



INFORME TÉCNICO

FIJACIÓN DE FÓRMULAS TARIFARIAS PARA CONCESIONARIAS DE SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN

**CUADRIENIO
NOVIEMBRE 2016 – NOVIEMBRE 2020**

Noviembre de 2016

INFORME TÉCNICO

FIJACIÓN DE FÓRMULAS TARIFARIAS PARA CONCESIONARIAS DE SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN CUADRIENIO NOVIEMBRE 2016 – NOVIEMBRE 2020

INTRODUCCIÓN

El presente documento corresponde al Informe Técnico que la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente “CNE” o “Comisión”, debe emitir conforme el artículo 189º del Decreto con Fuerza de Ley N°4/20.018 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2006, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N°1 del Ministerio de Minería, de 1982, que establece la Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante “la Ley”, y que recoge los aspectos y consideraciones técnicas que sustentan el proceso de fijación de fórmulas tarifarias aplicables a concesionarios de servicio público de distribución correspondiente al cuatrienio noviembre de 2016 - noviembre de 2020.

Este informe se divide en los siguientes cuatro capítulos:

- I. Estudios de Valor Agregado de Distribución.
- II. Estructuración de Fórmulas de Tarifas Preliminares.
- III. Verificación de Rentabilidad de la Industria.
- IV. Otros parámetros a considerar en el Decreto Tarifario.

Además, se presentan los siguientes Anexos:

ANEXO N°1: BASES PARA EL CÁLCULO DE LAS COMPONENTES DEL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN (VAD).

ANEXO N°2: METODOLOGÍA Y DEFINICIÓN DE LAS ÁREAS TÍPICAS DE DISTRIBUCIÓN.

ANEXO N°3: FACTORES DE ASIGNACIÓN DE COSTOS SECTORIZADOS (FACTOR DE ASIGNACIÓN DE VALORES AGREGADOS DE DISTRIBUCIÓN SECTORIZADOS “FSTCD” Y FACTOR DE ASIGNACIÓN DE CARGOS FIJOS SECTORIZADOS “FSTCF”).

ANEXO N°4: CONDICIONES DE APLICACIÓN DE LAS FÓRMULAS TARIFARIAS.

I. ESTUDIOS DE VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN

1. Bases técnicas para estudios de Valor Agregado de Distribución

Conforme se establece en el artículo 188° de la Ley, se definieron las Bases Técnicas¹ para el desarrollo de los estudios de Valor Agregado de Distribución, en adelante e indistintamente “VAD”, con objeto de determinar las componentes de costo de las empresas modelo a que se refieren los artículos 182° y 183° de la Ley. Las Bases Técnicas, en adelante las Bases², consideraron, en lo general, los siguientes conceptos:

- Para cada área típica se dimensionó una empresa modelo que presta exclusivamente el servicio público de distribución, en el período comprendido entre el 1° de enero de 2014 y el 31 de diciembre de 2029, y se determinó su VAD sobre la base del cálculo de las siguientes componentes:
 - a) Costo fijo por concepto de gastos de administración, facturación y atención del usuario, independientes de su consumo.
 - b) Pérdidas medias de distribución en potencia y energía, expresadas respectivamente como multiplicadores de la potencia y energía suministrada.
 - c) Costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada.
- En cada área típica el VAD se calculó para una empresa modelo eficiente, cuyo diseño permitía satisfacer óptimamente la demanda y que satisface cada una de las siguientes condiciones:
 - a) Que la empresa cumple los estándares de calidad de servicio exigidos en la normativa vigente;
 - b) Que sus instalaciones se encuentran económicamente adaptadas a la demanda durante el horizonte de planificación, considerando sólo las holguras basadas en indivisibilidades de tipo técnicas y económicas antes mencionadas;
 - c) Que es eficiente en su política de inversiones y gestión; y
 - d) Que opera en el país.
- Se diseñó la empresa modelo operando en la zona de concesión de una empresa real definida como referencia para el área típica, estando sujeta a:
 - a) Las restricciones geográficas y demográficas de la zona, considerando, cuando fuese el caso, la ruralidad dentro de la zona de concesión.
 - b) El marco legal, reglamentario y normativo vigente.
 - c) Los mismos clientes y consumos de la empresa de referencia, sean éstos regulados, otras distribuidoras, libres propios o de terceros, que hacen uso de las instalaciones de distribución de la empresa de referencia a través de la imposición de servidumbres de paso en dichas instalaciones.
- Asimismo, se consideró que la empresa modelo eficiente tiene las siguientes características:
 - a) Utiliza tecnología moderna, sujetándose a una optimización de la relación costo - beneficio de las instalaciones en su política eficiente de inversión, mantenimiento y reemplazo de éstas.

1 Aprobadas mediante Resolución Exenta N°79, de fecha 10 de febrero de 2016, de la Comisión Nacional de Energía.

2 Ver Anexo N°1 “Bases para el Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución (VAD)”.

- b) Posee instalaciones que se encuentran económicamente adaptadas a la demanda durante el horizonte de planificación, considerando una trayectoria óptima de crecimiento que lleve a un mínimo costo de largo plazo.
 - c) Posee una organización eficientemente dimensionada para la prestación de servicios a los clientes, cuyo suministro se efectúa a través de las instalaciones de distribución.
 - d) Incurre en costos óptimos acordes con una gestión eficiente del servicio y de la infraestructura determinada bajo el criterio de mínimo costo total presente.
 - e) Dispone de una organización e instrumentación mínima que permite verificar los estándares de calidad y continuidad de servicio, y que además permite modelar y caracterizar la forma de consumo por grupo de clientes.
- Se consideró como hipótesis de trabajo el estudiar zonas de distribución cubiertas en la actualidad por empresas completas, con el objeto de recoger en el diseño el efecto de todas las economías de escala que se producen en la actividad de distribución³. Consistentemente con ello, la definición de áreas de distribución típicas a que se refiere el artículo 183º de la Ley, consideró también la clasificación de empresas completas en un sólo tipo de área, dando continuidad al tratamiento efectuado en la fijación pasada.
 - Sólo como una manera de facilitar el desarrollo del estudio del VAD, para el diseño de la empresa modelo en cada área típica, se considera una empresa real como referencia. En esta ocasión las empresas de referencia empleadas fueron las siguientes:

Área Típica	Empresa de Referencia
1	CHILECTRA
2	CGED
3	SAESA
4	EMELARI
5	FRONTEL
6	EDELAYSÉN

2. Definición de Áreas Típicas

Los estudios del VAD y en definitiva, los niveles tarifarios determinados en las fijaciones tarifarias, deben establecerse por áreas de distribución típicas o simplemente áreas típicas, definidas en la Ley como “áreas en las cuales los valores agregados por la actividad de distribución para cada una de ellas son parecidos entre sí”.

Las empresas analizadas son las que se señalan a continuación, correspondientes a aquellas con la calidad de concesionarias de servicio público de distribución al 31 de diciembre de 2014⁴:

³ El tratamiento de empresas completas, tanto para la definición de áreas típicas como para la consecuente determinación del VAD, se efectuó por primera vez en la fijación tarifaria del año 2000.

⁴ Cabe señalar que las empresas EMELECTRIC y EMETAL han sido disueltas, constituyéndose la empresa CGE Distribución en su sucesora legal en todos sus derechos y obligaciones. Igual situación ocurre con ENELSA, cuya sucesora legal es CONAFE.

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	EDECSA	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

Como se adelantó en el punto anterior, se clasificaron empresas cuyos valores agregados por la actividad de distribución son parecidos entre sí. Sin perjuicio de ello, y conforme lo establecido en el artículo 185° de la Ley y 295 del Decreto Supremo N° 327 del Ministerio de Minería, de 1997, que establece el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante e indistintamente el “Decreto N° 327” o el “Reglamento de la Ley”, en la estructuración de las fórmulas tarifarias se definieron sectores tarifarios que recogen la dispersión de costos unitarios a nivel comunal.

El procedimiento de clasificación de Áreas Típicas se describe a continuación:

a) Consideraciones iniciales

El artículo 225° m) de la Ley, define el concepto de Área Típica de Distribución como: “Áreas en las cuales los valores agregados por la actividad de distribución para cada una de ellas son parecidos entre sí”. Tal definición refleja que el objetivo de establecer áreas típicas es el de determinar un valor agregado representativo de las empresas contenidas en éstas, por lo tanto, en la presente definición de áreas típicas se han considerado las componentes de costos de los valores agregados de las empresas.

En efecto, los artículos 182º y 183º de la Ley establecen las componentes de costos que debe considerar el VAD, las cuales se calcularán para cada área de distribución típica, y que son:

- a) Costos fijos por concepto de gastos de administración, facturación y atención del usuario, independientes de su consumo;
- b) Pérdidas medias de distribución en potencia y energía; y
- c) Costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada.

De acuerdo a lo anterior, se empleó una metodología a través de la cual se determina el número de áreas de distribución típicas en función de los componentes de costos del VAD de todas las empresas concesionarias de distribución que operan en sistemas con capacidad instalada de generación mayor a 1.500 kW, considerando para ello lo siguiente:

- a) Gastos de administración y ventas.
- b) Costos de inversión.
- c) Costos de operación y mantenimiento.
- d) Costos de pérdidas.

b) Información utilizada

La información base utilizada para la clasificación de áreas típicas fue la siguiente:

- Valor nuevo de reemplazo de instalaciones al 31 de diciembre del 2014, expresados en moneda del 31 de diciembre de 2014. Esta información corresponde a la cifra informada por las empresas concesionarias a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, en adelante e indistintamente, "SEC" o "Superintendencia".
- Costos de explotación anuales informados por las empresas concesionarias a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles para el año 2014, expresados en moneda del 31 de diciembre de 2014. Esta información corresponde a la cifra informada por las empresas concesionarias a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles. Adicionalmente se consideró lo informado por la Cooperativa Eléctrica de Curicó Ltda. a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles mediante carta CEC N°1013/2015, del 23 de diciembre de 2015, corrigiendo los costos de explotación del año 2014, debido a los criterios erróneos que la referida Cooperativa había utilizado históricamente.
- Parámetros físicos propios de cada empresa concesionaria informados a la Comisión por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles. Entre éstos se encuentran longitudes de redes AT (Alta Tensión de distribución) y BT (Baja Tensión) al 31 de diciembre de 2014.
- Potencias vendidas en AT y BT coincidentes con la potencia máxima de distribución del año 2014, calculadas por la Comisión Nacional de Energía a partir de los Ingresos de Explotación del año 2014 presentados por las empresas concesionarias a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, aplicando los factores de coincidencia y números de horas de uso del Decreto Supremo N° 1T del Ministerio de Energía, de 2012, que Fija fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados que se señalan, efectuados por las empresas concesionarias de distribución que indica, en adelante "Decreto N° 1T".
- Costo de pérdidas de energía y potencia del año 2014, para cuyo cálculo se utiliza la información de compras y ventas de energía y potencia, ambos presentados por las empresas distribuidoras a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

c) Metodología aplicada

A partir de la información básica de costos y parámetros físicos recopilada, se agruparon inicialmente los costos por concepto de distribución en alta y baja tensión de distribución (AT y BT respectivamente), conformándose con ellos los siguientes dos modelos de regresión econométricos:

1. Costos totales de las empresas asignados a AT, en función de los momentos de carga (MW*km) en AT.
2. Costos totales de las empresas asignados a BT, en función de los momentos de carga (MW*km) en BT.

A través de los modelos anteriores se obtuvo una representación económica del mercado de empresas concesionarias de distribución de energía eléctrica, el cual se desea segmentar en áreas típicas, de modo de establecer distintos mercados relevantes en cuanto a costos medios presentes de distribución.

A partir de la representación del mercado obtenida bajo el procedimiento señalado, se elaboró una base de datos de costos totales teóricos por empresa, adicionándoles los costos por concepto de pérdidas de energía y potencia. La valorización de las pérdidas se realizó aplicando a las pérdidas anuales de energía un precio medio monómico de compras de energía y potencia del año 2014 en \$/kWh.

La cantidad física de pérdidas de energía del año 2014, en MWh, se determinó como la diferencia entre la cantidad física de compras anuales de energía referidas al ingreso de distribución y la cantidad física de ventas anuales de energía.

El precio medio monómico se determinó como el cociente entre el costo de compras de energía y potencia del año 2014 referido a nivel de distribución, y la cantidad física de compras anuales de energía referidas al ingreso de distribución.

El VAD de referencia del mercado o VAD teórico, asignado a las empresas en la representación de mercado, se obtuvo dividiendo los costos totales por los kW vendidos el 2014.

La segmentación del mercado se realizó formando grupos homogéneos de empresas a partir de una lista ordenada por VAD teórico en forma creciente. Para determinar el número definitivo de áreas típicas, se segmenta la industria según VAD similares, para lo cual se determina una variable de máxima aceptación de desviación de costos (TIR teórica) en los miembros de cada segmento, considerando que una tarifa promedio, definida como el promedio del menor y mayor VAD del segmento, permita a todas y cada una de las empresas del segmento obtener una TIR teórica en el rango 6% a 14%. Lo anterior se logra aplicando un proceso de ordenamiento recursivo, hasta cubrir a la industria por completo.

Esta metodología se muestra en detalle en el Anexo N°2.

d) Resultados

Luego de la aplicación de la metodología descrita y con el criterio de segmentación indicado, se obtuvo un total de seis (6) áreas de distribución típicas.

De esta forma, los resultados de la clasificación de Áreas Típicas por empresa es el 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	EDECSA	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

3. Estudios de Valores Agregados de Distribución - Consultores CNE

Conforme lo señalado en el artículo 183° de la Ley, los valores agregados de distribución que la CNE debe determinar, deben calcularse sobre la base de un estudio de costos encargado por la Comisión a un consultor externo. El estudio de costos fue licitado, conforme a la Ley 19.886, y adjudicado a Inecon Ingenieros Consultores S.A. (INECON) (Resolución Exenta CNE N°320 de 08 de abril de 2016), para el estudio de las seis áreas típicas definidas. El "Estudio para el Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución; Cuadrienio Noviembre 2016 - Noviembre 2020" para las Áreas Típicas N°1 a N°6, fue presentado por INECON a la CNE mediante carta 385/2016, de fecha 02 de septiembre de 2016, y recibido conforme a través de Resolución Exenta CNE N° 707, de fecha 14 de octubre de 2016.

Luego, sobre la base del estudio de costos señalado, se obtienen las siguientes componentes de costo del valor agregado de distribución por parte de la CNE:

VALORES ESTUDIO CNE AÑO 2015											
ÁREA TÍPICA	VADAT \$/kW/año	VADBT \$/kW/año	CFE \$/cl/año	CFD \$/cl/año	CFH \$/cl/año	PMPAG	PMPAD	PMEA	PMPBG	PMPBD	PMEB
1	15.797,79	46.718,50	5.883,26	6.089,44	6.465,42	1,0264	1,0388	1,0368	1,0519	1,0481	1,0517
2	31.835,10	55.763,45	6.098,66	6.299,08	6.817,08	1,0275	1,0267	1,0365	1,0549	1,0568	1,0632
3	63.674,27	74.756,33	8.584,56	8.790,28	9.168,97	1,0217	1,0300	1,0353	1,0509	1,0500	1,0609
4	44.987,04	94.794,84	8.345,84	8.543,55	8.869,36	1,0197	1,0229	1,0239	1,0349	1,0345	1,0421
5	145.969,88	134.078,51	8.717,71	9.036,00	9.406,65	1,0415	1,0552	1,0489	1,0590	1,0576	1,0700
6	173.582,71	131.031,24	12.215,35	12.441,05	12.838,77	1,0307	1,0307	1,0287	1,0514	1,0514	1,0619

VALORES ESTUDIO CNE AÑO 2016											
ÁREA	VADAT	VADBT	CFE	CFD	CFH	PMPAG	PMPAD	PMEA	PMPBG	PMPBD	PMEB
TÍPICA	\$/kW/año	\$/kW/año	\$/cl/año	\$/cl/año	\$/cl/año						
1	15.494,81	45.892,13	5.851,38	6.058,04	6.436,46	1,0266	1,0392	1,0372	1,0521	1,0482	1,0517
2	30.750,13	54.172,25	6.053,69	6.253,76	6.771,59	1,0274	1,0265	1,0366	1,0549	1,0569	1,0631
3	61.174,61	72.528,71	8.502,73	8.708,42	9.087,08	1,0220	1,0305	1,0359	1,0507	1,0501	1,0607
4	43.152,90	91.765,57	8.269,52	8.467,23	8.793,05	1,0200	1,0233	1,0243	1,0348	1,0345	1,0420
5	139.584,08	128.710,04	8.647,76	8.965,89	9.336,39	1,0425	1,0569	1,0501	1,0586	1,0575	1,0695
6	170.614,29	128.177,14	11.988,74	12.213,92	12.611,67	1,0310	1,0310	1,0289	1,0515	1,0515	1,0619

VALORES ESTUDIO CNE AÑO 2017											
ÁREA	VADAT	VADBT	CFE	CFD	CFH	PMPAG	PMPAD	PMEA	PMPBG	PMPBD	PMEB
TÍPICA	\$/kW/año	\$/kW/año	\$/cl/año	\$/cl/año	\$/cl/año						
1	15.193,25	44.963,17	5.821,03	6.028,18	6.409,14	1,0267	1,0393	1,0373	1,0523	1,0484	1,0517
2	29.753,25	52.674,59	6.014,97	6.214,72	6.732,42	1,0279	1,0270	1,0373	1,0550	1,0571	1,0630
3	58.357,56	70.458,78	8.430,11	8.635,83	9.014,49	1,0223	1,0310	1,0365	1,0505	1,0502	1,0605
4	41.295,57	88.726,89	8.196,87	8.394,58	8.720,39	1,0206	1,0240	1,0250	1,0347	1,0346	1,0419
5	132.316,62	123.135,21	8.583,04	8.901,03	9.271,38	1,0438	1,0590	1,0515	1,0582	1,0576	1,0690
6	167.473,79	124.620,12	11.773,49	11.998,19	12.395,96	1,0315	1,0315	1,0292	1,0514	1,0514	1,0617

VALORES ESTUDIO CNE AÑO 2018											
ÁREA	VADAT	VADBT	CFE	CFD	CFH	PMPAG	PMPAD	PMEA	PMPBG	PMPBD	PMEB
TÍPICA	\$/kW/año	\$/kW/año	\$/cl/año	\$/cl/año	\$/cl/año						
1	14.820,96	44.059,76	5.792,20	5.999,86	6.383,47	1,0270	1,0399	1,0379	1,0525	1,0485	1,0517
2	28.862,33	51.322,04	5.980,33	6.179,79	6.697,39	1,0285	1,0275	1,0380	1,0550	1,0573	1,0630
3	55.681,95	68.499,43	8.363,69	8.569,47	8.948,15	1,0229	1,0321	1,0378	1,0504	1,0503	1,0604
4	39.596,68	85.900,29	8.127,53	8.325,24	8.651,06	1,0215	1,0250	1,0259	1,0347	1,0346	1,0419
5	125.328,90	117.929,00	8.524,56	8.842,42	9.212,60	1,0456	1,0618	1,0535	1,0579	1,0577	1,0686
6	164.063,01	121.898,15	11.570,56	11.794,83	12.192,63	1,0322	1,0321	1,0297	1,0516	1,0515	1,0618

VALORES ESTUDIO CNE AÑO 2019											
ÁREA	VADAT	VADBT	CFE	CFD	CFH	PMPAG	PMPAD	PMEA	PMPBG	PMPBD	PMEB
TÍPICA	\$/kW/año	\$/kW/año	\$/cl/año	\$/cl/año	\$/cl/año						
1	14.473,23	43.221,50	5.764,86	5.973,07	6.359,42	1,0272	1,0402	1,0382	1,0528	1,0487	1,0518
2	27.920,28	49.956,26	5.948,79	6.147,99	6.665,50	1,0289	1,0280	1,0386	1,0550	1,0575	1,0630
3	53.204,07	66.471,48	8.302,55	8.508,44	8.887,16	1,0234	1,0328	1,0387	1,0502	1,0504	1,0602
4	38.260,04	82.996,04	8.061,85	8.259,55	8.585,37	1,0214	1,0249	1,0258	1,0346	1,0347	1,0418
5	118.792,70	113.186,70	8.470,65	8.788,38	9.158,40	1,0473	1,0645	1,0555	1,0577	1,0579	1,0684
6	160.684,58	118.532,23	11.380,14	11.604,01	12.001,84	1,0329	1,0328	1,0302	1,0515	1,0514	1,0616

VALORES ESTUDIO CNE AÑO 2020											
ÁREA	VADAT	VADBT	CFE	CFD	CFH	PMPAG	PMPAD	PMEA	PMPBG	PMPBD	PMEB
TÍPICA	\$/kW/año	\$/kW/año	\$/cl/año	\$/cl/año	\$/cl/año						
1	14.192,34	43.056,04	5.738,99	5.947,77	6.336,98	1,0275	1,0407	1,0387	1,0530	1,0489	1,0518
2	27.039,39	48.693,56	5.964,48	6.163,44	6.680,89	1,0296	1,0287	1,0395	1,0551	1,0578	1,0630
3	50.824,50	64.684,92	8.246,08	8.452,11	8.830,88	1,0241	1,0340	1,0400	1,0501	1,0506	1,0602
4	36.797,82	80.502,98	7.999,33	8.197,04	8.522,86	1,0223	1,0259	1,0269	1,0346	1,0348	1,0419
5	112.581,01	108.634,95	8.422,63	8.740,23	9.110,09	1,0494	1,0676	1,0578	1,0575	1,0581	1,0682
6	157.288,74	116.210,84	11.203,00	11.426,54	11.824,40	1,0337	1,0337	1,0308	1,0516	1,0516	1,0617

4. Estudios de Valores Agregados de Distribución - Empresas concesionarias

De acuerdo a lo establecido en el artículo 183° de la Ley, las empresas pueden contratar en conjunto o individualmente el mismo estudio de costos, en cuyo caso, los valores agregados resultantes de los estudios de las empresas se ponderan con los de la CNE en proporciones de 1/3 y 2/3 respectivamente.

Las empresas presentaron en esta oportunidad un único estudio por Área Típica, según se indica a continuación: **Área Típica 1**, remitido por CHILECTRA S.A.; **Área Típica 2**, remitido por CGE DISTRIBUCIÓN S.A.; **Área Típica 3**, remitido por SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A.; **Área Típica 4**, remitido por EMPRESA ELÉCTRICA DE ARICA S.A.; **Área Típica 5**, remitido por EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A., y **Área Típica 6**, remitido por EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A. Cada uno de estos estudios fue presentado a la CNE el día 5 de septiembre de 2016.

Conforme a lo establecido en el artículo 183° de la LGSE, la CNE revisó los estudios encargados por las empresas, declarando la recepción conforme de éstos mediante las Resoluciones Exentas N° 702, 703, 704, 705, 706 y 708, todas de fecha 14 de octubre de 2016, para los estudios de las empresas EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN 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.

Las componentes de costo del valor agregado de distribución calculadas por las empresas para el período 2015-2020, son las siguientes:

VALORES ESTUDIOS EMPRESAS AÑO 2015											
ÁREA	VADAT	VADBT	CFE	CFD	CFH	PMPAG	PMPAD	PMEA	PMPBG	PMPBD	PMEB
TÍPICA	\$/kW/año	\$/kW/año	\$/cl/año	\$/cl/año	\$/cl/año						
1	21.110,36	63.632,51	7.071,73	8.380,91	9.153,26	1,0179	1,0182	1,0170	1,0754	1,0821	1,0612
2	39.175,78	83.560,80	17.162,12	32.174,49	32.175,15	1,0358	1,0335	1,0404	1,0893	1,0977	1,0777
3	68.083,81	110.986,98	20.186,67	28.919,01	40.238,43	1,0264	1,0281	1,0270	1,0749	1,0722	1,0869
4	53.541,97	89.900,82	15.134,01	23.756,11	23.756,11	1,0225	1,0248	1,0236	1,0634	1,0690	1,0568
5	158.819,21	203.566,04	23.347,94	45.281,21	48.695,50	1,0512	1,0518	1,0525	1,0938	1,0896	1,1092
6	169.819,50	219.405,66	39.167,65	60.861,27	65.451,54	1,0580	1,0580	1,0475	1,0939	1,0939	1,1065

VALORES ESTUDIOS EMPRESAS AÑO 2016											
ÁREA	VADAT	VADBT	CFE	CFD	CFH	PMPAG	PMPAD	PMEA	PMPBG	PMPBD	PMEB
TÍPICA	\$/kW/año	\$/kW/año	\$/cl/año	\$/cl/año	\$/cl/año						
1	20.421,90	62.585,37	6.997,43	8.317,38	9.103,55	1,0196	1,0199	1,0175	1,0764	1,0833	1,0621
2	38.253,58	81.932,69	17.002,26	32.118,69	32.119,33	1,0365	1,0342	1,0412	1,0901	1,0986	1,0784
3	67.411,37	109.653,16	19.749,79	28.477,77	39.791,54	1,0266	1,0284	1,0272	1,0745	1,0720	1,0864
4	52.352,28	88.524,88	15.056,21	23.649,07	23.649,07	1,0228	1,0252	1,0239	1,0636	1,0692	1,0569
5	157.861,19	201.119,15	23.102,87	45.044,61	48.460,22	1,0525	1,0533	1,0537	1,0934	1,0895	1,1086
6	169.025,39	217.829,08	38.105,65	59.795,85	64.385,39	1,0590	1,0590	1,0481	1,0951	1,0951	1,1077

VALORES ESTUDIOS EMPRESAS AÑO 2017											
ÁREA	VADAT	VADBT	CFE	CFD	CFH	PMPAG	PMPAD	PMEA	PMPBG	PMPBD	PMEB
TÍPICA	\$/kW/año	\$/kW/año	\$/cl/año	\$/cl/año	\$/cl/año						
1	19.771,47	61.641,73	7.017,28	8.335,93	9.123,88	1,0191	1,0194	1,0181	1,0776	1,0847	1,0620
2	37.268,96	80.065,54	17.990,99	33.473,84	33.474,57	1,0373	1,0349	1,0420	1,0911	1,0998	1,0792
3	66.436,78	107.798,87	19.474,05	28.197,76	39.506,00	1,0267	1,0286	1,0272	1,0738	1,0715	1,0856
4	51.026,66	86.807,51	14.940,27	23.491,59	23.491,59	1,0232	1,0256	1,0243	1,0640	1,0696	1,0573
5	156.214,57	197.362,92	22.824,13	44.774,46	48.191,40	1,0529	1,0539	1,0536	1,0925	1,0889	1,1066
6	168.128,87	215.943,89	37.543,32	59.223,71	63.818,32	1,0600	1,0600	1,0486	1,0962	1,0962	1,1078

VALORES ESTUDIOS EMPRESAS AÑO 2018											
ÁREA	VADAT	VADBT	CFE	CFD	CFH	PMPAG	PMPAD	PMEA	PMPBG	PMPBD	PMEB
TÍPICA	\$/kW/año	\$/kW/año	\$/cl/año	\$/cl/año	\$/cl/año						
1	19.106,27	60.535,20	6.950,75	8.269,37	9.059,98	1,0209	1,0212	1,0187	1,0788	1,0860	1,0624
2	36.308,02	78.349,13	17.796,84	33.136,05	33.136,76	1,0381	1,0356	1,0429	1,0921	1,1009	1,0800
3	65.471,92	106.044,61	19.124,18	27.843,80	39.147,33	1,0268	1,0289	1,0273	1,0731	1,0711	1,0848
4	49.979,27	85.291,94	14.891,64	23.432,53	23.432,53	1,0236	1,0260	1,0247	1,0644	1,0701	1,0577
5	154.291,19	193.666,53	22.590,94	44.549,93	47.968,21	1,0536	1,0549	1,0539	1,0916	1,0884	1,1047
6	166.861,03	213.768,81	36.531,29	58.213,77	62.801,69	1,0609	1,0609	1,0491	1,0974	1,0974	1,1080

VALORES ESTUDIOS EMPRESAS AÑO 2019											
ÁREA	VADAT	VADBT	CFE	CFD	CFH	PMPAG	PMPAD	PMEA	PMPBG	PMPBD	PMEB
TÍPICA	\$/kW/año	\$/kW/año	\$/cl/año	\$/cl/año	\$/cl/año						
1	18.440,94	59.385,29	6.893,23	8.211,99	9.003,09	1,0215	1,0219	1,0192	1,0799	1,0873	1,0628
2	35.359,10	76.582,45	17.612,89	32.869,14	32.869,82	1,0390	1,0364	1,0438	1,0932	1,1022	1,0808
3	64.591,33	104.417,40	18.791,77	27.507,45	38.805,27	1,0270	1,0292	1,0275	1,0725	1,0708	1,0842
4	48.821,39	84.573,13	14.755,12	23.234,14	23.234,14	1,0240	1,0265	1,0251	1,0649	1,0706	1,0581
5	152.555,75	190.215,14	22.434,59	44.402,20	47.821,83	1,0548	1,0564	1,0554	1,0909	1,0881	1,1031
6	165.574,91	211.544,50	35.738,93	57.418,67	62.006,00	1,0618	1,0618	1,0496	1,0986	1,0986	1,1081

VALORES ESTUDIOS EMPRESAS AÑO 2020											
ÁREA	VADAT	VADBT	CFE	CFD	CFH	PMPAG	PMPAD	PMEA	PMPBG	PMPBD	PMEB
TÍPICA	\$/kW/año	\$/kW/año	\$/cl/año	\$/cl/año	\$/cl/año						
1	17.790,18	58.133,62	6.828,40	8.147,91	8.939,88	1,0222	1,0226	1,0198	1,0811	1,0887	1,0632
2	34.454,20	74.894,43	17.454,93	32.656,52	32.657,18	1,0399	1,0373	1,0448	1,0943	1,1034	1,0818
3	63.779,51	102.911,98	18.500,51	27.212,46	38.505,44	1,0272	1,0296	1,0277	1,0721	1,0705	1,0837
4	47.454,13	83.088,11	14.594,06	23.006,19	23.006,19	1,0244	1,0269	1,0256	1,0654	1,0712	1,0585
5	150.897,99	187.000,28	22.223,26	44.199,51	47.620,48	1,0559	1,0577	1,0560	1,0903	1,0879	1,1016
6	164.720,24	209.474,48	35.205,74	56.881,98	61.468,57	1,0625	1,0625	1,0502	1,0999	1,0999	1,1084

5. Ponderación de resultados

Conforme a lo señalado en los puntos 3 y 4 precedentes, y conforme a lo establecido en el artículo 183° de la Ley, las componentes de los valores agregados de distribución ponderados para el período 2015-2020, resultantes del procedimiento que en dicha disposición legal se indica, son los siguientes:

VALORES AGREGADOS PONDERADOS ANUALES AÑO 2015											
ÁREA	VADAT	VADBT	CFE	CFD	CFH	PMPAG	PMPAD	PMEA	PMPBG	PMPBD	PMEB
TÍPICA	\$/kW/año	\$/kW/año	\$/cl/año	\$/cl/año	\$/cl/año						
1	17.568,65	52.356,50	6.279,41	6.853,26	7.361,36	1,0236	1,0319	1,0302	1,0597	1,0594	1,0549
2	34.281,99	65.029,23	9.786,48	14.924,21	15.269,77	1,0303	1,0290	1,0378	1,0664	1,0704	1,0680
3	65.144,11	86.833,21	12.451,93	15.499,86	19.525,45	1,0233	1,0294	1,0326	1,0589	1,0574	1,0696
4	47.838,68	93.163,50	10.608,56	13.614,40	13.831,61	1,0206	1,0236	1,0238	1,0444	1,0460	1,0470
5	150.252,99	157.241,02	13.594,45	21.117,73	22.502,93	1,0447	1,0541	1,0501	1,0706	1,0682	1,0831
6	172.328,30	160.489,38	21.199,45	28.581,13	30.376,36	1,0398	1,0398	1,0350	1,0656	1,0656	1,0768

VALORES AGREGADOS PONDERADOS ANUALES AÑO 2016											
ÁREA	VADAT	VADBT	CFE	CFD	CFH	PMPAG	PMPAD	PMEA	PMPBG	PMPBD	PMEB
TÍPICA	\$/kW/año	\$/kW/año	\$/cl/año	\$/cl/año	\$/cl/año						
1	17.137,18	51.456,54	6.233,40	6.811,15	7.325,49	1,0243	1,0328	1,0306	1,0602	1,0599	1,0552
2	33.251,28	63.425,73	9.703,21	14.875,40	15.220,84	1,0304	1,0290	1,0381	1,0667	1,0708	1,0682
3	63.253,53	84.903,52	12.251,75	15.298,20	19.321,90	1,0235	1,0298	1,0330	1,0586	1,0574	1,0693
4	46.219,36	90.685,34	10.531,75	13.527,84	13.745,06	1,0209	1,0239	1,0241	1,0444	1,0461	1,0470
5	145.676,45	152.846,41	13.466,13	20.992,13	22.377,67	1,0458	1,0557	1,0513	1,0702	1,0682	1,0825
6	170.084,65	158.061,12	20.694,38	28.074,56	29.869,57	1,0404	1,0404	1,0353	1,0660	1,0660	1,0772

VALORES AGREGADOS PONDERADOS ANUALES AÑO 2017											
ÁREA TÍPICA	VADAT \$/kW/año	VADBT \$/kW/año	CFE \$/cl/año	CFD \$/cl/año	CFH \$/cl/año	PMPAG	PMPAD	PMEA	PMPBG	PMPBD	PMEB
1	16.719,32	50.522,69	6.219,78	6.797,43	7.314,05	1,0241	1,0327	1,0309	1,0607	1,0605	1,0551
2	32.258,49	61.804,91	10.006,97	15.301,09	15.646,47	1,0310	1,0296	1,0389	1,0670	1,0713	1,0684
3	61.050,63	82.905,48	12.111,42	15.156,47	19.178,33	1,0237	1,0302	1,0334	1,0583	1,0573	1,0689
4	44.539,27	88.087,10	10.444,67	13.426,91	13.644,13	1,0215	1,0246	1,0247	1,0445	1,0462	1,0470
5	140.282,60	147.877,78	13.330,07	20.858,84	22.244,72	1,0469	1,0573	1,0522	1,0696	1,0680	1,0815
6	167.692,15	155.061,37	20.363,43	27.740,03	29.536,75	1,0410	1,0410	1,0357	1,0663	1,0663	1,0771

VALORES AGREGADOS PONDERADOS ANUALES AÑO 2018											
ÁREA TÍPICA	VADAT \$/kW/año	VADBT \$/kW/año	CFE \$/cl/año	CFD \$/cl/año	CFH \$/cl/año	PMPAG	PMPAD	PMEA	PMPBG	PMPBD	PMEB
1	16.249,40	49.551,58	6.178,38	6.756,36	7.275,64	1,0250	1,0337	1,0315	1,0613	1,0610	1,0553
2	31.344,22	60.331,07	9.919,16	15.165,21	15.510,51	1,0317	1,0302	1,0397	1,0674	1,0719	1,0687
3	58.945,27	81.014,49	11.950,52	14.994,25	19.014,54	1,0242	1,0310	1,0343	1,0579	1,0572	1,0685
4	43.057,54	85.697,51	10.382,24	13.361,00	13.578,22	1,0222	1,0253	1,0255	1,0446	1,0465	1,0472
5	134.982,99	143.174,85	13.213,36	20.744,92	22.131,14	1,0483	1,0595	1,0537	1,0691	1,0680	1,0807
6	164.995,68	152.521,70	19.890,81	27.267,81	29.062,32	1,0417	1,0417	1,0362	1,0668	1,0668	1,0772

VALORES AGREGADOS PONDERADOS ANUALES AÑO 2019											
ÁREA TÍPICA	VADAT \$/kW/año	VADBT \$/kW/año	CFE \$/cl/año	CFD \$/cl/año	CFH \$/cl/año	PMPAG	PMPAD	PMEA	PMPBG	PMPBD	PMEB
1	15.795,80	48.609,43	6.140,98	6.719,37	7.240,64	1,0253	1,0341	1,0319	1,0618	1,0616	1,0554
2	30.399,89	58.831,65	9.836,82	15.055,04	15.400,28	1,0323	1,0308	1,0403	1,0677	1,0724	1,0689
3	56.999,82	79.120,12	11.798,96	14.841,44	18.859,86	1,0246	1,0316	1,0349	1,0577	1,0572	1,0682
4	41.780,49	83.521,74	10.292,94	13.251,08	13.468,30	1,0222	1,0254	1,0256	1,0447	1,0467	1,0473
5	130.047,05	138.862,84	13.125,30	20.659,65	22.046,21	1,0498	1,0618	1,0555	1,0688	1,0680	1,0800
6	162.314,69	149.536,32	19.499,73	26.875,56	28.669,89	1,0425	1,0425	1,0367	1,0672	1,0671	1,0771

VALORES AGREGADOS PONDERADOS ANUALES AÑO 2020											
ÁREA TÍPICA	VADAT \$/kW/año	VADBT \$/kW/año	CFE \$/cl/año	CFD \$/cl/año	CFH \$/cl/año	PMPAG	PMPAD	PMEA	PMPBG	PMPBD	PMEB
1	15.391,62	48.081,90	6.102,13	6.681,15	7.204,61	1,0257	1,0347	1,0324	1,0624	1,0622	1,0556
2	29.511,00	57.427,19	9.794,63	14.994,46	15.339,65	1,0330	1,0315	1,0413	1,0682	1,0730	1,0692
3	55.142,84	77.427,28	11.664,22	14.705,56	18.722,40	1,0252	1,0325	1,0359	1,0574	1,0572	1,0680
4	40.349,92	81.364,69	10.197,58	13.133,42	13.350,64	1,0230	1,0263	1,0265	1,0449	1,0470	1,0475
5	125.353,34	134.756,72	13.022,84	20.559,99	21.946,89	1,0515	1,0643	1,0572	1,0684	1,0680	1,0793
6	159.765,90	147.298,72	19.203,91	26.578,35	28.372,45	1,0433	1,0433	1,0373	1,0677	1,0677	1,0772

Los mismos valores ponderados, expresados en base mensual son los siguientes:

VALORES AGREGADOS PONDERADOS MENSUALES AÑO 2015											
ÁREA TÍPICA	VADAT \$/kW/mes	VADBT \$/kW/mes	CFE \$/cl/mes	CFD \$/cl/mes	CFH \$/cl/mes	PMPAG	PMPAD	PMEA	PMPBG	PMPBD	PMEB
1	1.464,05	4.363,04	523,28	571,11	613,45	1,0236	1,0319	1,0302	1,0597	1,0594	1,0549
2	2.856,83	5.419,10	815,54	1.243,68	1.272,48	1,0303	1,0290	1,0378	1,0664	1,0704	1,0680
3	5.428,68	7.236,10	1.037,66	1.291,65	1.627,12	1,0233	1,0294	1,0326	1,0589	1,0574	1,0696
4	3.986,56	7.763,62	884,05	1.134,53	1.152,63	1,0206	1,0236	1,0238	1,0444	1,0460	1,0470
5	12.521,08	13.103,42	1.132,87	1.759,81	1.875,24	1,0447	1,0541	1,0501	1,0706	1,0682	1,0831
6	14.360,69	13.374,12	1.766,62	2.381,76	2.531,36	1,0398	1,0398	1,0350	1,0656	1,0656	1,0768

VALORES AGREGADOS PONDERADOS MENSUALES AÑO 2016											
ÁREA TÍPICA	VADAT \$/kW/mes	VADBT \$/kW/mes	CFE \$/cl/mes	CFD \$/cl/mes	CFH \$/cl/mes	PMPAG	PMPAD	PMEA	PMPBG	PMPBD	PMEB
1	1.428,10	4.288,05	519,45	567,60	610,46	1,0243	1,0328	1,0306	1,0602	1,0599	1,0552
2	2.770,94	5.285,48	808,60	1.239,62	1.268,40	1,0304	1,0290	1,0381	1,0667	1,0708	1,0682
3	5.271,13	7.075,29	1.020,98	1.274,85	1.610,16	1,0235	1,0298	1,0330	1,0586	1,0574	1,0693
4	3.851,61	7.557,11	877,65	1.127,32	1.145,42	1,0209	1,0239	1,0241	1,0444	1,0461	1,0470
5	12.139,70	12.737,20	1.122,18	1.749,34	1.864,81	1,0458	1,0557	1,0513	1,0702	1,0682	1,0825
6	14.173,72	13.171,76	1.724,53	2.339,55	2.489,13	1,0404	1,0404	1,0353	1,0660	1,0660	1,0772

VALORES AGREGADOS PONDERADOS MENSUALES AÑO 2017											
ÁREA TÍPICA	VADAT \$/kW/mes	VADBT \$/kW/mes	CFE \$/cl/mes	CFD \$/cl/mes	CFH \$/cl/mes	PMPAG	PMPAD	PMEA	PMPBG	PMPBD	PMEB
1	1.393,28	4.210,22	518,32	566,45	609,50	1,0241	1,0327	1,0309	1,0607	1,0605	1,0551
2	2.688,21	5.150,41	833,91	1.275,09	1.303,87	1,0310	1,0296	1,0389	1,0670	1,0713	1,0684
3	5.087,55	6.908,79	1.009,29	1.263,04	1.598,19	1,0237	1,0302	1,0334	1,0583	1,0573	1,0689
4	3.711,61	7.340,59	870,39	1.118,91	1.137,01	1,0215	1,0246	1,0247	1,0445	1,0462	1,0470
5	11.690,22	12.323,15	1.110,84	1.738,24	1.853,73	1,0469	1,0573	1,0522	1,0696	1,0680	1,0815
6	13.974,35	12.921,78	1.696,95	2.311,67	2.461,40	1,0410	1,0410	1,0357	1,0663	1,0663	1,0771

VALORES AGREGADOS PONDERADOS MENSUALES AÑO 2018											
ÁREA TÍPICA	VADAT \$/kW/mes	VADBT \$/kW/mes	CFE \$/cl/mes	CFD \$/cl/mes	CFH \$/cl/mes	PMPAG	PMPAD	PMEA	PMPBG	PMPBD	PMEB
1	1.354,12	4.129,30	514,87	563,03	606,30	1,0250	1,0337	1,0315	1,0613	1,0610	1,0553
2	2.612,02	5.027,59	826,60	1.263,77	1.292,54	1,0317	1,0302	1,0397	1,0674	1,0719	1,0687
3	4.912,11	6.751,21	995,88	1.249,52	1.584,55	1,0242	1,0310	1,0343	1,0579	1,0572	1,0685
4	3.588,13	7.141,46	865,19	1.113,42	1.131,52	1,0222	1,0253	1,0255	1,0446	1,0465	1,0472
5	11.248,58	11.931,24	1.101,11	1.728,74	1.844,26	1,0483	1,0595	1,0537	1,0691	1,0680	1,0807
6	13.749,64	12.710,14	1.657,57	2.272,32	2.421,86	1,0417	1,0417	1,0362	1,0668	1,0668	1,0772

VALORES AGREGADOS PONDERADOS MENSUALES AÑO 2019											
ÁREA	VADAT	VADBT	CFE	CFD	CFH	PMPAG	PMPAD	PMEA	PMPBG	PMPBD	PMEB
TÍPICA	\$/kW/mes	\$/kW/mes	\$/cl/mes	\$/cl/mes	\$/cl/mes						
1	1.316,32	4.050,79	511,75	559,95	603,39	1,0253	1,0341	1,0319	1,0618	1,0616	1,0554
2	2.533,32	4.902,64	819,73	1.254,59	1.283,36	1,0323	1,0308	1,0403	1,0677	1,0724	1,0689
3	4.749,98	6.593,34	983,25	1.236,79	1.571,66	1,0246	1,0316	1,0349	1,0577	1,0572	1,0682
4	3.481,71	6.960,14	857,74	1.104,26	1.122,36	1,0222	1,0254	1,0256	1,0447	1,0467	1,0473
5	10.837,25	11.571,90	1.093,77	1.721,64	1.837,18	1,0498	1,0618	1,0555	1,0688	1,0680	1,0800
6	13.526,22	12.461,36	1.624,98	2.239,63	2.389,16	1,0425	1,0425	1,0367	1,0672	1,0671	1,0771

VALORES AGREGADOS PONDERADOS MENSUALES AÑO 2020											
ÁREA	VADAT	VADBT	CFE	CFD	CFH	PMPAG	PMPAD	PMEA	PMPBG	PMPBD	PMEB
TÍPICA	\$/kW/mes	\$/kW/mes	\$/cl/mes	\$/cl/mes	\$/cl/mes						
1	1.282,64	4.006,83	508,51	556,76	600,38	1,0257	1,0347	1,0324	1,0624	1,0622	1,0556
2	2.459,25	4.785,60	816,22	1.249,54	1.278,30	1,0330	1,0315	1,0413	1,0682	1,0730	1,0692
3	4.595,24	6.452,27	972,02	1.225,46	1.560,20	1,0252	1,0325	1,0359	1,0574	1,0572	1,0680
4	3.362,49	6.780,39	849,80	1.094,45	1.112,55	1,0230	1,0263	1,0265	1,0449	1,0470	1,0475
5	10.446,11	11.229,73	1.085,24	1.713,33	1.828,91	1,0515	1,0643	1,0572	1,0684	1,0680	1,0793
6	13.313,83	12.274,89	1.600,33	2.214,86	2.364,37	1,0433	1,0433	1,0373	1,0677	1,0677	1,0772

II. ESTRUCTURACIÓN DE FÓRMULAS DE TARIFAS PRELIMINARES

La estructuración de fórmulas tarifarias preliminares considera la definición de las estructuras propiamente tales, así como la asignación de los diferentes parámetros que determinan el nivel final de la tarifa. En esta oportunidad se mantuvieron las estructuras tarifarias definidas en el Decreto N° 1T, y luego se adicionaron nuevos cargos y opciones tarifarias.

La determinación de los parámetros consideró un ajuste en las horas de uso, factores de coincidencia, factores de asignación de costos sectorizados (FSTCD y FSTCF) y factores de economía de escala, en conformidad con lo establecido en el artículo 185° de la Ley y 295 del Decreto N° 327. Asimismo, se actualiza el conjunto de parámetros de modulación y recargo para reflejar las diferencias de costos relativos por concepto de suministro subterráneo en sectores con esa modalidad de abastecimiento.

De esta forma, las fórmulas tarifarias a usuarios finales sometidos a regulación de precios para efectos de verificar la rentabilidad de la industria, conforme a lo dispuesto en el artículo 185° de la Ley, fueron las establecidas en el Decreto N° 1T. Las tarifas que se presentan a continuación contemplan además las modificaciones necesarias para la aplicación de la Ley N° 20.928 y nuevas opciones tarifarias. Las condiciones de aplicación de las mismas, se muestran en el Anexo N°4 del presente documento.

1. Tarifas Destinadas a Usuarios Residenciales:

Para efectos de la aplicación del mecanismo establecido en el número cinco del artículo único de la Ley N° 20.928, 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 esta condición.
- Que su suministro esté destinado para el abastecimiento eléctrico de su domicilio o residencia y cuyo documento de cobro emitido por la respectiva empresa distribuidora se encuentre a nombre de una persona natural o sucesión hereditaria.

a) Tarifa BT1a

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

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 compras de potencia	\$/kWh	$FAPN \times P_p \times \frac{PPAT \times PPBT}{NHUNB}$

Cargo por potencia en su componente de distribución	\$/kWh	$\frac{CDBT}{NHUDB}$
Cargo por potencia adicional de invierno en su componente de compras de potencia	\$/kWh	$FAPN \times P_p \times \frac{FI \times PPAT \times PPBT}{NHUNI}$
Cargo por potencia adicional de invierno en su componente de distribución	\$/kWh	$\frac{FI \times CDBT}{NHUDI}$

b) Tarifa BT1b

Opciones de tarifa simple, en baja tensión, para clientes con medidor simple de energía que cuenten con potencia conectada inferior o igual a 10 kW o con un limitador de potencia para cumplir esta condición. Aplicable a los clientes abastecidos por empresas 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.

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 base en su componente de transmisión	\$/kWh	$\frac{FAPN \times (P_p - PNPP) \times PPAT \times PPBT}{NHUNB}$
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) Tarifa TRBT2

Opción de tarifa en baja tensión, para clientes con medidor con resolución cada 15 minutos o inferior, y memoria masa para el registro de energía, de la demanda máxima de potencia en horas de punta, demanda máxima de potencia suministrada, con potencia conectada inferior o igual a 10 kW o aquellos clientes que instalen un limitador de potencia para cumplir esta condición.

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 compras de potencia	\$/kW/mes	$FAPN \times P_p \times PPAT \times PPBT \times FNPPB$
Cargo por demanda máxima suministrada, en su componente distribución	\$/kW/mes	$(CDBT - CDAT \times PMPBT) \times FDFPB$

d) Tarifa TRBT3

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

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	$P_e \times PEAT \times PEBT$
Cargo por compras de potencia	\$/kW/mes	$FAPN \times P_p \times PPAT \times PPBT \times FNPPB$
Cargo por demanda máxima suministrada, en su componente de distribución	\$/kW/mes	$(CDBT - CDAT \times PMPBT) \times FDFPB$

e) Tarifa TRAT3

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

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 suministrada, en su componente de distribución	\$/kW/mes	$FDFPA \times CDAT$

2. Tarifa BT2

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

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 presente en punta	\$/kW/mes	$FAPN \times P_p \times PPAT \times PPBT \times FNPPB + FDFPB \times CDBT$
Cargo por potencia parcialmente presente en punta	\$/kW/mes	$FAPN \times P_p \times PPAT \times PPBT \times FNDPB + FDFPB \times CDBT$

3. Tarifa BT3

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

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 potencia presente en punta	\$/kW/mes	$FAPN \times P_p \times PPAT \times PPBT \times FNPPB + FDFPB \times CDBT$
Cargo por potencia parcialmente presente en punta	\$/kW/mes	$FAPN \times P_p \times PPAT \times PPBT \times FNDPB + FDFPB \times CDBT$

4. Tarifas BT4

4.1 Tarifa BT4.1

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

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	\$/kW/mes	$FDFPB \times (CDBT - PMPBT \times CDAT)$
Cargo potencia contratada en horas de punta	\$/kW/mes	$FAPN \times P_p \times PPAT \times PPBT \times FNPPB + FDFPB \times CDBT - FDFPB \times (CDBT - PMPBT \times CDAT)$

4.2 Tarifa BT4.2

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

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 potencia contratada	\$/kW/mes	$FDFPB \times (CDBT - PMPBT \times CDAT)$
Cargo por demanda máxima leída en horas de punta	\$/kW/mes	$FAPN \times P_p \times PPAT \times PPBT \times FNPPB + FDFPB \times CDBT - FDFPB \times (CDBT - PMPBT \times CDAT)$

4.3 Tarifa BT4.3

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

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	$P_e \times PEAT \times PEBT$
Cargo por demanda máxima suministrada	\$/kW/mes	$FDFPB \times (CDBT - PMPBT \times CDAT)$
Cargo por demanda máxima leída en horas de punta	\$/kW/mes	$FAPN \times P_p \times PPAT \times PPBT \times FNPPB +$ $FDPBB \times CDBT$ $-FDFPB \times (CDBT - PMPBT \times CDAT)$

5. Tarifa BT5

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

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	$P_e \times PEAT \times PEBT$
Cargo por compras de potencia	\$/kW/mes	$FAPN \times P_p \times PPAT \times PPBT \times FNPPB$
Cargo por demanda máxima leída en horas de punta, en su componente de distribución.	\$/kW/mes	$CDBT \times FDPBB - (CDBT - CDAT \times PMPBT) \times FDFPB$
Cargo por demanda máxima suministrada, en su componente de distribución.	\$/kW/mes	$(CDBT - CDAT \times PMPBT) \times FDFPB$

6. Tarifa AT2

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

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	$P_e \times PEAT$
Cargo por potencia presente en punta	\$/kW/mes	$FAPN \times P_p \times PPAT \times FNPPA + CDAT \times FDPPA$
Cargo por potencia parcialmente presente en punta	\$/kW/mes	$FAPN \times P_p \times PPAT \times FNDPA + CDAT \times FDDPA$

7. Tarifa AT3

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

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	$P_e \times PEAT$
Cargo por potencia presente en punta	\$/kW/mes	$FAPN \times P_p \times PPAT \times FNPPA + CDAT \times FDPPA$
Cargo por potencia parcialmente presente en punta	\$/kW/mes	$FAPN \times P_p \times PPAT \times FNDPA + CDAT \times FDDPA$

8. Tarifas AT4

8.1 Tarifa AT4.1

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

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	$P_e \times PEAT$
Cargo por potencia contratada	\$/kW/mes	$FDFPA \times CDAT$
Cargo por potencia contratada en horas de punta	\$/kW/mes	$FAPN \times P_p \times PPAT \times FNPPA + CDAT \times FDPPA - CDAT \times FDFPA$

8.2 Tarifa AT4.2

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

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

8.3 Tarifa AT4.3

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

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

9. Tarifa AT5

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

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 leída en horas de punta, en su componente de distribución.	\$/kW/mes	$CDAT \times FDFPA - CDAT \times FDFPA$
Cargo por demanda máxima suministrada, en su componente de distribución.	\$/kW/mes	$CDAT \times FDFPA$

10. Tarifas Flexibles Reguladas

Sin perjuicio de las opciones tarifarias anteriores, cada Empresa podrá ofrecer opciones tarifarias adicionales, en adelante tarifas flexibles reguladas (TFR), bajo las condiciones de los párrafos siguientes. Las características y condiciones de aplicación de las TFR deberán estar permanentemente publicadas tanto en las oficinas comerciales como en el sitio de dominio electrónico de la Empresa, sin que esas características o condiciones puedan significar discriminación alguna, y sin perjuicio de la diferenciación por perfiles de consumos asociados a comportamientos horarios que pudiesen realizarse, debiendo dichas TFR estar disponibles para cualquier cliente que, cumpliendo las exigencias técnicas que para cada caso se establezcan, las solicite y acepte someterse a las limitaciones y condiciones de aplicación de las mismas.

Cada 12 meses de vigencia de la TFR, la Empresa deberá verificar e informar a cada cliente que se encuentre acogido a una TFR (en la boleta o factura siguiente o bien mediante comunicación independiente que deberá entregar junto a dicha boleta o factura) la comparación entre la facturación de los últimos 12 meses con la TFR y la que el cliente hubiese percibido con la opción tarifaria de referencia, para el mismo consumo. Si se verificare que la facturación con TFR es superior a la de la opción tarifaria de referencia, a partir del mes siguiente la Empresa deberá facturar los consumos del cliente con la opción tarifaria de referencia, a menos que expresamente este último le señale lo contrario.

Por opción tarifaria de referencia se entenderá la tarifa que tenía el cliente al momento de optar por una TFR, cuando se trate de un cliente preexistente, o bien, a la opción tarifaria de las indicadas anteriormente 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 descritas anteriormente. 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 al menos 12 meses antes, entregando al cliente las facilidades para optar a otra tarifa TFR o a la tarifa regulada que el cliente libremente escoja. En caso que el cliente no manifieste su opción, 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 TFR deje de ofrecerse, sus características y condiciones de aplicación deberán permanecer publicadas tanto en 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 no se encuentre disponible.

11. Opción de Reconocimiento Horario de Costos Asociados al Suministro Eléctrico.

Sin perjuicio de las opciones tarifarias señaladas precedentemente, los suministros que cuenten con medidor con resolución cada 15 minutos o inferior, y memoria masa para el registro de energía, de la demanda máxima de potencia en horas de punta, demanda máxima de potencia suministrada, podrán optar individual o colectivamente al pago por su aporte conjunto de potencia a la demanda máxima en horas de punta de la empresa distribuidora bajo las siguientes condiciones:

1. La medición de los clientes deberá ser realizada con medidor sincronizado con los sistemas de registro y medida de la empresa distribuidora.
2. Para el caso que la opción se ejerza colectivamente, deberán además:
 - a. Celebrar un contrato de acuerdo y coordinación para el pago conjunto de los cargos señalados;
 - b. Estar suministrados físicamente del mismo alimentador de la empresa concesionaria.
3. Los clientes en forma individual o colectiva que cumplan con las condiciones señaladas precedentemente, según corresponda, deberán suscribir un contrato con la empresa distribuidora, el cual contendrá la metodología de asignación del costo conjunto por su aporte a la demanda máxima en horas de punta de la empresa distribuidora para su facturación.
4. La empresa distribuidora 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 conjunto de clientes señalados los registros de potencia del alimentador en intervalos de, al menos, 15 minutos.
 - c. Facturar a cada cliente, su porción correspondiente al aporte a la demanda máxima en horas de punta de acuerdo a lo que resulte de la metodología que señale el contrato de acuerdo.

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

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

El aporte a la demanda máxima en horas de punta de la empresa distribuidora corresponderá al promedio del aporte conjunto a la demanda máxima de cada una de las horas que hayan determinado la demanda máxima en horas de punta de la empresa distribuidora conforme lo establezca en el decreto de precios de nudo de corto plazo que se encuentre vigente al momento de la facturación.

Para cada una de las horas señaladas, el aporte conjunto corresponderá a la demanda integrada del conjunto de clientes en el intervalo de 15 minutos que haya determinado la demanda máxima de dicha hora.

En cada intervalo de 15 minutos, la demanda integrada del conjunto de clientes corresponderá a la suma de las demandas de potencia de cada cliente multiplicadas por un factor de expansión de pérdidas. Para los clientes suministrados en baja tensión, dicho factor corresponderá a la multiplicación de los factores PPAT y PPBT. Para los clientes suministrados en alta tensión, dicho factor será PPAT.

Para el caso de los clientes que al hacer uso de la presente Opción 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.

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

El valor del aporte a la demanda máxima en horas de punta de la empresa distribuidora corresponderá a la multiplicación del aporte señalado en el numeral precedente, en kW, por Pp.

La empresa distribuidora deberá valorizar el término Pp de la tarifa de suministro de cada cliente, en cero (0).

Los clientes que opten por la Opción de Reconocimiento Horario deberán permanecer por un período mínimo de 12 meses en este régimen.

Las diferencias que resulten de la aplicación de la opción señalada en el presente numeral serán resueltas por la Superintendencia.

12. Parámetros de las fórmulas tarifarias

12.1 Precios de Nudo de energía y potencia

Los precios Pe (\$/kWh) y Pp (\$/kW/mes) corresponden directamente a los precios de nudo de energía y potencia a nivel de distribución, respectivamente, aplicables a cada concesionario y sector de nudo, conforme a lo establecido en los Decretos de precios de nudo promedio vigentes. Por su parte, el precio PNPP (\$/kW/mes) corresponde al precio de nudo de la potencia de punta

promedio para todas las subestaciones troncales de generación-transporte de la concesionaria, en [\$/kW/mes] establecido en dichos Decretos, el cual aplica solamente a la tarifa BT1 b.

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, deberán seguir considerándose los precios fijados para estas últimas en los correspondientes Decretos de Precios de Nudo Promedio, mientras dichos precios sean determinados.

12.2 Cargo por Servicio Público

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

12.3 Cargo por uso del sistema de Transmisión

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 reglamentaria correspondiente.

12.4 Factores de expansión de pérdidas

Conforme a los parámetros presentados en el punto 5 del Capítulo I, los factores de expansión de pérdidas se establecen de la siguiente forma:

- PPAT = PMPAG
- PEAT = PMEA
- PPBT = PMPBG
- PEBT = PMEB
- PMPBT = PMPBD
- PMPAT = PMPAD

Dónde:

- PPAT : Factor de expansión de pérdidas de potencia en alta tensión, en horas de punta del sistema eléctrico.
- PMPAG : Factor de expansión de pérdidas de potencia en los sistemas de distribución en alta tensión en horas de punta de generación.
- PEAT : Factor de expansión de pérdidas de energía en alta tensión.
- PMEA : Factor de expansión de pérdidas de energía en los sistemas de distribución en alta tensión.
- PPBT : Factor de expansión de pérdidas de potencia en baja tensión, en horas de punta del sistema eléctrico.
- PMPBG : Factor de expansión de pérdidas de potencia en los sistemas de distribución en baja tensión en horas de punta de generación.
- PEBT : Factor de expansión de pérdidas de energía en baja tensión.
- PMEB : Factor de expansión de pérdidas de energía en los sistemas de distribución en baja tensión.
- PMPBT : Factor de expansión de pérdidas de potencia en baja tensión en horas de máxima utilización del sistema de distribución.

PMPBD : Factor de expansión de pérdidas de potencia en horas de máxima utilización de los sistemas de distribución en baja tensión.

PMPAT : Factor de expansión de pérdidas de potencia en alta tensión en horas de máxima utilización del sistema de distribución.

PMPAD : Factor de expansión de pérdidas de potencia en horas de máxima utilización de los sistemas de distribución en alta tensión.

De esta forma los factores de expansión de pérdida son los siguientes:

2016	PPAT	PEAT	PPBT	PEBT	PMPBT	PMPAT
Área Típica	(PMPAG)	(PMEA)	(PMPBG)	(PMEB)	(PMPBD)	(PMPAD)
1	1,0243	1,0306	1,0602	1,0552	1,0599	1,0328
2	1,0304	1,0381	1,0667	1,0682	1,0708	1,0290
3	1,0235	1,0330	1,0586	1,0693	1,0574	1,0298
4	1,0209	1,0241	1,0444	1,0470	1,0461	1,0239
5	1,0458	1,0513	1,0702	1,0825	1,0682	1,0557
6	1,0404	1,0353	1,0660	1,0772	1,0660	1,0404

2017	PPAT	PEAT	PPBT	PEBT	PMPBT	PMPAT
Área Típica	(PMPAG)	(PMEA)	(PMPBG)	(PMEB)	(PMPBD)	(PMPAD)
1	1,0241	1,0309	1,0607	1,0551	1,0605	1,0327
2	1,0310	1,0389	1,0670	1,0684	1,0713	1,0296
3	1,0237	1,0334	1,0583	1,0689	1,0573	1,0302
4	1,0215	1,0247	1,0445	1,0470	1,0462	1,0246
5	1,0469	1,0522	1,0696	1,0815	1,0680	1,0573
6	1,0410	1,0357	1,0663	1,0771	1,0663	1,0410

2018	PPAT	PEAT	PPBT	PEBT	PMPBT	PMPAT
Área Típica	(PMPAG)	(PMEA)	(PMPBG)	(PMEB)	(PMPBD)	(PMPAD)
1	1,0250	1,0315	1,0613	1,0553	1,0610	1,0337
2	1,0317	1,0397	1,0674	1,0687	1,0719	1,0302
3	1,0242	1,0343	1,0579	1,0685	1,0572	1,0310
4	1,0222	1,0255	1,0446	1,0472	1,0465	1,0253
5	1,0483	1,0537	1,0691	1,0807	1,0680	1,0595
6	1,0417	1,0362	1,0668	1,0772	1,0668	1,0417

2019	PPAT	PEAT	PPBT	PEBT	PMPBT	PMPAT
Área Típica	(PMPAG)	(PMEA)	(PMPBG)	(PMEB)	(PMPBD)	(PMPAD)
1	1,0253	1,0319	1,0618	1,0554	1,0616	1,0341
2	1,0323	1,0403	1,0677	1,0689	1,0724	1,0308
3	1,0246	1,0349	1,0577	1,0682	1,0572	1,0316
4	1,0222	1,0256	1,0447	1,0473	1,0467	1,0254
5	1,0498	1,0555	1,0688	1,0800	1,0680	1,0618
6	1,0425	1,0367	1,0672	1,0771	1,0671	1,0425

2020	PPAT	PEAT	PPBT	PEBT	PMPBT	PMPAT
Área Típica	(PMPAG)	(PMEA)	(PMPBG)	(PMEB)	(PMPBD)	(PMPAD)
1	1,0257	1,0324	1,0624	1,0556	1,0622	1,0347
2	1,0330	1,0413	1,0682	1,0692	1,0730	1,0315
3	1,0252	1,0359	1,0574	1,0680	1,0572	1,0325
4	1,0230	1,0265	1,0449	1,0475	1,0470	1,0263
5	1,0515	1,0572	1,0684	1,0793	1,0680	1,0643
6	1,0433	1,0373	1,0677	1,0772	1,0677	1,0433

12.4.1 Factores por empresa distribuidora

Los factores de expansión de pérdidas por empresa a aplicar en cada año, serán los definidos en el punto 12.4, de acuerdo a la correspondiente área típica.

Sin perjuicio de lo anterior, las empresas distribuidoras podrán solicitar a la Comisión la consideración de parámetros distintos que den cuenta de las particularidades que afecten el nivel de **hurto residual** en comparación con los resultantes de los estudios desarrollados de acuerdo a las bases del proceso contenidas en las Bases Técnicas⁵ de conformidad al procedimiento descrito a continuación:

1. Se deberán ejecutar planes de acción que deberán ser comunicados previo a su realización a la Comisión y la Superintendencia indicando: Medición de condición inicial y final esperada del nivel del hurto residual, metodología de medición, costos del plan y resultados esperados en función de energía y potencia físicas a recuperar y su respectiva valorización.
2. Anualmente la empresa, antes del 30 de junio de cada año, deberá comunicar a la Comisión y a la Superintendencia los resultados de los planes de acción realizados indicando: Medición de condición inicial y final alcanzada del nivel de hurto residual, metodología de medición utilizado, costos finales del plan y resultados obtenidos en función de energía y potencia físicas recuperadas y su respectiva valorización.
3. Para realizar una solicitud de revisión de los factores de expansión de pérdidas, las empresas deberán acreditar que, una vez realizados “planes de acción”, que su hurto residual es superior al considerado en los estudios y que la realización de cualquier otro plan de acción no constituye una medida costo efectiva.

⁵ Aprobadas mediante Resolución Exenta N°79, de fecha 10 de febrero de 2016, de la Comisión Nacional de Energía.

4. La medición de los efectos de los planes de acción, esto es, la medición inicial antes de la aplicación de algún plan y la medición final después de la aplicación del plan, deberá ser realizada por un auditor externo independiente.
5. La Comisión, en base a la información auditada entregada por la empresa concesionaria y demás antecedentes que considere relevantes, podrá calcular para el resto del período tarifario, nuevos factores de expansión de pérdidas.
6. La actualización de los factores de expansión de pérdidas podrá efectuarse anualmente, en función de los nuevos antecedentes presentados por la empresa concesionaria.

12.5 Cargos fijos

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

a) Medidor de energía

$$CFES = FSTCF \times CFE = FSTCF \times \text{Index (CFEo)}$$

b) Medidor de energía y medidor de demanda

$$CFDS = CFD = \text{Index (CFDo)}$$

c) Medidor de energía y medidor con resolución cada 15 minutos o inferior

$$CFHS = CFH = \text{Index (CFHo)}$$

Dónde:

- CFES : Cargo fijo sectorizado para cliente con medidor de energía. Se expresa en \$/mes.
- CFDS : Cargo fijo sectorizado para cliente con medidor de energía y medidor de demanda. Se expresa en \$/mes.
- CFHS : Cargo fijo sectorizado para cliente con medidor de energía y medidor con resolución cada 15 minutos o inferior. Se expresa en \$/mes.
- FSTCF : Factor de asignación de cargos fijos sectorizados. Se expresa por comuna y en valor propio.
- CFE : Cargo fijo indexado de cliente con medidor de energía. Equivale al valor indexado a partir de CFEo (Index (CFEo)). Se expresa \$/mes.
- CFD : Cargo fijo indexado de cliente con medidor de energía y medidor de demanda. Equivale al valor indexado a partir de CFDo (Index (CFDo)). Se expresa en \$/mes.
- CFH : Cargo fijo indexado de cliente con medidor de energía y medidor con resolución cada 15 minutos o inferior, y memoria masa para el registro de energía, de la demanda máxima de potencia en horas de punta y demanda máxima de potencia suministrada. Equivale al valor indexado a partir de CFHo (Index (CFHo)). Se expresa en \$/mes.
- CFEo : Cargo fijo base de cliente con medidor de energía. Se establece como valor base para la indexación. Se expresa \$/mes.
- CFDo : Cargo fijo base de cliente con medidor de energía y medidor de demanda. Se establece como valor base para la indexación. Se expresa en \$/mes.
- CFHo : Cargo fijo base de cliente con medidor de energía y medidor con resolución cada 15 minutos o inferior, y memoria masa para el registro de energía, de la demanda máxima de potencia en horas de punta y demanda máxima de potencia suministrada. Se establece como valor base para la indexación. Se expresa en \$/mes.

Los cargos fijos CFE, CFD y CFH se establecen mediante la utilización de las respectivas fórmulas de indexación señaladas en el punto 2 del Capítulo IV, las que se aplican directamente sobre los valores base CFEo, CFDo y CFHo, respectivamente.

Finalmente, los CFEO, CFDo y CFHo corresponden a los cargos fijos del año 2015 presentados en el punto 5 del Capítulo I, indexados a moneda de diciembre de 2015, considerando lo expuesto en el punto 1 del Capítulo IV.

2015	CFEO	CFDo	CFHo
Área	\$/mes	\$/mes	\$/mes
Típica	\$ 31-12-2015	\$ 31-12-2015	\$ 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

12.6 Costos de distribución

Los costos de distribución en alta y baja tensión, CDAT y CDBT respectivamente, corresponden a las variables que otorgan el nivel tarifario de distribución propiamente tal, quedando determinados en función de los valores agregados de distribución para cada Área Típica. Estos costos se determinan en función de las siguientes expresiones:

$$\text{CDAT} = (1+\text{FETR}) \times [\text{FSTCD} \times \text{Index}(\text{CDATo}) + \text{FCyR}]$$

$$\text{CDBT} = (1+\text{FETR}) \times [\text{FSTCD} \times \text{Index}(\text{CDBTo}) + \text{FCyR}]$$

Dónde:

- FETR : Factores de equidad tarifaria residencial para la aplicación de lo contemplado en el artículo 191° de la Ley ⁶. Dichos factores 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).
- CDAT : Costo de distribución sectorizado en alta tensión. Se determina a partir de la indexación del valor base CDATo (Index (CDATo)), de la sectorización y cargo por corte y reposición (FCyR). Se expresa en \$/kW/mes.
- CDBT : Costo de distribución sectorizado en baja tensión. Se determina a partir de la indexación del valor base CDBTo (Index (CDBTo)), de la sectorización y cargo por corte y reposición (FCyR). Se expresa en \$/kW/mes.
- FSTCD : Factor de asignación de valores agregados de distribución sectorizados. Se expresa por comuna y en valor propio.
- CDATo : Costo de distribución en alta tensión. Se expresa en \$/kW/mes y se establece como valor base de las fórmulas de indexación.
- CDBTo : Costo de distribución en baja tensión. Se expresa en \$/kW/mes y se establece como valor base de las fórmulas de indexación.
- FCyR : Factor por corte y reposición. 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

⁶ Ley 20.928 que establece mecanismos de equidad tarifaria.

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 empresa concesionaria en \$/kW/mes.

Para estos efectos, 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, 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 Capítulo 2, según corresponda.

Sin perjuicio de lo anterior, no se deberán considerar para los efectos de su reconocimiento en el factor FCyR aquellos cortes y reposiciones efectuados 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.

Los costos de distribución CDAT y CDBT se establecen mediante la utilización de las respectivas fórmulas de indexación señaladas en el punto 1 del Capítulo IV, las que se aplican directamente sobre los valores base CDAT y CDBT, respectivamente.

Finalmente, los CDATo y CDBTo corresponden a los costos de distribución del año 2015 presentados en el punto 5 del Capítulo I, indexados a moneda de diciembre de 2015, considerando lo expuesto en el punto 1 del Capítulo IV.

2015	CDATo	CDBTo
Área Típica	\$/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

12.7 Factores de asignación de costos sectorizados

Como se indicó en los puntos 12.5 y 12.6 de este Capítulo, los niveles tarifarios dados por las áreas típicas a las cuales fueron asignadas las empresas concesionarias, han sido sectorizados, conforme los artículos 185° de la Ley y 295 del Decreto N° 327, de modo de reconocer la diversidad de costos unitarios al interior de la zona de concesión.

Manteniendo el nivel tarifario general dado por el área típica correspondiente al presente proceso de fijación tarifaria, se sectorizó a nivel comunal los costos de distribución y costos fijos, valores que se muestran en Anexo N°3. Los factores de asignación de costos sectorizados FSTCF y FSTCD corresponden a coeficientes adimensionales que multiplican al cargo fijo CFE y costos de distribución respectivamente.

12.8 Horas de uso y factores de coincidencia

Los parámetros horas de uso y factores de coincidencia que forman parte de las fórmulas presentadas en el punto 1 de este Capítulo, son los siguientes:

NHUNB : Número de horas de uso para el cálculo de la potencia base coincidente con la punta del sistema.

NHUDB : Número de horas de uso para el cálculo de la potencia base coincidente con la punta del sistema de distribución.

NHUNI : Número de horas de uso para el cálculo de la potencia adicional de invierno coincidente con la punta del sistema.

NHUDI : Número de horas de uso para el cálculo de la potencia adicional de invierno coincidente con la punta del sistema de distribución.

NHUDV : Número de horas de uso para el cálculo de la potencia base adicional de verano coincidente con la punta del sistema de distribución según la opción BT1 b).

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.

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

EMPRESA		HORAS DE USO					FACTORES DE COINCIDENCIA									
COD.	NOMBRE	NHUDB	NHUNB	NHUDI	NHUNI	NHUDV	FNDPB	FDDPB	FNPPB	FDPPB	FDFPB	FNDPA	FDDPA	FNPPA	FDPPA	FDPPA
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	Eliqsa	595	505	595	505	0	0,50	0,29	0,90	0,36	0,21	0,30	0,30	0,50	0,33	0,17
3	Elecda	543	500	543	500	0	0,45	0,58	0,65	0,76	0,45	0,55	0,50	0,60	0,55	0,41
4	Emelat	550	480	550	480	0	0,45	0,67	0,60	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	Chilectra	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	Til Til	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	Edelaysén	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	0,63	0,90	0,58	0,70	0,70	0,93	0,90	0,69
31	Luzlinares	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	Socoepa	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

12.9 Factor de Ajuste Anual de Potencia (FAPN)

Conforme lo señalado en el artículo 65° del Decreto Supremo N° 62 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2006, que Aprueba Reglamento de Transferencia de Potencia entre Empresas Generadoras Establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos, los clientes libres y las empresas distribuidoras deberán comprar potencia, de forma que la suma de la compra física de potencia sea igual a la demanda de punta del sistema. Sin embargo, los montos físicos de compra de estos clientes serán calculados a partir de la medición de las 52 demandas máximas del cliente en el periodo de control ajustado por un factor.

El reglamento señalado mandata a traspasar estas modificaciones al cliente final, sea éste libre o regulado. Por lo tanto, el monto físico de potencia que se deberá cobrar al cliente regulado debe ser calculado como el promedio de las 52 demandas máximas del cliente en el periodo de control ajustado por un factor, de modo que la suma de demanda de punta equivalente de todos los clientes finales más las pérdidas tarifarias sea igual a la compra de potencia de la distribuidora.

Por lo anterior, el Factor de Ajuste Anual de la Potencia, FAPN, será calculado por la Comisión cada año y para cada empresa distribuidora, en el mes de junio, de acuerdo a la información enviada por el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional. Mientras no se realice el primer cálculo, el factor tomará el valor de uno.

12.10 Factores de Modulación de Costos Subterráneos

En orden a reconocer el mayor costo que significa el abastecimiento efectuado mediante instalaciones o redes subterráneas, se mantuvo lo señalado en el Decreto N° 1T, en cuanto a distinguir un tipo de tarifa aplicable a clientes con este tipo de suministro. De esta forma, se conservaron las condiciones de tipificación o caracterización de clientes con suministro subterráneo establecidos en dicho Decreto, distinguiendo el tipo de alimentación aérea o subterránea que reciben en alta y/o baja tensión. La aplicación se definió para dos situaciones: clientes con suministro subterráneo a la fecha de entrada en vigencia del Decreto (noviembre de 2016), abastecidos desde desarrollos subterráneos consolidados, y clientes abastecidos por instalaciones subterráneas asociadas a nuevos desarrollos, habilitadas con posterioridad al Decreto, producto de nuevos desarrollos inmobiliarios y/o de la imposición de disposiciones municipales.

En el caso de las instalaciones subterráneas consolidadas, los factores se determinaron sólo para aquellas empresas que cuentan actualmente con suministros subterráneos, las que se encuentran en las áreas típicas 1, 2, 3 y 4. Particularmente para la empresa LUZ ANDES no se aplicaron los factores señalados, siendo estos iguales a uno (1,0000), debido a que la zona de concesión de la empresa corresponde a sólo una comuna en la cual la totalidad de sus consumos son abastecidos con redes subterráneas. Para los nuevos desarrollos los factores se aplican sobre todas las áreas típicas.

En base a lo expuesto, los factores determinados que deberán multiplicar los factores de asignación de costos sectorizados (FSTCD) que conforman las correspondientes tarifas, son los siguientes:

- a) Factores para suministros actuales

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

Particularmente, para aquellas empresas concesionarias que a la fecha de entrada en vigencia del Decreto (noviembre de 2016) contaban con suministros subterráneos y no se encuentran individualizadas en la tabla anterior, deberán aplicar los factores de determinados para el CASO 1 de la letra b) siguiente.

b) Factores para clientes asociados a desarrollos subterráneos futuros

CASO 1: Para aquellas empresas concesionarias que a la fecha de entrada en vigencia del Decreto (noviembre de 2016) no contaban con suministros subterráneos, se deberán considerar los siguientes factores dependiendo del área típica en la cual fue clasificada la empresa.

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

CASO 2: Para aquellas empresas concesionarias que a la fecha de entrada en vigencia del Decreto (noviembre de 2016) contaban con suministros subterráneos, se deberán considerar los factores indicados en la letra a) de este punto.

Dónde:

- 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.

12.11 Factor de invierno (FI)

En las Tarifas BT1a y BT1b, presentadas en el punto 1 de este Capítulo, el factor de invierno (FI) dependerá del Sistema Eléctrico en el cual se encuentre el cliente y su valor corresponderá al resultante del siguiente cálculo:

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

En que:

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

III. VERIFICACIÓN DE RENTABILIDAD DE LA INDUSTRIA

Conforme se establece en el artículo 185º de la Ley, se verificó la rentabilidad de la industria. Según se establece en el artículo 302 del Decreto N° 327, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles comunicó a la CNE los valores del Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones eléctricas (VNR2014) y de los Costos de Explotación (CExp2015), aprobados mediante Resolución Exenta N°15.514 de 05 de octubre de 2016 en base a la entrega de los siguientes antecedentes:

- a) Valor Nuevo de Reemplazo para las instalaciones de distribución existentes al 31 de diciembre de 2014, fijados por la Superintendencia y dirimidos ante el Panel de Expertos, conforme a la siguiente desagregación:
 - Alta Tensión;
 - Subestaciones de distribución;
 - Baja Tensión;
 - Empalmes y Medidores;
 - Bienes Muebles e Inmuebles;
 - Bienes intangibles; y
 - Capital de explotación.

- b) Costos de explotación correspondientes al año 2015, fijados por la Superintendencia, conforme a la siguiente desagregación:
 - Compras de Energía;
 - Compras por Demanda en Punta;
 - Compras por Demanda fuera de Punta;
 - Recargos por mal factor de potencia;
 - Costos asociados a la compra de energía y potencia;
 - Distribución AT;
 - Distribución BT;
 - Atención Clientes;
 - Gastos en Empalmes incluido en chequeo;
 - Desconexión y Reconexión de Servicios; y
 - Gastos en Equipos de Medida incluido en chequeo.

Cabe mencionar que, de acuerdo a lo informado por la Superintendencia, las empresas concesionarias no presentaron discrepancias ante el Panel de Expertos con respecto al proceso de fijación de los Costos de Explotación del año 2015 llevado a cabo.

Conforme a lo anterior, los valores considerados en el chequeo de rentabilidad se componen de la siguiente forma:

a) Valor Nuevo de Reemplazo (VNR2014), en \$ del 31 de diciembre de 2015:

EMPRESA		Valor Nuevo de Reemplazo (\$)
COD.	NOMBRE	
1	Emelari	30.098.449.936
2	Eliqsa	41.286.745.253
3	Elecda	72.634.795.120
4	Emelat	44.674.646.393
6	Chilquinta	251.481.699.117
7	Conafe	193.835.999.749
8	Emelca	818.971.160
9	Litoral	24.300.767.990
10	Chilectra	804.973.206.827
12	EEC	6.505.028.695
13	Til Til	2.976.339.517
14	EEPA	20.759.726.780
15	Luz Andes	3.283.568.216
18	CGED	731.380.587.435
20	Coopersol	2.260.218.663
21	Coopelan	28.485.312.712
22	Frontel	231.071.670.798
23	Saesa	226.258.937.058
24	Edelaysén	26.406.622.577
25	Edelmag	26.004.360.445
26	Codiner	19.237.611.379
28	Edecsa	10.696.475.460
29	CEC	9.160.097.533
31	Luzlinares	25.705.696.588
32	Luzparral	28.323.981.017
33	Copelec	51.639.221.979
34	Coelcha	17.332.363.480
35	Socoepa	11.155.151.238
36	Cooprel	9.983.860.702
39	Luz Osorno	30.497.858.088
40	CRELL	17.377.328.942
44	Sasipa	1.914.346.909

b) Costos de explotación (CExp2015), en \$ del 31 de diciembre de 2015

EMPRESA		Costos de Explotación (\$)
COD.	NOMBRE	
1	Emelari	28.996.830.511
2	Eliqsa	48.422.534.353
3	Elecda	88.275.119.108
4	Emelat	53.436.567.043
6	Chilquinta	236.646.235.959
7	Conafe	161.359.323.553
8	Emelca	1.667.823.941
9	Litoral	9.881.609.408
10	Chilectra	891.218.311.291
12	EEC	7.063.185.236
13	Til Til	1.283.439.182
14	EEPA	21.382.047.180
15	Luz Andes	1.045.746.824
18	CGED	930.042.701.280
20	Coopersol	151.442.043
21	Coopelan	8.417.104.584
22	Frontel	86.571.614.671
23	Saesa	185.879.485.680
24	Edelaysén	15.398.899.934
25	Edelmag	22.898.067.199
26	Codiner	6.382.963.865
28	Edecsa	5.038.725.891
29	CEC	8.511.539.265
31	Luzlinares	11.918.463.051
32	Luzparral	9.618.476.551
33	Copelec	16.150.629.127
34	Coelcha	6.017.251.994
35	Socoepa	3.599.132.702
36	Cooprel	3.655.667.996
39	Luz Osorno	13.968.834.075
40	CRELL	9.022.117.824
44	Sasipa	2.967.569.248

c) Ingresos de explotación (IExp2015), en \$ del 31 de diciembre de 2015

Con las tarifas comunicadas por la CNE a las empresas mediante carta CNE N°636 del 20 de octubre de 2016, se establecen los ingresos de explotación que las empresas concesionarias hubieran percibido durante el ejercicio del año anterior al de la fijación (2015). Estos ingresos se obtienen como resultado de aplicar las fórmulas tarifarias establecidas en el Decreto 1T a la totalidad de los suministros efectuados por las empresas desde sus instalaciones de distribución, sean éstos regulados, otras distribuidoras, libres propios o de terceros⁷.

De esta forma los ingresos de explotación considerados en el chequeo de rentabilidad son los siguientes:

- Ingresos por ventas reguladas en Alta Tensión de distribución.

⁷ Los ingresos se determinan con independencia del aporte de terceros a que se refiere el artículo 186° de la Ley.

- Ingresos por ventas reguladas en Baja Tensión de distribución.
- Ingresos por ventas a otras distribuidoras en nivel de distribución.
- Ingresos por ventas a clientes libres en nivel de distribución valorados a tarifa regulada.
- Ingresos por ventas a clientes por peajes de distribución.
- Ingresos por recargo en mediciones en baja tensión de suministros en alta tensión de distribución.
- Ingresos por servicios del artículo 193° de la Ley.

Conforme lo comunicado por las empresas concesionarias, la adición de los ingresos señalados en \$ del 31 de diciembre de 2015 son los siguientes:

EMPRESA		Ingresos de Explotación (\$)
COD.	NOMBRE	
1	Emelari	31.910.167.267
2	Eliqsa	53.326.920.944
3	Elecda	94.717.167.139
4	Emelat	57.176.407.237
6	Chilquinta	259.006.340.522
7	Conafe	178.032.078.760
8	Emelca	1.905.592.816
9	Litoral	11.791.524.633
10	Chilectra	956.731.522.092
12	EEC	8.376.998.896
13	Til Til	1.501.951.501
14	EEPA	22.783.357.898
15	Luz Andes	1.224.109.008
18	CGED	993.641.342.038
20	Coopersol	225.922.985
21	Coopelan	10.071.709.429
22	Frontel	107.193.740.450
23	Saesa	208.006.042.401
24	Edelaysén	18.184.494.511
25	Edelmag	25.849.422.592
26	Codiner	7.177.598.927
28	Edecsa	5.687.132.371
29	CEC	8.905.763.452
31	Luzlinares	14.156.171.406
32	Luzparral	11.528.406.216
33	Copelec	18.931.250.458
34	Coelcha	6.547.338.118
35	Socoepa	3.967.974.555
36	Cooprel	4.233.626.742
39	Luz Osorno	17.006.854.870
40	CRELL	10.473.932.832
44	Sasipa	1.997.482.537

d) Verificación de rentabilidad de la industria

Visto lo señalado en el punto precedente, se efectúa la verificación de rentabilidad del conjunto agregado de instalaciones de distribución de las empresas concesionarias a que se refiere el artículo 185° de la Ley, considerando los siguientes valores agregados de la industria expresados en \$ del 31 de diciembre de 2015:

ítems	Monto (\$)
Valor Nuevo de Reemplazo	3.002.521.647.756
Costos de Explotación	2.896.889.460.565
Ingresos de Explotación	3.152.270.345.600

Respecto del VNR considerado en la presente fijación, se señala que se ha considerado convencionalmente el inventario físico al 31 de diciembre del año 2014, conforme a lo establecido en el artículo 195° de la Ley. Al respecto se señala que, si bien esta consideración sobreestima la tasa de rentabilidad debido a que los activos físicos que sustentan la operación del año de operación son mayores producto de las adiciones de instalaciones efectuadas durante dicho año, los procedimientos implementados por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles para el seguimiento regular del valor del VNR establecen observaciones de esta variable con inventarios cerrados al final de cada año calendario. Sin perjuicio de señalar que un VNR determinado con inventarios cerrados al año 2014 tampoco refleja correctamente la rentabilidad, pues la subestima, la revisión anual de la tasa de rentabilidad podrá efectuarse dentro de los plazos que la Ley establece sólo si considera el desfase convencional señalado.

De este modo, considerando que las empresas presentan durante 30 años los ingresos y costos señalados en forma constante, y considerando un valor residual nulo para las instalaciones, se obtiene la siguiente tasa de rentabilidad económica agregada de la industria:

Tasa de rentabilidad económica de la industria: 7,55 %

Por lo tanto, como la tasa se ubica dentro de la banda del +/- 4% en torno al 10% que establece la Ley, los valores agregados ponderados que dan origen a los ingresos deben ser aceptados⁸.

⁸ Respecto a la verificación de rentabilidad efectuada, se señala que no han sido considerados en ella ni los ingresos por aplicación de recargos por mal factor de potencia, ni los costos derivados de pagos por consumo reactivo de las distribuidoras al segmento aguas arriba, visto que la forma de determinar los pagos por este concepto, efectuados tanto por los clientes a la distribuidoras como por las distribuidoras al segmento generación, se establecerán periódicamente a través de los decretos de precios de nudo, dando origen a un margen de operación que a partir de esta fijación no se regula a través de esta verificación de rentabilidad.

IV. OTROS PARÁMETROS A CONSIDERAR EN EL DECRETO TARIFARIO

Efectuada la verificación de rentabilidad, corresponde determinar el resto de parámetros tarifarios a incluir en el Decreto correspondiente:

- Fórmulas de indexación, coeficientes e indicadores.
- Factores de economías de escala.

1. Coeficientes y fórmulas de indexación

Según se establece en el artículo 187° de la Ley, los valores agregados deben expresarse en términos tales que permitan su indexación con los principales indicadores de la economía que se correlacionen con dichos costos.

Para ello se efectuó un análisis de los costos de distribución obtenidos de los estudios realizados por la CNE y por las empresas de modo de identificar los indexadores propuestos en estos estudios, así como las partidas de costo asociadas y su peso relativo en el costo total.

Efectuando una homologación de indicadores y ponderando las proporciones de costo en relación de 2/3 para los estudios determinados por la CNE y 1/3 para los estudios determinados por las empresas concesionarias, se obtuvo para cada área típica los siguientes indexadores y proporciones de costo asociadas:

a) Indexadores definidos

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.

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

T_c : 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.

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

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

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

b) 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

Dónde:

- 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.

c) 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

Dónde:

- 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.

d) Indexadores y proporción del costo asociada a cargos fijos

Los cargos fijos se indexarán en un 100% por IPC.

e) Fórmulas de indexación

En las siguientes fórmulas de indexación los parámetros denominados IA, OA, IB y OB corresponden a las proporciones de costos asociadas a cada indicador de inversión y operación en alta y baja tensión, respectivamente. En base a lo anterior, se definen las siguientes fórmulas de indexación asociadas a los costos de distribución:

Costos de distribución en AT (CDAT)

$$CDAT = (1 + FETR) \cdot \left[FSTCD \cdot CDAT_o \cdot \left\{ (IA1 + OA1) \cdot \frac{IPC}{IPC_o} + (IA2 + OA2) \cdot \frac{CPI}{CPI_o} \cdot \frac{D}{Do} \right\} + FCyR \right]$$

Costos de distribución en BT (CDBT)

$$CDBT = (1 + FETR) \cdot \left[FSTCD \cdot CDBTo \cdot \left\{ (IB1 + OB1) \cdot \frac{IPC}{IPC_o} + (IB2 + OB2) \cdot \frac{CPI}{CPI_o} \cdot \frac{D}{Do} \right\} + FCyR \right]$$

En estas fórmulas, los valores CDAT y CDBT quedan expresados a través del tiempo en función de indexadores corrientes, indexadores base y costos de distribución base (CDATo y CDBTo), expresados en \$ de diciembre de 2015. Adicionalmente, la aplicación supone la inclusión de los factores de sectorización y de corte y reposición correspondiente (FCyR).

Análogamente a los costos de distribución se plantean las fórmulas de indexación asociadas a los cargos fijos, las que quedan definidas de la siguiente manera:

Medidor de energía

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

Medidor de energía y medidor de demanda

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

Medidor de energía y medidor con resolución cada 15 minutos o inferior

$$CFHS = CFH_o \cdot \frac{IPC}{IPC_o}$$

2. Factores de Economías de Escala para Costos de Distribución

Los factores de economías de escala representan la evolución de los costos medios de distribución a través del tiempo, costos que, de no mediar exigencias normativas distintas a las contempladas en el desarrollo de los Estudios de costos a que se refiere el artículo 183° de la Ley y que involucren inversiones significativas, deben experimentar un descenso en el tiempo dado el crecimiento del consumo y la existencia de economías de escala en la actividad de distribución.

2.1. Determinación de los factores de economías de escala

A partir de los costos de distribución y de los cargos fijos de los años 2015, 2016, 2017, 2018, 2019 y 2020 presentados en el punto 5 del Capítulo I, se obtuvieron los factores de economía de escala a través del siguiente procedimiento:

- Se determinan los costos de distribución y cargos fijos para los años 2015, 2016, 2017, 2018, 2019 y 2020 a partir de los valores agregados ponderados anuales VADAT, VADBT y PMPBT, para los costos de distribución, y CFE, CFD y CFH, para los cargos fijos.
- Se determinan los factores de economía de escala para los costos de distribución y cargos fijos para los años 2016, 2017, 2018, 2019 y 2020. El factor de economía de escala de un determinado año es igual al costo de distribución o bien cargo fijo de ese año dividido por el costo de distribución o cargo fijo del año 2015, según corresponda.

- c) Dado el bajo o nulo crecimiento de la demanda observado para el año 2016, finalmente los factores de economía de escala a emplear para el período tarifario se obtienen normalizando los factores determinados previamente para los costos de distribución y cargos fijos, considerando como base los factores de economía de escala del año 2016. Lo anterior, para efectos de evitar sobreestimar los efectos de economías de escala basado en expectativas de crecimiento que finalmente no se concretaron para el año 2016.

Los factores de economías de escala obtenidos son los siguientes:

Cargos Fijos

- 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	1,0313	1,0223	1,0138	1,0094
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	1,0286	1,0195	1,0121	1,0080
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	1,0280	1,0190	1,0118	1,0078
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

Costos de Distribución

- Factores de Economía de Escala para los Costos de Distribución por Área Típica y Empresa Concesionaria:

Área Típica	Empresa Concesionaria	CDAT					CDBT				
		2016	2017	2018	2019	2020	2016	2017	2018	2019	2020
1	Chilectra	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
	Edelaysen	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
	Socoepa	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

2.2. Actualización de los factores de economías de escala de costos de distribución.

Los factores de economías de escala de costos de distribución a aplicar en cada año, establecidos en la tabla del punto 2.1 de este Capítulo, podrán ser actualizados para cada una de las empresas concesionarias, de acuerdo al procedimiento descrito a continuación:

1. Si producto de un proceso de adecuación de la red, asociado al cumplimiento de nuevos estándares de seguridad y calidad de servicio contenidos en una Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución, incorporada en el Plan de Trabajo Normativo de la Comisión Nacional de Energía dictada en virtud de lo establecido en el artículo 72°-19 de la Ley, la empresa concesionaria incurriere en inversiones para el cumplimiento de las nuevas exigencias, ésta podrá solicitar la actualización de los correspondientes factores de economías de escala que se aplicarán en los años que medien entre la materialización de la correspondiente inversión y la entrada en vigencia del siguiente decreto tarifario a que se refiere el artículo 190° de la Ley.
2. Para estos efectos, las referidas inversiones deberán ser informadas por la empresa concesionaria a la Comisión y a la Superintendencia de manera previa a su materialización.
3. La Comisión deberá verificar que dichas inversiones correspondan al cumplimiento eficiente de los nuevos estándares contenidos en la Norma Técnica referida en el numeral 1 anterior, en cuyo caso serán consideradas en la actualización de los factores de economías de escala correspondientes, una vez que hayan sido ejecutadas y que se efectúe la verificación indicada en los numerales siguientes.
4. La Superintendencia verificará la materialización efectiva de las inversiones asociadas al cumplimiento de la nueva normativa, para lo cual la empresa concesionaria deberá presentar un informe que contenga la fecha de materialización o puesta en servicio, el desglose con los elementos que la componen y los valores de la inversión correspondiente.
5. Verificada la materialización de las inversiones, la Superintendencia comunicará dicha información a la Comisión, para que ésta actualice los factores de economías de escala para el resto del período tarifario, valorizando para tales efectos las instalaciones a partir de los precios fijados por la Superintendencia en el último proceso de fijación del Valor Nuevo de Reemplazo o con valores de mercado en caso que las inversiones no sean homologables a elementos existentes en el mencionado proceso.
6. La actualización de los factores de economías de escala se efectuará semestralmente, si corresponde.
7. Para efectos de lo anterior, los factores de economías de escala determinados originalmente para el año en que se aplicará la actualización serán aumentados por un factor que recoja las nuevas inversiones. Con todo, las inversiones mencionadas

concretadas durante el período de vigencia del presente proceso tarifario no podrán ser superiores al 25% del VNR fijado por SEC para el año 2014.

ANEXO N°1

BASES PARA EL CÁLCULO DE LAS COMPONENTES DEL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN (VAD)

ANEXO N°2

METODOLOGÍA Y DEFINICIÓN DE LAS ÁREAS TÍPICAS DE DISTRIBUCIÓN

ANEXO N°3

FACTORES DE ASIGNACIÓN DE COSTOS SECTORIZADOS (FACTOR DE ASIGNACIÓN DE VALORES AGREGADOS DE DISTRIBUCIÓN SECTORIZADOS “FSTCD” Y FACTOR DE ASIGNACIÓN DE CARGOS FIJOS SECTORIZADOS “FSTCF”)

Código	Empresa	Código Comuna (CUT) ⁹	Comuna	Sistema de Subtransmisión	FSTCF	FSTCD	
					CFES	CDAT	CDBT
1	Emelari	15101	Arica	SING	1,0000	1,0000	1,0000
1	Emelari	15102	Camarones	SING	1,0000	1,0000	1,0000
2	Eliqsa	01101	Iquique	SING	1,0000	1,0000	1,0000
2	Eliqsa	01404	Huara	SING	1,0000	1,0000	1,0000
2	Eliqsa	01405	Pica	SING	1,0000	1,0000	1,0000
2	Eliqsa	01401	Pozo Almonte	SING	1,0000	1,0000	1,0000
2	Eliqsa	01107	Alto Hospicio	SING	1,0000	1,0000	1,0000
3	Elecda	02101	Antofagasta	SING	1,0000	1,0000	1,0000
3	Elecda	02102	Mejillones	SING	1,0000	1,0000	1,0000
3	Elecda	02103	Sierra Gorda	SING	1,0000	1,0000	1,0000
3	Elecda	02201	Calama	SING	1,0000	1,0000	1,0000
3	Elecda	02301	Tocopilla	SING	1,0000	1,0000	1,0000
3	Elecda	02104	Taltal	SIC 1	1,0000	1,0000	1,0000
4	Emelat	03101	Copiapó	SIC 1	1,0000	1,0000	1,0000
4	Emelat	03102	Caldera	SIC 1	1,0000	1,0000	1,0000
4	Emelat	03103	Tierra Amarilla	SIC 1	1,0000	1,0000	1,0000
4	Emelat	03201	Chañaral	SIC 1	1,0000	1,0000	1,0000
4	Emelat	03202	Diego de Almagro	SIC 1	1,0000	1,0000	1,0000
4	Emelat	03301	Vallenar	SIC 1	1,0000	1,0000	1,0000
4	Emelat	03302	Alto del Carmen	SIC 1	1,0000	1,0000	1,0000
4	Emelat	03303	Freirina	SIC 1	1,0000	1,0000	1,0000
4	Emelat	03304	Huasco	SIC 1	1,0000	1,0000	1,0000
6	Chilquinta	05101	Valparaíso	SIC 2	1,0000	1,0000	1,0000
6	Chilquinta	05801	Quilpué	SIC 2	1,0000	1,0000	1,0000
6	Chilquinta	05109	Viña del Mar	SIC 2	1,0000	1,0000	1,0000
6	Chilquinta	05804	Villa Alemana	SIC 2	1,0000	1,0000	1,0000
6	Chilquinta	05301	Los Andes	SIC 2	1,0000	1,0000	1,0000
6	Chilquinta	05502	Calera	SIC 2	1,0000	1,0000	1,0000
6	Chilquinta	05601	San Antonio	SIC 2	1,0000	1,0000	1,0000
6	Chilquinta	05701	San Felipe	SIC 2	1,0000	1,0000	1,0000
6	Chilquinta	05103	Concón	SIC 2	1,0000	1,0000	1,0000
6	Chilquinta	05105	Puchuncaví	SIC 2	1,0000	1,0000	1,0000

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

Código	Empresa	Código Comuna (CUT) ⁹	Comuna	Sistema de Subtransmisión	FSTCF	FSTCD	
					CFES	CDAT	CDBT
6	Chilquinta	05107	Quintero	SIC 2	1,0000	1,0000	1,0000
6	Chilquinta	05302	Calle Larga	SIC 2	1,0000	1,0000	1,0000
6	Chilquinta	05303	Rinconada	SIC 2	1,0000	1,0000	1,0000
6	Chilquinta	05304	San Esteban	SIC 2	1,0000	1,0000	1,0000
6	Chilquinta	05501	Quillota	SIC 2	1,0000	1,0000	1,0000
6	Chilquinta	05503	Hijuelas	SIC 2	1,0000	1,0000	1,0000
6	Chilquinta	05504	La Cruz	SIC 2	1,0000	1,0000	1,0000
6	Chilquinta	05802	Limache	SIC 2	1,0000	1,0000	1,0000
6	Chilquinta	05506	Nogales	SIC 2	1,0000	1,0000	1,0000
6	Chilquinta	05803	Olmué	SIC 2	1,0000	1,0000	1,0000
6	Chilquinta	05603	Cartagena	SIC 2	1,0000	1,0000	1,0000
6	Chilquinta	05605	El Tabo	SIC 2	1,0000	1,0000	1,0000
6	Chilquinta	05606	Santo Domingo	SIC 2	1,0000	1,0000	1,0000
6	Chilquinta	05702	Catemu	SIC 2	1,0000	1,0000	1,0000
6	Chilquinta	05703	Llaillay	SIC 2	1,0000	1,0000	1,0000
6	Chilquinta	05704	Panquehue	SIC 2	1,0000	1,0000	1,0000
6	Chilquinta	05705	Putendo	SIC 2	1,0000	1,0000	1,0000
6	Chilquinta	05706	Santa María	SIC 2	1,0000	1,0000	1,0000
6	Chilquinta	05102	Casablanca	SIC 2	1,0000	1,0000	1,0000
7	Conafe	04301	Ovalle	SIC 1	1,0000	1,0152	1,0483
7	Conafe	04302	Combarbalá	SIC 1	1,0000	1,0152	1,0483
7	Conafe	04303	Monte Patria	SIC 1	1,0000	1,0152	1,0483
7	Conafe	04304	Punitaqui	SIC 1	1,0000	1,0152	1,0483
7	Conafe	04102	Coquimbo	SIC 1	1,0000	1,0152	1,0000
7	Conafe	03303	Freirina	SIC 1	1,0000	1,0152	1,0000
7	Conafe	04101	La Serena	SIC 1	1,0000	1,0152	1,0000
7	Conafe	04103	Andacollo	SIC 1	1,0000	1,0152	1,0000
7	Conafe	04104	La Higuera	SIC 1	1,0000	1,0152	1,0000
7	Conafe	04105	Paiguano	SIC 1	1,0000	1,0152	1,0000
7	Conafe	04106	Vicuña	SIC 1	1,0000	1,0152	1,0000
7	Conafe	04201	Illapel	SIC 1	1,0000	1,0152	1,0000
7	Conafe	04202	Canela	SIC 1	1,0000	1,0152	1,0000
7	Conafe	04203	Los Vilos	SIC 1	1,0000	1,0152	1,0000
7	Conafe	04204	Salamanca	SIC 1	1,0000	1,0152	1,0000

Código	Empresa	Código Comuna (CUT) ⁹	Comuna	Sistema de Subtransmisión	FSTCF	FSTCD	
					CFES	CDAT	CDBT
7	Conafe	04305	Río Hurtado	SIC 1	1,0000	1,0152	1,0000
7	Conafe	05105	Puchuncaví	SIC 1	1,0000	1,0152	1,0000
7	Conafe	05401	La Ligua	SIC 1	1,0000	1,0152	1,0000
7	Conafe	05402	Cabildo	SIC 1	1,0000	1,0152	1,0000
7	Conafe	05403	Papudo	SIC 1	1,0000	1,0152	1,0000
7	Conafe	05404	Petorca	SIC 1	1,0000	1,0152	1,0000
7	Conafe	05405	Zapallar	SIC 1	1,0000	1,0152	1,0000
7	Conafe	05101	Valparaíso	SIC 2	1,0000	1,0152	1,0000
7	Conafe	05801	Quilpué	SIC 2	1,0000	1,0152	1,0000
7	Conafe	05109	Viña del Mar	SIC 2	1,0000	1,0152	0,9707
8	Emelca	05102	Casablanca	SIC 2	0,8262	1,0000	1,0000
9	Litoral	05602	Algarrobo	SIC 2	1,0000	1,0217	1,0000
9	Litoral	05603	Cartagena	SIC 2	1,0000	1,0217	0,9785
9	Litoral	05102	Casablanca	SIC 2	1,0000	1,0217	1,0000
9	Litoral	05604	El Quisco	SIC 2	1,0000	1,0217	1,0000
9	Litoral	05605	El Tabo	SIC 2	1,0000	1,0217	1,0000
10	Chilectra	13102	Cerrillos	SIC 3	1,0000	0,9313	1,0119
10	Chilectra	13103	Cerro Navia	SIC 3	1,0000	0,9313	1,0119
10	Chilectra	13301	Colina	SIC 3	1,1707	0,9313	1,0000
10	Chilectra	13107	Huechuraba	SIC 3	1,0000	0,9313	1,0119
10	Chilectra	13108	Independencia	SIC 3	1,0000	0,9313	1,0119
10	Chilectra	13109	La Cisterna	SIC 3	1,0000	0,9313	1,0119
10	Chilectra	13110	La Florida	SIC 3	1,0000	0,9313	1,0119
10	Chilectra	13111	La Granja	SIC 3	1,0000	0,9313	1,0119
10	Chilectra	13113	La Reina	SIC 3	1,0000	0,9313	1,0119
10	Chilectra	13302	Lampa	SIC 3	1,0000	0,9313	1,0119
10	Chilectra	13114	Las Condes	SIC 3	1,0000	0,9313	1,0119
10	Chilectra	13115	Lo Barnechea	SIC 3	1,0000	0,9313	1,0119
10	Chilectra	13116	Lo Espejo	SIC 3	1,0000	0,9313	1,0119
10	Chilectra	13123	Providencia	SIC 3	1,0000	0,9313	1,0119
10	Chilectra	13124	Pudahuel	SIC 3	1,0000	0,9313	1,0119
10	Chilectra	13125	Quilicura	SIC 3	1,0000	0,9313	1,0119
10	Chilectra	13126	Quinta Normal	SIC 3	1,0000	0,9313	1,0119
10	Chilectra	13127	Recoleta	SIC 3	1,0000	0,9313	1,0119

Código	Empresa	Código Comuna (CUT) ⁹	Comuna	Sistema de Subtransmisión	FSTCF	FSTCD	
					CFES	CDAT	CDBT
10	Chilectra	13128	Renca	SIC 3	1,0000	0,9313	1,0119
10	Chilectra	13130	San Miguel	SIC 3	1,0000	0,9313	1,0119
10	Chilectra	13101	Santiago	SIC 3	1,0000	0,9313	1,0119
10	Chilectra	13132	Vitacura	SIC 3	1,0000	0,9313	1,0119
10	Chilectra	13104	Conchalí	SIC 3	1,0000	0,9313	1,0119
10	Chilectra	13106	Estación Central	SIC 3	1,0000	0,9313	1,0119
10	Chilectra	13119	Maipú	SIC 3	1,0000	0,9313	1,0119
10	Chilectra	13120	Ñuñoa	SIC 3	1,0000	0,9313	1,0119
10	Chilectra	13117	Lo Prado	SIC 3	1,0000	0,9313	1,0119
10	Chilectra	13118	Macul	SIC 3	1,0000	0,9313	1,0119
10	Chilectra	13121	Pedro Aguirre Cerda	SIC 3	1,0000	0,9313	1,0119
10	Chilectra	13122	Peñalolén	SIC 3	1,0000	0,9313	1,0119
10	Chilectra	13129	San Joaquín	SIC 3	1,0000	0,9313	1,0119
10	Chilectra	13131	San Ramón	SIC 3	1,0000	0,9313	1,0119
10	Chilectra	13131	San Ramón	SIC 2	1,0000	0,9313	1,0119
10	Chilectra	13303	Tiltil	SIC 2	1,3353	0,9313	1,0000
10	Chilectra	13303	Tiltil	SIC 3	1,3353	0,9313	1,0000
10	Chilectra	13604	Padre Hurtado	SIC 3	1,0000	0,9313	1,0119
12	EEC	13301	Colina	SIC 3	1,0000	1,0000	1,0000
13	Til Til	05703	Llaillay	SIC 2	1,0000	1,0000	1,0000
13	Til Til	05703	Llaillay	SIC 3	1,0000	1,0000	1,0000
13	Til Til	13303	Tiltil	SIC 2	1,0000	1,0000	1,0000
13	Til Til	13303	Tiltil	SIC 3	1,0000	1,0000	1,0000
14	EEPA	13201	Puente Alto	SIC 3	1,0000	1,0000	1,0000
15	Luz Andes	13115	Lo Barnechea	SIC 3	1,0000	1,0000	1,0000
18	CGED	05601	San Antonio	SIC 2	1,0000	1,1356	1,0000
18	CGED	05603	Cartagena	SIC 2	1,0000	1,1356	1,0000
18	CGED	05606	Santo Domingo	SIC 2	1,0000	1,1356	1,0000
18	CGED	06201	Pichilemu	SIC 4	1,0000	1,1356	1,0000
18	CGED	06202	La Estrella	SIC 4	1,0000	1,1356	1,0000
18	CGED	06203	Litueche	SIC 4	1,0000	1,1356	1,0000
18	CGED	06204	Marchihue	SIC 4	1,0000	1,1356	1,0000
18	CGED	06205	Navidad	SIC 4	1,0000	1,1356	1,0000
18	CGED	06206	Paredones	SIC 4	1,0000	1,1356	1,0000

Código	Empresa	Código Comuna (CUT) ⁹	Comuna	Sistema de Subtransmisión	FSTCF	FSTCD	
					CFES	CDAT	CDBT
18	CGED	06307	Peralillo	SIC 4	1,0000	1,1356	1,0000
18	CGED	06309	Pumanque	SIC 4	1,0000	1,1356	1,0000
18	CGED	13501	Melipilla	SIC 4	1,0000	1,1356	1,0000
18	CGED	13502	Alhué	SIC 4	1,0000	1,1356	1,0000
18	CGED	13504	María Pinto	SIC 4	1,0000	1,1356	1,0000
18	CGED	13505	San Pedro	SIC 4	1,0000	1,1356	1,0000
18	CGED	13602	El Monte	SIC 4	1,0000	1,1356	1,0000
18	CGED	06302	Chépica	SIC 4	1,0000	1,1356	1,0000
18	CGED	06304	Lolol	SIC 4	1,0000	1,1356	1,0000
18	CGED	06305	Nancagua	SIC 4	1,0000	1,1356	1,0000
18	CGED	06306	Palmilla	SIC 4	1,0000	1,1356	1,0000
18	CGED	06308	Placilla	SIC 4	1,0000	1,1356	1,0000
18	CGED	06310	Santa Cruz	SIC 4	1,0000	1,1356	1,0000
18	CGED	07102	Constitución	SIC 4	1,0000	1,1356	1,0000
18	CGED	07103	Curepto	SIC 4	1,0000	1,1356	1,0000
18	CGED	07104	Empedrado	SIC 4	1,0000	1,1356	1,0000
18	CGED	07109	San Clemente	SIC 4	1,0281	1,1356	1,7648
18	CGED	07201	Cauquenes	SIC 4	1,0000	1,1356	1,0000
18	CGED	07202	Chanco	SIC 4	1,0000	1,1356	1,0000
18	CGED	07203	Pelluhue	SIC 4	1,0000	1,1356	1,0000
18	CGED	07302	Hualañé	SIC 4	1,0000	1,1356	1,0000
18	CGED	07303	Licantén	SIC 4	1,0000	1,1356	1,0000
18	CGED	07309	Vichuquén	SIC 4	1,0000	1,1356	1,0000
18	CGED	07402	Colbún	SIC 4	1,0281	1,1356	1,7648
18	CGED	07404	Parral	SIC 4	1,0281	1,1356	1,7648
18	CGED	07405	Retiro	SIC 4	1,0281	1,1356	1,7648
18	CGED	08403	Cobquecura	SIC 4	1,0000	1,1356	1,0000
18	CGED	08408	Ninhue	SIC 4	1,0736	1,1356	2,4788
18	CGED	08409	Ñiquén	SIC 4	1,0281	1,1356	1,7025
18	CGED	08411	Pinto	SIC 4	1,0736	1,1356	1,6775
18	CGED	08412	Portezuelo	SIC 4	1,0736	1,1356	1,6775
18	CGED	08414	Quirihue	SIC 4	1,0000	1,1356	1,0000
18	CGED	08415	Ránquil	SIC 4	1,0000	1,1356	1,0000
18	CGED	08417	San Fabián	SIC 4	1,0736	1,1356	1,6775

Código	Empresa	Código Comuna (CUT) ⁹	Comuna	Sistema de Subtransmisión	FSTCF	FSTCD	
					CFES	CDAT	CDBT
18	CGED	08420	Treguaco	SIC 4	1,0736	1,1356	1,6775
18	CGED	06101	Rancagua	SIC 4	1,0000	1,1356	0,7140
18	CGED	06102	Codegua	SIC 4	1,0000	1,1356	0,7140
18	CGED	06103	Coinco	SIC 4	1,0000	1,1356	0,7140
18	CGED	06104	Coltauco	SIC 4	1,0000	1,1356	0,7140
18	CGED	06105	Doñihue	SIC 4	1,0000	1,1356	0,7140
18	CGED	06106	Graneros	SIC 4	1,0000	1,1356	0,7140
18	CGED	06110	Mostazal	SIC 4	1,0000	1,1356	0,7140
18	CGED	06111	Olivar	SIC 4	1,0000	1,1356	0,7140
18	CGED	06112	Peumo	SIC 4	1,0000	1,1356	0,7140
18	CGED	06113	Pichidegua	SIC 4	1,0000	1,1356	0,7140
18	CGED	06114	Quinta de Tilcoco	SIC 4	1,0000	1,1356	0,7140
18	CGED	06115	Rengo	SIC 4	1,0000	1,1356	0,7140
18	CGED	06117	San Vicente	SIC 4	1,0000	1,1356	0,7140
18	CGED	06301	San Fernando	SIC 4	1,0000	1,1356	0,7140
18	CGED	06303	Chimbarongo	SIC 4	1,0000	1,1356	0,7140
18	CGED	07101	Talca	SIC 4	1,0000	1,1356	1,0932
18	CGED	07105	Maule	SIC 4	1,0000	1,1356	1,6177
18	CGED	07110	San Rafael	SIC 4	1,0000	1,1356	0,7140
18	CGED	13202	Pirque	SIC 4	1,0000	1,1356	0,7140
18	CGED	13402	Buin	SIC 4	1,0000	1,1356	1,0000
18	CGED	13404	Paine	SIC 4	1,0000	1,1356	0,7140
18	CGED	06107	Las Cabras	SIC 4	1,0000	1,1356	0,7140
18	CGED	06108	Machalí	SIC 4	1,0000	1,1356	0,7140
18	CGED	06109	Malloa	SIC 4	1,0000	1,1356	0,7140
18	CGED	06116	Requínoa	SIC 4	1,0000	1,1356	0,7140
18	CGED	07107	Pencahue	SIC 4	1,0000	1,1356	1,6177
18	CGED	08301	Los Ángeles	SIC 5	1,0000	1,1356	1,3075
18	CGED	08401	Chillán	SIC 4	1,0000	1,1356	1,2367
18	CGED	08406	Chillán Viejo	SIC 4	1,0000	1,1356	1,3121
18	CGED	08416	San Carlos	SIC 4	1,0000	1,1356	1,7532
18	CGED	08305	Mulchén	SIC 5	1,0000	1,1356	0,7202
18	CGED	08405	Coihueco	SIC 4	1,0000	1,1356	2,1033
18	CGED	08419	San Nicolás	SIC 4	1,0000	1,1356	2,1033

Código	Empresa	Código Comuna (CUT) ⁹	Comuna	Sistema de Subtransmisión	FSTCF	FSTCD	
					CFES	CDAT	CDBT
18	CGED	08101	Concepción	SIC 5	1,0000	1,1356	0,7202
18	CGED	08102	Coronel	SIC 5	1,0000	1,1356	1,2995
18	CGED	08103	Chiguayante	SIC 5	1,0000	1,1356	0,7202
18	CGED	08107	Penco	SIC 5	1,0000	1,1356	0,7202
18	CGED	08108	San Pedro de la Paz	SIC 5	1,0000	1,1356	0,7202
18	CGED	08110	Talcahuano	SIC 5	1,0000	1,1356	0,7202
18	CGED	08111	Tomé	SIC 5	1,0000	1,1356	0,7202
18	CGED	08112	Hualpén	SIC 5	1,0000	1,1356	0,7202
18	CGED	08104	Florida	SIC 5	1,0000	1,1356	2,5801
18	CGED	08105	Hualqui	SIC 5	1,0000	1,1356	1,7138
18	CGED	08404	Coelemu	SIC 5	1,0000	1,1356	2,1111
18	CGED	07108	Río Claro	SIC 4	1,0000	1,1356	1,6177
18	CGED	07301	Curicó	SIC 4	1,0000	1,1356	0,7140
18	CGED	07304	Molina	SIC 4	1,0000	1,1356	1,0000
18	CGED	07306	Romeral	SIC 4	1,0000	1,1356	0,7140
18	CGED	07308	Teno	SIC 4	1,0000	1,1356	0,7140
18	CGED	07401	Linares	SIC 4	1,0000	1,1356	1,4199
18	CGED	07403	Longaví	SIC 4	1,0000	1,1356	0,7140
18	CGED	07406	San Javier	SIC 4	1,0000	1,1356	1,6915
18	CGED	07407	Villa Alegre	SIC 4	1,0000	1,1356	1,7141
18	CGED	07408	Yerbas Buenas	SIC 4	1,0000	1,1356	0,7140
18	CGED	07106	Pelarco	SIC 4	1,0000	1,1356	0,7524
18	CGED	07305	Rauco	SIC 4	1,0000	1,1356	0,7140
18	CGED	07307	Sagrada Familia	SIC 4	1,0000	1,1356	0,7140
18	CGED	09101	Temuco	SIC 5	1,0000	1,1356	1,2600
18	CGED	09104	Curarrehue	SIC 5	1,0000	1,1356	0,7202
18	CGED	09108	Lautaro	SIC 5	1,0000	1,1356	1,7566
18	CGED	09112	Padre Las Casas	SIC 5	1,0000	1,1356	1,7566
18	CGED	09114	Pitrufquén	SIC 5	1,0000	1,1356	1,7566
18	CGED	09115	Pucón	SIC 5	1,0000	1,1356	0,7202
18	CGED	09119	Vilcún	SIC 5	1,0000	1,1356	0,7808
18	CGED	09120	Villarrica	SIC 5	1,0000	1,1356	1,7519
18	CGED	09105	Freire	SIC 5	1,0000	1,1356	0,7202
18	CGED	09109	Loncoche	SIC 5	1,0000	1,1356	1,7519

Código	Empresa	Código Comuna (CUT) ⁹	Comuna	Sistema de Subtransmisión	FSTCF	FSTCD	
					CFES	CDAT	CDBT
18	CGED	13105	El Bosque	SIC 3	1,0000	1,1356	0,7365
18	CGED	13112	La Pintana	SIC 3	1,0000	1,1356	0,7365
18	CGED	13201	Puente Alto	SIC 3	1,0000	1,1356	0,7365
18	CGED	13203	San José de Maipo	SIC 3	1,0000	1,1356	0,7365
18	CGED	13401	San Bernardo	SIC 3	1,0000	1,1356	0,7365
18	CGED	13403	Calera de Tango	SIC 3	1,0000	1,1356	0,7365
18	CGED	13503	Curacaví	SIC 3	1,0000	1,1356	0,7365
18	CGED	13601	Talagante	SIC 3	1,0000	1,1356	1,0000
18	CGED	13601	Talagante	SIC 4	1,0000	1,1356	1,0000
18	CGED	13603	Isla de Maipo	SIC 4	1,0000	1,1356	0,7140
18	CGED	13604	Padre Hurtado	SIC 3	1,0000	1,1356	0,7365
18	CGED	13605	Peñaflor	SIC 3	1,0000	1,1356	0,7365
20	Coopersol	15201	Putre	SING	0,8719	0,9100	0,8178
21	Coopelan	08304	Laja	SIC 5	1,0000	1,0149	0,6900
21	Coopelan	08309	Quilleco	SIC 4	1,0000	1,0149	1,0100
21	Coopelan	08309	Quilleco	SIC 5	1,0000	1,0149	1,0100
21	Coopelan	08301	Los Ángeles	SIC 4	1,0000	1,0149	1,0000
21	Coopelan	08301	Los Ángeles	SIC 5	1,0000	1,0149	1,0000
21	Coopelan	08311	Santa Bárbara	SIC 4	1,0000	1,0149	1,0100
21	Coopelan	08311	Santa Bárbara	SIC 5	1,0000	1,0149	1,0100
21	Coopelan	08305	Mulchén	SIC 5	1,0000	1,0149	1,0100
22	Frontel	08102	Coronel	SIC 5	0,8896	0,9414	0,8710
22	Frontel	08104	Florida	SIC 4	1,0000	0,9414	1,0306
22	Frontel	08105	Hualqui	SIC 4	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	08106	Lota	SIC 5	1,0000	0,9414	0,8572
22	Frontel	08109	Santa Juana	SIC 4	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	08111	Tomé	SIC 4	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	08201	Lebu	SIC 5	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	08202	Arauco	SIC 5	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	08203	Cañete	SIC 5	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	08204	Contulmo	SIC 5	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	08205	Curanilahue	SIC 5	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	08206	Los Álamos	SIC 5	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	08207	Tirúa	SIC 5	1,0000	0,9414	1,0000

Código	Empresa	Código Comuna (CUT) ⁹	Comuna	Sistema de Subtransmisión	FSTCF	FSTCD	
					CFES	CDAT	CDBT
22	Frontel	08301	Los Ángeles	SIC 5	0,9819	0,9414	1,0000
22	Frontel	08302	Antuco	SIC 4	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	08303	Cabrero	SIC 4	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	08304	Laja	SIC 4	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	08305	Mulchén	SIC 5	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	08306	Nacimiento	SIC 5	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	08307	Negrete	SIC 5	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	08308	Quilaco	SIC 5	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	08309	Quilleco	SIC 4	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	08310	San Rosendo	SIC 4	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	08311	Santa Bárbara	SIC 5	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	08312	Tucapel	SIC 4	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	08314	Alto Biobío	SIC 4	1,0000	0,9414	1,2127
22	Frontel	08313	Yumbel	SIC 4	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	08402	Bulnes	SIC 4	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	08407	El Carmen	SIC 4	1,0000	0,9414	1,2127
22	Frontel	08410	Pemuco	SIC 4	1,0000	0,9414	1,2514
22	Frontel	08411	Pinto	SIC 4	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	08413	Quillón	SIC 4	1,0000	0,9414	1,2514
22	Frontel	08415	Ránquil	SIC 4	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	08418	San Ignacio	SIC 4	1,0000	0,9414	1,2127
22	Frontel	08421	Yungay	SIC 4	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	09101	Temuco	SIC 5	0,9819	0,9414	1,0000
22	Frontel	09102	Carahue	SIC 5	1,0000	0,9414	1,0657
22	Frontel	09103	Cunco	SIC 5	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	09105	Freire	SIC 5	1,0000	0,9414	1,2145
22	Frontel	09106	Galvarino	SIC 5	1,0000	0,9414	1,2145
22	Frontel	09107	Gorbea	SIC 5	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	09108	Lautaro	SIC 5	0,9819	0,9414	1,0000
22	Frontel	09110	Melipeuco	SIC 5	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	09111	Nueva Imperial	SIC 5	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	09112	Padre Las Casas	SIC 5	0,9819	0,9414	1,0000
22	Frontel	09113	Perquenco	SIC 5	1,0000	0,9414	1,2145
22	Frontel	09114	Pitrufquén	SIC 5	0,9819	0,9414	1,0000

Código	Empresa	Código Comuna (CUT) ⁹	Comuna	Sistema de Subtransmisión	FSTCF	FSTCD	
					CFES	CDAT	CDBT
22	Frontel	09116	Saavedra	SIC 5	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	09117	Teodoro Schmidt	SIC 5	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	09118	Toltén	SIC 5	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	09119	Vilcún	SIC 5	1,0000	0,9414	1,2145
22	Frontel	09120	Villarrica	SIC 5	0,9580	0,9414	1,0000
22	Frontel	09121	Cholchol	SIC 5	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	09201	Angol	SIC 5	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	09202	Collipulli	SIC 5	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	09203	Curacautín	SIC 5	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	09204	Ercilla	SIC 5	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	09205	Lonquimay	SIC 5	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	09206	Los Sauces	SIC 5	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	09207	Lumaco	SIC 5	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	09208	Purén	SIC 5	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	09209	Renaico	SIC 5	1,0000	0,9414	1,0000
22	Frontel	09210	Traiguén	SIC 5	1,0000	0,9414	1,2145
22	Frontel	09211	Victoria	SIC 5	1,0000	0,9414	1,0000
23	Saesa	09107	Gorbea	SIC 5	1,0000	0,9558	1,0869
23	Saesa	09109	Loncoche	SIC 5	1,0000	0,9558	1,0000
23	Saesa	09118	Toltén	SIC 6	1,0000	0,9558	0,9936
23	Saesa	09120	Villarrica	SIC 6	1,0000	0,9558	1,0134
23	Saesa	10101	Puerto Montt	SIC 6	1,0000	0,9558	1,0652
23	Saesa	10102	Calbuco	SIC 6	1,0000	0,9558	0,9936
23	Saesa	10103	Cochamó	SIC 6	1,0000	0,9558	0,9936
23	Saesa	10104	Fresia	SIC 6	1,0000	0,9558	1,2690
23	Saesa	10105	Frutillar	SIC 6	1,0000	0,9558	1,0000
23	Saesa	10106	Los Muermos	SIC 6	1,0000	0,9558	1,2690
23	Saesa	10107	Llanquihue	SIC 6	1,0000	0,9558	1,0000
23	Saesa	10108	Mauñín	SIC 6	1,0000	0,9558	1,2690
23	Saesa	10109	Puerto Varas	SIC 6	1,0000	0,9558	1,0583
23	Saesa	10201	Castro	SIC 6	1,0000	0,9558	0,9936
23	Saesa	10202	Ancud	SIC 6	1,0000	0,9558	0,9936
23	Saesa	10203	Chonchi	SIC 6	1,0000	0,9558	0,9936
23	Saesa	10204	Curaco de Vélez	SIC 6	1,0000	0,9558	0,9936

Código	Empresa	Código Comuna (CUT) ⁹	Comuna	Sistema de Subtransmisión	FSTCF	FSTCD	
					CFES	CDAT	CDBT
23	Saesa	10205	Dalcahue	SIC 6	1,0000	0,9558	0,9936
23	Saesa	10206	Puqueldón	SIC 6	1,0000	0,9558	0,9936
23	Saesa	10207	Queilén	SIC 6	1,0000	0,9558	0,9936
23	Saesa	10208	Quellón	SIC 6	1,0000	0,9558	0,9936
23	Saesa	10209	Quemchi	SIC 6	1,0000	0,9558	0,9936
23	Saesa	10210	Quinchao	SIC 6	1,0000	0,9558	0,9936
23	Saesa	10301	Osorno	SIC 6	1,0000	0,9558	1,0000
23	Saesa	10302	Puerto Octay	SIC 6	1,0000	0,9558	1,0000
23	Saesa	10303	Purranque	SIC 6	1,0000	0,9558	1,0000
23	Saesa	10304	Puyehue	SIC 6	1,0000	0,9558	1,0000
23	Saesa	10305	Río Negro	SIC 6	1,0000	0,9558	1,0000
23	Saesa	10306	San Juan de la Costa	SIC 6	1,0000	0,9558	1,0000
23	Saesa	10307	San Pablo	SIC 6	1,0000	0,9558	1,0000
23	Saesa	10403	Hualaihué	SIC 6	1,0000	0,9558	0,9936
23	Saesa	14204	Río Bueno	SIC 6	1,0000	0,9558	0,9982
23	Saesa	14201	La Unión	SIC 6	1,0000	0,9558	1,0000
23	Saesa	14101	Valdivia	SIC 6	1,0000	0,9558	0,9936
23	Saesa	14103	Lanco	SIC 5	1,0000	0,9558	0,9921
23	Saesa	14108	Panguipulli	SIC 6	1,0000	0,9558	0,9936
23	Saesa	14107	Paillaco	SIC 6	1,0000	0,9558	0,9936
23	Saesa	14106	Mariquina	SIC 6	1,0000	0,9558	0,9936
23	Saesa	14202	Futrono	SIC 6	1,0000	0,9558	0,9936
23	Saesa	14104	Los Lagos	SIC 6	1,0000	0,9558	0,9936
23	Saesa	14102	Corral	SIC 6	1,0000	0,9558	0,9936
23	Saesa	14105	Máfil	SIC 6	1,0000	0,9558	0,9936
23	Saesa	14203	Lago Ranco	SIC 6	1,0000	0,9558	0,9936
24	Edelaysén	10401	Chaitén	1	0,7988	1,1091	1,0200
24	Edelaysén	10404	Palena	1	0,7988	1,1091	1,0200
24	Edelaysén	11101	Coihaique	1	0,7988	1,1091	1,0200
24	Edelaysén	11102	Lago Verde	1	0,7988	1,1091	1,0200
24	Edelaysén	11201	Aisén	1	0,7988	1,1091	1,0200
24	Edelaysén	11202	Cisnes	1	0,7988	1,1091	1,0200
24	Edelaysén	11301	Cochrane	1	0,7988	1,1091	1,0200
24	Edelaysén	11401	Chile Chico	1	0,7988	1,1091	1,0200

Código	Empresa	Código Comuna (CUT) ⁹	Comuna	Sistema de Subtransmisión	FSTCF	FSTCD	
					CFES	CDAT	CDBT
24	Edelaysén	11402	Río Ibáñez	1	0,7988	1,1091	1,0200
24	Edelaysén	10402	Futaleufú	1	0,7988	1,1091	1,0200
25	Edelmag	12101	Punta Arenas	1	1,0000	1,0000	1,0000
25	Edelmag	12401	Natales	1	1,0000	1,0000	1,0000
25	Edelmag	12301	Porvenir	1	1,0000	1,0000	1,0000
25	Edelmag	12201	Cabo de Hornos	1	1,0000	1,0000	1,0000
26	Codiner	09101	Temuco	SIC 5	1,0000	1,0145	0,9887
26	Codiner	09103	Cunco	SIC 5	1,0000	1,0145	1,1810
26	Codiner	09105	Freire	SIC 5	1,0000	1,0145	1,0000
26	Codiner	09106	Galvarino	SIC 5	1,0000	1,0145	1,0000
26	Codiner	09107	Gorbea	SIC 5	1,0000	1,0145	1,0000
26	Codiner	09108	Lautaro	SIC 5	1,0000	1,0145	0,9834
26	Codiner	09109	Loncoche	SIC 5	1,0000	1,0145	0,8384
26	Codiner	09111	Nueva Imperial	SIC 5	1,0000	1,0145	1,1810
26	Codiner	09112	Padre Las Casas	SIC 5	1,0000	1,0145	0,9834
26	Codiner	09113	Perquenco	SIC 5	1,0000	1,0145	1,0000
26	Codiner	09114	Pitrufquén	SIC 5	1,0000	1,0145	0,9834
26	Codiner	09119	Vilcún	SIC 5	1,0000	1,0145	1,0000
26	Codiner	09120	Villarrica	SIC 5	1,0000	1,0145	0,8947
26	Codiner	09203	Curacautín	SIC 5	1,0000	1,0145	1,0000
26	Codiner	09204	Ercilla	SIC 5	1,0000	1,0145	1,1810
26	Codiner	09210	Traiguén	SIC 5	1,0000	1,0145	1,0000
26	Codiner	09211	Victoria	SIC 5	1,0000	1,0145	1,0000
28	Edecsa	05602	Algarrobo	SIC 2	1,0000	1,0000	0,5940
28	Edecsa	05603	Cartagena	SIC 2	1,0000	1,0000	0,5940
28	Edecsa	05102	Casablanca	SIC 2	1,0000	1,0000	1,0265
28	Edecsa	05102	Casablanca	SIC 3	1,0000	1,0000	1,0265
28	Edecsa	13503	Curacaví	SIC 3	1,0000	1,0000	0,5940
28	Edecsa	05101	Valparaíso	SIC 2	1,0000	1,0000	0,5940
29	CEC	07301	Curicó	SIC 4	1,0000	1,0000	1,0000
29	CEC	07304	Molina	SIC 4	1,0000	1,0000	1,0000
29	CEC	07306	Romeral	SIC 4	1,0000	1,0000	1,0000
29	CEC	07308	Teno	SIC 4	1,0000	1,0000	1,0000
31	Luzlinares	07402	Colbún	SIC 4	1,0000	0,7956	1,2000

Código	Empresa	Código Comuna (CUT) ⁹	Comuna	Sistema de Subtransmisión	FSTCF	FSTCD	
					CFES	CDAT	CDBT
31	Luzlinares	07102	Constitución	SIC 4	1,0000	0,7956	0,9000
31	Luzlinares	07401	Linares	SIC 4	1,0000	0,7956	0,9150
31	Luzlinares	07403	Longaví	SIC 4	1,0000	0,7956	1,2700
31	Luzlinares	07406	San Javier	SIC 4	1,0000	0,7956	1,1400
31	Luzlinares	07407	Villa Alegre	SIC 4	1,0000	0,7956	1,0800
31	Luzlinares	07408	Yerbas Buenas	SIC 4	1,0000	0,7956	1,2300
32	Luzparral	07201	Cauquenes	SIC 4	1,0000	0,9804	1,0820
32	Luzparral	07403	Longaví	SIC 4	1,0000	0,9804	1,0800
32	Luzparral	08409	Ñiquén	SIC 4	1,0000	0,9804	0,9950
32	Luzparral	07404	Parral	SIC 4	1,0000	0,9804	0,9950
32	Luzparral	07405	Retiro	SIC 4	1,0000	0,9804	0,9950
32	Luzparral	08416	San Carlos	SIC 4	1,0000	0,9804	1,0400
32	Luzparral	07406	San Javier	SIC 4	1,0000	0,9804	1,0820
33	Copelec	08104	Florida	SIC 4	1,0000	1,0745	1,1010
33	Copelec	08111	Tomé	SIC 4	1,0000	1,0745	1,2173
33	Copelec	08401	Chillán	SIC 4	1,0000	1,0745	0,6963
33	Copelec	08402	Bulnes	SIC 4	1,0000	1,0745	0,8030
33	Copelec	08403	Cobquecura	SIC 4	1,0000	1,0745	1,2221
33	Copelec	08404	Coelemu	SIC 4	1,0000	1,0745	1,1068
33	Copelec	08405	Coihueco	SIC 4	1,0000	1,0745	1,1068
33	Copelec	08406	Chillán Viejo	SIC 4	1,0000	1,0745	0,6889
33	Copelec	08407	El Carmen	SIC 4	1,0000	1,0745	1,2307
33	Copelec	08408	Ninhue	SIC 4	1,0000	1,0745	1,0459
33	Copelec	08410	Pemuco	SIC 4	1,0000	1,0745	1,2307
33	Copelec	08411	Pinto	SIC 4	1,0000	1,0745	1,1303
33	Copelec	08412	Portezuelo	SIC 4	1,0000	1,0745	1,0459
33	Copelec	08413	Quillón	SIC 4	1,0000	1,0745	1,2313
33	Copelec	08414	Quirihue	SIC 4	1,0000	1,0745	1,2278
33	Copelec	08415	Ránquil	SIC 4	1,0000	1,0745	1,2338
33	Copelec	08416	San Carlos	SIC 4	1,0000	1,0745	1,1716
33	Copelec	08417	San Fabián	SIC 4	1,0000	1,0745	1,0459
33	Copelec	08418	San Ignacio	SIC 4	1,0000	1,0745	1,2307
33	Copelec	08419	San Nicolás	SIC 4	1,0000	1,0745	1,1068
33	Copelec	08420	Treguaco	SIC 4	1,0000	1,0745	1,0459

Código	Empresa	Código Comuna (CUT) ⁹	Comuna	Sistema de Subtransmisión	FSTCF	FSTCD	
					CFES	CDAT	CDBT
34	Coelcha	08104	Florida	SIC 4	0,8003	1,0586	1,0000
34	Coelcha	08105	Hualqui	SIC 4	0,7260	1,0586	0,9145
34	Coelcha	08301	Los Ángeles	SIC 4	0,7644	1,0586	0,9483
34	Coelcha	08303	Cabrero	SIC 4	0,8747	1,0586	1,0000
34	Coelcha	08306	Nacimiento	SIC 5	0,9082	1,0586	1,1277
34	Coelcha	08309	Quilleco	SIC 4	0,9082	1,0586	1,1277
34	Coelcha	08312	Tucapel	SIC 4	0,8747	1,0586	0,9385
34	Coelcha	08410	Pemuco	SIC 4	0,8859	1,0586	1,0118
34	Coelcha	08413	Quillón	SIC 4	0,8859	1,0586	1,0118
34	Coelcha	08421	Yungay	SIC 4	0,8747	1,0586	1,0000
34	Coelcha	08313	Yumbel	SIC 4	0,7993	1,0586	1,0000
35	Socoepa	14202	Futroneo	SIC 6	0,8091	1,0490	1,0000
35	Socoepa	14201	La Unión	SIC 6	0,8091	1,0490	1,0000
35	Socoepa	14104	Los Lagos	SIC 6	0,8091	1,0490	1,0000
35	Socoepa	14105	Máfil	SIC 6	0,8091	1,0490	1,0183
35	Socoepa	14107	Paillaco	SIC 6	0,8091	1,0490	1,0183
35	Socoepa	14108	Panguipulli	SIC 6	0,8091	1,0490	1,0183
36	Cooprel	14201	La Unión	SIC 6	0,8246	1,1269	1,0000
36	Cooprel	14204	Río Bueno	SIC 6	0,8246	1,1269	1,0000
36	Cooprel	10307	San Pablo	SIC 6	0,8246	1,1269	0,7813
36	Cooprel	14203	Lago Ranco	SIC 6	0,8246	1,1269	1,0000
39	Luz Osorno	10105	Frutillar	SIC 6	0,9839	1,0020	1,0000
39	Luz Osorno	10109	Puerto Varas	SIC 6	1,0000	1,0020	1,0000
39	Luz Osorno	10301	Osorno	SIC 6	0,9839	1,0020	1,0000
39	Luz Osorno	10302	Puerto Octay	SIC 6	0,9839	1,0020	1,0000
39	Luz Osorno	10303	Purranque	SIC 6	0,9839	1,0020	1,0000
39	Luz Osorno	10304	Puyehue	SIC 6	0,9839	1,0020	1,0000
39	Luz Osorno	10305	Río Negro	SIC 6	0,9839	1,0020	1,0000
39	Luz Osorno	10306	San Juan de la Costa	SIC 6	0,9839	1,0020	1,0000
39	Luz Osorno	10307	San Pablo	SIC 6	0,9839	1,0020	1,0000
39	Luz Osorno	14204	Río Bueno	SIC 6	0,9839	1,0020	1,0000
39	Luz Osorno	14201	La Unión	SIC 6	0,9839	1,0020	1,0000
40	CRELL	10101	Puerto Montt	SIC 6	1,0000	1,0000	1,0000
40	CRELL	10109	Puerto Varas	SIC 6	1,0000	1,0000	1,0000

Código	Empresa	Código Comuna (CUT) ⁹	Comuna	Sistema de Subtransmisión	FSTCF	FSTCD	
					CFES	CDAT	CDBT
40	CRELL	10104	Fresia	SIC 6	1,0000	1,0000	1,0000
40	CRELL	10105	Frutillar	SIC 6	1,0000	1,0000	1,0000
40	CRELL	10106	Los Muermos	SIC 6	1,0000	1,0000	1,0000
40	CRELL	10107	Llanquihue	SIC 6	1,0000	1,0000	1,0000
40	CRELL	10108	Mauñín	SIC 6	1,0000	1,0000	1,0000
40	CRELL	10303	Purranque	SIC 6	1,0000	1,0000	1,0000
44	Sasipa	05201	Isla de Pascua	-	1,0000	1,0000	1,0000

La asociación de los suministros individualizados en la tabla anterior a nuevos sistemas de subtransmisión o los sistemas de transmisión zonales de acuerdo a lo indicado en la Ley N°20.936, deberá considerar la metodología de referenciación a nivel troncal o Nacional utilizada en el decreto que fija las tarifas de los sistemas que correspondan, vigente al momento de la facturación.

ANEXO N°4

**CONDICIONES DE APLICACIÓN
DE LAS FÓRMULAS TARIFARIAS**

1. OPCIONES TARIFARIAS

1.1. Tarifas Residenciales:

Considera los siguientes casos:

- BT1a: Opción de tarifa simple en baja tensión, para clientes residenciales con medidor simple de energía. 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 que instalen un limitador de potencia para cumplir esta condición. Aplicable a los clientes abastecidos por empresas cuya demanda máxima anual de consumo en esta opción se produce en meses en que se han definido horas de punta.
- BT1b: Opción de tarifa simple en baja tensión. Para clientes residenciales con medidor simple de energía. 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 que instalen un limitador de potencia para cumplir esta condición. Aplicable a los clientes abastecidos por empresas cuya demanda máxima anual de consumos en esta opción se produce en meses en que no se han definido horas de punta, y cuyo Factor de Clasificación, calculado según se indica más adelante, sea superior a dos coma cinco.
- TRBT2: Opción de tarifa en baja tensión, para clientes residenciales con medidor con resolución cada 15 minutos o inferior, y memoria masa para el registro de energía, de la demanda máxima de potencia en horas de punta, demanda máxima de potencia suministrada. 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 que instalen un limitador de potencia para cumplir esta condición.
- TRBT3: Opción de tarifa en baja tensión, para clientes residenciales con medidor con resolución cada 15 minutos o inferior, y memoria masa para el registro de energía, de la demanda máxima de potencia en horas de punta, demanda máxima de potencia suministrada. Clientes residenciales alimentados en baja tensión cuya potencia conectada sea mayor al 10 kW.

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

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

- TRAT3: Opción de tarifa en alta tensión, para clientes residenciales con medidor con resolución cada 15 minutos o inferior, y memoria masa para el registro de energía, de la demanda máxima de potencia en horas de punta, demanda máxima de potencia suministrada. Clientes residenciales alimentados en alta tensión cuya potencia conectada sea mayor al 10 kW.

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

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

Sólo podrán optar a las tarifas TRBT3 y TRAT3 los usuarios cuyo suministro esté destinado para el abastecimiento eléctrico de su domicilio o residencia y cuyo documento de cobro emitido por la respectiva empresa distribuidora, se encuentre a nombre de una persona natural o sucesión hereditaria.

1.2. Tarifa BT2:

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

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

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

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

1.3. Tarifa BT3:

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

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

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

1.4. Tarifa BT4:

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

En esta opción existirán las siguientes tres modalidades de medición:

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

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

1.5. Tarifa BT5:

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

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

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

1.6. Tarifa AT2:

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

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

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

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

1.7. Tarifa AT3:

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

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

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

1.8. Tarifa AT4:

Opción de tarifa horaria en alta tensión, para clientes con medidor simple de energía y demanda máxima contratada o leída, y demanda máxima contratada o leída en horas de punta del sistema eléctrico. En esta opción existirán las siguientes tres modalidades de medición:

- AT4.1: Medición de la energía mensual total consumida, y contratación de la demanda máxima de potencia en horas de punta y de la demanda máxima de potencia.
- AT4.2: Medición de la energía mensual total consumida y de la demanda máxima de potencia en horas de punta, y contratación de la demanda máxima de potencia.
- AT4.3: Medición de la energía mensual total consumida, de la demanda máxima de potencia en horas de punta y de la demanda máxima de potencia suministrada.

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

1.9. Tarifa AT5:

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

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

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

2. CARGOS TARIFARIOS

2.1. Tarifa BT1a

Av. Libertador Bernardo O'Higgins 1449 Stgo. Downtown IV – Piso 13º – Santiago – Chile - FONOS (56-2) 2797 2612 - FAX (56-2) 797 2627

E-mail aelectrica@cne.cl – WEB <http://www.cne.cl>

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

- a) Cargo fijo mensual
- b) Cargo por uso del Sistema de Transmisión
- c) Cargo por Servicio Público
- d) Cargo por energía
- e) Cargo por compras de potencia
- f) Cargo por potencia base en su componente de distribución
- g) Cargo por potencia adicional de invierno en su componente de compras de potencia
- h) Cargo por potencia adicional de invierno en su componente de distribución

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, respectivamente. 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. 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 aplique el cargo 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 del cliente. 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 empresas 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, la excepción señalada 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.

2.2. Tarifa BT1b

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

- a) Cargo fijo mensual
- b) Cargo por uso del Sistema de Transmisión
- c) Cargo por Servicio Público
- d) Cargo por energía
- e) Cargo por potencia base en su componente de transmisión
- f) Cargo por potencia base en su componente de distribución
- g) Cargo por potencia de invierno

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, respectivamente. 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 obtendrán 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.

2.3. Tarifas TRBT2, TRBT3 y TRAT3:

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

- a) Cargo fijo mensual
- b) Cargo por uso del Sistema de Transmisión
- c) Cargo por Servicio Público
- d) Cargo por energía
- e) Cargo por compras de potencia
- f) Cargo por demanda máxima suministrada

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, respectivamente. 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 suministrada, se obtendrá multiplicando la demanda suministrada, en kW, por su precio unitario.

La demanda suministrada corresponderá al promedio de las 2 demandas máximas registradas en los últimos 12 meses, incluyendo el mes que se factura.

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

2.4. Tarifa BT2:

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

- a) Cargo fijo mensual
- b) Cargo por uso del Sistema de Transmisión
- c) Cargo por Servicio Público
- d) Cargo por energía
- e) Cargo por potencia contratada

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, respectivamente. 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.

2.5. Tarifa BT3:

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

- a) Cargo fijo mensual
- b) Cargo por uso del Sistema de Transmisión
- c) Cargo por Servicio Público
- d) Cargo por energía
- e) Cargo por demanda máxima leída

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, respectivamente. 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 leída del mes corresponderá al mayor de los siguientes valores:

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

Se considera como demanda máxima leída de facturación del mes, la más alta que resulte de comparar la demanda máxima leída del mes con el promedio de las dos más altas demandas registradas en aquellos meses que contengan horas de punta, dentro de los últimos 12 meses, incluido el mes que se factura. El cargo por demanda máxima

leída resulta de multiplicar la demanda máxima leída de facturación por el precio unitario correspondiente.

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

2.6. Tarifa BT4.1

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

- a) Cargo fijo mensual
- b) Cargo por uso del Sistema de Transmisión
- c) Cargo por Servicio Público
- d) Cargo por energía
- e) Cargo por demanda máxima contratada en horas de punta
- f) Cargo por demanda máxima contratada

2.7. Tarifa BT4.2

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

- a) Cargo fijo mensual
- b) Cargo por uso del Sistema de Transmisión
- c) Cargo por Servicio Público
- d) Cargo por energía
- e) Cargo por demanda máxima leída en horas de punta
- f) Cargo por demanda máxima contratada

2.8. Tarifa BT4.3

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

- a) Cargo fijo mensual
- b) Cargo por uso del Sistema de Transmisión
- c) Cargo por Servicio Público
- d) Cargo por energía
- e) Cargo por demanda máxima leída en horas de punta
- f) Cargo por demanda máxima suministrada

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

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

- Durante los meses que contengan horas de punta, se aplicará el precio unitario correspondiente a la demanda máxima en horas de punta efectivamente leída en cada mes, excepto en las empresas abastecidas desde el Sistema Interconectado del Norte Grande, en que se aplicará al promedio de las dos demandas máximas leídas en las horas de punta de los últimos 12 meses, incluido el propio mes que se factura. A partir de la interconexión de ambos Sistemas Interconectados, la excepción señalada 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 en horas de punta, registradas durante los meses del período de punta inmediatamente anteriores.

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 registradas en los últimos 12 meses, incluido el mes que se facture.

2.9. Tarifas BT5

La tarifa BT5 comprenderán los siguientes cargos que se sumarán en la factura o boleta:

- a) Cargo fijo mensual
- b) Cargo por uso del Sistema de Transmisión
- c) Cargo por Servicio Público

- d) Cargo por energía
- e) Cargo por compras de potencia
- f) Cargo por demanda máxima leída en horas de punta, en su componente de distribución
- g) Cargo por demanda máxima suministrada, en su componente de distribución

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, respectivamente. 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 suministrada, se obtendrá multiplicando la demanda suministrada, en kW, por su precio unitario.

La demanda suministrada corresponderá al promedio de las 2 demandas máximas registradas en los últimos 12 meses, incluyendo el mes que se factura.

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

2.10. Tarifas de Alta Tensión

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.

2.11. Recargos tarifarios

2.6.1 Recargo por Consumo Reactivo

Las empresas 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 aplicación.

2.6.2 Recargo por lectura en baja tensión de consumos de clientes de alta tensión

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

2.12. Descuentos

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

3. CONDICIONES DE APLICACIÓN DE LAS TARIFAS

3.1. Condiciones Generales de Aplicación de las Tarifas

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

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

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

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

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

3.2. 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.

3.3. Condiciones de Clasificación de Clientes Residenciales para las Tarifas BT1a y BT1b

Las empresas cuya demanda máxima 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 periodos de 12 meses, no pudiendo el cliente modificar la opción tarifaria en la cual fue clasificado.

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

3.4. Precios a Aplicar para la Potencia Contratada y la Demanda Máxima Leída

Av. Libertador Bernardo O'Higgins 1449 Stgo. Downtown IV – Piso 13º – Santiago – Chile - FONOS (56-2) 2797 2612 - FAX (56-2) 797 2627

E-mail aelectrica@cne.cl – WEB <http://www.cne.cl>

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

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

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

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

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

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

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

3.5. Determinación de la Potencia Contratada

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

Av. Libertador Bernardo O'Higgins 1449 Stgo. Downtown IV – Piso 13º – Santiago – Chile - FONOS (56-2) 2797 2612 - FAX (56-2) 797 2627

E-mail aelectrica@cne.cl – WEB <http://www.cne.cl>

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, la potencia contratada se determinará como sigue:

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

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

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

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

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

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

3.6. Condición de Aplicación de las Tarifas Subterráneas

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

Se aplicará a los clientes suministrados por empresas, que a la fecha de entrada en vigencia del 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 del 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, aquellos tramos que a la fecha de entrada en vigencia del Decreto se encontraban canalizados en forma subterránea dentro de los límites comunales.
- 3) El alimentador de alta tensión de distribución que lo abastece se encuentra canalizado subterráneamente en más de un 50% de su longitud total.

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

b) Condición de clasificación clientes de baja tensión

Condición AT:

El cliente en baja tensión será clasificado como alimentado por redes de alta tensión subterráneas si a la fecha de entrada en vigencia del 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, aquellos tramos que a la fecha de entrada en vigencia del 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:

Av. Libertador Bernardo O'Higgins 1449 Stgo. Downtown IV – Piso 13º – Santiago – Chile - FONO (56-2) 2797 2612 -

FAX (56-2) 797 2627

E-mail aelectrica@cne.cl – WEB <http://www.cne.cl>

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

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

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

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

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

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

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

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

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

3.6.2 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 3.6.1 precedente, que adquirieran la condición de tales en virtud del desarrollo de redes subterráneas habilitadas con posterioridad a la fecha de entrada en vigencia del 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 3.6.1.

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



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