Normas Generales

PODER EJECUTIVO

Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción

SUBSECRETARIA DE ECONOMIA, FOMENTO Y RECONSTRUCCION

FIJA FORMULAS TARIFARIAS APLICABLES A LOS SUMINISTROS SUJETOS A PRECIOS REGULADOS QUE SE SEÑALAN, EFECTUADOS POR LAS EMPRESAS CONCESIONARIAS DE DISTRIBUCION QUE SE INDICAN

Núm. 276.- Santiago, 4 de Noviembre de 2004.- Vistos:

1) Lo dispuesto en los artículos 90, 92, 96 106 y siguientes del Decreto con Fuerza de Ley N° 1 de Minería, de 1982, que establece la Ley General de Servicios Eléctricos.
2) Lo dispuesto en la ley N° 19.489, de 1996.
3) Lo dispuesto en la ley N° 10.336, de 1964.
4) 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.
5) Lo informado por la Comisión Nacional de Energía en su oficio Ord. CNE N° 1386/2004 de fecha 4 de noviembre de 2004, en que se incluye el Informe Técnico de Fijación de Fórmulas Tarifarias para Concesionarios de Servicio Público de Distribución para el cuadrienio noviembre de 2004 – noviembre de 2008.

Considerando:

1) Que, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 113 del Decreto con Fuerza de Ley N° 1 de Minería, de 1982, que establece la Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante, indistintamente, la "Ley", el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, debe fijar las fórmulas tarifarias para los concesionarios 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 92 de la misma Ley.

2) Que, de acuerdo a lo establecido en el artículo 110 de la Ley, las fórmulas tarifarias que se fijan en el Decreto aludido en considerando precedente, tendrán un período de validez de cuatro años, el que, en conformidad al Decreto tarifario actualmente vigente, corresponde al período noviembre de 2004 a noviembre de 2008.

3) Que, la Comisión Nacional de Energía, con fecha 4 de noviembre de 2004, comunicó al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción el Informe Técnico sobre las Fórmulas Tarifarias para el período indicado, el cual da cuenta de los resultados del proceso de fijación de tarifas, cumpliéndose de esta forma todas las disposiciones legales y reglamentarias para la fijación de las tarifas indicadas.

D e c r e t o :

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. Las fórmulas tarifarias y sus condiciones de aplicación comenzarán a regir a partir del tercer día hábil siguiente a la fecha de publicación de este decreto, sin perjuicio de lo dispuesto en el Artículo N°115 del DFL N° 1 de 1982 del Ministerio de Minería.

1. EMPRESAS CONCESIONARIAS DE DISTRIBUCION

1.1 Nómina de empresas concesionarias de distribución

EMPRESA	SIGLA	REGION ADMINISTRATIVA
Empresa Eléctrica de Arica S.A.	EMELARI	I
Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	ELIQSA	I
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	ELECDA	II
Empresa Eléctrica de Atacama S.A.	EMELAT	III
Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. (Ex EMEC)	CONAFE A	III, IV y V
Chilquinta Energía S.A.	CHILQUINTA	V
Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	CONAFE B	V y VII
Empresa Eléctrica de Casablanca S.A.	EMELCA	V
Compañía Eléctrica del Litoral S.A.	LITORAL	V
Chilectra S.A.	CHILECTRA	Metropolitana
Compañía Eléctrica del Río Maipo S.A.	RIO MAIPO	Metropolitana
Empresa Eléctrica de Colina Ltda..	COLINA	Metropolitana
Empresa Eléctrica Municipal de Til-Til	TILTIL	V y Metropolitana
Empresa Eléctrica Puente Alto Ltda.	PUENTE ALTO	Metropolitana
Luz Andes Ltda.	LUZANDES	Metropolitana
Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	EMELECTRIC	V, Metropolitana, VI, VII y VIII
Compañía General de Electricidad S.A.	CGE	Metropolitana,VI, VII, VIII y IX
Empresa Eléctrica de Parinacota S.A.	EMELPAR	I
Cooperativa de Abastecimiento de Energía Eléctrica "SOCOROMA" Ltda.	COOPERSOL	I
Cooperativa Eléctrica Los Angeles Ltda.	COOPELAN	VIII
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	VIII y IX
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	IX y X
Empresa Eléctrica de Aysén S.A.	EDELAYSEN	XI
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	EDELMAG	XII
Compañía Distribuidora de Energía Eléctrica S.A.	CODINER	IX
Cooperativa Eléctrica Limarí Ltda.	ELECOOP	IV
Energía de Casablanca S.A.	E. CASABLANCA	V y Metropolitana
Cooperativa Eléctrica Curicó Ltda.	COOP. CURICO	VII
Empresa Eléctrica de Talca S.A.	EMETAL	VII
Luz Linares S.A.	LUZLINARES	VII
Distribuidora Parral S.A.	LUZPARRAL	VII y VIII
Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Chillán Ltda.	COPELEC	VIII
Sociedad Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Charrúa Ltda.	COELCHA	VIII
Cooperativa Eléctrica Paillaco	SOCOEPA	X
Cooperativa Rural Eléctrica Río Bueno Ltda.	COOPREL	X
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	LUZOSORNO	X

1.2 Clasificación de áreas típicas

Los usuarios sometidos a regulación de precio (en adelante e indistintamente clientes) que a la fecha de entrada en vigencia de este 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	AREA TIPICA
EMELARI	3
ELIQSA	2
ELECDA	2
EMELAT	2
CONAFE A	3
CHILQUINTA	3
CONAFE B	2
EMELCA	6
LITORAL	5
CHILECTRA	1
RIO MAIPO	2
COLINA	4
TILTIL	5
PUENTE ALTO	2
LUZ ANDES	2
EMELECTRIC	3
CGE	2
EMELPAR	6
COOPERSOL	6
COOPELAN	6
FRONTEL	5
SAESA	3
EDELAYSEN	4
EDELMAG	3
CODINER	6
ELECOOP	4
EDECSA	3
COOP. CURICO	2
EMETAL	5
LUZLINARES	5
LUZPARRAL	6
COPELEC	6
COELCHA	6
SOCOEPA	6
COOPREL	6
LUZOSORNO	5

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 el N° 1 y el N° 2 del artículo 90° del DFL 1 de 1982, del Ministerio de Minería, y con las excepciones que indica el inciso segundo del mismo artículo del referido cuerpo legal:

1. 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;

2. 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, y 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 más adelante 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 las Empresas, estarán obligadas a aceptar la opción que los clientes elijan.

Salvo acuerdo con las distribuidoras, la opción tarifaria contratada por el cliente regirá por 12 meses.

2.3 Clientes en alta tensión y baja tensión

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

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

3. OPCIONES TARIFARIAS

Los clientes podrán elegir libremente una de las siguientes opciones tarifarias, con las limitaciones establecidas en cada caso.

- **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 más adelante, sea igual o inferior a dos.

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 más adelante, sea superior a dos.

- **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.

- **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.

- **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.

- **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.

- **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.

- **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:

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 el período 1° de mayo – 30 de septiembre, el consumo base será igual al límite de invierno del cliente, en caso de que al cliente se le aplique el cargo adicional de invierno. En caso contrario su valor corresponderá a la totalidad de la energía consumida.

En el período 1° de octubre – 30 de abril, el consumo base será igual a la totalidad de la energía consumida.

El cargo por energía adicional de invierno se aplicará en cada mes del período 1° de mayo - 30 de septiembre, en que el consumo del cliente exceda 250 kWh/mes, a cada kWh consumido al mes en exceso del límite de invierno del cliente.

El límite de invierno de cada cliente será igual al mayor valor que resulte de comparar: 200 kWh, con un séptimo de la totalidad de la energía consumida en el período 1 de octubre - 30 de abril inmediatamente anterior, incrementada en 20%. Para aquellos clientes que se hubieren incorporado como tales después del 1° de octubre, se les considerará para el cálculo del límite de invierno un consumo de 250 kWh/mes entre el 1° de octubre y 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 LUZANDES no regirá el límite de 250 kWh/mes para la aplicación del cargo por energía adicional de invierno y el límite de invierno se calculará como un séptimo de la totalidad de la energía consumida en el período 1° de octubre - 30 de abril inmediatamente anterior, incrementada en 20%. Sin perjuicio de lo anterior, regirá la disposición relativa a los clientes que se incorporen después del 1° de octubre.

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 de invierno (mayo a septiembre inclusives), y será igual al producto del consumo del mes de invierno respectivo por el precio unitario de potencia de invierno."

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.

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

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 del mes corresponderá al mayor de los dos valores siguientes:

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

  Se considera como demanda máxima 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 resulta de multiplicar la demanda máxima de facturación por el precio unitario correspondiente.

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

4.4 Tarifa BT4

- **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 por energía
d) Cargo mensual por demanda máxima contratada en horas de punta.
e) Cargo mensual por demanda máxima contratada

- **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 por energía
d) Cargo mensual por demanda máxima leída de potencia en horas de punta.
e) Cargo mensual por demanda máxima contratada

- **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 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 por energía se obtendrá multiplicando los kWh de consumo por su precio unitario.

Los cargos por demanda máxima contratada en horas de punta y por demanda máxima contratada de la tarifa BT4.1, así como el cargo 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, al 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, al 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.

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 APLICACION 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.

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 entenderá renovados por un período similar, salvo aviso del cliente con al menos 30 días de anticipación al vencimiento de dicho período. 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.

Será obligación de la empresa concesionaria comunicar al cliente durante los tres últimos meses del período en que rija la tarifa y con frecuencia mensual, la fecha de término de este período, la opción tarifaria vigente, el monto de la potencia contratada para aquellas opciones con contratación de potencia, y la fecha límite para que el cliente comunique a la empresa las modificaciones que desee efectuar a su contrato de suministro. Al menos una de estas comunicaciones deberá anexarse o incluirse en la última boleta o factura a emitir con anterioridad a la fecha de término de vigencia de la opción tarifaria correspondiente. Estas obligaciones no serán exigibles en el caso de las opciones BT1.

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 requeridos; en este caso, el cliente podrá apelar a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, en adelante Superintendencia, quien 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 vigente.

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:

$$F_{Clasificación} = \text{Promedio (enero – febrero)}_{año_actual} / \text{Promedio (marzo – diciembre)}_{año_anterior}$$

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 2, el cliente estará afecto a la opción BT1a. En caso contrario, el cliente estará sujeto a la opción BT1b.

Para efectos de la clasificación, se utilizaran los meses en que efectivamente existan registros de consumo, siendo el consumo cero efectivamente leído, un registro valido 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 ó 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 leída

Las tarifas BT2 y AT2 de potencia contratada, como asimismo las tarifas BT3 y AT3 de demanda 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:

a) Cuando la potencia contratada o leída está siendo usada manifiestamente durante las horas de punta del sistema eléctrico, independientemente de si dicha potencia 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 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.

b) Cuando la potencia contratada o demanda leída está siendo usada parcialmente durante las horas de punta del sistema eléctrico, independientemente de si dicha potencia 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 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, el cliente 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 AT 4.1, 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, 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 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 tres condiciones siguientes :

1. 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.

2. El alimentador de alta tensión de distribución que lo abastece se encuentra canalizado subterráneamente, en virtud una la 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, aquellos tramos que a la fecha de entrada en vigencia de este decreto se encontraban canalizados en forma subterránea dentro de los límites comunales.

3. 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 tres condiciones:

1. 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.

2. 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 una la 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, aquellos tramos que a la fecha de entrada en vigencia de este decreto se encontraban canalizados en forma subterránea dentro de los límites comunales.

3. 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 dos condiciones:

1. 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.

2. 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, 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 Area 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 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.

6. FÓRMULAS TARIFARIAS

A continuación se indican las fórmulas para obtener los precios unitarios en las distintas opciones tarifarias.

6.1.- Tarifa BT1

a) Tarifa BT1a

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Fijo	$/cliente	CFES
Cargo único por uso de sistema troncal	$/cliente	CU
Energía Base	$/kWh	$PEBT \times PEAT \times Pe + \frac{PPBT \times PPAT \times Pp}{NHUNB} + \frac{CDBT}{NHUDB}$
Energía adicional de invierno	$/kWh	$PEBT \times PEAT \times Pe + 2{,}4 \times \frac{PPBT \times PPAT \times Pp}{NHUNI} + 2{,}4 \times \frac{CDBT}{NHUDI}$

b) Tarifa BT1b

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Fijo	$/cliente	CFES
Cargo único por uso de sistema troncal	$/cliente	CU
Energía	$/kWh	$PEBT \times PEAT \times Pe$
Potencia base	$/kWh	$\frac{(Pp - PNPT) \times PPBT \times PPAT}{NHUNB} + \frac{CDBT}{NHUDV}$
Potencia de invierno	$/kWh	$2{,}4 \times \frac{PPBT \times PPAT \times PNPT}{NHUNI}$

6.2.- Tarifa BT2

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

6.4.2 Tarifa BT4.2

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

6.4.3 Tarifa BT4.3

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

6.5.- Tarifa AT2

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

6.6.- Tarifa AT3

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

6.7.- Tarifa AT4

6.7.1 Tarifa AT4.1

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

6.7.2 Tarifa AT4.2

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

6.7.3 Tarifa AT4.3

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Fijo	$/cliente	CFHS
Cargo único por uso de sistema troncal	$/cliente	CU
Energía	$/kWh	PEAT x Pe
Demanda máxima suministrada	$/kW/mes	FDFPA x CDAT
Demanda máxima leída en horas de punta	$/kW/mes	FNPPA x PPAT x Pp + FDPPA x CDAT - FDFPA x 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.
PNPT: Precio de nudo 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 71°-30, 96° y 105° del DFL N°1/82. Este cargo se determinará en proporción a los consumos de energía conforme se establezca en la normativa reglamentaria correspondiente.

La aplicación de este cargo está sujeta a lo dispuesto en el Artículo 3° transitorio de la Ley 19.940 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, publicada en el Diario Oficial con fecha 13 de marzo de 2004.

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

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. DETERMINACION DE LOS PARAMETROS DE LAS FORMULAS TARIFARIAS.

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

Los precios de nudo Pe, Pp y PNPT a que se refieren las fórmulas tarifarias señaladas en el punto 6, aplicables a clientes regulados en zonas de concesión de empresas distribuidoras, corresponderán a los precios que para estos efectos se establecen en el decreto de precios de nudo vigente, y conforme a los sectores de nudo definidos en el decreto señalado.

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 a la normativa reglamentaria respectiva.

7.3 Costos de distribución

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:

$$CDAT = FSTCD \cdot FVAD \cdot CDATo \cdot [\,(IA1 \cdot B + OA1) \cdot \frac{IPC}{IPCo} + (IA2 \cdot B + OA2) \cdot \frac{IPMN}{IPMNo} + IA3 \cdot B \cdot \frac{IPCu}{IPCuo} + IA4 \cdot B \cdot \frac{D}{Do}\,]$$

$$CDBT = FSTCD \cdot FVAD \cdot CDBTo \cdot [\,(IB1 \cdot B + OB1) \cdot \frac{IPC}{IPCo} + (IB2 \cdot B + OB2) \cdot \frac{IPMN}{IPMNo} + IB3 \cdot B \cdot \frac{IPCu}{IPCuo} + IB4 \cdot B \cdot \frac{D}{Do}\,]$$

Los factores FSTCD para cada empresa concesionaria y sector de distribución se señalan en el punto 7.7.

Los factores FVAD para cada empresa concesionaria se señalan en el punto 7.8.

Los valores de los parámetros CDATo y CDBTo se señalan a continuación para cada Area Típica:

AREA TIPICA	CDATo $/kW/mes	CDBTo $/kW/mes
1	1.197,96	4.456,48
2	1.847,78	5.853,42
3	3.304,33	8.851,49
4	2.306,09	6.580,53
5	4.602,19	12.741,27
6	6.413,21	15.784,21

Los factores IA1, IA2, IA3, IA4, OA1 y OA2 se obtienen de la siguiente tabla según el Area Típica de la empresa:

AREA TIPICA	IA1	IA2	IA3	IA4	OA1	OA2
1	0,13	0,29	0,06	0,03	0,19	0,30
2	0,18	0,33	0,02	0,04	0,25	0,18
3	0,17	0,32	0,02	0,06	0,23	0,20
4	0,10	0,19	0,02	0,02	0,36	0,31
5	0,16	0,38	0,03	0,02	0,15	0,26
6	0,19	0,47	0,05	0,03	0,09	0,17

Los factores IB1, IB2, IB3, IB4, OB1 y OB2 se obtienen de la siguiente tabla según el Area Típica de la empresa:

AREA TIPICA	IB1	IB2	IB3	IB4	OB1	OB2
1	0,15	0,33	0,05	0,02	0,18	0,27
2	0,22	0,28	0,03	0,03	0,26	0,18
3	0,23	0,26	0,03	0,03	0,27	0,18
4	0,12	0,19	0,04	0,01	0,32	0,32
5	0,17	0,36	0,07	0,02	0,14	0,24
6	0,19	0,43	0,08	0,02	0,10	0,18

Las condiciones de determinación de los valores de IPMN, IPC, IPCu y D, así como los valores de IPMNo, IPCo, IPCuo y Do se señalan en el punto 7.9.

El valor del factor B, factor de corrección por aporte de terceros, se especifica en el punto 7.10 para cada empresa concesionaria.

7.3.2 Factor de economías de escala

Los valores de CDAT y CDBT deberán ser multiplicados por los factores que se señalan, en los períodos que se indican:

CDAT	1° enero al 31 de diciembre de 2005	1° enero al 31 de diciembre de 2006	1° enero al 31 de diciembre de 2007	1° enero al 31 de diciembre de 2008
Area Típica 1	0,9815	0,9634	0,9456	0,9281
Area Típica 2	0,9756	0,9518	0,9285	0,9057
Area Típica 3	0,9731	0,9473	0,9221	0,8975
Area Típica 4	0,9764	0,9534	0,9310	0,9090
Area Típica 5	0,9768	0,9543	0,9322	0,9105
Area Típica 6	0,9848	0,9699	0,9552	0,9379
CDBT	**1° enero al 31 de diciembre de 2005**	**1° enero al 31 de diciembre de 2006**	**1° enero al 31 de diciembre de 2007**	**1° enero al 31 de diciembre de 2008**
Area Típica 1	0,9857	0,9717	0,9579	0,9443
Area Típica 2	0,9814	0,9632	0,9455	0,9280
Area Típica 3	0,9802	0,9603	0,9408	0,9218
Area Típica 4	0,9810	0,9624	0,9443	0,9265
Area Típica 5	0,9832	0,9668	0,9508	0,9352
Area Típica 6	0,9887	0,9777	0,9668	0,9546

7.4 Cargos fijos

7.4.1 Fórmulas de cargos fijos

Medidor de energía:

$$CFES = FSTCF \cdot FCFE \cdot CFEo \cdot (CFE1 \cdot \frac{IPC}{IPCo} + CFE2 \cdot \frac{IPMN}{IPMNo})$$

Medidor de demanda:

$$CFDS = FSTCF \cdot CFDo \cdot (CFD1 \cdot \frac{IPC}{IPCo} + CFD2 \cdot \frac{IPMN}{IPMNo})$$

Medidor horario:

$$CFHS = FSTCF \cdot CFHo \cdot (CFH1 \cdot \frac{IPC}{IPCo} + CFH2 \cdot \frac{IPMN}{IPMNo})$$

Los valores de los parámetros CFEo, CFDo y CFHo se muestran a continuación para cada Area Típica:

AREA TIPICA	CFEo $/cl/mes	CFDo $/cl/mes	CFHo $/cl/mes
1	546,64	734,22	768,78
2	768,67	1.267,36	1.345,72
3	926,06	1.456,11	1.596,56
4	1.006,10	1.623,49	1.704,63
5	877,78	1.091,12	1.149,35
6	1.038,91	1.702,46	1.810,93

Los factores FSTCF para cada empresa concesionaria y sector de distribución se señalan en el punto 7.7.

Los factores FCFE para cada empresa concesionaria se señalan en el punto 7.8.

Los factores CFE1, CFE2, CFD1, CFD2, CFH1 y CFH2, se muestran a continuación:

AREA TIPICA	Medidor de energía		Medidor de demanda		Medidor horario	
	CFE1	CFE2	CFD1	CFD2	CFH1	CFH2
1	0,44	0,56	0,31	0,69	0,16	0,84
2	0,55	0,45	0,52	0,48	0,41	0,59
3	0,52	0,48	0,50	0,50	0,39	0,61
4	0,50	0,50	0,47	0,53	0,31	0,69
5	0,45	0,55	0,40	0,60	0,27	0,73
6	0,45	0,55	0,47	0,53	0,37	0,63

Las condiciones de determinación de los valores de IPMN y IPC, así como los valores de IPMNo, IPCo, se señalan en el punto 7.9.

7.4.2 Factor de economías de escala

Los valores de CFES, CFDS y CFHS deberán ser multiplicados por los factores que se señalan, en los períodos que se indican:

C.Fijos	1° enero al 31 de diciembre de 2005	1° enero al 31 de diciembre de 2006	1° enero al 31 de diciembre de 2007	1° enero al 31 de diciembre de 2008
Area Típica 1	0,9918	0,9835	0,9750	0,9664
Area Típica 2	0,9918	0,9833	0,9745	0,9653
Area Típica 3	0,9954	0,9907	0,9857	0,9805
Area Típica 4	0,9944	0,9885	0,9823	0,9757
Area Típica 5	0,9929	0,9852	0,9770	0,9683
Area Típica 6	0,9896	0,9786	0,9670	0,9548

7.5 Horas de uso y factores de coincidencia

EMPRESA	HORAS DE USO					FACTORES DE COINCIDENCIA									
	NHUDB	HUNB	NHUDI	NHUNI	NHUDV	FNDPB	FDDPB	FNPPB	FDPPB	FDFPB	FNDPA	FDDPA	FNPPA	FDPPA	FDFPA
EMELARI	490	420	490	420		0,30	0,40	0,50	0,55	0,35	0,40	0,50	0,75	0,65	0,30
ELIQSA	400	420	400	420		0,55	0,50	0,75	0,75	0,50	0,60	0,40	0,75	0,55	0,35
ELECDA	360	420	360	420		0,60	0,65	0,75	0,95	0,60	0,65	0,30	0,90	0,30	0,25
EMELAT	360	420	360	420		0,70	0,70	0,75	0,85	0,60	0,60	0,75	0,80	0,80	0,60
CONAFE A	420	420	420	420		0,55	0,50	0,80	0,65	0,40	0,70	0,60	0,75	0,70	0,35
CHILQUINTA	450	420	450	420		0,55	0,40	0,80	0,80	0,40	0,75	0,70	0,85	0,65	0,50
CONAFE B	380	410	380	410		0,50	0,55	0,70	0,85	0,45	0,75	0,55	0,80	0,70	0,40
EMELCA	490	420	490	420		0,30	0,35	0,60	0,40	0,30	0,35	0,35	0,45	0,45	0,30
LITORAL	490	420	490	420	400	0,50	0,75	0,70	0,85	0,70	0,60	0,85	0,75	0,95	0,80
CHILECTRA	390	380	380	380		0,40	0,70	0,75	0,75	0,45	0,50	0,50	0,80	0,85	0,40
RIO MAIPO	380	380	380	380		0,50	0,80	0,70	0,90	0,50	0,55	0,60	0,75	0,65	0,40
COLINA	380	380	380	380		0,60	0,70	0,85	0,90	0,50	0,65	0,45	0,85	0,40	0,30
TILTIL	420	420	420	420		0,40	0,35	0,70	0,65	0,30	0,40	0,45	0,70	0,60	0,30
PUENTE ALTO	380	380	380	380		0,50	0,70	0,70	0,80	0,50	0,60	0,50	0,70	0,75	0,35
LUZANDES	200	180	130	120		0,50	0,50	0,80	0,70	0,40	0,75	0,45	0,90	0,50	0,30
EMELECTRIC	380	420	380	420		0,50	0,55	0,80	0,80	0,45	0,70	0,60	0,85	0,75	0,50
CGE	380	380	380	380		0,65	0,50	0,80	0,65	0,40	0,70	0,50	0,80	0,75	0,40
EMELPAR	490	420	490	420		0,30	0,40	0,50	0,55	0,35	0,40	0,50	0,75	0,65	0,30
COPERSOL	490	420	490	420		0,30	0,40	0,50	0,55	0,35	0,40	0,50	0,75	0,65	0,30
COOPELAN	420	420	420	420		0,50	0,50	0,75	0,75	0,45	0,55	0,40	0,80	0,55	0,25
FRONTEL	420	420	420	420		0,60	0,45	0,85	0,55	0,30	0,85	0,45	0,90	0,60	0,30
SAESA	420	420	420	420		0,50	0,50	0,80	0,65	0,40	0,70	0,40	0,90	0,50	0,30
EDELAYSEN	320	400	320	400		0,80	0,60	0,90	0,90	0,60	0,80	0,50	0,90	0,60	0,40
EDELMAG	420	420	420	420		0,50	0,50	0,70	0,60	0,40	0,50	0,40	0,75	0,50	0,25
CODINER	450	420	450	420		0,45	0,55	0,65	0,80	0,45	0,50	0,35	0,70	0,50	0,20
ELECOOP	360	420	360	420		0,70	0,70	0,80	0,80	0,55	0,80	0,95	0,90	0,95	0,65
E. CASABLANCA	340	420	340	420		0,40	0,60	0,70	0,80	0,50	0,50	0,50	0,70	0,60	0,45
COOP. CURICO	320	380	320	380		0,50	0,55	0,75	0,85	0,45	0,60	0,60	0,85	0,80	0,60
EMETAL	420	400	420	400		0,80	0,40	0,90	0,75	0,30	0,80	0,55	0,90	0,75	0,30
LUZLINARES	360	380	360	380		0,70	0,60	0,85	0,85	0,55	0,80	0,65	0,90	0,90	0,40
LUZPARRAL	420	420	420	420		0,50	0,50	0,70	0,80	0,45	0,60	0,70	0,80	0,80	0,45
COPELEC	400	420	400	420		0,50	0,65	0,70	0,80	0,45	0,60	0,80	0,80	0,80	0,30
COELCHA	420	420	420	420		0,50	0,50	0,75	0,70	0,35	0,50	0,55	0,90	0,60	0,30
SOCOEPA	460	420	460	420		0,40	0,40	0,60	0,70	0,40	0,40	0,45	0,60	0,55	0,25
COOPREL	460	420	460	420		0,50	0,45	0,60	0,75	0,40	0,60	0,70	0,60	0,80	0,50
LUZOSORNO	460	420	460	420		0,50	0,45	0,70	0,70	0,40	0,65	0,45	0,80	0,60	0,25

7.6 Factores de expansión de pérdidas

AREA TIPICA	PMPBT	PPBT	PPAT	PFBT	PFAT
1	1,0479	1,0450	1,0088	1,0427	1,0063
2	1,0712	1,0690	1,0193	1,0623	1,0138
3	1,0759	1,0712	1,0257	1,0686	1,0184
4	1,0477	1,0456	1,0015	1,0431	1,0010
5	1,1049	1,0924	1,0166	1,0685	1,0151
6	1,1228	1,1199	1,0404	1,1061	1,0241

7.7 Factores de asignación de costos sectorizados

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

A continuación se indican los factores de asignación de costos sectorizados FSTCF y FSTCD para cada empresa y comuna:

EMPRESA	COMUNA	FSTCF	FSTCD
EMELARI	ARICA	1,000	1,000
EMELARI	GAMARONES	1,000	1,000
ELIQSA	IQUIQUE	0,995	0,957
ELIQSA	HUARA	1,003	1,457
ELIQSA	PICA	1,003	1,457
ELIQSA	POZO ALMONTE	1,003	1,457
ELECDA	ANTOFAGASTA	1,003	0,957
ELECDA	MEJILLONES	1,005	1,440
ELECDA	SIERRA GORDA	1,005	1,440
ELECDA	CALAMA	1,003	0,957
ELECDA	TOCOPILLA	1,005	1,440
ELECDA	TALTAL	1,005	1,440
EMELAT	COPIAPO	0,993	0,831
EMELAT	CALDERA	0,999	1,130
EMELAT	TIERRA AMARILLA	0,999	1,130
EMELAT	CHAÑARAL	0,999	1,130
EMELAT	DIEGO DE ALMAGRO	0,999	1,130
EMELAT	VALLENAR	0,999	1,130
EMELAT	ALTO DEL CARMEN	1,015	1,684
EMELAT	FREIRINA	0,999	1,130
EMELAT	HUASCO	1,015	1,684
CONAFE A	FREIRINA	0,995	1,127
CONAFE A	LA SERENA	0,990	0,805
CONAFE A	COQUIMBO	0,990	0,805
CONAFE A	ANDACOLLO	0,995	1,127
CONAFE A	LA HIGUERA	1,012	1,671
CONAFE A	PAIGUANO	1,012	1,671
CONAFE A	VICUÑA	0,995	1,127
CONAFE A	ILLAPEL	0,995	1,127
CONAFE A	CANELA	1,012	1,671
CONAFE A	LOS VILOS	0,995	1,127
CONAFE A	SALAMANCA	1,012	1,671
CONAFE A	OVALLE	0,995	1,127
CONAFE A	COMBARBALA	1,012	1,671
CONAFE A	MONTE PATRIA	1,012	1,671
CONAFE A	PUNITAQUI	0,995	1,127
CONAFE A	RIO HURTADO	1,012	1,671
CONAFE A	PUCHUNCAVI	0,995	1,127
CONAFE A	LA LIGUA	0,995	1,127
CONAFE A	CABILDO	0,995	1,127
CONAFE A	PAPUDO	0,995	1,127
CONAFE A	PETORCA	0,995	1,127
CONAFE A	ZAPALLAR	1,012	1,671
CHILQUINTA	VALPARAISO	0,915	0,816
CHILQUINTA	CASABLANCA	1,044	1,279
CHILQUINTA	CONCON	1,044	1,279
CHILQUINTA	PUCHUNCAVI	1,044	1,279
CHILQUINTA	QUILPUE	0,915	0,816
CHILQUINTA	QUINTERO	1,044	1,279
CHILQUINTA	VILLA ALEMANA	1,037	0,925
CHILQUINTA	VIÑA DEL MAR	0,915	0,816
CHILQUINTA	LOS ANDES	1,037	0,925
CHILQUINTA	CALLE LARGA	1,044	1,279
CHILQUINTA	RINCONADA	1,044	1,279
CHILQUINTA	SAN ESTEBAN	1,044	1,279
CHILQUINTA	LA LIGUA	1,819	1,525
CHILQUINTA	CABILDO	1,044	1,279
CHILQUINTA	QUILLOTA	1,044	1,279
CHILQUINTA	LA CALERA	1,037	0,925
CHILQUINTA	HIJUELAS	1,044	1,279
CHILQUINTA	LA CRUZ	1,044	1,279
CHILQUINTA	LIMACHE	1,044	1,279
CHILQUINTA	NOGALES	1,044	1,279
CHILQUINTA	OLMUE	1,044	1,279
CHILQUINTA	SAN ANTONIO	1,037	0,925
CHILQUINTA	ALGARROBO	1,044	1,279
CHILQUINTA	CARTAGENA	1,044	1,279
CHILQUINTA	EL TABO	1,044	1,279
CHILQUINTA	SANTO DOMINGO	1,044	1,279
CHILQUINTA	SAN FELIPE	1,037	0,925
CHILQUINTA	CATEMU	1,044	1,279
CHILQUINTA	LLAILLAY	1,044	1,279
CHILQUINTA	PANQUEHUE	1,044	1,279
CHILQUINTA	PUTAENDO	1,044	1,279
CHILQUINTA	SANTA MARIA	1,044	1,279
CONAFE B	VALPARAISO	0,883	0,806
CONAFE B	QUILPUE	0,883	0,806
CONAFE B	VIÑA DEL MAR	0,883	0,806
CONAFE B	PELARCO	1,029	1,829
CONAFE B	RIO CLARO	1,029	1,829
CONAFE B	CURICO	0,998	1,000
CONAFE B	MOLINA	1,005	1,228
CONAFE B	RAUCO	1,029	1,829
CONAFE B	ROMERAL	1,005	1,228
CONAFE B	SAGRADA FAMILIA	1,005	1,228
CONAFE B	TENO	1,005	1,228
CONAFE B	LINARES	0,998	1,000
CONAFE B	LONGAVI	0,998	1,000
CONAFE B	SAN JAVIER	1,005	1,228
CONAFE B	VILLA ALEGRE	1,005	1,228
CONAFE B	YERBAS BUENAS	1,005	1,228
EMELCA	CASABLANCA	1,000	1,000
LITORAL	CASABLANCA	1,000	1,000
LITORAL	ALGARROBO	1,000	1,000
LITORAL	CARTAGENA	1,000	1,000
LITORAL	EL QUISCO	1,000	1,000
LITORAL	EL TABO	1,000	1,000
CHILECTRA	SANTIAGO	0,914	0,885
CHILECTRA	CERRILLOS	0,914	0,885
CHILECTRA	CERRO NAVIA	0,914	0,885
CHILECTRA	CONCHALI	0,914	0,885
CHILECTRA	ESTACION CENTRAL	0,914	0,885
CHILECTRA	HUECHURABA	1,039	1,093
CHILECTRA	INDEPENDENCIA	0,914	0,885
CHILECTRA	LA CISTERNA	0,914	0,885
CHILECTRA	LA FLORIDA	0,914	0,885
CHILECTRA	LA GRANJA	0,914	0,885
CHILECTRA	LA PINTANA	0,914	0,885
CHILECTRA	LA REINA	0,914	0,885
CHILECTRA	LAS CONDES	0,914	0,885
CHILECTRA	LO BARNECHEA	1,057	1,626
CHILECTRA	LO ESPEJO	0,914	0,885

CHILECTRA	LO PRADO	0,914	0,885
CHILECTRA	MACUL	0,914	0,885
CHILECTRA	MAIPU	0,914	0,885
CHILECTRA	ÑUÑOA	0,914	0,885
CHILECTRA	PEDRO AGUIRRE CERDA	0,914	0,885
CHILECTRA	PEÑALOLEN	0,914	0,885
CHILECTRA	PROVIDENCIA	0,914	0,885
CHILECTRA	PUDAHUEL	0,914	0,885
CHILECTRA	QUILICURA	1,039	1,093
CHILECTRA	QUINTA NORMAL	0,914	0,885
CHILECTRA	RECOLETA	0,914	0,885
CHILECTRA	RENCA	0,914	0,885
CHILECTRA	SAN JOAQUIN	0,914	0,885
CHILECTRA	SAN MIGUEL	0,914	0,885
CHILECTRA	SAN RAMON	0,914	0,885
CHILECTRA	VITACURA	0,914	0,885
CHILECTRA	PUENTE ALTO	0,914	0,885
CHILECTRA	SAN JOSE DE MAIPO	0,914	0,885
CHILECTRA	COLINA	1,057	1,626
CHILECTRA	LAMPA	1,057	1,626
CHILECTRA	TILTIL	1,057	1,626
CHILECTRA	SAN BERNARDO	0,914	0,885
CHILECTRA	CURACAVI	0,914	0,885
CHILECTRA	ISLA DE MAIPO	0,914	0,885
CHILECTRA	PEÑAFLOR	0,914	0,885
RIO MAIPO	EL BOSQUE	0,945	0,798
RIO MAIPO	LA PINTANA	0,945	0,798
RIO MAIPO	PUENTE ALTO	0,945	0,798
RIO MAIPO	SAN JOSE DE MAIPO	1,088	1,505
RIO MAIPO	SAN BERNARDO	1,076	1,081
RIO MAIPO	CALERA DE TANGO	1,088	1,505
RIO MAIPO	CURACAVI	1,088	1,505
RIO MAIPO	TALAGANTE	1,088	1,505
RIO MAIPO	ISLA DE MAIPO	1,088	1,505
RIO MAIPO	PADRE HURTADO	1,076	1,081
RIO MAIPO	PEÑAFLOR	1,076	1,081
COLINA	COLINA	1,000	1,000
TILTIL	LLAILLAY	1,000	1,000
TILTIL	TILTIL	1,000	1,000
PUENTE ALTO	PUENTE ALTO	1,000	1,000
LUZANDES	LO BARNECHEA	1,000	1,000
EMELECTRIC	SAN ANTONIO	0,993	0,871
EMELECTRIC	CARTAGENA	1,010	1,288
EMELECTRIC	SANTO DOMINGO	0,993	0,871
EMELECTRIC	MELIPILLA	0,993	0,871
EMELECTRIC	ALHUE	1,010	1,288
EMELECTRIC	CURACAVI	0,993	0,871
EMELECTRIC	MARIA PINTO	0,993	0,871
EMELECTRIC	SAN PEDRO	0,993	0,871
EMELECTRIC	TALAGANTE	0,993	0,871
EMELECTRIC	EL MONTE	0,993	0,871
EMELECTRIC	ISLA DE MAIPO	0,993	0,871
EMELECTRIC	LAS CABRAS	0,993	0,871
EMELECTRIC	PICHIDEGUA	0,993	0,871
EMELECTRIC	PICHILEMU	1,010	1,288
EMELECTRIC	LA ESTRELLA	1,010	1,288
EMELECTRIC	LITUECHE	1,010	1,288
EMELECTRIC	MARCHIHUE	1,010	1,288
EMELECTRIC	NAVIDAD	1,010	1,288
EMELECTRIC	PAREDONES	1,010	1,288
EMELECTRIC	CHEPICA	1,010	1,288
EMELECTRIC	CHIMBARONGO	1,010	1,288
EMELECTRIC	LOLOL	1,010	1,288
EMELECTRIC	NANCAGUA	0,993	0,871
EMELECTRIC	PALMILLA	1,010	1,288
EMELECTRIC	PERALILLO	1,010	1,288
EMELECTRIC	PLACILLA	1,010	1,288
EMELECTRIC	PUMANQUE	1,010	1,288
EMELECTRIC	SANTA CRUZ	0,993	0,871
EMELECTRIC	TALCA	1,010	1,288
EMELECTRIC	CONSTITUCION	0,993	0,871
EMELECTRIC	CUREPTO	0,993	0,871
EMELECTRIC	EMPEDRADO	1,010	1,288
EMELECTRIC	MAULE	1,010	1,288
EMELECTRIC	PELARCO	0,993	0,871
EMELECTRIC	PENCAHUE	0,993	0,871
EMELECTRIC	RIO CLARO	1,010	1,288
EMELECTRIC	SAN CLEMENTE	0,993	0,871
EMELECTRIC	SAN RAFAEL	0,993	0,871
EMELECTRIC	CAUQUENES	1,010	1,288

EMELECTRIC	CHANCO	1,010	1,288
EMELECTRIC	PELLUHUE	1,010	1,288
EMELECTRIC	CURICO	0,993	0,871
EMELECTRIC	HUALAÑE	1,010	1,288
EMELECTRIC	LICANTEN	0,993	0,871
EMELECTRIC	MOLINA	0,993	0,871
EMELECTRIC	RAUCO	1,010	1,288
EMELECTRIC	SAGRADA FAMILIA	1,010	1,288
EMELECTRIC	VICHUQUEN	1,010	1,288
EMELECTRIC	COLBUN	0,993	0,871
EMELECTRIC	LONGAVI	0,993	0,871
EMELECTRIC	PARRAL	0,993	0,871
EMELECTRIC	RETIRO	0,993	0,871
EMELECTRIC	SAN JAVIER	1,010	1,288
EMELECTRIC	YERBAS BUENAS	1,010	1,288
EMELECTRIC	TOME	0,993	0,871
EMELECTRIC	CHILLAN	1,010	1,288
EMELECTRIC	COBQUECURA	1,010	1,288
EMELECTRIC	COELEMU	1,010	1,288
EMELECTRIC	COIHUECO	0,993	0,871
EMELECTRIC	NINHUE	1,010	1,288
EMELECTRIC	ÑIQUEN	0,993	0,871
EMELECTRIC	PINTO	0,993	0,871
EMELECTRIC	PORTEZUELO	0,993	0,871
EMELECTRIC	QUIRIHUE	1,010	1,288
EMELECTRIC	RANQUIL	0,993	0,871
EMELECTRIC	SAN CARLOS	0,993	0,871
EMELECTRIC	SAN FABIAN	0,993	0,871
EMELECTRIC	SAN NICOLAS	0,993	0,871
EMELECTRIC	TREGUACO	0,993	0,871
CGE	RANCAGUA	1,019	0,903
CGE	CODEGUA	1,054	1,961
CGE	COINCO	1,029	1,266
CGE	COLTAUCO	1,029	1,266
CGE	DOÑIHUE	1,029	1,266
CGE	GRANEROS	1,029	1,266
CGE	LAS CABRAS	1,029	1,266
CGE	MACHALI	1,029	1,266
CGE	MALLOA	1,029	1,266
CGE	MOSTAZAL	1,029	1,266
CGE	OLIVAR	1,029	1,266
CGE	PEUMO	1,029	1,266
CGE	PICHIDEGUA	1,054	1,961
CGE	QUINTA DE TILCOCO	1,029	1,266
CGE	RENGO	1,029	1,266
CGE	REQUINOA	1,029	1,266
CGE	SAN VICENTE	1,029	1,266
CGE	SAN FERNANDO	1,029	1,266
CGE	CHIMBARONGO	1,029	1,266
CGE	TALCA	1,019	0,903
CGE	MAULE	1,054	1,961
CGE	PENCAHUE	1,029	1,266
CGE	SAN RAFAEL	1,029	1,266
CGE	TENO	1,029	1,266
CGE	PIRQUE	1,029	1,266
CGE	BUIN	1,029	1,266
CGE	PAINE	1,029	1,266
CGE	LOS ANGELES	1,019	0,903
CGE	MULCHEN	1,019	0,903
CGE	CHILLAN	1,019	0,903
CGE	CHILLAN VIEJO	1,019	0,903
CGE	CONCEPCION	0,898	0,833
CGE	CORONEL	1,019	0,903
CGE	CHIGUAYANTE	0,898	0,833
CGE	FLORIDA	1,054	1,961
CGE	HUALQUI	1,029	1,266
CGE	LOTA	1,054	1,961
CGE	PENCO	1,029	1,266
CGE	SAN PEDRO DE LA PAZ	0,898	0,833
CGE	TALCAHUANO	0,898	0,833
CGE	TOME	1,029	1,266
CGE	LEBU	1,054	1,961
CGE	COELEMU	1,054	1,961
CGE	COIHUECO	1,054	1,961
CGE	SAN CARLOS	1,029	1,266
CGE	SAN NICOLAS	1,054	1,961
CGE	TEMUCO	1,019	0,903
CGE	CURARREHUE	1,054	1,961
CGE	FREIRE	1,029	1,266
CGE	LAUTARO	1,029	1,266

CGE	LONCOCHE	1,029	1,266
CGE	PADRE LAS CASAS	1,029	1,266
CGE	PITRUFQUEN	1,029	1,266
CGE	PUCON	1,029	1,266
CGE	VILCUN	1,029	1,266
CGE	VILLARRICA	1,029	1,266
EMELPAR	PUTRE	1,000	1,000
COPERSOL	PUTRE	1,000	1,000
COOPELAN	LOS ANGELES	1,000	1,004
COOPELAN	LAJA	0,983	0,632
COOPELAN	MULCHEN	1,000	1,004
COOPELAN	QUILLECO	1,000	1,004
COOPELAN	SANTA BARBARA	1,000	1,004
FRONTEL	CONCEPCION	0,999	0,999
FRONTEL	CORONEL	1,010	1,312
FRONTEL	FLORIDA	1,010	1,312
FRONTEL	HUALQUI	1,010	1,312
FRONTEL	LOTA	0,989	0,635
FRONTEL	SANTA JUANA	1,010	1,312
FRONTEL	TOME	1,010	1,312
FRONTEL	LEBU	0,993	0,899
FRONTEL	ARAUCO	0,993	0,899
FRONTEL	CAÑETE	0,993	0,899
FRONTEL	CONTULMO	1,010	1,312
FRONTEL	CURANILAHUE	0,993	0,899
FRONTEL	LOS ALAMOS	0,993	0,899
FRONTEL	TIRUA	1,010	1,312
FRONTEL	LOS ANGELES	0,993	0,899
FRONTEL	ANTUCO	1,010	1,312
FRONTEL	CABRERO	0,993	0,899
FRONTEL	LAJA	0,993	0,899
FRONTEL	MULCHEN	0,993	0,899
FRONTEL	NACIMIENTO	0,993	0,899
FRONTEL	NEGRETE	1,010	1,312
FRONTEL	QUILACO	1,010	1,312
FRONTEL	QUILLECO	1,010	1,312
FRONTEL	SAN ROSENDO	0,993	0,899
FRONTEL	SANTA BARBARA	1,010	1,312
FRONTEL	TUCAPEL	0,993	0,899
FRONTEL	YUMBEL	1,010	1,312
FRONTEL	CHILLAN	0,993	0,899
FRONTEL	BULNES	0,993	0,899
FRONTEL	EL CARMEN	1,010	1,312
FRONTEL	PEMUCO	1,010	1,312
FRONTEL	PINTO	1,010	1,312
FRONTEL	QUILLON	1,010	1,312
FRONTEL	RANQUIL	1,010	1,312
FRONTEL	SAN IGNACIO	1,010	1,312
FRONTEL	YUNGAY	0,993	0,899
FRONTEL	TEMUCO	1,010	1,312
FRONTEL	CARAHUE	1,010	1,312
FRONTEL	CUNCO	1,010	1,312
FRONTEL	FREIRE	1,010	1,312
FRONTEL	GALVARINO	1,010	1,312
FRONTEL	GORBEA	0,993	0,899
FRONTEL	LAUTARO	0,993	0,899
FRONTEL	MELIPEUCO	1,010	1,312
FRONTEL	NUEVA IMPERIAL	0,993	0,899
FRONTEL	PADRE LAS CASAS	1,010	1,312
FRONTEL	PERQUENCO	1,010	1,312
FRONTEL	PITRUFQUEN	1,010	1,312
FRONTEL	SAAVEDRA	1,010	1,312
FRONTEL	TEODORO SCHMIDT	1,010	1,312
FRONTEL	TOLTEN	1,010	1,312
FRONTEL	VILCUN	1,010	1,312
FRONTEL	VILLARRICA	1,010	1,312
FRONTEL	ANGOL	0,993	0,899
FRONTEL	COLLIPULLI	0,993	0,899
FRONTEL	CURACAUTIN	0,993	0,899
FRONTEL	ERCILLA	1,010	1,312
FRONTEL	LONQUIMAY	1,010	1,312
FRONTEL	LOS SAUCES	1,010	1,312
FRONTEL	LUMACO	1,010	1,312
FRONTEL	PUREN	1,010	1,312
FRONTEL	RENAICO	1,010	1,312
FRONTEL	TRAIGUEN	1,010	1,312
FRONTEL	VICTORIA	0,993	0,899
SAESA	GORBEA	0,987	1,059
SAESA	LONCOCHE	0,987	1,059
SAESA	TOLTEN	1,005	1,563

SAESA	VILLARRICA	1,005	1,563
SAESA	PUERTO MONTT	0,987	1,059
SAESA	CALBUCO	0,987	1,059
SAESA	FRESIA	1,005	1,563
SAESA	FRUTILLAR	0,987	1,059
SAESA	LOS MUERMOS	1,005	1,563
SAESA	LLANQUIHUE	0,987	1,059
SAESA	MAULLIN	1,005	1,563
SAESA	PUERTO VARAS	0,987	1,059
SAESA	CASTRO	0,987	1,059
SAESA	ANCUD	0,987	1,059
SAESA	CHONCHI	0,987	1,059
SAESA	CURACO DE VELEZ	1,005	1,563
SAESA	DALCAHUE	0,987	1,059
SAESA	PUQUELDON	1,005	1,563
SAESA	QUEILEN	1,005	1,563
SAESA	QUELLON	0,987	1,059
SAESA	QUEMCHI	1,005	1,563
SAESA	QUINCHAO	1,005	1,563
SAESA	OSORNO	0,983	0,763
SAESA	PUERTO OCTAY	1,005	1,563
SAESA	PURRANQUE	0,987	1,059
SAESA	PUYEHUE	0,987	1,059
SAESA	RIO NEGRO	1,005	1,563
SAESA	SAN JUAN DE LA COSTA	1,005	1,563
SAESA	SAN PABLO	1,005	1,563
SAESA	VALDIVIA	0,983	0,763
SAESA	CORRAL	1,005	1,563
SAESA	FUTRONO	1,005	1,563
SAESA	LA UNION	0,987	1,059
SAESA	LAGO RANCO	1,005	1,563
SAESA	LANCO	0,987	1,059
SAESA	LOS LAGOS	0,987	1,059
SAESA	MAFIL	1,005	1,563
SAESA	MARIQUINA	1,005	1,563
SAESA	PAILLACO	0,987	1,059
SAESA	PANGUIPULLI	0,987	1,059
SAESA	RIO BUENO	0,987	1,059
EDELAYSEN	COIHAIQUE	1,000	1,000
EDELAYSEN	AISEN	1,000	1,000
EDELAYSEN	RIO IBAÑEZ	1,000	1,000
EDELMAG	PUNTA ARENAS	0,994	0,951
EDELMAG	PORVENIR	0,996	1,318
EDELMAG	NATALES	0,996	1,318
CODINER	TEMUCO	0,978	0,763
CODINER	CUNCO	0,995	1,090
CODINER	FREIRE	0,995	1,090
CODINER	GALVARINO	0,995	1,090
CODINER	GORBEA	0,995	1,090
CODINER	LAUTARO	0,995	1,090
CODINER	LONCOCHE	0,995	1,090
CODINER	NUEVA IMPERIAL	0,995	1,090
CODINER	PADRE LAS CASAS	0,995	1,090
CODINER	PERQUENCO	0,978	0,763
CODINER	PITRUFQUEN	0,995	1,090
CODINER	VILCUN	0,995	1,090
CODINER	VILLARRICA	0,995	1,090
CODINER	CURACAUTIN	0,995	1,090
CODINER	ERCILLA	0,995	1,090
CODINER	TRAIGUEN	0,978	0,763
CODINER	VICTORIA	0,995	1,090
ELECOOP	OVALLE	0,992	0,984
ELECOOP	COMBARBALA	1,012	1,749
ELECOOP	MONTE PATRIA	0,992	0,984
ELECOOP	PUNITAQUI	0,992	0,984
E. CASABLANCA	VALPARAISO	0,861	0,557
E. CASABLANCA	CASABLANCA	0,999	0,992
E. CASABLANCA	ALGARROBO	1,025	1,579
E. CASABLANCA	CARTAGENA	0,999	0,992
E. CASABLANCA	EL QUISCO	1,025	1,579
E. CASABLANCA	EL TABO	1,025	1,579
E. CASABLANCA	CURACAVI	0,999	0,992
COOP. CURICO	CURICO	1,000	1,000
COOP. CURICO	MOLINA	1,000	1,000
COOP. CURICO	ROMERAL	1,000	1,000
COOP. CURICO	TENO	1,000	1,000
EMETAL	TALCA	0,997	0,666
EMETAL	CONSTITUCION	1,004	0,990
EMETAL	CUREPTO	1,004	0,990
EMETAL	MAULE	1,025	1,329

EMETAL	PELARCO	1,004	0,990
EMETAL	PENCAHUE	1,004	0,990
EMETAL	RIO CLARO	1,025	1,329
EMETAL	SAN CLEMENTE	1,004	0,990
EMETAL	SAN RAFAEL	1,004	0,990
EMETAL	COLBUN	1,004	0,990
EMETAL	SAN JAVIER	1,004	0,990
EMETAL	YERBAS BUENAS	1,004	0,990
LUZLINARES	CONSTITUCION	0,963	0,745
LUZLINARES	LINARES	0,963	0,745
LUZLINARES	COLBUN	0,980	1,160
LUZLINARES	LONGAVI	0,980	1,160
LUZLINARES	SAN JAVIER	0,980	1,160
LUZLINARES	VILLA ALEGRE	0,980	1,160
LUZLINARES	YERBAS BUENAS	0,980	1,160
LUZPARRAL	CAUQUENES	1,000	1,000
LUZPARRAL	LONGAVI	1,000	1,000
LUZPARRAL	PARRAL	1,000	1,000
LUZPARRAL	RETIRO	1,000	1,000
LUZPARRAL	SAN JAVIER	1,000	1,000
LUZPARRAL	ÑIQUEN	1,000	1,000
LUZPARRAL	SAN CARLOS	1,000	1,000
COPELEC	FLORIDA	0,987	1,209
COPELEC	TOME	0,987	1,209
COPELEC	CHILLAN	0,977	0,713
COPELEC	BULNES	0,977	0,713
COPELEC	COBQUECURA	0,987	1,209
COPELEC	COELEMU	0,987	1,209
COPELEC	COIHUECO	0,987	1,209
COPELEC	CHILLAN VIEJO	0,977	0,713
COPELEC	EL CARMEN	0,987	1,209
COPELEC	NINHUE	0,987	1,209
COPELEC	ÑIQUEN	0,987	1,209
COPELEC	PEMUCO	0,987	1,209
COPELEC	PINTO	0,987	1,209
COPELEC	PORTEZUELO	0,987	1,209
COPELEC	QUILLON	0,987	1,209
COPELEC	QUIRIHUE	0,987	1,209
COPELEC	RANQUIL	0,987	1,209
COPELEC	SAN CARLOS	0,987	1,209
COPELEC	SAN FABIAN	0,987	1,209
COPELEC	SAN IGNACIO	0,987	1,209
COPELEC	SAN NICOLAS	0,987	1,209
COPELEC	TREGUACO	0,987	1,209
COELCHA	FLORIDA	0,997	1,021
COELCHA	HUALQUI	0,997	1,021
COELCHA	LOS ANGELES	0,997	1,021
COELCHA	CABRERO	0,997	1,021
COELCHA	NACIMIENTO	0,997	1,021
COELCHA	QUILLECO	0,997	1,021
COELCHA	TUCAPEL	0,977	0,635
COELCHA	YUMBEL	0,997	1,021
COELCHA	PEMUCO	0,997	1,021
COELCHA	QUILLON	0,997	1,021
COELCHA	YUNGAY	0,997	1,021
SOCOEPA	FUTRONO	0,974	0,854
SOCOEPA	LA UNION	0,974	0,854
SOCOEPA	LOS LAGOS	0,974	0,854
SOCOEPA	MAFIL	0,992	1,221
SOCOEPA	PAILLACO	0,992	1,221
SOCOEPA	PANGUIPULLI	0,992	1,221
COOPREL	SAN PABLO	0,949	0,710
COOPREL	LA UNION	0,949	0,710
COOPREL	LAGO RANCO	0,966	1,159
COOPREL	RIO BUENO	0,966	1,159
LUZOSORNO	FRUTILLAR	0,899	0,884
LUZOSORNO	LLANQUIHUE	0,899	0,884
LUZOSORNO	PUERTO VARAS	0,899	0,884
LUZOSORNO	OSORNO	0,899	0,884
LUZOSORNO	PUERTO OCTAY	0,916	1,406
LUZOSORNO	PURRANQUE	0,899	0,884
LUZOSORNO	PUYEHUE	0,899	0,884
LUZOSORNO	RIO NEGRO	0,899	0,884
LUZOSORNO	SAN JUAN DE LA COSTA	0,916	1,406
LUZOSORNO	SAN PABLO	0,916	1,406
LUZOSORNO	LA UNION	0,916	1,406
LUZOSORNO	RIO BUENO	0,899	0,884

Si con posterioridad al 31 de diciembre de 2003, 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 2003, la empresa extendiera o hubiese extendido su zona de concesión, abarcando comunas que no se encuentran señaladas en el listado de factores de sectorización para la empresa indicada, y en donde no existe aplicación tarifaria previa en los términos del presente decreto, los factores FSTCF y FSTCD correspondientes a los clientes en las comunas referidas tomarán el valor igual a uno (FSTCF =1,000 y FSTCD =1,000).

Las empresas concesionarias 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 FSTCD de todos sus clientes por los factores que se señalan, y en las áreas típicas que se indican, según el tipo de alimentación que los clientes reciben conforme los criterios de clasificación establecidos en el punto 5.6.1 señalado.

Casos	Area Típica 1	Area Típica 2	Area Típica 3
Cliente AT alimentado en forma aérea	1,0000	1,0000	1,0000
Cliente AT alimentado en forma subterránea	1,6982	1,6982	1,6982
Cliente BT alimentado vía AT y BT aérea	1,0000	1,0000	1,0000
Cliente BT Caso 1	1,2172	1,2172	1,2172
Cliente BT Caso 2	1,2066	1,2066	1,2066
Cliente BT Caso 3	1,4238	1,4238	1,4238

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.

Para clientes con suministro subterráneo, que se identifiquen como tales producto de las condiciones establecidas en el punto 5.6.2, esto es, asociados a nuevos desarrollos subterráneos habilitados con posterioridad a la entrada en vigencia del presente decreto, los factores FSTCD que conforman la tarifa de estos clientes, deberán ser multiplicados por los factores que se señalan, y en las áreas típicas que se indican, según el tipo de alimentación que estos clientes reciban conforme los criterios de clasificación establecidos en el punto 5.6.1.

Casos	Area Típica 1	Area Típica 2	Area Típica 3	Area Típica 4	Area Típica 5	Area Típica 6
Cliente AT alimentado en forma subterránea	1,6561	1,6763	1,6510	1,6830	1,6830	1,6830
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: Factor de reasignación de cargos fijos de cliente con medidor de energía.
FVAD: Factor de corrección por reasignación de cargos fijos de cliente con medidor de energía.

A continuación se indican los factores FCFE y FVAD para cada empresa:

EMPRESA	FCFE	FVAD
EMELARI	1,0000	1,0000
ELIQSA	1,0000	1,0000
ELECDA	1,0000	1,0000
EMELAT	1,0000	1,0000
CONAFE A	1,0000	1,0000
CHILQUINTA	1,0000	1,0000
CONAFE B	1,0000	1,0000
EMELCA	0,6723	1,0622
LITORAL	0,7957	1,0341
CHILECTRA	0,7647	1,0282
RIO MAIPO	1,0000	1,0000
COLINA	1,0000	1,0000
TIL TIL	1,0000	1,0000
PUENTE ALTO	1,0000	1,0000
LUZANDES	1,0000	1,0000
EMELECTRIC	0,6333	1,0770
CGE	1,0000	1,0000
EMELPAR	1,0000	1,0000
COPERSOL	1,0000	1,0000
COOPELAN	0,6723	1,0425
FRONTEL	0,7957	1,0470
SAESA	0,6333	1,0735
EDELAYSEN	0,5829	1,1075
EDELMAG	1,0000	1,0000
CODINER	0,6723	1,0410
ELECOOP	0,5829	1,1025
E. CASABLANCA	0,6333	1,0176
COOP. CURICO	1,0000	1,0000
EMETAL	1,0000	1,0000
LUZ LINARES	0,7957	1,0314
LUZ PARRAL	0,6723	1,0605
COPELEC	0,9617	1,0057
COELCHA	0,9617	1,0085
SOCOEPA	0,6723	1,0317
COOPREL	0,6723	1,0349
LUZ OSORNO	0,7957	1,0213

7.9 Definición de los parámetros y valores base

D: Indice de productos importados calculado como D = Tc x (1 + Ta); con :

Tc: Tipo de cambio observado para el dólar de los Estados Unidos de Norteamérica, publicado por el Banco Central de Chile, "Dolar Observado", o el que lo reemplace. Se utilizará el valor promedio del segundo mes anterior a aquél en que las tarifas serán aplicadas.

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

IPC: Indice de precios al consumidor, índice general, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas (INE). Se utilizará el valor correspondiente al segundo mes anterior a aquél en que las tarifas serán aplicadas.

IPMN: Indice de precios al por mayor, total productos nacionales, publicado por el INE. Se utilizará el valor correspondiente al segundo mes anterior a aquél en que las tarifas serán aplicadas.

IPCu : Indice de precio del cobre calculado como el promedio del precio medio mensual de los últimos 12 meses de la libra de cobre en la Bolsa de Valores de Londres; precio que calcula la Comisión Chilena del Cobre y que se publica mensualmente en el "Boletín del Banco Central". Para estos efectos se considerará los 12 meses que terminan con el tercer mes anterior a aquél en que las tarifas resultantes serán aplicadas y se referirán a moneda nacional utilizando el valor de Tc indicado en el punto anterior.

Valores Base:

Indice	Valor Base	Mes
Do	663,00	Noviembre 2003
IPCo	114,44	Noviembre 2003
IPMNo	197,31	Noviembre 2003
IPCuo	47.925,44	Octubre 2003

Las empresas deberán aplicar los índices D, IPCu, IPC, e IPMN en las condiciones establecidas en el artículo 114° del DFL N° 1 de 1982 del Ministerio de Minería.

7.10 Factor de corrección por aportes de terceros

EMPRESA	B
EMELARI	0,978
ELIQSA	0,970
ELECDA	0,978
EMELAT	0,969
CONAFE A	0,959
CHILQUINTA	0,953
CONAFE B	0,947
EMELCA	0,976
LITORAL	0,938
CHILECTRA	0,937
RIO MAIPO	0,952
COLINA	0,977
TILTIL	1,000
PUENTE ALTO	0,947
LUZANDES	0,990
EMELECTRIC	0,979
CGE	0,969
EMELPAR	1,000
COOPERSOL	1,000
COOPELAN	1,000
FRONTEL	0,989
SAESA	0,979
EDELAYSEN	0,974
EDELMAG	0,935
CODINER	1,000
ELECOOP	1,000
E. CASABLANCA	1,000
COOP. CURICO	1,000
EMETAL	1,000
LUZLINARES	1,000
LUZPARRAL	1,000
COPELEC	1,000
COELCHA	1,000
SOCOEPA	1,000
COOPREL	1,000
LUZOSORNO	1,000

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 la ley N° 19.489 del 28 de diciembre de 1996.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Artículo Primero: El cargo único por uso del sistema troncal, a que se refiere el numeral 4 de este decreto, se aplicará una vez que haya sido establecido conforme a la normativa legal y reglamentaria correspondiente. Sin embargo, dicho cargo regirá desde el 13 de marzo de 2004, conforme al Artículo 3° transitorio de la ley 19.940. Asimismo, al momento de las reliquidaciones correspondientes, deberá considerarse el efecto señalado en el decreto de precio de nudo vigente, respecto de este cargo.

Artículo Segundo: Mientras los decretos de precios de nudo no establezcan el monto y condiciones de aplicación del recargo por consumo reactivo a que se refiere el punto 4.6.1 de este decreto, éste se aplicará del siguiente modo: la facturación por consumos efectuados en instalaciones cuyo factor de potencia medio mensual sea inferior a 0,93 se recargará en 1% por cada 0,01 en que dicho factor baje de 0,93.

Cuando no haya medidores permanentemente instalados que permitan determinar el factor de potencia la Empresa lo determinará. El cliente podrá apelar a la Superintendencia, quien resolverá oyendo a las partes.

Artículo Tercero: En aquellas empresas cuya demanda máxima anual de consumos en la opción BT1 se produce en meses en que no se han definido horas de punta, quedarán afectos a la tarifa BT1a los clientes cuyo Factor de Clasificación resulte igual o inferior a 2, además de aquellos clientes incorporados como tales con posterioridad a febrero de 2004 y hasta febrero de 2005

La empresa que aplique la clasificación señalada en el inciso precedente deberá facturar mensualmente al conjunto de clientes definido en la forma anterior, en la opción tarifaria que implique la menor facturación entre las opciones tarifarias BT1a y BT1b, desde el inicio de vigencia de este Decreto y hasta el mes de octubre del año 2005, inclusive. Para efectos de las facturaciones de noviembre de 2004 a febrero 2005, ambas inclusive, se efectuará una clasificación transitoria en noviembre de 2004, considerando el período marzo 2003 a febrero 2004.

A contar de la facturación del mes de noviembre del año 2005, los clientes de la opción tarifaria BT1 serán facturados de acuerdo a la clasificación resultante en el mes de marzo del año 2005. Los clientes que hayan ingresado con posterioridad a marzo de 2005, seguirán el régimen general. Por su parte, los clientes que, hayan ingresado entre marzo de 2004 y febrero de 2005, se separarán en dos tipos: aquellos ingresados hasta octubre de 2004, a los cuales se les aplicará el factor de clasificación usando los 12 meses de información disponible; y aquellos ingresados entre noviembre de 2004 y febrero de 2005, los que mantendrán su condición hasta que se cuente con 12 meses de historia como cliente, oportunidad en que serán clasificados.

La empresa que tenga que aplicar la condición anterior, deberá comunicar a sus clientes los efectos en la facturación de las distintas opciones.

Anótese, tómese razón y publíquese.- Por orden del Presidente de la República, Felipe Sandoval Precht, Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción (S).

Lo que transcribo para su conocimiento.- Saluda atentamente a usted, Claudio Castillo Castillo, Subsecretario de Economía, Fomento y Reconstrucción (S).