

LEYES, REGLAMENTOS, DECRETOS Y RESOLUCIONES DE ORDEN GENERAL

Núm. 41.842

Jueves 24 de Agosto de 2017

Página 1 de 39

Normas Generales

CVE 1260875

MINISTERIO DE ENERGÍA

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

Núm. 11T.- Santiago, 4 de noviembre de 2016.

Vistos:

1. Lo dispuesto en el DL N° 2.224, de 1978, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía;

2. Lo dispuesto en el decreto con fuerza de ley N° 4/20.018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado del decreto con fuerza de ley N° 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica, y sus modificaciones posteriores, en adelante e indistintamente, la “Ley” o la “Ley General de Servicios Eléctricos”;

3. Lo dispuesto en la Ley N° 20.928, que establece mecanismos de equidad en las tarifas de servicios eléctricos;

4. Lo dispuesto en el decreto supremo N° 327, de 1997, del Ministerio de Minería, que fija reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante e indistintamente, el “Reglamento”;

5. Lo dispuesto en el decreto supremo N° 1T, de 5 de noviembre de 2012, del Ministerio Energía, que fija fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados que se señalan, efectuados por las empresas concesionarias de distribución que se indican, en adelante “decreto N° 1T”;

6. Lo dispuesto en el decreto N° 8T, de 2013, del Ministerio de Energía, que fija precios de servicios no consistentes en suministros de energía, asociados a la distribución eléctrica, en adelante e indistintamente, el “decreto N° 8T”;

7. Lo dispuesto en la resolución exenta N° 699, de fecha 29 de diciembre de 2015, de la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente la “Comisión”, que Comunica Definición de Áreas Típicas y Documentos Técnicos con Bases del “Estudio para el Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución; Cuadrienio Noviembre 2016 - Noviembre 2020” y “Estudio de Costos de Servicios Asociados al Suministro de Electricidad de Distribución”, en adelante e indistintamente la “resolución N° 699”;

8. Lo dispuesto en la resolución exenta N° 79, de 10 de febrero de 2016, de la Comisión, que: I. Emite pronunciamiento respecto de la aceptación o rechazo de observaciones que indica. II. Aprueba Definición de Áreas Típicas y Documentos Técnicos con Bases del “Estudio para el Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución; Cuadrienio Noviembre 2016 - Noviembre 2020” y “Estudio de Costos de Servicios Asociados al Suministro de Electricidad de Distribución”, en adelante e indistintamente la “resolución N° 79”;

9. Lo dispuesto en la resolución exenta N° 83, de 17 de febrero de 2016, de la Comisión, que aprueba lista de empresas consultoras elegibles por las empresas concesionarias de distribución para efectuar el estudio al que se refiere el artículo 183° de la Ley General de Servicios Eléctricos;

10. Lo dispuesto en la resolución exenta N° 320, de 8 de abril de 2016, de la Comisión, que adjudica licitación ID 610-1-LR16 para elaboración del “Estudio para el Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución; Cuadrienio Noviembre 2016 - Noviembre 2020” y “Estudio de Costos de Servicios Asociados al Suministro de Electricidad de Distribución”, en adelante “resolución N° 320”;

11. Lo señalado en la carta 835/149, de 2 de septiembre de 2016, de Inecon Ingenieros y Economistas Consultores S.A., que hace entrega del “Estudio para el Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución Cuadrienio, Noviembre 2016 - Noviembre 2020”;

12. Lo dispuesto en la resolución exenta N° 707, de 14 de octubre de 2016, de la Comisión, que tiene por recibido conforme el “Estudio para el Cálculo de las Componentes del Valor Agregado

de Distribución; Cuadrienio Noviembre 2016 - Noviembre 2020”, en adelante e indistintamente la “resolución N° 707”;

13. Lo dispuesto en las resoluciones exentas de la Comisión N° 702; N° 703; N° 704; N° 705; N° 706; y N° 708, todas ellas de fecha 14 de octubre de 2016, que tienen por recibido conforme los respectivos “Estudios para el Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución; Cuadrienio Noviembre 2016 - Noviembre 2020”, de las áreas típicas correspondientes, de las empresas Empresa Eléctrica de Aysén S.A.; Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.; Empresa Eléctrica de Arica S.A.; Chilectra S.A.; CGE Distribución S.A.; y Sociedad Austral de Electricidad S.A., respectivamente;

14. Lo dispuesto en la carta N° 636, de 20 de octubre de 2016, de la Comisión, mediante la cual se comunican las tarifas básicas preliminares a las empresas concesionarias del servicio público de distribución, en adelante e indistintamente la “Carta N° 636”;

15. Las observaciones de las empresas concesionarias de servicio público de distribución a las tarifas básicas preliminares, en respuesta a la carta N° 636;

16. Lo informado por la Comisión a través de su oficio CNE. OF. Ord. N° 503/2016, de fecha 4 de noviembre de 2016, que informa fórmulas tarifarias y remite Informe Técnico conforme al artículo 189° de la Ley General de Servicios Eléctricos, aprobado mediante la resolución exenta N° 753, de 3 de noviembre de 2016, que aprueba el Informe Técnico “Fijación de Fórmulas Tarifarias para Concesionarias de Servicio Público de Distribución. Cuadrienio noviembre de 2016 - noviembre de 2020”;

17. Lo informado por la Comisión a través de su oficio CNE. OF. Ord. N° 95/2017, de fecha 23 de febrero de 2017, que remite nuevo Informe Técnico conforme al artículo 189° de la Ley General de Servicios Eléctricos, aprobado mediante la resolución exenta N° 102, de 23 de febrero de 2017, que aprueba Nuevo Informe Técnico “Fijación de fórmulas tarifarias para concesionarias de servicio público de distribución. Cuadrienio noviembre de 2016 - noviembre de 2020” y deja sin efecto resolución exenta N° 753 de la Comisión Nacional de Energía, de fecha 3 de noviembre de 2016;

18. Lo informado por la Comisión a través de su oficio CNE. OF. Ord. N° 349/2017, de fecha 14 de julio de 2017, que remite resolución exenta N° 371, de 14 de julio de 2017, que rectifica y reemplaza Informe Técnico “Fijación de fórmulas tarifarias para concesionarias de servicio público de distribución. Cuadrienio noviembre de 2016 - noviembre de 2020”, aprobado por resolución exenta N° 102, de febrero de 2017 y por resolución exenta N° 753, de 3 de noviembre de 2016; y

19. Lo establecido en la resolución N° 1.600, de 2008, de la Contraloría General de la República.

Considerando:

1. Que, de conformidad a lo dispuesto en los artículos 181° y siguientes de la Ley, al Ministerio de Energía le corresponde fijar las fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados efectuados por las empresas concesionarias de servicio público de distribución, mediante decreto expedido bajo la fórmula “por orden del Presidente de la República”, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 151° de la Ley;

2. Que, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 188° de la Ley, la Comisión mediante su resolución N° 699 dio inicio al procedimiento administrativo para la determinación del valor agregado por concepto de costos de distribución y las fórmulas tarifarias para las concesionarias de servicio público de distribución;

3. Que, a través de su resolución N° 79, la Comisión se pronunció respecto de la aceptación o rechazo de las observaciones efectuadas por las empresas concesionarias de servicio público de distribución y aprobó la definición de áreas típicas y documentos técnicos con bases del “Estudio para el cálculo de las componentes del valor agregado de distribución; Cuadrienio Noviembre 2016 - Noviembre 2020” y “Estudio de Costos de Servicios Asociados al Suministro de Electricidad de Distribución”;

4. Que, a través de la resolución N° 83 la Comisión fijó la lista de empresas consultoras elegibles por las empresas concesionarias de distribución para efectuar el estudio al que se refiere el artículo 183° de la Ley;

5. Que, mediante la resolución N° 320 la Comisión adjudicó a la empresa Inecon Ingenieros y Economistas Consultores S.A. la licitación pública para la elaboración del “Estudio para el Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución; Cuadrienio Noviembre 2016 - Noviembre 2020” y “Estudio de Costos de Servicios Asociados al Suministro de Electricidad de Distribución”;

6. Que, con fecha 2 de septiembre de 2016, la empresa Inecon Ingenieros y Economistas Consultores S.A. remitió a la Comisión su carta 835/149, adjuntando el “Estudio para el Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución; Cuadrienio Noviembre 2016 - Noviembre 2020”;

7. Que, la Comisión a través de su resolución N° 707, recibió conforme el Estudio para el Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución; Cuadrienio Noviembre 2016 - Noviembre 2020, referido en el considerando precedente;

8. Que, en el marco de lo dispuesto en los artículos 183° y 188° de la Ley, las empresas Empresa Eléctrica de Aysén S.A.; Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.; Empresa Eléctrica de Arica S.A.; Chilectra S.A.; CGE Distribución S.A.; y Sociedad Austral de Electricidad S.A., contrataron los correspondientes estudios para el cálculo de componentes del valor agregado de distribución; cuadrienio noviembre 2016 - noviembre 2020, de sus respectivas áreas típicas, los que fueron entregados a la Comisión y

recibidos conforme por ésta, mediante sus resoluciones exentas N° 702; N° 703; N° 704; N° 705; N° 706; y N° 708, todas ellas de fecha 14 de octubre de 2016;

9. Que, a través de la carta N° 636 la Comisión comunicó a las empresas concesionarias del servicio público de distribución, las tarifas básicas preliminares correspondientes a la fijación de fórmulas tarifarias para el cuatrienio Noviembre 2016 - Noviembre 2020;

10. Que, con fecha 28 de octubre de 2016, las empresas concesionarias del servicio público de distribución del grupo CGE (CGE Distribución S.A., Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A., Empresa Eléctrica de Arica S.A., Empresa Eléctrica de Iquique S.A., Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. y Empresa Eléctrica Atacama S.A.); del grupo SAESA (Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., Sociedad Austral de Electricidad S.A., Empresa Eléctrica de Aisén S.A. y Compañía Eléctrica Osorno S.A.); del grupo Chilquinta (Chilquinta Energía S.A., Energía de Casablanca S.A., Luzparral S.A., Luzlinares S.A. y Compañía Eléctrica del Litoral S.A.); Cooperativa Eléctrica Curicó Ltda.; Chilectra S.A.; Compañía Distribuidora de Energía Eléctrica Codiner Ltda.; Sociedad Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Charrúa Ltda.; Cooperativa Eléctrica Los Ángeles Ltda.; Cooperativa Rural Eléctrica Río Bueno Ltda.; Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.; Empresa Eléctrica Puente Alto Ltda.; Cooperativa de Abastecimiento de Energía Eléctrica Socoroma Ltda.; Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Chillán Ltda.; Cooperativa Regional Eléctrica de Llanquihue Ltda.; Empresa Eléctrica de Casablanca S.A.; Empresa Eléctrica de Colina Ltda.; Empresa Eléctrica Municipal de Til-Til; Luz Andes Ltda.; Sociedad Agrícola y Servicios Isla de Pascua SpA; y Cooperativa Eléctrica Paillaco Ltda., remitieron a la Comisión sus observaciones a las tarifas básicas preliminares informadas en la carta N° 636;

11. Que, el 22 de junio de 2016, se publicó en el Diario Oficial la Ley N° 20.928, que establece mecanismos de equidad en las tarifas de servicios eléctricos, estableciendo que las tarifas máximas a cobrar por las empresas distribuidoras a sus usuarios residenciales no podrán superar el promedio simple de éstas, calculadas sobre la base de un consumo tipo, incrementado en un 10% del mismo, incorporando en el artículo 191° de la Ley un mecanismo para tal efecto. Asimismo, incorporó en el artículo 184° de la Ley la posibilidad de considerar, con ocasión del proceso de fijación de tarifas de suministro de distribución, dentro del valor agregado de distribución, algunos de los servicios a los que se refiere el número 4 del artículo 147° de la Ley, que hayan sido previamente objeto de fijación de precios;

12. Que, el artículo segundo transitorio de la Ley N° 20.928, estableció que para la aplicación de las disposiciones contenidas en la misma, la Comisión determinará en el informe técnico que fija las fórmulas tarifarias para las concesionarias de servicio público de distribución, las opciones tarifarias correspondientes a los usuarios residenciales;

13. Que, el artículo sexto transitorio de la Ley N° 20.928 estableció que lo señalado en el número 4) de su artículo único se aplicará al proceso de determinación de tarifas de distribución correspondiente al cuatrienio Noviembre 2016 - Noviembre 2020, así como también al proceso de fijación de precios de servicios no consistentes en suministros de energía, asociados a la distribución de energía eléctrica, en lo que fuere pertinente;

14. Que, la Comisión con fecha 4 de noviembre de 2016, mediante el oficio CNE. OF. Ord. N° 503, remitió al Ministerio de Energía, en adelante e indistintamente el "Ministerio", su resolución exenta N° 753, de 3 de noviembre de 2016, que aprueba el Informe Técnico "Fijación de Fórmulas Tarifarias para Concesionarias de Servicio Público de Distribución. Cuatrienio noviembre de 2016 - noviembre de 2020";

15. Que la Comisión con fecha 23 de febrero de 2017, mediante su oficio CNE. OF. Ord. N° 95/2017, remitió al Ministerio su resolución exenta N° 102, de 23 de febrero de 2017, que aprueba Nuevo Informe Técnico "Fijación de fórmulas tarifarias para concesionarias de servicio público de distribución. Cuatrienio noviembre de 2016 - noviembre de 2020" y deja sin efecto resolución exenta N° 753 de la Comisión Nacional de Energía, de fecha 3 de noviembre de 2016;

16. Que la Comisión con fecha 14 de julio de 2017, mediante su oficio CNE. OF. Ord. N° 349/2017, remitió al Ministerio su resolución exenta 371, de 14 de julio de 2017, que rectifica y reemplaza Informe Técnico "Fijación de fórmulas tarifarias para concesionarias de servicio público de distribución. Cuatrienio noviembre de 2016 - noviembre de 2020", aprobado por resolución exenta N° 102, de febrero de 2017 y por resolución exenta N° 753, de 3 de noviembre de 2016; y

17. Que, de acuerdo a lo establecido en el artículo 187° de la Ley, las fórmulas tarifarias que se fijan en el presente decreto tendrán un período de validez de cuatro años, que corresponde al periodo noviembre de 2016 a noviembre de 2020.

Decreto:

Artículo primero: Fíjense, para el cuatrienio noviembre 2016 - noviembre 2020, las fórmulas tarifarias aplicables a los suministros de precio regulado que se señalan, efectuados por las empresas concesionarias de distribución que se indican.

1. EMPRESAS CONCESIONARIAS DE DISTRIBUCIÓN

1.1 Nómina de empresas concesionarias de distribución¹

Código	Sigla	Empresa	Región Administrativa
1	EMELARI	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	XV
2	ELIQSA	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	I
3	ELECDA	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	II
4	EMELAT	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	III
6	CHILQUINTA	Chilquinta Energía S.A.	V
7	CONAFE	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	III, IV y V
8	EMELCA	Empresa Eléctrica de Casablanca S.A.	V
9	LITORAL	Compañía Eléctrica del Litoral S.A.	V
10	CHILECTRA	Chilectra S.A.	Metropolitana
12	EEC	Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	Metropolitana
13	TIL TIL	Empresa Eléctrica Municipal de Til-Til.	V y Metropolitana
14	EEPA	Empresa Eléctrica Puente Alto Ltda.	Metropolitana
15	LUZ ANDES	Luz Andes Ltda.	Metropolitana
18	CGED	CGE Distribución S.A.	V, Metropolitana, VI, VII, VIII y IX
20	COOPERSOL	Cooperativa de Abastecimiento de Energía Eléctrica Socoroma Ltda.	XV
21	COPELAN	Cooperativa Eléctrica Los Ángeles Ltda.	VIII
22	FRONTEL	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	VIII y IX
23	SAESA	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	IX, X y XIV
24	EDELAYSÉN	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	X y XI
25	EDELMAG	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	XII
26	CODINER	Compañía Distribuidora de Energía Eléctrica CODINER Ltda.	IX
28	EDECESA	Energía de Casablanca S.A.	V y Metropolitana
29	CEC	Cooperativa Eléctrica Curicó Ltda.	VII
31	LUZ LINARES	Luzlinares S.A.	VII
32	LUZ PARRAL	Luzparral S.A.	VII y VIII
33	COPELEC	Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Chillán Ltda.	VIII
34	COELCHA	Sociedad Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Charrúa Ltda.	VIII
35	SOCOEPA	Cooperativa Eléctrica Paillaco Ltda.	XIV
36	COOPREL	Cooperativa Rural Eléctrica Río Bueno Ltda.	X y XIV
39	LUZ OSORNO	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	X y XIV
40	CRELL	Cooperativa Regional Eléctrica de Llanquihue Ltda.	X
44	SASIPA	Sociedad Agrícola y Servicios Isla de Pascua SpA.	V

1.2 Clasificación de áreas típicas

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

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

Código	Empresa	Área Típica
1	EMELARI	4
2	ELIQSA	3
3	ELECDA	2
4	EMELAT	2
6	CHILQUINTA	3
7	CONAFE	3
8	EMELCA	6
9	LITORAL	4
10	CHILECTRA	1
12	EEC	4
13	TIL TIL	6

Código	Empresa	Área Típica
14	EEPA	2
15	LUZ ANDES	2
18	CGED	2
20	COOPERSOL	6
21	COPELAN	5
22	FRONTEL	5
23	SAESA	3
24	EDELAYSÉN	6
25	EDELMAG	3
26	CODINER	5
28	EDECESA	4

Código	Empresa	Área Típica
29	CEC	2
31	LUZ LINARES	5
32	LUZ PARRAL	5
33	COPELEC	6
34	COELCHA	6
35	SOCOEPA	6
36	COOPREL	6
39	LUZ OSORNO	5
40	CRELL	6
44	SASIPA	6

2. CLIENTES CON SUMINISTROS DE PRECIO REGULADO

2.1 Suministros sujetos a regulación de precios

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

1. Los suministros a usuarios finales cuya potencia conectada es inferior o igual a 5.000 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;

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

2. Los suministros a usuarios finales de potencia conectada inferior o igual a 5.000 kilowatts, efectuados desde instalaciones de generación o transporte de una empresa eléctrica, en sistemas eléctricos de tamaño superior a 1.500 kilowatts en capacidad instalada de generación;

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

2.2 Elección de opciones tarifarias

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

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

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

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

La concesionaria podrá dejar de ofrecer una tarifa TFR, en cuyo caso deberá dar aviso a los clientes acogidos a esa tarifa con al menos 12 meses de anticipación, entregando al cliente las facilidades para optar a otra tarifa, ya sea TFR o de aquellas establecidas en el numeral 3 siguiente, y que el cliente libremente escoja. En caso de que el cliente no manifieste su opción de acogerse a otra tarifa u opte por mantener la tarifa TFR que la concesionaria deje de ofrecer, la concesionaria deberá facturar sus consumos con dicha opción tarifaria flexible que ha dejado de ser ofrecida.

Sin perjuicio de que alguna tarifa TFR deje de ofrecerse, sus características y condiciones de aplicación deberán permanecer publicadas tanto en las oficinas comerciales como en el sitio de dominio electrónico de la empresa mientras existan clientes facturados con dicha tarifa, señalando expresamente la fecha a partir de la cual dicha opción dejó de encontrarse disponible.

2.3 Clientes en alta tensión y baja tensión

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

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

3. OPCIONES TARIFARIAS

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

3.1 Tarifas destinadas a usuarios residenciales

Para efectos de la aplicación del mecanismo establecido en los incisos segundo y tercero del artículo 191° de la Ley, se entenderá por usuario residencial aquel respecto del cual se cumpla alguna de las siguientes condiciones:

- Que cuente con potencia conectada inferior o igual a 10 kW o con un limitador de potencia para cumplir dicha condición.
- Que su suministro esté destinado para el abastecimiento eléctrico de su domicilio o residencia y cuyo documento de cobro emitido por la respectiva concesionaria se encuentre a nombre de una persona natural o sucesión hereditaria.

De conformidad a lo antes señalado, las tarifas destinadas a usuarios residenciales son las que se indican a continuación:

3.1.1 Tarifa BT1a

Opción de tarifa simple, en baja tensión, para clientes residenciales con al menos medición de energía que cuenten con potencia conectada inferior o igual a 10 kW o con un limitador de potencia para cumplir dicha condición. Aplicable a los clientes abastecidos por concesionarias cuya demanda máxima anual de consumos en esta opción (BT1a) se produce en meses en que se han definido horas de punta y a clientes abastecidos por empresas cuya demanda máxima anual de consumos en esta opción (BT1a) 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 coma cinco.

3.1.2 Tarifa BT1b

Opción de tarifa simple, en baja tensión, para clientes residenciales con al menos medición de energía que cuenten con potencia conectada inferior o igual a 10 kW o con un limitador de potencia para cumplir dicha condición. Aplicable a los clientes residenciales abastecidos por concesionarias cuya demanda máxima anual de consumos en esta opción (BT1b) 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 superior a dos coma cinco.

3.1.3 Tarifa TRBT2

Opción de tarifa en baja tensión para clientes residenciales con al menos medición de energía, de la demanda máxima de potencia leída en horas de punta y demanda máxima de potencia suministrada con resolución cada 15 minutos o inferior y memoria masa para su registro. Sólo podrán optar a esta tarifa los clientes residenciales alimentados en baja tensión cuya potencia conectada sea inferior o igual a 10 kW o aquellos clientes residenciales que instalen un limitador de potencia para cumplir esta condición.

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

La demanda máxima de potencia de cada hora corresponderá al máximo valor de los registros leídos que se encuentren dentro de ésta.

3.1.4 Tarifa TRBT3

Opción de tarifa en baja tensión para clientes residenciales con al menos medición de energía, de la demanda máxima de potencia leída en horas de punta y demanda máxima de potencia suministrada con resolución cada 15 minutos o inferior y memoria masa para su registro, con potencia conectada mayor a 10 kW, cuyo suministro esté destinado para el abastecimiento eléctrico de su domicilio o residencia, y cuyo documento de cobro emitido por la respectiva concesionaria se encuentre a nombre de una persona natural o sucesión hereditaria.

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

La demanda máxima de potencia de cada hora corresponderá al máximo valor de los registros leídos que se encuentren dentro de ésta

3.1.5 Tarifa TRAT1

Opción de tarifa simple en alta tensión para clientes residenciales con al menos medición de energía que cuenten con potencia conectada inferior o igual a 10 kW o con un limitador de potencia para cumplir dicha condición.

3.1.6 Tarifa TRAT2

Opción de tarifa en alta tensión para clientes residenciales con al menos medición de energía, de la demanda máxima de potencia leída en horas de punta y demanda máxima de potencia suministrada con resolución cada 15 minutos o inferior y memoria masa para su registro. Sólo podrán optar a esta tarifa los clientes residenciales alimentados en alta tensión cuya potencia conectada sea inferior o igual a 10 kW o aquellos clientes que instalen un limitador de potencia para cumplir esta condición.

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

La demanda máxima de potencia de cada hora corresponderá al máximo valor de los registros leídos que se encuentren dentro de ésta.

3.1.7 Tarifa TRAT3

Opción de tarifa en alta tensión para clientes residenciales con al menos medición de energía, de la demanda máxima de potencia leída en horas de punta y demanda máxima de potencia suministrada con resolución cada 15 minutos o inferior, y memoria masa para su registro, con potencia conectada mayor a 10 kW, cuyo suministro esté destinado para el abastecimiento eléctrico de su domicilio o residencia y cuyo documento de cobro emitido por la respectiva concesionaria, se encuentre a nombre de una persona natural o sucesión hereditaria.

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

La demanda máxima de potencia de cada hora corresponderá al máximo valor de los registros leídos que se encuentren dentro de ésta.

3.2 Tarifa BT2

Opción de tarifa en baja tensión con potencia contratada, para clientes con al menos medición de energía y potencia contratada.

Los clientes que decidan optar por la presente tarifa podrán contratar libremente una potencia máxima con la respectiva concesionaria, 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 concesionaria. Al término de la vigencia anual de la potencia contratada los clientes podrán contratar una nueva potencia.

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

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

3.3 Tarifa BT3

Opción de tarifa en baja tensión con demanda máxima de potencia leída, para clientes con al menos medición de energía y demanda máxima de potencia leída.

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

La demanda máxima de potencia de cada hora corresponderá al máximo valor de los registros leídos que se encuentren dentro de ésta.

3.4 Tarifas BT4

Opción de tarifa horaria en baja tensión, para clientes con al menos medición de energía y demanda máxima de potencia contratada o leída, y demanda máxima de potencia 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 leída 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 leída 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.

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

La demanda máxima de potencia de cada hora corresponderá al máximo valor de los registros leídos que se encuentren dentro de ésta.

3.5 Tarifa BT5

Opción tarifaria en baja tensión para suministros no residenciales con al menos medición de energía, de la demanda máxima de potencia leída en horas de punta y demanda máxima de potencia suministrada con resolución cada 15 minutos o inferior y memoria masa para su registro.

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

La demanda máxima de potencia de cada hora corresponderá al máximo valor de los registros leídos que se encuentren dentro de ésta.

3.6 Tarifa AT2

Opción de tarifa en alta tensión con potencia contratada, para clientes con al menos medición de energía y potencia contratada.

Los clientes que decidan optar por la presente tarifa podrán contratar libremente una potencia máxima con la respectiva concesionaria, 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 concesionaria. Al término de la vigencia anual de la potencia contratada los clientes podrán contratar una nueva potencia.

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

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

3.7 Tarifa AT3

Opción de tarifa en alta tensión con demanda máxima de potencia leída, para clientes con al menos medición de energía y demanda máxima de potencia leída.

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

La demanda máxima de potencia de cada hora corresponderá al máximo valor de los registros leídos que se encuentren dentro de ésta.

3.8 Tarifas AT4

Opción de tarifa horaria en alta tensión, para clientes con al menos medición de energía y demanda máxima de potencia contratada o leída, y demanda máxima de potencia 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 leída 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 leída 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.

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

La demanda máxima de potencia de cada hora corresponderá al máximo valor de los registros leídos que se encuentren dentro de ésta.

3.9 Tarifa AT5

Opción tarifaria en alta tensión para suministros no residenciales con al menos medición de energía, de la demanda máxima de potencia leída en horas de punta y demanda máxima de potencia suministrada con resolución cada 15 minutos o inferior y memoria masa para su registro.

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

La demanda máxima de potencia de cada hora corresponderá al máximo valor de los registros leídos que se encuentren dentro de ésta.

4. CARGOS TARIFARIOS

4.1. Tarifas BT1a y TRAT1

Las tarifas BT1a y TRAT1 comprenderán los siguientes cargos que se sumarán en la boleta o factura, cuando corresponda:

- a) Cargo fijo mensual [\$/mes]
- b) Cargo por Uso del Sistema de Transmisión [\$/kWh]
- c) Cargo por Servicio Público [\$/kWh]
- d) Cargo por energía [\$/kWh]
- e) Cargo por compras de potencia [\$/kWh]
- f) Cargo por potencia base en su componente de distribución [\$/kWh]
- g) Cargo por potencia adicional de invierno en su componente de compras de potencia [\$/kWh]
- h) Cargo por potencia adicional de invierno en su componente de distribución [\$/kWh]

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

Las componentes por concepto de Cargo por Uso del Sistema de Transmisión y el Cargo por Servicio Público se determinarán en proporción a los consumos de energía conforme se establezca en la normativa correspondiente. Tanto el Cargo por Uso del Sistema de Transmisión como el Cargo por Servicio Público se determinarán multiplicando el consumo de energía mensual, en kWh, por el valor de la componente correspondiente. En el caso del Cargo por Uso del Sistema de Transmisión, éste comprenderá los cargos únicos por uso de las instalaciones de transmisión nacional, zonal, para polos de desarrollo de generación eléctrica; de las instalaciones de transmisión dedicada utilizada por parte de usuarios sometidos a regulación de precios; y las instalaciones de interconexión internacional de servicio público, referidos en los artículos 99° bis, 115° y 116° de la Ley. Asimismo, este cargo comprenderá, según corresponda, el cargo único troncal establecido en el artículo 102° de la Ley, derogado por la Ley N° 20.936, y los cargos y pagos asociados a los sistemas de subtransmisión y de transmisión adicional, de conformidad a las disposiciones transitorias contenidas en la Ley N° 20.936.

Los cargos por energía, por compras de potencia y por potencia base en su componente de distribución, se obtendrán multiplicando el consumo de energía mensual, en kWh, por su precio unitario correspondiente. El consumo de energía mensual se determinará según se señala a continuación:

- Para el cargo por energía, el consumo asociado será igual a la totalidad de la energía consumida en el mes.
- En los meses en que se han definido horas de punta, y en el caso que al cliente se le apliquen los cargos por potencia adicional de invierno, el consumo asociado a las compras de potencia y por potencia base en su componente de distribución será igual al límite de invierno. En caso contrario, su valor corresponderá a la totalidad de la energía consumida.
- En los meses en que no se hayan definido horas de punta, el consumo asociado a las compras de potencia y por potencia base en su componente de distribución será igual a la totalidad de la energía consumida.

Los cargos por potencia adicional de invierno en su componente de compras de potencia y en su componente de distribución, se determinarán mensualmente en los meses en que se han definido horas de punta y se obtendrá multiplicando los kWh de consumo adicional de invierno por su precio unitario. El consumo adicional de invierno sólo se aplicará en caso que la totalidad de la energía consumida en

el mes por el cliente exceda el umbral de consumo de 430 kWh/mes, correspondiendo su valor a la energía consumida en exceso de su límite de invierno.

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

Los cargos por potencia adicional de invierno en su componente de compras de potencia y en su componente de distribución no se aplicarán en el caso de las concesionarias abastecidas desde el Sistema Interconectado del Norte Grande; facturándose el consumo asociado a las compras de potencia y por potencia base en su componente de distribución, de acuerdo a la totalidad de la energía consumida y su precio unitario respectivo. A partir de la interconexión de ambos Sistemas Interconectados, esta excepción no será aplicable.

En la empresa LUZ ANDES no regirá el umbral de 430 kWh/mes para la aplicación de los cargos por potencia adicional de invierno en su componente de compras de potencia y en su componente de distribución y el límite de invierno se calculará como el promedio mensual de energía consumida en los meses en que no se hayan definido horas de punta, dentro de los últimos 12 meses, incrementado en un 20%. Sin perjuicio de lo anterior, regirá la disposición relativa a los clientes que, por haberse incorporado como tales, no registren consumo en el total o una fracción de los meses en que no se hayan definido horas de punta de los últimos 12 meses.

4.2. Tarifa BT1b

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

- a) Cargo fijo mensual [\$/mes]
- b) Cargo por Uso del Sistema de Transmisión [\$/kWh]
- c) Cargo por Servicio Público [\$/kWh]
- d) Cargo por energía [\$/kWh]
- e) Cargo por potencia base en su componente de transmisión [\$/kWh]
- f) Cargo por potencia base en su componente de distribución [\$/kWh]
- g) Cargo por potencia de invierno [\$/kWh]

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

Las componentes por concepto de Cargo por Uso del Sistema de Transmisión y el Cargo por Servicio Público se determinarán en proporción a los consumos de energía conforme se establezca en la normativa correspondiente. Tanto el Cargo por Uso del Sistema de Transmisión como el Cargo por Servicio Público se determinarán multiplicando el consumo de energía mensual, en kWh, por el valor de la componente correspondiente. En el caso del Cargo por Uso del Sistema de Transmisión, éste comprenderá los cargos únicos por uso de las instalaciones de transmisión nacional, zonal, para polos de desarrollo de generación eléctrica; de las instalaciones de transmisión dedicada utilizada por parte de usuarios sometidos a regulación de precios; y las instalaciones de interconexión internacional de servicio público, referidos en los artículos 99° bis, 115° y 116° de la Ley. Asimismo, este cargo comprenderá, según corresponda, el cargo único troncal establecido en el artículo 102° de la Ley, derogado por la Ley N° 20.936, y los cargos y pagos asociados a los sistemas de subtransmisión y de transmisión adicional, de conformidad a las disposiciones transitorias contenidas en la Ley N° 20.936.

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

Los cargos por potencia base en su componente de transmisión y distribución, se aplicarán en todos los meses del año, incluso si el consumo del mes respectivo es nulo, y se obtendrá multiplicando el mayor de los consumos de energía de los meses de enero y febrero inmediatamente anteriores por su precio unitario.

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

4.3. Tarifas TRBT2, TRBT3, TRAT2 y TRAT3

Las tarifas TRBT2, TRBT3, TRAT2 y TRAT3 comprenderán los siguientes cargos que se sumarán en la boleta o factura, cuando corresponda:

- a) Cargo fijo mensual [\$/mes]
- b) Cargo por Uso del Sistema de Transmisión [\$/kWh]
- c) Cargo por Servicio Público [\$/kWh]
- d) Cargo por energía [\$/kWh]
- e) Cargo por compras de potencia [\$/kW/mes]
- f) Cargo por demanda máxima de potencia leída en horas de punta, en su componente de distribución [\$/kW/mes]
- g) Cargo por demanda máxima de potencia suministrada, en su componente de distribución [\$/kW/mes]

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

Las componentes por concepto de Cargo por Uso del Sistema de Transmisión y el Cargo por Servicio Público se determinarán en proporción a los consumos de energía conforme se establezca en la normativa correspondiente. Tanto el Cargo por Uso del Sistema de Transmisión como el Cargo por Servicio Público se determinarán multiplicando el consumo de energía mensual, en kWh, por el valor de la componente correspondiente. En el caso del Cargo por Uso del Sistema de Transmisión, éste comprenderá los cargos únicos por uso de las instalaciones de transmisión nacional, zonal, para polos de desarrollo de generación eléctrica; de las instalaciones de transmisión dedicada utilizada por parte de usuarios sometidos a regulación de precios; y las instalaciones de interconexión internacional de servicio público, referidos en los artículos 99° bis, 115° y 116° de la Ley. Asimismo, este cargo comprenderá, según corresponda, el cargo único troncal establecido en el artículo 102° de la Ley, derogado por la Ley N° 20.936, y los cargos y pagos asociados a los sistemas de subtransmisión y de transmisión adicional, de conformidad a las disposiciones transitorias contenidas en la Ley N° 20.936.

El cargo por energía se obtendrá multiplicando el consumo de energía mensual, en kWh, por su precio unitario.

El cargo por compras de potencia se obtendrá multiplicando la potencia de facturación correspondiente, en kW, por su precio unitario. La potencia de facturación por compra corresponderá al promedio de las 52 demandas máximas leídas en horas de punta registradas en los últimos 12 meses, incluyendo el mes que se factura.

Los cargos por demanda máxima de potencia leída en horas de punta, en su componente de distribución se facturarán de la siguiente manera:

- Durante los meses que contengan horas de punta, se aplicará el precio unitario correspondiente a la demanda máxima de potencia en horas de punta efectivamente leída en cada mes, excepto en las concesionarias abastecidas desde el Sistema Interconectado del Norte Grande, en que se aplicará al promedio de las dos demandas máximas de potencia leídas en las horas de punta de los últimos 12 meses, incluido el propio mes que se factura. A partir de la interconexión de ambos Sistemas Interconectados, esta excepción no será aplicable.
- Durante los meses que no contengan horas de punta se aplicará el precio unitario correspondiente al promedio de las dos mayores demandas máximas de potencia en horas de punta, registradas durante los meses del período de punta inmediatamente anterior.

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

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

La demanda máxima de potencia de cada hora corresponderá al máximo valor de los registros leídos que se encuentren dentro de ésta.

4.4. Tarifa BT2:

La tarifa BT2 comprenderá los siguientes cargos que se sumarán en la factura o boleta, cuando corresponda:

- a) Cargo fijo mensual [\$/mes]
- b) Cargo por Uso del Sistema de Transmisión [\$/kWh]
- c) Cargo por Servicio Público [\$/kWh]
- d) Cargo por energía [\$/kWh]
- e) Cargo por potencia contratada [\$/kW/mes]

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

Las componentes por concepto de Cargo por Uso del Sistema de Transmisión y el Cargo por Servicio Público se determinarán en proporción a los consumos de energía conforme se establezca en la normativa correspondiente. Tanto el Cargo por Uso del Sistema de Transmisión como el Cargo

por Servicio Público se determinarán multiplicando el consumo de energía mensual, en kWh, por el valor de la componente correspondiente. En el caso del Cargo por Uso del Sistema de Transmisión, éste comprenderá los cargos únicos por uso de las instalaciones de transmisión nacional, zonal, para polos de desarrollo de generación eléctrica; de las instalaciones de transmisión dedicada utilizada por parte de usuarios sometidos a regulación de precios; y las instalaciones de interconexión internacional de servicio público, referidos en los artículos 99° bis, 115° y 116° de la Ley. Asimismo, este cargo comprenderá, según corresponda, el cargo único troncal establecido en el artículo 102° de la Ley, derogado por la Ley N° 20.936, y los cargos y pagos asociados a los sistemas de subtransmisión y de transmisión adicional, de conformidad a las disposiciones transitorias contenidas en la Ley N° 20.936.

El cargo por energía se obtendrá multiplicando el consumo de energía mensual, en kWh, por su precio unitario.

El cargo por potencia contratada se obtendrá multiplicando la potencia contratada, en kW, por su precio unitario, de acuerdo a lo establecido en el punto 5.4 del presente decreto.

4.5. Tarifa BT3

La tarifa BT3 comprenderá los siguientes cargos que se sumarán en la factura o boleta, cuando corresponda:

- a) Cargo fijo mensual [\$/mes]
- b) Cargo por Uso del Sistema de Transmisión [\$/kWh]
- c) Cargo por Servicio Público [\$/kWh]
- d) Cargo por energía [\$/kWh]
- e) Cargo por demanda máxima de potencia leída [\$/kW/mes]

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

Las componentes por concepto de Cargo por Uso del Sistema de Transmisión y el Cargo por Servicio Público se determinarán en proporción a los consumos de energía conforme se establezca en la normativa correspondiente. Tanto el cargo por Uso del Sistema de Transmisión como el Cargo por Servicio Público se determinarán multiplicando el consumo de energía mensual, en kWh, por el valor de la componente correspondiente. En el caso del Cargo por Uso del Sistema de Transmisión, éste comprenderá los cargos únicos por uso de las instalaciones de transmisión nacional, zonal, para polos de desarrollo de generación eléctrica; de las instalaciones de transmisión dedicada utilizada por parte de usuarios sometidos a regulación de precios; y las instalaciones de interconexión internacional de servicio público, referidos en los artículos 99° bis, 115° y 116° de la Ley. Asimismo, este cargo comprenderá, según corresponda, el cargo único troncal establecido en el artículo 102° de la Ley, derogado por la Ley N° 20.936, y los cargos y pagos asociados a los sistemas de subtransmisión y de transmisión adicional, de conformidad a las disposiciones transitorias contenidas en la Ley N° 20.936.

El cargo por energía se obtendrá multiplicando el consumo de energía mensual, en kWh, por su precio unitario.

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

- Cargo por demanda máxima de potencia leída determinada de acuerdo al procedimiento siguiente:
Se considera como demanda máxima de potencia leída de facturación del mes, la más alta que resulte de comparar la demanda máxima de potencia 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 de potencia leída resulta de multiplicar la demanda máxima de potencia leída de facturación por el precio unitario correspondiente, de acuerdo a lo establecido en el punto 5.4 del presente decreto.
- 40% del mayor de los cargos por demanda máxima de potencia leída registrado en los últimos 12 meses.

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

La demanda máxima de potencia de cada hora corresponderá al máximo valor de los registros leídos que se encuentren dentro de ésta.

4.6. Tarifa BT4.1

La tarifa BT4.1 comprenderá los siguientes cargos que se sumarán en la factura o boleta, cuando corresponda:

- a) Cargo fijo mensual [\$/mes]
- b) Cargo por Uso del Sistema de Transmisión [\$/kWh]
- c) Cargo por Servicio Público [\$/kWh]
- d) Cargo por energía [\$/kWh]
- e) Cargo por demanda máxima de potencia contratada en horas de punta [\$/kW/mes]
- f) Cargo por demanda máxima de potencia contratada [\$/kW/mes]

4.7. Tarifa BT4.2

La tarifa BT4.2 comprenderá los siguientes cargos que se sumarán en la factura o boleta, cuando corresponda:

- a) Cargo fijo mensual [\$/mes]
- b) Cargo por Uso del Sistema de Transmisión [\$/kWh]
- c) Cargo por Servicio Público [\$/kWh]
- d) Cargo por energía [\$/kWh]
- e) Cargo por demanda máxima de potencia leída en horas de punta [\$/kW/mes]
- f) Cargo por demanda máxima de potencia contratada [\$/kW/mes]

4.8. Tarifa BT4.3

La tarifa BT4.3 comprenderá los siguientes cargos que se sumarán en la factura o boleta, cuando corresponda:

- a) Cargo fijo mensual [\$/mes]
- b) Cargo por Uso del Sistema de Transmisión [\$/kWh]
- c) Cargo por Servicio Público [\$/kWh]
- d) Cargo por energía [\$/kWh]
- e) Cargo por demanda máxima de potencia leída en horas de punta [\$/kW/mes]
- f) Cargo por demanda máxima de potencia suministrada [\$/kW/mes]

El cargo fijo mensual de las tarifas BT4.1, BT4.2 y BT4.3, es independiente del consumo y se aplica incluso si éste es nulo.

Las componentes por concepto de Cargo por Uso del Sistema de Transmisión y el Cargo por Servicio Público de las tarifas BT4.1, BT4.2 y BT4.3, se determinarán en proporción a los consumos de energía conforme se establezca en la normativa correspondiente. Tanto el cargo por Uso del Sistema de Transmisión como el cargo por Servicio Público se determinarán multiplicando el consumo de energía mensual, en kWh, por el valor de la componente correspondiente. En el caso del Cargo por Uso del Sistema de Transmisión, éste comprenderá los cargos únicos por uso de las instalaciones de transmisión nacional, zonal, para polos de desarrollo de generación eléctrica; de las instalaciones de transmisión dedicada utilizada por parte de usuarios sometidos a regulación de precios; y las instalaciones de interconexión internacional de servicio público, referidos en los artículos 99° bis, 115° y 116° de la Ley. Asimismo, este cargo comprenderá, según corresponda, el cargo único troncal establecido en el artículo 102° de la Ley, derogado por la Ley N° 20.936, y los cargos y pagos asociados a los sistemas de subtransmisión y de transmisión adicional, de conformidad a las disposiciones transitorias contenidas en la Ley N° 20.936.

El cargo por energía de las tarifas BT4.1, BT4.2 y BT4.3, se obtendrá multiplicando el consumo de energía mensual, en kWh, por su precio unitario.

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

Los cargos mensuales por demanda máxima de potencia leída 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 el precio unitario correspondiente a la demanda máxima de potencia en horas de punta efectivamente leída en cada mes, excepto en las concesionarias abastecidas desde el Sistema Interconectado del Norte Grande, en que se aplicará al promedio de las dos demandas máximas de potencia leídas en las horas de punta de los últimos 12 meses, incluido el propio mes que se factura. A partir de la interconexión de ambos Sistemas Interconectados, esta excepción no será aplicable.
- Durante los meses que no contengan horas de punta se aplicará el precio unitario correspondiente al promedio de las dos mayores demandas máximas de potencia en horas de punta, registradas durante los meses del período de punta inmediatamente anterior.

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

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

La demanda máxima de potencia de cada hora corresponderá al máximo valor de los registros leídos que se encuentren dentro de ésta.

4.9. Tarifa BT5

La tarifa BT5 comprenderá los siguientes cargos que se sumarán en la factura o boleta, cuando corresponda:

- a) Cargo fijo mensual [\$/mes]
- b) Cargo por Uso del Sistema de Transmisión [\$/kWh]
- c) Cargo por Servicio Público [\$/kWh]
- d) Cargo por energía [\$/kWh]
- e) Cargo por compras de potencia [\$/kW/mes]
- f) Cargo por demanda máxima de potencia leída en horas de punta, en su componente de distribución. [\$/kW/mes]
- g) Cargo por demanda máxima de potencia suministrada, en su componente de distribución [\$/kW/mes]

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

Las componentes por concepto de Cargo por Uso del Sistema de Transmisión y el Cargo por Servicio Público se determinarán en proporción a los consumos de energía conforme se establezca en la normativa correspondiente. Tanto el cargo por Uso del Sistema de Transmisión como el cargo por Servicio Público se determinarán multiplicando el consumo de energía mensual, en kWh, por el valor de la componente correspondiente. En el caso del Cargo por Uso del Sistema de Transmisión, éste comprenderá los cargos únicos por uso de las instalaciones de transmisión nacional, zonal, para polos de desarrollo de generación eléctrica; de las instalaciones de transmisión dedicada utilizada por parte de usuarios sometidos a regulación de precios; y las instalaciones de interconexión internacional de servicio público, referidos en los artículos 99° bis, 115° y 116° de la Ley. Asimismo, este cargo comprenderá, según corresponda, el cargo único troncal establecido en el artículo 102° de la Ley, derogado por la Ley N° 20.936, y los cargos y pagos asociados a los sistemas de subtransmisión y de transmisión adicional, de conformidad a las disposiciones transitorias contenidas en la Ley N° 20.936.

El cargo por energía se obtendrá multiplicando el consumo de energía mensual, en kWh, por su precio unitario.

El cargo por compras de potencia se obtendrá multiplicando la potencia de facturación por compra, en kW, por su precio unitario.

La potencia de facturación por compra corresponderá al promedio de las 52 demandas máximas leídas en horas de punta registradas en los últimos 12 meses, incluyendo el mes que se factura.

Los cargos por demanda máxima de potencia leída en horas de punta, en su componente de distribución se facturarán de la siguiente manera:

- Durante los meses que contengan horas de punta, se aplicará el precio unitario correspondiente a la demanda máxima de potencia en horas de punta efectivamente leída en cada mes, excepto en las concesionarias abastecidas desde el Sistema Interconectado del Norte Grande, en que se aplicará al promedio de las dos demandas máximas de potencia leídas en las horas de punta de los últimos 12 meses, incluido el propio mes que se factura. A partir de la interconexión de ambos Sistemas Interconectados, esta excepción no será aplicable.
- Durante los meses que no contengan horas de punta se aplicará el precio unitario correspondiente al promedio de las dos mayores demandas máximas de potencia en horas de punta, registradas durante los meses del período de punta inmediatamente anterior.

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

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

La demanda máxima de potencia de cada hora corresponderá al máximo valor de los registros leídos que se encuentren dentro de ésta.

4.10. Tarifas de Alta Tensión no destinadas a usuarios residenciales

Las tarifas de alta tensión AT2, AT3, AT4.1, AT4.2, AT4.3 y AT5 comprenderán los mismos cargos y se facturarán de la misma forma que las tarifas BT2, BT3, BT4.1, BT4.2, BT4.3 y BT5 respectivamente, difiriendo sólo en los precios unitarios correspondientes.

4.11 Recargos tarifarios

4.11.1 Recargo por consumo reactivo

En tanto la norma técnica respectiva no establezca exigencias específicas respecto al factor de potencia o consumo reactivo, las 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 de corto plazo vigente al momento de su facturación.

4.11.2. 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.

4.12 Descuentos

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

5. CONDICIONES DE APLICACIÓN DE LAS TARIFAS

5.1 Condiciones generales de aplicación de las tarifas

En aquellos casos en que 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 de potencia leída a facturar, se considerará como correspondiente a un mes calendario la demanda imputada en la factura que tenga un mayor número de días perteneciente a dicho mes.

Los montos de potencia contratada en las diferentes tarifas, como asimismo las opciones tarifarias contratadas por los clientes, regirán por 12 meses, y se entenderán renovados por un 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 de potencia leídas de las diferentes opciones tarifarias.

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

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

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

La Superintendencia deberá impartir las instrucciones necesarias, con el objeto de regular los términos y exigencias que deberán cumplir los sistemas de medida de energía y potencia con resolución cada 15 minutos o inferior a que se refiere el numeral 3 del presente artículo.

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 de corto plazo que se fije semestralmente.

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

Las concesionarias cuya demanda máxima de potencia anual de consumos en las opciones tarifarias BT1a y BT1b 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:

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

Donde:

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

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

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

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

La clasificación será anual y permanecerá vigente por períodos 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 las tarifas señaladas, podrá elegir libremente la opción tarifaria (BT1a o BT1b) hasta que se efectúe su clasificación en el mes de marzo inmediatamente siguiente. En el caso en que a esa fecha no se cuente con al menos 12 meses de historia desde que ingresó como cliente, éste mantendrá su clasificación hasta que se cuente con 12 meses de historia como cliente, oportunidad en que será clasificado utilizando para el cálculo del Factor de Clasificación los meses disponibles con independencia del año de facturación.

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

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

- a) Cuando la potencia contratada o la demanda máxima de potencia 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 la demanda máxima de potencia leída está siendo usada manifiestamente durante las horas de punta, cuando el cociente entre la demanda media de potencia del cliente en horas de punta y su potencia contratada, en el caso de las opciones BT2 y AT2 o su demanda máxima de potencia leída, en el caso de las opciones BT3 y AT3, es mayor o igual a 0,5. Por demanda media de potencia 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 la demanda máxima de potencia 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 contratada o la demanda máxima de potencia leída está siendo usada parcialmente durante las horas de punta, cuando el cociente entre la demanda media de potencia del cliente en dichas horas y su potencia contratada, en el caso de las opciones BT2 y AT2, o su demanda máxima de potencia 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 de potencia leída, en el caso de las opciones BT3 y AT3, supera 0,85 y este hecho se produce frecuentemente, el consumo será clasificado como “presente en punta”. Se entenderá como frecuente la ocurrencia del suceso durante por lo menos 5 días hábiles del mes.

La empresa calificará al consumo del cliente como “presente en punta” o “parcialmente presente en punta”. Cuando la empresa califique al consumo del cliente como “presente en punta” deberá informarle por escrito las razones que tuvo para ello. No obstante, y aun cuando exista acuerdo escrito, el cliente siempre podrá reclamar ante la Superintendencia, aportando antecedentes y medidas de consumo en horas de punta efectuadas directamente y en conjunto con la empresa, o por un organismo autorizado por la Superintendencia contratado por el cliente, durante al menos 30 días seguidos del período de punta. La Superintendencia oyendo a las partes, resolverá fundadamente sobre la materia. En caso de 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 concesionaria podrá exigir la instalación de un limitador de potencia que cumpla con las normas técnicas vigentes, el que será de cargo del cliente.

Alternativamente, y con la excepción de la contratación de la demanda máxima de potencia en horas de punta de las tarifas BT4.1 y AT4.1, la potencia contratada se podrá establecer mediante la medición de la demanda máxima con instrumentos apropiados certificados 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 de potencia, 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 de potencia estimada en % de la carga conectada
1	100
2	90
3	80
4	70
5 o más	60

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

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

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

En el caso de que la potencia contratada no sea establecida por el cliente, no será de cargo de éste el limitador de potencia, en la eventualidad que la empresa 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 suministrados por empresas, que a la fecha de entrada en vigencia del presente decreto se encontraban abastecidos total o parcialmente por tendidos subterráneos, dependiendo de las siguientes condiciones:

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

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

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 de una disposición municipal, en más de un 50% de su longitud en la comuna. Para la contabilización de este porcentaje se considerará, adicionalmente a los tramos que debieron canalizarse subterráneamente en virtud de la referida disposición municipal, a

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

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 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 de una disposición municipal, en más de un 50% de su longitud en la comuna. Para la contabilización de este porcentaje se considerará, adicionalmente a los tramos que debieron canalizarse subterráneamente en virtud de la referida disposición municipal, a aquellos tramos que a la fecha de entrada en vigencia de este decreto se encontraban canalizados en forma subterránea dentro de los límites comunales.
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 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 no se cumple lo anterior, el cliente será clasificado como alimentado por redes de baja tensión aéreas.

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

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

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

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

Caso 3: Red de Baja Tensión Subterránea y Red de Alta Tensión Subterránea.

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

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

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

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

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

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

5.7 Reconocimiento horario de costos asociados al suministro eléctrico.

Sin perjuicio de las opciones tarifarias señaladas precedentemente, los suministros acogidos a las opciones tarifarias TRBT2, TRBT3, TRAT2, TRAT3, BT5 o AT5, podrán optar al pago por el aporte de su potencia a los pagos por conceptos de compra de potencia de la empresa distribuidora destinada al suministro de clientes regulados bajo las siguientes condiciones:

1. La medición de los clientes deberá ser realizada con un sistema de medida sincronizado con los sistemas de registro y medida de la empresa.
2. La empresa deberá:
 - a. Tener instalado y operativo, en la cabecera del alimentador, el equipamiento de medida señalado en la normativa técnica correspondiente;
 - b. Poner a disposición del cliente los registros de potencia de ésta en intervalos de, al menos, 15 minutos.

La implementación de este mecanismo en ningún caso constituirá una nueva opción tarifaria.

5.7.1 Determinación del aporte a la demanda máxima en horas de punta de la empresa

El aporte a la demanda por concepto de compra de potencia de la empresa distribuidora de un cliente que haya optado por las condiciones para el reconocimiento horario de costos asociados al suministro eléctrico descrito en este punto, se calculará como el promedio del aporte de la demanda del cliente para cada una de las horas de punta consideradas por la empresa distribuidora para la facturación a sus suministradores por concepto de compras de potencia destinada a abastecer clientes regulados.

Para cada una de dichas horas, el aporte de la demanda del cliente corresponderá a la medición de su demanda en el mismo pulso que determina la respectiva demanda de compra de la distribuidora, de conformidad a lo que instruya la Superintendencia, previo informe de la Comisión sobre la materia.

Para el caso de los clientes que al hacer uso del mecanismo de reconocimiento horario no cuenten con registros de medición horaria de los últimos 12 meses, los registros faltantes hasta completarlos se deberán considerar como iguales al promedio de los registros en horas de punta existentes

5.7.2 Valor del aporte a la demanda máxima en horas de punta de la empresa

El aporte del cliente a los pagos por concepto de compra de potencia de la empresa distribuidora destinada al suministro de clientes regulados estará dado por la multiplicación del aporte señalado en el numeral precedente, en kW, el precio de nudo de potencia a nivel de distribución (Pp), en \$/kW/mes, y los respectivos factores de expansión de pérdidas. Para los clientes suministrados en baja tensión, dicho factor de pérdidas corresponderá a la multiplicación de los factores PPAT y PPBT. Para los clientes suministrados en alta tensión, dicho factor será PPAT.

Consistentemente, para los clientes que hayan optado a este mecanismo, el resultado de la multiplicación del párrafo precedente corresponderá al Cargo por compras de potencia [\$/kW/mes], descrito en el punto 4 del presente decreto. Con todo, una vez determinado el aporte del cliente a los pagos por concepto de compra de potencia de la empresa distribuidora destinada al suministro de clientes regulados, ésta deberá abonar o cargar, según corresponda, las diferencias respecto a lo que el cliente hubiere pagado mensualmente por compras de potencia de acuerdo a su opción tarifaria.

Los clientes que opten por el mecanismo de reconocimiento horario deberán permanecer por un período mínimo de 12 meses en este régimen.

Las diferencias que resulten de la aplicación del mecanismo señalado en el presente numeral serán resueltas por la Superintendencia.

6. FÓRMULAS TARIFARIAS

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

6.1 Tarifas destinadas a usuarios residenciales

a) Tarifa BT1a

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Cargo fijo mensual	\$/mes	CFES
Cargo por Uso del Sistema de Transmisión	\$/kWh	CTX
Cargo por Servicio Público	\$/kWh	CSP
Cargo por energía	\$/kWh	$Pe \times PEAT \times PEBT$
Cargo por compras de potencia	\$/kWh	$FAPN \times Pp \times \frac{PPAT \times PPBT}{NHUNB}$
Cargo por potencia base en su componente de distribución	\$/kWh	$\frac{CDBT}{NHUDB}$
Cargo por potencia adicional de invierno en su componente de compras de potencia	\$/kWh	$FAPN \times Pp \times \frac{FI \times PPAT \times PPBT}{NHUNI}$
Cargo por potencia adicional de invierno en su componente de distribución	\$/kWh	$\frac{FI \times CDBT}{NHUDI}$

b) Tarifa BT1b

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Cargo fijo mensual	\$/mes	CFES
Cargo por Uso del Sistema de Transmisión	\$/kWh	CTX
Cargo por Servicio Público	\$/kWh	CSP
Cargo por energía	\$/kWh	$Pe \times PEAT \times PEBT$
Cargo por potencia base en su componente de transmisión	\$/kWh	$FAPN \times (Pp - PNPP) \times \frac{PPAT \times PPBT}{NHUNB}$
Cargo por potencia base en su componente de distribución	\$/kWh	$\frac{CDBT}{NHUDV}$
Cargo por potencia de invierno	\$/kWh	$\frac{FAPN \times FI \times PPAT \times PPBT \times PNPP}{NHUNI}$

c) Tarifas TRBT2

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Cargo fijo mensual	\$/mes	CFHS
Cargo por Uso del Sistema de Transmisión	\$/kWh	CTX
Cargo por Servicio Público	\$/kWh	CSP
Cargo por energía	\$/kWh	$Pe \times PEAT \times PEBT$
Cargo por compras de potencia	\$/kW/mes	$FAPN \times Pp \times PPAT \times PPBT \times FNPPB$
Cargo por demanda máxima de potencia leída en horas de punta, en su componente de distribución	\$/kW/mes	$FDPPB \times CDBT - FDFPB \times (CDBT - CDAT \times PMPBT)$
Cargo por demanda máxima de potencia suministrada, en su componente de distribución	\$/kW/mes	$(CDBT - CDAT \times PMPBT) \times FDFPB$

d) Tarifas TRBT3

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Cargo fijo mensual	\$/mes	CFHS
Cargo por Uso del Sistema de Transmisión	\$/kWh	CTX
Cargo por Servicio Público	\$/kWh	CSP
Cargo por energía	\$/kWh	$Pe \times PEAT \times PEBT$
Cargo por compras de potencia	\$/kW/mes	$FAPN \times Pp \times PPAT \times PPBT \times FNPPB$
Cargo por demanda máxima de potencia leída en horas de punta, en su componente de distribución	\$/kW/mes	$FDPPB \times CDBT - FDFPB \times (CDBT - CDAT \times PMPBT)$
Cargo por demanda máxima de potencia suministrada, en su componente de distribución	\$/kW/mes	$(CDBT - CDAT \times PMPBT) \times FDFPB$

e) Tarifa TRAT1

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Cargo fijo mensual	\$/mes	CFES
Cargo por Uso del Sistema de Transmisión	\$/kWh	CTX
Cargo por Servicio Público	\$/kWh	CSP
Cargo por energía	\$/kWh	$Pe \times PEAT$
Cargo por compras de potencia	\$/kWh	$FAPN \times Pp \times \frac{PPAT}{NHUNB}$
Cargo por potencia base en su componente de distribución	\$/kWh	$\frac{CDAT}{NHUDB}$
Cargo por potencia adicional de invierno en su componente de compras de potencia	\$/kWh	$FAPN \times Pp \times \frac{FI \times PPAT}{NHUNI}$
Cargo por potencia adicional de invierno en su componente de distribución	\$/kWh	$\frac{FI \times CDAT}{NHUDI}$

f) Tarifa TRAT2

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Cargo fijo mensual	\$/mes	CFHS
Cargo por Uso del Sistema de Transmisión	\$/kWh	CTX

Cargo por Servicio Público	\$/kWh	CSP
Cargo por energía	\$/kWh	$P_e \times PEAT$
Cargo por compras de potencia	\$/kW/mes	$FAPN \times P_p \times PPAT \times FNPPA$
Cargo por demanda máxima de potencia leída en horas de punta, en su componente de distribución	\$/kW/mes	$FDPPA \times CDAT - FDFPA \times CDAT$
Cargo por demanda máxima de potencia suministrada, en su componente distribución	\$/kW/mes	$FDFPA \times CDAT$

g) Tarifa TRAT3

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Cargo fijo mensual	\$/mes	CFHS
Cargo por Uso del Sistema de Transmisión	\$/kWh	CTX
Cargo por Servicio Público	\$/kWh	CSP
Cargo por energía	\$/kWh	$P_e \times PEAT$
Cargo por compras de potencia	\$/kW/mes	$FAPN \times P_p \times PPAT \times FNPPA$
Cargo por demanda máxima de potencia leída en horas de punta, en su componente de distribución	\$/kW/mes	$FDPPA \times CDAT - FDFPA \times CDAT$
Cargo por demanda máxima suministrada, en su componente de distribución	\$/kW/mes	$FDFPA \times CDAT$

6.2 Tarifa BT2

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Cargo fijo mensual	\$/mes	CFES
Cargo por Uso del Sistema de Transmisión	\$/kWh	CTX
Cargo por Servicio Público	\$/kWh	CSP
Cargo por energía	\$/kWh	$P_e \times PEAT \times PEBT$
Cargo por potencia contratada presente en punta	\$/kW/mes	$FAPN \times P_p \times PPAT \times PPBT \times FNPPB + FDPPB \times CDBT$
Cargo por potencia contratada parcialmente presente en punta	\$/kW/mes	$FAPN \times P_p \times PPAT \times PPBT \times FNDPB + FDDPB \times CDBT$

6.3 Tarifa BT3

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Cargo fijo mensual	\$/mes	CFDS
Cargo por Uso del Sistema de Transmisión	\$/kWh	CTX
Cargo por Servicio Público	\$/kWh	CSP
Cargo por energía	\$/kWh	$P_e \times PEAT \times PEBT$
Cargo por demanda máxima de potencia leída presente en Punta	\$/kW/mes	$FAPN \times P_p \times PPAT \times PPBT \times FNPPB + FDPPB \times CDBT$
Cargo por demanda máxima de potencia leída parcialmente presente en punta	\$/kW/mes	$FAPN \times P_p \times PPAT \times PPBT \times FNDPB + FDDPB \times CDBT$

6.4 Tarifas BT4

6.4.1 Tarifa BT4.1

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Cargo fijo mensual	\$/mes	CFES
Cargo por Uso del Sistema de Transmisión	\$/kWh	CTX
Cargo por Servicio Público	\$/kWh	CSP
Cargo por energía	\$/kWh	$P_e \times PEAT \times PEBT$
Cargo por demanda máxima de potencia contratada	\$/kW/mes	$FDFPB \times (CDBT - PMPBT \times CDAT)$
Cargo por demanda máxima de potencia contratada en horas de punta	\$/kW/mes	$FAPN \times P_p \times PPAT \times PPBT \times FNPPB + FDPPB \times CDBT - FDFPB \times (CDBT - PMPBT \times CDAT)$

6.4.2 Tarifa BT4.2

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Cargo fijo mensual	\$/mes	CFDS
Cargo por Uso del Sistema de Transmisión	\$/kWh	CTX
Cargo por Servicio Público	\$/kWh	CSP
Cargo por energía	\$/kWh	$P_e \times PEAT \times PEBT$
Cargo por demanda máxima de potencia contratada	\$/kW/mes	$FDFPB \times (CDBT - PMPBT \times CDAT)$
Cargo por demanda máxima de potencia leída en horas de punta	\$/kW/mes	$FAPN \times P_p \times PPAT \times PPBT \times FNPPB + FDPPB \times CDBT - FDFPB \times (CDBT - PMPBT \times CDAT)$

6.4.3 Tarifa BT4.3

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Cargo fijo mensual	\$/mes	CFHS
Cargo por Uso del Sistema de Transmisión	\$/kWh	CTX
Cargo por Servicio Público	\$/kWh	CSP

Cargo por energía	\$/kWh	$Pe \times PEAT \times PEBT$
Cargo por demanda máxima de potencia suministrada	\$/kW/mes	$FDFPB \times (CDBT - PMPBT \times CDAT)$
Cargo por demanda máxima de potencia leída en horas de punta	\$/kW/mes	$FAPN \times Pp \times PPAT \times PPBT \times FNPPB + FDFPB \times CDBT - FDFPB \times (CDBT - PMPBT \times CDAT)$

6.5 Tarifa BT5

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Cargo fijo mensual	\$/mes	CFHS
Cargo por Uso del Sistema de Transmisión	\$/kWh	CTX
Cargo por Servicio Público	\$/kWh	CSP
Cargo por energía	\$/kWh	$Pe \times PEAT \times PEBT$
Cargo por compras de potencia	\$/kW/mes	$FAPN \times Pp \times PPAT \times PPBT \times FNPPB$
Cargo por demanda máxima de potencia leída en horas de punta, en su componente de distribución.	\$/kW/mes	$CDBT \times FDFPB - (CDBT - CDAT \times PMPBT) \times FDFPB$
Cargo por demanda máxima de potencia suministrada, en su componente de distribución.	\$/kW/mes	$(CDBT - CDAT \times PMPBT) \times FDFPB$

6.6 Tarifa AT2

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Cargo fijo mensual	\$/mes	CFES
Cargo por Uso del Sistema de Transmisión	\$/kWh	CTX
Cargo por Servicio Público	\$/kWh	CSP
Cargo por energía	\$/kWh	$Pe \times PEAT$
Cargo por potencia contratada presente en punta	\$/kW/mes	$FAPN \times Pp \times PPAT \times FNPPA + CDAT \times FDPPA$
Cargo por potencia contratada parcialmente presente en punta	\$/kW/mes	$FAPN \times Pp \times PPAT \times FNDPA + CDAT \times FDDPA$

6.7 Tarifa AT3

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Cargo fijo mensual	\$/mes	CFDS
Cargo por Uso del Sistema de Transmisión	\$/kWh	CTX
Cargo por Servicio Público	\$/kWh	CSP
Cargo por energía	\$/kWh	$Pe \times PEAT$
Cargo por demanda máxima de potencia leída presente en punta	\$/kW/mes	$FAPN \times Pp \times PPAT \times FNPPA + CDAT \times FDPPA$
Cargo por demanda máxima de potencia leída parcialmente presente en punta	\$/kW/mes	$FAPN \times Pp \times PPAT \times FNDPA + CDAT \times FDDPA$

6.8 Tarifas AT4

6.8.1 Tarifa AT4.1

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Cargo fijo mensual	\$/mes	CFES
Cargo por Uso del Sistema de Transmisión	\$/kWh	CTX
Cargo por Servicio Público	\$/kWh	CSP
Cargo por energía	\$/kWh	$Pe \times PEAT$
Cargo por demanda máxima de potencia contratada	\$/kW/mes	$FDFPA \times CDAT$
Cargo por demanda máxima de potencia contratada en horas de punta	\$/kW/mes	$FAPN \times Pp \times PPAT \times FNPPA + CDAT \times FDPPA - CDAT \times FDFPA$

6.8.2 Tarifa AT4.2

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Cargo fijo mensual	\$/mes	CFDS
Cargo por Uso del Sistema de Transmisión	\$/kWh	CTX
Cargo por Servicio Público	\$/kWh	CSP
Cargo por energía	\$/kWh	$Pe \times PEAT$
Cargo por demanda máxima de potencia contratada	\$/kW/mes	$FDFPA \times CDAT$
Cargo por demanda máxima de potencia leída en horas de punta	\$/kW/mes	$FAPN \times Pp \times PPAT \times FNPPA + CDAT \times FDPPA - CDAT \times FDFPA$

6.8.3 Tarifa AT4.3

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Cargo fijo mensual	\$/mes	CFHS
Cargo por Uso del Sistema de Transmisión	\$/kWh	CTX
Cargo por Servicio Público	\$/kWh	CSP
Cargo por energía	\$/kWh	$Pe \times PEAT$
Cargo por demanda máxima de potencia suministrada	\$/kW/mes	$FDFPA \times CDAT$

Cargo por demanda máxima de potencia leída en horas de punta	\$/kW/mes	$FAPN \times P_p \times PPAT \times FNPPA + CDAT \times FDPPA - CDAT \times FDFPA$
--	-----------	--

6.9 Tarifa AT5

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Cargo fijo mensual	\$/ mes	CFHS
Cargo por Uso del Sistema de Transmisión	\$/kWh	CTX
Cargo por Servicio Público	\$/kWh	CSP
Cargo por energía	\$/kWh	$P_e \times PEAT$
Cargo por compra de potencia	\$/kW/mes	$FAPN \times P_p \times PPAT \times FNPPA$
Cargo por demanda máxima de potencia leída en horas de punta, en su componente de distribución.	\$/kW/mes	$CDAT \times FDPPA - CDAT \times FDFPA$
Cargo por demanda máxima de potencia suministrada, en su componente de distribución.	\$/kW/mes	$CDAT \times FDFPA$

6.10. Definición de términos

6.10.1 Precios de nudo

- Pe : Precio de nudo de energía en nivel de distribución. Se expresa en \$/kWh.
- Pp : Precio de nudo de potencia en nivel de distribución. Se expresa en \$/kW/mes.
- PNPP : Precio de nudo de la potencia de punta promedio para todas las subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional de generación-transporte de la concesionaria. Aplica sólo para opción tarifaria BT1b. Se expresa en \$/kW/mes.

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

6.10.2 Cargo por servicio público

- CSP : Cargo por Servicio Público, al que se refiere el artículo 212°-13 de la Ley. Se expresa en \$/kWh.

6.10.3 Cargo por uso del sistema de transmisión

- CTX : Cargo por Uso del Sistema de Transmisión, al que se refieren los artículos 99° bis, 115° y 116° de la Ley. Asimismo, este cargo comprenderá, según corresponda, el cargo único troncal establecido en el artículo 102° de la Ley, derogado por la Ley N° 20.936, y los cargos y pagos asociados a los sistemas de subtransmisión y de transmisión adicional, de conformidad a las disposiciones transitorias contenidas en la Ley N° 20.936. Se expresa en \$/kWh. Este cargo se determinará en proporción a los consumos de energía conforme se establezca en la normativa vigente.

6.10.4 Costos de distribución

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

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

6.10.5 Cargos fijos

- CFES : Cargo fijo sectorizado para cliente con medición de energía. Se expresa en \$/mes.
- CFDS : Cargo fijo sectorizado para cliente con medición de energía y medición de demanda. Se expresa en \$/mes.
- CFHS : Cargo fijo sectorizado para cliente con medición de energía y medición de demanda con resolución horaria o inferior. Se expresa en \$/mes.

Estos valores se especifican en el punto 7.4.

6.10.6 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.

- NHUIB : 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.

6.10.7 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.

6.10.8 Factor de Ajuste de Potencia

- FAPN : Factor de Ajuste de Potencia.

Estos valores se especifican en el punto 7.10.

7. DETERMINACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE LAS FÓRMULAS TARIFARIAS

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

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

En el caso particular de los clientes atendidos por CGE DISTRIBUCIÓN y CONAFE, y que fueran atendidos por las disueltas empresas EMELECTRIC, EMETAL y ENELSA, deberá seguir considerándose los precios fijados para estas últimas en los correspondientes decretos de precios de nudo promedio, mientras dichos precios sean determinados.

7.2 Cargo por uso del sistema de transmisión

Cargo por Uso del Sistema de Transmisión según lo señalado en el punto 6.10.3 del presente artículo.

7.3 Costos de distribución (CDAT y CDBT)

7.3.1 Fórmulas de costos de distribución

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

Costos de distribución en AT (CDAT):

$$CDAT = (1 + FETR) \cdot \left[FSTCD \cdot CDATo \cdot \left\{ (IA1 + OA1) \cdot \frac{IPC}{IPC_0} + (IA2 + OA2) \cdot \frac{CPI}{CPI_0} \cdot \frac{D}{D_0} \right\} + \frac{FCyR}{FEECD} \right]$$

Costos de distribución en BT (CDBT):

$$CDBT = (1 + FETR) \cdot \left[FSTCD \cdot CDBTo \cdot \left\{ (IB1 + OB1) \cdot \frac{IPC}{IPC_0} + (IB2 + OB2) \cdot \frac{CPI}{CPI_0} \cdot \frac{D}{D_0} \right\} + \frac{FCyR}{FEECD} \right]$$

Para la aplicación de lo contemplado en el artículo 191° de la Ley, los factores FETR de equidad tarifaria residencial serán determinados en el decreto de precio de nudo promedio correspondiente. Mientras los factores FETR no se encuentren determinados en dicho decreto, tomarán valor cero (0).

Para cada empresa y sector de distribución el factor de asignación de costos sectorizados FSTCD se señala en el punto 7.7.

Para cada empresa el factor de corte y reposición FCyR se determina conforme lo señalado en el punto 7.3.2 del presente decreto.

El factor de economías de escala para costos de distribución FEECD, se expresa en valor propio, y es determinado para cada empresa conforme lo señalado en el punto 7.3.3 del presente artículo.

Las condiciones de determinación de los valores de IPC, CPI y D, así como los valores IPC_0 , CPI_0 y D_0 se señalan en el punto 7.8 del presente decreto.

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

Los valores CDATo y CDBTo por área típica son los siguientes:

Área Típica	CDATo	CDBTo
	\$/kW/mes \$ 31-12-2015	\$/kW/mes \$ 31-12-2015
1	1.592,40	6.445,16
2	3.107,29	9.264,72
3	5.929,18	14.253,17
4	4.330,04	13.021,78
5	13.675,48	29.008,25
6	15.598,00	31.230,75

a) Indexadores y proporción del costo asociada en Costo de Distribución AT (CDAT)

Área Típica	IA1	IA2	OA1	OA2
1	0,44	0,30	0,24	0,02
2	0,34	0,28	0,34	0,04
3	0,30	0,29	0,35	0,06
4	0,24	0,29	0,45	0,02
5	0,33	0,29	0,32	0,06
6	0,26	0,23	0,43	0,08

En que:

- IA1: Proporción del costo AT que varía con el IPC en componente de inversión;
- IA2: Proporción del costo AT que varía con el CPI en componente de inversión;
- OA1: Proporción del costo AT que varía con el IPC en componente de operación;
- OA2: Proporción del costo AT que varía con el CPI en componente de operación.

b) Indexadores y proporción del costo asociada en Costo de Distribución BT (CDBT)

Área Típica	IB1	IB2	OB1	OB2
1	0,40	0,31	0,27	0,02
2	0,30	0,32	0,35	0,03
3	0,28	0,34	0,33	0,05
4	0,20	0,32	0,46	0,02
5	0,32	0,32	0,31	0,05
6	0,25	0,27	0,42	0,06

En que:

- IB1: Proporción del costo BT que varía con el IPC en componente de inversión;
- IB2: Proporción del costo BT que varía con el CPI en componente de inversión;
- OB1: Proporción del costo BT que varía con el IPC en componente de operación;
- OB2: Proporción del costo BT que varía con el CPI en componente de operación.

7.3.2 Factor de corte y reposición (FCyR)

Este factor valoriza las actividades de conexión o desconexión del servicio o corte y reposición consideradas en el servicio de distribución de conformidad a lo dispuesto en el inciso cuarto del artículo 184° de la Ley. El factor FCyR se determinará para cada empresa como el número total de cortes y reposiciones registrados en el período semestral correspondiente multiplicado por su respectivo valor unitario y dividido por la suma de las demandas facturadas de distribución en alta y baja tensión en el mismo período. El factor FCyR se expresa por concesionaria en \$/kW/mes.

El valor unitario del corte y reposición (VUCyR) se establece mediante la siguiente fórmula de indexación, la que se aplica directamente sobre el valor base, VUCyRo.

$$VUCyR = VUCyRo \cdot \left[F1 \cdot \frac{IPC}{IPC_0} + F2 \cdot \frac{PPI}{PPI_0} \cdot \frac{D}{D_0} \right]$$

Donde:

F1: Proporción del valor unitario del servicio de Conexión o Desconexión del servicio o Corte y Reposición que varía con el IPC;

F2: Proporción del valor unitario del servicio de Conexión o Desconexión del servicio o Corte y Reposición que varía con el PPI;

VUCyRo: Valor unitario base del servicio de Conexión o Desconexión del servicio o Corte y Reposición en \$ del 31 de diciembre de 2015.

Las condiciones de determinación de los valores de IPC, PPI y D, así como los valores IPC_0 , PPI_0 y D_0 se señalan en el punto 7.8 del presente decreto.

Para cada área típica de distribución, el valor de VUCyR₀ y de los ponderadores F1 y F2 a emplear en la fórmula de indexación, se presentan a continuación de acuerdo al tipo de medidor:

Tipo de medidor	ATD1			ATD2			ATD3		
	F1	F2	VUCyRo	F1	F2	VUCyRo	F1	F2	VUCyRo
Monofásico baja tensión aéreo	0,70	0,30	8.679,06	0,63	0,37	8.744,00	0,63	0,37	9.054,00
Trifásico baja tensión aéreo	0,69	0,31	15.431,00	0,67	0,33	16.826,00	0,67	0,33	17.318,00
Monofásico baja tensión subterráneo	0,69	0,31	10.370,00	0,62	0,38	10.522,00	0,61	0,39	10.938,00
Trifásico baja tensión subterráneo	0,66	0,34	18.938,00	0,63	0,37	20.443,00	0,63	0,37	20.998,00
Trifásico alta tensión aéreo	0,31	0,69	46.912,00	0,31	0,69	49.117,00	0,32	0,68	50.085,00
Trifásico alta tensión subterráneo	0,44	0,56	49.456,00	0,43	0,57	51.795,00	0,43	0,57	52.910,00
Monofásico alta tensión aéreo	0,41	0,59	30.867,00	0,41	0,59	32.635,00	0,41	0,59	33.424,00

Tipo de medidor	ATD4			ATD5			ATD6		
	F1	F2	VUCyRo	F1	F2	VUCyRo	F1	F2	VUCyRo
Monofásico baja tensión aéreo	0,61	0,39	9.406,00	0,55	0,45	10.393,00	0,64	0,36	12.935,00
Trifásico baja tensión aéreo	0,64	0,36	17.854,00	0,57	0,43	18.503,00	0,63	0,37	17.959,00
Monofásico baja tensión subterráneo	0,59	0,41	11.421,00	0,53	0,47	12.694,00	0,51	0,49	9.866,00
Trifásico baja tensión subterráneo	0,61	0,39	21.565,00	0,55	0,45	22.073,00	0,60	0,40	21.775,00
Trifásico alta tensión aéreo	0,31	0,69	51.024,00	0,28	0,72	51.376,00	0,29	0,71	54.208,00
Trifásico alta tensión subterráneo	0,42	0,58	53.731,00	0,37	0,63	53.702,00	0,40	0,60	56.041,00
Monofásico alta tensión aéreo	0,40	0,60	34.138,00	0,36	0,64	34.577,00	0,38	0,62	35.741,00

Para efectos de la determinación del FCyR, se entenderá como las demandas facturadas de distribución en alta y baja tensión a la suma de las unidades físicas facturadas en las distintas opciones tarifarias ajustadas por los factores de coincidencia y por las horas de uso asociadas a la punta del sistema de distribución y por el factor PMPBT, de acuerdo a las fórmulas y cargos tarifarios definidos en el numeral 6 del presente artículo, según corresponda.

Sin perjuicio de lo anterior, no se deberán considerar para los efectos de su reconocimiento en el factor FCyR aquellas suspensiones de servicio eléctrico efectuadas por no pago de gastos comunes de acuerdo al artículo 5° de la ley N° 19.537, sobre copropiedad inmobiliaria.

El factor FCyR se determinará semestralmente. Las diferencias producidas en el semestre anterior serán imputadas en el siguiente cálculo del factor FCyR, de modo que el exceso o el déficit de

facturación producido sea abonado o cargado en las tarifas del período semestral siguiente. Mientras no sea determinado, el factor FCyR será igual a cero (0).

La Superintendencia fiscalizará que la entrega de estos antecedentes no contenga información errónea o falsa, eliminando del registro final aquellos datos que no estén suficientemente acreditados.

Una vez realizado lo anterior, la Superintendencia deberá remitir a la Comisión, a más a tardar el 31 de mayo y el 30 de noviembre de cada año, el detalle con el número de cortes y reposiciones de servicio realizados por cada empresa, para que ésta proceda a calcular antes del 30 de junio y del 31 de diciembre, los costos asociados que deberán traspasarse a la tarifa mediante el factor FCyR.

7.3.3 Factor de economías de escala para costos de distribución (FEECD)

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

Área Típica	Empresa Concesionaria	CDAT					CDBT				
		2016	2017	2018	2019	2020	2016	2017	2018	2019	2020
1	Chillectra	1,0000	0,9756	0,9482	0,9217	0,8981	1,0000	0,9803	0,9594	0,9390	0,9254
2	CEC	1,0000	0,9701	0,9426	0,9142	0,8875	1,0000	0,9731	0,9485	0,9234	0,8998
	CGED	1,0000	0,9701	0,9426	0,9142	0,8875	1,0000	0,9731	0,9485	0,9234	0,8998
	EEPA	1,0000	0,9701	0,9426	0,9142	0,8875	1,0000	0,9731	0,9485	0,9234	0,8998
	Elecda	1,0000	0,9701	0,9426	0,9142	0,8875	1,0000	0,9731	0,9485	0,9234	0,8998
	Emelat	1,0000	0,9701	0,9426	0,9142	0,8875	1,0000	0,9731	0,9485	0,9234	0,8998
	Luz Andes	1,0000	0,9701	0,9426	0,9142	0,8875	1,0000	0,9731	0,9485	0,9234	0,8998
3	Chilquinta	1,0000	0,9652	0,9319	0,9011	0,8718	1,0000	0,9715	0,9444	0,9184	0,8944
	Conafe	1,0000	0,9652	0,9319	0,9011	0,8718	1,0000	0,9715	0,9444	0,9184	0,8944
	Edelmag	1,0000	0,9652	0,9319	0,9011	0,8718	1,0000	0,9715	0,9444	0,9184	0,8944
	Eliqsa	1,0000	0,9652	0,9319	0,9011	0,8718	1,0000	0,9715	0,9444	0,9184	0,8944
	Saesa	1,0000	0,9652	0,9319	0,9011	0,8718	1,0000	0,9715	0,9444	0,9184	0,8944
4	Edecsa	1,0000	0,9637	0,9316	0,9040	0,8730	1,0000	0,9688	0,9406	0,9154	0,8892
	EEC	1,0000	0,9637	0,9316	0,9040	0,8730	1,0000	0,9688	0,9406	0,9154	0,8892
	Emelari	1,0000	0,9637	0,9316	0,9040	0,8730	1,0000	0,9688	0,9406	0,9154	0,8892
	Litoral	1,0000	0,9637	0,9316	0,9040	0,8730	1,0000	0,9688	0,9406	0,9154	0,8892
5	Codiner	1,0000	0,9630	0,9266	0,8927	0,8605	1,0000	0,9653	0,9318	0,9008	0,8714
	Coopelan	1,0000	0,9630	0,9266	0,8927	0,8605	1,0000	0,9653	0,9318	0,9008	0,8714
	Frontel	1,0000	0,9630	0,9266	0,8927	0,8605	1,0000	0,9653	0,9318	0,9008	0,8714
	Luz Osorno	1,0000	0,9630	0,9266	0,8927	0,8605	1,0000	0,9653	0,9318	0,9008	0,8714
	Luz Linares	1,0000	0,9630	0,9266	0,8927	0,8605	1,0000	0,9653	0,9318	0,9008	0,8714
	Luz Parral	1,0000	0,9630	0,9266	0,8927	0,8605	1,0000	0,9653	0,9318	0,9008	0,8714
6	Coelcha	1,0000	0,9859	0,9701	0,9543	0,9393	1,0000	0,9839	0,9682	0,9512	0,9369
	Coopersol	1,0000	0,9859	0,9701	0,9543	0,9393	1,0000	0,9839	0,9682	0,9512	0,9369
	Cooprel	1,0000	0,9859	0,9701	0,9543	0,9393	1,0000	0,9839	0,9682	0,9512	0,9369
	Copelec	1,0000	0,9859	0,9701	0,9543	0,9393	1,0000	0,9839	0,9682	0,9512	0,9369
	CRELL	1,0000	0,9859	0,9701	0,9543	0,9393	1,0000	0,9839	0,9682	0,9512	0,9369
	Edelayesen	1,0000	0,9859	0,9701	0,9543	0,9393	1,0000	0,9839	0,9682	0,9512	0,9369
	Emelca	1,0000	0,9859	0,9701	0,9543	0,9393	1,0000	0,9839	0,9682	0,9512	0,9369
	Sasipa	1,0000	0,9859	0,9701	0,9543	0,9393	1,0000	0,9839	0,9682	0,9512	0,9369
	Socoepea	1,0000	0,9859	0,9701	0,9543	0,9393	1,0000	0,9839	0,9682	0,9512	0,9369
	Til Til	1,0000	0,9859	0,9701	0,9543	0,9393	1,0000	0,9839	0,9682	0,9512	0,9369

7.4 Cargos fijos (CFES, CFDS y CFHS)

7.4.1 Fórmulas de cargos fijos

Los cargos fijos sectorizados de clientes se determinan de la siguiente forma:

Medición de energía

$$CFES = FSTCF \cdot CFEo \cdot \frac{IPC}{IPC_o}$$

Medición de energía y de demanda

$$CFDS = CFDo \cdot \frac{IPC}{IPC_o}$$

Medición de energía y de demanda con resolución horaria o inferior

$$CFHS = CFHo \cdot \frac{IPC}{IPC_0}$$

Donde:

- CFEo : Cargo fijo base de cliente con medición de energía. Se establece como valor base para la indexación. Se expresa en \$/mes.
- CFDo : Cargo fijo base de cliente con medición de energía y medición de demanda. Se establece como valor base para la indexación. Se expresa en \$/mes.
- CFHo : Cargo fijo base de cliente con medición de energía y medición de demanda con resolución horaria o inferior. Se establece como valor base para la indexación. Se expresa en \$/mes.

Para cada empresa y sector de distribución el factor de asignación de cargos fijos sectorizados FSTCF se señala en el punto 7.7.

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

CFEo, CFDo y CFHo

Área Típica	CFEo	CFDo	CFHo
	\$/mes \$ 31-12-2015	\$/mes \$ 31-12-2015	\$/mes \$ 31-12-2015
1	543,89	593,60	637,61
2	847,65	1.292,65	1.322,59
3	1.078,52	1.342,51	1.691,19
4	918,86	1.179,20	1.198,02
5	1.177,48	1.829,11	1.949,08
6	1.836,19	2.475,55	2.631,04

Las condiciones de determinación de los valores de IPC e IPCo se señalan en el punto 7.8.

7.4.2 Factor de economías de escala para cargos fijos (FEECF)

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

Factores de Economía de Escala para los Cargos Fijos CFES por Área Típica:

Área Típica	Cargo fijo CFES				
	2016	2017	2018	2019	2020
1	1,0000	0,9978	0,9912	0,9852	0,9789
2	1,0000	0,9905	0,9800	0,9712	0,9663
3	1,0000	0,9886	0,9754	0,9630	0,9520
4	1,0000	0,9917	0,9858	0,9773	0,9683
5	1,0000	0,9899	0,9812	0,9747	0,9671
6	1,0000	0,9840	0,9612	0,9423	0,9280

Factores de Economía de Escala para los Cargos Fijos CFDS por Área Típica:

Área Típica	Cargo fijo CFDS				
	2016	2017	2018	2019	2020
1	1,0000	0,9980	0,9919	0,9865	0,9809
2	1,0000	0,9916	0,9813	0,9735	0,9691
3	1,0000	0,9907	0,9801	0,9701	0,9613
4	1,0000	0,9925	0,9877	0,9795	0,9708
5	1,0000	0,9937	0,9882	0,9842	0,9794
6	1,0000	0,9881	0,9713	0,9573	0,9467

Factores de Economía de Escala para los Cargos Fijos CFHS por Área Típica:

Área Típica	Cargo fijo CFHS				
	2016	2017	2018	2019	2020
1	1,0000	0,9984	0,9932	0,9884	0,9835
2	1,0000	0,9918	0,9817	0,9741	0,9698
3	1,0000	0,9926	0,9841	0,9761	0,9690
4	1,0000	0,9927	0,9879	0,9799	0,9713
5	1,0000	0,9941	0,9890	0,9852	0,9807
6	1,0000	0,9889	0,9730	0,9598	0,9499

7.5 Horas de uso y factores de coincidencia

Por cada concesionaria, los valores de horas de uso y factores de coincidencia son los siguientes:

EMPRESA COD. NOM BRE	HORAS DE USO					FACTORES DE COINCIDENCIA									
	NHUDB	NHUNB	NHUDB	NHUNB	NHUDB	FNDPB	FDDPB	FNPPB	FDDPB	FNDPA	FDDPA	FNPPA	FDDPA	FDDPA	
1 Emelari	510	460	510	460	0	0,25	0,20	0,80	0,21	0,19	0,30	0,40	0,55	0,42	0,12
2 Bliqsa	595	505	595	505	0	0,50	0,29	0,90	0,38	0,21	0,30	0,30	0,50	0,33	0,17
3 Biecca	543	500	543	500	0	0,45	0,58	0,85	0,78	0,45	0,55	0,50	0,80	0,55	0,41
4 Emelat	550	480	550	480	0	0,45	0,67	0,80	0,70	0,55	0,40	0,72	0,60	0,75	0,40
6 Chilquinta	533	460	533	460	0	0,58	0,40	0,85	0,61	0,35	0,50	0,62	0,74	0,80	0,33
7 Conafe	596	495	596	495	0	0,35	0,35	0,65	0,55	0,39	0,70	0,20	0,80	0,32	0,20
8 Emelca	550	550	550	550	0	0,40	0,32	0,50	0,52	0,50	0,30	0,31	0,46	0,70	0,10
9 Litoral	451	425	451	425	299	0,50	0,87	0,90	0,95	0,86	0,60	0,80	0,95	0,98	0,98
10 Chlectra	521	505	522	505	0	0,45	0,45	0,80	0,77	0,50	0,48	0,50	0,80	0,78	0,65
12 EEC	440	388	440	388	0	0,55	0,55	0,81	0,80	0,60	0,50	0,50	0,80	0,48	0,24
13 Tii Tii	690	690	690	690	0	0,30	0,30	0,55	0,55	0,30	0,35	0,40	0,47	0,40	0,18
14 EEPA	450	425	450	425	0	0,55	0,50	0,77	0,80	0,35	0,50	0,60	0,72	0,80	0,50
15 Luz Andes	165	140	165	140	0	0,60	0,60	0,65	0,85	0,39	0,40	0,40	0,73	0,86	0,44
18 CGED	540	460	540	460	0	0,50	0,50	0,65	0,76	0,43	0,61	0,61	0,71	0,85	0,51
20 Coopersol	340	380	340	380	0	0,70	0,70	0,75	0,75	0,45	0,40	0,50	0,75	0,80	0,50
21 Coopelan	458	360	458	360	0	0,45	0,53	0,50	0,83	0,66	0,20	0,50	0,62	0,73	0,22
22 Frontel	521	538	521	538	0	0,49	0,44	0,73	0,59	0,29	0,75	0,40	0,80	0,58	0,27
23 Saesa	491	369	491	369	0	0,52	0,55	0,89	0,80	0,45	0,63	0,60	0,78	0,90	0,42
24 Etelaysén	611	611	611	611	0	0,77	0,36	0,82	0,50	0,50	0,77	0,23	0,86	0,36	0,27
25 Edelmag	535	435	535	435	0	0,33	0,35	0,60	0,45	0,33	0,45	0,25	0,62	0,35	0,15
26 Codiner	470	520	470	520	0	0,52	0,50	0,75	0,80	0,56	0,20	0,50	0,75	0,76	0,25
28 Edecsa	440	440	440	440	0	0,45	0,75	0,85	0,76	0,45	0,51	0,55	0,74	0,85	0,48
29 CEC	335	500	335	500	0	0,60	0,60	0,83	0,90	0,58	0,70	0,70	0,93	0,90	0,69
31 Luzinares	540	350	540	350	0	0,90	0,41	0,95	0,83	0,62	0,90	0,34	0,95	0,88	0,18
32 Luzparral	438	450	438	450	0	0,80	0,50	0,90	0,80	0,56	0,55	0,55	0,71	0,75	0,34
33 Copelec	508	525	508	525	0	0,48	0,56	0,60	0,60	0,48	0,73	0,48	0,68	0,60	0,19
34 Coelcha	477	401	477	401	0	0,74	0,65	0,74	0,74	0,51	0,47	0,46	0,70	0,90	0,24
35 Socepa	488	508	488	508	0	0,22	0,43	0,53	0,60	0,53	0,28	0,35	0,52	0,43	0,22
36 Cooprel	467	400	467	400	0	0,40	0,54	0,85	0,90	0,59	0,35	0,55	0,70	0,80	0,35
39 Luz Osorno	560	560	560	560	0	0,55	0,39	0,71	0,76	0,29	0,53	0,58	0,66	0,60	0,21
40 CRELL	590	590	590	590	0	0,40	0,40	0,80	0,75	0,31	0,42	0,41	0,50	0,55	0,25
44 Sasipa	400	415	400	415	0	0,50	0,60	0,85	0,80	0,40	0,60	0,80	0,75	0,65	0,35

7.6 Factores de expansión de pérdidas

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

2016 Área Típica	PPAT	PEAT	PPBT	PEBT	PMPBT
1	1,0243	1,0306	1,0602	1,0552	1,0599
2	1,0304	1,0381	1,0667	1,0682	1,0708
3	1,0235	1,0330	1,0586	1,0693	1,0574
4	1,0209	1,0241	1,0444	1,0470	1,0461
5	1,0458	1,0513	1,0702	1,0825	1,0682
6	1,0404	1,0353	1,0660	1,0772	1,0660

2017 Área Típica	PPAT	PEAT	PPBT	PEBT	PMPBT
1	1,0241	1,0309	1,0607	1,0551	1,0605
2	1,0310	1,0389	1,0670	1,0684	1,0713
3	1,0237	1,0334	1,0583	1,0689	1,0573
4	1,0215	1,0247	1,0445	1,0470	1,0462
5	1,0469	1,0522	1,0696	1,0815	1,0680
6	1,0410	1,0357	1,0663	1,0771	1,0663

2018 Área Típica	PPAT	PEAT	PPBT	PEBT	PMPBT
1	1,0250	1,0315	1,0613	1,0553	1,0610
2	1,0317	1,0397	1,0674	1,0687	1,0719
3	1,0242	1,0343	1,0579	1,0685	1,0572
4	1,0222	1,0255	1,0446	1,0472	1,0465
5	1,0483	1,0537	1,0691	1,0807	1,0680
6	1,0417	1,0362	1,0668	1,0772	1,0668

2019 Área Típica	PPAT	PEAT	PPBT	PEBT	PMPBT
1	1,0253	1,0319	1,0618	1,0554	1,0616
2	1,0323	1,0403	1,0677	1,0689	1,0724
3	1,0246	1,0349	1,0577	1,0682	1,0572
4	1,0222	1,0256	1,0447	1,0473	1,0467
5	1,0498	1,0555	1,0688	1,0800	1,0680
6	1,0425	1,0367	1,0672	1,0771	1,0671

2020 Área Típica	PPAT	PEAT	PPBT	PEBT	PMPBT
1	1,0257	1,0324	1,0624	1,0556	1,0622
2	1,0330	1,0413	1,0682	1,0692	1,0730
3	1,0252	1,0359	1,0574	1,0680	1,0572
4	1,0230	1,0265	1,0449	1,0475	1,0470
5	1,0515	1,0572	1,0684	1,0793	1,0680
6	1,0433	1,0373	1,0677	1,0772	1,0677

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

FSTCD : Factor de asignación de valores agregados de distribución sectorizados. Se expresa por comuna y en valor propio.

FSTCF : Factor de asignación de cargos fijos sectorizados. Se expresa por comuna y en valor propio.

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

Código	Empresa	Código Comuna (CUT)	Comuna	FSTCF	FSTCD	
				CFES	CDAT	CDBT
1	Emelari	15101	Arica	1,0000	1,0000	1,0000
1	Emelari	15102	Camarones	1,0000	1,0000	1,0000
2	Eliqsa	01107	Alto Hospicio	1,0000	1,0000	1,0000
2	Eliqsa	01404	Huara	1,0000	1,0000	1,0000
2	Eliqsa	01101	Iquique	1,0000	1,0000	1,0000
2	Eliqsa	01405	Pica	1,0000	1,0000	1,0000
2	Eliqsa	01401	Pozo Almonte	1,0000	1,0000	1,0000
3	Elecda	02101	Antofagasta	1,0000	1,0000	1,0000
3	Elecda	02201	Calama	1,0000	1,0000	1,0000
3	Elecda	02102	Mejillones	1,0000	1,0000	1,0000
3	Elecda	02103	Sierra Gorda	1,0000	1,0000	1,0000
3	Elecda	02104	Taltal	1,0000	1,0000	1,0000
3	Elecda	02301	Tocopilla	1,0000	1,0000	1,0000
4	Emelat	03302	Alto del Carmen	1,0000	1,0000	1,0000
4	Emelat	03102	Caldera	1,0000	1,0000	1,0000
4	Emelat	03201	Chañaral	1,0000	1,0000	1,0000
4	Emelat	03101	Copiapó	1,0000	1,0000	1,0000
4	Emelat	03202	Diego de Almagro	1,0000	1,0000	1,0000
4	Emelat	03303	Freirina	1,0000	1,0000	1,0000
4	Emelat	03304	Huasco	1,0000	1,0000	1,0000
4	Emelat	03103	Tierra Amarilla	1,0000	1,0000	1,0000
4	Emelat	03301	Vallenar	1,0000	1,0000	1,0000
6	Chilquinta	05502	Calera	1,0000	1,0000	1,0000
6	Chilquinta	05302	Calle Larga	1,0000	1,0000	1,0000
6	Chilquinta	05603	Cartagena	1,0000	1,0000	1,0000
6	Chilquinta	05102	Casablanca	1,0000	1,0000	1,0000
6	Chilquinta	05702	Catemu	1,0000	1,0000	1,0000
6	Chilquinta	05103	Concón	1,0000	1,0000	1,0000
6	Chilquinta	05605	El Tabo	1,0000	1,0000	1,0000
6	Chilquinta	05503	Hijuelas	1,0000	1,0000	1,0000
6	Chilquinta	05504	La Cruz	1,0000	1,0000	1,0000
6	Chilquinta	05802	Limache	1,0000	1,0000	1,0000
6	Chilquinta	05703	Llailay	1,0000	1,0000	1,0000
6	Chilquinta	05301	Los Andes	1,0000	1,0000	1,0000
6	Chilquinta	05506	Nogales	1,0000	1,0000	1,0000
6	Chilquinta	05803	Olmué	1,0000	1,0000	1,0000
6	Chilquinta	05704	Panquehue	1,0000	1,0000	1,0000
6	Chilquinta	05105	Puchuncaví	1,0000	1,0000	1,0000
6	Chilquinta	05705	Putendo	1,0000	1,0000	1,0000
6	Chilquinta	05501	Quillota	1,0000	1,0000	1,0000
6	Chilquinta	05801	Quilpué	1,0000	1,0000	1,0000
6	Chilquinta	05107	Quintero	1,0000	1,0000	1,0000
6	Chilquinta	05303	Rinconada	1,0000	1,0000	1,0000
6	Chilquinta	05601	San Antonio	1,0000	1,0000	1,0000
6	Chilquinta	05304	San Esteban	1,0000	1,0000	1,0000
6	Chilquinta	05701	San Felipe	1,0000	1,0000	1,0000
6	Chilquinta	05706	Santa María	1,0000	1,0000	1,0000
6	Chilquinta	05606	Santo Domingo	1,0000	1,0000	1,0000
6	Chilquinta	05101	Valparaíso	1,0000	1,0000	1,0000
6	Chilquinta	05804	Villa Alemana	1,0000	1,0000	1,0000
6	Chilquinta	05109	Viña del Mar	1,0000	1,0000	1,0000
7	Conafe	04103	Andacollo	1,0000	1,0152	1,0000
7	Conafe	05402	Cabildo	1,0000	1,0152	1,0000
7	Conafe	04202	Canela	1,0000	1,0152	1,0000
7	Conafe	04302	Combarbalá	1,0000	1,0152	1,0483
7	Conafe	04102	Coquimbo	1,0000	1,0152	1,0000
7	Conafe	03303	Freirina	1,0000	1,0152	1,0000
7	Conafe	04201	Illapel	1,0000	1,0152	1,0000

7	Conafe	04104	La Higuera	1,0000	1,0152	1,0000
7	Conafe	05401	La Ligua	1,0000	1,0152	1,0000
7	Conafe	04101	La Serena	1,0000	1,0152	1,0000
7	Conafe	04203	Los Vilos	1,0000	1,0152	1,0000
7	Conafe	04303	Monte Patria	1,0000	1,0152	1,0483
7	Conafe	04301	Ovalle	1,0000	1,0152	1,0483
7	Conafe	04105	Paiguano	1,0000	1,0152	1,0000
7	Conafe	05403	Papudo	1,0000	1,0152	1,0000
7	Conafe	05404	Petorca	1,0000	1,0152	1,0000
7	Conafe	05105	Puchuncaví	1,0000	1,0152	1,0000
7	Conafe	04304	Punitaqui	1,0000	1,0152	1,0483
7	Conafe	05801	Quilpué	1,0000	1,0152	1,0000
7	Conafe	04305	Río Hurtado	1,0000	1,0152	1,0000
7	Conafe	04204	Salamanca	1,0000	1,0152	1,0000
7	Conafe	05101	Valparaíso	1,0000	1,0152	1,0000
7	Conafe	04106	Vicuña	1,0000	1,0152	1,0000
7	Conafe	05109	Viña del Mar	1,0000	1,0152	0,9707
7	Conafe	05405	Zapallar	1,0000	1,0152	1,0000
8	Emelca	05102	Casablanca	0,8262	1,0000	1,0000
9	Litoral	05602	Algarrobo	1,0000	1,0217	1,0000
9	Litoral	05603	Cartagena	1,0000	1,0217	0,9785
9	Litoral	05102	Casablanca	1,0000	1,0217	1,0000
9	Litoral	05604	El Quisco	1,0000	1,0217	1,0000
9	Litoral	05605	El Tabo	1,0000	1,0217	1,0000
10	Chilectra	13102	Cerrillos	1,0000	0,9313	1,0119
10	Chilectra	13103	Cerro Navia	1,0000	0,9313	1,0119
10	Chilectra	13301	Colina	1,1707	0,9313	1,0000
10	Chilectra	13104	Conchalí	1,0000	0,9313	1,0119
10	Chilectra	13106	Estación Central	1,0000	0,9313	1,0119
10	Chilectra	13107	Huechuraba	1,0000	0,9313	1,0119
10	Chilectra	13108	Independencia	1,0000	0,9313	1,0119
10	Chilectra	13109	La Cisterna	1,0000	0,9313	1,0119
10	Chilectra	13110	La Florida	1,0000	0,9313	1,0119
10	Chilectra	13111	La Granja	1,0000	0,9313	1,0119
10	Chilectra	13113	La Reina	1,0000	0,9313	1,0119
10	Chilectra	13302	Lampa	1,0000	0,9313	1,0119
10	Chilectra	13114	Las Condes	1,0000	0,9313	1,0119
10	Chilectra	13115	Lo Barnechea	1,0000	0,9313	1,0119
10	Chilectra	13116	Lo Espejo	1,0000	0,9313	1,0119
10	Chilectra	13117	Lo Prado	1,0000	0,9313	1,0119
10	Chilectra	13118	Macul	1,0000	0,9313	1,0119
10	Chilectra	13119	Maipú	1,0000	0,9313	1,0119
10	Chilectra	13120	Ñuñoa	1,0000	0,9313	1,0119
10	Chilectra	13604	Padre Hurtado	1,0000	0,9313	1,0119
10	Chilectra	13121	Pedro Aguirre Cerda	1,0000	0,9313	1,0119
10	Chilectra	13122	Peñalolén	1,0000	0,9313	1,0119
10	Chilectra	13123	Providencia	1,0000	0,9313	1,0119
10	Chilectra	13124	Pudahuel	1,0000	0,9313	1,0119
10	Chilectra	13125	Quilicura	1,0000	0,9313	1,0119
10	Chilectra	13126	Quinta Normal	1,0000	0,9313	1,0119
10	Chilectra	13127	Recoleta	1,0000	0,9313	1,0119
10	Chilectra	13128	Renca	1,0000	0,9313	1,0119
10	Chilectra	13129	San Joaquín	1,0000	0,9313	1,0119
10	Chilectra	13130	San Miguel	1,0000	0,9313	1,0119
10	Chilectra	13131	San Ramón	1,0000	0,9313	1,0119
10	Chilectra	13101	Santiago	1,0000	0,9313	1,0119
10	Chilectra	13303	Tiltil	1,3353	0,9313	1,0000
10	Chilectra	13132	Vitacura	1,0000	0,9313	1,0119
12	EEC	13301	Colina	1,0000	1,0000	1,0000
13	Til Til	05703	Llaillay	1,0000	1,0000	1,0000
13	Til Til	13303	Tiltil	1,0000	1,0000	1,0000
14	EEPA	13201	Puente Alto	1,0000	1,0000	1,0000
15	Luz Andes	13115	Lo Barnechea	1,0000	1,0000	1,0000
18	CGED	13502	Alhué	1,0000	1,1356	1,0000

18	CGED	13402	Buín	1,0000	1,1356	1,0000
18	CGED	13403	Calera de Tango	1,0000	1,1356	0,7365
18	CGED	05603	Cartagena	1,0000	1,1356	1,0000
18	CGED	07201	Cauquenes	1,0000	1,1356	1,0000
18	CGED	07202	Chanco	1,0000	1,1356	1,0000
18	CGED	06302	Chépica	1,0000	1,1356	1,0000
18	CGED	08103	Chiguayante	1,0000	1,1356	0,7202
18	CGED	08401	Chillán	1,0000	1,1356	1,2367
18	CGED	08406	Chillán Viejo	1,0000	1,1356	1,3121
18	CGED	06303	Chimbarongo	1,0000	1,1356	0,7140
18	CGED	08403	Cobquecura	1,0000	1,1356	1,0000
18	CGED	06102	Codegua	1,0000	1,1356	0,7140
18	CGED	08404	Coelemu	1,0000	1,1356	2,1111
18	CGED	08405	Coihueco	1,0000	1,1356	2,1033
18	CGED	06103	Coinco	1,0000	1,1356	0,7140
18	CGED	07402	Colbún	1,0281	1,1356	1,7648
18	CGED	06104	Coltauco	1,0000	1,1356	0,7140
18	CGED	08101	Concepción	1,0000	1,1356	0,7202
18	CGED	07102	Constitución	1,0000	1,1356	1,0000
18	CGED	08102	Coronel	1,0000	1,1356	1,2995
18	CGED	13503	Curacaví	1,0000	1,1356	0,7365
18	CGED	09104	Curarrehue	1,0000	1,1356	0,7202
18	CGED	07103	Curepto	1,0000	1,1356	1,0000
18	CGED	07301	Curicó	1,0000	1,1356	0,7140
18	CGED	06105	Doñihue	1,0000	1,1356	0,7140
18	CGED	13105	El Bosque	1,0000	1,1356	0,7365
18	CGED	13602	El Monte	1,0000	1,1356	1,0000
18	CGED	07104	Empedrado	1,0000	1,1356	1,0000
18	CGED	08104	Florida	1,0000	1,1356	2,5801
18	CGED	09105	Freire	1,0000	1,1356	0,7202
18	CGED	06106	Graneros	1,0000	1,1356	0,7140
18	CGED	07302	Hualañé	1,0000	1,1356	1,0000
18	CGED	08112	Hualpén	1,0000	1,1356	0,7202
18	CGED	08105	Hualqui	1,0000	1,1356	1,7138
18	CGED	13603	Isla de Maipo	1,0000	1,1356	0,7140
18	CGED	06202	La Estrella	1,0000	1,1356	1,0000
18	CGED	13112	La Pintana	1,0000	1,1356	0,7365
18	CGED	06107	Las Cabras	1,0000	1,1356	0,7140
18	CGED	09108	Lautaro	1,0000	1,1356	1,7566
18	CGED	07303	Licantén	1,0000	1,1356	1,0000
18	CGED	07401	Linares	1,0000	1,1356	1,4199
18	CGED	06203	Litueche	1,0000	1,1356	1,0000
18	CGED	06304	Lolol	1,0000	1,1356	1,0000
18	CGED	09109	Loncoche	1,0000	1,1356	1,7519
18	CGED	07403	Longaví	1,0000	1,1356	0,7140
18	CGED	08301	Los Ángeles	1,0000	1,1356	1,3075
18	CGED	06108	Machalí	1,0000	1,1356	0,7140
18	CGED	06109	Malloa	1,0000	1,1356	0,7140
18	CGED	06204	Marchihue	1,0000	1,1356	1,0000
18	CGED	13504	María Pinto	1,0000	1,1356	1,0000
18	CGED	07105	Maule	1,0000	1,1356	1,6177
18	CGED	13501	Melipilla	1,0000	1,1356	1,0000
18	CGED	07304	Molina	1,0000	1,1356	1,0000
18	CGED	06110	Mostazal	1,0000	1,1356	0,7140
18	CGED	08305	Mulchén	1,0000	1,1356	0,7202
18	CGED	06305	Nancagua	1,0000	1,1356	1,0000
18	CGED	06205	Navidad	1,0000	1,1356	1,0000
18	CGED	08408	Ninhue	1,0736	1,1356	2,4788
18	CGED	08409	Ñiquén	1,0281	1,1356	1,7025
18	CGED	06111	Olivar	1,0000	1,1356	0,7140
18	CGED	13604	Padre Hurtado	1,0000	1,1356	0,7365
18	CGED	09112	Padre Las Casas	1,0000	1,1356	1,7566
18	CGED	13404	Paine	1,0000	1,1356	0,7140
18	CGED	06306	Palmilla	1,0000	1,1356	1,0000

18	CGED	06206	Paredones	1,0000	1,1356	1,0000
18	CGED	07404	Parral	1,0281	1,1356	1,7648
18	CGED	07106	Pelarco	1,0000	1,1356	0,7524
18	CGED	07203	Pelluhue	1,0000	1,1356	1,0000
18	CGED	07107	Pencahue	1,0000	1,1356	1,6177
18	CGED	08107	Penco	1,0000	1,1356	0,7202
18	CGED	13605	Peñaflor	1,0000	1,1356	0,7365
18	CGED	06307	Peralillo	1,0000	1,1356	1,0000
18	CGED	06112	Peumo	1,0000	1,1356	0,7140
18	CGED	06113	Pichidegua	1,0000	1,1356	0,7140
18	CGED	06201	Pichilemu	1,0000	1,1356	1,0000
18	CGED	08411	Pinto	1,0736	1,1356	1,6775
18	CGED	13202	Pirque	1,0000	1,1356	0,7140
18	CGED	09114	Pitrufquén	1,0000	1,1356	1,7566
18	CGED	06308	Placilla	1,0000	1,1356	1,0000
18	CGED	08412	Portezuelo	1,0736	1,1356	1,6775
18	CGED	09115	Pucón	1,0000	1,1356	0,7202
18	CGED	13201	Puente Alto	1,0000	1,1356	0,7365
18	CGED	06309	Pumanque	1,0000	1,1356	1,0000
18	CGED	06114	Quinta de Tilcoco	1,0000	1,1356	0,7140
18	CGED	08414	Quirihue	1,0000	1,1356	1,0000
18	CGED	06101	Rancagua	1,0000	1,1356	0,7140
18	CGED	08415	Ránquil	1,0000	1,1356	1,0000
18	CGED	07305	Rauco	1,0000	1,1356	0,7140
18	CGED	06115	Rengo	1,0000	1,1356	0,7140
18	CGED	06116	Requínoa	1,0000	1,1356	0,7140
18	CGED	07405	Retiro	1,0281	1,1356	1,7648
18	CGED	07108	Río Claro	1,0000	1,1356	1,6177
18	CGED	07306	Romeral	1,0000	1,1356	0,7140
18	CGED	07307	Sagrada Familia	1,0000	1,1356	0,7140
18	CGED	05601	San Antonio	1,0000	1,1356	1,0000
18	CGED	13401	San Bernardo	1,0000	1,1356	0,7365
18	CGED	08416	San Carlos	1,0000	1,1356	1,7532
18	CGED	07109	San Clemente	1,0281	1,1356	1,7648
18	CGED	08417	San Fabián	1,0736	1,1356	1,6775
18	CGED	06301	San Fernando	1,0000	1,1356	0,7140
18	CGED	07406	San Javier	1,0000	1,1356	1,6915
18	CGED	13203	San José de Maipo	1,0000	1,1356	0,7365
18	CGED	08419	San Nicolás	1,0000	1,1356	2,1033
18	CGED	13505	San Pedro	1,0000	1,1356	1,0000
18	CGED	08108	San Pedro de la Paz	1,0000	1,1356	0,7202
18	CGED	07110	San Rafael	1,0000	1,1356	0,7140
18	CGED	06117	San Vicente	1,0000	1,1356	0,7140
18	CGED	06310	Santa Cruz	1,0000	1,1356	1,0000
18	CGED	05606	Santo Domingo	1,0000	1,1356	1,0000
18	CGED	13601	Talagante	1,0000	1,1356	1,0000
18	CGED	07101	Talca	1,0000	1,1356	1,0932
18	CGED	08110	Talcahuano	1,0000	1,1356	0,7202
18	CGED	09101	Temuco	1,0000	1,1356	1,2600
18	CGED	07308	Teno	1,0000	1,1356	0,7140
18	CGED	08111	Tomé	1,0000	1,1356	0,7202
18	CGED	08420	Treguaco	1,0736	1,1356	1,6775
18	CGED	07309	Vichuquén	1,0000	1,1356	1,0000
18	CGED	09119	Vilcún	1,0000	1,1356	0,7808
18	CGED	07407	Villa Alegre	1,0000	1,1356	1,7141
18	CGED	09120	Villarrica	1,0000	1,1356	1,7519
18	CGED	07408	Yerbas Buenas	1,0000	1,1356	0,7140
20	Coopersol	15201	Putre	0,8719	0,9100	0,8178
21	Coopelan	08304	Laja	1,0000	1,0149	0,6900
21	Coopelan	08301	Los Ángeles	1,0000	1,0149	1,0000
21	Coopelan	08305	Mulchén	1,0000	1,0149	1,0100
21	Coopelan	08309	Quilleco	1,0000	1,0149	1,0100
21	Coopelan	08311	Santa Bárbara	1,0000	1,0149	1,0100
22	Frontel	08314	Alto Biobío	1,0000	0,9414	1,2127

22	Frontel	09201	Angol	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	08302	Antuco	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	08202	Arauco	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	08402	Bulnes	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	08303	Cabrero	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	08203	Cañete	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	09102	Carahue	1,0000	0,9414	1,0657
22	Frontel	09121	Cholchol	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	09202	Collipulli	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	08204	Contulmo	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	08102	Coronel	0,8896	0,9414	0,8710
22	Frontel	09103	Cunco	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	09203	Curacautín	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	08205	Curanilahue	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	08407	El Carmen	1,0000	0,9414	1,2127
22	Frontel	09204	Ercilla	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	08104	Florida	1,0000	0,9414	1,0306
22	Frontel	09105	Freire	1,0000	0,9414	1,2145
22	Frontel	09106	Galvarino	1,0000	0,9414	1,2145
22	Frontel	09107	Gorbea	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	08105	Hualqui	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	08304	Laja	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	09108	Lautaro	0,9819	0,9414	1,0000
22	Frontel	08201	Lebu	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	09205	Lonquimay	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	08206	Los Álamos	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	08301	Los Ángeles	0,9819	0,9414	1,0000
22	Frontel	09206	Los Sauces	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	08106	Lota	1,0000	0,9414	0,8572
22	Frontel	09207	Lumaco	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	09110	Melipeuco	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	08305	Mulchén	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	08306	Nacimiento	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	08307	Negrete	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	09111	Nueva Imperial	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	09112	Padre Las Casas	0,9819	0,9414	1,0000
22	Frontel	08410	Pemuco	1,0000	0,9414	1,2514
22	Frontel	09113	Perquenco	1,0000	0,9414	1,2145
22	Frontel	08411	Pinto	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	09114	Pitrufquén	0,9819	0,9414	1,0000
22	Frontel	09208	Purén	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	08308	Quilaco	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	08309	Quilleco	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	08413	Quillón	1,0000	0,9414	1,2514
22	Frontel	08415	Ránquil	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	09209	Renaico	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	09116	Saavedra	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	08418	San Ignacio	1,0000	0,9414	1,2127
22	Frontel	08310	San Rosendo	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	08311	Santa Bárbara	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	08109	Santa Juana	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	09101	Temuco	0,9819	0,9414	1,0000
22	Frontel	09117	Teodoro Schmidt	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	08207	Tirúa	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	09118	Toltén	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	08111	Tomé	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	09210	Traiguén	1,0000	0,9414	1,2145
22	Frontel	08312	Tucapel	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	09211	Victoria	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	09119	Vilcún	1,0000	0,9414	1,2145
22	Frontel	09120	Villarrica	0,9580	0,9414	1,0000
22	Frontel	08313	Yumbel	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	08421	Yungay	1,0000	0,9414	1,0000
23	Saesa	10202	Ancud	1,0000	0,9558	0,9936

23	Saesa	10102	Calbuco	1,0000	0,9558	0,9936
23	Saesa	10201	Castro	1,0000	0,9558	0,9936
23	Saesa	10203	Chonchi	1,0000	0,9558	0,9936
23	Saesa	10103	Cochamó	1,0000	0,9558	0,9936
23	Saesa	14102	Corral	1,0000	0,9558	0,9936
23	Saesa	10204	Curaco de Vélez	1,0000	0,9558	0,9936
23	Saesa	10205	Dalcahue	1,0000	0,9558	0,9936
23	Saesa	10104	Fresia	1,0000	0,9558	1,2690
23	Saesa	10105	Frutillar	1,0000	0,9558	1,0000
23	Saesa	14202	Futrono	1,0000	0,9558	0,9936
23	Saesa	09107	Gorbea	1,0000	0,9558	1,0869
23	Saesa	10403	Hualaihué	1,0000	0,9558	0,9936
23	Saesa	14201	La Unión	1,0000	0,9558	1,0000
23	Saesa	14203	Lago Ranco	1,0000	0,9558	0,9936
23	Saesa	14103	Lanco	1,0000	0,9558	0,9921
23	Saesa	10107	Llanquihue	1,0000	0,9558	1,0000
23	Saesa	09109	Loncoche	1,0000	0,9558	1,0000
23	Saesa	14104	Los Lagos	1,0000	0,9558	0,9936
23	Saesa	10106	Los Muermos	1,0000	0,9558	1,2690
23	Saesa	14105	Máfil	1,0000	0,9558	0,9936
23	Saesa	14106	Mariquina	1,0000	0,9558	0,9936
23	Saesa	10108	Maullín	1,0000	0,9558	1,2690
23	Saesa	10301	Osorno	1,0000	0,9558	1,0000
23	Saesa	14107	Paillaco	1,0000	0,9558	0,9936
23	Saesa	14108	Panguipulli	1,0000	0,9558	0,9936
23	Saesa	10101	Puerto Montt	1,0000	0,9558	1,0652
23	Saesa	10302	Puerto Octay	1,0000	0,9558	1,0000
23	Saesa	10109	Puerto Varas	1,0000	0,9558	1,0583
23	Saesa	10206	Puqueldón	1,0000	0,9558	0,9936
23	Saesa	10303	Purranque	1,0000	0,9558	1,0000
23	Saesa	10304	Puyehue	1,0000	0,9558	1,0000
23	Saesa	10207	Queilén	1,0000	0,9558	0,9936
23	Saesa	10208	Quellón	1,0000	0,9558	0,9936
23	Saesa	10209	Quemchi	1,0000	0,9558	0,9936
23	Saesa	10210	Quinchao	1,0000	0,9558	0,9936
23	Saesa	14204	Río Bueno	1,0000	0,9558	0,9982
23	Saesa	10305	Río Negro	1,0000	0,9558	1,0000
23	Saesa	10306	San Juan de la Costa	1,0000	0,9558	1,0000
23	Saesa	10307	San Pablo	1,0000	0,9558	1,0000
23	Saesa	09118	Toltén	1,0000	0,9558	0,9936
23	Saesa	14101	Valdivia	1,0000	0,9558	0,9936
23	Saesa	09120	Villarrica	1,0000	0,9558	1,0134
24	Edelaysén	11201	Aisén	0,7988	1,1091	1,0200
24	Edelaysén	10401	Chaitén	0,7988	1,1091	1,0200
24	Edelaysén	11401	Chile Chico	0,7988	1,1091	1,0200
24	Edelaysén	11202	Cisnes	0,7988	1,1091	1,0200
24	Edelaysén	11301	Cochrane	0,7988	1,1091	1,0200
24	Edelaysén	11101	Coihaique	0,7988	1,1091	1,0200
24	Edelaysén	10402	Futaleufú	0,7988	1,1091	1,0200
24	Edelaysén	11102	Lago Verde	0,7988	1,1091	1,0200
24	Edelaysén	10404	Palena	0,7988	1,1091	1,0200
24	Edelaysén	11402	Río Ibáñez	0,7988	1,1091	1,0200
25	Edelmag	12201	Cabo de Hornos	1,0000	1,0000	1,0000
25	Edelmag	12401	Natales	1,0000	1,0000	1,0000
25	Edelmag	12301	Porvenir	1,0000	1,0000	1,0000
25	Edelmag	12101	Punta Arenas	1,0000	1,0000	1,0000
26	Codiner	09103	Cunco	1,0000	1,0145	1,1810
26	Codiner	09203	Curacautín	1,0000	1,0145	1,0000
26	Codiner	09204	Ercilla	1,0000	1,0145	1,1810
26	Codiner	09105	Freire	1,0000	1,0145	1,0000
26	Codiner	09106	Galvarino	1,0000	1,0145	1,0000
26	Codiner	09107	Gorbea	1,0000	1,0145	1,0000
26	Codiner	09108	Lautaro	1,0000	1,0145	0,9834
26	Codiner	09109	Loncoche	1,0000	1,0145	0,8384

26	Codiner	09111	Nueva Imperial	1,0000	1,0145	1,1810
26	Codiner	09112	Padre Las Casas	1,0000	1,0145	0,9834
26	Codiner	09113	Perquenco	1,0000	1,0145	1,0000
26	Codiner	09114	Pitrufrquén	1,0000	1,0145	0,9834
26	Codiner	09101	Temuco	1,0000	1,0145	0,9887
26	Codiner	09210	Traiguén	1,0000	1,0145	1,0000
26	Codiner	09211	Victoria	1,0000	1,0145	1,0000
26	Codiner	09119	Vilcún	1,0000	1,0145	1,0000
26	Codiner	09120	Villarrica	1,0000	1,0145	0,8947
28	Edecsa	05602	Algarrobo	1,0000	1,0000	0,5940
28	Edecsa	05603	Cartagena	1,0000	1,0000	0,5940
28	Edecsa	05102	Casablanca	1,0000	1,0000	1,0265
28	Edecsa	13503	Curacaví	1,0000	1,0000	0,5940
28	Edecsa	05101	Valparaíso	1,0000	1,0000	0,5940
29	CEC	07301	Curicó	1,0000	1,0000	1,0000
29	CEC	07304	Molina	1,0000	1,0000	1,0000
29	CEC	07306	Romeral	1,0000	1,0000	1,0000
29	CEC	07308	Teno	1,0000	1,0000	1,0000
31	Luzlinares	07402	Colbún	1,0000	0,7956	1,2000
31	Luzlinares	07102	Constitución	1,0000	0,7956	0,9000
31	Luzlinares	07401	Linares	1,0000	0,7956	0,9150
31	Luzlinares	07403	Longaví	1,0000	0,7956	1,2700
31	Luzlinares	07406	San Javier	1,0000	0,7956	1,1400
31	Luzlinares	07407	Villa Alegre	1,0000	0,7956	1,0800
31	Luzlinares	07408	Yerbas Buenas	1,0000	0,7956	1,2300
32	Luzparral	07201	Cauquenes	1,0000	0,9804	1,0820
32	Luzparral	07403	Longaví	1,0000	0,9804	1,0800
32	Luzparral	08409	Ñiquén	1,0000	0,9804	0,9950
32	Luzparral	07404	Parral	1,0000	0,9804	0,9950
32	Luzparral	07405	Retiro	1,0000	0,9804	0,9950
32	Luzparral	08416	San Carlos	1,0000	0,9804	1,0400
32	Luzparral	07406	San Javier	1,0000	0,9804	1,0820
33	Copelec	08402	Bulnes	1,0000	1,0745	0,8030
33	Copelec	08401	Chillán	1,0000	1,0745	0,6963
33	Copelec	08406	Chillán Viejo	1,0000	1,0745	0,6889
33	Copelec	08403	Cobquecura	1,0000	1,0745	1,2221
33	Copelec	08404	Coelemu	1,0000	1,0745	1,1068
33	Copelec	08405	Coihueco	1,0000	1,0745	1,1068
33	Copelec	08407	El Carmen	1,0000	1,0745	1,2307
33	Copelec	08104	Florida	1,0000	1,0745	1,1010
33	Copelec	08408	Ninhue	1,0000	1,0745	1,0459
33	Copelec	08410	Pemuco	1,0000	1,0745	1,2307
33	Copelec	08411	Pinto	1,0000	1,0745	1,1303
33	Copelec	08412	Portezuelo	1,0000	1,0745	1,0459
33	Copelec	08413	Quillón	1,0000	1,0745	1,2313
33	Copelec	08414	Quirihue	1,0000	1,0745	1,2278
33	Copelec	08415	Ránquil	1,0000	1,0745	1,2338
33	Copelec	08416	San Carlos	1,0000	1,0745	1,1716
33	Copelec	08417	San Fabián	1,0000	1,0745	1,0459
33	Copelec	08418	San Ignacio	1,0000	1,0745	1,2307
33	Copelec	08419	San Nicolás	1,0000	1,0745	1,1068
33	Copelec	08111	Tomé	1,0000	1,0745	1,2173
33	Copelec	08420	Treguaco	1,0000	1,0745	1,0459
34	Coelcha	08303	Cabrero	0,8747	1,0586	1,0000
34	Coelcha	08104	Florida	0,8003	1,0586	1,0000
34	Coelcha	08105	Hualqui	0,7260	1,0586	0,9145
34	Coelcha	08301	Los Ángeles	0,7644	1,0586	0,9483
34	Coelcha	08306	Nacimiento	0,9082	1,0586	1,1277
34	Coelcha	08410	Pemuco	0,8859	1,0586	1,0118
34	Coelcha	08309	Quilleco	0,9082	1,0586	1,1277
34	Coelcha	08413	Quillón	0,8859	1,0586	1,0118
34	Coelcha	08312	Tucapel	0,8747	1,0586	0,9385
34	Coelcha	08313	Yumbel	0,7993	1,0586	1,0000
34	Coelcha	08421	Yungay	0,8747	1,0586	1,0000

35	Socoepa	14202	Futrono	0,8091	1,0490	1,0000
35	Socoepa	14201	La Unión	0,8091	1,0490	1,0000
35	Socoepa	14104	Los Lagos	0,8091	1,0490	1,0000
35	Socoepa	14105	Máfil	0,8091	1,0490	1,0183
35	Socoepa	14107	Paillaco	0,8091	1,0490	1,0183
35	Socoepa	14108	Panguipulli	0,8091	1,0490	1,0183
36	Cooprel	14201	La Unión	0,8246	1,1269	1,0000
36	Cooprel	14203	Lago Ranco	0,8246	1,1269	1,0000
36	Cooprel	14204	Río Bueno	0,8246	1,1269	1,0000
36	Cooprel	10307	San Pablo	0,8246	1,1269	0,7813
39	Luz Osorno	10105	Frutillar	0,9839	1,0020	1,0000
39	Luz Osorno	14201	La Unión	0,9839	1,0020	1,0000
39	Luz Osorno	10301	Osorno	0,9839	1,0020	1,0000
39	Luz Osorno	10302	Puerto Octay	0,9839	1,0020	1,0000
39	Luz Osorno	10109	Puerto Varas	1,0000	1,0020	1,0000
39	Luz Osorno	10303	Purranque	0,9839	1,0020	1,0000
39	Luz Osorno	10304	Puyehue	0,9839	1,0020	1,0000
39	Luz Osorno	14204	Río Bueno	0,9839	1,0020	1,0000
39	Luz Osorno	10305	Río Negro	0,9839	1,0020	1,0000
39	Luz Osorno	10306	San Juan de la Costa	0,9839	1,0020	1,0000
39	Luz Osorno	10307	San Pablo	0,9839	1,0020	1,0000
40	CRELL	10104	Fresia	1,0000	1,0000	1,0000
40	CRELL	10105	Frutillar	1,0000	1,0000	1,0000
40	CRELL	10107	Llanquihue	1,0000	1,0000	1,0000
40	CRELL	10106	Los Muermos	1,0000	1,0000	1,0000
40	CRELL	10108	Mauñín	1,0000	1,0000	1,0000
40	CRELL	10101	Puerto Montt	1,0000	1,0000	1,0000
40	CRELL	10109	Puerto Varas	1,0000	1,0000	1,0000
40	CRELL	10303	Purranque	1,0000	1,0000	1,0000
44	Sasipa	05201	Isla de Pascua	1,0000	1,0000	1,0000

CUT: Código Único Territorial 2010, utilizado por la Subsecretaría de Desarrollo Regional y Administrativo, del Ministerio del Interior y Seguridad Pública

Si con posterioridad al 31 de diciembre de 2015 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 2015 la empresa otorgase suministro a clientes regulados, ubicados fuera de su zona de concesión vigente a dicha fecha, abarcando comunas que no se encuentran señaladas en el listado de los factores de sectorización para la empresa indicada, y en donde no existe aplicación tarifaria previa en los términos del presente decreto, los factores de asignación de costos sectorizados correspondientes a los clientes de las comunas referidas tomarán el valor igual a uno (FSTCF = 1,000 y FSTCD = 1,000).

Las empresas que, a la fecha de entrada en vigencia del presente decreto, tengan clientes con suministro subterráneo, conforme a la condición de aplicación y criterios de clasificación establecidos en el punto 5.6.1, deberán multiplicar los factores de asignación de costos sectorizados FSTCD que conforman las correspondientes tarifas, por los factores que se señalan en el punto 7.11, de acuerdo a la empresa o área típica de ella, según corresponda, y al tipo de alimentación que los clientes reciben conforme a los criterios de clasificación establecidos en el punto 5.6.1.

7.8 Definición de los parámetros y valores base

- IPC : Índice de precios al consumidor, índice general, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas (INE), correspondiente al segundo mes anterior a aquel mes en que las tarifas resultantes serán aplicadas.
- CPI : Consumer Price Index (All Urban Consumers), publicado por el Bureau of Labor Statistics (BLS) del Gobierno de los Estados Unidos de América (Código BLS: CUUR0000SA0), correspondiente al tercer mes anterior a aquel mes en que las tarifas resultantes serán aplicadas.
- PPI : U.S. Producer Price Index (All Commodities), publicado por el Bureau of Labor Statistics (BLS) del Gobierno de los Estados Unidos de América (Código BLS: WPU00000000), correspondiente al sexto mes anterior a aquel mes en que las tarifas resultantes serán aplicadas.
- D : Índice de productos importados calculado como $D = T_c \times (1 + T_a)$, con:

- Tc : Tipo de cambio observado para el dólar de los Estados Unidos de América, publicado por el Banco Central de Chile, "Dólar Observado". Se utilizará el valor promedio del segundo mes anterior a aquel en que las tarifas serán aplicadas.
- Ta : Tasa arancelaria vigente para la importación de equipo electromecánico. Se utilizará el valor vigente del último día hábil del segundo mes anterior a aquel en que las tarifas serán aplicadas.

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

Parámetro	Valor base	Mes
IPC ₀	110,86	Noviembre 2015
CPI ₀	237,838	Octubre 2015
PPI ₀	193,9	Julio 2015
D ₀	746,24	Noviembre 2015

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

7.9 Factor de invierno (FI)

En las opciones tarifarias BT1a y BT1b, el factor de invierno (FI) dependerá del Sistema Eléctrico en el cual se encuentre el cliente y su valor corresponderá al resultante del siguiente cálculo:

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

En que:

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

7.10 Factor de ajuste de potencia (FAPN)

El FAPN deberá recoger las diferencias en las compras de potencia que surgen producto de la aplicación del decreto supremo N° 62, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2006, que aprueba el reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos, en los respectivos decretos de precios de nudo, en relación a la cantidad de demandas máximas a considerar en las mencionadas compras. Esto es, el promedio de las demandas máximas en dos horas, previo a la aplicación del mencionado decreto supremo N° 62 y el promedio de las demandas máximas en 52 horas, posterior a la aplicación del mismo decreto.

Este factor será calculado por la Comisión una única vez y para cada empresa distribuidora, a más tardar en septiembre de 2017, considerando la información enviada por el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles. Para su cálculo se comparará la facturación por conceptos de compras de potencia que fijó la Superintendencia de Electricidad y Combustibles en el proceso de determinación de costos de explotación correspondiente al año 2015 (dos demandas máximas), con la que resulta de calcularse, para el mismo año, con las 52 demandas máximas. Las diferencias resultantes serán traspasadas al cliente final. Para dicho cálculo se considerarán los factores y fórmulas tarifarias establecidas en el presente decreto. Con todo, mientras no se realice el cálculo, el factor tomará el valor de uno.

El FAPN no se aplicará a los Sistemas Medianos, por lo que este factor tomará el valor igual a uno.

7.11 Factor de modulación de costos subterráneos

Los factores de modulación de costos subterráneos que deberán multiplicar los factores de asignación de costos sectorizados (FSTCD), son los siguientes:

a) Para las siguientes empresas concesionarias los factores serán:

Código	Empresa	AT_A	AT_S	BT_AA	BT_SA	BT_AS	BT_SS
1	EMELARI	0,9904	1,6838	0,9904	1,2684	1,1685	1,4463
2	ELIQSA	1,0000	1,7000	1,0000	1,2811	1,1795	1,4607
3	ELECDA	0,9999	1,6999	0,9999	1,2364	1,1985	1,4350
6	CHILQUINTA	0,9736	1,6552	0,9736	1,2473	1,1484	1,4222
7	CONAFE	0,9650	1,6406	0,9650	1,2363	1,1383	1,4096
10	CHILECTRA	0,9051	1,5387	0,9051	1,0726	1,1049	1,2723
15	LUZ ANDES	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
18	CGED	0,9943	1,6904	0,9943	1,2295	1,1918	1,4270

b) Para empresas concesionarias distintas de las señaladas en el literal precedente, los factores serán:

Categoría	Área Típica					
	1	2	3	4	5	6
AT_A	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
AT_S	1,7000	1,7000	1,7000	1,7000	1,7000	1,7000
BT_AA	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
BT_SA	1,1850	1,2365	1,2811	1,2806	1,3161	1,3144
BT_AS	1,2207	1,1986	1,1795	1,1798	1,1645	1,1652
BT_SS	1,4057	1,4351	1,4607	1,4603	1,4807	1,4797

Donde:

- AT_A : Cliente AT alimentado en forma aérea.
 AT_S : Cliente AT alimentado en forma subterránea.
 BT_AA : Cliente BT alimentado vía AT y BT aérea.
 BT_SA : Caso 1: Cliente BT alimentado vía AT subterránea y BT aérea.
 BT_AS : Caso 2: Cliente BT alimentado vía AT aérea y BT subterránea.
 BT_SS : Caso 3: Cliente BT alimentado vía AT y BT subterránea.

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 de la concesionaria 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 concesionarias deberán mantener una base de datos actualizada que identifique a cada cliente en su zona de concesión con la subestación primaria de distribución que lo abastece.

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

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

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

Anótese, tómese razón y publíquese.- Por orden de la Presidenta de la República, Andrés Rebolledo Smitmans, Ministro de Energía.

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

CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA
División de Infraestructura y Regulación

Cursa con alcances el decreto N° 11T, de 2016, del Ministerio de Energía

N° 30.107.- Santiago, 17 de agosto de 2017.

Esta entidad de control ha tomado razón del documento individualizado en el rubro, que fija fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados que se señalan, efectuados por las empresas concesionarias de distribución que se indican.

Sin embargo, cumple con hacer presente, en relación con lo expresado acerca de una eventual norma técnica en el punto 4.11.1 del artículo primero del decreto en estudio, que el monto y condiciones de aplicación del recargo por consumo reactivo deben fijarse en el correspondiente decreto de precios de nudo de corto plazo, según se consigna en el mismo punto.

También, que el factor de ajuste de potencia a que se refiere el punto 7.10, inciso segundo, del mencionado artículo primero, que se origina como consecuencia de lo señalado en su primer inciso, deberá ser formalizado mediante el respectivo decreto, sujeto a examen previo de juridicidad.

Saluda atentamente a Ud., Dorothy Pérez Gutiérrez, Contralora General de la República (S).

Al señor
Ministro de Energía
Presente.