

**REPUBLICA DE CHILE
MINISTERIO DE ECONOMIA
FOMENTO Y RECONSTRUCCION**

**" DECRETO N° 632 DEL 13 DE NOVIEMBRE DE 2000 DEL MINISTERIO DE
ECONOMÍA, FOMENTO Y RECONSTRUCCIÓN, QUE FIJA FORMULAS TARIFARIAS
PARA LAS EMPRESAS ELECTRICAS CONCESIONARIAS DE SERVICIO PUBLICO
DE DISTRIBUCION QUE SEÑALA "**

(D.O. DEL 15 DE NOVIEMBRE DE 2000)

(Nota: Texto refundido por la CNE, sin carácter oficial, que incorpora al D.S. N° 632 las rectificaciones introducidas en virtud del Decreto N°723 del 14 de diciembre de 2000 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción (D.O. del 16 de diciembre de 2000), donde se señala en notas a pie de página.)

Santiago, 13 de noviembre de 2000

N° 632

Visto:

Lo informado por la Comisión Nacional de Energía en su oficio Ord. CNE N° 1075-2000 de fecha 13 de noviembre de 2000, el Oficio N° 1158, de 01-12-2000, de la Secretaría Ejecutiva de la Comisión Nacional de Energía y demás antecedentes;¹ lo establecido en el DFL N° 1 de 1982 del Ministerio de Minería, en la ley N° 19.489 del 28 de diciembre de 1996 y en la ley N° 10.336 de 1964.

Decreto:

Artículo 1º:

Fíjense 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 Se rectificó como se señala en el texto por Decreto 723 del 14.12.2000

1. EMPRESAS CONCESIONARIAS DE DISTRIBUCION

1.1 NOMINA DE EMPRESAS CONCESIONARIAS DE DISTRIBUCION

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
Empresa Eléctrica EMEC S.A.	EMEC	IV y V
Chilquinta Energía S.A.	CHILQUINTA	V
Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	CONAFE	V y VII
Empresa Eléctrica de Casablanca S.A.	EMELCA	V
Compañía Eléctrica del Litoral S.A.	LITORAL	V
Chilectra S.A.	CHILECTRA	Metropolitana
Empresa Eléctrica Puente Alto Ltda.	PUENTE ALTO	Metropolitana
Compañía Eléctrica del Río Maipo S.A.	RIO MAIPO	Metropolitana
Empresa Eléctrica de Colina S.A.	COLINA	Metropolitana
Empresa Eléctrica Municipal de Til-Til	TILTIL	Metropolitana
Luz Andes S.A.	LUZANDES	Metropolitana
Sociedad Eléctrica de Pirque S.A.	PIRQUE	Metropolitana
Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	EMELECTRIC	Metropolitana, VI y VII
Compañía General de Electricidad S.A.	CGE	Metropolitana, VI, VII, VIII y IX
Empresa Eléctrica de Parinacota S.A.	EMELPAR	I
Cooperativa Eléctrica de Los Angeles	COPELAN	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	CODINER	VIII y IX
Cooperativa Eléctrica de Limarí	ELECOOP	IV
Energía de Casablanca S.A.	E. CASABLANCA	V
Cooperativa Eléctrica de Curicó	COOP. CURICO	VII
Empresa Eléctrica de Talca S.A.	EMETAL	VII
Luz Linares S.A.	LUZLINARES	VII
Distribuidora Parral S.A.	LUZPARRAL	VII
Cooperativa Eléctrica de Chillán	COPELEC	VIII
Cooperativa Eléctrica de Charrúa	COELCHA	VIII
Cooperativa Eléctrica de Paillaco	SOCOEPA	X
Cooperativa Eléctrica de Río Bueno	COOPREL	X
Cooperativa Eléctrica Osorno S.A.	CREO	X

1.2 CLASIFICACIÓN DE AREAS TÍPICAS

Los 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 TÍPICA
EMELARI	3
ELIQSA	2
ELECDA	2
EMELAT	2
EMEC	3
CHILQUINTA	3
CONAFE	2
EMELCA	5
LITORAL	5
CHILECTRA	1
RIO MAIPO	2
COLINA	3
TIL TIL	3
PUENTE ALTO	2
LUZANDES	3
PIRQUE	3
EMELECTRIC	4
CGE	2
EMELPAR	3
COPELAN	5
FRONTEL	5
SAESA	4
EDELAYSEN	4
EDELMAG	3
CODINER	5
ELECOOP	4
E. CASABLANCA	4
COOP. CURICO	3
EMETAL	6
LUZLINARES	5
LUZPARRAL	5
COPELEC	6
COELCHA	6

SOCOEPA	5
COOPREL	5
CREO	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 aplicará 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 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.

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%.

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 casos siguientes:

Caso a: aplicable a los clientes abastecidos por empresas cuya demanda máxima anual de consumos en esta opción se produce en meses en que se han definido horas de punta.

Casos b y c²: aplicables a los clientes abastecidos por empresas cuya demanda máxima anual de consumos en esta opción se produce en meses en que no se han definido horas de punta.

- **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 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 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.

² Se rectificó como se señala en el texto por Decreto 723 del 14.12.2000

- **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 registrará 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 por energía base
- c) Cargo por energía adicional de invierno

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

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

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%. Regirá no obstante 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 por energía
- c) Cargo por potencia base
- d) Cargo por potencia adicional de verano
- e) Cargo por potencia de invierno

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

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 y se obtendrá multiplicando su precio unitario por los kWh de consumo, determinados de la siguiente manera:

- En cada mes del período de verano, el consumo a considerar será el del respectivo mes si el cliente no debe pagar potencia adicional de verano, y en caso contrario el consumo a considerar será el límite de verano.
- Fuera del período de verano, el consumo a considerar será el del respectivo mes.

El cargo por potencia adicional de verano, se aplicará en cada mes del período de verano, y se obtendrá multiplicando su precio unitario por los kWh de exceso en verano del cliente.

Los kWh de exceso en verano del cliente se determinan como la diferencia entre el mayor de los consumos de energía registrados en los meses del período de verano en los últimos 12 meses, incluido el mes que se facture, por sobre el límite de verano.

Se define el Límite de verano como un séptimo de la totalidad de la energía consumida en el período fuera de punta de verano o equivalentemente, como el promedio mensual de consumo durante el período fuera de punta de verano.

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.³

A aquellos clientes que se hubieren incorporado como tales iniciado el período de verano, se les considerará para el cálculo del límite de verano un consumo de 200 kWh/mes entre el inicio de dicho periodo y la fecha de energización del medidor.

El período de verano se extenderá entre el 1º de diciembre y el 30 de abril.

4.1.3 Caso c⁴

La tarifa BT1c comprenderá los siguientes cargos que se sumarán en la factura o boleta, cuando corresponda:

- a) Cargo fijo mensual
- b) Cargo por energía
- c) Cargo por potencia base
- d) Cargo por potencia de invierno

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

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:

³ Se agregó como se señala en el texto por Decreto 723 del 14.12.2000

⁴ Se agregó como se señala en el texto por Decreto 723 del 14.12.2000

- a) Cargo fijo mensual
- b) Cargo por energía
- c) Cargo por potencia contratada

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

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 por energía
- c) Cargo por demanda máxima

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

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 por energía
- c) Cargo mensual por demanda máxima contratada en horas de punta.
- d) 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 por energía
- c) Cargo mensual por demanda máxima leída de potencia en horas de punta.
- d) 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 por energía
- c) Cargo mensual por demanda máxima leída de potencia en horas de punta.
- d) 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 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 factor de potencia medio mensual

La facturación por consumos efectuados en instalaciones cuyo factor de potencia medio 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 de Electricidad y Combustibles, en adelante Superintendencia, quien resolverá oyendo a las partes.

4.6.2. Otros recargos

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.

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, comprometiéndose 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, 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 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 al siguiente criterio:

- 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 cociente 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 cociente 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 cociente 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.

5.4 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.

5.5 Condición de aplicación de las tarifas subterráneas

5.5.1 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 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 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.

5.5.2. 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 5.5.1 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.⁵

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 5.5.1.⁶

Con treinta días de anticipación a la aplicación de las tarifas asociadas a los nuevos desarrollos, los concesionarios deberán enviar a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles 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
Energía Base	\$/kWh	$PEBT \times PEAT \times Pe + \frac{PPBT \times PPAT \times Pp}{NHUNB} + \frac{CDBT}{NHUDB}$
Energía adicional de invierno	\$/kWh	$PEBT \times PEAT \times Pe + \frac{2,4 \times PPBT \times PPAT \times Pp}{NHUNI} + \frac{2,4 \times CDBT}{NHUDI}$

⁵ Se rectificó como se señala en el texto por Decreto 723 del 14.12.2000

⁶ Se rectificó como se señala en el texto por Decreto 723 del 14.12.2000

b) Tarifa BT1 b

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Fijo	\$/cliente	CFES
Energía	\$/kWh	PEBT x PEAT x Pe
Potencia base	\$/kWh	$\frac{(P_p - PNPT) \times PPBT \times PPAT + CDBT}{NHUDB}$
Potencia adicional de verano	\$/kWh	$\frac{2,4 \times (P_p - PNPT) \times PPBT \times PPAT}{NHUDB} + \frac{2,4 \times CDBT}{NHUDV}$
Potencia de invierno	\$/kWh	$\frac{2,4 \times PPBT \times PPAT \times PNPT}{NHUNI}$

c) Tarifa BT1c⁷

CARGO	UNIDAD	FORMULA
Fijo	\$/cliente	CFES
Energía	\$/kWh	PEBT x PEAT x Pe
Potencia base	\$/kWh	$\frac{(P_p - PNPT) \times PPBT \times PPAT + CDBT}{NHUDB}$
Potencia de invierno	\$/kWh	$\frac{2,4 \times PPBT \times PPAT \times PNPT}{NHUNI}$

6.2.- Tarifa BT2

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Fijo	\$/cliente	CFES
Energía	\$/kWh	PEBT x PEAT x Pe
Potencia presente en punta	\$/kW/mes	FNPPB x PPBT x PPAT x Pp + FDPPB x CDBT
Potencia parcialmente presente en punta	\$/kW/mes	FNDPB x PPBT x PPAT x Pp + FDDPB x CDBT

⁷ Se insertó como se señala en el texto por Decreto 723 del 14.12.2000

6.3.- Tarifa BT3

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Fijo	\$/cliente	CFDS
Energía	\$/kWh	PEBT x PEAT x Pe
Potencia presente en punta	\$/kW/mes	FNPPB x PPBT x PPAT x Pp + FDPBB x CDBT
Potencia parcialmente presente en punta	\$/kW/mes	FNDPB x PPBT x PPAT x Pp + FDDPB x CDBT

6.4.- Tarifa BT4

6.4.1 Tarifa BT4.1

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Fijo	\$/cliente	CFES
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 + FDPBB x CDBT - FDFPB x (CDBT - PMPBT x CDAT)

6.4.2 Tarifa BT4.2

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Fijo	\$/cliente	CFDS
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 + FDPBB x CDBT - FDFPB x (CDBT - PMPBT x CDAT)

6.4.3 Tarifa BT4.3

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Fijo	\$/cliente	CFHS
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 - PMPBT x CDAT)

6.5.- Tarifa AT2

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Fijo	\$/cliente	CFES
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
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
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
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
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 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 7.2.

6.8.3 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 7.3.

6.8.4 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 adicional de verano coincidente con la punta del sistema de distribución.

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 7.4.

6.8.5 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 7.5

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 6.1, 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 Costos de distribución

7.2.1 Fórmulas de costos de distribución

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

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

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

Los factores FSTCD para cada empresa concesionaria y sector de distribución se señalan en el punto 7.6

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

	CDATo \$/kW/mes	CDBTo \$/kW/mes
Area Típica 1	1.068	3.811
Area Típica 2	1.420	5.375
Area Típica 3	2.768	7.211
Area Típica 4	2.537	7.340
Area Típica 5	3.089	10.239
Area Típica 6	4.860	9.978

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

	IA1	IA2	IA3	IA4	OA1	OA2
Area Típica 1	0,12	0,23	0,11	0,03	0,37	0,14
Area Típica 2	0,20	0,23	0,08	0,02	0,24	0,23
Area Típica 3	0,19	0,20	0,10	0,02	0,25	0,24
Area Típica 4	0,20	0,21	0,14	0,04	0,33	0,08
Area Típica 5	0,22	0,21	0,12	0,06	0,29	0,10
Area Típica 6	0,20	0,43	0,09	0,00	0,10	0,18

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

	IB1	IB2	IB3	IB4	OB1	OB2
Area Típica 1	0,06	0,31	0,10	0,07	0,34	0,12
Area Típica 2	0,20	0,22	0,07	0,06	0,25	0,20
Area Típica 3	0,19	0,17	0,09	0,06	0,27	0,22
Area Típica 4	0,18	0,22	0,13	0,03	0,34	0,10
Area Típica 5	0,16	0,24	0,14	0,03	0,31	0,12
Area Típica 6	0,18	0,36	0,09	0,07	0,10	0,20

El valor del factor B, factor de corrección por aporte de terceros, se especifica en el punto 7.8 para cada empresa concesionaria.

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 7.7

7.2.2 Factor de economías de escala

A contar de las fechas que se indican, los valores de CDAT y CDBT deberán ser multiplicados por los factores que se señalan, en las fechas que se indican:

CDAT	1º enero 2001	1º enero 2002	1º enero 2003	1º enero 2004
Area Típica 1	0,9883	0,9770	0,9659	0,9551
Area Típica 2	0,9880	0,9763	0,9649	0,9538
Area Típica 3	0,9868	0,9739	0,9615	0,9494
Area Típica 4	0,9870	0,9744	0,9622	0,9503
Area Típica 5	0,9839	0,9685	0,9535	0,9391
Area Típica 6	0,9851	0,9706	0,9567	0,9432

CDBT	1º enero 2001	1º enero 2002	1º enero 2003	1º enero 2004
Area Típica 1	0,9882	0,9767	0,9655	0,9546
Area Típica 2	0,9875	0,9753	0,9634	0,9519
Area Típica 3	0,9861	0,9727	0,9596	0,9470
Area Típica 4	0,9860	0,9724	0,9592	0,9465
Area Típica 5	0,9827	0,9660	0,9500	0,9346
Area Típica 6	0,9840	0,9686	0,9537	0,9394

7.3 Cargos fijos

7.3.1 Fórmulas de cargos fijos

Medidor de energía $CFES = FSTCF \cdot CFE_o \cdot (CFE1 \cdot \frac{IPC}{IPCo} + CFE2 \cdot \frac{IPMN}{IPMNo})$

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 CFE_o, CFDo y CFHo se muestran a continuación para cada Area Típica:

	CFE_o \$/cl/mes	CFDo \$/cl/mes	CFHo \$/cl/mes
Area Típica 1	371,25	553,17	656,75
Area Típica 2	680,83	905,67	986,92
Area Típica 3	926,42	1.268,92	1.345,08
Area Típica 4	528,08	1.027,42	1.328,42
Area Típica 5	629,58	1.234,08	1.614,08

Area Típica 6	830,00	1.013,08	1.117,92
---------------	--------	----------	----------

Los factores FSTCF para cada empresa concesionaria y sector de distribución se señalan en el punto 7.6.

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

	CFE1	CFE2	CFD1	CFD2	CFH1	CFH2
Area Típica 1	0,82	0,18	0,80	0,20	0,80	0,20
Area Típica 2	0,69	0,31	0,69	0,31	0,69	0,31
Area Típica 3	0,71	0,29	0,71	0,29	0,71	0,29
Area Típica 4	0,84	0,16	0,84	0,16	0,84	0,16
Area Típica 5	0,85	0,15	0,85	0,15	0,85	0,15
Area Típica 6	0,24	0,76	0,24	0,76	0,24	0,76

Las condiciones de determinación de los valores de IPMN y IPC, así como los valores de IPMNo, IPCo, se señalan en el punto 7.7

7.3.2 Factor de economías de escala

A contar de las fechas que se indican, los valores de CFES, CFDS y CFHS deberán ser multiplicados por los factores que se señalan, en las fechas que se indican:

C.Fijos	1º enero 2001	1º enero 2002	1º enero 2003	1º enero 2004
Area Típica 1	0,9919	0,9839	0,9759	0,9680
Area Típica 2	0,9883	0,9767	0,9652	0,9539
Area Típica 3	0,9883	0,9767	0,9652	0,9539
Area Típica 4	0,9883	0,9767	0,9652	0,9539
Area Típica 5	0,9884	0,9769	0,9656	0,9544
Area Típica 6	0,9884	0,9769	0,9656	0,9544

7.4 Horas de utilización y factores de coincidencia

EMPRESA	NHUBB	NHUNB	NHUDI	NHUNI	NHUDV ⁸	FNDPB	FDDPB	FNPPB	FDPPB	FDFPB	FNDPA	FDDPA	FNPPA	FDPPA	FDPPA
EMELARI	466	420	466	420		0,40	0,36	0,60	0,54	0,36	0,45	0,54	0,85	0,72	0,36
ELIQSA	314	420	314	420		0,40	0,53	0,60	0,80	0,53	0,45	0,34	0,65	0,46	0,43
ELECDA	318	420	318	420		0,50	0,66	0,75	0,99	0,53	0,60	0,31	0,85	0,31	0,30
EMELAT	280	420	280	420		0,50	0,75	0,75	0,95	0,60	0,60	0,78	0,85	0,78	0,60
EMEC	400	420	400	420		0,50	0,60	0,75	0,90	0,48	0,75	0,70	0,85	0,79	0,47
CHILQUINTA	420	420	420	420		0,50	0,50	0,75	0,75	0,40	0,75	0,75	0,85	0,85	0,50
CONAFE	352	420	352	420		0,50	0,60	0,75	0,90	0,48	0,75	0,70	0,85	0,79	0,47
EMELCA	437	420	430	420		0,40	0,39	0,75	0,59	0,39	0,45	0,51	0,60	0,68	0,50
LITORAL	380	380	380	380	380	0,50	0,65	0,75	0,75	0,65	0,60	0,84	0,85	0,95	0,84
CHILECTRA	301	410	301	410		0,50	0,75	0,75	0,94	0,50	0,60	0,64	0,85	0,87	0,60
RIO MAIPO	323	420	323	420		0,50	0,66	0,75	0,94	0,53	0,60	0,49	0,85	0,50	0,39
COLINA	315	380	315	380		0,50	0,60	0,75	0,91	0,48	0,60	0,25	0,85	0,35	0,17
TIL TIL	328	380	328	380		0,50	0,58	0,75	0,87	0,46	0,60	0,45	0,85	0,64	0,30
PUENTE ALTO	360	420	360	420		0,50	0,58	0,75	0,88	0,47	0,60	0,56	0,85	0,80	0,38
LUZANDES	199	180	132	120		0,50	0,45	0,75	0,68	0,36	0,75	0,37	0,85	0,42	0,25
PIRQUE	300	380	300	380		0,50	0,63	0,75	0,95	0,51	0,60	0,75	0,85	0,95	0,54
EMELECTRIC	280	420	325	420		0,50	0,65	0,75	0,97	0,52	0,75	0,78	0,85	0,88	0,65
CGE	336	420	336	420		0,75	0,63	0,85	0,82	0,50	0,75	0,78	0,90	0,81	0,65
EMELPAR	466	420	466	420		0,40	0,36	0,60	0,54	0,36	0,45	0,54	0,85	0,72	0,36
COPELAN	320	420	320	420		0,49	0,53	0,75	0,79	0,53	0,58	0,49	0,82	0,65	0,32
FRONTEL	420	420	420	420		0,50	0,52	0,75	0,78	0,42	0,75	0,73	0,85	0,82	0,48
SAESA	380	420	380	420		0,50	0,58	0,75	0,86	0,46	0,60	0,72	0,85	0,72	0,36
EDELAYSSEN	320	420	320	420		0,50	0,66	0,75	0,98	0,53	0,75	0,49	0,85	0,56	0,33
EDELMAG	420	420	420	420		0,50	0,50	0,75	0,75	0,40	0,60	0,37	0,85	0,53	0,25
CODINER	360	420	360	420		0,50	0,58	0,75	0,87	0,47	0,60	0,53	0,85	0,53	0,26
ELECOOP	400	420	400	420		0,50	0,52	0,75	0,79	0,42	0,60	1,00	0,85	1,00	0,50
E. CASABLANCA	306	405	307	405		0,40	0,56	0,75	0,84	0,61	0,61	0,32	0,89	0,28	0,62
COOP. CURICO	380	420	380	420		0,50	0,55	0,75	0,83	0,44	0,60	0,82	0,85	0,82	0,41
EMETAL	400	400	420	420		0,50	0,50	0,75	0,85	0,43	0,60	0,65	0,85	0,80	0,25
LUZLINARES	330	420	330	420		0,50	0,64	0,75	0,95	0,51	0,60	0,95	0,85	0,95	0,48
LUZPARRAL	360	390	360	390		0,54	0,58	0,81	0,87	0,47	0,65	0,89	0,92	0,89	0,65
COPELEC	361	420	361	420		0,50	0,58	0,75	0,87	0,47	0,60	0,93	0,85	0,93	0,70
COELCHA	340	420	340	420		0,50	0,62	0,75	0,93	0,49	0,60	0,54	0,85	0,54	0,27

⁸ Se rectificó como se señala en el texto por Decreto 723 del 14.12.2000

SOCOEPA	420	420	420	420		0,50	0,50	0,75	0,75	0,40	0,60	0,58	0,85	0,58	0,29
COOPREL	390	420	390	420		0,50	0,54	0,75	0,81	0,43	0,60	0,97	0,85	0,97	0,80
CREO	470	420	470	420		0,50	0,45	0,75	0,67	0,36	0,60	0,64	0,85	0,64	0,32

7.5 Factores de expansión de pérdidas

	PMPBT	PPBT	PPAT	PEBT	PEAT
Area Típica 1	1,0354	1,0308	1,0160	1,0348	1,0088
Area Típica 2	1,0618	1,0472	1,0229	1,0325	1,0141
Area Típica 3	1,0533	1,0409	1,0315	1,0341	1,0222
Area Típica 4	1,1520	1,0964	1,0180	1,0565	1,0106
Area Típica 5	1,1193	1,0772	1,0216	1,0763	1,0155
Area Típica 6	1,0746	1,0597	1,0619	1,0609	1,0381

7.6 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 FSTCD y FSTCF para cada empresa y comuna:

EMPRESA	COMUNA	FSTCD	FSTCF
EMELARI	ARICA	1,000	1,000
EMELARI	CAMARONES	1,000	1,000
ELIQSA	IQUIQUE	0,960	0,999
ELIQSA	HUARA	1,842	1,020
ELIQSA	PICA	1,462	1,007
ELIQSA	POZO ALMONTE	1,462	1,007
ELECDA	ANTOFAGASTA	0,955	1,000
ELECDA	MEJILLONES	1,436	1,002
ELECDA	CALAMA	0,955	1,000
ELECDA	TOCOPILLA	1,436	1,002
ELECDA	TALTAL	1,436	1,002
EMELAT	COPIAPO	0,833	0,996
EMELAT	CALDERA	1,133	1,002
EMELAT	TIERRA AMARILLA	1,133	1,002
EMELAT	CHAÑARAL	1,133	1,002
EMELAT	DIEGO DE ALMAGRO	1,133	1,002
EMELAT	VALLENAR	1,133	1,002
EMELAT	ALTO DEL CARMEN	1,689	1,018
EMELAT	FREIRINA	1,133	1,002
EMELAT	HUASCO	1,689	1,018
EMEC	LA SERENA	0,809	0,995
EMEC	COQUIMBO	0,809	0,995
EMEC	ANDACOLLO	1,133	1,001
EMEC	LA HIGUERA	1,680	1,018
EMEC	PAIGUANO	1,680	1,018
EMEC	VICUÑA	1,133	1,001
EMEC	OVALLE	1,133	1,001
EMEC	COMBARBALA	1,680	1,018

EMPRESA	COMUNA	FSTCD	FSTCF
EMEC	MONTE PATRIA	1,680	1,018
EMEC	PUNITAQUI	1,133	1,001
EMEC	RIO HURTADO	1,680	1,018
EMEC	ILLAPEL	1,133	1,001
EMEC	CANELA	1,680	1,018
EMEC	LOS VILOS	1,133	1,001
EMEC	SALAMANCA	1,680	1,018
EMEC	PUCHUNCAVI	1,133	1,001
EMEC	LA LIGUA	1,133	1,001
EMEC	CABILDO	1,133	1,001
EMEC	PAPUDO	1,133	1,001
EMEC	PETORCA	1,133	1,001
EMEC	ZAPALLAR	1,680	1,018
CHILQUINTA	VALPARAISO	0,830	0,930
CHILQUINTA	CONCON	1,300	1,061
CHILQUINTA	VIÑA DEL MAR	0,830	0,930
CHILQUINTA	PUCHUNCAVI	1,300	1,061
CHILQUINTA	QUILPUE	0,830	0,930
CHILQUINTA	VILLA ALEMANA	0,940	1,054
CHILQUINTA	QUILLOTA	1,300	1,061
CHILQUINTA	LA CALERA	0,940	1,054
CHILQUINTA	HIJUELAS	1,300	1,061
CHILQUINTA	LA CRUZ	1,300	1,061
CHILQUINTA	LIMACHE	1,300	1,061
CHILQUINTA	NOGALES	1,300	1,061
CHILQUINTA	OLMUE	1,300	1,061
CHILQUINTA	LOS ANDES	0,940	1,054
CHILQUINTA	CALLE LARGA	1,300	1,061
CHILQUINTA	RINCONADA	1,300	1,061
CHILQUINTA	SAN ESTEBAN	1,300	1,061
CHILQUINTA	LA LIGUA	1,550	1,849
CHILQUINTA	CABILDO	1,300	1,061
CHILQUINTA	SAN FELIPE	0,940	1,054
CHILQUINTA	CATEMU	1,300	1,061
CHILQUINTA	LLAILLAY	1,300	1,061
CHILQUINTA	PANQUEHUE	1,300	1,061
CHILQUINTA	PUTAENDO	1,300	1,061
CHILQUINTA	SANTA MARIA	1,300	1,061
CHILQUINTA	SAN ANTONIO	0,940	1,054
CHILQUINTA	ALGARROBO	1,300	1,061
CHILQUINTA	CARTAGENA	1,300	1,061
CHILQUINTA	EL TABO	1,300	1,061
CHILQUINTA	SANTO DOMINGO	1,300	1,061
CHILQUINTA	CASABLANCA	1,300	1,061
CHILQUINTA	QUINTERO	1,300	1,061
CONAFE	VALPARAISO	0,847	0,928
CONAFE	QUILPUE	0,847	0,928
CONAFE	VIÑA DEL MAR	0,847	0,928
CONAFE	PELARCO	1,923	1,082

EMPRESA	COMUNA	FSTCD	FSTCF
CONAFE	RIO CLARO	1,923	1,082
CONAFE	CURICO	1,051	1,049
CONAFE	MOLINA	1,291	1,057
CONAFE	RAUCO	1,923	1,082
CONAFE	ROMERAL	1,291	1,057
CONAFE	SAGRADA FAMILIA	1,291	1,057
CONAFE	TENO	1,291	1,057
CONAFE	LINARES	1,051	1,049
CONAFE	LONGAVI	1,051	1,049
CONAFE	SAN JAVIER	1,291	1,057
CONAFE	VILLA ALEGRE	1,291	1,057
CONAFE	YERBAS BUENAS	1,291	1,057
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	0,961	0,992
CHILECTRA	CERRILLOS	0,961	0,992
CHILECTRA	CERRO NAVIA	0,961	0,992
CHILECTRA	CONCHALI	0,961	0,992
CHILECTRA	ESTACION CENTRAL	0,961	0,992
CHILECTRA	HUECHURABA	1,187	1,128
CHILECTRA	INDEPENDENCIA	0,961	0,992
CHILECTRA	LA CISTERNA	0,961	0,992
CHILECTRA	LA FLORIDA	0,961	0,992
CHILECTRA	LA GRANJA	0,961	0,992
CHILECTRA	LA REINA	0,961	0,992
CHILECTRA	LAS CONDES	0,961	0,992
CHILECTRA	LO BARNECHEA	1,766	1,148
CHILECTRA	LO ESPEJO	0,961	0,992
CHILECTRA	LO PRADO	0,961	0,992
CHILECTRA	MACUL	0,961	0,992
CHILECTRA	MAIPU	0,961	0,992
CHILECTRA	ÑUÑO A	0,961	0,992
CHILECTRA	PEDRO AGUIRRE CERDA	0,961	0,992
CHILECTRA	PEÑALOLEN	0,961	0,992
CHILECTRA	PROVIDENCIA	0,961	0,992
CHILECTRA	PUDAHUEL	0,961	0,992
CHILECTRA	QUILICURA	1,187	1,128
CHILECTRA	QUINTA NORMAL	0,961	0,992
CHILECTRA	RECOLETA	0,961	0,992
CHILECTRA	RENCA	0,961	0,992
CHILECTRA	SAN JOAQUIN	0,961	0,992
CHILECTRA	SAN MIGUEL	0,961	0,992
CHILECTRA	SAN RAMON	0,961	0,992
CHILECTRA	VITACURA	0,961	0,992
CHILECTRA	PUENTE ALTO	0,961	0,992

EMPRESA	COMUNA	FSTCD	FSTCF
CHILECTRA	SAN BERNARDO	0,961	0,992
CHILECTRA	COLINA	1,766	1,148
CHILECTRA	LAMPA	1,766	1,148
CHILECTRA	TILTIL	1,766	1,148
RIO MAIPO	EL BOSQUE	0,801	0,949
RIO MAIPO	LA PINTANA	0,801	0,949
RIO MAIPO	PUENTE ALTO	0,801	0,949
RIO MAIPO	SAN JOSE DE MAIPO	1,511	1,093
RIO MAIPO	SAN BERNARDO	1,086	1,081
RIO MAIPO	CALERA DE TANGO	1,511	1,093
RIO MAIPO	CURACAVI	1,511	1,093
RIO MAIPO	TALAGANTE	1,511	1,093
RIO MAIPO	ISLA DE MAIPO	1,511	1,093
RIO MAIPO	PADRE HURTADO	1,086	1,081
RIO MAIPO	PEÑAFLORES	1,086	1,081
COLINA	COLINA	1,000	1,000
TIL TIL	TILTIL	1,000	1,000
TIL TIL	LLAILLAY	1,000	1,000
PUENTE ALTO	PUENTE ALTO	1,000	1,000
LUZANDES	LO BARNECHEA	1,000	1,000
PIRQUE	PIRQUE	1,000	1,000
EMELECTRIC	MELIPILLA	0,871	0,993
EMELECTRIC	CURACAVI	0,871	0,993
EMELECTRIC	TALAGANTE	0,871	0,993
EMELECTRIC	ALHUE	1,289	1,011
EMELECTRIC	MARIA PINTO	0,871	0,993
EMELECTRIC	SAN PEDRO	0,871	0,993
EMELECTRIC	EL MONTE	0,871	0,993
EMELECTRIC	ISLA DE MAIPO	0,871	0,993
EMELECTRIC	SAN ANTONIO	0,871	0,993
EMELECTRIC	CARTAGENA	1,289	1,011
EMELECTRIC	SANTO DOMINGO	0,871	0,993
EMELECTRIC	LAS CABRAS	0,871	0,993
EMELECTRIC	PICHIDEGUA	0,871	0,993
EMELECTRIC	PICHILEMU	1,289	1,011
EMELECTRIC	LA ESTRELLA	1,289	1,011
EMELECTRIC	LITUECHE	1,289	1,011
EMELECTRIC	MARCHIHUE	1,289	1,011
EMELECTRIC	NAVIDAD	1,289	1,011
EMELECTRIC	PAREDONES	1,289	1,011
EMELECTRIC	CHEPICA	1,289	1,011
EMELECTRIC	CHIMBARONGO	1,289	1,011
EMELECTRIC	LOLOL	1,289	1,011
EMELECTRIC	NANCAGUA	0,871	0,993
EMELECTRIC	PALMILLA	1,289	1,011
EMELECTRIC	PERALILLO	1,289	1,011
EMELECTRIC	PLACILLA	1,289	1,011
EMELECTRIC	PUMANQUE	1,289	1,011
EMELECTRIC	SANTA CRUZ	0,871	0,993

EMPRESA	COMUNA	FSTCD	FSTCF
EMELECTRIC	TALCA	1,289	1,011
EMELECTRIC	CONSTITUCION	0,871	0,993
EMELECTRIC	CUREPTO	0,871	0,993
EMELECTRIC	EMPEDRADO	1,289	1,011
EMELECTRIC	MAULE	1,289	1,011
EMELECTRIC	PELARCO	0,871	0,993
EMELECTRIC	SAN RAFAEL ⁹	0,871	0,993
EMELECTRIC	PENCAHUE	0,871	0,993
EMELECTRIC	RIO CLARO	1,289	1,011
EMELECTRIC	SAN CLEMENTE	0,871	0,993
EMELECTRIC	CAUQUENES	1,289	1,011
EMELECTRIC	CHANCO	1,289	1,011
EMELECTRIC	PELLUHUE	1,289	1,011
EMELECTRIC	CURICO	0,871	0,993
EMELECTRIC	HUALAÑE	1,289	1,011
EMELECTRIC	LICANTEN	0,871	0,993
EMELECTRIC	MOLINA	0,871	0,993
EMELECTRIC	RAUCO	1,289	1,011
EMELECTRIC	SAGRADA FAMILIA	1,289	1,011
EMELECTRIC	VICHUQUEN	1,289	1,011
EMELECTRIC	COLBUN	0,871	0,993
EMELECTRIC	LONGAVI	0,871	0,993
EMELECTRIC	PARRAL	0,871	0,993
EMELECTRIC	RETIRO	0,871	0,993
EMELECTRIC	SAN JAVIER	1,289	1,011
EMELECTRIC	YERBAS BUENAS	1,289	1,011
EMELECTRIC	TOME	0,871	0,993
EMELECTRIC	CHILLAN	1,289	1,011
EMELECTRIC	COBQUECURA	1,289	1,011
EMELECTRIC	COELEMU	1,289	1,011
EMELECTRIC	COIHUECO	0,871	0,993
EMELECTRIC	NINHUE	1,289	1,011
EMELECTRIC	ÑIQUEN	0,871	0,993
EMELECTRIC	PINTO	0,871	0,993
EMELECTRIC	PORTEZUELO	0,871	0,993
EMELECTRIC	QUIRIHUE	1,289	1,011
EMELECTRIC	RANQUIL	0,871	0,993
EMELECTRIC	SAN CARLOS	0,871	0,993
EMELECTRIC	SAN FABIAN	0,871	0,993
EMELECTRIC	SAN NICOLAS	0,871	0,993
EMELECTRIC	TREGUACO	0,871	0,993
CGE	BUIN	1,278	1,038
CGE	PAINE	1,278	1,038
CGE	RANCAGUA	0,911	1,028
CGE	CODEGUA	1,979	1,064
CGE	COINCO	1,278	1,038
CGE	COLTAUCO	1,278	1,038

⁹ Se insertó como se señala en el texto por Decreto 723 del 14.12.2000

EMPRESA	COMUNA	FSTCD	FSTCF
CGE	DOÑIHUE	1,278	1,038
CGE	GRANEROS	1,278	1,038
CGE	LAS CABRAS	1,278	1,038
CGE	MACHALI	1,278	1,038
CGE	MALLOA	1,278	1,038
CGE	MOSTAZAL	1,278	1,038
CGE	OLIVAR	1,278	1,038
CGE	PEUMO	1,278	1,038
CGE	PICHIDEGUA	1,979	1,064
CGE	QUINTA DE TILCOCO	1,278	1,038
CGE	RENGO	1,278	1,038
CGE	REQUINOA	1,278	1,038
CGE	SAN VICENTE	1,278	1,038
CGE	SAN FERNANDO	1,278	1,038
CGE	CHIMBARONGO	1,278	1,038
CGE	TALCA	0,911	1,028
CGE	MAULE	1,979	1,064
CGE	PENCAHUE	1,278	1,038
CGE	TENO	1,278	1,038
CGE	LOS ANGELES	0,911	1,028
CGE	MULCHEN	0,911	1,028
CGE	CHILLAN	0,911	1,028
CGE	CHILLAN VIEJO	0,911	1,028
CGE	CONCEPCION	0,841	0,906
CGE	TALCAHUANO	0,841	0,906
CGE	CORONEL	0,911	1,028
CGE	CHIGUAYANTE	0,841	0,906
CGE	FLORIDA	1,979	1,064
CGE	HUALQUI	1,278	1,038
CGE	LOTA	1,979	1,064
CGE	PENCO	1,278	1,038
CGE	SAN PEDRO DE LA PAZ	0,841	0,906
CGE	TOME	1,278	1,038
CGE	LEBU	1,979	1,064
CGE	COELEMU	1,979	1,064
CGE	COIHUECO	1,979	1,064
CGE	SAN CARLOS	1,278	1,038
CGE	SAN NICOLAS	1,979	1,064
CGE	TEMUCO	0,911	1,028
CGE	CURARREHUE	1,979	1,064
CGE	FREIRE	1,278	1,038
CGE	LAUTARO	1,278	1,038
CGE	LONCOCHE	1,278	1,038
CGE	PADRE LAS CASAS	1,278	1,038
CGE	PITRUFQUEN	1,278	1,038
CGE	PUCON	1,278	1,038
CGE	VILCUN	1,278	1,038
CGE	VILLARRICA	1,278	1,038
EMELPAR	PUTRE	1,000	1,000

EMPRESA	COMUNA	FSTCD	FSTCF
COPELAN	LAJA	0,633	0,984
COPELAN	MULCHEN	1,005	1,001
COPELAN	QUILLECO	1,005	1,001
COPELAN	SANTA BARBARA	1,005	1,001
COPELAN	LOS ANGELES	1,005	1,001
FRONTEL ¹⁰	CORONEL	1,314	1,011
FRONTEL	FLORIDA	1,314	1,011
FRONTEL	HUALQUI	1,314	1,011
FRONTEL	LOTA	0,636	0,990
FRONTEL	SANTA JUANA	1,314	1,011
FRONTEL	TOME	1,314	1,011
FRONTEL	LEBU	0,900	0,994
FRONTEL	ARAUCO	0,900	0,994
FRONTEL	CANETE	0,900	0,994
FRONTEL	CONTULMO	1,314	1,011
FRONTEL	CURANILAHUE	0,900	0,994
FRONTEL	LOS ALAMOS	0,900	0,994
FRONTEL	TIRUA	1,314	1,011
FRONTEL	ANTUCO	1,314	1,011
FRONTEL	CABRERO	0,900	0,994
FRONTEL	LAJA	0,900	0,994
FRONTEL	MULCHEN	0,900	0,994
FRONTEL	NACIMIENTO	0,900	0,994
FRONTEL	NEGRETE	1,314	1,011
FRONTEL	QUILACO	1,314	1,011
FRONTEL	QUILLECO	1,314	1,011
FRONTEL	SAN ROSENDO	0,900	0,994
FRONTEL	SANTA BARBARA	1,314	1,011
FRONTEL	TUCAPEL	0,900	0,994
FRONTEL	YUMBEL	1,314	1,011
FRONTEL	CHILLAN	0,900	0,994
FRONTEL	BULNES	0,900	0,994
FRONTEL	EL CARMEN	1,314	1,011
FRONTEL	PEMUCO	1,314	1,011
FRONTEL	PINTO	1,314	1,011
FRONTEL	QUILLON	1,314	1,011
FRONTEL	RANQUIL	1,314	1,011
FRONTEL	SAN IGNACIO	1,314	1,011
FRONTEL	YUNGAY	0,900	0,994
FRONTEL	CARAHUE	1,314	1,011
FRONTEL	CUNCO	1,314	1,011
FRONTEL	FREIRE	1,314	1,011
FRONTEL	GALVARINO	1,314	1,011
FRONTEL	GORBEA	0,900	0,994
FRONTEL	LAUTARO	0,900	0,994
FRONTEL	MELIPEUCO	1,314	1,011
FRONTEL	NUEVA IMPERIAL	0,900	0,994

¹⁰ Se eliminó la comuna de Concepción en Frontel tal como se señala en el texto por Decreto 723 del 14.12.2000

EMPRESA	COMUNA	FSTCD	FSTCF
FRONTEL	PADRE LAS CASAS	1,314	1,011
FRONTEL	PERQUENCO	1,314	1,011
FRONTEL	PITRUFQUEN	1,314	1,011
FRONTEL	SAAVEDRA	1,314	1,011
FRONTEL	TEODORO SCHMIDT	1,314	1,011
FRONTEL	TOLTEN	1,314	1,011
FRONTEL	VILCUN	1,314	1,011
FRONTEL	VILLARRICA	1,314	1,011
FRONTEL	ANGOL	0,900	0,994
FRONTEL	COLLIPULLI	0,900	0,994
FRONTEL	CURACAUTIN	0,900	0,994
FRONTEL	ERCILLA	1,314	1,011
FRONTEL	LONQUIMAY	1,314	1,011
FRONTEL	LOS SAUCES	1,314	1,011
FRONTEL	LUMACO	1,314	1,011
FRONTEL	PUREN	1,314	1,011
FRONTEL	RENAICO	1,314	1,011
FRONTEL	TRAIQUEN	1,314	1,011
FRONTEL	VICTORIA	0,900	0,994
FRONTEL	LOS ANGELES	0,900	0,994
FRONTEL	TEMUCO	1,314	1,011
SAESA	LANCO	1,071	0,999
SAESA	PANGUIPULLI	1,071	0,999
SAESA	GORBEA	1,071	0,999
SAESA	LONCOCHE	1,071	0,999
SAESA	TOLTEN	1,581	1,017
SAESA	VILLARRICA	1,581	1,017
SAESA	VALDIVIA	0,772	0,995
SAESA	CORRAL	1,581	1,017
SAESA	FUTRONO	1,581	1,017
SAESA	LA UNION	1,071	0,999
SAESA	LAGO RANCO	1,581	1,017
SAESA	LOS LAGOS	1,071	0,999
SAESA	MAFIL	1,581	1,017
SAESA	MARIQUINA	1,581	1,017
SAESA	PAILLACO	1,071	0,999
SAESA	RIO BUENO	1,071	0,999
SAESA	PUERTO MONTT	1,071	0,999
SAESA	CALBUCO	1,071	0,999
SAESA	FRESIA	1,581	1,017
SAESA	FRUTILLAR	1,071	0,999
SAESA	LOS MUERMOS	1,581	1,017
SAESA	LLANQUIHUE	1,071	0,999
SAESA	MAULLIN	1,581	1,017
SAESA	PUERTO VARAS	1,071	0,999
SAESA	OSORNO	0,772	0,995
SAESA	PUERTO OCTAY	1,581	1,017
SAESA	PURRANQUE	1,071	0,999
SAESA	PUYEHUE	1,071	0,999

EMPRESA	COMUNA	FSTCD	FSTCF
SAESA	RIO NEGRO	1,581	1,017
SAESA	SAN JUAN DE LA COSTA	1,581	1,017
SAESA	SAN PABLO	1,581	1,017
SAESA	CASTRO	1,071	0,999
SAESA	ANCUD	1,071	0,999
SAESA	CHONCHI	1,071	0,999
SAESA	CURACO DE VELEZ	1,581	1,017
SAESA	DALCAHUE	1,071	0,999
SAESA	PUQUELDON	1,581	1,017
SAESA	QUEILEN	1,581	1,017
SAESA	QUELLON	1,071	0,999
SAESA	QUEMCHI	1,581	1,017
SAESA	QUINCHAO	1,581	1,017
EDELAYSEN	COIHAIQUE	1,000	1,000
EDELAYSEN	AISEN	1,000	1,000
EDELAYSEN	RIO IBAÑEZ	1,000	1,000
EDELMAG	PUNTA ARENAS	0,956	1,000
EDELMAG	PORVENIR	1,326	1,002
EDELMAG	NATALES	1,326	1,002
CODINER	CUNCO	1,099	1,003
CODINER	FREIRE	1,099	1,003
CODINER	GALVARINO	1,099	1,003
CODINER	GORBEA	1,099	1,003
CODINER	LAUTARO	1,099	1,003
CODINER	LONCOCHE	1,099	1,003
CODINER	NUEVA IMPERIAL	1,099	1,003
CODINER	PADRE LAS CASAS	1,099	1,003
CODINER	PERQUENCO	0,769	0,986
CODINER	PITRUFQUEN	1,099	1,003
CODINER	VILCUN	1,099	1,003
CODINER	VILLARRICA	1,099	1,003
CODINER	CURACAUTIN	1,099	1,003
CODINER	ERCILLA	1,099	1,003
CODINER	TRAIQUEN	0,769	0,986
CODINER	VICTORIA	1,099	1,003
CODINER	TEMUCO	0,769	0,986
ELECOOP	OVALLE	0,991	0,999
ELECOOP	COMBARBALA	1,762	1,020
ELECOOP	MONTE PATRIA	0,991	0,999
ELECOOP	PUNITAQUI	0,991	0,999
E. CASABLANCA	CURACAVI	0,991	0,998
E. CASABLANCA	VALPARAISO	0,557	0,860
E. CASABLANCA	CASABLANCA	0,991	0,998
E. CASABLANCA	ALGARROBO	1,578	1,024
E. CASABLANCA	CARTAGENA	0,991	0,998
E. CASABLANCA	EL QUISCO	1,578	1,024
E. CASABLANCA	EL TABO	1,578	1,024
COOP. CURICO	CURICO	1,000	1,000
COOP. CURICO	MOLINA	1,000	1,000

EMPRESA	COMUNA	FSTCD	FSTCF
COOP. CURICO	ROMERAL	1,000	1,000
COOP. CURICO	TENO	1,000	1,000
EMETAL	TALCA	0,662	0,990
EMETAL	CONSTITUCION	0,983	0,997
EMETAL	CUREPTO	0,983	0,997
EMETAL	MAULE	1,320	1,018
EMETAL	PELARCO	0,983	0,997
EMETAL	SAN RAFAEL ¹¹	0,983	0,997
EMETAL	PENCAHUE	0,983	0,997
EMETAL	RIO CLARO	1,320	1,018
EMETAL	SAN CLEMENTE	0,983	0,997
EMETAL	COLBUN	0,983	0,997
EMETAL	SAN JAVIER	0,983	0,997
EMETAL	YERBAS BUENAS ¹²	0,983	0,997
LUZLINARES	CONSTITUCION	0,765	0,988
LUZLINARES	LINARES	0,765	0,988
LUZLINARES	COLBUN	1,190	1,006
LUZLINARES	LONGAVI	1,190	1,006
LUZLINARES	SAN JAVIER	1,190	1,006
LUZLINARES	VILLA ALEGRE	1,190	1,006
LUZLINARES	YERBAS BUENAS	1,190	1,006
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	1,227	1,002
COPELEC	TOME	1,227	1,002
COPELEC	CHILLAN	0,724	0,992
COPELEC	BULNES	0,724	0,992
COPELEC	COBQUECURA	1,227	1,002
COPELEC	COELEMU	1,227	1,002
COPELEC	COIHUECO	1,227	1,002
COPELEC	CHILLAN VIEJO	0,724	0,992
COPELEC	EL CARMEN	1,227	1,002
COPELEC	NINHUE	1,227	1,002
COPELEC	ÑIQUEN	1,227	1,002
COPELEC	PEMUCO	1,227	1,002
COPELEC	PINTO	1,227	1,002
COPELEC	PORTEZUELO	1,227	1,002
COPELEC	QUILLON	1,227	1,002
COPELEC	QUIRIHUE	1,227	1,002
COPELEC	RANQUIL	1,227	1,002
COPELEC	SAN CARLOS	1,227	1,002

¹¹ Se insertó como se señala en el texto por Decreto 723 del 14.12.2000

¹² Se insertó como se señala en el texto por Decreto 723 del 14.12.2000

EMPRESA	COMUNA	FSTCD	FSTCF
COPELEC	SAN FABIAN	1,227	1,002
COPELEC	SAN IGNACIO	1,227	1,002
COPELEC	SAN NICOLAS	1,227	1,002
COPELEC	TREGUACO	1,227	1,002
COELCHA	FLORIDA	1,026	1,002
COELCHA	HUALQUI	1,026	1,002
COELCHA	LOS ANGELES	1,026	1,002
COELCHA	CABRERO	1,026	1,002
COELCHA	TUCAPEL	0,638	0,982
COELCHA	YUMBEL	1,026	1,002
COELCHA	PEMUCO	1,026	1,002
COELCHA	QUILLON	1,026	1,002
COELCHA	YUNGAY	1,026	1,002
SOCOEPA	FUTRONO	0,870	0,993
SOCOEPA	LA UNION	0,870	0,993
SOCOEPA	LOS LAGOS	0,870	0,993
SOCOEPA	MAFIL	1,244	1,011
SOCOEPA	PAILLACO	1,244	1,011
SOCOEPA	PANGUIPULLI	1,244	1,011
COOPREL	SAN PABLO	0,739	0,988
COOPREL	LA UNION	0,739	0,988
COOPREL	LAGO RANCO	1,206	1,006
COOPREL	RIO BUENO	1,206	1,006
CREO	FRUTILLAR	0,983	1,000
CREO	OSORNO	0,983	1,000
CREO	PUERTO OCTAY	1,564	1,019
CREO	PURRANQUE	0,983	1,000
CREO	PUYEHUE	0,983	1,000
CREO	RIO NEGRO	0,983	1,000
CREO	SAN JUAN DE LA COSTA	1,564	1,019
CREO	SAN PABLO	1,564	1,019
CREO	LA UNION	1,564	1,019
CREO	RIO BUENO	0,983	1,000

Si con posterioridad al 31 de diciembre de 1999, 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 1999, 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 1.¹³

¹³ Se rectificó como se señala en el texto por Decreto 723 del 14.12.2000

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 5.5.1, 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 5.5.1 señalado.¹⁴

Casos¹⁵	Area Típica 1	Area Típica 2	Area Típica 3
Cliente AT alimentado en forma aérea	0,9840	0,9960	0,9810
Cliente AT alimentado en forma subterránea	1,6561	1,6763	1,6510
Cliente BT alimentado vía AT y BT aérea	0,9840	0,9960	0,9810
Cliente BT Caso 1	1,2271	1,2421	1,2234
Cliente BT Caso 2	0,9915	1,0036	0,9885
Cliente BT Caso 3	1,2322	1,2472	1,2284

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 5.5.2.¹⁶

Para clientes con suministro subterráneo, que se identifiquen como tales, producto de las condiciones establecidas en el punto 5.5.2, 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 5.5.1.¹⁷

Casos¹⁸	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

¹⁴ Se rectificó como se señala en el texto por Decreto 723 del 14.12.2000

¹⁵ Se rectificó como se señala en el texto por Decreto 723 del 14.12.2000

¹⁶ Se rectificó como se señala en el texto por Decreto 723 del 14.12.2000

¹⁷ Se rectificó como se señala en el texto por Decreto 723 del 14.12.2000

¹⁸ Se rectificó como se señala en el texto por Decreto 723 del 14.12.2000

7.7 Definición de los parámetros y valores base

- D : Índice de productos importados calculado como $D = Tc \times (1 + Ta)$; con :
- Tc : Tipo de cambio observado para el dólar de los Estados Unidos de Norteamérica, publicado por el Banco Central de Chile, "Dólar 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 : Índice 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 : Índice de precios al por mayor, total productos nacionales, publicado por el INE. Se utilizará el valor correspondiente al tercer mes anterior a aquél en que las tarifas serán aplicadas
- IPCu : Índice 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	598,08	Noviembre 1999
IPCo	102,04	Noviembre 1999
IPMNo	157,15	Octubre 1999
IPCuo	37.876,20	Octubre 1999

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

7.8 Factor de corrección por aportes de terceros

EMPRESA	b
EMELARI	0,970
ELIQSA	0,961
ELECDA	0,967
EMELAT	0,958
EMEC	0,953
CHILQUINTA	0,906
CONAFE	0,933
EMELCA	0,971
LITORAL	0,920
CHILECTRA	0,917
RIO MAIPO	0,938
COLINA	0,963
TIL TIL	1,000
PUENTE ALTO	0,936
LUZANDES	0,982
PIRQUE	1,000
EMELECTRIC	0,963
CGE	0,968
EMELPAR	1,000
COPELAN	1,000
FRONTEL	0,981
SAESA	0,967
EDELAYSSEN	0,950
EDELMAG	0,909
CODINER	1,000
ELECOOP	1,000
E. CASABLANCA ¹⁹	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
CREO	1,000

¹⁹ Se rectificó como se señala en el texto por Decreto 723 del 14.12.2000

Artículo 2º :

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.²⁰

En la factura o boleta se identificará separadamente la glosa de los cargos aplicados, su facturación y la suma total facturada.

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 1º :

Mientras se encuentre vigente el Decreto N° 583 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, publicado el martes 31 de octubre de 2000 en el Diario Oficial, se considerará que los sectores de nudo señalados en el artículo único, punto 4 del referido decreto, comprenden para cada concesionaria de distribución a las zonas geográficas que se indican:

²⁰ Se rectificó como se señala en el texto por Decreto 723 del 14.12.2000

EMPRESA	SECTOR DE NUDO DS N° 583/2000	COMUNAS
ELECDA	1	TODAS EXCEPTO TALTAL
ELECDA	2	TALTAL
CONAFE	1	V REGION
CONAFE	2	VII REGION
EMELECTRIC	1	V REGION y METROPOLITANA
EMELECTRIC	2	VI y VII REGION
EMELECTRIC	3	VIII REGION
CGE	1	VI, VII REGION y METROPOLITANA
CGE	2	LOS ANGELES, MULCHEN, CHILLAN y CHILLAN VIEJO
CGE	3	RESTO DE LA VIII REGION
CGE	4	IX REGION

Para el resto de las empresas concesionarias, el sector de nudo señalado en el DS N° 583, abarcará toda su zona de concesión.

Artículo 2º²¹

Los clientes abastecidos por empresas cuya demanda máxima anual de consumo en la opción BT1 se produce en meses en que no se han definido horas de punta, podrán optar por las opciones BT1b o BT1c. Cualquiera sea la opción elegida por el cliente, ésta se aplicará a partir del 1º de enero de 2001.

Durante el período comprendido entre la fecha de entrada en vigencia del presente decreto y el 31 de diciembre de 2000, a los clientes señalados se les aplicará la opción BT1c.

La empresa concesionaria responsable de aplicar cualquiera de las dos opciones referidas deberá comunicar directamente y por escrito a los clientes afectos a dichas opciones, antes del 15 de diciembre de 2000, la posibilidad de elegir entre ambas tarifas, los plazos en que éstas comenzarán a regir, una descripción de las características de ambos tipos de tarifa, el efecto en la cuenta del cliente al elegir una u otra, así como el mecanismo mediante el cual los clientes deberán manifestar dicha elección, señalando el plazo respectivo, de modo que la opción elegida pueda efectivamente aplicarse a partir del 1º de enero de 2001. Copia de la referida comunicación deberá ser remitida a la Comisión Nacional de Energía.

ANÓTESE, PUBLÍQUESE Y TÓMESE RAZÓN

²¹ Se insertó como se señala en el texto por Decreto 723 del 14.12.2000

POR ORDEN DEL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA

ALVARO DÍAZ PEREZ
MINISTRO DE ECONOMIA
FOMENTO Y RECONSTRUCCION (S)