

ÍNDICE

1.	INTRODUCCIÓN	4
2.	ANTECEDENTES	6
3.	PRECIOS DE NUDO DE LARGO PLAZO	8
4.	FÓRMULAS DE INDEXACIÓN DE CONTRATOS A PRECIOS DE NUDO DE LARGO PLAZO (PNLP)	8
4.1	Procesos Licitatorios CGED 2006/01, CHL 2006/01, CHQ 2006/01, EMEL-SIC 2006/01, SAE 2006/01 y EMEL-SIC 2006/01-2	9
4.2	Procesos Licitatorios CHL 2006/02 y CHL 2006/02-2	11
4.3	Procesos Licitatorios CGED 2008/01, CHQ 2008/01 y CGED 2008/01-2	12
4.4	Proceso Licitatorio EMEL-SING 2008/01	13
4.5	Proceso Licitatorio CHQ 2010/01 y CHL 2010/01	14
4.6	Proceso Licitatorio SIC 2013/01	16
4.7	Proceso Licitatorio SIC 2013/03	19
4.8	Proceso Licitatorio SIC 2013/03-2	21
4.9	Proceso Licitatorio SIC 2015/02	25
4.10	Actualización de contratos de PNLP	26
4.11	Valores de índices y rezagos utilizados en el cálculo del precio a traspasar a cliente final	27
4.12	Precios de Nudo de Largo Plazo en Puntos de Oferta actualizados	28
5.	PRECIOS DE NUDO DE CORTO PLAZO	31
6.	PRECIO DE NUDO PROMEDIO EN SUBESTACIONES DE GENERACIÓN TRANSPORTE	32
6.1	Procedimiento de cálculo del Precio de Nudo de Energía Promedio por concesionaria y sus ajustes o recargos correspondientes	32
6.2	Precio de Nudo de Potencia Promedio	34
6.3	Precios de Nudo Promedio y Ajustes o Recargos por concesionaria	35
7.	PRECIOS A TRASPASAR A CLIENTES REGULADOS	39
8.	MECANISMO DE RECONOCIMIENTO DE GENERACIÓN LOCAL	42
8.1	Capacidad Instalada de Generación por Comuna	42
8.1.1	Procedimiento de determinación de la capacidad instalada de cada comuna	42

8.2	Cientes Sometidos a Regulación de Precios por Comuna	43
8.3	Determinación del Factor de Intensidad y descuento a aplicar	44
9.	MECANISMO DE RECONOCIMIENTO DE GENERACIÓN LOCAL ADICIONAL	46
9.1	Energía Eléctrica Generada por comuna	46
9.1.1	Procedimiento de determinación de la energía eléctrica generada por comuna	46
9.2	Porcentaje de Aporte sobre la Energía Eléctrica Generada y descuento aplicable.....	47
10.	MECANISMO DE EQUIDAD TARIFARIA RESIDENCIAL	56
10.1	Procedimiento para cálculo del Promedio Simple	57
10.2	Identificación de Clientes	57
10.3	Procedimiento de Cálculo de Diferencias que deberán ser absorbidas ...	58
10.4	FETR.....	58

INFORME TÉCNICO

FIJACIÓN DE PRECIOS DE NUDO PROMEDIO 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 del Ministerio de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, modificado por Ley N° 20.928 y Ley N° 20.936, ambas del 2016, en adelante e indistintamente “la Ley”.

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

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

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

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

N° 778” y en el Decreto Supremo N° 86, de 2012, del Ministerio de Energía que Aprueba Reglamento para la fijación de precios de nudo, modificado por el D.S. N° 68 de 2015.

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

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

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

2. ANTECEDENTES

2.1 Licitaciones de Suministro

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

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

Tabla 1: Licitaciones de suministro y empresas distribuidoras participantes¹

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

¹ Para efectos del presente informe, la empresa Chilectra S.A. mantendrá esta denominación sin perjuicio de la modificación de razón social a ENEL Distribución Chile S.A. informada mediante carta GER. GEN N° 197/2016 de fecha 22 de noviembre de 2016.

2.2 Precio del Dólar Observado

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

2.3 Ley N° 20.928

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

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

3. PRECIOS DE NUDO DE LARGO PLAZO

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

4.1.1 Fórmulas de indexación

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

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

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

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.

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

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

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

4.3.1 Fórmula de indexación del PNELP

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

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

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:

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

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

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

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

PGNL_{-4m}: Promedio aritmético del Precio Promedio Mensual GNL Henry Hub, en base a los valores publicados por el Natural Gas Intelligence en su NGI's Weekly Gas Price Index, o en su defecto, cualquier otra publicación que use ésta como fuente. Dicho precio será publicado en el sitio web de la Comisión (www.cne.cl) dentro de los primeros

10 días de cada mes. Se considera el promedio de los 4 meses anteriores contados desde el tercer mes anterior al mes en el cual se evalúa la fórmula de indexación, en [US\$/MM BTU].

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

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

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

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

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

4.5.1 Fórmulas de indexación

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

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

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

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

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

Cárbon_6m: Precio de Paridad Mensual Carbón Zona Central, determinado por la Comisión Nacional de Energía considerando los precios de los mercados de Australia, Colombia e Indonesia, en base a la publicación internacional Platts International Coal Report (www.platts.com) para los precios FOB y Shipping Intelligence Weekly para los fletes marítimos (www.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.

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

4.6 Proceso Licitatorio SIC 2013/01

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

4.6.1 Fórmulas de indexación

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

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

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

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

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

Cárbon_6m: Precio de Paridad Mensual Carbón Zona Central, determinado por la Comisión Nacional de Energía considerando los precios de los mercados de Australia, Colombia e Indonesia, en base a la publicación internacional Platts International Coal Report (www.platts.com) para los precios FOB y Shipping Intelligence

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

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].

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].

PGNL₀_6m: Promedio aritmético del Precio Promedio Mensual GNL Henry Hub. Se considera el promedio correspondiente a los 6 meses anteriores contados desde el tercer mes anterior a la fecha de Presentación de las Propuestas, en [US\$/MM BTU].

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

4.7 Proceso Licitatorio SIC 2013/03

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

4.7.1 Fórmulas de indexación

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

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

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

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].

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

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

- $f_{PtoCompra}^E$: Factor de modulación de la energía en el punto de compra correspondiente establecido en el decreto de precio de nudo vigente.
- $f_{PtoCompra0}^E$: Factor de modulación de la energía en el punto de compra correspondiente establecido en el D.S. N° 4T/13.
- $f_{PtoOferta}^E$: Factor de modulación de la energía en el Punto de Oferta de la presente licitación establecido en el decreto de precio de nudo vigente.
- $f_{PtoOferta0}^E$: Factor de modulación de la energía en el Punto de Oferta de la presente licitación correspondiente establecido en el D.S. N° 4T/13.
- $f_{PtoCompra}^P$: Factor de modulación de la potencia en el punto de compra correspondiente establecido en el decreto de precio de nudo vigente.
- $f_{PtoCompra0}^P$: Factor de modulación de la potencia en el punto de compra correspondiente establecido en el D.S. N° 4T/13.
- $f_{PtoOferta}^P$: Factor de modulación de la potencia en el Punto de Oferta de la presente licitación establecido en el decreto de precio de nudo vigente.
- $f_{PtoOferta0}^P$: Factor de modulación de la potencia en el Punto de Oferta de la presente licitación correspondiente establecido en el D.S. N° 4T/13.

4.8 Proceso Licitatorio SIC 2013/03-2

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

4.8.1 Fórmulas de indexación

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

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

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

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

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

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

Este recargo se determinará de acuerdo a la siguiente expresión:

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

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

Donde:

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

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

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

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

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

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

4.9 Proceso Licitatorio SIC 2015/02

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

4.9.1 Fórmulas de indexación

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

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

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

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

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

CPI₀_6m: Promedio de los valores mensuales del CPI, de los últimos 6 meses contados regresivamente desde el tercer mes anterior a la fecha de Presentación de las Propuestas.

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

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

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

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

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

Tabla 2: Valores de índices actualizados

Licitación	Suministrador	Bloque	Indexadores						Valor actual índices					
			Index_Pot	Index_1	Index_2	Index_3	Index_4	Index_5	Index_Pot	Index_1	Index_2	Index_3	Index_4	Index_5
CGED 2006/01	COLBÚN	BB1	CPI	DIESEL	CARBÓN	CPI			237,1110	333,1900	76,2700	237,1110		
CGED 2006/01	ENDESA	BB1	CPI	CARBÓN	GNL	CPI			237,1110	76,2700	1,7022	237,1110		
CHL 2006/01	AES GENER	BB1	CPI	CARBÓN	CPI				237,1110	76,2700	237,1110			
CHL 2006/01	ENDESA	BB1	CPI	CARBÓN	GNL	CPI			237,1110	76,2700	1,7022	237,1110		
CHL 2006/01	GUACOLDA	BB1	CPI	CARBÓN	CPI				237,1110	76,2700	237,1110			
CHL 2006/01	AES GENER	BB2	CPI	CARBÓN	CPI				237,1110	76,2700	237,1110			
CHL 2006/01	ENDESA	BB2	CPI	CARBÓN	GNL	CPI			237,1110	76,2700	1,7022	237,1110		
CHQ 2006/01	AES GENER	BB1	CPI	CARBÓN	CPI				237,1110	76,2700	237,1110			
CHQ 2006/01	ENDESA	BB1	CPI	CARBÓN	GNL	CPI			237,1110	76,2700	1,7022	237,1110		
CHQ 2006/01	ENDESA	BB2	CPI	CARBÓN	GNL	CPI			237,1110	76,2700	1,7022	237,1110		
EMEL-SIC 2006/01	ENDESA	BB1	CPI	CARBÓN	GNL	CPI			237,1110	76,2700	1,7022	237,1110		
SAE 2006/01	COLBÚN	BB1	CPI	DIESEL	CARBÓN	CPI			237,1110	333,1900	76,2700	237,1110		
SAE 2006/01	ENDESA	BB1	CPI	CARBÓN	GNL	CPI			237,1110	76,2700	1,7022	237,1110		
SAE 2006/01	COLBÚN	BV1	CPI	DIESEL	CARBÓN	CPI			237,1110	333,1900	76,2700	237,1110		
EMEL-SIC 2006/01-2	AES GENER	BB Norte	CPI	CARBÓN					237,1110	82,4200				
EMEL-SIC 2006/01-2	AES GENER	BB Sur	CPI	CARBÓN					237,1110	82,4200				
CHL 2006/02	COLBÚN	BB1	CPI 6m	CPI 6m					237,2790	237,2790				
CHL 2006/02	ENDESA	BB1	CPI 6m	GNL 6m	CPI 6m				237,2790	2,2000	237,2790			
CHL 2006/02	COLBÚN	BB2	CPI 6m	CPI 6m					237,2790	237,2790				
CHL 2006/02	COLBÚN	BB3	CPI 6m	CPI 6m					237,2790	237,2790				
CHL 2006/02	ENDESA	BB3	CPI 6m	GNL 6m	CPI 6m				237,2790	2,2000	237,2790			
CHL 2006/02-2	AES GENER	BB1	CPI 6m	CPI 6m					237,2790	237,2790				
CGED 2008/01	CAMPANARIO	BS1	CPI 9m	CPI 9m					237,6980	237,6980				
CGED 2008/01	COLBÚN	BS1	CPI 9m	CPI 9m					237,6980	237,6980				
CGED 2008/01	M. REDONDO	BS1	CPI 9m	CPI 9m					237,6980	237,6980				
CGED 2008/01	ENDESA	BS2	CPI 9m	CPI 9m					237,6980	237,6980				
CHQ 2008/01	AES GENER	BS1	CPI 9m	CPI 9m					237,6980	237,6980				
CHQ 2008/01	ENDESA	BS1	CPI 9m	CPI 9m					237,6980	237,6980				
CGED 2008/01-2	D. ALMAGRO	BS1	CPI 9m	CPI 9m					237,6980	237,6980				
CGED 2008/01-2	ENDESA	BS1	CPI 9m	CPI 9m					237,6980	237,6980				
CGED 2008/01-2	M. REDONDO	BS1	CPI 9m	CPI 9m					237,6980	237,6980				
CGED 2008/01-2	PUNTILLA	BS1	CPI 9m	CPI 9m					237,6980	237,6980				
CHQ 2010/01	PUYEHUE	BS4	CPI 6m	CPI 6m					237,2790	237,2790				
CHQ 2010/01	PANGUIPULLI	BS4	CPI 6m	CPI 6m					237,2790	237,2790				
CHQ 2010/01	ENDESA	BS4	CPI 6m	Carbón 6m	Brent 6m	CPI 6m			237,2790	84,3600	40,3100	237,2790		
CHQ 2010/01	PUYEHUE	BS5	CPI 6m	CPI 6m					237,2790	237,2790				
CHQ 2010/01	PANGUIPULLI	BS5	CPI 6m	CPI 6m					237,2790	237,2790				
CHQ 2010/01	ENDESA	BS5	CPI 6m	Carbón 6m	Brent 6m	CPI 6m			237,2790	84,3600	40,3100	237,2790		

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
CHQ 2010/01	PANGUIPULLI	BS6	CPI 6m	CPI 6m					237,2790	237,2790				
CHQ 2010/01	ENDESA	BS6	CPI 6m	Carbón 6m	Brent 6m	CPI 6m			237,2790	84,3600	40,3100	237,2790		
CHL 2010/01	ENDESA	BS1	CPI 6m	Carbón 6m	Brent 6m	CPI 6m			237,2790	84,3600	40,3100	237,2790		
EMEL-SING 2008/01	E-CL	BS1	CPI 4m	GNL 4m	CPI 4m				236,9720	2,5200	240,6810			
SIC 2013/01	ENDESA	BS1	CPI 6m	Carbón 6m	Brent 6m	GNL 6m	CPI 6m		237,2790	84,3600	40,3100	2,2000	237,2790	
SIC 2013/01	PANGUIPULLI	BS1	CPI 6m	CPI 6m					237,2790	237,2790				
SIC 2013/03	ENDESA	BS1	CPI 6m	CPI 6m					237,2790	237,2790				
SIC 2013/03-2	CAREN	BS1A	CPI 6m	CPI 6m				RIAE	237,2790	237,2790				0.0000
SIC 2013/03-2	ERN-C-1	BS1A	CPI 6m	CPI 6m				RIAE	237,2790	237,2790				0.0000
SIC 2013/03-2	CHUNGUNGO	BS1B	CPI 6m	CPI 6m				RIAE	237,2790	237,2790				0.0000
SIC 2013/03-2	CAREN	BS1B	CPI 6m	CPI 6m				RIAE	237,2790	237,2790				0.0000
SIC 2013/03-2	ERN-C-1	BS1B	CPI 6m	CPI 6m				RIAE	237,2790	237,2790				0.0000
SIC 2013/03-2	C. EL MORADO	BS1B	CPI 6m	CPI 6m				RIAE	237,2790	237,2790				0.0000
SIC 2013/03-2	SPV P4	BS1B	CPI 6m	CPI 6m				RIAE	237,2790	237,2790				0.0000
SIC 2013/03-2	CAREN	BS1C	CPI 6m	CPI 6m				RIAE	237,2790	237,2790				0.0000
SIC 2013/03-2	ERN-C-1	BS1C	CPI 6m	CPI 6m				RIAE	237,2790	237,2790				0.0000
SIC 2013/03-2	San Juan SpA.	BS2A	CPI 6m	CPI 6m				RIAE	240,9800	240,9800				0.0000
SIC 2013/03-2	Pelumpén S.A.	BS2B	CPI 6m	CPI 6m				RIAE	240,9800	240,9800				0.0000
SIC 2013/03-2	Santiago Solar S.A.	BS2B	CPI 6m	CPI 6m				RIAE	240,9800	240,9800				0.0000
SIC 2013/03-2	San Juan SpA.	BS2C	CPI 6m	CPI 6m				RIAE	240,9800	240,9800				0.0000
2015/02	Aela Generación S.A.	BS4A	CPI 6m	CPI 6m					240,9800	240,9800				
2015/02	Consorcio Abengoa Chile S.A., Abengoa Solar Chile SpA y Abengoa Solar S.A.	BS4A	CPI 6m	CPI 6m					240,9800	240,9800				
2015/02	Iberecoica Cabo Leones I S.A.	BS4A	CPI 6m	CPI 6m					240,9800	240,9800				
2015/02	SCB II SpA	BS4B	CPI 6m	CPI 6m					240,9800	240,9800				
2015/02	Aela Generación S.A.	BS4B	CPI 6m	CPI 6m					240,9800	240,9800				
2015/02	Amunche Solar SpA	BS4B	CPI 6m	CPI 6m					240,9800	240,9800				
2015/02	Aela Generación S.A.	BS4C	CPI 6m	CPI 6m					240,9800	240,9800				
2015/02	Consorcio Abengoa Chile S.A., Abengoa Solar Chile SpA y Abengoa Solar S.A.	BS4C	CPI 6m	CPI 6m					240,9800	240,9800				
2015/02	Iberecoica Cabo Leones I S.A.	BS4C	CPI 6m	CPI 6m					240,9800	240,9800				

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

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

Tabla 3: Precios Fijación Largo Plazo Vigentes²

			Precios Fijación vigente en punto de Oferta			
Licitación	Bloque	Suministrador	PNELP [US\$/MWh]	PNPLP [US\$/kW/mes]	PNELP [\$/kWh]	PNPLP [\$/kW/mes]
CGED 2006/01	BB1	COLBÚN	56,885	8,3982	37,767	5.575,71
CGED 2006/01	BB1	ENDESA	53,484	8,3982	35,509	5.575,71
CHL 2006/01	BB1	AES GENER	67,684	8,3346	44,937	5.533,53
CHL 2006/01	BB1	ENDESA	52,740	8,3346	35,015	5.533,53
CHL 2006/01	BB1	GUACOLDA	64,342	8,3346	42,718	5.533,53
CHL 2006/01	BB2	AES GENER	67,310	8,3346	44,688	5.533,53
CHL 2006/01	BB2	ENDESA	53,029	8,3346	35,207	5.533,53
CHQ 2006/01	BB1	AES GENER	67,637	8,3982	44,906	5.575,71
CHQ 2006/01	BB1	ENDESA	53,142	8,3982	35,282	5.575,71
CHQ 2006/01	BB2	ENDESA	52,226	8,3982	34,674	5.575,71
EMEL-SIC 2006/01	BB1	ENDESA	57,852	8,3982	38,409	5.575,71
SAE 2006/01	BB1	COLBÚN	54,322	8,3982	36,066	5.575,71
SAE 2006/01	BB1	ENDESA	48,980	8,3982	32,519	5.575,71
SAE 2006/01	BV1	COLBÚN	55,347	8,3982	36,746	5.575,71
EMEL-SIC 2006/01-2	BB_Norte	AES GENER	71,536	8,3982	47,494	5.575,71
EMEL-SIC 2006/01-2	BB_Sur	AES GENER	63,695	8,3982	42,288	5.575,71
CHL 2006/02	BB1	COLBÚN	67,272	8,3220	44,664	5.525,17
CHL 2006/02	BB1	ENDESA	54,527	8,3220	36,201	5.525,17
CHL 2006/02	BB2	COLBÚN	66,882	8,3220	44,404	5.525,17
CHL 2006/02	BB3	COLBÚN	66,526	8,3220	44,168	5.525,17
CHL 2006/02	BB3	ENDESA	54,527	8,3220	36,201	5.525,17
CHL 2006/02-2	BB1	AES GENER	75,538	8,3220	50,151	5.525,17
CGED 2008/01	BS1	CAMPANARIO	114,310	9,1775	75,892	6.093,10
CGED 2008/01	BS1	COLBÚN	136,343	9,1775	90,521	6.093,10
CGED 2008/01	BS1	M. REDONDO	121,233	9,1775	80,489	6.093,10
CGED 2008/01	BS2	ENDESA	111,907	9,1775	74,297	6.093,10
CHQ 2008/01	BS1	AES GENER	96,998	9,1775	64,399	6.093,10
CHQ 2008/01	BS1	ENDESA	112,236	9,1775	74,516	6.093,10
CGED 2008/01-2	BS1	D. ALMAGRO	111,632	9,1775	74,114	6.093,10
CGED 2008/01-2	BS1	ENDESA	109,987	9,1775	73,023	6.093,10
CGED 2008/01-2	BS1	M. REDONDO	101,813	9,1775	67,596	6.093,10
CGED 2008/01-2	BS1	PUNTILLA	115,198	9,1775	76,482	6.093,10

² 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	PUYEHUE	94,986	9,8038	63,063	6.508,91
CHQ 2010/01	BS4	PANGUIPULLI	96,614	9,8038	64,144	6.508,91
CHQ 2010/01	BS4	ENDESA	85,398	9,8038	56,697	6.508,91
CHQ 2010/01	BS5	PUYEHUE	94,443	9,8038	62,703	6.508,91
CHQ 2010/01	BS5	PANGUIPULLI	96,614	9,8038	64,144	6.508,91
CHQ 2010/01	BS5	ENDESA	84,459	9,8038	56,074	6.508,91
CHQ 2010/01	BS6	PANGUIPULLI	95,529	9,8038	63,424	6.508,91
CHQ 2010/01	BS6	ENDESA	83,990	9,8038	55,763	6.508,91
CHL 2010/01	BS1	ENDESA	85,351	9,8038	56,666	6.508,91
EMEL-SING 2008/01	BS1	E-CL	76,846	9,4910	51,019	6.301,24
SIC 2013/01	BS1	ENDESA	89,577	8,9375	59,472	5.933,78
SIC 2013/01	BS1	PANGUIPULLI	130,240	8,9375	86,469	5.933,78
SIC 2013/03	BS1	ENDESA	112,845	8,9849	74,920	5.965,25
SIC 2013/03-2	BS1A	Empresa Eléctrica Carén S.A.	110,839	8,8940	73,588	5.904,92
SIC 2013/03-2	BS1A	Empresa Eléctrica ERNC-1 SpA.	109,717	8,8940	72,843	5.904,92
SIC 2013/03-2	BS1B	Chungungo S.A.	88,763	8,8940	58,931	5.904,92
SIC 2013/03-2	BS1B	Empresa Eléctrica Carén S.A.	110,839	8,8940	73,588	5.904,92
SIC 2013/03-2	BS1B	Empresa Eléctrica ERNC-1 SpA.	119,583	8,8940	79,394	5.904,92
SIC 2013/03-2	BS1B	Energía Cerro El Morado S.A.	116,264	8,8940	77,190	5.904,92
SIC 2013/03-2	BS1B	SPV P4 S.A.	98,008	8,8940	65,070	5.904,92
SIC 2013/03-2	BS1C	Empresa Eléctrica Carén S.A.	110,839	8,8940	73,588	5.904,92
SIC 2013/03-2	BS1C	Empresa Eléctrica ERNC-1 SpA.	119,583	8,8940	79,394	5.904,92
SIC 2013/03-2	BS2A	San Juan SpA.	101,946	9,0327	67,684	5.997,02
SIC 2013/03-2	BS2B	Pelumpén S.A.	86,096	9,0327	57,161	5.997,02
SIC 2013/03-2	BS2B	Santiago Solar S.A.	80,911	9,0327	53,719	5.997,02
SIC 2013/03-2	BS2C	San Juan SpA.	101,946	9,0327	67,684	5.997,02
2015/02	BS4A	Aela Generación S.A.	80,623	8,4965	53,528	5.640,97
2015/02	BS4A	Consorcio Abengoa Chile S.A., Abengoa Solar Chile SpA y Abengoa Solar S.A.	98,592	8,4965	65,457	5.640,97
2015/02	BS4A	Ibereolica Cabo Leones I S.A.	86,395	8,4965	57,359	5.640,97
2015/02	BS4B	SCB II SpA	68,752	8,4965	45,646	5.640,97
2015/02	BS4B	Aela Generación S.A.	80,623	8,4965	53,528	5.640,97
2015/02	BS4B	Amunche Solar SpA	65,913	8,4965	43,761	5.640,97
2015/02	BS4C	Aela Generación S.A.	80,623	8,4965	53,528	5.640,97
2015/02	BS4C	Consorcio Abengoa Chile S.A., Abengoa Solar Chile SpA y Abengoa Solar S.A.	98,592	8,4965	65,457	5.640,97
2015/02	BS4C	Ibereolica Cabo Leones I S.A.	96,559	8,4965	64,107	5.640,97

5. PRECIOS DE NUDO DE CORTO PLAZO

Para efectos de la valorización de los contratos a Precios de Nudo de Corto Plazo³, se utilizará el Informe Técnico de Precios de Nudo vigente. En particular, en este cálculo se han considerado los precios establecidos en el Decreto N° 5T del Ministerio de Energía, de fecha 29 de abril de 2016, en adelante “Decreto N° 5T”. Para la conversión de los Precios de Nudo de Corto Plazo a dólares, se utilizó el tipo de cambio de octubre de 2016. A continuación se presentan dichos precios considerados en el presente cálculo:

Tabla 4: Precios de Nudo de Corto Plazo

NUDO	POTENCIA [US\$/kW/mes]	ENERGIA [US\$/MWh]	POTENCIA [\$/kW/mes]	ENERGIA [\$/kWh]
Tarapacá 220	8,4671	48,470	5.621,50	32,180
Lagunas 220	8,4765	48,718	5.627,69	32,345
Crucero 220	8,2620	47,637	5.485,31	31,627
Encuentro 220	8,2417	47,546	5.471,80	31,567
Atacama 220	8,3222	47,756	5.525,27	31,706
Diego de Almagro 220	9,6978	50,752	6.438,54	33,695
Carrera Pinto 220	10,3834	49,486	6.893,74	32,855
Cardones 220	10,4193	55,308	6.917,57	36,720
Maitencillo 220	10,5104	54,797	6.978,09	36,381
Punta Colorada 220	6,6670	54,482	4.426,35	36,172
Pan de Azúcar 220	7,5322	61,759	5.000,78	41,003
Los Vilos 220	8,0055	64,113	5.315,00	42,566
Nogales 220	8,1706	64,926	5.424,65	43,106
Quillota 220	8,2430	65,562	5.472,66	43,528
Polpaico 220	8,2167	64,939	5.455,20	43,114
Lampa 220	8,0408	64,166	5.338,46	42,601
Cerro Navia 220	8,3892	66,802	5.569,76	44,351
Chena 220	8,3621	66,571	5.551,76	44,198
Candelaria 220	8,3235	64,821	5.526,12	43,036
Colbun 220	8,0351	62,901	5.334,64	41,761
Alto Jahuel 220	8,3005	66,094	5.510,84	43,881
Melipilla 220	8,2906	66,690	5.504,30	44,277
Rapel 220	8,1789	66,211	5.430,11	43,959

³ Se consideran dentro de esta categoría aquellos contratos que apliquen de Cooperosol, Coelcha y Frontel.

NUDO	POTENCIA [US\$/kW/mes]	ENERGIA [US\$/MWh]	POTENCIA [\$/kW/mes]	ENERGIA [\$/kWh]
Itahue 220	8,1000	64,768	5.377,74	43,001
Ancoa 220	8,0211	64,021	5.325,37	42,505
Charrua 220	7,3933	60,382	4.908,59	40,089
Hualpén 220	7,3342	59,964	4.869,31	39,811
Temuco 220	7,5527	62,093	5.014,42	41,225
Los Ciruelos 220	7,8255	70,099	5.195,53	46,540
Valdivia 220	7,7853	70,394	5.168,80	46,736
Barro Blanco 220	7,8017	71,096	5.179,71	47,202
Puerto Montt 220	7,9200	72,171	5.258,27	47,916
Lagunillas 220	7,3556	59,707	4.883,50	39,641

6. PRECIO DE NUDO PROMEDIO EN SUBESTACIONES DE GENERACIÓN TRANSPORTE

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

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

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

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

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

- a. Los precios de los contratos vigentes se obtienen indexando éstos mediante sus fórmulas de indexación con los índices disponibles al momento del cálculo.
 - b. A partir de estos precios se calcula un precio promedio, ponderado por el volumen de energía proyectada de consumos de cada contrato para el período de vigencia de la presente fijación.
 - c. La energía proyectada de consumo de un contrato de suministro para el período de vigencia de la presente fijación en cada Punto de Compra se determina a partir de la proyección de consumo por Punto de Compra, a prorrata del volumen de energía anual del contrato, de acuerdo a los criterios de asignación establecidos en el Reglamento de Licitaciones vigente.
2. Cálculo de los precios de energía promedio de cada distribuidora en el punto de comparación.
3. Determinación del precio de energía promedio para los sistemas eléctricos cuya capacidad instalada de generación sea superior a 200 megawatts en el punto de comparación.
4. Comparación de los precios de energía promedio referenciados, de cada distribuidora, determinados en el numeral 2) con el precio de energía promedio de los sistemas determinado en el numeral 3).
 - a. Si todas las empresas poseen un precio de energía promedio que no supera en más de 5% el precio de energía promedio de los sistemas, los PNEP de cada distribuidora corresponden a los respectivos precios de energía promedio calculados en el numeral 1) y no se efectúa ningún ajuste o recargo.
 - b. En caso contrario, se pasa a la siguiente etapa de cálculo de los ajustes y recargos.
5. Determinación de los ajustes correspondientes para aquellas empresas que sobrepasen en más de 5% el precio de energía promedio de los sistemas en el punto de comparación. Para ello se considera que el precio promedio de las distribuidoras a las cuales se les aplica el ajuste, sea igual al límite del 5% sobre el precio promedio de los sistemas.
6. Con los valores de los ajustes obtenidos en el numeral precedente, se determina el valor del recargo que se aplica a las empresas que no poseen ajuste, las cuales absorben las diferencias producto de los ajustes a prorrata de sus respectivas proyecciones de energías a suministrar para el

período de análisis, de forma tal que en los sistemas se recauden los montos totales asociados a la aplicación de los precios de los contratos.

7. Referenciación al punto de comparación de los precios promedio obtenidos en el numeral 1) y de los ajustes y recargos obtenidos en los numerales 5) y 6).
8. Recálculo del precio de energía promedio de los sistemas en el punto de comparación.
9. Comparación de los precios de energía promedio de cada distribuidora y los ajustes y recargos según el numeral 7) con el precio promedio de los sistemas determinado en el numeral 8).
 - a. Si todas las empresas poseen una combinación de precio promedio más ajuste o recargo en el punto de comparación que no supera en más de 5% el precio promedio de los sistemas, los ajustes y recargos de cada empresa corresponden a los calculados en los numerales 5) y 6).
 - b. En caso contrario, se recalculan los ajustes y recargos volviendo al numeral 5), e incorporando dentro del conjunto de empresas que requieren ajuste a aquellas distribuidoras que no cumplieron con la condición indicada en la letra anterior. Se repite el procedimiento desde el numeral 5) hasta que ninguna combinación de precio promedio más recargo exceda en más de un 5% el precio promedio de los sistemas para cada empresa.

Tanto los precios como los ajustes y recargos, son calculados en los respectivos Puntos de Suministro de cada empresa, y luego referidos al punto de comparación utilizando los factores de modulación establecidos en el Informe Técnico Definitivo de Precios de Nudo asociado al decreto mencionado en el número 5 del presente informe.

6.2 Precio de Nudo de Potencia Promedio

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

1. Cálculo de los Precios de Potencia Promedio por Punto de Suministro para cada empresa distribuidora, ponderando los precios estimados para cada contrato por el volumen de suministro correspondiente.

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

6.3 Precios de Nudo Promedio y Ajustes o Recargos por concesionaria

6.3.1 Comparación de Precios de Nudo de Energía Promedio

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

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

Cod Dx	Empresa Distribuidora	PNEP+AR ^{base} en Pto.Ref. (US\$/MWh)	Comparación límite 5%
1	Emelari	84,964	5,00%
2	Eliqsa	84,964	5,00%
3-SING	Elecda	84,964	5,00%
20	Coopersol	78,543	-2,93%
3-SIC	Elecda SIC	84,964	5,00%
4	Emelat	84,964	5,00%
6	Chilquinta	84,964	5,00%
7	Conafe	84,964	5,00%
8	Emelca	84,964	5,00%
9	Litoral	84,964	5,00%
10	Chilectra	76,908	-4,96%
12	Colina	76,916	-4,95%
13	Til Til	76,348	-5,65%
14	Eepa	69,903	-13,61%
15	Luz Andes	76,719	-5,19%
18	CGE Distribución	84,964	5,00%
21	Coopelan	81,424	0,63%
22	Frontel	78,192	-3,37%
23	Saesa	73,567	-9,08%
26	Codiner	80,102	-1,01%
28	Edecsa	84,964	5,00%
29	Cec	75,457	-6,75%

Cod Dx	Empresa Distribuidora	PNEP+AR* ^{base en} Pto.Ref. (US\$/MWh)	Comparación límite 5%
31	LuzLinares	84,964	5,00%
32	LuzParral	84,964	5,00%
33	Copelec	80,634	-0,35%
34	Coelcha	84,964	5,00%
35	Socoepa	69,847	-13,68%
36	Cooprel	76,250	-5,77%
39	Luz Osorno	77,988	-3,62%
40	Crell	83,002	2,58%
Precio Prom. Sist.		80,918	
Precio Prom. Sist.+5%		84,964	

6.3.2 Determinación de excedente o déficit de recaudaciones

Según lo establecido en el número 4.2 del artículo primero del Decreto Supremo de Precios de Nudo Promedio vigente, correspondiente al Decreto Supremo N° 9T modificado por el Decreto Supremo N° 10T, de 2016, del Ministerio de Energía, la Comisión debe considerar en la elaboración del informe técnico de Precios de Nudo Promedio, los montos de excedentes o déficit de recaudación establecidos a partir de la información entregada por la Dirección de Peajes del Centro de Despacho Económico de Carga del SIC ("CDEC-SIC") y la Dirección de Peajes del Centro de Despacho Económico de Carga del SING ("CDEC-SING")⁴, para ser reconocidos en la determinación del nivel tarifario del siguiente período.

De conformidad a lo establecido en el inciso quinto del artículo 158° de la Ley y en el inciso segundo del artículo 9° de la Resolución Exenta N° 778, la Comisión debe considerar las diferencias de recaudación producto de la indexación originada en agosto 2016 y noviembre de 2016, según lo detallado en el numeral 4.10 del presente informe.

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

⁴ En virtud de lo dispuesto en el artículo primero transitorio de la Ley N° 20.936, el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, será el continuador legal de los Centros de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central, CDEC SIC, y del Sistema Interconectado del Norte Grande, CDEC SING, a partir del 01 de enero de 2017.

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

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

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

Tabla 6: Cargo por excedente o déficit de recaudación

Cod Dx	Distribuidora	Sistema	Saldo Facturación	Saldo AR	Diferencias 8T y 7T		CEDR
			[M\$]	[M\$]	[M\$]		[\$/kWh]
1	Emelari	SING	- 0,18	-	-	228,98	- 1,922
2	Eliqsa	SING	2,12	-	-	346,92	- 1,922
3-SING	Elecda	SING	- 0,16	-	-	629,59	- 1,922
20	COOPERSOL	SING	- 0,00	-	-	-	- 1,922
3-SIC	Elecda SIC	SIC	- 15,72	-	-	41,85	- 2,126
4	Emelat	SIC	- 277,71	-	-	971,10	- 2,126
6	Chilquinta	SIC	- 766,20	-	-	2.103,77	- 2,126
7	Conafe	SIC	- 1.998,41	- 210,58	-	1.697,98	- 2,126
8	EMELCA	SIC	3,44	-	-	12,96	- 2,126

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

Cod Dx	Distribuidora	Sistema	Saldo Facturación	Saldo AR	Diferencias 8T y 7T	CEDR
			[M\$]	[M\$]	[M\$]	[\$/kWh]
9	Litoral	SIC	- 75,81	-	- 95,41	- 2,126
10	Chilectra	SIC	1.047,18	- 3.029,71	- 9.554,94	- 2,126
12	Colina	SIC	55,66	- 23,98	- 85,84	- 2,126
13	TILTIL	SIC	- 1,12	- 3,96	- 17,29	- 2,126
14	EEPA	SIC	77,92	- 78,33	- 274,94	- 2,126
15	LUZANDES	SIC	- 0,58	- 2,05	- 10,49	- 2,126
18	CGE Distribución	SIC	- 9.704,49	- 135,04	- 7.033,08	- 2,126
21	Coopelan	SIC	55,41	-	- 24,71	- 2,126
22	Frontel	SIC	37,18	-	- 597,27	- 2,126
23	Saesa	SIC	59,09	- 45,06	- 1.357,57	- 2,126
26	Codiner	SIC	- 38,13	-	- 104,27	- 2,126
28	EDECSA	SIC	- 82,77	-	- 41,19	- 2,126
29	CEC	SIC	121,72	-	41,76	- 2,126
31	LuzLinares	SIC	- 66,65	-	- 83,46	- 2,126
32	LuzParral	SIC	- 169,78	-	- 50,38	- 2,126
33	Copelec	SIC	107,30	-	- 16,42	- 2,126
34	Coelcha	SIC	- 14,59	-	-	- 2,126
35	Socoepa	SIC	26,37	- 0,68	- 34,87	- 2,126
36	Cooprel	SIC	58,67	-	- 37,95	- 2,126
39	Luz Osorno	SIC	100,84	- 3,05	- 209,47	- 2,126
40	Crell	SIC	- 11,30	-	- 26,79	- 2,126
Total SIC			- 11.472,48	- 3.532,43	- 22.416,35	
Total SING			1,78	-	- 1.205,49	

6.3.3 Precios de Nudo Promedio y ajustes o recargos

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

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

Tabla 7: Precios de Nudo Promedio y Ajustes o Recargos

COD Dx	Empresa Distribuidora	PNPP [US\$/kW/mes]	PNPP [\$/kWh/mes]	PNEP [US\$/MWh]	PNEP [\$/kWh]	AR' [US\$/MWh]	AR' [\$/kWh]
1	Emelari	9,7262	6.457,42	78,270	51,965	-17,680	-11,738
2	Eliqsa	9,9059	6.576,73	79,115	52,526	-18,566	-12,326
3-SING	Eledda	9,4872	6.298,74	76,880	51,042	-17,449	-11,585
20	COOPERSOL	8,4708	5.623,93	48,567	32,245	7,280	4,833
3-SIC	Eledda SIC	9,3484	6.206,59	70,069	46,520	-6,872	-4,562
4	Emelat	9,4205	6.254,46	73,612	48,872	-4,915	-3,263
6	Chilquinta	9,146	6.072,21	89,157	59,193	-6,503	-4,317
7	Conafe	8,3818	5.564,84	85,204	56,569	-6,054	-4,019
8	EMELCA	9,1696	6.087,88	102,573	68,100	-20,032	-13,300
9	Litoral	9,0724	6.023,35	88,959	59,062	-6,153	-4,085
10	Chilectra	8,6248	5.726,18	68,126	45,230	6,972	4,629
12	Colina	8,6404	5.736,53	68,371	45,393	6,972	4,629
13	TILTIL	8,4893	5.636,22	67,379	44,734	6,972	4,629
14	EEPA	8,385	5.566,97	60,952	40,467	6,972	4,629
15	LUZANDES	8,5734	5.692,05	67,647	44,912	6,972	4,629
18	CGE Distribución	8,6411	5.737,00	95,646	63,501	-15,164	-10,068
21	Coopelan	8,2192	5.456,89	65,534	43,509	6,972	4,629
22	Frontel	8,6009	5.710,31	63,064	41,869	6,972	4,629
23	Saesa	9,3756	6.224,65	70,381	46,727	6,972	4,629
26	Codiner	9,1434	6.070,49	66,202	43,953	6,972	4,629
28	EDECSA	8,9894	5.968,24	91,898	61,013	-9,346	-6,205
29	CEC	8,6528	5.744,77	64,989	43,147	6,972	4,629
31	LuzLinares	8,6925	5.771,12	87,085	57,817	-7,438	-4,938
32	LuzParral	8,4126	5.585,29	89,108	59,161	-11,059	-7,342
33	Copelec	8,2167	5.455,23	65,143	43,250	6,972	4,629
34	Coelcha	8,206	5.448,13	71,964	47,778	3,834	2,545
35	Socoepa	9,3528	6.209,51	65,704	43,622	6,972	4,629
36	Cooprel	9,0822	6.029,85	72,946	48,430	6,972	4,629
39	Luz Osorno	9,1126	6.050,04	75,174	49,910	6,972	4,629
40	Crell	9,1229	6.056,88	81,935	54,398	6,972	4,629

7. PRECIOS A TRASPASAR A CLIENTES REGULADOS

Para efectos de la determinación de los precios a utilizar en las fórmulas tarifarias de empresas concesionarias de servicio público de distribución, según se establece en el Decreto Supremo N° 11T, de 2016, del Ministerio de Energía, se

considerarán los precios de nudo promedio de energía y potencia en nivel de distribución para cada concesionaria y sector de nudo asociado a sistema de subtransmisión.

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

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

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

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

Tabla 8: Precios en nivel distribución y AR

COD Dx	Empresa Distribuidora	Sector STx	AR_{base} (\$/kWh)	AR (\$/kWh)	Pe (\$/kWh)	Pp (\$/kW/mes)
1	EMELARI	SING	-10,023	-11,985	49,493	6.621,57
2	ELIQUA	SING	-10,623	-12,585	49,466	6.743,91
3-SING	ELECDA	SING	-9,866	-11,829	48,707	6.458,85
20	COOPERSOL	SING	6,897	4,935	46,278	5.766,89
3-SIC	ELECDA SIC	SIC1	-2,500	-4,683	51,750	6.372,00
4	EMELAT	SIC1	-1,167	-3,349	55,498	6.421,14
6	CHILQUINTA	SIC2	-2,246	-4,423	64,250	6.231,54
7	CONAFE	SIC1	-1,943	-4,125	62,627	5.715,53
7	CONAFE	SIC2	-1,940	-4,118	61,867	5.710,86

COD	Empresa	Sector	AR _{base}	AR	Pe	Pp
Dx	Distribuidora	STx	(\$/kWh)	(\$/kWh)	(\$/kWh)	(\$/kW/mes)
8	EMELCA	SIC2	-11,448	-13,627	64,173	6.247,63
9	LITORAL	SIC2	-2,007	-4,186	64,353	6.181,40
10	CHILECTRA	SIC2	6,921	4,743	59,110	5.876,43
10	CHILECTRA	SIC3	6,842	4,689	54,979	5.805,09
12	COLINA	SIC3	7,055	4,834	56,853	7.222,65
13	TILTIL	SIC2	6,942	4,758	58,778	5.920,22
13	TILTIL	SIC3	7,125	4,883	56,727	7.588,79
14	EEPA	SIC3	6,842	4,689	50,154	5.643,68
15	LUZANDES	SIC3	7,345	5,033	58,671	9.103,91
18	CGE distribución	SIC2	-8,138	-10,316	62,771	5.887,54
18	CGE distribución	SIC3	-8,045	-10,198	58,599	5.816,06
18	CGE distribución	SIC4	-8,255	-10,465	64,262	5.941,47
18	CGE distribución	SIC5	-8,201	-10,397	62,759	5.922,55
21	COPELAN	SIC4	7,022	4,812	58,758	5.651,37
21	COPELAN	SIC5	6,975	4,780	57,288	5.629,71
22	FRONTEL	SIC4	7,022	4,812	57,054	5.913,83
22	FRONTEL	SIC5	6,975	4,780	55,594	5.891,16
23	SAESA	SIC1	6,933	4,751	61,397	6.390,54
23	SAESA	SIC5	6,975	4,780	60,610	6.421,78
23	SAESA	SIC6	6,917	4,740	61,367	6.420,05
26	CODINER	SIC5	6,975	4,780	57,746	6.262,74
28	EDECSA	SIC2	-4,179	-6,358	64,180	6.124,85
28	EDECSA	SIC3	-4,132	-6,285	59,992	6.050,48
29	CEC	SIC4	7,022	4,812	58,382	5.949,51
31	LUZLINARES	SIC4	-2,923	-5,133	63,686	5.976,80
32	LUZPARRAL	SIC4	-5,423	-7,632	62,584	5.784,35
33	COPELEC	SIC4	7,022	4,812	58,489	5.649,65
34	COELCHA	SIC4	4,864	2,651	61,150	5.731,85
34	COELCHA	SIC5	4,824	2,628	59,557	5.631,20
35	SOCOEPA	SIC6	6,916	4,739	57,698	6.352,45
36	COOPREL	SIC6	6,916	4,739	62,620	6.168,66
39	LUZ OSORNO	SIC6	7,034	4,820	65,232	6.965,41
40	CRELL	SIC6	6,997	4,795	69,541	6.731,48

8. MECANISMO DE RECONOCIMIENTO DE GENERACIÓN LOCAL

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

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

Tabla 9: Descuento según Factor de Intensidad

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

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

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

8.1 Capacidad Instalada de Generación por Comuna

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

8.1.1 Procedimiento de determinación de la capacidad instalada de cada comuna

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

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

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

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

8.2 Clientes Sometidos a Regulación de Precios por Comuna

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

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

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

8.3 Determinación del Factor de Intensidad y descuento a aplicar

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

Tabla 10: Factor de Intensidad y descuento

Ranking	Código Único Territorial	Comuna	Capacidad Instalada neta (MW)	N° Clientes	Factor intensidad [kW/N° Clientes Regulados]	Descuento Pe por RGL [%]
1	08308	Quilaco	1.476	1.737	849,62	35,00%
2	08314	Alto Biobío	1.191	1.537	774,78	35,00%
3	02102	Mejillones	2.410	3.306	728,91	35,00%
4	08302	Antuco	903	1.833	492,90	35,00%
5	06202	La Estrella	377	1.305	288,61	17,50%
6	03304	Huasco	751	3.664	205,05	17,50%
7	09205	Lonquimay	690	4.007	172,24	17,50%
8	06203	Litueche	394	2.712	145,36	17,50%
9	07402	Colbún	1.186	8.630	137,43	17,50%
10	02301	Tocopilla	1.249	9.276	134,65	17,50%
11	02104	Taltal	518	3.855	134,45	17,50%
12	03202	Diego De Almagro	340	3.423	99,44	17,50%
13	08311	Santa Bárbara	463	5.092	91,00	17,50%
14	08309	Quilleco	251	3.624	69,25	8,75%
15	13203	San José De Maipo	282	4.916	57,41	8,75%
16	06113	Pichidegua	377	6.732	56,01	8,75%
17	08303	Cabrero	600	10.949	54,84	8,75%
18	05105	Puchuncaví	820	15.217	53,88	8,75%
19	04202	Canela	168	3.306	50,91	8,75%
20	07109	San Clemente	834	16.530	50,48	8,75%
21	05501	Quillota	1.620	33.192	48,80	8,75%
22	06107	Las Cabras	377	9.508	39,61	8,75%
23	06110	Mostazal	267	7.903	33,77	8,75%
24	10304	Puyehue	106	4.047	26,27	8,75%

Ranking	Código Único Territorial	Comuna	Capacidad Instalada neta (MW)	N° Clientes	Factor intensidad [kW/N° Clientes Regulados]	Descuento Pe por RGL [%]
25	08415	Ránquil	61	2.543	23,99	8,75%
26	09209	Renaico	88	3.857	22,82	8,75%
27	04203	Los Vilos	239	10.960	21,82	8,75%
28	04104	La Higuera	41	1.906	21,56	8,75%
29	01405	Pica	44	2.135	20,57	8,75%
30	08102	Coronel	846	42.008	20,14	8,75%
31	05107	Quintero	255	15.535	16,43	8,75%
32	05703	Llaillay	133	8.595	15,53	8,75%
33	15201	Putre	10	689	14,70	4,38%
34	03103	Tierra Amarilla	53	3.661	14,41	4,38%
35	06301	San Fernando	417	29.243	14,27	4,38%
36	03201	Chañaral	65	5.049	12,87	4,38%
37	06108	Machalí	212	17.847	11,88	4,38%
38	13128	Renca	462	40.514	11,40	4,38%
39	04301	Ovalle	435	40.748	10,68	4,38%
40	03101	Copiapó	563	53.560	10,52	4,38%
41	14204	Río Bueno	119	12.201	9,73	4,38%
42	05301	Los Andes	211	25.474	8,29	4,38%
43	10302	Puerto Octay	23	3.019	7,56	4,38%
44	08306	Nacimiento	66	9.111	7,21	4,38%
45	10205	Dalcahue	36	5.027	7,16	4,38%
46	07308	Teno	72	10.319	7,02	4,38%
47	08304	Laja	59	8.907	6,66	4,38%
48	01401	Pozo Almonte	35	5.594	6,25	4,38%
49	06111	Olivar	22	3.738	5,88	4,38%
50	07408	Yerbas Buenas	37	6.365	5,80	4,38%
51	05304	San Esteban	40	7.117	5,59	4,38%
52	09110	Melipeuco	12	2.399	4,88	4,38%
53	14108	Panguipulli	56	12.632	4,44	4,38%
54	08421	Yungay	33	7.728	4,27	4,38%
55	13202	Pirque	25	6.646	3,80	4,38%
56	09202	Collipulli	33	8.715	3,79	4,38%
57	01101	Iquique	229	61.616	3,72	4,38%
58	09108	Lautaro	50	13.436	3,71	4,38%
59	08202	Arauco	48	13.473	3,58	4,38%
60	13303	Tiltil	20	5.841	3,46	4,38%
61	05103	Concón	60	19.659	3,05	4,38%
62	14101	Valdivia	175	58.235	3,01	4,38%
63	10101	Puerto Montt	262	90.309	2,90	4,38%
64	06116	Requínoa	21	7.944	2,67	4,38%
65	08201	Lebu	24	9.166	2,61	4,38%
66	07102	Constitución	48	18.317	2,60	4,38%

9. MECANISMO DE RECONOCIMIENTO DE GENERACIÓN LOCAL ADICIONAL

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

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

Tabla 11: Descuento según porcentaje de aporte

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

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

9.1 Energía Eléctrica Generada por comuna

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

9.1.1 Procedimiento de determinación de la energía eléctrica generada por comuna

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

1. Se solicitó a los CDEC de cada Sistema Interconectado informar la cantidad de energía eléctrica generada por cada central que se encuentre entregada

al despacho, incorporando la o las comunas en que se encuentra ubicada en función de lo siguiente:

- a. Centrales hidráulicas: se considerarán todas aquellas comunas en que se emplacen sus instalaciones principales, tales como la bocatoma, la sala de máquinas, la represa y el embalse.
 - b. Centrales ERNC: se considerarán todas aquellas comunas en que se emplacen sus instalaciones.
 - c. Otras centrales: se considerará la comuna en que se emplace su sala de máquinas.
2. Se determinó la energía eléctrica generada total de los Sistemas Interconectados como la suma de la energía eléctrica generada de cada central informada en el punto anterior.
 3. De acuerdo a la asociación comuna-central descrita en el punto 1 anterior, se considera que la energía eléctrica generada de cada comuna es la suma de la energía eléctrica generada de todas las centrales asociadas a dicha comuna.

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

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

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

Tabla 12: Porcentaje de aporte y Descuento

Ranking	Código Único Territorial	Comuna	Generación real bruta 12 meses (GWh)	% de total SIC+SING	Descuento Pe por RGL Adicional (%)
1	02102	Mejillones	11.537	15,88%	25%
2	02301	Tocopilla	6.186	8,51%	15%
3	05105	Puchuncaví	6.184	8,51%	15%
4	05501	Quillota	6.022	8,29%	15%
5	03304	Huasco	4.927	6,78%	15%
6	07402	Colbún	4.879	6,71%	15%

Ranking	Código Único Territorial	Comuna	Generación real bruta 12 meses (GWh)	% de total SIC+SING	Descuento Pe por RGL Adicional (%)
7	08102	Coronel	4.772	6,57%	15%
8	08308	Quilaco	4.305	5,92%	15%
9	07109	San Clemente	3.726	5,13%	15%
10	08314	Alto Biobío*	3.565	4,91%	7,5%

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

Para clientes regulados pertenecientes al SIC y SING, los precios de nudo en nivel de distribución a utilizar en las fórmulas tarifarias de las empresas concesionarias de servicio público de distribución, determinados para cada concesionaria y sector de nudo asociado a sistema de subtransmisión, e incorporando los cargos AR y CD_{rgl} (Cargo o Descuento RGL) son los que se indican en Tabla 13. Estos consideran la componente por concepto de saldo de CD_{rgl}. La información disponible da cuenta de los saldos de CD_{rgl} desde septiembre de 2016 hasta octubre de 2016. Estos saldos se han actualizado al momento del cálculo del presente informe y los saldos correspondientes a los períodos siguientes se incorporarán en la próxima fijación semestral de Precios de Nudo Promedio, en la medida en que dicha información se encuentre disponible. Cabe destacar, que dichos saldos han sido incorporados dentro de los montos a recaudar mediante los Cargos, aplicables a aquellas comunas que aportan a esta medida.

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

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

Cod	Empresa	Sistema STx	Código Único Territorial	Comuna	AR base (\$/kWh)	AR (\$/kWh)	CD RGL base (\$/kWh)	CD RGL (\$/kWh)	Pe (\$/kWh)	Pp (\$/kW/mes)
1	EMELARI	SING	*	*	-10,023	-11,985	0,710	0,777	50,270	6.621,57
2	ELIQSA	SING	01101	Iquique	-10,623	-12,585	-2,167	-2,167	47,299	6.743,91
2	ELIQSA	SING	01405	Pica	-10,623	-12,585	-4,328	-4,328	45,138	6.743,91
2	ELIQSA	SING	01401	Pozo Almonte	-10,623	-12,585	-2,167	-2,167	47,299	6.743,91

Cod	Empresa	Sistema STx	Código Único Territorial	Comuna	AR base (\$/kWh)	AR (\$/kWh)	CD RGL base (\$/kWh)	CD RGL (\$/kWh)	Pe (\$/kWh)	Pp (\$/kW/mes)
2	ELIQSA	SING	*	*	-10,623	-12,585	0,710	0,777	50,243	6.743,91
3-SING	ELECDA SING	SING	02102	Mejillones	-9,866	-11,829	-29,224	-29,224	19,483	6.458,85
3-SING	ELECDA SING	SING	02301	Tocopilla	-9,866	-11,829	-15,830	-15,830	32,877	6.458,85
3-SING	ELECDA SING	SING	*	*	-9,866	-11,829	0,699	0,765	49,472	6.458,85
3-SIC	ELECDA SIC	SIC 1	02104	Taltal	-2,500	-4,683	-9,056	-9,056	42,694	6.372,00
3-SIC	ELECDA SIC	SIC 1	*	*	-2,500	-4,683	0,743	0,813	52,563	6.372,00
4	EMELAT	SIC 1	03201	Chañaral	-1,167	-3,349	-2,431	-2,431	53,067	6.421,14
4	EMELAT	SIC 1	03101	Copiapó	-1,167	-3,349	-2,431	-2,431	53,067	6.421,14
4	EMELAT	SIC 1	03202	Diego de Almagro	-1,167	-3,349	-9,712	-9,712	45,786	6.421,14
4	EMELAT	SIC 1	03304	Huasco	-1,167	-3,349	-18,037	-18,037	37,461	6.421,14
4	EMELAT	SIC 1	03103	Tierra Amarilla	-1,167	-3,349	-2,431	-2,431	53,067	6.421,14
4	EMELAT	SIC 1	*	*	-1,167	-3,349	0,796	0,872	56,370	6.421,14
6	CHILQUINTA	SIC 2	05103	Concón	-2,246	-4,423	-2,814	-2,814	61,436	6.231,54
6	CHILQUINTA	SIC 2	05703	Llaillay	-2,246	-4,423	-5,622	-5,622	58,628	6.231,54
6	CHILQUINTA	SIC 2	05301	Los Andes	-2,246	-4,423	-2,814	-2,814	61,436	6.231,54
6	CHILQUINTA	SIC 2	05105	Puchuncaví	-2,246	-4,423	-15,259	-15,259	48,991	6.231,54
6	CHILQUINTA	SIC 2	05501	Quillota	-2,246	-4,423	-15,259	-15,259	48,991	6.231,54
6	CHILQUINTA	SIC 2	05107	Quintero	-2,246	-4,423	-5,622	-5,622	58,628	6.231,54
6	CHILQUINTA	SIC 2	05304	San Esteban	-2,246	-4,423	-2,814	-2,814	61,436	6.231,54
6	CHILQUINTA	SIC 2	*	*	-2,246	-4,423	0,922	1,009	65,259	6.231,54
7	CONAFE	SIC 1	04202	Canela	-1,943	-4,125	-5,480	-5,480	57,147	5.715,53
7	CONAFE	SIC 1	04104	La Higuera	-1,943	-4,125	-5,480	-5,480	57,147	5.715,53
7	CONAFE	SIC 1	04203	Los Vilos	-1,943	-4,125	-5,480	-5,480	57,147	5.715,53
7	CONAFE	SIC 1	04301	Ovalle	-1,943	-4,125	-2,743	-2,743	59,884	5.715,53
7	CONAFE	SIC 1	05105	Puchuncaví	-1,943	-4,125	-14,874	-14,874	47,753	5.715,53
7	CONAFE	SIC 1	*	*	-1,943	-4,125	0,899	0,984	63,611	5.715,53
7	CONAFE	SIC 2	*	*	-1,940	-4,118	0,888	0,972	62,839	5.710,86
8	EMELCA	SIC 2	*	*	-11,448	-13,627	0,921	1,008	65,181	6.247,63
9	LITORAL	SIC 2	*	*	-2,007	-4,186	0,923	1,011	65,364	6.181,40
10	CHILECTRA	SIC 3	13128	Renca	6,842	4,689	-2,408	-2,408	52,571	5.805,09
10	CHILECTRA	SIC 2	13303	TilTil	6,921	4,743	-2,589	-2,589	56,521	5.876,43
10	CHILECTRA	SIC 3	13303	TilTil	6,842	4,689	-2,408	-2,408	52,571	5.805,09
10	CHILECTRA	SIC 2	*	*	6,921	4,743	0,848	0,929	60,039	5.876,43
10	CHILECTRA	SIC 3	*	*	6,842	4,689	0,789	0,864	55,843	5.805,09
12	EEC	SIC 3	*	*	7,055	4,834	0,816	0,893	57,746	7.222,65
13	TIL-TIL	SIC 2	05703	Llaillay	6,942	4,758	-5,143	-5,143	53,635	5.920,22
13	TIL-TIL	SIC 2	13303	TilTil	6,942	4,758	-2,574	-2,574	56,204	5.920,22
13	TIL-TIL	SIC 3	13303	TilTil	7,125	4,883	-2,485	-2,485	54,242	7.588,79
13	TIL-TIL	SIC 2	*	*	6,942	4,758	0,843	0,923	59,701	5.920,22
13	TIL-TIL	SIC 3	*	*	7,125	4,883	0,814	0,891	57,618	7.588,79
14	EEPA	SIC 3	*	*	6,842	4,689	0,720	0,788	50,942	5.643,68
15	LUZ ANDES	SIC 3	*	*	7,345	5,033	0,842	0,922	59,593	9.103,91

Cod	Empresa	Sistema STx	Código Único Territorial	Comuna	AR base (\$/kWh)	AR (\$/kWh)	CD RGL base (\$/kWh)	CD RGL (\$/kWh)	Pe (\$/kWh)	Pp (\$/kW/mes)
18	CGE DISTRIBUCIÓN	SIC 4	07402	Colbún	-8,255	-10,465	-20,885	-20,885	43,377	5.941,47
18	CGE DISTRIBUCIÓN	SIC 4	07102	Constitución	-8,255	-10,465	-2,815	-2,815	61,447	5.941,47
18	CGE DISTRIBUCIÓN	SIC 5	08102	Coronel	-8,201	-10,397	-14,905	-14,905	47,854	5.922,55
18	CGE DISTRIBUCIÓN	SIC 4	06202	La Estrella	-8,255	-10,465	-11,246	-11,246	53,016	5.941,47
18	CGE DISTRIBUCIÓN	SIC 4	06107	Las Cabras	-8,255	-10,465	-5,623	-5,623	58,639	5.941,47
18	CGE DISTRIBUCIÓN	SIC 5	09108	Lautaro	-8,201	-10,397	-2,749	-2,749	60,010	5.922,55
18	CGE DISTRIBUCIÓN	SIC 4	06203	Litueche	-8,255	-10,465	-11,246	-11,246	53,016	5.941,47
18	CGE DISTRIBUCIÓN	SIC 4	06108	Machalí	-8,255	-10,465	-2,815	-2,815	61,447	5.941,47
18	CGE DISTRIBUCIÓN	SIC 4	06110	Mostazal	-8,255	-10,465	-5,623	-5,623	58,639	5.941,47
18	CGE DISTRIBUCIÓN	SIC 4	06111	Olivar	-8,255	-10,465	-2,815	-2,815	61,447	5.941,47
18	CGE DISTRIBUCIÓN	SIC 4	06113	Pichidegua	-8,255	-10,465	-5,623	-5,623	58,639	5.941,47
18	CGE DISTRIBUCIÓN	SIC 3	13202	Pirque	-8,045	-10,198	-2,567	-2,567	56,032	5.816,06
18	CGE DISTRIBUCIÓN	SIC 4	13202	Pirque	-8,255	-10,465	-2,815	-2,815	61,447	5.941,47
18	CGE DISTRIBUCIÓN	SIC 4	08415	Ránquil	-8,255	-10,465	-5,623	-5,623	58,639	5.941,47
18	CGE DISTRIBUCIÓN	SIC 4	06116	Requínoa	-8,255	-10,465	-2,815	-2,815	61,447	5.941,47
18	CGE DISTRIBUCIÓN	SIC 4	07109	San Clemente	-8,255	-10,465	-15,262	-15,262	49,000	5.941,47
18	CGE DISTRIBUCIÓN	SIC 4	06301	San Fernando	-8,255	-10,465	-2,815	-2,815	61,447	5.941,47
18	CGE DISTRIBUCIÓN	SIC 3	13203	San José de Maipo	-8,045	-10,198	-5,127	-5,127	53,472	5.816,06
18	CGE DISTRIBUCIÓN	SIC 4	07308	Teno	-8,255	-10,465	-2,815	-2,815	61,447	5.941,47
18	CGE DISTRIBUCIÓN	SIC 4	07408	Yerbas Buenas	-8,255	-10,465	-2,815	-2,815	61,447	5.941,47
18	CGE DISTRIBUCIÓN	SIC 2	*	*	-8,138	-10,316	0,901	0,986	63,757	5.887,54
18	CGE DISTRIBUCIÓN	SIC 3	*	*	-8,045	-10,198	0,841	0,921	59,520	5.816,06
18	CGE DISTRIBUCIÓN	SIC 4	*	*	-8,255	-10,465	0,922	1,009	65,271	5.941,47
18	CGE DISTRIBUCIÓN	SIC 5	*	*	-8,201	-10,397	0,901	0,986	63,745	5.922,55
20	COOPERSOL	SING	15201	Putre	6,897	4,935	-2,027	-2,027	44,251	5.766,89
20	COOPERSOL	SING	*	*	6,897	4,935	0,664	0,727	47,005	5.766,89
21	COOPELAN	SIC 5	08304	Laja	6,975	4,780	-2,509	-2,509	54,779	5.629,71
21	COOPELAN	SIC 4	08309	Quilleco	7,022	4,812	-5,141	-5,141	53,617	5.651,37
21	COOPELAN	SIC 5	08309	Quilleco	6,975	4,780	-5,013	-5,013	52,275	5.629,71
21	COOPELAN	SIC 4	08311	Santa Bárbara	7,022	4,812	-10,283	-10,283	48,475	5.651,37
21	COOPELAN	SIC 5	08311	Santa Bárbara	6,975	4,780	-10,025	-10,025	47,263	5.629,71
21	COOPELAN	SIC 4	*	*	7,022	4,812	0,843	0,923	59,681	5.651,37
21	COOPELAN	SIC 5	*	*	6,975	4,780	0,822	0,900	58,188	5.629,71
22	FRONTEL	SIC 4	08314	Alto Biobío	7,022	4,812	-24,248	-24,248	32,806	5.913,83
22	FRONTEL	SIC 4	08302	Antuco	7,022	4,812	-19,969	-19,969	37,085	5.913,83
22	FRONTEL	SIC 5	08202	Arauco	6,975	4,780	-2,435	-2,435	53,159	5.891,16
22	FRONTEL	SIC 4	08303	Cabrero	7,022	4,812	-4,992	-4,992	52,062	5.913,83
22	FRONTEL	SIC 5	09202	Collipulli	6,975	4,780	-2,435	-2,435	53,159	5.891,16
22	FRONTEL	SIC 5	08102	Coronel	6,975	4,780	-13,204	-13,204	42,390	5.891,16
22	FRONTEL	SIC 4	08304	Laja	7,022	4,812	-2,499	-2,499	54,555	5.913,83
22	FRONTEL	SIC 5	09108	Lautaro	6,975	4,780	-2,435	-2,435	53,159	5.891,16
22	FRONTEL	SIC 5	08201	Lebu	6,975	4,780	-2,435	-2,435	53,159	5.891,16

Cod	Empresa	Sistema STx	Código Único Territorial	Comuna	AR base (\$/kWh)	AR (\$/kWh)	CD RGL base (\$/kWh)	CD RGL (\$/kWh)	Pe (\$/kWh)	Pp (\$/kW/mes)
22	FRONTEL	SIC 5	09205	Lonquimay	6,975	4,780	-9,729	-9,729	45,865	5.891,16
22	FRONTEL	SIC 5	09110	Melipeuco	6,975	4,780	-2,435	-2,435	53,159	5.891,16
22	FRONTEL	SIC 5	08306	Nacimiento	6,975	4,780	-2,435	-2,435	53,159	5.891,16
22	FRONTEL	SIC 5	08308	Quilaco	6,975	4,780	-27,797	-27,797	27,797	5.891,16
22	FRONTEL	SIC 4	08309	Quilleco	7,022	4,812	-4,992	-4,992	52,062	5.913,83
22	FRONTEL	SIC 4	08415	Ránquil	7,022	4,812	-4,992	-4,992	52,062	5.913,83
22	FRONTEL	SIC 5	09209	Renaico	6,975	4,780	-4,864	-4,864	50,730	5.891,16
22	FRONTEL	SIC 5	08311	Santa Bárbara	6,975	4,780	-9,729	-9,729	45,865	5.891,16
22	FRONTEL	SIC 4	08421	Yungay	7,022	4,812	-2,499	-2,499	54,555	5.913,83
22	FRONTEL	SIC 4	*	*	7,022	4,812	0,819	0,896	57,950	5.913,83
22	FRONTEL	SIC 5	*	*	6,975	4,780	0,798	0,873	56,467	5.891,16
23	SAESA	SIC 6	10205	Dalcahue	6,917	4,740	-2,688	-2,688	58,679	6.420,05
23	SAESA	SIC 6	14108	Panguipulli	6,917	4,740	-2,688	-2,688	58,679	6.420,05
23	SAESA	SIC 6	10101	Puerto Montt	6,917	4,740	-2,688	-2,688	58,679	6.420,05
23	SAESA	SIC 6	10302	Puerto Octay	6,917	4,740	-2,688	-2,688	58,679	6.420,05
23	SAESA	SIC 6	10304	Puyehue	6,917	4,740	-5,370	-5,370	55,997	6.420,05
23	SAESA	SIC 6	14204	Río Bueno	6,917	4,740	-2,688	-2,688	58,679	6.420,05
23	SAESA	SIC 6	14101	Valdivia	6,917	4,740	-2,688	-2,688	58,679	6.420,05
23	SAESA	SIC 1	*	*	6,933	4,751	0,881	0,964	62,361	6.390,54
23	SAESA	SIC 5	*	*	6,975	4,780	0,870	0,952	61,562	6.421,78
23	SAESA	SIC 6	*	*	6,917	4,740	0,881	0,964	62,331	6.420,05
26	CODINER	SIC 5	09108	Lautaro	6,975	4,780	-2,529	-2,529	55,217	6.262,74
26	CODINER	SIC 5	*	*	6,975	4,780	0,829	0,907	58,653	6.262,74
28	EDECSA	SIC 2	*	*	-4,179	-6,358	0,921	1,008	65,188	6.124,85
28	EDECSA	SIC 3	*	*	-4,132	-6,285	0,861	0,942	60,934	6.050,48
29	CEC	SIC 4	07308	Teno	7,022	4,812	-2,557	-2,557	55,825	5.949,51
29	CEC	SIC 4	*	*	7,022	4,812	0,838	0,917	59,299	5.949,51
31	LUZLINARES	SIC 4	07402	Colbún	-2,923	-5,133	-20,698	-20,698	42,988	5.976,80
31	LUZLINARES	SIC 4	07102	Constitución	-2,923	-5,133	-2,789	-2,789	60,897	5.976,80
31	LUZLINARES	SIC 4	07408	Yerbas Buenas	-2,923	-5,133	-2,789	-2,789	60,897	5.976,80
31	LUZLINARES	SIC 4	*	*	-2,923	-5,133	0,914	1,000	64,686	5.976,80
32	LUZPARRAL	SIC 4	*	*	-5,423	-7,632	0,898	0,983	63,567	5.784,35
33	COPELEC	SIC 4	08415	Ránquil	7,022	4,812	-5,118	-5,118	53,371	5.649,65
33	COPELEC	SIC 4	*	*	7,022	4,812	0,839	0,919	59,408	5.649,65
34	COELCHA	SIC 4	08314	Alto Biobío	4,864	2,651	-25,989	-25,989	35,161	5.731,85
34	COELCHA	SIC 4	08303	Cabrero	4,864	2,651	-5,351	-5,351	55,799	5.731,85
34	COELCHA	SIC 5	08306	Nacimiento	4,824	2,628	-2,609	-2,609	56,948	5.631,20
34	COELCHA	SIC 4	08309	Quilleco	4,864	2,651	-5,351	-5,351	55,799	5.731,85
34	COELCHA	SIC 4	08421	Yungay	4,864	2,651	-2,678	-2,678	58,472	5.731,85
34	COELCHA	SIC 4	*	*	4,864	2,651	0,877	0,961	62,111	5.731,85
34	COELCHA	SIC 5	*	*	4,824	2,628	0,855	0,936	60,493	5.631,20
35	SOCOEPA	SIC 6	14108	Panguipulli	6,916	4,739	-2,527	-2,527	55,171	6.352,45

Cod	Empresa	Sistema STx	Código Único Territorial	Comuna	AR base (\$/kWh)	AR (\$/kWh)	CD RGL base (\$/kWh)	CD RGL (\$/kWh)	Pe (\$/kWh)	Pp (\$/kW/mes)
35	SOCOEPA	SIC 6	*	*	6,916	4,739	0,828	0,906	58,604	6.352,45
36	COOPREL	SIC 6	14204	Río Bueno	6,916	4,739	-2,743	-2,743	59,877	6.168,66
36	COOPREL	SIC 6	*	*	6,916	4,739	0,899	0,984	63,604	6.168,66
39	LUZ OSORNO	SIC 6	10302	Puerto Octay	7,034	4,820	-2,857	-2,857	62,375	6.965,41
39	LUZ OSORNO	SIC 6	10304	Puyehue	7,034	4,820	-5,708	-5,708	59,524	6.965,41
39	LUZ OSORNO	SIC 6	14204	Río Bueno	7,034	4,820	-2,857	-2,857	62,375	6.965,41
39	LUZ OSORNO	SIC 6	*	*	7,034	4,820	0,936	1,025	66,257	6.965,41
40	CRELL	SIC 6	10101	Puerto Montt	6,997	4,795	-3,046	-3,046	66,495	6.731,48
40	CRELL	SIC 6	*	*	6,997	4,795	0,998	1,092	70,633	6.731,48

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

La componente CD_{rgl_base} señalada, corresponde al cargo o descuento resultante de la aplicación de lo establecido en el artículo 157° de la Ley, considerado a nivel de distribución. A su vez, la componente AR_{base} corresponde al ajuste o recargo base establecido en el artículo 157° de la Ley, considerado a nivel de distribución.

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

Tabla 14: Comunas por sector de nudo

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

COD	Concesionaria	Comunas	Sector Nudo
		Buin	SIC4
		Cauquenes	SIC4
		Chanco	SIC4
		Chépica	SIC4
		Chillán	SIC4
		Chillán Viejo	SIC4
		Chimbarongo	SIC4
		Cobquecura	SIC4
		Codegua	SIC4
		Coihueco	SIC4
		Coinco	SIC4
		Colbún	SIC4
		Coltauco	SIC4
		Constitución	SIC4
		Curepto	SIC4
		Curicó	SIC4
		Doñihue	SIC4
		El Monte	SIC4
		Empedrado	SIC4
		Graneros	SIC4
		Hualaehé	SIC4
		Isla de Maipo	SIC4
		La Estrella	SIC4
		Las Cabras	SIC4
		Licantén	SIC4
		Linares	SIC4
		Litueche	SIC4
		Lolol	SIC4
		Longaví	SIC4
		Machalí	SIC4
		Malloa	SIC4
		Marchihue	SIC4
		María Pinto	SIC4
		Maule	SIC4
		Melipilla	SIC4
		Molina	SIC4
		Mostazal	SIC4
		Nancagua	SIC4
		Navidad	SIC4
		Ninhue	SIC4
		Ñiquén	SIC4
		Olivar	SIC4
		Paine	SIC4
		Palmilla	SIC4
		Paredones	SIC4
		Parral	SIC4
		Pelarco	SIC4
		Pelluhue	SIC4
		Pencahue	SIC4
		Peralillo	SIC4
		Peumo	SIC4
		Pichidegua	SIC4
		Pichilemu	SIC4
		Pinto	SIC4
		Pirque	SIC4*
		Placilla	SIC4
		Portezuelo	SIC4
		Pumanque	SIC4
		Quinta de Tilcoco	SIC4
		Quirihue	SIC4
		Rancagua	SIC4
		Ránquil	SIC4
		Rauco	SIC4
		Rengo	SIC4
		Requínoa	SIC4
		Retiro	SIC4
		Río Claro	SIC4

COD	Concesionaria	Comunas	Sector Nudo
		Romeral	SIC4
		Sagrada Familia	SIC4
		San Carlos	SIC4
		San Clemente	SIC4
		San Fabián	SIC4
		San Fernando	SIC4
		San Javier	SIC4
		San Nicolás	SIC4
		San Pedro	SIC4
		San Rafael	SIC4
		San Vicente	SIC4
		Santa Cruz	SIC4
		Talagante	SIC4*
		Talca	SIC4
		Teno	SIC4
		Treguaco	SIC4
		Vichuquén	SIC4
		Villa Alegre	SIC4
		Yerbas Buenas	SIC4
		Chiguayante	SIC5
		Coelemu	SIC5
		Concepción	SIC5
		Coronel	SIC5
		Curarrehue	SIC5
		Florida	SIC5
		Freire	SIC5
		Hualpén	SIC5
		Hualqui	SIC5
		Lautaro	SIC5
		Loncoche	SIC5
		Los Ángeles	SIC5
		Mulchén	SIC5
		Padre Las Casas	SIC5
		Penco	SIC5
		Pitrufquén	SIC5
		Pucón	SIC5
		San Pedro de la Paz	SIC5
		Talcahuano	SIC5
		Temuco	SIC5
		Tomé	SIC5
		Vilcún	SIC5
		Villarrica	SIC5
21	COOPELAN	Todas las correspondientes a la concesionaria excepto Laja	SIC 4-5*
		Laja	SIC 5
22	FRONTEL	Alto Bio Bío	SIC 4
		Angol	SIC 5
		Antuco	SIC 4
		Arauco	SIC 5
		Bulnes	SIC 4
		Cabrero	SIC 4
		Cañete	SIC 5
		Carahue	SIC 5
		Chillán Viejo	SIC 4
		Cholchol	SIC 5
		Collipulli	SIC 5
		Contulmo	SIC 5
		Coronel	SIC 5
		Cunco	SIC 5
		Curacautín	SIC 5
		Curanilahue	SIC 5
		El Carmen	SIC 4
		Ercilla	SIC 5
		Florida	SIC 4
		Freire	SIC 5
		Galvarino	SIC 5
		Gorbea	SIC 5

COD	Concesionaria	Comunas	Sector Nudo
		Hualqui	SIC 4
		Laja	SIC 4
		Lautaro	SIC 5
		Lebu	SIC 5
		Lonquimay	SIC 5
		Los Álamos	SIC 5
		Los Ángeles	SIC 5
		Los Sauces	SIC 5
		Lota	SIC 5
		Lumaco	SIC 5
		Melipeuco	SIC 5
		Mulchén	SIC 5
		Nacimiento	SIC 5
		Negrete	SIC 5
		Nueva Imperial	SIC 5
		Padre Las Casas	SIC 5
		Pemuco	SIC 4
		Perquenco	SIC 5
		Pinto	SIC 4
		Pitrufquén	SIC 5
		Pucón	SIC 5
		Purén	SIC 5
		Quilaco	SIC 5
		Quilleco	SIC 4
		Quillón	SIC 4
		Ránquil	SIC 4
		Renaico	SIC 5
		Saavedra	SIC 5
		San Ignacio	SIC 4
		San Rosendo	SIC 4
		Santa Bárbara	SIC 5
		Santa Juana	SIC 4
		Temuco	SIC 5
		Teodoro Schmidt	SIC 5
		Tirúa	SIC 5
		Toltén	SIC 5
		Tomé	SIC 4
		Traiguén	SIC 5
		Tucapel	SIC 4
		Victoria	SIC 5
		Vilcún	SIC 5
		Villarrica	SIC 5
		Yumbel	SIC 4
		Yungay	SIC 4
23	SAESA	Todas las correspondientes a la concesionaria excepto Gorbea, Lanco, Loncoche y Tal tal	SIC 6
		Gorbea, Lanco y Loncoche	SIC 5
		Tal tal	SIC 1
	EDECSA	Todas las correspondientes a la concesionaria	SIC 2-3*
34	COELCHA	Todas las correspondientes a la concesionaria excepto Nacimiento	SIC 4
		Nacimiento	SIC 5

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

10. MECANISMO DE EQUIDAD TARIFARIA RESIDENCIAL

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

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

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

Tabla 15: Aporte en % según consumo⁷

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

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

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

10.1 Procedimiento para cálculo del Promedio Simple

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

- Las empresas distribuidoras informan el número de clientes, energía y potencia facturada por comuna⁸, tipo de suministro, opción tarifaria, sistema de subtransmisión y consumo en base a los intervalos definidos en la Tabla 15. Lo anterior como respuesta a la carta CNE N° 467, de fecha 9 de agosto de 2016. Se consideran las opciones tarifarias existentes a la fecha de solicitud de información y los datos correspondientes a agosto 2016.
- Se construye una cuenta BT1⁹ en base a un consumo tipo de 180 kWh para cada combinación distribuidora/sector¹⁰/sistema subtransmisión en que se informaron suministros en la carta antes señalada, sin IVA.
- Se asigna a todos los clientes residenciales de cada combinación distribuidora/sector/sistema subtransmisión la cuenta tipo calculada.
- Se calcula el Promedio Simple entre todas las cuentas tipo de todos clientes residenciales.
- Sobre este Promedio Simple, se adiciona un 10% para fijar el límite establecido por la Ley.

10.2 Identificación de Clientes

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

- Combinaciones que reciben beneficio: Todos los usuarios residenciales que tengan una tarifa superior al Promedio Simple más un 10%, calculada sobre la base de un consumo tipo de 180 kWh.
- Combinaciones que no reciben beneficio ni absorben diferencias: Todos los usuarios residenciales que tengan una tarifa superior al Promedio Simple y

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

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

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

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 subtransmisión, 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%.
- 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)

De acuerdo a los criterios expuestos en los numerales anteriores, los Factores de Equidad Tarifaria Residencial (FETR) que afectan 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 16: Factores FETR

COD	Empresa	Código Único Territorial	Comuna	Sistema de Subtransmisión	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR	
						Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales
1	EMELARI	15101	Arica	SING	BT1a	0,0874	0,0874
1	EMELARI	15102	Camarones	SING	BT1a	0,0874	0,0874
1	EMELARI	*	*	SING	BT1a	0,0874	0,0874
2	ELIQSA	01107	Alto Hospicio	SING	BT1a	0,0880	0,0880
2	ELIQSA	01404	Huara	SING	BT1a	0,0880	0,0880
2	ELIQSA	01101	Iquique	SING	BT1a	0,0880	0,0880
2	ELIQSA	01405	Pica	SING	BT1a	0,0880	0,0880
2	ELIQSA	01401	Pozo Almonte	SING	BT1a	0,0880	0,0880
2	ELIQSA	*	*	SING	BT1a	0,0880	0,0880
3	ELECDA SING	02101	Antofagasta	SING	BT1a	0,0896	0,0896
3	ELECDA SING	02201	Calama	SING	BT1a	0,0896	0,0896
3	ELECDA SING	02102	Mejillones	SING	BT1a	0,0896	0,0896
3	ELECDA SING	02103	Sierra Gorda	SING	BT1a	0,0896	0,0896
3	ELECDA SING	02301	Tocopilla	SING	BT1a	0,0896	0,0896
3	ELECDA SING	*	*	SING	BT1a	0,0896	0,0896
3	ELECDA SIC	02104	Taltal	SIC1	BT1a	0,0990	0,0990
3	ELECDA SIC	*	*	SIC1	BT1a	0,0990	0,0990
4	EMELAT	03302	Alto del Carmen	SIC1	BT1a	0,1119	0,1119
4	EMELAT	03102	Caldera	SIC1	BT1a	0,1119	0,1119
4	EMELAT	03201	Chañaral	SIC1	BT1a	0,1119	0,1119
4	EMELAT	03101	Copiapó	SIC1	BT1a	0,1119	0,1119
4	EMELAT	03202	Diego de Almagro	SIC1	BT1a	0,1119	0,1119
4	EMELAT	03303	Freirina	SIC1	BT1a	0,1119	0,1119
4	EMELAT	03304	Huasco	SIC1	BT1a	0,1119	0,1119
4	EMELAT	03103	Tierra Amarilla	SIC1	BT1a	0,1119	0,1119
4	EMELAT	03301	Vallenar	SIC1	BT1a	0,1119	0,1119
4	EMELAT	*	*	SIC1	BT1a	0,1119	0,1119
6	CHILQUINTA	05502	Calera	SIC2	BT1a	-0,0449	0,0889
6	CHILQUINTA	05302	Calle Larga	SIC2	BT1a	-0,0449	0,0889
6	CHILQUINTA	05603	Cartagena	SIC2	BT1a	-0,0449	0,0889
6	CHILQUINTA	05102	Casablanca	SIC2	BT1a	-0,0449	0,0889
6	CHILQUINTA	05702	Catemu	SIC2	BT1a	-0,0449	0,0889
6	CHILQUINTA	05103	Concón	SIC2	BT1a	-0,0449	0,0889
6	CHILQUINTA	05605	El Tabo	SIC2	BT1a	-0,0449	0,0889
6	CHILQUINTA	05503	Hijuelas	SIC2	BT1a	-0,0449	0,0889
6	CHILQUINTA	05504	La Cruz	SIC2	BT1a	-0,0449	0,0889
6	CHILQUINTA	05802	Limache	SIC2	BT1a	-0,0449	0,0889
6	CHILQUINTA	05703	Llaillay	SIC2	BT1a	-0,0449	0,0889
6	CHILQUINTA	05301	Los Andes	SIC2	BT1a	-0,0449	0,0889
6	CHILQUINTA	05506	Nogales	SIC2	BT1a	-0,0449	0,0889
6	CHILQUINTA	05803	Olmué	SIC2	BT1a	-0,0449	0,0889
6	CHILQUINTA	05704	Panquehue	SIC2	BT1a	-0,0449	0,0889
6	CHILQUINTA	05105	Puchuncaví	SIC2	BT1a	-0,0449	0,0889
6	CHILQUINTA	05705	Putendo	SIC2	BT1a	-0,0449	0,0889
6	CHILQUINTA	05501	Quillota	SIC2	BT1a	-0,0449	0,0889
6	CHILQUINTA	05801	Quilpué	SIC2	BT1a	-0,0449	0,0889
6	CHILQUINTA	05107	Quintero	SIC2	BT1a	-0,0449	0,0889
6	CHILQUINTA	05303	Rinconada	SIC2	BT1a	-0,0449	0,0889

COD	Empresa	Código Único Territorial	Comuna	Sistema de Subtransmisión	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR	
						Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales
6	CHILQUINTA	05601	San Antonio	SIC2	BT1a	-0,0449	0,0889
6	CHILQUINTA	05304	San Esteban	SIC2	BT1a	-0,0449	0,0889
6	CHILQUINTA	05701	San Felipe	SIC2	BT1a	-0,0449	0,0889
6	CHILQUINTA	05706	Santa María	SIC2	BT1a	-0,0449	0,0889
6	CHILQUINTA	05606	Santo Domingo	SIC2	BT1a	-0,0449	0,0889
6	CHILQUINTA	05101	Valparaíso	SIC2	BT1a	-0,0449	0,0889
6	CHILQUINTA	05804	Villa Alemana	SIC2	BT1a	-0,0449	0,0889
6	CHILQUINTA	05109	Viña del Mar	SIC2	BT1a	-0,0449	0,0889
6	CHILQUINTA	*	*	SIC2	BT1a	-0,0701	0,0889
7	CONAFE	04103	Andacollo	SIC1	BT1a	0,0000	0,1266
7	CONAFE	05402	Cabildo	SIC1	BT1a	0,0000	0,1266
7	CONAFE	04202	Canela	SIC1	BT1a	0,0000	0,1266
7	CONAFE	04302	Combarbalá	SIC1	BT1a	0,0000	0,1073
7	CONAFE	04102	Coquimbo	SIC1	BT1a	0,0000	0,1266
7	CONAFE	03303	Freirina	SIC1	BT1a	0,0000	0,1266
7	CONAFE	04201	Illapel	SIC1	BT1a	0,0000	0,1266
7	CONAFE	04104	La Higuera	SIC1	BT1a	0,0000	0,1266
7	CONAFE	05401	La Ligua	SIC1	BT1a	0,0000	0,1266
7	CONAFE	04101	La Serena	SIC1	BT1a	0,0000	0,1266
7	CONAFE	04203	Los Vilos	SIC1	BT1a	0,0000	0,1266
7	CONAFE	04303	Monte Patria	SIC1	BT1a	0,0000	0,1073
7	CONAFE	04301	Ovalle	SIC1	BT1a	0,0000	0,1073
7	CONAFE	04105	Paiguano	SIC1	BT1a	0,0000	0,1266
7	CONAFE	05403	Papudo	SIC1	BT1a	0,0000	0,1266
7	CONAFE	05404	Petorca	SIC1	BT1a	0,0000	0,1266
7	CONAFE	05105	Puchuncaví	SIC1	BT1a	0,0000	0,1266
7	CONAFE	04304	Punitaqui	SIC1	BT1a	0,0000	0,1073
7	CONAFE	04305	Río Hurtado	SIC1	BT1a	0,0000	0,1266
7	CONAFE	04204	Salamanca	SIC1	BT1a	0,0000	0,1266
7	CONAFE	04106	Vicuña	SIC1	BT1a	0,0000	0,1266
7	CONAFE	05405	Zapallar	SIC1	BT1a	0,0000	0,1266
7	CONAFE	*	*	SIC1	BT1a	0,0000	0,0548
7	CONAFE	05801	Quilpué	SIC2	BT1a	0,0000	0,0656
7	CONAFE	05101	Valparaíso	SIC2	BT1a	0,0000	0,0656
7	CONAFE	05109	Viña del Mar	SIC2	BT1a	0,0000	0,0876
7	CONAFE	*	*	SIC2	BT1a	0,0000	0,0548
8	EMELCA	05102	Casablanca	SIC2	BT1a	-0,5816	0,0407
8	EMELCA	*	*	SIC2	BT1a	-0,6135	0,0201
9	LITORAL	05602	Algarrobo	SIC2	BT1a	-0,0709	0,0522
9	LITORAL	05602	Algarrobo	SIC2	BT1b	-0,0387	0,0522
9	LITORAL	05603	Cartagena	SIC2	BT1a	-0,0505	0,0748
9	LITORAL	05603	Cartagena	SIC2	BT1b	-0,0176	0,0748
9	LITORAL	05102	Casablanca	SIC2	BT1a	-0,0709	0,0522
9	LITORAL	05102	Casablanca	SIC2	BT1b	-0,0387	0,0522
9	LITORAL	05604	El Quisco	SIC2	BT1a	-0,0709	0,0522
9	LITORAL	05604	El Quisco	SIC2	BT1b	-0,0387	0,0522
9	LITORAL	05605	El Tabo	SIC2	BT1a	-0,0709	0,0522
9	LITORAL	05605	El Tabo	SIC2	BT1b	-0,0387	0,0522
9	LITORAL	*	*	SIC2	BT1a	-0,0709	0,0380

COD	Empresa	Código Único Territorial	Comuna	Sistema de Subtransmisión	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR	
						Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales
9	LITORAL	*	*	SIC2	BT1b	-0,0387	0,0380
10	CHILECTRA	13303	Tilti	SIC2	BT1a	0,1902	0,1902
10	CHILECTRA	*	*	SIC2	BT1a	0,0772	0,0772
10	CHILECTRA	13102	Cerrillos	SIC3	BT1a	0,1247	0,1247
10	CHILECTRA	13103	Cerro Navia	SIC3	BT1a	0,1247	0,1247
10	CHILECTRA	13301	Colina	SIC3	BT1a	0,1515	0,1515
10	CHILECTRA	13104	Conchalí	SIC3	BT1a	0,1247	0,1247
10	CHILECTRA	13106	Estación Central	SIC3	BT1a	0,1247	0,1247
10	CHILECTRA	13107	Huechuraba	SIC3	BT1a	0,1247	0,1247
10	CHILECTRA	13108	Independencia	SIC3	BT1a	0,1247	0,1247
10	CHILECTRA	13109	La Cisterna	SIC3	BT1a	0,1247	0,1247
10	CHILECTRA	13110	La Florida	SIC3	BT1a	0,1247	0,1247
10	CHILECTRA	13111	La Granja	SIC3	BT1a	0,1247	0,1247
10	CHILECTRA	13113	La Reina	SIC3	BT1a	0,1247	0,1247
10	CHILECTRA	13302	Lampa	SIC3	BT1a	0,1247	0,1247
10	CHILECTRA	13114	Las Condes	SIC3	BT1a	0,1247	0,1247
10	CHILECTRA	13115	Lo Barnechea	SIC3	BT1a	0,1247	0,1247
10	CHILECTRA	13116	Lo Espejo	SIC3	BT1a	0,1247	0,1247
10	CHILECTRA	13117	Lo Prado	SIC3	BT1a	0,1247	0,1247
10	CHILECTRA	13118	Macul	SIC3	BT1a	0,1247	0,1247
10	CHILECTRA	13119	Maipú	SIC3	BT1a	0,1247	0,1247
10	CHILECTRA	13120	Ñuñoa	SIC3	BT1a	0,1247	0,1247
10	CHILECTRA	13121	Pedro Aguirre Cerda	SIC3	BT1a	0,1247	0,1247
10	CHILECTRA	13122	Peñalolén	SIC3	BT1a	0,1247	0,1247
10	CHILECTRA	13123	Providencia	SIC3	BT1a	0,1247	0,1247
10	CHILECTRA	13124	Pudahuel	SIC3	BT1a	0,1247	0,1247
10	CHILECTRA	13125	Quilicura	SIC3	BT1a	0,1247	0,1247
10	CHILECTRA	13126	Quinta Normal	SIC3	BT1a	0,1247	0,1247
10	CHILECTRA	13127	Recoleta	SIC3	BT1a	0,1247	0,1247
10	CHILECTRA	13128	Renca	SIC3	BT1a	0,1247	0,1247
10	CHILECTRA	13129	San Joaquín	SIC3	BT1a	0,1247	0,1247
10	CHILECTRA	13130	San Miguel	SIC3	BT1a	0,1247	0,1247
10	CHILECTRA	13131	San Ramón	SIC3	BT1a	0,1247	0,1247
10	CHILECTRA	13101	Santiago	SIC3	BT1a	0,1247	0,1247
10	CHILECTRA	13303	Tilti	SIC3	BT1a	0,1666	0,1666
10	CHILECTRA	13132	Vitacura	SIC3	BT1a	0,1247	0,1247
10	CHILECTRA	*	*	SIC3	BT1a	0,0764	0,0764
12	EEC	13301	Colina	SIC3	BT1a	0,0000	0,1071
12	EEC	*	*	SIC3	BT1a	0,0000	0,1071
13	Til Til	05703	Llaillay	SIC2	BT1a	-0,3152	0,0683
13	Til Til	13303	Tilti	SIC2	BT1a	-0,3152	0,0683
13	Til Til	*	*	SIC2	BT1a	-0,3152	0,0683
13	Til Til	13303	Tilti	SIC3	BT1a	-0,3239	0,0399
13	Til Til	*	*	SIC3	BT1a	-0,3239	0,0399
14	EEPA	13201	Puente Alto	SIC3	BT1a	0,0892	0,0892
14	EEPA	*	*	SIC3	BT1a	0,0892	0,0892
15	LUZ ANDES	13115	Lo Barnechea	SIC3	BT1a	-1,0000	0,1010
15	LUZ ANDES	*	*	SIC3	BT1a	-1,0000	0,1010
18	CGED	05603	Cartagena	SIC2	BT1a	0,0200	0,1102

COD	Empresa	Código Único Territorial	Comuna	Sistema de Subtransmisión	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR	
						Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales
18	CGED	05601	San Antonio	SIC2	BT1a	0,0200	0,1102
18	CGED	05606	Santo Domingo	SIC2	BT1a	0,0200	0,1102
18	CGED	*	*	SIC2	BT1a	0,0142	0,0421
18	CGED	13403	Calera de Tango	SIC3	BT1a	0,1178	0,1178
18	CGED	13503	Curacaví	SIC3	BT1a	0,1178	0,1178
18	CGED	13105	El Bosque	SIC3	BT1a	0,1178	0,1178
18	CGED	13112	La Pintana	SIC3	BT1a	0,1178	0,1178
18	CGED	13604	Padre Hurtado	SIC3	BT1a	0,1178	0,1178
18	CGED	13605	Peñaflor	SIC3	BT1a	0,1178	0,1178
18	CGED	13202	Pirque	SIC3	BT1a	0,1273	0,1273
18	CGED	13201	Puente Alto	SIC3	BT1a	0,1178	0,1178
18	CGED	13401	San Bernardo	SIC3	BT1a	0,1178	0,1178
18	CGED	13203	San José de Maipo	SIC3	BT1a	0,1178	0,1178
18	CGED	13601	Talagante	SIC3	BT1a	0,1011	0,1011
18	CGED	*	*	SIC3	BT1a	0,0417	0,0417
18	CGED	13502	Alhué	SIC4	BT1a	0,0000	0,0977
18	CGED	13402	Buin	SIC4	BT1a	0,0000	0,0977
18	CGED	07201	Cauquenes	SIC4	BT1a	0,0000	0,0977
18	CGED	07202	Chanco	SIC4	BT1a	0,0000	0,0977
18	CGED	06302	Chépica	SIC4	BT1a	0,0000	0,0977
18	CGED	08401	Chillán	SIC4	BT1a	0,0000	0,0933
18	CGED	08406	Chillán Viejo	SIC4	BT1a	0,0000	0,1186
18	CGED	06303	Chimbarongo	SIC4	BT1a	0,1106	0,1106
18	CGED	08403	Cobquecura	SIC4	BT1a	0,0000	0,0977
18	CGED	06102	Codegua	SIC4	BT1a	0,1106	0,1106
18	CGED	08405	Coihueco	SIC4	BT1a	-0,2669	0,0509
18	CGED	06103	Coinco	SIC4	BT1a	0,1106	0,1106
18	CGED	07402	Colbún	SIC4	BT1a	-0,1308	0,0596
18	CGED	06104	Coltauco	SIC4	BT1a	0,1106	0,1106
18	CGED	07102	Constitución	SIC4	BT1a	0,0000	0,0977
18	CGED	07103	Curepto	SIC4	BT1a	0,0000	0,0977
18	CGED	07301	Curicó	SIC4	BT1a	0,1106	0,1106
18	CGED	06105	Doñihue	SIC4	BT1a	0,1106	0,1106
18	CGED	13602	El Monte	SIC4	BT1a	0,0000	0,0977
18	CGED	07104	Empedrado	SIC4	BT1a	0,0000	0,0977
18	CGED	06106	Graneros	SIC4	BT1a	0,1106	0,1106
18	CGED	07302	Hualañé	SIC4	BT1a	0,0000	0,0977
18	CGED	13603	Isla de Maipo	SIC4	BT1a	0,1106	0,1106
18	CGED	06202	La Estrella	SIC4	BT1a	0,0000	0,0977
18	CGED	06107	Las Cabras	SIC4	BT1a	0,1106	0,1106
18	CGED	07303	Licantén	SIC4	BT1a	0,0000	0,0977
18	CGED	07401	Linares	SIC4	BT1a	0,0000	0,0734
18	CGED	06203	Litueche	SIC4	BT1a	0,0000	0,0977
18	CGED	06304	Lolol	SIC4	BT1a	0,0000	0,0977
18	CGED	07403	Longaví	SIC4	BT1a	0,1106	0,1106
18	CGED	06108	Machalí	SIC4	BT1a	0,1106	0,1106
18	CGED	06109	Malloa	SIC4	BT1a	0,1106	0,1106
18	CGED	06204	Marchihue	SIC4	BT1a	0,0000	0,0977
18	CGED	13504	María Pinto	SIC4	BT1a	0,0000	0,0977

COD	Empresa	Código Único Territorial	Comuna	Sistema de Subtransmisión	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR	
						Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales
18	CGED	07105	Maule	SIC4	BT1a	-0,0468	0,0724
18	CGED	13501	Melipilla	SIC4	BT1a	0,0000	0,0977
18	CGED	07304	Molina	SIC4	BT1a	0,0000	0,0977
18	CGED	06110	Mostazal	SIC4	BT1a	0,1106	0,1106
18	CGED	06305	Nancagua	SIC4	BT1a	0,0000	0,0977
18	CGED	06205	Navidad	SIC4	BT1a	0,0000	0,0977
18	CGED	08408	Ninhue	SIC4	BT1a	-0,3863	0,0531
18	CGED	08409	Ñiquén	SIC4	BT1a	-0,0990	0,0472
18	CGED	06111	Olivar	SIC4	BT1a	0,1106	0,1106
18	CGED	13404	Paine	SIC4	BT1a	0,1106	0,1106
18	CGED	06306	Palmilla	SIC4	BT1a	0,0000	0,0977
18	CGED	06206	Paredones	SIC4	BT1a	0,0000	0,0977
18	CGED	07404	Parral	SIC4	BT1a	-0,1308	0,0596
18	CGED	07106	Pelarco	SIC4	BT1a	0,0910	0,0910
18	CGED	07203	Pelluhue	SIC4	BT1a	0,0000	0,0977
18	CGED	07107	Pencahue	SIC4	BT1a	-0,0468	0,0724
18	CGED	06307	Peralillo	SIC4	BT1a	0,0000	0,0977
18	CGED	06112	Peumo	SIC4	BT1a	0,1106	0,1106
18	CGED	06113	Pichidegua	SIC4	BT1a	0,1106	0,1106
18	CGED	06201	Pichilemu	SIC4	BT1a	0,0000	0,0977
18	CGED	08411	Pinto	SIC4	BT1a	-0,0932	0,1007
18	CGED	13202	Pirque	SIC4	BT1a	0,1106	0,1106
18	CGED	06308	Placilla	SIC4	BT1a	0,0000	0,0977
18	CGED	08412	Portezuelo	SIC4	BT1a	-0,0932	0,1007
18	CGED	06309	Pumanque	SIC4	BT1a	0,0000	0,0977
18	CGED	06114	Quinta de Tilcoco	SIC4	BT1a	0,1106	0,1106
18	CGED	08414	Quirihue	SIC4	BT1a	0,0000	0,0977
18	CGED	06101	Rancagua	SIC4	BT1a	0,1106	0,1106
18	CGED	08415	Ránquil	SIC4	BT1a	0,0000	0,0977
18	CGED	07305	Rauco	SIC4	BT1a	0,1106	0,1106
18	CGED	06115	Rengo	SIC4	BT1a	0,1106	0,1106
18	CGED	06116	Requínoa	SIC4	BT1a	0,1106	0,1106
18	CGED	07405	Retiro	SIC4	BT1a	-0,1308	0,0596
18	CGED	07108	Río Claro	SIC4	BT1a	-0,0468	0,0724
18	CGED	07306	Romeral	SIC4	BT1a	0,1106	0,1106
18	CGED	07307	Sagrada Familia	SIC4	BT1a	0,1106	0,1106
18	CGED	08416	San Carlos	SIC4	BT1a	-0,1205	0,0788
18	CGED	07109	San Clemente	SIC4	BT1a	-0,1308	0,0596
18	CGED	08417	San Fabián	SIC4	BT1a	-0,0932	0,1007
18	CGED	06301	San Fernando	SIC4	BT1a	0,1106	0,1106
18	CGED	07406	San Javier	SIC4	BT1a	-0,0884	0,0783
18	CGED	08419	San Nicolás	SIC4	BT1a	-0,2669	0,0509
18	CGED	13505	San Pedro	SIC4	BT1a	0,0000	0,0977
18	CGED	07110	San Rafael	SIC4	BT1a	0,1106	0,1106
18	CGED	06117	San Vicente	SIC4	BT1a	0,1106	0,1106
18	CGED	06310	Santa Cruz	SIC4	BT1a	0,0000	0,0977
18	CGED	13601	Talagante	SIC4	BT1a	0,0000	0,0977
18	CGED	07101	Talca	SIC4	BT1a	0,0000	0,0969
18	CGED	07308	Teno	SIC4	BT1a	0,1106	0,1106

COD	Empresa	Código Único Territorial	Comuna	Sistema de Subtransmisión	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR	
						Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales
18	CGED	08420	Treguaco	SIC4	BT1a	-0,0932	0,1007
18	CGED	07309	Vichuquén	SIC4	BT1a	0,0000	0,0977
18	CGED	07407	Villa Alegre	SIC4	BT1a	-0,1004	0,0603
18	CGED	07408	Yerbas Buenas	SIC4	BT1a	0,1106	0,1106
18	CGED	*	*	SIC4	BT1a	0,0000	0,0418
18	CGED	08103	Chiguayante	SIC5	BT1a	0,1206	0,1206
18	CGED	08404	Coelemu	SIC5	BT1a	-0,2223	0,0929
18	CGED	08101	Concepción	SIC5	BT1a	0,1206	0,1206
18	CGED	08102	Coronel	SIC5	BT1a	0,0000	0,1105
18	CGED	09104	Curarrehue	SIC5	BT1a	0,1206	0,1206
18	CGED	08104	Florida	SIC5	BT1a	-0,3636	0,2087
18	CGED	09105	Freire	SIC5	BT1a	0,1206	0,1206
18	CGED	08112	Hualpén	SIC5	BT1a	0,1206	0,1206
18	CGED	08105	Hualqui	SIC5	BT1a	-0,0420	0,0696
18	CGED	09108	Lautaro	SIC5	BT1a	-0,0653	0,0829
18	CGED	09109	Loncoche	SIC5	BT1a	-0,0628	0,0654
18	CGED	08301	Los Ángeles	SIC5	BT1a	0,0000	0,0898
18	CGED	08305	Mulchén	SIC5	BT1a	0,1206	0,1206
18	CGED	09112	Padre Las Casas	SIC5	BT1a	-0,0653	0,0829
18	CGED	08107	Penco	SIC5	BT1a	0,1206	0,1206
18	CGED	09114	Pitrufquén	SIC5	BT1a	-0,0653	0,0829
18	CGED	09115	Pucón	SIC5	BT1a	0,1206	0,1206
18	CGED	08108	San Pedro de la Paz	SIC5	BT1a	0,1206	0,1206
18	CGED	08110	Talcahuano	SIC5	BT1a	0,1206	0,1206
18	CGED	09101	Temuco	SIC5	BT1a	0,0000	0,0885
18	CGED	08111	Tomé	SIC5	BT1a	0,1206	0,1206
18	CGED	09119	Vilcún	SIC5	BT1a	0,1151	0,1151
18	CGED	09120	Villarrica	SIC5	BT1a	-0,0628	0,0654
18	CGED	*	*	SIC5	BT1a	0,0101	0,0422
20	COOPERSOL	15201	Putre	SING	BT1a	-0,4909	0,0420
20	COOPERSOL	*	*	SING	BT1a	-0,5982	0,0214
21	COOPELAN	08301	Los Ángeles	SIC4	BT1a	-0,5977	0,0408
21	COOPELAN	08305	Mulchén	SIC4	BT1a	-0,6017	0,0310
21	COOPELAN	08309	Quilleco	SIC4	BT1a	-0,6017	0,0310
21	COOPELAN	08311	Santa Bárbara	SIC4	BT1a	-0,6017	0,0310
21	COOPELAN	*	*	SIC4	BT1a	-0,5977	0,0215
21	COOPELAN	08304	Laja	SIC5	BT1a	-0,3773	0,0307
21	COOPELAN	08301	Los Ángeles	SIC5	BT1a	-0,5704	0,0349
21	COOPELAN	08305	Mulchén	SIC5	BT1a	-0,5746	0,0373
21	COOPELAN	08309	Quilleco	SIC5	BT1a	-0,5746	0,0373
21	COOPELAN	08311	Santa Bárbara	SIC5	BT1a	-0,5746	0,0373
21	COOPELAN	*	*	SIC5	BT1a	-0,5704	0,0215
22	FRONTEL	08314	Alto Biobío	SIC4	BT1a	-0,5163	0,0343
22	FRONTEL	08302	Antuco	SIC4	BT1a	-0,4134	0,0458
22	FRONTEL	08402	Bulnes	SIC4	BT1a	-0,4134	0,0458
22	FRONTEL	08303	Cabrero	SIC4	BT1a	-0,4134	0,0458
22	FRONTEL	08407	El Carmen	SIC4	BT1a	-0,5163	0,0343
22	FRONTEL	08104	Florida	SIC4	BT1a	-0,4308	0,0425
22	FRONTEL	08105	Hualqui	SIC4	BT1a	-0,4134	0,0458

COD	Empresa	Código Único Territorial	Comuna	Sistema de Subtransmisión	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR	
						Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales
22	FRONTEL	08304	Laja	SIC4	BT1a	-0,4134	0,0458
22	FRONTEL	08410	Pemuco	SIC4	BT1a	-0,5312	0,0324
22	FRONTEL	08411	Pinto	SIC4	BT1a	-0,4134	0,0458
22	FRONTEL	08309	Quilleco	SIC4	BT1a	-0,4134	0,0458
22	FRONTEL	08413	Quillón	SIC4	BT1a	-0,5312	0,0324
22	FRONTEL	08415	Ránquil	SIC4	BT1a	-0,4134	0,0458
22	FRONTEL	08418	San Ignacio	SIC4	BT1a	-0,5163	0,0343
22	FRONTEL	08310	San Rosendo	SIC4	BT1a	-0,4134	0,0458
22	FRONTEL	08109	Santa Juana	SIC4	BT1a	-0,4134	0,0458
22	FRONTEL	08111	Tomé	SIC4	BT1a	-0,4134	0,0458
22	FRONTEL	08312	Tucapel	SIC4	BT1a	-0,4134	0,0458
22	FRONTEL	08313	Yumbel	SIC4	BT1a	-0,4134	0,0458
22	FRONTEL	08421	Yungay	SIC4	BT1a	-0,4134	0,0458
22	FRONTEL	*	*	SIC4	BT1a	-0,4134	0,0256
22	FRONTEL	09201	Angol	SIC5	BT1a	-0,3828	0,0512
22	FRONTEL	08202	Arauco	SIC5	BT1a	-0,3828	0,0512
22	FRONTEL	08203	Cañete	SIC5	BT1a	-0,3828	0,0512
22	FRONTEL	09102	Carahue	SIC5	BT1a	-0,4208	0,0441
22	FRONTEL	09121	Cholchol	SIC5	BT1a	-0,3828	0,0512
22	FRONTEL	09202	Collipulli	SIC5	BT1a	-0,3828	0,0512
22	FRONTEL	08204	Contulmo	SIC5	BT1a	-0,3828	0,0512
22	FRONTEL	08102	Coronel	SIC5	BT1a	-0,2761	0,0573
22	FRONTEL	09103	Cunco	SIC5	BT1a	-0,3828	0,0512
22	FRONTEL	09203	Curacautín	SIC5	BT1a	-0,3828	0,0512
22	FRONTEL	08205	Curanilahue	SIC5	BT1a	-0,3828	0,0512
22	FRONTEL	09204	Ercilla	SIC5	BT1a	-0,3828	0,0512
22	FRONTEL	09105	Freire	SIC5	BT1a	-0,4918	0,0523
22	FRONTEL	09106	Galvarino	SIC5	BT1a	-0,4918	0,0523
22	FRONTEL	09107	Gorbea	SIC5	BT1a	-0,3828	0,0512
22	FRONTEL	09108	Lautaro	SIC5	BT1a	-0,3806	0,0833
22	FRONTEL	08201	Lebu	SIC5	BT1a	-0,3828	0,0512
22	FRONTEL	09205	Lonquimay	SIC5	BT1a	-0,3828	0,0512
22	FRONTEL	08206	Los Álamos	SIC5	BT1a	-0,3828	0,0512
22	FRONTEL	08301	Los Ángeles	SIC5	BT1a	-0,3806	0,0833
22	FRONTEL	09206	Los Sauces	SIC5	BT1a	-0,3828	0,0512
22	FRONTEL	08106	Lota	SIC5	BT1a	-0,2799	0,0544
22	FRONTEL	09207	Lumaco	SIC5	BT1a	-0,3828	0,0512
22	FRONTEL	09110	Melipeuco	SIC5	BT1a	-0,3828	0,0512
22	FRONTEL	08305	Mulchén	SIC5	BT1a	-0,3828	0,0512
22	FRONTEL	08306	Nacimiento	SIC5	BT1a	-0,3828	0,0512
22	FRONTEL	08307	Negrete	SIC5	BT1a	-0,3828	0,0512
22	FRONTEL	09111	Nueva Imperial	SIC5	BT1a	-0,3828	0,0512
22	FRONTEL	09112	Padre Las Casas	SIC5	BT1a	-0,3806	0,0833
22	FRONTEL	09113	Perquenco	SIC5	BT1a	-0,4918	0,0523
22	FRONTEL	09114	Pitrufquén	SIC5	BT1a	-0,3806	0,0833
22	FRONTEL	09208	Purén	SIC5	BT1a	-0,3828	0,0512
22	FRONTEL	08308	Quilaco	SIC5	BT1a	-0,3828	0,0512
22	FRONTEL	09209	Renaico	SIC5	BT1a	-0,3828	0,0512
22	FRONTEL	09116	Saavedra	SIC5	BT1a	-0,3828	0,0512

COD	Empresa	Código Único Territorial	Comuna	Sistema de Subtransmisión	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR	
						Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales
22	FRONTEL	08311	Santa Bárbara	SIC5	BT1a	-0,3828	0,0512
22	FRONTEL	09101	Temuco	SIC5	BT1a	-0,3806	0,0833
22	FRONTEL	09117	Teodoro Schmidt	SIC5	BT1a	-0,3828	0,0512
22	FRONTEL	08207	Tirúa	SIC5	BT1a	-0,3828	0,0512
22	FRONTEL	09118	Toltén	SIC5	BT1a	-0,3828	0,0512
22	FRONTEL	09210	Traiguén	SIC5	BT1a	-0,4918	0,0523
22	FRONTEL	09211	Victoria	SIC5	BT1a	-0,3828	0,0512
22	FRONTEL	09119	Vilcún	SIC5	BT1a	-0,4918	0,0523
22	FRONTEL	09120	Villarrica	SIC5	BT1a	-0,3777	0,0928
22	FRONTEL	*	*	SIC5	BT1a	-0,3828	0,0255
23	SAESA	*	*	SIC1	BT1a	-0,1755	0,0308
23	SAESA	09107	Gorbea	SIC5	BT1a	-0,2168	0,0599
23	SAESA	14103	Lanco	SIC5	BT1a	-0,1420	0,0864
23	SAESA	09109	Loncoche	SIC5	BT1a	-0,1488	0,0918
23	SAESA	*	*	SIC5	BT1a	-0,1488	0,0309
23	SAESA	10202	Ancud	SIC6	BT1a	-0,1721	0,0870
23	SAESA	10102	Calbuco	SIC6	BT1a	-0,1721	0,0870
23	SAESA	10201	Castro	SIC6	BT1a	-0,1721	0,0870
23	SAESA	10203	Chonchi	SIC6	BT1a	-0,1721	0,0870
23	SAESA	10103	Cochamó	SIC6	BT1a	-0,1290	0,0870
23	SAESA	14102	Corral	SIC6	BT1a	-0,1721	0,0870
23	SAESA	10204	Curaco de Vélez	SIC6	BT1a	-0,1721	0,0870
23	SAESA	10205	Dalcahue	SIC6	BT1a	-0,1721	0,0870
23	SAESA	10104	Fresia	SIC6	BT1a	-0,3518	0,0567
23	SAESA	10105	Frutillar	SIC6	BT1a	-0,1774	0,0900
23	SAESA	14202	Futrono	SIC6	BT1a	-0,1721	0,0870
23	SAESA	10403	Hualaihué	SIC6	BT1a	-0,1290	0,0870
23	SAESA	14201	La Unión	SIC6	BT1a	-0,1774	0,0900
23	SAESA	14203	Lago Ranco	SIC6	BT1a	-0,1721	0,0870
23	SAESA	10107	Llanquihue	SIC6	BT1a	-0,1774	0,0900
23	SAESA	14104	Los Lagos	SIC6	BT1a	-0,1721	0,0870
23	SAESA	10106	Los Muermos	SIC6	BT1a	-0,3518	0,0567
23	SAESA	14105	Máfil	SIC6	BT1a	-0,1721	0,0870
23	SAESA	14106	Mariquina	SIC6	BT1a	-0,1721	0,0870
23	SAESA	10108	Mauñín	SIC6	BT1a	-0,3518	0,0567
23	SAESA	10301	Osorno	SIC6	BT1a	-0,1774	0,0900
23	SAESA	14107	Paillico	SIC6	BT1a	-0,1721	0,0870
23	SAESA	14108	Panguipulli	SIC6	BT1a	-0,1721	0,0870
23	SAESA	10101	Puerto Montt	SIC6	BT1a	-0,2277	0,0833
23	SAESA	10302	Puerto Octay	SIC6	BT1a	-0,1774	0,0900
23	SAESA	10109	Puerto Varas	SIC6	BT1a	-0,2227	0,0957
23	SAESA	10206	Puqueldón	SIC6	BT1a	-0,1721	0,0870
23	SAESA	10303	Purranque	SIC6	BT1a	-0,1774	0,0900
23	SAESA	10304	Puyehue	SIC6	BT1a	-0,1774	0,0900
23	SAESA	10207	Queilén	SIC6	BT1a	-0,1721	0,0870
23	SAESA	10208	Quellón	SIC6	BT1a	-0,1721	0,0870
23	SAESA	10209	Quemchi	SIC6	BT1a	-0,1721	0,0870
23	SAESA	10210	Quinchao	SIC6	BT1a	-0,1721	0,0870
23	SAESA	14204	Río Bueno	SIC6	BT1a	-0,1759	0,0674

COD	Empresa	Código Único Territorial	Comuna	Sistema de Subtransmisión	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR	
						Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales
23	SAESA	10305	Río Negro	SIC6	BT1a	-0,1774	0,0900
23	SAESA	10306	San Juan de la Costa	SIC6	BT1a	-0,1774	0,0900
23	SAESA	10307	San Pablo	SIC6	BT1a	-0,1774	0,0900
23	SAESA	09118	Toltén	SIC6	BT1a	-0,1721	0,0870
23	SAESA	14101	Valdivia	SIC6	BT1a	-0,1721	0,0870
23	SAESA	09120	Villarrica	SIC6	BT1a	-0,1883	0,0934
23	SAESA	*	*	SIC6	BT1a	-0,1774	0,0309
24	Edelaysén	11201	Aisén	SM	BT1a	-0,4119	0,0553
24	Edelaysén	10401	Chaitén	SM	BT1a	-0,4119	0,0553
24	Edelaysén	11401	Chile Chico	SM	BT1a	-0,4119	0,0553
24	Edelaysén	11202	Cisnes	SM	BT1a	-0,4119	0,0553
24	Edelaysén	11301	Cochrane	SM	BT1a	-0,4119	0,0553
24	Edelaysén	11101	Coihaique	SM	BT1a	-0,4119	0,0553
24	Edelaysén	10402	Futaleufú	SM	BT1a	-0,4119	0,0553
24	Edelaysén	11102	Lago Verde	SM	BT1a	-0,4119	0,0553
24	Edelaysén	10404	Palena	SM	BT1a	-0,4119	0,0553
24	Edelaysén	11402	Río Ibáñez	SM	BT1a	-0,4119	0,0553
24	Edelaysén	*	*	SM	BT1a	-0,4412	0,0367
25	EDELMAG	12201	Cabo de Hornos	SM	BT1a	0,0000	0,1109
25	EDELMAG	12401	Natales	SM	BT1a	0,0000	0,1109
25	EDELMAG	12301	Porvenir	SM	BT1a	0,0000	0,1109
25	EDELMAG	12101	Punta Arenas	SM	BT1a	0,0000	0,1109
25	EDELMAG	*	*	SM	BT1a	0,0000	0,1109
26	CODINER	09103	Cunco	SIC5	BT1a	-0,5788	0,0328
26	CODINER	09203	Curacautín	SIC5	BT1a	-0,5025	0,0495
26	CODINER	09204	Ercilla	SIC5	BT1a	-0,5788	0,0328
26	CODINER	09105	Freire	SIC5	BT1a	-0,5025	0,0495
26	CODINER	09106	Galvarino	SIC5	BT1a	-0,5025	0,0495
26	CODINER	09107	Gorbea	SIC5	BT1a	-0,5025	0,0495
26	CODINER	09108	Lautaro	SIC5	BT1a	-0,4941	0,0364
26	CODINER	09109	Loncoche	SIC5	BT1a	-0,4066	0,0272
26	CODINER	09111	Nueva Imperial	SIC5	BT1a	-0,5788	0,0328
26	CODINER	09112	Padre Las Casas	SIC5	BT1a	-0,4941	0,0364
26	CODINER	09113	Perquenco	SIC5	BT1a	-0,5025	0,0495
26	CODINER	09114	Pitrufquén	SIC5	BT1a	-0,4941	0,0364
26	CODINER	09101	Temuco	SIC5	BT1a	-0,4968	0,0373
26	CODINER	09210	Traiguén	SIC5	BT1a	-0,5025	0,0495
26	CODINER	09211	Victoria	SIC5	BT1a	-0,5025	0,0495
26	CODINER	09119	Vilcún	SIC5	BT1a	-0,5025	0,0495
26	CODINER	09120	Villarrica	SIC5	BT1a	-0,4440	0,0327
26	CODINER	*	*	SIC5	BT1a	-0,5025	0,0232
28	EDECSA	05602	Algarrobo	SIC2	BT1a	0,0000	0,0946
28	EDECSA	05603	Cartagena	SIC2	BT1a	0,0000	0,0946
28	EDECSA	05102	Casablanca	SIC2	BT1a	-0,0891	0,0634
28	EDECSA	13503	Curacaví	SIC2	BT1a	0,0000	0,0946
28	EDECSA	05101	Valparaíso	SIC2	BT1a	0,0000	0,0946
28	EDECSA	*	*	SIC2	BT1a	-0,0650	0,0356
28	EDECSA	05102	Casablanca	SIC3	BT1a	0,0000	0,0402
28	EDECSA	13503	Curacaví	SIC3	BT1a	0,1274	0,1274

COD	Empresa	Código Único Territorial	Comuna	Sistema de Subtransmisión	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR	
						Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales
28	EDECSA	*	*	SIC3	BT1a	0,0000	0,0353
29	CEC	07301	Curicó	SIC4	BT1a	0,0000	0,0751
29	CEC	07304	Molina	SIC4	BT1a	0,0000	0,0751
29	CEC	07306	Romeral	SIC4	BT1a	0,0000	0,0751
29	CEC	07308	Teno	SIC4	BT1a	0,0000	0,0751
29	CEC	*	*	SIC4	BT1a	0,0000	0,0751
31	LUZLINARES	07402	Colbún	SIC4	BT1a	-0,7154	0,0566
31	LUZLINARES	07102	Constitución	SIC4	BT1a	-0,6205	0,1263
31	LUZLINARES	07401	Linares	SIC4	BT1a	-0,6267	0,0621
31	LUZLINARES	07403	Longaví	SIC4	BT1a	-0,7311	0,0411
31	LUZLINARES	07406	San Javier	SIC4	BT1a	-0,7004	0,0295
31	LUZLINARES	07407	Villa Alegre	SIC4	BT1a	-0,6838	0,0508
31	LUZLINARES	07408	Yerbas Buenas	SIC4	BT1a	-0,7223	0,0327
31	LUZLINARES	*	*	SIC4	BT1a	-0,6585	0,0235
32	LUZPARRAL	07201	Cauquenes	SIC4	BT1a	-0,6608	0,0222
32	LUZPARRAL	07403	Longaví	SIC4	BT1a	-0,6601	0,0310
32	LUZPARRAL	08409	Ñiquén	SIC4	BT1a	-0,6311	0,0320
32	LUZPARRAL	07404	Parral	SIC4	BT1a	-0,6311	0,0320
32	LUZPARRAL	07405	Retiro	SIC4	BT1a	-0,6311	0,0320
32	LUZPARRAL	08416	San Carlos	SIC4	BT1a	-0,6471	0,0240
32	LUZPARRAL	07406	San Javier	SIC4	BT1a	-0,6608	0,0222
32	LUZPARRAL	*	*	SIC4	BT1a	-0,6329	0,0223
33	COPELEC	08402	Bulnes	SIC4	BT1a	-0,4144	0,0446
33	COPELEC	08401	Chillán	SIC4	BT1a	-0,3247	0,0390
33	COPELEC	08406	Chillán Viejo	SIC4	BT1a	-0,3174	0,0554
33	COPELEC	08403	Cobquecura	SIC4	BT1a	-0,6152	0,0220
33	COPELEC	08404	Coelemu	SIC4	BT1a	-0,5752	0,0288
33	COPELEC	08405	Coihueco	SIC4	BT1a	-0,5752	0,0288
33	COPELEC	08407	El Carmen	SIC4	BT1a	-0,6179	0,0239
33	COPELEC	08104	Florida	SIC4	BT1a	-0,5729	0,0391
33	COPELEC	08408	Ninhue	SIC4	BT1a	-0,5504	0,0243
33	COPELEC	08410	Pemuco	SIC4	BT1a	-0,6179	0,0239
33	COPELEC	08411	Pinto	SIC4	BT1a	-0,5840	0,0491
33	COPELEC	08412	Portezuelo	SIC4	BT1a	-0,5504	0,0243
33	COPELEC	08413	Quillón	SIC4	BT1a	-0,6181	0,0325
33	COPELEC	08414	Quirihue	SIC4	BT1a	-0,6170	0,0220
33	COPELEC	08415	Ránquil	SIC4	BT1a	-0,6189	0,0591
33	COPELEC	08416	San Carlos	SIC4	BT1a	-0,5986	0,0238
33	COPELEC	08417	San Fabián	SIC4	BT1a	-0,5504	0,0243
33	COPELEC	08418	San Ignacio	SIC4	BT1a	-0,6179	0,0239
33	COPELEC	08419	San Nicolás	SIC4	BT1a	-0,5752	0,0288
33	COPELEC	08111	Tomé	SIC4	BT1a	-0,6137	0,0243
33	COPELEC	08420	Treguaco	SIC4	BT1a	-0,5504	0,0243
33	COPELEC	*	*	SIC4	BT1a	-0,5298	0,0225
34	COELCHA	08314	Alto Biobío	SIC4	BT1a	-0,6631	0,0204
34	COELCHA	08303	Cabrero	SIC4	BT1a	-0,6431	0,0485
34	COELCHA	08104	Florida	SIC4	BT1a	-0,6313	0,0357
34	COELCHA	08105	Hualqui	SIC4	BT1a	-0,5839	0,0305
34	COELCHA	08301	Los Ángeles	SIC4	BT1a	-0,6052	0,0371

COD	Empresa	Código Único Territorial	Comuna	Sistema de Subtransmisión	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR	
						Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales
34	COELCHA	08410	Pemuco	SIC4	BT1a	-0,6490	0,0295
34	COELCHA	08309	Quilleco	SIC4	BT1a	-0,6883	0,0201
34	COELCHA	08413	Quillón	SIC4	BT1a	-0,6490	0,0295
34	COELCHA	08312	Tucapel	SIC4	BT1a	-0,6197	0,0303
34	COELCHA	08313	Yumbel	SIC4	BT1a	-0,6311	0,0361
34	COELCHA	08421	Yungay	SIC4	BT1a	-0,6431	0,0485
34	COELCHA	*	*	SIC4	BT1a	-0,6631	0,0204
34	COELCHA	08306	Nacimiento	SIC5	BT1a	-0,6606	0,0228
34	COELCHA	*	*	SIC5	BT1a	-0,6318	0,0203
35	SOCOEPA	14202	Futrono	SIC6	BT1a	-0,5336	0,0410
35	SOCOEPA	14201	La Unión	SIC6	BT1a	-0,5336	0,0410
35	SOCOEPA	14104	Los Lagos	SIC6	BT1a	-0,5336	0,0410
35	SOCOEPA	14105	Máfil	SIC6	BT1a	-0,5419	0,0412
35	SOCOEPA	14107	Paillaco	SIC6	BT1a	-0,5419	0,0412
35	SOCOEPA	14108	Panguipulli	SIC6	BT1a	-0,5419	0,0412
35	SOCOEPA	*	*	SIC6	BT1a	-0,5646	0,0238
36	COOPREL	14201	La Unión	SIC6	BT1a	-0,6858	0,0377
36	COOPREL	14203	Lago Ranco	SIC6	BT1a	-0,6858	0,0377
36	COOPREL	14204	Río Bueno	SIC6	BT1a	-0,6858	0,0377
36	COOPREL	10307	San Pablo	SIC6	BT1a	-0,5978	0,0342
36	COOPREL	*	*	SIC6	BT1a	-0,7131	0,0214
39	Luz Osorno	10105	Frutillar	SIC6	BT1a	-0,5777	0,0583
39	Luz Osorno	14201	La Unión	SIC6	BT1a	-0,5777	0,0583
39	Luz Osorno	10301	Osorno	SIC6	BT1a	-0,5777	0,0583
39	Luz Osorno	10302	Puerto Octay	SIC6	BT1a	-0,5777	0,0583
39	Luz Osorno	10109	Puerto Varas	SIC6	BT1a	-0,5798	0,0820
39	Luz Osorno	10303	Purranque	SIC6	BT1a	-0,5777	0,0583
39	Luz Osorno	10304	Puyehue	SIC6	BT1a	-0,5777	0,0583
39	Luz Osorno	14204	Río Bueno	SIC6	BT1a	-0,5777	0,0583
39	Luz Osorno	10305	Río Negro	SIC6	BT1a	-0,5777	0,0583
39	Luz Osorno	10306	San Juan de la Costa	SIC6	BT1a	-0,5777	0,0583
39	Luz Osorno	10307	San Pablo	SIC6	BT1a	-0,5777	0,0583
39	Luz Osorno	*	*	SIC6	BT1a	-0,5798	0,0250
40	CRELL	10104	Fresia	SIC6	BT1a	-0,6990	0,0512
40	CRELL	10105	Frutillar	SIC6	BT1a	-0,6990	0,0512
40	CRELL	10107	Llanquihue	SIC6	BT1a	-0,6990	0,0512
40	CRELL	10106	Los Muermos	SIC6	BT1a	-0,6990	0,0512
40	CRELL	10108	Mauñín	SIC6	BT1a	-0,6990	0,0512
40	CRELL	10101	Puerto Montt	SIC6	BT1a	-0,6990	0,0512
40	CRELL	10109	Puerto Varas	SIC6	BT1a	-0,6990	0,0512
40	CRELL	10303	Purranque	SIC6	BT1a	-0,6990	0,0512
40	CRELL	*	*	SIC6	BT1a	-0,6990	0,0512

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

En particular, para las combinaciones 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/2016¹¹, se hace necesario un determinar un FETR particular para resguardar los criterios establecidos en el artículo 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 17: Factores FETR

COD	Empresa	Código Único Territorial	Comuna	Sistema de Subtransmisión	Tipo de suministro	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR
							Fórmulas tarifarias residenciales
1	EMELARI	15101	Arica	SING	BT_AS	BT1a	0,0557
2	ELIQSA	01107	Alto Hospicio	SING	BT_AS	BT1a	0,0618
2	ELIQSA	01101	Iquique	SING	BT_AS	BT1a	0,0618
18	CGED	08406	Chillán Viejo	SIC4	BT_AS	BT1a	-0,0196
18	CGED	07105	Maule	SIC4	BT_AS	BT1a	-0,2048
18	CGED	06113	Pichidegua	SIC4	BT_AS	BT1a	0,0703
18	CGED	06101	Rancagua	SIC4	BT_AS	BT1a	0,0703

Las diferencias de facturación producto de la aplicación de los Factores de equidad tarifaria residencial (FETR), presentados en las tablas anteriores, serán calculadas por el Coordinador y serán incorporadas dentro de este mecanismo en la próxima fijación semestral de Precios de Nudo Promedio, en la medida en que dicha información se encuentre disponible a la fecha de cálculo.

¹¹ Se establecen cuatro combinaciones para suministros BT:

- 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.