



tración General del Ministerio de Minería, para que a contar de esta fecha asuma la función de Secretario Ejecutivo de la Secretaría Ejecutiva de la Sección Chilena de la Comisión Administradora sobre Integración y Complementación Minera suscrito entre las Repúblicas de Chile y Argentina y al señor Ricardo Rodríguez Orellana, cédula nacional de identidad número 13.473.026-9, profesional de la Comisión Chilena del Cobre, en comisión de servicio en la Secretaría y Administración General del Ministerio de Minería, para que a contar de esta fecha asuma la función de Secretario Ejecutivo Subrogante de la Secretaría Ejecutiva de la Sección Chilena de la Comisión Administradora sobre Integración y Complementación Minera suscrito entre las Repúblicas de Chile y Argentina.

Tercero: Los funcionarios individualizados en el artículo anterior, por razones de buen funcionamiento de la Secretaría Ejecutiva antes referida, asumirán sus funciones en la fecha indicada precedentemente, sin esperar la total tramitación del presente decreto.

Anótese, tómese razón, comuníquese y publíquese.- ANDRÉS CHADWICK PIÑERA, Vicepresidente de la República.- Hernán de Solminihac Tampier, Ministro de Minería.- Alfredo Moreno Charme, Ministro de Relaciones Exteriores.

Lo que transcribo a usted para su conocimiento.- Saluda atentamente a usted, Francisco Orrego Bauzá, Subsecretario de Minería.

Ministerio de Energía

FIJA FÓRMULAS TARIFARIAS APLICABLES A LOS SUMINISTROS SUJETOS A PRECIOS REGULADOS QUE SE SEÑALAN, EFECTUADOS POR LAS EMPRESAS CONCESIONARIAS DE DISTRIBUCIÓN QUE INDICA

- Núm. 1T.- Santiago, 5 de noviembre de 2012.- Vistos:
- Lo dispuesto en la ley N° 20.402, que crea el Ministerio de Energía, estableciendo modificaciones al D.L. N° 2.224, de 1978 y a otros cuerpos legales;
 - Lo dispuesto en los artículos 147°, 151°, 155°, 182°, 192° y siguientes del Decreto con Fuerza de Ley N° 4/20.018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de Energía Eléctrica, en adelante e indistintamente, la “Ley”;
 - Lo dispuesto en los artículos 294° y siguientes del Decreto Supremo N° 327 del Ministerio de Minería, de 1997, que establece el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos;
 - Lo informado por la Comisión Nacional de Energía a través de sus oficios CNE.OF.ORD.N° 411 y 415, de fechas 31 de octubre de 2012 y 5 de noviembre de 2012, respectivamente, que incluyen el Informe Técnico “Fijación de Fórmulas Tarifarias para Concesionarias de Servicio Público de Distribución. Cuadrienio noviembre de 2012 – noviembre de 2016”; y
 - Lo establecido en la Resolución N° 1.600, de 2008, de la Contraloría General de la República.

Considerando:

- Que, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 190° de la Ley, el Ministerio de Energía debe fijar las fórmulas tarifarias para las concesionarias de servicio público de distribución, mediante Decreto expedido bajo la fórmula “Por orden del Presidente de la República”, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 151° de la misma Ley.
- Que, de acuerdo a lo establecido en el artículo 187° de la Ley, las fórmulas tarifarias que se fijan en el Decreto aludido en el considerando precedente, tendrán un período de validez de cuatro años, el que, en conformidad al Decreto tarifario actualmente vigente, corresponde al periodo noviembre de 2012 a noviembre de 2016.
- Que, la Comisión Nacional de Energía, en adelante la Comisión, con fechas 31 de octubre de 2012 y 5 de noviembre de 2012, remitió al Ministerio de Energía el Informe Técnico “Fijación de Fórmulas Tarifarias para Concesionarias de Servicio Público de Distribución. Cuadrienio noviembre de 2012 – noviembre de 2016”, el que da cuenta de los resultados del proceso de fijación de fórmulas tarifarias para empresas concesionarias de servicio público de distribución desarrollado durante el año 2012, cumpliéndose de esta forma todas las disposiciones legales y reglamentarias para la fijación de las tarifas indicadas.

Decreto:

Artículo primero: Fíjanse a continuación las fórmulas tarifarias aplicables a los suministros de precio regulado que se señalan, efectuados por las empresas concesionarias de distribución que se indican.

1. EMPRESAS CONCESIONARIAS DE DISTRIBUCIÓN

1.1 Nómina de empresas concesionarias de distribución

Empresa	Sigla	Región Administrativa
EMPRESA ELÉCTRICA DE ARICA S.A.	Emelari	XV
EMPRESA ELÉCTRICA DE IQUIQUE S.A.	Eliqsa	I
EMPRESA ELÉCTRICA DE ANTOFAGASTA S.A.	Eledda	II
EMPRESA ELÉCTRICA DE ATACAMA S.A.	Emelat	III
CHILQUINTA ENERGÍA S.A.	Chilquinta	V
COMPAÑIA NACIONAL DE FUERZA ELÉCTRICA S.A.	Conafe	III, IV y V
EMPRESA ELÉCTRICA DE CASABLANCA S.A.	Emelca	V
COMPAÑIA ELÉCTRICA DEL LITORAL S.A.	Litoral	V
CHILECTRA S.A.	Chilectra	Metropolitana
EMPRESA ELÉCTRICA DE COLINA LTDA.	EEC	Metropolitana
EMPRESA ELÉCTRICA MUNICIPAL DE TIL TIL	Til Til	V y Metropolitana
EMPRESA ELÉCTRICA PUENTE ALTO LTDA.	EEPA	Metropolitana
LUZ ANDES LTDA.	Luz Andes	Metropolitana
EMPRESA ELÉCTRICA DE MELIPILLA, COLCHAGUA Y MAULE S.A.	Emelectric	V, Metropolitana, VI, VII y VIII
CGE DISTRIBUCIÓN S.A.	CGED	Metropolitana, VI, VII, VIII y IX
COOPERATIVA DE ABASTECIMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA SOCOROMA LTDA	Coopersol	XV
COOPERATIVA ELECTRICA LOS ANGELES LTDA.	Coopelan	VIII
EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.	Frontel	VIII y IX
SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A.	Saesa	IX, X y XIV
EMPRESA ELÉCTRICA DE AISEN S.A.	Edelaysén	X y XI
EMPRESA ELÉCTRICA DE MAGALLANES S.A.	Edelmag	XII
COMPAÑIA DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA S.A.	Codiner	IX
ENERGÍA DE CASABLANCA S.A.	Edecsa	V y Metropolitana
COOPERATIVA ELÉCTRICA CURICÓ LTDA.	CEC	VII
EMPRESA ELÉCTRICA DE TALCA S.A.	Emetal	VII
LUZLINARES S.A.	Luzlinares	VII
LUZPARRAL S.A.	Luzparral	VII y VIII
COOPERATIVA DE CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CHILLÁN LTDA.	Copelec	VIII
SOCIEDAD COOPERATIVA DE CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CHARRÚA LTD	Coelcha	VIII
COOPERATIVA ELÉCTRICA PAILLACO LTDA.	Socoepa	XIV
COOPERATIVA RURAL ELÉCTRICA RÍO BUENO LTDA.	Cooprel	X y XIV
COMPAÑIA ELÉCTRICA DE OSORNO S.A.	Luz Osorno	X y XIV
COOPERATIVA REGIONAL ELÉCTRICA LLANQUIHUE LTDA.	CRELL	X
ENERGÍA DEL LIMARI S.A.	Enelsa	IV
SOCIEDAD AGRÍCOLA Y SERVICIOS ISLA DE PASCUA LTDA.	Sasipa	V

1.2 Clasificación de áreas típicas

Los usuarios sometidos a regulación de precios, en adelante e indistintamente “clientes”, que a la fecha de entrada en vigencia del presente Decreto se encuentren ubicados en zonas de concesión de las empresas que se indican, estarán afectos a los niveles tarifarios dados por la clasificación de área típica correspondiente a la empresa que le otorga el suministro, y conforme a las estructuras tarifarias que se explicitan más adelante.

La clasificación de área típica correspondiente a cada empresa es la siguiente:

Empresa	Área Típica	Empresa	Área Típica	Empresa	Área Típica
Emelari	3	Luz Andes	2	Emetal	5
Eliqsa	3	Emelectric	3	Luzlinares	5
Eledda	2	CGED	2	Luzparral	5
Emelat	2	Coopersol	6	Copelec	6
Chilquinta	3	Coopelan	5	Coelcha	6
Conafe	3	Frontel	5	Socoepa	6
Emelca	5	Saesa	4	Cooprel	5
Litoral	4	Edelaysén	6	Luz Osorno	5
Chilectra	1	Edelmag	3	CRELL	6
EEC	4	Codiner	6	Enelsa	4
Til Til	5	Edecsa	4	Sasipa	6
EEPA	2	CEC	2		

2. CLIENTES CON SUMINISTROS DE PRECIO REGULADO

2.1 Suministros sujetos a regulación de precios

Las fórmulas tarifarias que se fijan en el presente Decreto se aplicarán a los siguientes suministros de energía eléctrica, indicados en los numerales 1 y 2 del artículo 147° de la Ley, con las excepciones que indica el inciso segundo del mismo artículo del referido cuerpo legal:

- Los suministros a usuarios finales cuya potencia conectada es inferior o igual a 2.000 kilowatts, ubicados en zonas de concesión de servicio público de distribución o que se conecten mediante líneas de su propiedad o de terceros a las instalaciones de distribución de la respectiva concesionaria;
- Los suministros a usuarios finales de potencia conectada inferior o igual a 2.000 kilowatts, efectuados desde instalaciones de generación o transporte de una empresa eléctrica, en sistemas eléctricos de tamaño superior a 1.500 kilowatts en capacidad instalada de generación”;

A los suministros indicados en el punto 2 anterior, se les aplicarán las fórmulas tarifarias correspondientes al sector de distribución que se encuentre geográficamente más próximo al punto de suministro en las condiciones que se establecen en el presente Decreto.

2.2 Elección de opciones tarifarias

Los clientes podrán elegir libremente cualquiera de las opciones de tarifas que se describen en el numeral 3 siguiente con las limitaciones y condiciones de aplicación establecidas en cada caso y dentro del nivel de tensión que les corresponda.



Las empresas concesionarias de servicio público de distribución, en adelante “la(s) empresa(s)”, estarán obligadas a aceptar la opción que los clientes elijan. Salvo acuerdo con las empresas, la opción tarifaria contratada por el cliente regirá por 12 meses.

Sin perjuicio de lo anterior, cada empresa podrá ofrecer opciones tarifarias adicionales, en adelante tarifas flexibles reguladas (TFR), bajo las condiciones siguientes:

- Las características y condiciones de aplicación de las TFR deberán estar permanentemente publicadas tanto en oficinas comerciales como en el sitio de dominio electrónico de la empresa, sin que esas características o condiciones puedan significar discriminación alguna, sin perjuicio de la diferenciación por perfiles de consumos asociados a comportamientos horarios que pudiesen realizarse, debiendo dichas TFR estar disponibles para cualquier cliente que, cumpliendo las exigencias técnicas que para cada caso se establezcan, las solicite y acepte someterse a las limitaciones y condiciones de aplicación de las mismas.
- Cada 12 meses de vigencia de la TFR, la empresa deberá verificar e informar a cada cliente que se encuentre acogido a una TFR, en la boleta o factura siguiente o bien mediante comunicación independiente que deberá entregar junto a dicha boleta o factura, la comparación entre la facturación de los últimos 12 meses con la TFR y la que el cliente hubiese percibido con la opción tarifaria de referencia, para el mismo consumo. Si se verificare que la facturación con TFR es superior a la de la opción tarifaria de referencia, a partir del mes siguiente la empresa deberá facturar los consumos del cliente con la opción tarifaria de referencia, a menos que expresamente este último le señale lo contrario. Por opción tarifaria de referencia se entenderá la tarifa que tenía el cliente al momento de optar a una TFR, cuando se trate de un cliente preexistente, o bien, a la opción tarifaria de las indicadas en el numeral 3 siguiente que signifique la menor facturación posible durante el año inmediatamente anterior, cuando se trate de un cliente que fue inicialmente incorporado como tal con una opción TFR. Para la determinación de la menor facturación posible, deberá considerarse la tecnología de medición de la TFR contratada y utilizarse los registros de consumo medidos bajo la opción TFR.
- En cualquier momento el cliente podrá elegir una nueva tarifa, ya sea TFR o de aquellas establecidas en el numeral 3 siguiente. Con excepción de los pagos remanentes por concepto de potencia que el cliente hubiese pactado con la empresa, el término de un acuerdo o convenio de TFR no deberá significar ningún tipo de costo o aporte de responsabilidad del cliente, ni podrá imponerse a este último una formalidad o condición para dicho término que sea más gravoso que las formalidades o condiciones que se le exigieron al momento de la elección de la TFR a la que está dando término.

2.3 Clientes en alta tensión y baja tensión

Son clientes en alta tensión aquellos que están conectados con su empalme a líneas cuya tensión es superior a 400 volts.

Son clientes en baja tensión aquellos que están conectados con su empalme a líneas cuya tensión es igual o inferior a 400 volts.

3. OPCIONES TARIFARIAS

Los clientes podrán elegir libremente una de las siguientes opciones tarifarias, con las limitaciones y condiciones de aplicación establecidas en cada caso y dentro del nivel de tensión que les corresponda.

3.1 Tarifa BT1

Opción de tarifa simple en baja tensión, para clientes con medidor simple de energía.

Sólo podrán optar a esta tarifa los clientes alimentados en baja tensión cuya potencia conectada sea inferior a 10 kW y aquellos clientes que instalen un limitador de potencia para cumplir esta condición.

Se considerarán los siguientes casos:

Caso a:

- 1) Aplicable a los clientes abastecidos por empresas cuya demanda máxima anual de consumos en esta opción (BT1) se produce en meses en que se han definido horas de punta; y

- 2) Aplicable a los clientes abastecidos por empresas cuya demanda máxima anual de consumos en esta opción (BT1) se produce en meses en que no se hayan definido horas de punta y cuyo Factor de Clasificación, calculado según se indica en el numeral 5.3 del presente artículo, sea igual o inferior a dos coma cinco.

Caso b:

Aplicable a los clientes abastecidos por empresas cuya demanda máxima anual de consumos en esta opción (BT1) se produce en meses en que no se han definido horas de punta, y cuyo Factor de Clasificación, calculado según se indica en el numeral 5.3 del presente artículo, sea superior a dos coma cinco.

3.2 Tarifa BT2

Opción de tarifa en baja tensión con potencia contratada, para clientes con medidor simple de energía y potencia contratada.

Los clientes que decidan optar por la presente tarifa podrán contratar libremente una potencia máxima con la respectiva distribuidora, la que regirá por un plazo de 12 meses. Durante dicho período los consumidores no podrán disminuir ni aumentar su potencia contratada sin el acuerdo de la distribuidora. Al término de la vigencia anual de la potencia contratada los clientes podrán contratar una nueva potencia.

Los consumidores podrán utilizar la potencia contratada sin restricción en cualquier momento durante el período de vigencia de dicha potencia contratada.

La potencia contratada que solicite el cliente deberá ceñirse a las capacidades de limitadores disponibles en el mercado.

3.3 Tarifa BT3

Opción de tarifa en baja tensión con demanda máxima leída, para clientes con medidor simple de energía y demanda máxima leída.

Se entenderá por demanda máxima leída del mes, el más alto valor de las demandas integradas en períodos sucesivos de 15 minutos.

3.4 Tarifa BT4

Opción de tarifa horaria en baja tensión, para clientes con medidor simple de energía y demanda máxima contratada o leída, y demanda máxima contratada o leída en horas de punta del sistema eléctrico.

En esta opción existirán las siguientes tres modalidades de medición:

- BT4.1:** Medición de la energía mensual total consumida, y contratación de la demanda máxima de potencia en horas de punta y de la demanda máxima de potencia.
- BT4.2:** Medición de la energía mensual total consumida y de la demanda máxima de potencia en horas de punta, y contratación de la demanda máxima de potencia.
- BT4.3:** Medición de la energía mensual total consumida, de la demanda máxima de potencia en horas de punta y de la demanda máxima de potencia suministrada.

La demanda máxima de potencia que contrate el cliente deberá ceñirse a las capacidades de limitadores disponibles en el mercado.

3.5 Tarifa AT2

Opción de tarifa en alta tensión con potencia contratada, para clientes con medidor simple de energía y potencia contratada.

Los clientes que decidan optar por la presente tarifa podrán contratar libremente una potencia máxima con la respectiva distribuidora, la que regirá por un plazo de 12 meses. Durante dicho período los consumidores no podrán disminuir ni aumentar su potencia contratada sin el acuerdo de la distribuidora. Al término de la vigencia anual de la potencia contratada los clientes podrán contratar una nueva potencia.



Los consumidores podrán utilizar la potencia contratada sin restricción en cualquier momento durante el período de la vigencia de dicha potencia contratada.

La potencia contratada que solicite el cliente deberá ceñirse a las capacidades de limitadores disponibles en el mercado.

3.6 Tarifa AT3

Opción de tarifa en alta tensión con demanda máxima leída, para clientes con medidor simple de energía y demanda máxima leída.

Se entenderá por demanda máxima del mes, el más alto valor de las demandas integradas en períodos sucesivos de 15 minutos.

3.7 Tarifa AT4

Opción de tarifa horaria en alta tensión, para clientes con medidor simple de energía y demanda máxima contratada o leída, y demanda máxima contratada o leída en horas de punta del sistema eléctrico.

En esta opción existirán las siguientes tres modalidades de medición:

AT4.1: Medición de la energía mensual total consumida, y contratación de la demanda máxima de potencia en horas de punta y de la demanda máxima de potencia.

AT4.2: Medición de la energía mensual total consumida y de la demanda máxima de potencia en horas de punta, y contratación de la demanda máxima de potencia.

AT4.3: Medición de la energía mensual total consumida, de la demanda máxima de potencia en horas de punta y de la demanda máxima de potencia suministrada.

La demanda máxima de potencia que contrate el cliente deberá ceñirse a las capacidades de limitadores disponibles en el mercado.

4. CARGOS TARIFARIOS

4.1 Tarifa BT1

4.1.1 Caso a

La tarifa BT1a comprenderá los siguientes cargos que se sumarán en la factura o boleta, cuando corresponda:

- a) Cargo fijo mensual
- b) Cargo único por uso del sistema troncal
- c) Cargo por energía base
- d) Cargo por energía adicional de invierno

El cargo fijo mensual es independiente del consumo y se aplicará incluso si éste es nulo.

El cargo único por concepto de uso del sistema troncal, se determinará en proporción a los consumos de energía conforme se establezca en la normativa reglamentaria correspondiente.

El cargo por energía base se obtendrá multiplicando los kWh de consumo base por su precio unitario. El consumo base se determinará mensualmente según se señala a continuación:

- En los meses en que se han definido horas de punta, y en el caso de que al cliente se le aplique el cargo por energía adicional de invierno, el consumo base será igual al límite de invierno. En caso contrario, su valor corresponderá a la totalidad de la energía consumida.
- En los meses en que no se hayan definido horas de punta, el consumo base será igual a la totalidad de la energía consumida.

El cargo por energía adicional de invierno se determinará mensualmente en los meses en que se han definido horas de punta y se obtendrá multiplicando los kWh de consumo adicional de invierno por su precio unitario. El consumo adicional de

invierno sólo se aplicará en caso que el consumo del cliente exceda los 430 kWh/mes, correspondiendo su valor a la energía consumida en exceso de su límite de invierno.

El límite de invierno de cada cliente será igual al mayor valor que resulte de comparar: 350 kWh, con el promedio mensual de la energía consumida en los meses en que no se hayan definido horas de punta de los últimos 12 meses, incrementado en un 20%. Para aquellos clientes que, por haberse incorporado como tales, no registren consumo en el total o una fracción de los meses en que no se hayan definido horas de punta de los últimos 12 meses, se les considerará para el cálculo del límite de invierno un consumo de 350 kWh/mes en el período faltante hasta la fecha de energización del medidor.

El cargo por energía adicional de invierno no se aplicará en el caso de las empresas abastecidas desde el Sistema Interconectado del Norte Grande, facturándose la totalidad de la energía consumida al precio unitario de la energía base.

En la empresa Luz Andes no regirá el límite de 350 kWh/mes para la aplicación del cargo por energía adicional de invierno y el límite de invierno se calculará como el promedio mensual de energía consumida en los meses en que no se hayan definido horas de punta, dentro de los últimos 12 meses, incrementado en un 20%. Sin perjuicio de lo anterior, regirá la disposición relativa a los clientes que, por haberse incorporado como tales, no registren consumo en el total o una fracción de los meses en que no se hayan definido horas de punta de los últimos 12 meses.

4.1.2 Caso b

La tarifa BT1b comprenderá los siguientes cargos que se sumarán en la factura o boleta, cuando corresponda:

- a) Cargo fijo mensual
- b) Cargo único por uso del sistema troncal
- c) Cargo por energía
- d) Cargo por potencia base
- e) Cargo por potencia de invierno

El cargo fijo mensual es independiente del consumo y se aplicará incluso si éste es nulo.

El cargo único por concepto de uso del sistema troncal, se determinará en proporción a los consumos de energía conforme se establezca en la normativa reglamentaria correspondiente.

El cargo por energía se aplicará en todos los meses del año y se obtendrá multiplicando los kWh de consumo por su precio unitario.

El cargo por potencia base se aplicará en todos los meses del año, incluso si el consumo del mes respectivo es nulo, y se obtendrá multiplicando el mayor de los consumos de energía de los meses de enero y febrero inmediatamente anteriores por su precio unitario.

El cargo por potencia de invierno se aplicará sólo en los meses en que se han definido horas de punta y se obtendrá multiplicando el consumo de energía del mes respectivo por su precio unitario.

4.2 Tarifa BT2

La tarifa comprenderá los siguientes cargos que se sumarán en la factura o boleta:

- a) Cargo fijo mensual
- b) Cargo único por uso del sistema troncal
- c) Cargo por energía
- d) Cargo por potencia contratada

El cargo fijo mensual es independiente del consumo y se aplicará incluso si éste es nulo.

El cargo único por concepto de uso del sistema troncal, se determinará en proporción a los consumos de energía conforme se establezca en la normativa reglamentaria correspondiente.

El cargo por energía se obtendrá multiplicando los kWh de consumo por su precio unitario.



El cargo por potencia contratada se obtendrá multiplicando los kW contratados por su precio unitario, de acuerdo a lo establecido en el punto 5.4.

4.3 Tarifa BT3

La tarifa comprenderá los siguientes cargos que se sumarán en la factura o boleta:

- a) Cargo fijo mensual
- b) Cargo único por uso del sistema troncal
- c) Cargo por energía
- d) Cargo por demanda máxima leída

El cargo fijo mensual es independiente del consumo y se aplicará incluso si éste es nulo.

El cargo único por concepto de uso del sistema troncal, se determinará en proporción a los consumos de energía conforme se establezca en la normativa reglamentaria correspondiente.

El cargo por energía se obtendrá multiplicando los kWh de consumo por su precio unitario.

La facturación mensual del cargo por demanda máxima leída del mes corresponderá al mayor de los siguientes valores:

- Cargo por demanda máxima leída determinada de acuerdo al procedimiento siguiente:

Se considera como demanda máxima leída de facturación del mes, la más alta que resulte de comparar la demanda máxima leída del mes con el promedio de las dos más altas demandas registradas en aquellos meses que contengan horas de punta, dentro de los últimos 12 meses, incluido el mes que se factura. El cargo por demanda máxima leída resulta de multiplicar la demanda máxima leída de facturación por el precio unitario correspondiente, de acuerdo a lo establecido en el punto 5.4.

- 40% del mayor de los cargos por demanda máxima leída registrado en los últimos 12 meses.

4.4 Tarifa BT4

4.4.1 Tarifa BT4.1

Esta tarifa comprende los siguientes cargos que se sumarán en la factura o boleta:

- a) Cargo fijo mensual
- b) Cargo único por uso del sistema troncal
- c) Cargo mensual por energía
- d) Cargo mensual por demanda máxima contratada en horas de punta
- e) Cargo mensual por demanda máxima contratada

4.4.2 Tarifa BT4.2

Esta tarifa comprende los siguientes cargos que se sumarán en la factura o boleta:

- a) Cargo fijo mensual
- b) Cargo único por uso del sistema troncal
- c) Cargo mensual por energía
- d) Cargo mensual por demanda máxima leída de potencia en horas de punta
- e) Cargo mensual por demanda máxima contratada

4.4.3 Tarifa BT4.3

Esta tarifa comprende los siguientes cargos que se sumarán en la factura o boleta:

- a) Cargo fijo mensual
- b) Cargo único por uso del sistema troncal
- c) Cargo mensual por energía
- d) Cargo mensual por demanda máxima leída de potencia en horas de punta
- e) Cargo mensual por demanda máxima de potencia suministrada

El cargo fijo mensual es independiente del consumo y se aplicará incluso si éste es nulo.

El cargo único por concepto de uso del sistema troncal, se determinará en proporción a los consumos de energía conforme se establezca en la normativa reglamentaria correspondiente.

El cargo mensual por energía se obtendrá multiplicando los kWh de consumo por su precio unitario.

Los cargos mensuales por demanda máxima contratada en horas de punta y por demanda máxima contratada de la tarifa BT4.1, así como el cargo mensual por demanda máxima contratada de la tarifa BT4.2, se facturarán incluso si el consumo de energía es nulo. Ellos se obtendrán multiplicando los kW de potencia contratada por el precio unitario correspondiente.

Los cargos mensuales por demanda máxima leída de potencia en horas de punta de las tarifas BT4.2 y BT4.3 se facturarán de la siguiente manera:

- Durante los meses que contengan horas de punta, se aplicará a la demanda máxima en horas de punta efectivamente leída en cada mes el precio unitario correspondiente, excepto en las empresas abastecidas por el Sistema Interconectado del Norte Grande en que se aplicará al promedio de las dos demandas máximas leídas en las horas de punta de los últimos 12 meses, incluido el propio mes que se factura.
- Durante los meses que no contengan horas de punta se aplicará, al promedio de las dos mayores demandas máximas en horas de punta registradas durante los meses del período de punta inmediatamente anteriores, el precio unitario correspondiente.

El cargo mensual por demanda máxima de potencia suministrada de la tarifa BT4.3 se facturará aplicando, al promedio de las dos más altas demandas máximas registradas en los últimos 12 meses, incluido el mes que se facture, el precio unitario correspondiente.

4.5 Tarifas de alta tensión

En alta tensión las tarifas AT2, AT3, AT4.1, AT4.2 y AT4.3, comprenderán los mismos cargos y se facturarán de la misma forma que las tarifas BT2, BT3, BT4.1, BT4.2 y BT4.3, respectivamente, difiriendo sólo en los precios unitarios correspondientes.

4.6 Recargos tarifarios

4.6.1 Recargo por consumo reactivo

Las empresas concesionarias aplicarán mensualmente un cargo determinado en función de la relación de consumo activo y reactivo en el punto de suministro de los clientes, conforme el monto y condiciones de aplicación que se establecen en el Decreto de precios de nudo vigente al momento de la aplicación.

4.6.2. Recargo por lectura en baja tensión de consumos de clientes de alta tensión

Los consumos correspondientes a clientes de alta tensión podrán ser medidos tanto en alta como en baja tensión. En este último caso, se considerará un recargo por pérdidas de transformación equivalente a un 3,5%, tanto en los cargos de energía como de potencia.

4.7 Descuentos

Aquellos clientes cuyos suministros se efectúen en voltajes de 44 ó 66 KV tendrán una rebaja de las tarifas aplicables en alta tensión igual a 7%. Aquellos cuyo voltaje de suministro sea 110 KV tendrán una rebaja de las tarifas aplicables en alta tensión de 9%.

5. CONDICIONES DE APLICACIÓN DE LAS TARIFAS

5.1 Condiciones generales de aplicación de las tarifas

A continuación se presentan las condiciones generales de aplicación de las tarifas, las que se consideran válidas sin perjuicio de las disposiciones que sobre estas materias se encuentran establecidas en el Decreto N° 327 de 1997, del Ministerio de Minería, Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante e indistintamente el “Decreto N° 327” o el “Reglamento de la Ley”.



Cuando la facturación está formada por fracciones de dos meses calendario, se debe estimar el consumo de energía del mes calendario en función de los avos correspondientes. Asimismo, para la determinación de la demanda máxima leída a facturar, se considerará como correspondiente a un mes calendario la demanda imputada en la factura que tenga un mayor número de días perteneciente a dicho mes.

Los montos de potencia contratada en las diferentes tarifas, como asimismo las opciones tarifarias contratadas por los clientes, regirán por 12 meses, y se entenderán renovados por un periodo similar, salvo aviso del cliente con al menos 30 días de anticipación al vencimiento de dicho periodo. No obstante, el cliente podrá disminuir dichos montos o bien cambiar de opción tarifaria, comprometiendo con la empresa el pago del remanente que tuviere por concepto de potencia contratada, de modo similar se procederá con las demandas máximas leídas de las diferentes opciones tarifarias.

La concesionaria de servicio público de distribución deberá informar a sus clientes, con no menos de tres meses de anticipación, el término de vigencia de la tarifa elegida por ellos. Para tal efecto, deberá incluir en las boletas o facturas correspondientes a los tres últimos meses del período en que rija la tarifa, un aviso indicando la fecha de término de este período, la opción tarifaria vigente y la fecha límite para que el cliente comunique a la empresa las modificaciones que desee efectuar a su contrato de suministro.

En caso que la opción tarifaria vigente incluya alguna forma de potencia contratada, la información señalada incluirá, además, el monto de las potencias contratadas.

Todos los equipos de medida y otros dispositivos de control serán de cargo del cliente, o bien, provistos por éste. La empresa podrá rechazar los equipos y dispositivos que a su juicio no cuenten con el grado de confiabilidad requerido. En este caso, el cliente podrá apelar a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, en adelante “Superintendencia”, la que resolverá oyendo a las partes.

5.2 Definición de horas de punta

La definición de horas de punta de cada empresa o sector de distribución dependerá del sistema eléctrico del cual sean abastecidos, quedando éstas establecidas en el Decreto de precios de nudo que se fije semestralmente.

5.3 Condiciones de clasificación de clientes para las tarifas BT1a y BT1b

Las empresas cuya demanda máxima anual de consumos en esta opción (BT1) se produce en meses en que no se hayan definido horas de punta, deberán efectuar en el mes de marzo de cada año la clasificación de los clientes que reúnen los requisitos para optar a las opciones tarifarias BT1a y BT1b. Esta clasificación se efectuará determinando para cada cliente un Factor de Clasificación que relaciona los consumos de energía promedio de los meses de enero y febrero del año en curso, con los consumos promedios de los diez meses inmediatamente anteriores. Este factor se calculará mediante la siguiente expresión:

$$F_{Clasificación} = \frac{\text{Promedio (Enero - Febrero)}_{Año Actual}}{\text{Promedio Marzo - Diciembre}_{Año Anterior}}$$

Donde:

Año Actual : Año en que se realiza la clasificación de los clientes;

Año Anterior : Año inmediatamente anterior al que se realiza la clasificación.

Si el Factor de Clasificación resulta igual o inferior a dos coma cinco, el cliente estará afecto a la opción tarifaria BT1a. En caso contrario, el cliente estará sujeto a la opción tarifaria BT1b.

Para efectos de la clasificación, se utilizarán los meses en que efectivamente existan registros de consumo, siendo el consumo cero efectivamente leído, un registro válido en dicha clasificación.

La clasificación será anual y permanecerá vigente por periodos de 12 meses, no pudiendo el cliente modificar la opción tarifaria en la cual fue clasificado.

Todo nuevo cliente que reúna los requisitos para optar a la tarifa BT1, podrá elegir libremente la opción tarifaria (BT1a o BT1b) hasta que se efectúe su clasificación en el mes de marzo inmediatamente siguiente. En el caso en que a esa fecha no se cuente con al menos 12 meses de historia desde que ingresó como cliente, éste

mantendrá su clasificación hasta que se cuente con 12 meses de historia como cliente, oportunidad en que será clasificado utilizando para el cálculo del Factor de Clasificación los meses disponibles con independencia del año de facturación.

5.4 Precios a aplicar para la potencia contratada y la demanda máxima leída

Las tarifas BT2 y AT2 de potencia contratada, como asimismo las tarifas BT3 y AT3 de demanda máxima leída, serán aplicadas, en lo que se refiere al cargo por potencia, según el grado de utilización de la potencia en horas de punta, de acuerdo a los siguientes criterios:

- Quando la potencia contratada o la demanda máxima leída está siendo usada manifiestamente durante las horas de punta del sistema eléctrico, independientemente de si dicha potencia o demanda es o no utilizada en el resto de las horas del año, el consumo será calificado como “presente en punta” y se le aplicará el precio unitario correspondiente.

Se entenderá que la potencia contratada o la demanda máxima leída está siendo usada manifiestamente durante las horas de punta, cuando el cuociente entre la demanda media del cliente en horas de punta y su potencia contratada, en el caso de las opciones BT2 y AT2, o su demanda máxima leída, en el caso de las opciones BT3 y AT3, es mayor o igual a 0,5. Por demanda media en horas de punta se entenderá al consumo de energía durante dichas horas dividido por el número de horas de punta.

- Quando la potencia contratada o la demanda máxima leída está siendo usada parcialmente durante las horas de punta del sistema eléctrico, independientemente de si dicha potencia o demanda es o no utilizada en el resto de las horas del año, el consumo será calificado como “parcialmente presente en punta”, y se le aplicará el precio unitario correspondiente.

Se entenderá que la potencia contratada o demanda máxima leída está siendo usada parcialmente durante las horas de punta, cuando el cuociente entre la demanda media del cliente en dichas horas y su potencia contratada, en el caso de las opciones BT2 y AT2, o su demanda máxima leída, en el caso de las opciones BT3 y AT3, es inferior a 0,5.

No obstante lo anterior, si en períodos de 60 minutos consecutivos en las horas de punta, el cuociente entre la potencia media utilizada por el cliente y su potencia contratada, en el caso de las opciones BT2 y AT2, o su demanda máxima leída, en el caso de las opciones BT3 y AT3, supera 0,85 y este hecho se produce frecuentemente, el consumo será clasificado como “presente en punta”. Se entenderá como frecuente la ocurrencia del suceso durante por lo menos 5 días hábiles del mes.

La empresa calificará al consumo del cliente como “presente en punta” o “parcialmente presente en punta”. Cuando la empresa califique al consumo del cliente como “presente en punta” deberá informarle por escrito las razones que tuvo para ello. No obstante, y aun cuando exista acuerdo escrito, el cliente siempre podrá reclamar ante la Superintendencia, aportando antecedentes y medidas de consumo en horas de punta efectuadas directamente y en conjunto con la empresa, o por un organismo autorizado por la Superintendencia contratado por el cliente, durante al menos 30 días seguidos del período de punta. La Superintendencia oyendo a las partes, resolverá fundadamente sobre la materia. En caso que la resolución sea favorable al cliente el costo de las mediciones será de cargo de la empresa quien, en este mismo caso, no podrá recalificar el consumo del cliente, salvo autorización expresa de la Superintendencia, una vez aportados los antecedentes que respalden dicha recalificación.

5.5 Determinación de la potencia contratada

En las opciones tarifarias que incluyen cargo por potencia contratada, la magnitud de ésta será establecida por el cliente. En este caso la empresa distribuidora podrá exigir la instalación de un limitador de potencia que cumpla con las normas técnicas vigentes, el que será de cargo del cliente.

Alternativamente, y con la excepción de la contratación de la demanda máxima de potencia en horas de punta de las tarifas BT4.1 y AT4.1, la potencia contratada se podrá establecer mediante la medición de la demanda máxima con instrumentos apropiados calificados por la Superintendencia, cuando la empresa lo estime conveniente. El costo de la medición será de cargo de la empresa. Cuando la potencia contratada no sea establecida por el cliente y no se mida la demanda máxima, la potencia contratada se determinará como sigue:



A la potencia conectada en el alumbrado se sumará la demanda del resto de la carga conectada, estimada de acuerdo con la siguiente tabla:

Número de motores o artefactos conectados	Demanda máxima estimada en % de la carga conectada
1	100
2	90
3	80
4	70
5 o más	60

Cada aparato de calefacción se considerará como motor para los efectos de aplicar esta tabla. Los valores de la demanda máxima que resulten de aplicar esta tabla deberán modificarse, si es necesario, en forma que la demanda máxima estimada no sea en ningún caso menor que la potencia del motor o artefacto más grande, o que el 90% de la potencia sumada de los dos motores o artefactos más grandes, o que el 80% de la potencia sumada de los tres motores o artefactos más grandes.

Se entenderá como carga conectada en motores y artefactos la potencia nominal de placa.

En las opciones tarifarias horarias BT4.1 y AT4.1, la empresa podrá exigir que el cliente instale un reloj que asegure que el monto de potencia contratada en horas de punta no sea sobrepasado en dichas horas.

En el caso de que la potencia contratada no sea establecida por el cliente, no será de cargo de éste el limitador de potencia, en la eventualidad que la empresa concesionaria lo exija.

5.6 Condición de aplicación de las tarifas subterráneas

5.6.1 Condición de aplicación para clientes con suministro subterráneo a la fecha de entrada en vigencia del presente Decreto

Se aplicará a los clientes ubicados en áreas típicas 1, 2 y 3, que a la fecha de entrada en vigencia del presente Decreto se encontraban abastecidos total o parcialmente por tendidos subterráneos, dependiendo de las siguientes condiciones:

a) Condición de clasificación para clientes de alta tensión de distribución

El cliente en alta tensión de distribución será clasificado como alimentado por redes de alta tensión subterráneas si a la fecha de entrada en vigencia de este Decreto cumple cualquiera de las siguientes condiciones:

- El alimentador de alta tensión de distribución que lo abastece se encuentra canalizado en forma subterránea en el punto de conexión con el empalme del cliente, en virtud de una disposición municipal.
- El alimentador de alta tensión de distribución que lo abastece se encuentra canalizado subterráneamente, en virtud de una disposición municipal, en más de un 50% de su longitud en la comuna. Para la contabilización de este porcentaje se considerará, adicionalmente a los tramos que debieron canalizarse subterráneamente en virtud de la referida disposición municipal, a aquellos tramos que a la fecha de entrada en vigencia de este Decreto se encontraban canalizados en forma subterránea dentro de los límites comunales.
- El alimentador de alta tensión de distribución que lo abastece se encuentra canalizado subterráneamente en más de un 50% de su longitud total.

Si ninguna de estas tres condiciones se cumple, el cliente será clasificado como alimentado por redes de alta tensión aéreas.

b) Condición de clasificación para clientes de baja tensión

Condición AT:

El cliente en baja tensión será clasificado como alimentado por redes de alta tensión subterráneas si a la fecha de entrada en vigencia de este Decreto se cumple cualquiera de las siguientes condiciones:

- El transformador de distribución asociado al cliente se encuentra abastecido desde un alimentador de alta tensión de distribución que, en virtud de una disposición municipal, se encuentra canalizado subterráneamente en el punto de conexión con el referido transformador de distribución.

- El transformador de distribución asociado al cliente está siendo abastecido desde un alimentador de alta tensión de distribución que se encuentra canalizado subterráneamente, en virtud de una disposición municipal, en más de un 50% de su longitud en la comuna. Para la contabilización de este porcentaje se considerará, adicionalmente a los tramos que debieron canalizarse subterráneamente en virtud de la referida disposición municipal, a aquellos tramos que a la fecha de entrada en vigencia de este Decreto se encontraban canalizados en forma subterránea dentro de los límites comunales.
- El transformador de distribución asociado al cliente está siendo abastecido desde un alimentador de alta tensión de distribución que se encuentra canalizado subterráneamente en más de un 50% de su longitud total.

Si ninguna de estas tres condiciones se cumple, el cliente será clasificado como alimentado por redes de alta tensión aéreas.

Condición BT:

El cliente en baja tensión será clasificado como alimentado por redes de baja tensión subterráneas si a la fecha de entrada en vigencia de este Decreto se cumple alguna de las siguientes condiciones:

- El transformador de distribución asociado al cliente es subterráneo; la red de distribución de baja tensión que abastece al cliente es subterránea en el punto de conexión con el empalme del cliente, estando además esta red completamente canalizada en forma subterránea en el frontis de la propiedad del cliente, todo lo anterior, en virtud de una disposición municipal.
- El transformador de distribución asociado al cliente es subterráneo; la red de distribución de baja tensión que abastece al cliente es subterránea en el punto de conexión con el empalme del cliente, estando además esta red completamente canalizada en forma subterránea en el frontis de la propiedad del cliente.

Si ninguna de estas dos condiciones se cumple, el cliente será clasificado como alimentado por redes de baja tensión aéreas.

Se entenderá para los efectos señalados, que el transformador de distribución asociado al cliente es el que se encuentra más próximo a su punto de suministro considerando la distancia medida a través de la red de baja tensión.

Se considerarán tres casos de aplicación de la tarifa subterránea según la clasificación del cliente BT:

- Caso 1: Red de Baja Tensión Aérea y Red de Alta Tensión Subterránea.
Caso 2: Red de Baja Tensión Subterránea y Red de Alta Tensión Aérea.
Caso 3: Red de Baja Tensión Subterránea y Red de Alta Tensión Subterránea.

A los nuevos clientes que con posterioridad a la fecha de entrada en vigencia de este Decreto, se conecten a las redes que alimentan a los clientes que cumplen las condiciones a) y b) señaladas en el presente punto 5.6.1, y que a su vez cumplan las condiciones de suministro descritas en este punto, se les aplicará la tarifa que corresponda de acuerdo a las mismas condiciones anteriores.

5.6.2 Condición de aplicación para clientes con suministro subterráneo provisto por nuevos desarrollos

Se aplicará a los clientes con suministro subterráneo conforme a las condiciones físicas de suministro establecidas en el punto 5.6.1 precedente, que adquirieran la condición de tales en virtud del desarrollo de redes subterráneas habilitadas con posterioridad a la fecha de entrada en vigencia de este Decreto, por efecto de disposiciones municipales o de nuevos desarrollos inmobiliarios, independientemente del Área Típica en que los clientes se ubiquen.

La tarifa para estos clientes se estructurará de la misma forma que para el resto de los clientes conforme a las condiciones de clasificación definidas en el punto 5.6.1.

Con treinta días de anticipación a la aplicación de las tarifas asociadas a los nuevos desarrollos, los concesionarios deberán enviar a la Superintendencia el listado de las obras ejecutadas, una copia de la disposición municipal que les dio origen cuando corresponda, y la nómina de los clientes a los que se les aplicará la tarifa.

La Superintendencia, mediante resolución, establecerá el formato a que deberán ceñirse los concesionarios para registrar los antecedentes de que da cuenta este artículo.



6. FÓRMULAS TARIFARIAS

A continuación se indican las fórmulas a través de las cuales se obtendrán los precios unitarios considerados en las distintas opciones tarifarias.

6.1 Tarifa BT1

a) Tarifa BT1a

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Fijo	\$/cliente/mes	CFES
Cargo único por uso de sistema troncal	\$/kWh	CU
Energía Base	\$/kWh	$PEBT \times PEAT \times Pe + \frac{PPBT \times PPAT \times Pp}{NHUNB} + \frac{CDBT}{NHUDB}$
Energía adicional de invierno	\$/kWh	$PEBT \times PEAT \times Pe + \frac{FI \times PPBT \times PPAT \times Pp}{NHUNI} + \frac{FI \times CDB}{NHUDI}$

b) Tarifa BT1b

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Fijo	\$/cliente/mes	CFES
Cargo único por uso de sistema troncal	\$/kWh	CU
Energía	\$/kWh	$PEBT \times PEAT \times Pe$
Potencia base	\$/kWh	$\frac{(Pp - PNPP) \times PPBT \times PPAT}{NHUNB} + \frac{CDBT}{NHUDV}$
Potencia de invierno	\$/kWh	$\frac{FI \times PPBT \times PPAT \times PNPT}{NHUNI}$

6.2. Tarifa BT2

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Fijo	\$/cliente/mes	CFES
Cargo único por uso de sistema troncal	\$/kWh	CU
Energía	\$/kWh	$PEBT \times PEAT \times Pe$
Potencia presente en punta	\$/kW/mes	$FNPPB \times PPBT \times PPAT \times Pp + FDPPB \times CDBT$
Potencia parcialmente presente en punta	\$/kW/mes	$FNDPB \times PPBT \times PPAT \times Pp + FDDPB \times CDBT$

6.3. Tarifa BT3

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Fijo	\$/cliente/mes	CFDS
Cargo único por uso de sistema troncal	\$/kWh	CU
Energía	\$/kWh	$PEBT \times PEAT \times Pe$
Potencia presente en punta	\$/kW/mes	$FNPPB \times PPBT \times PPAT \times Pp + FDPPB \times CDBT$
Potencia parcialmente presente en punta	\$/kW/mes	$FNDPB \times PPBT \times PPAT \times Pp + FDDPB \times CDBT$

6.4. Tarifa BT4

6.4.1 Tarifa BT4.1

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Fijo	\$/cliente/mes	CFES
Cargo único por uso de sistema troncal	\$/kWh	CU
Energía	\$/kWh	$PEBT \times PEAT \times Pe$
Potencia contratada	\$/kW/mes	$FDFPB \times (CDBT - PMPBT \times CDAT)$
Potencia contratada en horas de punta	\$/kW/mes	$FNPPB \times PPBT \times PPAT \times Pp + FDPPB \times CDBT - FDFPB \times (CDBT - PMPBT \times CDAT)$

6.4.2 Tarifa BT4.2

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Fijo	\$/cliente/mes	CFDS
Cargo único por uso de sistema troncal	\$/kWh	CU
Energía	\$/kWh	$PEBT \times PEAT \times Pe$
Potencia contratada	\$/kW/mes	$FDFPB \times (CDBT - PMPBT \times CDAT)$
Demanda máxima leída en horas de punta	\$/kW/mes	$FNPPB \times PPBT \times PPAT \times Pp + FDPPB \times CDBT - FDFPB \times (CDBT - PMPBT \times CDAT)$

6.4.3 Tarifa BT4.3

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Fijo	\$/cliente/mes	CFHS
Cargo único por uso de sistema troncal	\$/kWh	CU
Energía	\$/kWh	$PEBT \times PEAT \times Pe$
Demanda máxima suministrada	\$/kW/mes	$FDFPB \times (CDBT - PMPBT \times CDAT)$
Demanda máxima leída en horas de punta	\$/kW/mes	$FNPPB \times PPBT \times PPAT \times Pp + FDPPB \times CDBT - FDFPB \times (CDBT - PMPBT \times CDAT)$

6.5. Tarifa AT2

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Fijo	\$/cliente/mes	CFES
Cargo único por uso de sistema troncal	\$/kWh	CU
Energía	\$/kWh	$PEAT \times Pe$
Potencia presente en punta	\$/kW/mes	$FNPPA \times PPAT \times Pp + FDPPA \times CDAT$
Potencia parcialmente presente en punta	\$/kW/mes	$FNDPA \times PPAT \times Pp + FDDPA \times CDAT$

6.6. Tarifa AT3

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Fijo	\$/cliente/mes	CFDS
Cargo único por uso de sistema troncal	\$/kWh	CU
Energía	\$/kWh	$PEAT \times Pe$
Potencia presente en punta	\$/kW/mes	$FNPPA \times PPAT \times Pp + FDPPA \times CDAT$
Potencia parcialmente presente en punta	\$/kW/mes	$FNDPA \times PPAT \times Pp + FDDPA \times CDAT$

6.7. Tarifa AT4

6.7.1 Tarifa AT4.1

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Fijo	\$/cliente/mes	CFES
Cargo único por uso de sistema troncal	\$/kWh	CU
Energía	\$/kWh	$PEAT \times Pe$
Potencia contratada	\$/kW/mes	$FDFPA \times CDAT$
Potencia contratada en horas de punta	\$/kW/mes	$FNPPA \times PPAT \times Pp + FDPPA \times CDAT - FDFPA \times CDAT$

6.7.2 Tarifa AT4.2

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Fijo	\$/cliente/mes	CFDS
Cargo único por uso de sistema troncal	\$/kWh	CU
Energía	\$/kWh	$PEAT \times Pe$
Potencia contratada	\$/kW/mes	$FDFPA \times CDAT$
Demanda máxima leída en horas de punta	\$/kW/mes	$FNPPA \times PPAT \times Pp + FDPPA \times CDAT - FDFPA \times CDAT$

6.7.3 Tarifa AT4.3

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Fijo	\$/cliente/mes	CFHS
Cargo único por uso de sistema troncal	\$/kWh	CU
Energía	\$/kWh	$PEAT \times Pe$
Demanda máxima suministrada	\$/kW/mes	$FDFPA \times CDAT$
Demanda máxima leída en horas de punta	\$/kW/mes	$FNPPA \times PPAT \times Pp + FDPPA \times CDAT - FDFPA \times CDAT$

6.8. Definición de términos

6.8.1 Precios de nudo

Pe : Precio de nudo de energía en nivel de distribución. Se expresa en \$/kWh.
Pp : Precio de nudo de potencia en nivel de distribución. Se expresa en \$/kW/mes.
PNPP : Precio de nudo promedio de potencia en nivel troncal. Se expresa en \$/kW/mes.

Estos precios se determinan según lo establecido en el punto 7.1.



6.8.2 Cargo único por uso de sistema troncal

CU : Cargo único por concepto de uso del sistema troncal, al que se refieren los artículos 102°, 155° y 181° de la Ley y lo dispuesto en el artículo 16° transitorio de la Ley. Se expresa en \$/kWh. Este cargo se determinará en proporción a los consumos de energía conforme se establezca en la normativa reglamentaria correspondiente.

Estos precios se determinan según lo establecido en el punto 7.2.

6.8.3 Costos de distribución

CDAT : Costo de distribución en alta tensión. Se expresa en \$/kW/mes.
CDBT : Costo de distribución en baja tensión. Se expresa en \$/kW/mes.

Estos costos se especifican para cada empresa según su área típica en el punto 7.3.

6.8.4 Cargos fijos

CFES : Cargo fijo sectorizado para cliente con medidor de energía. Se expresa en \$/cliente/mes.
CFDS : Cargo fijo sectorizado para cliente con medidor de energía y medidor de demanda. Se expresa en \$/cliente/mes.
CFHS : Cargo fijo sectorizado para cliente con medidor de energía y medidor horario. Se expresa en \$/cliente/mes.

Estos valores se especifican en el punto 7.4.

6.8.5 Horas de uso y factores de coincidencia

NHUNB : Número de horas de uso para el cálculo de la potencia base coincidente con la punta del sistema.
NHUDB : Número de horas de uso para el cálculo de la potencia base coincidente con la punta del sistema de distribución.
NHUNI : Número de horas de uso para el cálculo de la potencia adicional de invierno coincidente con la punta del sistema.
NHUDI : Número de horas de uso para el cálculo de la potencia adicional de invierno coincidente con la punta del sistema de distribución.
NHUDV : Número de horas de uso para el cálculo de la potencia base adicional de verano coincidente con la punta del sistema de distribución según la opción BT1b.
FNPPB : Factor de coincidencia en baja tensión de las demandas presentes en la punta del sistema.
FDPPB : Factor de coincidencia en baja tensión de las demandas presentes en la punta del sistema de distribución.
FNDPB : Factor de coincidencia en baja tensión de las demandas parcialmente presentes en la punta del sistema.
FDDPB : Factor de coincidencia en baja tensión de las demandas parcialmente presentes en la punta del sistema de distribución.
FDFPB : Factor de coincidencia en baja tensión de las demandas consumidas fuera de las horas de punta.
FNPPA : Factor de coincidencia en alta tensión de las demandas presentes en la punta del sistema.
FDPPA : Factor de coincidencia en alta tensión de las demandas presentes en la punta del sistema de distribución.
FNDPA : Factor de coincidencia en alta tensión de las demandas parcialmente presentes en la punta del sistema.
FDDPA : Factor de coincidencia en alta tensión de las demandas parcialmente presentes en la punta del sistema de distribución.
FDFPA : Factor de coincidencia en alta tensión de las demandas consumidas fuera de las horas de punta.

Estos valores se especifican en el punto 7.5.

6.8.6 Factores de expansión de pérdidas

PPAT : Factor de expansión de pérdidas de potencia en alta tensión, en horas de punta del sistema eléctrico.
PEAT : Factor de expansión de pérdidas de energía en alta tensión.
PPBT : Factor de expansión de pérdidas de potencia en baja tensión, en horas de punta del sistema eléctrico.
PEBT : Factor de expansión de pérdidas de energía en baja tensión.

PMPBT : Factor de expansión de pérdidas de potencia en baja tensión en horas de máxima utilización del sistema de distribución.

Estos valores se especifican en el punto 7.6.

7. DETERMINACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE LAS FÓRMULAS TARIFARIAS

7.1 Precios de nudo de energía y potencia (Pe, Pp y PNPP)

Los precios Pe, Pp y PNPP a que se refieren las fórmulas tarifarias señaladas en el punto 6, aplicables a clientes sometidos a regulación de precios en zonas de concesión de empresas distribuidoras, corresponderán a los precios que para estos efectos, y según corresponda, se establezcan en el Decreto de precios de nudo promedio que se fije, conforme a los sectores de nudo definidos en él.

7.2 Cargo único por concepto de uso del sistema troncal (CU)

El cargo único por uso del sistema troncal será el que se determine conforme al Decreto de precios de nudo vigente al momento de la aplicación.

7.3 Costos de distribución (CDAT y CDBT)

7.3.1 Fórmulas de costos de distribución

Los costos de distribución en alta y baja tensión, CDAT y CDBT, respectivamente, se calcularán de la siguiente forma:

$$CDAT = FSTCD \cdot FVAD \cdot CDATo \cdot \left\{ (IA1 \cdot \beta + OA1) \cdot \frac{IPC}{IPC_o} + (IA2 \cdot \beta + OA2) \cdot \frac{IPP}{IPP_o} + \left[(IA3 \cdot \beta + OA3) \cdot \frac{PPI}{PPI_o} + IA4 \cdot \beta \cdot \frac{IPC_u}{IPC_{uo}} + IA5 \cdot \beta \cdot \frac{IPAI}{IPAI_o} \right] \times \frac{D}{Do} \right\}$$

$$CDBT = FSTCD \cdot FVAD \cdot CDBTo \cdot \left\{ (IB1 \cdot \beta + OB1) \cdot \frac{IPC}{IPC_o} + (IB2 \cdot \beta + OB2) \cdot \frac{IPP}{IPP_o} + \left[(IB3 \cdot \beta + OB3) \cdot \frac{PPI}{PPI_o} + (IB4 \cdot \beta + OB4) \cdot \frac{IPC_u}{IPC_{uo}} + IB5 \cdot \beta \cdot \frac{IPAI}{IPAI_o} \right] \times \frac{D}{Do} \right\}$$

Para cada empresa y sector de distribución el factor de asignación de costos sectorizados FSTCD se señala en el punto 7.7. Por su parte, para cada empresa el factor de corrección por reasignación de cargos fijos FVAD se señalan en el punto 7.8.

De acuerdo al área típica de la empresa, los valores de los parámetros a emplear se señalan a continuación:

CDATo y CDBTo

Área Típica	CDATo \$/KW/mes	CDBTo \$/KW/mes
1	1.839,92	6.840,66
2	2.291,82	7.880,26
3	4.290,16	11.486,78
4	4.591,40	12.378,16
5	9.482,11	24.335,55
6	10.634,67	22.613,45

IA1, IA2, IA3, IA4, IA5, OA1, OA2 y OA3

Área Típica	IA1	IA2	IA3	IA4	IA5	OA1	OA2	OA3
1	0,32	0,18	0,00	0,00	0,17	0,24	0,04	0,05
2	0,29	0,18	0,07	0,00	0,05	0,34	0,02	0,05
3	0,28	0,20	0,05	0,02	0,06	0,34	0,02	0,03
4	0,27	0,19	0,10	0,02	0,05	0,33	0,00	0,04
5	0,29	0,20	0,11	0,01	0,06	0,27	0,02	0,04
6	0,28	0,19	0,11	0,01	0,04	0,32	0,01	0,04

IB1, IB2, IB3, IB4, IB5, OB1, OB2, OB3 y OB4

Área Típica	IB1	IB2	IB3	IB4	IB5	OB1	OB2	OB3	OB4
1	0,23	0,25	0,10	0,00	0,09	0,23	0,06	0,03	0,01
2	0,27	0,18	0,11	0,03	0,06	0,29	0,02	0,03	0,01
3	0,26	0,17	0,12	0,03	0,06	0,31	0,02	0,02	0,01
4	0,29	0,19	0,11	0,04	0,04	0,29	0,01	0,03	0,00
5	0,26	0,20	0,13	0,05	0,04	0,26	0,02	0,03	0,01
6	0,27	0,17	0,12	0,06	0,04	0,30	0,01	0,03	0,00

Donde:

CDATo : Costos de Distribución Base en Alta Tensión, \$/kW/mes.
CDBTo : Costos de Distribución Base en Baja Tensión, \$/kW/mes.
IA1 : Proporción del costo AT que varía con el IPC en componente de inversión.
IA2 : Proporción del costo AT que varía con el IPP en componente de inversión.
IA3 : Proporción del costo AT que varía con el PPI en componente de inversión.



- IA4 : Proporción del costo AT que varía con el IPCu en componente de inversión.
- IA5 : Proporción del costo AT que varía con el IPAl en componente de inversión.
- OA1 : Proporción del costo AT que varía con el IPC en componente de operación.
- OA2 : Proporción del costo AT que varía con el IPP en componente de operación.
- OA3 : Proporción del costo AT que varía con el PPI en componente de operación.
- IB1 : Proporción del costo BT que varía con el IPC en componente de inversión.
- IB2 : Proporción del costo BT que varía con el IPP en componente de inversión.
- IB3 : Proporción del costo BT que varía con el PPI en componente de inversión.
- IB4 : Proporción del costo BT que varía con el IPCu en componente de inversión.
- IB5 : Proporción del costo BT que varía con el IPAl en componente de inversión.
- OB1 : Proporción del costo BT que varía con el IPC en componente de operación.
- OB2 : Proporción del costo BT que varía con el IPP en componente de operación.
- OB3 : Proporción del costo BT que varía con el PPI en componente de operación.
- OB4 : Proporción del costo BT que varía con el IPCu en componente de operación.

Las condiciones de determinación de los valores de IPC, IPP, PPI, IPCu, IPAl y D, así como los valores de IPCo, IPPo, PPIo, IPCuo, IPAl o y Do se señalan en el punto 7.9.

Para cada empresa concesionaria el valor del factor β o factor de corrección por aporte de terceros se especifica en el punto 7.10.

7.3.2 Factor de economías de escala para costos de distribución

En cada año que se indica, los valores de los costos de distribución CDAT y CDBT deberán ser multiplicados por los siguientes factores de economías de escala:

Área Típica	CDAT					CDBT				
	2012	2013	2014	2015	2016	2012	2013	2014	2015	2016
1	0,9694	0,9398	0,9119	0,8843	0,8587	0,9731	0,9472	0,9231	0,8993	0,8776
2	0,9766	0,9541	0,9326	0,9120	0,8925	0,9824	0,9655	0,9492	0,9338	0,9188
3	0,9712	0,9449	0,9227	0,9010	0,8844	0,9803	0,9619	0,9454	0,9293	0,9155
4	0,9747	0,9504	0,9270	0,9048	0,8834	0,9802	0,9612	0,9430	0,9258	0,9094
5	0,9748	0,9514	0,9292	0,9101	0,8915	0,9810	0,9638	0,9477	0,9342	0,9214
6	0,9723	0,9469	0,9237	0,9029	0,8842	0,9758	0,9537	0,9338	0,9161	0,9004

7.4 Cargos fijos (CFES, CFDS y CFHS)

7.4.1 Fórmulas de cargos fijos

Medidor de energía	$CFES = FSTCF \cdot FCFE \cdot CFEo \cdot \left(CFE1 \cdot \frac{IPC}{IPCo} + CFE2 \cdot \frac{IPP}{IPPo} \right)$
Medidor de energía y medidor de demanda	$CFDS = FSTCF \cdot CFDo \cdot \left(CFD1 \cdot \frac{IPC}{IPCo} + CFD2 \cdot \frac{IPP}{IPPo} \right)$
Medidor de energía y medidor horario	$CFHS = FSTCF \cdot CFHo \cdot \left(CFH1 \cdot \frac{IPC}{IPCo} + CFH2 \cdot \frac{IPP}{IPPo} \right)$

Para cada empresa y sector de distribución el factor de asignación de costos sectorizados FSTCF se señala en el punto 7.7. Por su parte, para cada empresa el factor de reasignación de cargos fijos FCFE se señala en el punto 7.8.

De acuerdo al área típica de la empresa concesionaria, los valores de los parámetros a emplear se señalan a continuación:

CFEo, CFDo y CFHo

Área Típica	CFEo \$/cl/mes	CFDo \$/cl/mes	CFHo \$/cl/mes
1	624,24	915,10	1.017,53
2	874,97	1.455,21	1.534,88
3	1.077,78	1.652,35	1.717,38
4	1.110,06	1.683,90	2.263,95
5	1.353,81	2.071,90	2.278,41
6	1.461,45	2.059,81	2.257,34

CFE1, CFE2, CFD1, CFD2, CFH1 y CFH2

Área típica	Medidor de energía		Medidor de demanda		Medidor horario	
	CFE1	CFE2	CFD1	CFD2	CFH1	CFH2
1	0,93	0,07	0,78	0,22	0,80	0,20
2	0,93	0,07	0,78	0,22	0,80	0,20
3	0,93	0,07	0,81	0,19	0,82	0,18
4	0,90	0,10	0,82	0,18	0,82	0,18
5	0,90	0,10	0,79	0,21	0,80	0,20
6	0,93	0,07	0,83	0,17	0,83	0,17

Donde:

- CFEo : Cargo fijo Base para medidor de energía, \$/cliente/mes.
- CFDo : Cargo fijo Base para medidor de energía y medidor de demanda, \$/cliente/mes.
- CFHo : Cargo fijo Base para medidor de energía y medidor horario, \$/cliente/mes.
- CFE1 : Proporción del costo asociado a medidor de energía que varía con el IPC.
- CFE2 : Proporción del costo asociado a medidor de energía que varía con el IPP.
- CFD1 : Proporción del costo asociado a medidor de demanda que varía con el IPC.
- CFD2 : Proporción del costo asociado a medidor de demanda que varía con el IPP.
- CFH1 : Proporción del costo asociado a medidor horario que varía con el IPC.
- CFH2 : Proporción del costo asociado a medidor horario que varía con el IPP.

Las condiciones de determinación de los valores de IPC e IPP, así como los valores de IPCo e IPPo se señalan en el punto 7.9.

7.4.2 Factor de economías de escala para cargos fijos

En cada año que se indica, los valores de los cargos fijos CFES, CFDS y CFHS deberán ser multiplicados por los siguientes factores de economías de escala:

Área Típica	CFES					CFDS					CFHS				
	2012	2013	2014	2015	2016	2012	2013	2014	2015	2016	2012	2013	2014	2015	2016
1	0,9893	0,9792	0,9700	0,9609	0,9530	0,9911	0,9825	0,9747	0,9670	0,9601	0,9911	0,9825	0,9747	0,9670	0,9601
2	0,9915	0,9836	0,9763	0,9691	0,9628	0,9943	0,9887	0,9837	0,9786	0,9742	0,9946	0,9893	0,9845	0,9798	0,9756
3	0,9892	0,9788	0,9685	0,9585	0,9487	0,9931	0,9863	0,9796	0,9730	0,9665	0,9932	0,9866	0,9801	0,9738	0,9675
4	0,9863	0,9735	0,9617	0,9505	0,9405	0,9910	0,9824	0,9747	0,9672	0,9606	0,9934	0,9872	0,9814	0,9759	0,9710
5	0,9921	0,9847	0,9780	0,9716	0,9660	0,9949	0,9900	0,9856	0,9814	0,9777	0,9952	0,9908	0,9868	0,9830	0,9797
6	0,9893	0,9795	0,9711	0,9629	0,9564	0,9924	0,9854	0,9794	0,9736	0,9690	0,9932	0,9870	0,9815	0,9762	0,9720

7.5 Horas de uso y factores de coincidencia

Empresa	Horas de Uso					Factores de Coincidencia									
	NHUBB	NHUNB	NHUDI	NHUNI	NHUDV	FNDPB	FDDPB	FNPPB	FDPPB	DFDPB	FNDPA	FDDPA	FNPPA	FDPPA	DFDPA
Emelari	470	460	470	460	0	0,20	0,30	0,35	0,50	0,25	0,35	0,40	0,60	0,45	0,20
Eliqsa	480	450	480	450	0	0,50	0,45	0,60	0,65	0,50	0,40	0,30	0,60	0,55	0,25
Eledda	450	470	450	470	0	0,55	0,55	0,85	0,75	0,45	0,55	0,60	0,60	0,90	0,40
Emelat	450	450	450	450	0	0,45	0,75	0,60	0,85	0,50	0,45	0,85	0,70	0,95	0,40
Chilquinta	440	450	440	450	0	0,60	0,40	0,65	0,70	0,40	0,75	0,60	0,80	0,60	0,40
Conafe	470	480	470	480	0	0,40	0,40	0,65	0,70	0,50	0,70	0,40	0,75	0,60	0,30
Emelca	440	430	440	420	0	0,40	0,35	0,80	0,40	0,30	0,40	0,40	0,80	0,35	0,25
Litoral	465	495	465	495	300	0,35	0,80	0,60	0,95	0,75	0,55	0,75	0,65	0,95	0,80
Chilectra	440	420	440	420	0	0,40	0,50	0,70	0,75	0,40	0,45	0,60	0,70	0,75	0,35
EEC	490	385	490	385	0	0,60	0,60	0,75	0,70	0,50	0,60	0,35	0,75	0,40	0,30
Til Til	570	570	570	570	0	0,10	0,35	0,70	0,55	0,25	0,30	0,65	0,80	0,35	0,20
EEPA	405	390	405	390	0	0,40	0,70	0,75	0,80	0,40	0,50	0,70	0,70	0,80	0,45
Luz Andes	150	140	150	140	0	0,80	0,45	0,70	0,75	0,40	0,70	0,40	0,80	0,60	0,40
Emelectric	410	450	410	450	0	0,30	0,85	0,75	0,85	0,45	0,50	0,80	0,70	0,70	0,40
CGED	380	440	380	440	0	0,55	0,40	0,75	0,70	0,35	0,50	0,65	0,80	0,85	0,40
Coopersol	340	380	340	380	0	0,70	0,70	0,75	0,75	0,45	0,40	0,50	0,75	0,80	0,55
Coopelan	400	380	400	380	0	0,25	0,60	0,55	0,85	0,65	0,30	0,60	0,60	0,80	0,30
Frontel	460	450	460	445	0	0,50	0,45	0,75	0,60	0,30	0,85	0,45	0,90	0,65	0,35
Saesa	410	420	410	420	0	0,50	0,60	0,85	0,70	0,45	0,60	0,80	0,75	0,75	0,40
Edelaysén	485	445	485	445	0	0,85	0,40	0,90	0,55	0,55	0,85	0,25	0,95	0,40	0,30
Edelmag	420	435	420	435	0	0,50	0,30	0,55	0,65	0,40	0,45	0,45	0,70	0,45	0,25
Codiner	380	365	380	365	0	0,25	0,70	0,65	0,95	0,85	0,40	0,45	0,60	0,90	0,25
Edecsa	460	435	460	435	0	0,30	0,80	0,40	0,95	0,45	0,25	0,75	0,50	0,85	0,35
CEC	400	300	400	300	0	0,90	0,35	0,95	0,60	0,55	0,90	0,25	0,95	0,90	0,65
Emetal	460	430	460	430	0	0,65	0,55	0,70	0,70	0,35	0,65	0,65	0,75	0,85	0,30
Luzinares	390	375	390	375	0	0,75	0,60	0,85	0,85	0,65	0,75	0,75	0,90	0,90	0,40
Luzparral	390	415	390	415	0	0,50	0,65	0,75	0,90	0,55	0,45	0,90	0,85	0,95	0,45
Copelec	380	385	380	385	0	0,45	0,70	0,70	0,70	0,60	0,70	0,65	0,50	0,85	0,25
Coelcha	350	350	350	350	0	0,80	0,80	0,90	0,90	0,60	0,60	0,60	0,85	0,80	0,55
Socoepa	370	420	420	370	0	0,30	0,50	0,60	0,80	0,70	0,30	0,45	0,50	0,55	0,30
Cooprel	380	380	420	420	0	0,35	0,60	0,70	0,80	0,60	0,45	0,75	0,70	0,90	0,60
Luz Osorno	495	475	495	475	0	0,55	0,40	0,70	0,75	0,35	0,60	0,70	0,75	0,65	0,25
CRELL	450	450	450	450	0	0,45	0,45	0,55	0,75	0,50	0,50	0,45	0,60	0,55	0,30
Enelsa	440	450	440	450	0	0,40	0,75	0,60	0,80	0,60	0,50	0,95	0,65	0,95	0,55
Sasipa	400	415	400	415	0	0,50	0,60	0,85	0,80	0,40	0,60	0,80	0,75	0,65	0,35



7.6 Factores de expansión de pérdidas

En cada año que se indica, los valores de los factores de expansión de pérdidas a emplear serán los siguientes:

Área Típica	Pérdidas 2012 (p.u)				
	PPAT	PEAT	PPBT	PEBT	PMPBT
1	1,0129	1,0115	1,0791	1,0514	1,0853
2	1,0224	1,0188	1,0861	1,0598	1,0995
3	1,0216	1,0188	1,0849	1,0584	1,1026
4	1,0158	1,0167	1,1099	1,0816	1,1183
5	1,0271	1,0277	1,1270	1,0859	1,1429
6	1,0209	1,0211	1,1057	1,0786	1,1101

Área Típica	Pérdidas 2013 (p.u)				
	PPAT	PEAT	PPBT	PEBT	PMPBT
1	1,0129	1,0115	1,0791	1,0514	1,0853
2	1,0224	1,0188	1,0861	1,0598	1,0995
3	1,0216	1,0188	1,0849	1,0584	1,1026
4	1,0158	1,0167	1,1099	1,0816	1,1183
5	1,0271	1,0277	1,1270	1,0859	1,1429
6	1,0209	1,0211	1,1057	1,0786	1,1101

Área Típica	Pérdidas 2014 (p.u)				
	PPAT	PEAT	PPBT	PEBT	PMPBT
1	1,0136	1,0119	1,0809	1,0521	1,0873
2	1,0234	1,0196	1,0878	1,0605	1,1014
3	1,0228	1,0198	1,0865	1,0590	1,1044
4	1,0162	1,0171	1,1113	1,0828	1,1207
5	1,0279	1,0283	1,1294	1,0871	1,1459
6	1,0215	1,0216	1,1080	1,0798	1,1126

Área Típica	Pérdidas 2015 (p.u)				
	PPAT	PEAT	PPBT	PEBT	PMPBT
1	1,0141	1,0123	1,0827	1,0528	1,0894
2	1,0244	1,0205	1,0896	1,0612	1,1033
3	1,0241	1,0211	1,0881	1,0596	1,1064
4	1,0168	1,0175	1,1136	1,0841	1,1234
5	1,0288	1,0289	1,1320	1,0884	1,1490
6	1,0223	1,0221	1,1106	1,0812	1,1154

Área Típica	Pérdidas 2016 (p.u)				
	PPAT	PEAT	PPBT	PEBT	PMPBT
1	1,0147	1,0128	1,0847	1,0537	1,0916
2	1,0254	1,0214	1,0914	1,0620	1,1053
3	1,0250	1,0218	1,0898	1,0603	1,1084
4	1,0174	1,0181	1,1160	1,0855	1,1261
5	1,0299	1,0298	1,1347	1,0898	1,1523
6	1,0231	1,0228	1,1133	1,0828	1,1184

7.7 Factores de asignación de costos sectorizados (FSTCF y FSTCD)

FSTCF : Factor de asignación de cargos fijos sectorizados.
FSTCD: Factor de asignación de valores agregados de distribución sectorizados.

Para cada empresa y comuna, a continuación se indican los factores de asignación de costos sectorizados FSTCF y FSTCD:

Empresa	Código	Comuna	FSTCF			FSTCD	
			CFES	CFDS	CFHS	CDAT	CDBT
Emelari	15101	Arica	1,0000	1,0000	1,0000	0,9901	0,9901
Emelari	15102	Camarones	1,0000	1,0000	1,0000	0,9901	0,9901
Eliqsa	1101	Iquique	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Eliqsa	1104	Huara	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Eliqsa	1105	Pica	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Eliqsa	1106	Pozo Almonte	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Eliqsa	1107	Alto Hospicio	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Elecda	2101	Antofagasta	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Elecda	2102	Mejillones	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Elecda	2103	Sierra Gorda	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Elecda	2201	Calama	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Elecda	2301	Tocopilla	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Elecda	2104	Taltal	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Emelat	3101	Copiapó	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Emelat	3102	Caldera	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Emelat	3103	Tierra Amarilla	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Emelat	3201	Chañaral	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Emelat	3202	Diego de Almagro	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Emelat	3301	Vallenar	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Emelat	3302	Alto del Carmen	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Emelat	3303	Freirina	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Emelat	3304	Huasco	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Chilquinta	5101	Valparaíso	0,9993	0,9994	0,9978	0,9835	0,9835
Chilquinta	5106	Quilpué	0,9993	0,9994	0,9978	0,9835	0,9835
Chilquinta	5109	Vina Del Mar	0,9993	0,9994	0,9978	0,9835	0,9835

			FSTCF			FSTCD	
Empresa	Código	Comuna	CFES	CFDS	CFHS	CDAT	CDBT
Chilquinta	5108	Villa Alemana	0,9993	0,9994	0,9978	0,9835	0,9835
Chilquinta	5301	Los Andes	0,9993	0,9994	0,9978	0,9835	0,9835
Chilquinta	5502	La Calera	0,9993	0,9994	0,9978	0,9835	0,9835
Chilquinta	5601	San Antonio	0,9993	0,9994	0,9978	0,9835	0,9835
Chilquinta	5701	San Felipe	0,9993	0,9994	0,9978	0,9835	0,9835
Chilquinta	5103	Concón	0,9993	0,9994	0,9978	0,9835	0,9835
Chilquinta	5105	Puchuncaví	0,9993	0,9994	0,9978	0,9835	0,9835
Chilquinta	5107	Quintero	0,9993	0,9994	0,9978	0,9835	0,9835
Chilquinta	5302	Calle Larga	0,9993	0,9994	0,9978	0,9835	0,9835
Chilquinta	5303	Rinconada	0,9993	0,9994	0,9978	0,9835	0,9835
Chilquinta	5304	San Esteban	0,9993	0,9994	0,9978	0,9835	0,9835
Chilquinta	5501	Quillota	0,9993	0,9994	0,9978	0,9835	0,9835
Chilquinta	5503	Hijuelas	0,9993	0,9994	0,9978	0,9835	0,9835
Chilquinta	5504	La Cruz	0,9993	0,9994	0,9978	0,9835	0,9835
Chilquinta	5505	Limache	0,9993	0,9994	0,9978	0,9835	0,9835
Chilquinta	5506	Nogales	0,9993	0,9994	0,9978	0,9835	0,9835
Chilquinta	5507	Olmué	0,9993	0,9994	0,9978	0,9835	0,9835
Chilquinta	5603	Cartagena	1,0142	1,0090	1,1566	1,0181	1,0486
Chilquinta	5605	El Tabo	0,9993	0,9994	0,9978	0,9835	0,9835
Chilquinta	5606	Santo Domingo	0,9993	0,9994	0,9978	0,9835	0,9835
Chilquinta	5702	Catemu	0,9993	0,9994	0,9978	0,9835	0,9835
Chilquinta	5703	Llay Llay	0,9993	0,9994	0,9978	0,9835	0,9835
Chilquinta	5704	Panquehue	0,9993	0,9994	0,9978	0,9835	0,9835
Chilquinta	5705	Putendo	0,9993	0,9994	0,9978	0,9835	0,9835
Chilquinta	5706	Santa María	0,9993	0,9994	0,9978	0,9835	0,9835
Chilquinta	5102	Casablanca	0,9993	0,9994	0,9978	0,9835	0,9835
Chilquinta	5401	La Ligua	0,9993	0,9994	0,9978	0,9835	0,9835
Conafe	4301	Ovalle	1,0083	1,0046	1,1186	0,9975	1,0596
Conafe	4302	Combarbalá	1,0083	1,0046	1,1186	0,9975	1,0596
Conafe	4303	Monte Patria	1,0083	1,0046	1,1186	0,9975	1,0596
Conafe	4304	Punitaqui	1,0083	1,0046	1,1186	0,9975	1,0596
Conafe	4102	Coquimbo	0,9934	0,9950	0,9650	0,9638	0,9938
Conafe	3303	Freirina	0,9934	0,9950	0,9650	0,9638	0,9938
Conafe	4101	La Serena	0,9934	0,9950	0,9650	0,9638	0,9938
Conafe	4103	Andacollo	0,9934	0,9950	0,9650	0,9638	0,9938
Conafe	4104	La Higuera	0,9934	0,9950	0,9650	0,9638	0,9938
Conafe	4105	Paihuano	0,9934	0,9950	0,9650	0,9638	0,9938
Conafe	4106	Vicuña	0,9934	0,9950	0,9650	0,9638	0,9938
Conafe	4201	Illapel	0,9934	0,9950	0,9650	0,9638	0,9938
Conafe	4202	Canela	0,9934	0,9950	0,9650	0,9638	0,9938
Conafe	4203	Los Vilos	0,9934	0,9950	0,9650	0,9638	0,9938
Conafe	4204	Salamanca	0,9934	0,9950	0,9650	0,9638	0,9938
Conafe	4305	Río Hurtado	0,9934	0,9950	0,9650	0,9638	0,9938
Conafe	5105	Puchuncaví	0,9934	0,9950	0,9650	0,9638	0,9938
Conafe	5401	La Ligua	0,9934	0,9950	0,9650	0,9638	0,9938
Conafe	5402	Cabildo	0,9934	0,9950	0,9650	0,9638	0,9938
Conafe	5403	Papudo	0,9934	0,9950	0,9650	0,9638	0,9938
Conafe	5404	Petorca	0,9934	0,9950	0,9650	0,9638	0,9938
Conafe	5405	Zapallar	0,9934	0,9950	0,9650	0,9638	0,9938
Conafe	5101	Valparaíso	0,9934	0,9950	0,9650	0,9638	0,9938
Conafe	5106	Quilpué	0,9934	0,9950	0,9650	0,9638	0,9938
Conafe	5109	Vina del Mar	0,9934	0,9950	0,9650	0,9638	0,8957
Emelca	5102	Casablanca	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Litoral	5602	Algarrobo	1,0010	1,0002	1,0050	1,0000	1,0030
Litoral	5603	Cartagena	0,9865	0,9908	0,8837	0,9673	0,9444
Litoral	5102	Casablanca	1,0010	1,0002	1,0050	1,0000	1,0030
Litoral	5604	El Quisco	1,0010	1,0002	1,0050	1,0000	1,0030
Litoral	5605	El Tabo	1,0010	1,0002	1,0050	1,0000	1,0030
Chilectra	13102	Cerrillos	0,9894	0,9866	0,9704	0,9019	0,9068
Chilectra	13103	Cerro Navia	0,9894	0,9866	0,9704	0,9019	0,9068
Chilectra	13301	Colina	1,3744	1,4010	1,5648	1,5762	1,2566
Chilectra	13107	Huechuraba	0,9894	0,9866	0,9704	0,9019	0,9068
Chilectra	13108	Independencia	0,9894	0,9866	0,9704	0,9019	0,9068
Chilectra	13109	La Cisterna	0,9894	0,9866	0,9704	0,9019	0,9068
Chilectra	13110	La Florida	0,9894	0,9866	0,9704	0,9019	0,9068
Chilectra	13111	La Granja	0,9894	0,9866	0,9704	0,9019	0,9068
Chilectra	13113	La Reina	0,9894	0,9866	0,9704	0,9019	0,9068
Chilectra	13302	Lampa	0,9894	0,9866	0,9704	0,9019	0,9068
Chilectra	13114	Las Condes	0,9894	0,9866	0,9704	0,9019	0,9068
Chilectra	13115	Lo Barnechea	0,9894	1,0896	0,9704	0,9019	0,9068
Chilectra	13116	Lo Espejo	0,9894	0,9866	0,9704	0,9019	0,9068
Chilectra	13123	Providencia	0,9894	0,9866	0,9704	0,9019	0,9068
Chilectra	13124	Pudahuel	0,9894	0,9866	0,9704	0,9019	0,9068
Chilectra	13125	Quilicura	0,9894	0,9866	0,9704	0,9019	0,9068
Chilectra	13126	Quinta Normal	0,9894	0,9866	0,9704	0,9019	0,9068
Chilectra	13127	Recoleta	0,9894	0,9866	0,9704	0,9019	0,9068
Chilectra	13128	Renca	0,9894	0,9866	0,9704	0,9019	0,9068
Chilectra	13130	San Miguel	0,9894	0,9866	0,9704	0,9019	0,9068
Chilectra	13101	Santiago	0,9894	0,9866	0,9704	0,9019	0,9068
Chilectra	13132	Vitacura	0,9894	0,9866	0,9704	0,9019	0,9068
Chilectra	13104	Conchalí	0,9894	0,9866	0,9704	0,9019	0,9068



Empresa	Código	Comuna	FSTCF			FSTCD	
			CFES	CFDS	CFHS	CDAT	CDBT
Chilectra	13106	Estación Central	0,9894	0,9866	0,9704	0,9019	0,9068
Chilectra	13119	Maipú	0,9894	0,9866	0,9704	0,9019	0,9068
Chilectra	13120	Nuñoa	0,9894	0,9866	0,9704	0,9019	0,9068
Chilectra	13117	Lo Prado	0,9894	0,9866	0,9704	0,9019	0,9068
Chilectra	13118	Macul	0,9894	0,9866	0,9704	0,9019	0,9068
Chilectra	13121	Pedro Aguirre Cerda	0,9894	0,9866	0,9704	0,9019	0,9068
Chilectra	13122	Peñalolén	0,9894	0,9866	0,9704	0,9019	0,9068
Chilectra	13129	San Joaquín	0,9894	0,9866	0,9704	0,9019	0,9068
Chilectra	13131	San Ramón	0,9894	0,9866	0,9704	0,9019	0,9068
Chilectra	13303	Til-Til	1,5676	1,6182	1,5717	2,2690	1,9396
Chilectra	13605	Peñaflor	0,9894	0,9866	0,9704	0,9019	0,9068
EEC	13301	Colina	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Til Til	5703	Llay Llay	1,8075	1,8276	1,8612	1,5565	0,9484
Til Til	13303	Til-Til	1,3204	1,3125	1,3462	0,9293	0,9495
EEPA	13201	Puente Alto	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Luz Andes	13115	Lo Barnechea	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Emelectric	5601	San Antonio	0,9048	0,9118	0,9159	0,9234	0,9835
Emelectric	5603	Cartagena	0,9048	0,9118	0,9159	0,9234	0,9835
Emelectric	5606	Santo Domingo	0,9048	0,9118	0,9159	0,9234	0,9835
Emelectric	6107	Las Cabras	0,9048	0,9118	0,9159	0,9234	0,9835
Emelectric	6113	Pichidegua	0,9048	0,9118	0,9159	0,9234	0,9835
Emelectric	6201	Pichilemu	0,9048	0,9118	0,9159	0,9234	0,9835
Emelectric	6202	La Estrella	0,9048	0,9118	0,9159	0,9234	0,9835
Emelectric	6203	Litueche	0,9048	0,9118	0,9159	0,9234	0,9835
Emelectric	6204	Marchihue	0,9048	0,9118	0,9159	0,9234	0,9835
Emelectric	6205	Navidad	0,9048	0,9118	0,9159	0,9234	0,9835
Emelectric	6206	Paredones	0,9048	0,9118	0,9159	0,9234	0,9835
Emelectric	6307	Peralillo	0,9048	0,9118	0,9159	0,9234	0,9835
Emelectric	6309	Pumanque	0,9048	0,9118	0,9159	0,9234	0,9835
Emelectric	13501	Melipilla	0,9048	0,9118	0,9159	0,9234	0,9835
Emelectric	13502	Alhué	0,9048	0,9118	0,9159	0,9234	0,9835
Emelectric	13503	Curacaví	0,9048	0,9118	0,9159	0,9234	0,9835
Emelectric	13504	María Pinto	0,9048	0,9118	0,9159	0,9234	0,9835
Emelectric	13505	San Pedro	0,9048	0,9118	0,9159	0,9234	0,9835
Emelectric	13601	Talagante	0,8196	0,8575	0,8672	0,7083	0,8349
Emelectric	13602	El Monte	0,9048	0,9118	0,9159	0,9234	0,9835
Emelectric	13603	Isla de Maipo	0,9048	0,9118	0,9159	0,9234	0,9835
Emelectric	6302	Chépica	0,9048	0,9118	0,9159	0,9234	0,9835
Emelectric	6303	Chimbarongo	0,9048	0,9118	0,9159	0,9234	0,9835
Emelectric	6304	Lolol	0,9048	0,9118	0,9159	0,9234	0,9835
Emelectric	6305	Nancagua	0,9048	0,9118	0,9159	0,9234	0,9835
Emelectric	6306	Palmilla	0,9048	0,9118	0,9159	0,9234	0,9835
Emelectric	6308	Placilla	0,9048	0,9118	0,9159	0,9234	0,9835
Emelectric	6310	Santa Cruz	0,9048	0,9118	0,9159	0,9234	0,9835
Emelectric	7101	Talca	0,9252	0,9528	0,9832	1,1668	1,2635
Emelectric	7102	Constitución	0,9048	0,9118	0,9159	0,9234	0,9835
Emelectric	7103	Curepto	0,9048	0,9118	0,9159	0,9234	0,9835
Emelectric	7104	Empedrado	0,9048	0,9118	0,9159	0,9234	0,9835
Emelectric	7105	Maule	0,9252	0,9528	0,9832	1,1525	1,2435
Emelectric	7106	Pelarco	1,0206	1,0276	1,0655	1,4821	1,2280
Emelectric	7107	Pencahue	0,9252	0,9528	0,9832	1,1525	1,2435
Emelectric	7108	Río Claro	0,9252	0,9528	0,9832	1,1525	1,2435
Emelectric	7109	San Clemente	1,0206	1,0276	1,0655	1,4821	1,2280
Emelectric	7110	San Rafael	1,0206	1,0276	1,0655	1,4821	1,2280
Emelectric	7201	Cauquenes	0,9048	0,9118	0,9159	0,9234	0,9835
Emelectric	7202	Chanco	0,9048	0,9118	0,9159	0,9234	0,9835
Emelectric	7203	Pelluhue	0,9048	0,9118	0,9159	0,9234	0,9835
Emelectric	7302	Hualañé	0,9048	0,9118	0,9159	0,9234	0,9835
Emelectric	7303	Licantén	0,9048	0,9118	0,9159	0,9234	0,9835
Emelectric	7304	Molina	0,8196	0,8575	0,8672	0,7083	0,8349
Emelectric	7305	Rauco	0,9048	0,9118	0,9159	0,9234	0,9835
Emelectric	7307	Sagrada Familia	0,9048	0,9118	0,9159	0,9234	0,9835
Emelectric	7309	Vichuquén	0,9048	0,9118	0,9159	0,9234	0,9835
Emelectric	7402	Colbún	1,0206	1,0276	1,0655	1,4821	1,2280
Emelectric	7403	Longaví	1,0592	1,0662	1,1153	1,6684	1,2324
Emelectric	7404	Parral	1,0206	1,0276	1,0655	1,4821	1,2280
Emelectric	7405	Retiro	1,0206	1,0276	1,0655	1,3483	1,2280
Emelectric	7406	San Javier	0,9780	1,0004	1,0412	1,3746	1,4477
Emelectric	7408	Yerbas Buenas	1,0592	1,0662	1,1153	1,6684	1,6612
Emelectric	8403	Cobquecura	0,9737	0,9118	0,9720	0,9234	0,9835
Emelectric	8404	Coelemu	0,9554	0,9506	0,9794	1,2352	1,5411
Emelectric	8405	Coihueco	0,9554	0,9506	0,9794	1,2352	1,2064
Emelectric	8408	Ninhue	1,0658	1,0243	1,0599	1,6061	1,6452
Emelectric	8409	Niquén	1,0206	1,0276	1,0655	1,4821	1,1915
Emelectric	8411	Pinto	1,0658	1,0243	1,0599	1,6061	1,1749
Emelectric	8412	Portezuelo	1,0658	1,0243	1,0599	1,6061	1,1749
Emelectric	8414	Quirihue	0,9048	0,9118	0,9159	0,9234	0,9835
Emelectric	8415	Ránquil	0,9818	0,9118	1,0005	0,9234	0,9835
Emelectric	8416	San Carlos	1,0006	0,9988	1,0384	1,4366	1,1327
Emelectric	8417	San Fabián	1,0658	1,0243	1,0599	1,6061	1,1749
Emelectric	8419	San Nicolás	0,9554	0,9506	0,9794	1,2352	1,2064

Empresa	Código	Comuna	FSTCF			FSTCD	
			CFES	CFDS	CFHS	CDAT	CDBT
Emelectric	8420	Treguaco	1,0658	1,0243	1,0599	1,6061	1,1749
CGED	6101	Rancagua	0,7182	0,7402	0,7412	0,7610	0,8813
CGED	6102	Codegua	0,7182	0,7402	0,7412	0,7610	0,8813
CGED	6103	Coinco	0,7182	0,7402	0,7412	0,7610	0,8813
CGED	6105	Doñihue	0,7182	0,7402	0,7412	0,7610	0,8813
CGED	6106	Graneros	0,7182	0,7402	0,7412	0,7610	0,8813
CGED	6110	Mostazal	0,7182	0,7402	0,7412	0,7610	0,8813
CGED	6111	El Olivar	0,7182	0,7402	0,7412	0,7610	0,8813
CGED	6112	Peumo	0,7182	0,7402	0,7412	0,7610	0,8813
CGED	6113	Pichidegua	0,7182	0,7402	0,7412	0,7610	0,8813
CGED	6114	Quinta de Tilcoco	0,7182	0,7402	0,7412	0,7610	0,8813
CGED	6115	Rengo	0,7182	0,7402	0,7412	0,7610	0,8813
CGED	6117	San Vicente de T.T.	0,7182	0,7402	0,7412	0,7610	0,8813
CGED	6301	San Fernando	0,7182	0,7402	0,7412	0,7610	0,8813
CGED	6303	Chimbarongo	0,7182	0,7402	0,7412	0,7610	0,8813
CGED	7101	Talca	0,9047	0,8781	0,8902	1,6556	1,1767
CGED	7105	Maule	0,9047	0,8781	0,8902	1,7779	1,5970
CGED	7110	San Rafael	0,7182	0,7402	0,7412	0,7610	0,8813
CGED	13202	Pirque	0,7182	0,7402	0,7412	0,7610	0,8813
CGED	13402	Buín	0,7182	0,7402	0,7412	0,7610	1,0094
CGED	13404	Paine	0,7182	0,7402	0,7412	0,7610	0,8813
CGED	6104	Coltauco	0,7182	0,7402	0,7412	0,7610	0,8813
CGED	6107	Las Cabras	0,7182	0,7402	0,7412	0,7610	0,8813
CGED	6108	Machalí	0,7182	0,7402	0,7412	0,7610	0,8813
CGED	6109	Malloa	0,7182	0,7402	0,7412	0,7610	0,8813
CGED	6116	Requinoa	0,7182	0,7402	0,7412	0,7610	0,8813
CGED	7107	Pencahue	0,9047	0,8781	0,8902	1,7779	1,5970
CGED	8301	Los Angeles	1,0097	0,9472	0,9772	1,9664	1,3179
CGED	8401	Chillán	0,9589	0,8939	0,9156	1,9664	1,2792
CGED	8406	Chillán Viejo	0,9589	0,8939	0,9156	1,9664	1,3396
CGED	8416	San Carlos	0,9784	0,9205	0,9402	1,9664	1,6886
CGED	8305	Mulchén	0,7182	0,7402	0,7412	0,7610	0,8813
CGED	8405	Coihueco	0,9341	0,8761	0,8869	1,9054	1,9794
CGED	8419	San Nicolás	0,9341	0,8761	0,8869	1,9054	1,9794
CGED	8101	Concepción	0,7182	0,7402	0,7412	0,7610	0,8813
CGED	8102	Coronel	0,9147	0,8970	0,9207	1,9335	1,3333
CGED	8103	Chiguayante	0,7182	0,7402	0,7412	0,7610	0,8813
CGED	8107	Penco	0,7182	0,7402	0,7412	0,7610	0,8813
CGED	8108	San Pedro de La Paz	0,7182	0,7402	0,7412	0,7610	0,8813
CGED	8110	Talcahuano	0,7182	0,7402	0,7412	0,7610	0,8813
CGED	8111	Tomé	0,7182	0,7402	0,7412	0,7610	0,8813
CGED	8112	Hualpén	0,7182	0,7402	0,7412	0,7610	0,8813
CGED	8104	Florida	1,0861	0,9723	1,0054	1,9664	2,3204
CGED	8105	Hualqui	0,9589	0,8939	0,9156	1,9664	1,6553
CGED	8404	Coelemu	0,9341	0,8761	0,8869	1,9054	1,9794
CGED	7108	Río Claro	0,9047	0,8781	0,8902	1,7779	1,5970
CGED	7301	Curicó	0,7182	0,7402	0,7412	0,7610	0,8813
CGED	7304	Molina	0,8014	0,7903	0,7853	1,0927	1,0722
CGED	7306	Romeral	0,7182	0,7402	0,7412	0,7610	0,8813
CGED	7308	Teno	0,7182	0,7402	0,7412	0,7610	0,8813
CGED	7401	Linares	0,9147	0,8970	0,9207	1,9546	1,4362
CGED	7403	Longaví	0,7182	0,7402	0,7412	0,7610	0,8813
CGED	7406	San Javier	1,0149	0,9220	0,9524	1,9664	1,6308
CGED	7407	Villa Alegre	0,9147	0,8970	0,9207	1,9546	1,6719
CGED	7408	Yerbas Buenas	0,7182	0,7402	0,7412	0,7610	0,8813
CGED	7106	Pelarco	0,8474	0,7402	0,8453	0,7610	0,8813
CGED	7305	Rauco	0,7182	0,7402	0,7412	0,7610	0,8813
CGED	7307	Sagrada Familia	0,7182	0,7402	0,7412	0,7610	0,8813
CGED	9101	Temuco	1,0097	0,9472	0,9772	1,9664	1,2798
CGED	9104	Curarrehue	0,7182	0,7402	0,7412	0,7610	0



Empresa	Código	Comuna	FSTCF			FSTCD	
			CFES	CFDS	CFHS	CDAT	CDBT
Coopelan	8309	Quilleco	1,0000	1,0000	1,0000	1,0038	1,0600
Coopelan	8301	Los Ángeles	1,0000	1,0000	1,0000	1,0038	0,9961
Coopelan	8311	Sta. Bárbara	1,0000	1,0000	1,0000	1,0038	1,0600
Coopelan	8305	Mulchén	1,0000	1,0000	1,0000	0,9000	1,0630
Frontel	8102	Coronel	0,8039	0,8426	0,8285	0,6114	0,7286
Frontel	8104	Florida	0,9291	0,9133	0,9047	0,8557	1,1439
Frontel	8105	Hualqui	0,9766	0,9899	0,9900	0,9823	1,0895
Frontel	8106	Lota	0,9766	0,9899	0,9900	0,9823	0,7107
Frontel	8109	Santa Juana	0,9766	0,9899	0,9900	0,9823	1,0895
Frontel	8111	Tomé	0,9766	0,9899	0,9900	0,9823	1,0895
Frontel	8201	Lebu	0,9766	0,9899	0,9900	0,9823	0,9660
Frontel	8202	Arauco	0,9766	0,9899	0,9900	0,9823	0,9660
Frontel	8203	Cañete	0,9766	0,9899	0,9900	0,9823	0,9660
Frontel	8204	Contulmo	0,9766	0,9899	0,9900	0,9823	1,0895
Frontel	8205	Curanilahue	0,9766	0,9899	0,9900	0,9823	0,9660
Frontel	8206	Los Álamos	0,9766	0,9899	0,9900	0,9823	0,9660
Frontel	8207	Tirúa	0,9766	0,9899	0,9900	0,9823	1,0895
Frontel	8301	Los Angeles	0,8873	0,8898	0,8793	0,7738	0,9782
Frontel	8302	Antuco	0,9766	0,9899	0,9900	0,9823	1,0895
Frontel	8303	Cabrero	1,0154	0,9870	0,9854	1,0419	0,9613
Frontel	8304	Laja	0,9766	0,9899	0,9900	0,9823	0,9660
Frontel	8305	Mulchén	0,9766	0,9899	0,9900	0,9823	0,9660
Frontel	8306	Nacimiento	0,9766	0,9899	0,9900	0,9823	0,9660
Frontel	8307	Negrete	0,9766	0,9899	0,9900	0,9823	1,0895
Frontel	8308	Quilaco	0,9766	0,9899	0,9900	0,9823	1,0895
Frontel	8309	Quilleco	0,9766	0,9899	0,9900	0,9823	1,0895
Frontel	8310	San Rosendo	0,9766	0,9899	0,9900	0,9823	0,9660
Frontel	8311	Sta. Bárbara	0,9766	0,9899	0,9900	0,9823	1,0895
Frontel	8312	Tucapel	1,0154	0,9870	0,9854	1,0419	0,9613
Frontel	8313	Alto Bío Bío	1,0154	0,9870	0,9854	1,0419	1,3257
Frontel	8314	Yumbel	0,9766	0,9899	0,9900	0,9823	1,0895
Frontel	8402	Bulnes	1,0154	0,9870	0,9854	1,0419	0,9613
Frontel	8407	El Carmen	1,0154	0,9870	0,9854	1,0419	1,3257
Frontel	8410	Pemuco	1,0284	0,9860	0,9839	1,0618	1,3648
Frontel	8411	Pinto	0,9766	0,9899	0,9900	0,9823	1,0895
Frontel	8413	Quillón	1,0284	0,9860	0,9839	1,0618	1,3636
Frontel	8415	Ránquil	0,9766	0,9899	0,9900	0,9823	1,0895
Frontel	8418	San Ignacio	1,0154	0,9870	0,9854	1,0419	1,3257
Frontel	8421	Yungay	1,0154	0,9870	0,9854	1,0419	0,9613
Frontel	9101	Temuco	0,8873	0,8898	0,8793	0,7780	1,0111
Frontel	9102	Carahue	0,9766	0,9899	0,9900	0,9823	1,1741
Frontel	9103	Cunco	0,9766	0,9899	0,9900	0,9823	1,0895
Frontel	9105	Freire	1,0154	0,9870	0,9854	1,0419	1,3257
Frontel	9106	Galvarino	1,0154	0,9870	0,9854	1,0419	1,3257
Frontel	9107	Gorbea	0,9439	0,9262	0,9849	0,8532	0,9749
Frontel	9108	Lautaro	0,8873	0,8898	0,8793	0,7738	0,9827
Frontel	9110	Melipeuco	0,9766	0,9899	0,9900	0,9823	1,0895
Frontel	9111	Nueva Imperial	0,9766	0,9899	0,9900	0,9823	0,9660
Frontel	9112	Padre Las Casas	0,8873	0,8898	0,8793	0,7738	1,0047
Frontel	9113	Perquenco	1,0154	0,9870	0,9854	1,0419	1,3257
Frontel	9114	Pitrufquén	0,8873	0,8898	0,8793	0,7738	1,0047
Frontel	9116	Saavedra	0,9766	0,9899	0,9900	0,9823	1,0895
Frontel	9117	Teodoro Schmidt	0,9766	0,9899	0,9900	0,9823	1,0895
Frontel	9118	Toltén	0,9766	0,9899	0,9900	0,9823	1,0895
Frontel	9119	Vilcún	1,0154	0,9870	0,9854	1,0419	1,3257
Frontel	9120	Villarrica	0,8657	0,8684	0,9054	0,6993	0,9008
Frontel	9121	Cholchol	0,9766	0,9899	0,9900	0,9823	0,9660
Frontel	9201	Angol	0,9766	0,9899	0,9900	0,9823	0,9660
Frontel	9202	Collipulli	0,9766	0,9899	0,9900	0,9823	0,9660
Frontel	9203	Curacautín	1,0154	0,9870	0,9854	1,0419	0,9613
Frontel	9204	Ercilla	0,9766	0,9899	0,9900	0,9823	1,0895
Frontel	9205	Lonquimay	0,9766	0,9899	0,9900	0,9823	1,0895
Frontel	9206	Los Sauces	0,9766	0,9899	0,9900	0,9823	1,0895
Frontel	9207	Lumaco	0,9766	0,9899	0,9900	0,9823	1,0895
Frontel	9208	Purén	0,9766	0,9899	0,9900	0,9823	1,0895
Frontel	9209	Renaico	0,9766	0,9899	0,9900	0,9823	1,0895
Frontel	9210	Traiguén	1,0154	0,9870	0,9854	1,0419	1,3257
Frontel	9211	Victoria	1,0154	0,9870	0,9854	1,0419	0,9613
Saesa	9107	Gorbea	0,9047	0,8861	0,8188	1,1173	1,3260
Saesa	9109	Loncoche	0,7944	0,7921	0,7293	1,0028	1,1796
Saesa	9118	Toltén	0,7676	0,7697	0,8178	0,7885	0,8290
Saesa	9120	Villarrica	0,8298	0,8309	0,7527	1,1592	1,2683
Saesa	10101	Puerto Montt	0,8890	0,8556	0,8166	1,3075	1,3089
Saesa	10102	Calbuco	0,7676	0,7697	0,8178	0,7885	0,8290
Saesa	10103	Cochamó	0,7676	0,7697	0,8178	0,7885	0,8290
Saesa	10104	Fresia	0,8890	0,8556	0,8166	1,3075	1,5140
Saesa	10105	Frutillar	0,8518	0,8584	0,8204	1,2085	1,1816
Saesa	10106	Los Muermos	0,8890	0,8556	0,8166	1,3075	1,5140
Saesa	10107	Llanquihue	0,8223	0,7697	0,8178	0,7885	0,8290
Saesa	10108	Maullín	0,8890	0,8556	0,8166	1,3075	1,5140
Saesa	10109	Puerto Varas	0,8890	0,8556	0,8166	1,3075	1,3019

Empresa	Código	Comuna	FSTCF			FSTCD	
			CFES	CFDS	CFHS	CDAT	CDBT
Saesa	10201	Castro	0,7676	0,7697	0,8178	0,7885	0,8290
Saesa	10202	Ancud	0,7676	0,7697	0,8178	0,7885	0,8290
Saesa	10203	Chonchi	0,7676	0,7697	0,8178	0,7885	0,8290
Saesa	10204	Curaco de Vélez	0,7676	0,7697	0,8178	0,7885	0,8290
Saesa	10205	Dalcahue	0,7676	0,7697	0,8178	0,7885	0,8290
Saesa	10206	Puqueldón	0,7676	0,7697	0,8178	0,7885	0,8290
Saesa	10207	Queilén	0,7676	0,7697	0,8178	0,7885	0,8290
Saesa	10208	Quellón	0,7676	0,7697	0,8178	0,7885	0,8290
Saesa	10209	Quemchi	0,7676	0,7697	0,8178	0,7885	0,8290
Saesa	10210	Quinchao	0,7676	0,7697	0,8178	0,7885	0,8290
Saesa	10301	Osorno	0,8518	0,8584	0,8204	1,2085	1,0084
Saesa	10302	Puerto Octay	0,8518	0,8584	0,8204	1,2085	1,1816
Saesa	10303	Purranque	0,8518	0,8584	0,8204	1,2085	1,1816
Saesa	10304	Puyehue	0,8518	0,8584	0,8204	1,2085	1,1816
Saesa	10305	Río Negro	0,8518	0,8584	0,8204	1,2085	1,1816
Saesa	10306	San Juan de La Costa	0,8518	0,8584	0,8204	1,2085	1,1816
Saesa	10307	San Pablo	0,8518	0,8584	0,8204	1,2085	1,1816
Saesa	10403	Hualaihué	0,7676	0,7697	0,8178	0,7885	0,8290
Saesa	14108	Río Bueno	0,7888	0,7977	0,8178	0,7885	0,8290
Saesa	14201	La Unión	0,8518	0,8584	0,8204	1,2085	1,1816
Saesa	14101	Valdivia	0,7676	0,7697	0,8178	0,7885	0,8290
Saesa	14103	Lanco	0,7676	0,7697	0,8178	0,7885	0,8290
Saesa	14204	Panguipulli	0,7676	0,7697	0,8178	0,7885	0,8290
Saesa	14107	Paillaco	0,7676	0,7697	0,8178	0,7885	0,8290
Saesa	14106	Mariquina	0,7676	0,7697	0,8178	0,7885	0,8290
Saesa	14202	Futrono	0,7676	0,7697	0,8178	0,7885	0,8290
Saesa	14104	Los Lagos	0,7676	0,7697	0,8178	0,7885	0,8290
Saesa	14102	Corral	0,7676	0,7697	0,8178	0,7885	0,8290
Saesa	14105	Máfil	0,7676	0,7697	0,8178	0,7885	0,8290
Saesa	14203	Lago Ranco	0,7676	0,7697	0,8178	0,7885	0,8290
Edelaysén	10401	Chaitén	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Edelaysén	10404	Palena	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Edelaysén	11101	Coihaique	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Edelaysén	11102	Lago Verde	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Edelaysén	11201	Aysén	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Edelaysén	11202	Cisnes	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Edelaysén	11301	Cochrane	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Edelaysén	11401	Chile Chico	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Edelaysén	11402	Río Ibáñez	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Edelaysén	10402	Futaleufú	1,0000	1,0000	1,0000	0,7600	1,0000
Edelmag	12101	Punta Arenas	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Edelmag	12401	Puerto Natales	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Edelmag	12301	Porvenir	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Edelmag	12201	Cabo de Hornos	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Codiner	9101	Temuco	1,0884	1,0976	1,0737	0,8270	0,7958
Codiner	9103	Cunco	1,2932	1,2141	1,1977	1,2404	1,2291
Codiner	9105	Freire	1,1586	1,2176	1,2033	1,1730	1,0434
Codiner	9106	Galvarino	1,2456	1,2176	1,2033	1,1730	1,0434
Codiner	9107	Gorbea	1,1578	1,1426	1,2026	0,9606	0,8501
Codiner	9108	Lautaro	1,0884	1,0976	1,0737	0,8712	0,7908
Codiner	9109	Loncoche	1,0166	1,0214	1,0711	0,6810	0,6594
Codiner	9111	Nueva Imperial	1,2932	1,2141	1,1977	1,2404	1,2291
Codiner	9112	Padre Las Casas	1,0884	1,0976	1,0737	0,8712	0,7908
Codiner	9113	Perquenco	1,2456	1,2176	1,2033	0,9461	0,9128
Codiner	9114	Pitrufquén	1,0884	1,0976	1,0737	0,8712	0,7908
Codiner	9119	Vilcún	1,1586	1,2176	1,2033	1,1730	1,0434
Codiner	9120	Villarrica	1,0619	1,0713	1,1056	0,7873	0,7089
Codiner	9203	Curacautín	1,2456	1,2176	1,2033	1,1730	1,0434
Codiner	9204	Ercilla	1,2932	1,2141	1,1977	1,2404	1,2291
Codiner	9210	Traiguén	1,2456	1,2176	1,2033	0,9461	0,9128
Codiner	9211	Victoria	1,2456	1,2176	1,2033	1,1730	1,0434



Empresa	Código	Comuna	FSTCF			FSTCD	
			CFES	CFDS	CFHS	CDAT	CDBT
Luzlinares	7402	Colbún	1,3268	1,3183	1,3007	0,9876	1,0606
Luzlinares	7102	Constitución	1,4774	1,4669	1,4833	0,9299	0,7947
Luzlinares	7401	Linares	1,2161	1,2486	1,2413	0,8442	0,8272
Luzlinares	7403	Longaví	1,3770	1,3678	1,3616	1,1115	1,1031
Luzlinares	7406	San Javier	1,2714	1,2835	1,2710	0,9158	1,0088
Luzlinares	7407	Villa Alegre	1,2161	1,2486	1,2413	0,8442	0,9570
Luzlinares	7408	Yerbas Buenas	1,3770	1,3678	1,3616	1,1115	1,1031
Luzparral	7201	Cauquenes	1,3709	1,3778	1,3985	1,1803	1,0738
Luzparral	7403	Longaví	1,2777	1,2848	1,2837	1,0538	1,0555
Luzparral	8409	Niquén	1,2311	1,2383	1,2263	0,9361	0,9450
Luzparral	7404	Parral	1,2311	1,2383	1,2263	0,9361	0,9450
Luzparral	7405	Retiro	1,2311	1,2383	1,2263	0,9361	0,9450
Luzparral	8416	San Carlos	1,2070	1,2036	1,1951	0,9073	1,0365
Luzparral	7406	San Javier	1,3709	1,3778	1,3985	1,0648	1,0738
Copelec	8104	Florida	1,3740	1,3796	1,3934	1,2673	1,0686
Copelec	8111	Tomé	1,5591	1,4865	1,5107	1,6314	1,1811
Copelec	8401	Chillán	1,2316	1,2683	1,2690	0,8487	0,6500
Copelec	8402	Bulnes	1,5017	1,4908	1,5178	0,9933	0,7302
Copelec	8403	Cobquecura	1,4816	1,4865	1,4489	1,6314	1,1839
Copelec	8404	Coelemu	1,1786	1,2430	1,2291	0,8804	1,0442
Copelec	8405	Coihueco	1,1786	1,2430	1,2291	0,8804	1,0442
Copelec	8406	Chillán Viejo	1,2316	1,2683	1,2690	0,9239	0,6429
Copelec	8407	El Carmen	1,5017	1,4908	1,5178	1,1763	1,1924
Copelec	8408	Ninhue	1,3544	1,3394	1,3300	1,1447	0,9723
Copelec	8410	Pemuco	1,5208	1,4893	1,5154	1,1988	1,1921
Copelec	8411	Pinto	1,3544	1,3394	1,3300	1,1447	1,0955
Copelec	8412	Portezuelo	1,3544	1,3394	1,3300	1,1447	0,9723
Copelec	8413	Quillón	1,5208	1,4893	1,5154	1,1988	1,1934
Copelec	8414	Quirihue	1,5591	1,4865	1,5107	1,6314	1,1909
Copelec	8415	Ránquil	1,4940	1,4865	1,4914	1,2437	1,1951
Copelec	8416	San Carlos	1,2633	1,3060	1,3030	1,0240	1,1321
Copelec	8417	San Fabián	1,3544	1,3394	1,3300	1,1447	0,9723
Copelec	8418	San Ignacio	1,5017	1,4908	1,5178	1,1763	1,1924
Copelec	8419	San Nicolás	1,1786	1,2430	1,2291	0,8804	1,0442
Copelec	8420	Treguaco	1,3544	1,3394	1,3300	1,1447	0,9723
Coelcha	8104	Florida	1,0013	1,0094	0,9958	0,8619	0,8491
Coelcha	8105	Hualqui	0,9083	0,9280	0,9069	0,6743	0,7143
Coelcha	8301	Los Angeles	0,9564	0,9833	0,9678	0,7793	0,7458
Coelcha	8303	Cabrero	1,0944	1,0907	1,0847	1,0494	0,9840
Coelcha	8306	Nacimiento	1,1363	1,0876	1,0797	1,1096	1,1593
Coelcha	8309	Quilleco	1,1363	1,0876	1,0797	1,0606	1,1593
Coelcha	8312	Tucapel	1,0944	1,0907	1,0847	0,6896	0,7393
Coelcha	8313	Alto Bío Bío	1,0944	1,0907	1,0847	1,0494	0,9840
Coelcha	8410	Pemuco	1,1084	1,0897	1,0830	1,0696	1,0425
Coelcha	8413	Quillón	1,1084	1,0897	1,0830	1,0696	1,0425
Coelcha	8421	Yungay	1,0944	1,0907	1,0847	1,0494	0,9840
Socoepa	10503	Futrono	1,0000	1,0000	1,0000	1,0190	0,9100
Socoepa	10504	La Unión	1,0000	1,0000	1,0000	0,7000	0,9100
Socoepa	10507	Los Lagos	1,0000	1,0000	1,0000	1,0190	0,9100
Socoepa	10508	Máfil	1,0000	1,0000	1,0000	1,0190	1,1188
Socoepa	10510	Paillaco	1,0000	1,0000	1,0000	1,0190	1,1188
Socoepa	10511	Panguipulli	1,0000	1,0000	1,0000	1,0190	1,1188
Cooprel	10504	La Unión	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	0,9570
Cooprel	10512	Río Bueno	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0266
Cooprel	10307	San Pablo	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	0,7150
Cooprel	10505	Lago Ranco	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0266
Luz Osorno	10105	Frutillar	1,2442	1,2426	1,2445	0,8824	0,9476
Luz Osorno	10109	Puerto Varas	1,3673	1,3709	1,2484	1,3814	0,9403
Luz Osorno	10301	Osorno	1,2442	1,2426	1,2445	1,0251	0,9466
Luz Osorno	10302	Puerto Octay	1,2442	1,2426	1,2445	1,0251	1,0462
Luz Osorno	10303	Purranque	1,2442	1,2426	1,2445	0,8824	0,9486
Luz Osorno	10304	Puyehue	1,2442	1,2426	1,2445	1,0251	0,9486
Luz Osorno	10305	Río Negro	1,2442	1,2426	1,2445	0,8824	0,9495
Luz Osorno	10306	San Juan de La Costa	1,2442	1,2426	1,2445	1,0251	1,0462
Luz Osorno	10307	San Pablo	1,2442	1,2426	1,2445	1,0251	1,0462
Luz Osorno	14108	Río Bueno	1,2445	1,2445	1,2445	0,7716	0,9458
Luz Osorno	14201	La Unión	1,2442	1,2426	1,2445	1,0251	1,0462
CRELL	10101	Puerto Montt	1,2935	1,2835	1,3010	0,9508	0,9542
CRELL	10109	Puerto Varas	1,2935	1,2835	1,3010	0,9508	0,9527
CRELL	10104	Fresia	1,2935	1,2835	1,3010	0,9508	0,9879
CRELL	10105	Frutillar	1,4531	1,4124	1,2991	1,3282	0,9229
CRELL	10106	Los Muermos	1,2935	1,2835	1,3010	0,9508	0,9879
CRELL	10107	Llanquihue	1,4012	1,4124	1,2991	1,0783	0,9269
CRELL	10108	Mauñín	1,2935	1,2835	1,3010	0,9508	0,9879
CRELL	10303	Purranque	1,4702	1,4124	1,2991	1,3282	0,9202
Enelsa	4301	Ovalle	1,0355	1,0355	1,0355	1,0061	0,9793
Enelsa	4302	Combarbalá	1,0355	1,0355	1,0355	1,0061	0,9793
Enelsa	4303	Monte Patria	1,0355	1,0355	1,0355	1,0061	0,9793
Enelsa	4304	Punitaqui	1,0355	1,0355	1,0355	1,0061	0,9793
Sasipa	-	Isla De Pascua	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000

Si con posterioridad al 31 de diciembre de 2011 se crearan o se hubiesen creado nuevas comunas, los clientes ubicados en ellas y a los cuales se les esté efectuando una aplicación tarifaria en los términos establecidos en el presente Decreto, mantendrán dichos niveles tarifarios.

Si con posterioridad al 31 de diciembre de 2011 la empresa extendiera o hubiese extendido su zona de concesión, abarcando comunas que no se encuentran señaladas en el listado de los factores de sectorización para la empresa indicada, y en donde no existe aplicación tarifaria previa en los términos del presente Decreto, los factores de asignación de costos sectorizados correspondientes a los clientes de las comunas referidas tomarán el valor igual a uno (FSTCF = 1,000 y FSTCD = 1,000).

Las empresas que, a la fecha de entrada en vigencia del presente Decreto, tengan clientes con suministro subterráneo, conforme la condición de aplicación y criterios de clasificación establecidos en el punto 5.6.1, deberán multiplicar los factores de asignación de costos sectorizados FSTCD que conforman las correspondientes tarifas, por los factores que a continuación se señalan, de acuerdo al área típica de la empresa y al tipo de alimentación que los clientes reciben conforme a los criterios de clasificación establecidos en el punto 5.6.1. Sin perjuicio de lo anterior, en la empresa Luz Andes no se aplicarán los factores señalados, siendo estos iguales a uno (1,0000).

Casos	Área Típica		
	1	2	3
Cliente AT alimentado en forma aérea	1,0000	1,0000	1,0000
Cliente AT alimentado en forma subterránea	1,7000	1,7000	1,7000
Cliente BT alimentado vía AT y BT aérea	1,0000	1,0000	1,0000
Cliente BT Caso 1	1,2360	1,1768	1,2240
Cliente BT Caso 2	1,1988	1,2242	1,2040
Cliente BT Caso 3	1,4349	1,4010	1,4280

La aplicación de los factores señalados en el cuadro anterior se mantendrá durante toda la vigencia del presente Decreto con la excepción de la aplicación que deba efectuarse a clientes que adquieran la condición de clientes con suministro subterráneo, conforme a las condiciones de aplicación establecidas en el punto 5.6.2.

Producto de las condiciones establecidas en el punto 5.6.2, para los clientes con suministro subterráneo asociados a nuevos desarrollos subterráneos habilitados con posterioridad a la entrada en vigencia del presente Decreto, deberán multiplicar los factores de asignación de costos sectorizados FSTCD que conforman las correspondientes tarifas, por los factores que a continuación se señalan, de acuerdo al área típica de la empresa y al tipo de alimentación que los clientes reciben conforme a los criterios de clasificación establecidos en el punto 5.6.1.

Casos	Área Típica					
	1	2	3	4	5	6
Cliente AT alimentado en forma aérea	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Cliente AT alimentado en forma subterránea	1,6561	1,6763	1,6510	1,6830	1,6830	1,6830
Cliente BT alimentado vía AT y BT aérea	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Cliente BT Caso 1	1,1790	1,1868	1,2519	1,2720	1,2306	1,3575
Cliente BT Caso 2	2,0317	2,0709	1,8575	1,9027	1,9935	1,7149
Cliente BT Caso 3	2,2267	2,2617	2,1284	2,1747	2,2241	2,0724

7.8 Factores de reasignación de cargos fijos (FCFE y FVAD)

FCFE : Factor de reasignación de cargos fijos para cliente con medidor de energía.

FVAD : Factor de corrección por reasignación de cargos fijos para cliente con medidor de energía.

Para cada empresa a continuación se indican los factores de reasignación de cargos fijos FCFE y FVAD:

Empresa	FCFE	FVAD
Emelari	0,9094	1,0169
Eliqsa	0,7991	1,0272
Elecda	1,0000	1,0000
Emelat	0,9876	1,0019
Chilquinta	0,8967	1,0185
Conafe	0,8773	1,0210
Emelca	0,8231	1,0297
Litoral	0,8771	1,0265
Chilectra	0,9119	1,0087
EEC	0,8830	1,0251
Til Til	0,5342	1,0990
EEPA	0,9968	1,0007

Empresa	FCFE	FVAD
Luz Andes	0,9827	1,0000
Emelectric	0,9759	1,0037
CGED	1,0000	1,0000
Coopersol	0,8059	1,0361
Coopelan	0,8228	1,0147
Frontel	0,7070	1,0512
Saesa	1,0000	1,0000
Edelaysén	0,7384	1,0419
Edelmag	0,8980	1,0147
Codiner	0,6940	1,0352
Edecsa	1,0000	1,0000
CEC	0,9827	1,0019

Empresa	FCFE	FVAD
Emetal	0,5161	1,0848
Luzlinares	0,5276	1,0760
Luzparral	0,6635	1,0495
Copelec	0,5576	1,0843
Coelcha	0,7388	1,0330
Socoepa	0,7479	1,0181
Cooprel	0,8215	1,0118
Luz Osorno	0,5052	1,0562
CRELL	0,4264	1,1119
Enelsa	0,9281	1,0100
Sasipa	1,0000	1,0000



7.9 Definición de los parámetros y valores base

- IPC : Índice de precios al consumidor, índice general, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas (INE), correspondiente al segundo mes anterior a aquel mes en que las tarifas resultantes serán aplicadas.
- IPP : Índice de precios al productor de industrias, publicado por el INE, correspondiente al segundo mes anterior a aquel mes en que las tarifas resultantes serán aplicadas.
- PPI : Producer price index, all commodities, publicado por el Bureau of Labor Statistics (BLS) del Gobierno de los Estados Unidos de América (código BLS: WPU00000000), correspondiente al segundo mes anterior a aquel mes en que las tarifas resultantes serán aplicadas.
- IPCu : Índice de precio del cobre, expresado en centavos de dólar por libra (cUS\$/lb), calculado como el promedio aritmético del precio nominal

medio mensual de doce meses de la libra de cobre refinado en la Bolsa de Metales de Londres. Dicho precio nominal es calculado por la Comisión Chilena del Cobre (Cochilco) y publicado en su “Boletín Mensual”. Para estos efectos, el índice corresponderá al promedio de los doce meses anteriores al tercer mes anterior a aquel mes en que las tarifas resultantes serán aplicadas.

- IPA1 : Índice de precio del aluminio, expresado en centavos de dólar por libra (cUS\$/lb), calculado como el promedio aritmético del precio nominal medio mensual de doce meses de la libra de aluminio en la Bolsa de Metales de Londres. Dicho precio nominal es calculado por la Comisión Chilena del Cobre (Cochilco) y publicado en su “Boletín Mensual”. Para estos efectos, el índice corresponderá al promedio de los doce meses anteriores al tercer mes anterior a aquel mes en que las tarifas resultantes serán aplicadas.

- D : Índice de productos importados calculado como $D = T_c \times (1 + T_a)$, con:

MAS FACILIDAD DE LECTURA Y BUSQUEDA DE INFORMACION

DIARIO OFICIAL DE LA REPUBLICA DE CHILE

Para una mayor facilidad de búsqueda, lectura y archivo de nuestros usuarios, el Diario Oficial brinda una forma de diagramación y ordenamiento más expedita de sus materias principales:

I
CUERPO
Leyes, reglamentos
y decretos de orden general

II
CUERPO
Decretos y normas
de interés particular
Publicaciones judiciales y
Avisos destacados

PLATAFORMA INTERNET:
Extractos de escrituras sociales

Además:
Todos los viernes, publicación de solicitud de registro de marcas comerciales y patentes del Instituto Nacional de Propiedad Industrial.





Tc : Tipo de cambio observado para el dólar de los Estados Unidos de Norteamérica, publicado por el Banco Central de Chile, “Dólar Observado”. Se utilizará el valor promedio del segundo mes anterior a aquel en que las tarifas serán aplicadas.

Ta : Tasa arancelaria vigente para la importación de equipo electromecánico. Se utilizará el valor vigente del último día hábil del segundo mes anterior a aquel en que las tarifas serán aplicadas.

Concordantemente con lo anterior, se han determinado los valores base que se muestran en la tabla siguiente:

Parámetro	Valor base	Mes
IPC ₀	106,37	Noviembre 2011
IPP ₀	127,21	Noviembre 2011
PPI ₀	201,4	Noviembre 2011
IPCu ₀	409,555	Octubre 2011
IPAI ₀	2.447,32	Octubre 2011
D ₀	538,95	Noviembre 2011

Las empresas deberán aplicar los índices IPC, IPP, PPI, IPCu, IPAI y D de acuerdo a las condiciones establecidas en el artículo 191° de la Ley.

7.10 Factor de corrección por aportes de terceros (β)

Empresa	β
Emelari	0,990
Eliqsa	0,985
Elecda	0,989
Emelat	0,984
Chilquinta	0,977
Conafe	0,970
Emelca	1,000
Litoral	0,971
Chilectra	0,965
EEC	0,991
Til Til	1,000
EEPA	0,980

Empresa	β
Luz Andes	0,994
Emelectric	0,993
CGED	0,979
Coopersol	1,000
Coopelan	1,000
Frontel	0,994
Saesa	0,989
Edelaysén	0,993
Edelmag	0,962
Codiner	1,000
Edecsa	1,000
CEC	1,000

Empresa	β
Emetal	1,000
Luzlinares	1,000
Luzparral	1,000
Copelec	1,000
Coelcha	1,000
Socoepa	1,000
Cooprel	1,000
Luz Osorno	1,000
CRELL	1,000
Enelsa	1,000
Sasipa	1,000

7.11 Factor de invierno (FI)

En la opción tarifaria BT1, el factor de invierno (FI) dependerá del Sistema Eléctrico en el cual se encuentre el cliente y su valor corresponderá al resultante del siguiente cálculo:

$$FI = \frac{12}{Meses_{HP-SE}}$$

En que:

$Meses_{HP-SE}$: Cantidad anual de meses en que se han definido horas de punta para el Sistema Eléctrico, establecidos de acuerdo a los Decretos de precios de nudo que se fijen semestralmente.

Artículo segundo: En la boleta o factura deberá indicarse el nombre de la subestación primaria de distribución desde la cual el cliente se encuentra abastecido. Para estos efectos se entenderá que la subestación primaria de distribución que abastece al cliente es aquella que presente la menor distancia al punto de suministro. La distancia será medida a lo largo de las líneas eléctricas que puedan permitir la conexión. Las líneas a considerar son las de propiedad del concesionario y, además, las establecidas mediante concesión o que utilicen en su trazado bienes nacionales de uso público, independientemente de sus características técnicas y de si los circuitos operan o no normalmente cerrados. Las empresas concesionarias deberán mantener una base de datos actualizada que identifique a cada cliente en su zona de concesión con la subestación primaria de distribución que lo abastece.

En la factura o boleta se identificará separadamente la glosa de los cargos aplicados, su facturación y la suma total facturada, así como los demás cargos que la reglamentación vigente establezca.

Las tarifas del presente decreto son netas y no incluyen el impuesto al valor agregado ni otros impuestos o tributos que sean de cargo de los clientes.

Las tarifas a que dé lugar la aplicación de las fórmulas tarifarias anteriores deberán aplicarse conforme a lo dispuesto en el artículo 192° de la Ley.

Anótese, tómese razón y publíquese.- Por orden del Presidente de la República, Jorge Bunster Betteley, Ministro de Energía.

Lo que transcribo a Ud. para su conocimiento.- Saluda Atte. a Ud., Hernán Moya Bruzzone, Jefe División Jurídica Subsecretaría de Energía.

RECTIFICACIÓN

En la edición del Diario Oficial N° 40.491, de 21 de febrero de 2013, se publicó decreto N° 1T 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”: con el error que se salva a continuación: I Cuerpo, página cinco, primera columna, donde dice “... Núm. 1.- Santiago, 17 de enero de 2013.- Vistos: ...” debe decir “... Núm. **1T**.- Santiago, 17 de enero de 2013.- Vistos: ...”.

OTRAS ENTIDADES

Banco Central de Chile

TIPOS DE CAMBIO Y PARIDADES DE MONEDAS EXTRANJERAS PARA EFECTOS DEL NÚMERO 6 DEL CAPÍTULO I DEL COMPENDIO DE NORMAS DE CAMBIOS INTERNACIONALES Y CAPÍTULO II.B.3. DEL COMPENDIO DE NORMAS FINANCIERAS AL 2 DE ABRIL DE 2013

	Tipo de Cambio \$ (N°6 del C.N.C.I.)	Paridad Respecto US\$
DOLAR EE.UU. *	472,51	1,0000
DOLAR CANADA	464,79	1,0166
DOLAR AUSTRALIA	492,71	0,9590
DOLAR NEOZELANDES	395,97	1,1933
DOLAR DE SINGAPUR	381,09	1,2399
LIBRA ESTERLINA	719,85	0,6564
YEN JAPONES	5,06	93,3900
FRANCO SUIZO	499,17	0,9466
CORONA DANESA	81,47	5,7998
CORONA NORUEGA	81,27	5,8138
CORONA SUECA	72,59	6,5092
YUAN	76,21	6,2005
EURO	607,34	0,7780
WON COREANO	0,42	1114,5000
DEG	707,88	0,6675

* Tipo de cambio que rige para efectos del Capítulo II.B.3. Sistemas de reajustabilidad autorizados por el Banco Central de Chile (Acuerdo N°05-07-900105) del Compendio de Normas Financieras.

Santiago, 1 de abril de 2013.- Miguel Ángel Nacrur Gazali, Ministro de Fe.

TIPO DE CAMBIO PARA EFECTOS DEL NÚMERO 7 DEL CAPÍTULO I DEL COMPENDIO DE NORMAS DE CAMBIOS INTERNACIONALES

El tipo de cambio “dólar acuerdo” a que se refiere el inciso primero del N°7 del Capítulo I del Compendio de Normas de Cambios Internacionales fue de \$711,92 por dólar, moneda de los Estados Unidos de América, para el día 1 de abril de 2013.

Santiago, 1 de abril de 2013.- Miguel Ángel Nacrur Gazali, Ministro de Fe.