DIARIO OFICIAL
DE LA REPUBLICA DE CHILE
Ministerio del Interior y Seguridad Pública

I SECCIÓN

LEYES, REGLAMENTOS, DECRETOS Y RESOLUCIONES DE ORDEN GENERAL

Núm. 43.713 | Miércoles 29 de Noviembre de 2023 | Página 1 de 54

Normas Generales

CVE 2412393

MINISTERIO DE ENERGÍA

Comisión Nacional de Energía

APRUEBA INFORME TÉCNICO PRELIMINAR DE PROPUESTA DE FÓRMULAS TARIFARIAS PARA CONCESIONARIAS DE SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN, CUADRIENIO NOVIEMBRE 2020-NOVIEMBRE 2024

(Resolución)

Núm. 574 exenta.- Santiago, 21 de noviembre de 2023.

Vistos:

a) Lo establecido en el artículo 9° letra h) del DL N° 2.224 de 1978, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente "Comisión" o "CNE", modificado por la Ley N° 20.402, que crea el Ministerio de Energía;

b) Lo establecido en el DFL N° 4 de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del DFL N° 1 de 1982, del Ministerio de Minería, Ley General de Servicios Eléctricos, y sus modificaciones posteriores, en particular, las modificaciones introducidas por la Ley N° 21.194, que rebaja la rentabilidad de las empresas de distribución y perfecciona el proceso tarifario de distribución eléctrica, en adelante "Ley General de Servicios Eléctricos" o "Ley";

c) Lo dispuesto en la resolución exenta N° 465 de la Comisión, de 5 de octubre de 2023, que "Aprueba Informe Técnico Definitivo del cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución, cuadrienio noviembre 2020-noviembre 2024";

d) El decreto supremo N° 12A del Ministerio de Energía, de 21 de noviembre de 2022, que nombra a don Marco Antonio Mancilla Ayancán en el cargo de Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía; y,

e) Lo señalado en la resolución N° 7, de 2019, de la Contraloría General de la República.

Considerando:

1) Que, el artículo 185 de la Ley General de Servicios Eléctricos, establece en su inciso primero que, con los valores agregados de distribución resultantes del proceso regulado en el artículo 183 bis de la misma ley, y los precios de nudo que correspondan, la Comisión estructurará un conjunto de tarifas básicas preliminares, de acuerdo con el criterio expresado en el artículo 181 de la Ley;

2) Que, el inciso segundo del artículo 185 de la Ley establece que, para efectos de lo señalado en el considerando anterior, la Comisión deberá emitir un informe preliminar y, dentro del plazo de diez días, todos los actores de la sociedad civil y empresas inscritas en el registro a que se refiere el artículo 183 bis podrán presentar sus observaciones a la Comisión;

3) Que, el artículo cuarto transitorio de la Ley N° 21.194 estableció que, para el proceso de determinación de tarifas de distribución correspondiente al cuadrienio noviembre 2020-noviembre 2024, y por única vez, no serán aplicables las disposiciones establecidas en el artículo 183 bis de la Ley General de Servicios Eléctricos sobre la constitución del registro de participantes. Para dicho proceso se entenderán como integrantes del registro de participación

Este documento ha sido firmado electrónicamente de acuerdo con la ley N°19.799 e incluye sellado de tiempo y firma electrónica avanzada. Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese este código en el sitio web www.diarioficial.cl

ciudadana que establece el citado artículo 183 bis de la Ley, las asociaciones de consumidores a que se refiere la ley N° 19.496, que establece normas sobre protección de los derechos de los consumidores, y las empresas concesionarias de distribución eléctrica;

4) Que, por su parte, el artículo 181 de la Ley referido en el considerando precedente dispone que la estructura de los precios a nivel de distribución considerará los precios de nudo establecidos en el punto de conexión con las instalaciones de distribución, los cargos señalados en los artículos 115, 116 y 212-13 de la Ley, y el valor agregado por concepto de costos de distribución, adicionándolos a través de fórmulas que representen una combinación de dichos valores, de tal modo que el precio resultante de suministro corresponda al costo de la utilización por parte del usuario de los recursos a nivel producción, transporte y distribución empleados;

5) Que, los valores agregados de distribución fueron determinados en el Informe Técnico Definitivo del cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución, cuadrienio noviembre 2020-noviembre 2024, aprobado mediante resolución exenta N° 465, de la Comisión, de 5 de octubre del año en curso; y,

6) Que, en cumplimiento de lo dispuesto en los artículos de la Ley General de Servicios Eléctricos señalados en los considerandos precedentes, esta Comisión viene en emitir el informe técnico preliminar que se aprueba mediante la presente resolución exenta.

Resuelvo:

Artículo primero: Apruébase el siguiente "Informe Técnico Preliminar de propuesta de fórmulas tarifarias para concesionarias de servicio público de distribución, cuadrienio noviembre 2020-noviembre 2024", que pasa a formar parte integrante de la presente resolución para todos los efectos legales, junto con sus anexos y antecedentes de respaldo:

INFORME TÉCNICO PRELIMINAR
PROPUESTA DE FÓRMULAS TARIFARIAS PARA CONCESIONARIAS DE SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN
Cuadrienio Noviembre 2020 – Noviembre 2024
Noviembre de 2023

INFORME TÉCNICO

PROPUESTA DE FÓRMULAS TARIFARIAS PARA CONCESIONARIAS DE SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN CUADRIENIO NOVIEMBRE 2020 – NOVIEMBRE 2024

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 183 bis 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 "Ley" o "LGSE", y que recoge los aspectos y consideraciones técnicas que sustentan la propuesta de fórmulas tarifarias aplicables a concesionarios de servicio público de distribución correspondiente al cuadrienio noviembre de 2020 - noviembre de 2024.

Este informe se divide en los siguientes siete capítulos:

I. Aspectos generales del proceso.
II. Valor Agregado de Distribución.
III. Estructuración de fórmulas de tarifas preliminares.
IV. Cumplimiento de la condición señalada en el inciso primero del artículo 185° de la LGSE.
V. Saldos de estabilización Ley N° 21.194.
VI. Verificación de la rentabilidad de la industria.
VII. Otros parámetros a considerar en el decreto tarifario.

Este documento ha sido firmado electrónicamente de acuerdo con la ley N°19.799 e incluye sellado de tiempo y firma electrónica avanzada. Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese este código en el sitio web www.diarioficial.cl

Además, el informe contiene los siguientes anexos:

Anexo N° 1: Factores de asignación de costos sectorizados (factor de asignación de valores agregados de distribución sectorizados "FSTCD").
Anexo N° 2: Condiciones de aplicación de las fórmulas tarifarias.

I. Aspectos Generales del Proceso

Conforme se establece en el artículo 181° de la Ley, los precios a nivel de distribución deben considerar, entre otros componentes, el valor agregado por concepto de costos de distribución. Por su parte, el artículo 182° de la Ley establece que dicho valor agregado por concepto de costos de distribución se basará en empresas modelo y considerará:

• Costos fijos por concepto de gastos de administración, facturación y atención del usuario, independientes de su consumo;
• Pérdidas medias de distribución en potencia y energía; y,
• Costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada. Los costos anuales de inversión se calcularán considerando el Valor Nuevo de Reemplazo, en adelante "VNR", de las instalaciones adaptadas a la demanda, su vida útil y una tasa de actualización de acuerdo con lo establecido en el artículo 182 bis de la Ley.

De acuerdo con las bases técnicas para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución (VAD)[1], en adelante, "Bases", la empresa modelo se entenderá como aquella empresa diseñada óptima y eficientemente para prestar exclusivamente el servicio público de distribución dentro o fuera de la zona de concesión de la empresa de referencia correspondiente, y que satisface cada una de las siguientes condiciones:

• Que la empresa cumple con la normativa vigente al momento de inicio del estudio;
• Que sus instalaciones se encuentran económicamente adaptadas a la demanda durante el horizonte de planificación, considerando solo las holguras basadas en indivisibilidades del tipo técnicas y económicas señaladas en las Bases;
• Que es eficiente en su política de inversiones y gestión; y,
• Que opera en Chile.

De acuerdo con lo establecido en el artículo 183° de la Ley, las componentes de costo anteriormente indicadas se calculan para un determinado número de áreas típicas de distribución, las que son fijadas por la Comisión. Es así como, mediante la Resolución Exenta CNE N° 40, de 3 de febrero de 2020, que fija Áreas Típicas para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución cuadrienio noviembre 2020 – noviembre 2024, y deja sin efecto Resolución Exenta CNE N° 805, de 23 de diciembre de 2019, esta Comisión procedió a definir las áreas típicas de distribución ("ATD").
Para efectos de facilitar la labor de construcción de una empresa modelo se toma como antecedente la existencia de una empresa real. Las empresas distribuidoras que se consideran como antecedente para el diseño de las empresas modelo en cada ATD, en adelante "Empresas de Referencia", son las siguientes:

ATD 1	:	Enel Distribución Chile S.A. (Enel)
ATD 2	:	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. (Edelmag)
ATD 3	:	Chilquinta Energía S.A. (Chilquinta)
ATD 4	:	Compañía General de Electricidad S.A. (CGE)
ATD 5	:	Sociedad Austral de Electricidad S.A. (Saesa)
ATD 6	:	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (Frontel)
ATD 7	:	Empresa Eléctrica Puente Alto S.A. (EEPA)
ATD 8	:	Cooperativa Rural Eléctrica Río Bueno Ltda. (Cooprel)
ATD 9	:	Cooperativa de Abastecimiento de Energía Eléctrica Curicó Ltda. (CEC)
ATD 10	:	Cooperativa de Consumo Energía Eléctrica Chillán Ltda. (Copelec)
ATD 11	:	Cooperativa Regional Eléctrica de Llanquihue Ltda. (CRELL)
ATD 12	:	Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Charrúa Ltda. (Coelcha)

[1]Bases técnicas definitivas para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución, cuatrienio 2020-2024, aprobadas mediante Resolución Exenta CNE N° 195 de la Comisión, de 11 de junio de 2020, página 6.

Este documento ha sido firmado electrónicamente de acuerdo con la ley N°19.799 e incluye sellado de tiempo y firma electrónica avanzada. Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese este código en el sitio web www.diarioficial.cl

Para cada ATD, dichos componentes de costo se calculan en base a un estudio de costos encargado a una empresa consultora por la Comisión. Dicho estudio se debe basar en un supuesto de eficiencia en la política de inversiones y en la gestión de una empresa distribuidora operando en el país, conforme a lo establecido en la Ley.

El supuesto de eficiencia de la empresa modelo tendrá en consideración las restricciones que enfrenta la empresa distribuidora real de referencia, considerando, de acuerdo con lo establecido en el artículo 183° de la Ley y en las Bases (página 7), las siguientes restricciones:

• Las leyes, reglamentos y normas técnicas, incluidos todos los pliegos técnicos, entre otros, vigentes al momento de inicio del estudio;

• 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;

• La distribución de los clientes en cuanto a localización y demanda;

• La normativa que la empresa deba cumplir para prestar el servicio público de distribución, en particular, el cumplimiento de los niveles de seguridad y calidad que la normativa técnica exija;

• Las condiciones geográficas, climáticas y demográficas de la zona;

• El trazado de calles y caminos para el desarrollo de las redes, y los obstáculos físicos para el mismo;

• La velocidad de penetración de nuevas tecnologías para la materialización de la red de distribución;

• La consideración de cambios normativos en estándares de calidad del servicio que puedan incidir en inversiones relevantes; y,

• La consideración de existencia de vegetación, su interacción con las redes y las actividades para su control.

En conformidad con lo señalado en el artículo 183° bis de la Ley, y con el objeto de determinar las componentes de costo de la empresa modelo a que se refieren los artículos 182° y siguientes de la Ley, se definieron las bases técnicas referidas anteriormente, las cuales fueron aprobadas mediante Resolución Exenta CNE N° 195, de fecha 11 de junio de 2020, que aprueba Bases Técnicas Definitivas para el "Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución, Cuatrienio noviembre 2020-2024" y del "Estudio de Costos de los Servicios Asociados al Suministro de Electricidad de Distribución".

El estudio fue adjudicado mediante Resolución Exenta CNE N° 310, de 17 de agosto de 2020, al consultor INECON, Ingenieros y Economistas Consultores S.A., en adelante, "Consultor", y fue ejecutado y supervisado por un comité, integrado por cuatro representantes de las empresas concesionarias, dos representantes del Ministerio de Energía y dos representantes de la Comisión, uno de los cuales presidió el referido comité, conforme a lo establecido en la Resolución Exenta CNE N° 178, de 29 de mayo de 2020, que establece procedimiento para la constitución y funcionamiento del comité del estudio de costos establecido en el inciso 13 del artículo 183° bis de la Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante, "Comité".

Por otra parte, conforme a lo establecido en el artículo sexto transitorio de la Ley N° 21.194, luego de que el Comité otorgó la conformidad al estudio del Consultor[2], el 7 de junio de 2022 la Comisión lo comunicó en su página web institucional y en un medio de amplio acceso, a saber, en el Diario El Mercurio de 7 de junio de 2022, teniendo los participantes[3] el plazo de quince días, contado desde dicha publicación, para efectuar observaciones al estudio[4]. Dado lo establecido en numeral 4 del artículo sexto transitorio de la Ley N° 21.194, no fue necesaria la emisión del informe técnico preliminar al que se refiere el inciso décimo octavo del artículo 183 bis de la Ley.

[2]El 2 de junio de 2022 se dio la conformidad al estudio para el "Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución, Cuatrienio noviembre 2020-2024" desarrollado por Inecon.

[3]Conforme al artículo cuarto transitorio de la Ley N° 21.194, para el proceso de determinación de tarifas de distribución correspondiente al cuadrienio 2020-2024, se entenderán como integrantes del registro de participación ciudadana que establece el artículo 183 bis de la Ley las asociaciones de consumidores a que se refiere la ley N° 19.496, que establece normas sobre protección de los derechos de los consumidores, y las empresas concesionarias de distribución eléctrica.

[4]Observaciones recibidas hasta el 30 de junio de 2022.

Este documento ha sido firmado electrónicamente de acuerdo con la ley N°19.799 e incluye sellado de tiempo y firma electrónica avanzada. Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese este código en el sitio web www.diarioficial.cl

A continuación, una vez vencido el plazo para efectuar y analizar las observaciones al estudio, la Comisión comunicó, mediante Resolución Exenta CNE N° 908, de 23 de diciembre de 2022, el "Informe Técnico para el Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución, cuatrienio noviembre 2020-2024", conforme a lo dispuesto en el inciso vigésimo del artículo 183 bis de la Ley.

Una vez emitido el informe señalado precedentemente, las empresas concesionarias y participantes solicitaron al H. Panel de Expertos que dirimiese algunas de las observaciones presentadas que no hubiesen sido acogidas por la Comisión o que hubiesen sido acogidas parcialmente, mediante la presentación de las discrepancias N° 1 a la N° 25, todas de 2023.

Posteriormente, el H. Panel de Expertos realizó una audiencia pública, y el 26 de abril de 2023, emitió los dictámenes asociados a las señaladas discrepancias. Conforme a lo establecido en la Ley, el H. Panel dirimió optando por el resultado del Informe Técnico de la Comisión o por la alternativa planteada por un participante o por una empresa concesionaria para el conjunto de sus discrepancias presentadas en cada una de las categorías definidas en las Bases.

Una vez emitidos los dictámenes del H. Panel de Expertos, y conforme lo establece la Ley en su artículo 183, la Comisión, mediante Resolución Exenta CNE N° 465, de 6 de octubre de 2023, aprobó el "Informe Técnico Definitivo para el Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución, cuatrienio 2020-2024", en adelante e indistintamente, "IT VAD", incorporando e implementando lo resuelto por el H. Panel.

Por otra parte, conforme lo establecido en el artículo 185 de la Ley, la Comisión debe estructurar un conjunto de tarifas básicas preliminares, de acuerdo con el criterio expresado en el artículo 181°. Para ello, corresponde a la Comisión elaborar el presente informe técnico preliminar, respecto del cual, dentro un plazo de diez días, todos los actores de la sociedad civil y empresas inscritas en el registro a que se refiere el artículo 183 bis podrán presentar sus observaciones, las cuales deberán ser resueltas por la Comisión en conjunto con la emisión de un informe técnico definitivo.

II. Valor Agregado de Distribución

1. Definición de Áreas Típicas de Distribución

Los estudios del VAD y en definitiva, los niveles tarifarios determinados en las fijaciones tarifarias, deben establecerse por ATD, definidas como "áreas en que los costos de prestar el servicio de distribución y la densidad de clientes por kilómetro de red son similares entre sí, pudiendo incluir en ellas una o más empresas concesionarias de distribución eléctrica".

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 2019:

Código	Sigla	Empresa
6	CHILQUINTA	Chilquinta Energía S.A.
8	EMELCA	Empresa Eléctrica de Casablanca S.A.
9	LITORAL	Compañía Eléctrica del Litoral S.A.
10	ENEL	Enel Distribución Chile S.A.
12	EEC	Empresa Eléctrica de Colina Ltda.
13	TIL-TIL	Empresa Eléctrica Municipal de Til-Til
14	EEPA	Empresa Eléctrica Puente Alto Ltda.
18	CGE	Compañía General de Electricidad S.A.
20	COOPERSOL	Cooperativa de Abastecimiento de Energía Eléctrica Socoroma Ltda.
21	COOPELAN	Cooperativa Eléctrica Los Ángeles Ltda.
22	FRONTEL	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.
23	SAESA	Sociedad Austral de Electricidad S.A.
24	EDELAYSEN	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.
25	EDELMAG	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.
26	CODINER	Compañía Distribuidora de Energía Eléctrica CODINER Ltda.
28	EDECSA	Energía de Casablanca S.A.
29	CEC	Cooperativa Eléctrica Curicó Ltda.
31	LUZLINARES	Luzlinares S.A.
32	LUZPARRAL	Luzparral S.A.
33	COPELEC	Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Chillán Ltda.
34	COELCHA	Sociedad Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Charrúa Ltda.
35	SOCOEPA	Cooperativa Eléctrica Paillaco Ltda.
36	COOPREL	Cooperativa Rural Eléctrica Río Bueno Ltda.
39	LUZ OSORNO	Compañía Eléctrica Osorno S.A.
40	CRELL	Cooperativa Regional Eléctrica de Llanquihue Ltda.
44	SASIPA	Sociedad Agrícola y Servicios Isla de pascua SpA
45	MATAQUITO	Sociedad de Ingeniería Eléctrica Mataquito Ltda.
46	DESA	DISTRIBUIDORA ELECTRICA S.A.

Mediante la Resolución Exenta CNE N° 40, de 3 de febrero de 2020, que fija Áreas Típicas para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución cuadrienio noviembre 2020 – noviembre 2024, y deja sin efecto Resolución Exenta CNE N° 805, de 23 de diciembre

Este documento ha sido firmado electrónicamente de acuerdo con la ley N°19.799 e incluye sellado de tiempo y firma electrónica avanzada. Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese este código en el sitio web www.diarioficial.cl

de 2019, esta Comisión procedió a definir un total de doce (12) áreas típicas de distribución. Los resultados de la clasificación de ATD por empresa es el siguiente:

Empresas grupo 1A

ATD	Código empresa	Nombre empresa
1	10	Enel
2	25	Edelmag
2	9	Litoral
3	6	Chilquinta
3	12	EEC
4	18	CGE
5	23	Saesa
5	28	Edecsa
6	24	Edelaysén
6	22	Frontel
6	31	LuzLinares
6	32	LuzParral
6	39	LuzOsorno

Empresas grupo 1B

ATD	Código empresa	Nombre empresa
7	14	EEPA
8	8	Emelca
8	13	Til Til
8	36	Cooprel
9	29	CEC
10	20	Coopersol
10	33	Copelec
10	35	Socoepa
11	21	Coopelan
11	26	Codiner
11	40	CRELL
11	44	Sasipa
12	34	Coelcha

2. Resultados del Valor Agregado de Distribución

Según el procedimiento establecido en el artículo 183° bis de la Ley, las componentes de los valores agregados de distribución resultantes para el período 2020 – 2024, dispuestas en el Informe Técnico Definitivo para el Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución, cuadrienio 2020 - 2024, son las siguientes:

Tabla Resumen 1: Resultados Valor Agregado de Distribución por área típica - Año 2019

ATD	Costos de distribución ($/kW-año)			Cargo fijo ($/cliente-año)				Factores de expansión de pérdidas					
								HPG	HPD	Energía	HPG	HPD	Energía
	VADAT	VADBT	VADSD	CFE	CFD	CFH	CFU	PMPAG	PMPAD	PMEA	PMPBG	PMPBD	PMEB
1	20.620,0	52.810,2	53.569,3	5.226,9	6.423,6	6.445,2	2.053,5	1,0149	1,0161	1,0143	1,0469	1,0479	1,0539
2	59.312,4	104.584,5	132.707,9	16.656,5	16.656,5	16.656,5	6.564,3	1,0123	1,0116	1,0114	1,0514	1,0530	1,0564
3	47.777,8	88.499,3	102.781,6	9.115,4	9.115,4	9.115,4	3.489,2	1,0272	1,0283	1,0278	1,1095	1,1123	1,1171
4	48.174,4	75.646,0	94.077,4	7.719,6	7.719,6	7.719,6	2.897,8	1,0275	1,0241	1,0278	1,0752	1,0745	1,0829
5	83.235,9	113.512,8	143.941,2	9.296,5	9.296,5	9.296,5	6.955,7	1,0158	1,0188	1,0177	1,0612	1,0622	1,0706
6	232.437,4	159.141,5	334.184,2	9.807,5	9.807,5	9.807,5	7.398,9	1,0293	1,0348	1,0334	1,1029	1,0946	1,1129
7	33.076,0	95.208,7	90.186,2	14.368,8	15.585,4	15.585,4	7.269,0	1,0306	1,0326	1,0279	1,0368	1,0378	1,0444
8	380.504,8	236.332,0	466.347,5	36.839,4	36.839,4	36.839,4	18.894,1	1,0497	1,0815	1,0662	1,0956	1,0746	1,0993
9	90.777,3	197.260,7	127.138,1	36.756,1	73.630,4	73.630,4	17.208,7	1,0209	1,0506	1,0381	1,1308	1,1114	1,1270
10	253.456,0	248.951,2	396.208,4	27.776,2	32.711,1	32.711,1	9.866,0	1,0339	1,0441	1,0441	1,0831	1,0693	1,0975
11	263.469,5	152.567,0	373.504,4	20.571,6	26.282,7	26.282,7	9.700,3	1,0387	1,0429	1,0369	1,0615	1,0613	1,0765
12	559.651,5	388.038,2	783.307,5	39.943,3	39.943,3	39.943,3	19.396,8	1,0373	1,0463	1,0427	1,1099	1,0965	1,1285

Tabla Resumen 2: Resultados Valor Agregado de Distribución por área típica - Año 2020

ATD	Costos de distribución ($/kW-año)			Cargo fijo ($/cliente-año)				Factores de expansión de pérdidas					
								HPG	HPD	Energía	HPG	HPD	Energía
	VADAT	VADBT	VADSD	CFE	CFD	CFH	CFU	PMPAG	PMPAD	PMEA	PMPBG	PMPBD	PMEB
1	21.065,0	49.475,8	52.009,1	5.184,0	6.379,4	6.399,8	3.677,1	1,0193	1,0196	1,0193	1,0589	1,0601	1,0658
2	62.974,0	99.686,5	133.556,0	16.554,2	16.554,2	16.554,2	6.499,8	1,0149	1,0138	1,0152	1,0631	1,0648	1,0679
3	51.144,9	88.672,6	104.104,1	9.013,0	9.013,0	9.013,0	6.758,1	1,0330	1,0317	1,0343	1,1471	1,1497	1,1550
4	52.202,3	73.859,7	95.848,1	7.658,4	7.658,4	7.658,4	2.846,7	1,0314	1,0263	1,0316	1,0997	1,0984	1,1077
5	84.742,7	109.425,7	140.919,0	9.188,2	9.188,2	9.188,2	6.853,5	1,0216	1,0232	1,0235	1,0882	1,0887	1,0976
6	260.964,0	156.265,1	358.150,9	9.683,4	9.683,4	9.683,4	7.285,6	1,0327	1,0363	1,0363	1,1104	1,1020	1,1204
7	37.834,8	107.136,5	102.564,5	14.100,7	15.317,3	15.317,3	7.101,5	1,0310	1,0321	1,0290	1,0485	1,0491	1,0570
8	407.425,1	246.109,3	498.675,8	36.757,5	36.757,5	36.757,5	25.616,1	1,0544	1,0832	1,0692	1,1173	1,0949	1,1207
9	92.055,3	191.062,4	128.640,5	35.949,8	72.699,2	72.699,2	25.799,2	1,0253	1,0537	1,0419	1,1375	1,1179	1,1337
10	238.801,1	221.868,7	372.305,5	27.597,5	32.532,3	32.532,3	16.956,8	1,0358	1,0469	1,0461	1,0837	1,0734	1,0974
11	310.094,3	156.990,5	419.991,4	20.527,8	26.238,9	26.238,9	14.689,4	1,0395	1,0434	1,0381	1,0694	1,0690	1,0849
12	726.648,8	363.735,8	923.375,7	39.184,8	39.184,8	39.184,8	26.959,5	1,0412	1,0516	1,0470	1,1187	1,1070	1,1372

Tabla Resumen 3: Resultados Valor Agregado de Distribución por área típica - Año 2021

ATD	Costos de distribución ($/kW-año)			Cargo fijo ($/cliente-año)				Factores de expansión de pérdidas					
								HPG	HPD	Energía	HPG	HPD	Energía
	VADAT	VADBT	VADSD	CFE	CFD	CFH	CFU	PMPAG	PMPAD	PMEA	PMPBG	PMPBD	PMEB
1	20.828,3	45.684,8	50.005,4	5.154,3	6.348,6	6.367,9	3.648,8	1,0173	1,0181	1,0171	1,0532	1,0547	1,0598
2	61.820,1	97.725,8	131.183,2	16.509,8	16.509,8	16.509,8	6.471,8	1,0139	1,0130	1,0137	1,0585	1,0603	1,0632
3	51.270,7	87.363,8	104.204,7	8.907,3	8.907,3	8.907,3	6.658,4	1,0302	1,0300	1,0312	1,1305	1,1331	1,1382
4	51.067,8	67.782,7	91.985,3	7.604,8	7.604,8	7.604,8	2.802,0	1,0288	1,0252	1,0292	1,0901	1,0895	1,0979
5	83.140,0	104.635,6	137.534,3	9.057,3	9.057,3	9.057,3	6.730,5	1,0187	1,0214	1,0208	1,0642	1,0651	1,0735
6	249.539,5	144.803,4	341.256,3	9.559,9	9.559,9	9.559,9	7.170,0	1,0307	1,0368	1,0349	1,0975	1,0908	1,1074
7	36.726,7	98.735,8	97.544,8	13.925,0	15.141,6	15.141,6	10.975,5	1,0312	1,0328	1,0291	1,0425	1,0433	1,0503
8	411.351,5	257.089,3	505.484,5	36.858,7	36.858,7	36.858,7	25.672,3	1,0529	1,0829	1,0682	1,1122	1,0901	1,1157
9	89.687,3	191.086,2	128.233,6	35.131,8	71.749,3	71.749,3	25.108,4	1,0225	1,0504	1,0387	1,1257	1,1081	1,1227
10	230.742,7	214.789,2	360.728,4	27.517,6	32.452,5	32.452,5	16.876,5	1,0353	1,0474	1,0460	1,0763	1,0671	1,0897
11	299.056,3	156.603,3	409.588,2	20.300,9	26.012,0	26.012,0	14.476,6	1,0382	1,0423	1,0363	1,0623	1,0620	1,0777
12	716.715,6	361.657,3	916.769,8	38.439,6	38.439,6	38.439,6	26.324,3	1,0405	1,0513	1,0463	1,1018	1,0904	1,1196

Este documento ha sido firmado electrónicamente de acuerdo con la ley N°19.799 e incluye sellado de tiempo y firma electrónica avanzada. Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese este código en el sitio web www.diarioficial.cl

Tabla Resumen 4: Resultados Valor Agregado de Distribución por área típica - Año 2022

ATD	Costos de distribución ($/kW-año)			Cargo fijo ($/cliente-año)				Factores de expansión de pérdidas					
								HPG	HPD	Energía	HPG	HPD	Energía
	VADAT	VADBT	VADSD	CFE	CFD	CFH	CFU	PMPAG	PMPAD	PMEA	PMPBG	PMPBD	PMEB
1	20.004,9	44.525,6	49.171,8	5.130,0	6.323,1	6.341,6	3.625,2	1,0167	1,0178	1,0163	1,0513	1,0534	1,0575
2	60.589,4	97.821,4	129.474,7	16.389,0	16.389,0	16.389,0	6.395,6	1,0139	1,0131	1,0135	1,0577	1,0595	1,0623
3	52.017,1	90.710,6	106.915,2	8.837,7	8.837,7	8.837,7	6.592,1	1,0293	1,0292	1,0303	1,1268	1,1294	1,1345
4	48.929,5	65.155,1	89.277,8	7.548,9	7.548,9	7.548,9	2.755,3	1,0275	1,0246	1,0280	1,0844	1,0849	1,0921
5	80.437,6	105.358,5	134.598,0	8.913,7	8.913,7	8.913,7	6.590,4	1,0178	1,0207	1,0198	1,0604	1,0617	1,0697
6	230.030,7	130.434,7	313.875,3	9.417,0	9.417,0	9.417,0	7.030,8	1,0321	1,0393	1,0366	1,0935	1,0895	1,1033
7	34.378,4	86.039,5	88.676,8	13.731,2	14.947,8	14.947,8	10.728,4	1,0307	1,0328	1,0287	1,0394	1,0405	1,0463
8	405.386,3	244.012,6	491.439,6	36.462,2	36.462,2	36.462,2	25.309,2	1,0528	1,0837	1,0685	1,1108	1,0886	1,1143
9	85.129,9	168.199,2	119.407,5	34.548,4	71.117,0	71.117,0	24.597,6	1,0218	1,0509	1,0387	1,1191	1,1044	1,1176
10	227.296,0	206.571,2	353.969,3	27.202,9	32.137,8	32.137,8	16.599,7	1,0348	1,0474	1,0455	1,0733	1,0649	1,0866
11	289.424,3	148.303,8	393.638,2	20.157,6	25.868,7	25.868,7	14.339,9	1,0379	1,0420	1,0359	1,0612	1,0611	1,0762
12	705.571,1	343.398,2	895.379,0	37.805,8	37.805,8	37.805,8	25.779,2	1,0406	1,0517	1,0464	1,0985	1,0877	1,1160

Tabla Resumen 5: Resultados Valor Agregado de Distribución por área típica - Año 2023

ATD	Costos de distribución ($/kW-año)			Cargo fijo ($/cliente-año)				Factores de expansión de pérdidas					
								HPG	HPD	Energía	HPG	HPD	Energía
	VADAT	VADBT	VADSD	CFE	CFD	CFH	CFU	PMPAG	PMPAD	PMEA	PMPBG	PMPBD	PMEB
1	19.880,3	46.116,1	50.224,8	5.106,6	6.297,8	6.313,2	3.602,5	1,0165	1,0177	1,0162	1,0511	1,0532	1,0571
2	60.293,9	105.104,3	134.405,7	16.273,2	16.273,2	16.273,2	11.949,1	1,0138	1,0129	1,0133	1,0576	1,0594	1,0621
3	51.717,0	95.368,0	109.802,7	8.768,6	8.768,6	8.768,6	6.525,9	1,0293	1,0293	1,0303	1,1249	1,1277	1,1325
4	48.219,7	69.682,1	91.755,4	7.494,4	7.494,4	7.494,4	5.383,1	1,0272	1,0246	1,0278	1,0834	1,0844	1,0911
5	79.113,9	117.098,2	139.559,5	8.771,9	8.771,9	8.771,9	6.451,3	1,0179	1,0209	1,0199	1,0600	1,0615	1,0692
6	225.690,0	150.585,7	324.702,8	9.275,0	9.275,0	9.275,0	6.891,8	1,0313	1,0384	1,0357	1,0927	1,0892	1,1025
7	34.088,7	89.085,7	90.834,5	13.594,5	14.811,1	14.811,1	10.575,8	1,0297	1,0317	1,0275	1,0392	1,0404	1,0457
8	400.843,5	297.399,4	510.105,0	36.074,6	36.074,6	36.074,6	24.931,7	1,0531	1,0847	1,0691	1,1113	1,0888	1,1146
9	83.751,7	196.121,2	125.605,4	33.923,6	70.743,6	70.743,6	23.959,7	1,0216	1,0508	1,0386	1,1167	1,1032	1,1158
10	218.922,5	223.779,6	355.752,6	26.889,7	31.824,6	31.824,6	16.318,7	1,0356	1,0491	1,0467	1,0724	1,0648	1,0855
11	280.867,0	166.087,0	398.935,2	20.008,1	25.719,2	25.719,2	14.196,1	1,0376	1,0418	1,0357	1,0612	1,0612	1,0759
12	698.489,1	408.264,3	932.152,4	37.174,3	37.174,3	37.174,3	25.210,2	1,0408	1,0524	1,0467	1,0974	1,0869	1,1146

Tabla Resumen 6: Resultados Valor Agregado de Distribución por área típica - Año 2024

ATD	Costos de distribución ($/kW-año)			Cargo fijo ($/cliente-año)				Factores de expansión de pérdidas					
								HPG	HPD	Energía	HPG	HPD	Energía
	VADAT	VADBT	VADSD	CFE	CFD	CFH	CFU	PMPAG	PMPAD	PMEA	PMPBG	PMPBD	PMEB
1	19.655,9	46.953,2	50.698,2	5.083,9	6.272,6	6.283,1	3.580,2	1,0164	1,0177	1,0161	1,0503	1,0526	1,0563
2	59.704,7	105.790,9	134.295,5	16.161,0	16.161,0	16.161,0	11.858,5	1,0138	1,0130	1,0133	1,0575	1,0594	1,0619
3	51.391,8	95.948,2	110.137,5	8.700,8	8.700,8	8.700,8	6.460,7	1,0297	1,0299	1,0306	1,1231	1,1262	1,1306
4	48.911,1	72.175,3	94.413,5	7.442,0	7.442,0	7.442,0	5.332,6	1,0267	1,0243	1,0274	1,0821	1,0835	1,0897
5	77.612,6	123.538,3	141.723,7	8.627,3	8.627,3	8.627,3	6.308,4	1,0180	1,0212	1,0201	1,0588	1,0607	1,0681
6	219.779,6	164.511,0	329.306,7	9.129,9	9.129,9	9.129,9	6.748,6	1,0317	1,0395	1,0362	1,0905	1,0878	1,1004
7	33.334,8	88.394,2	90.143,9	13.471,6	14.688,2	14.688,2	10.439,5	1,0290	1,0310	1,0268	1,0388	1,0401	1,0450
8	393.258,3	327.441,8	513.805,1	35.695,9	35.695,9	35.695,9	24.550,1	1,0538	1,0865	1,0702	1,1114	1,0888	1,1147
9	82.481,3	206.067,9	128.133,2	33.370,1	70.670,1	70.670,1	23.320,6	1,0213	1,0502	1,0381	1,1122	1,1002	1,1121
10	209.462,1	234.217,8	351.784,9	26.580,3	31.515,2	31.515,2	16.037,6	1,0367	1,0513	1,0482	1,0710	1,0644	1,0839
11	270.737,6	174.294,1	395.124,8	19.854,7	25.565,8	25.565,8	14.047,9	1,0377	1,0418	1,0357	1,0609	1,0612	1,0752
12	684.763,6	449.131,6	947.048,1	36.547,4	36.547,4	36.547,4	24.634,8	1,0412	1,0534	1,0472	1,0955	1,0856	1,1125

Donde:

VADAT : Valor agregado por costos de distribución de AT.
VADBT : Valor agregado por costos de distribución de BT.
VADSD : Valor agregado por costos de distribución equivalente del sistema de distribución.
CFE : Costo fijo medidor simple de energía.
CFD : Costo fijo medidor de energía y de demanda máxima.
CFH : Costo fijo medidor de energía y demanda horaria.
CFU : Costo fijo Unidad de Medida que es parte del SMMC[5].
PMPAG : Factor de expansión de pérdidas de potencia en los sistemas de distribución en alta tensión en horas de punta de generación.
PMPAD : Factor de expansión de pérdidas de potencia en horas de máxima utilización de los sistemas de distribución en alta tensión.
PMEA : Factor de expansión de pérdidas de energía en los sistemas de distribución en alta tensión.
PMPBG : Factor de expansión de pérdidas de potencia en los sistemas de distribución en baja tensión en horas de punta de generación.
PMPBD : Factor de expansión de pérdidas de potencia en horas de máxima utilización de los sistemas de distribución en baja tensión.
PMEB : Factor de expansión de pérdidas de energía en los sistemas de distribución en baja tensión.

[5] Sistemas de Medición, Monitoreo y Control definidos en la Norma Técnica de Calidad y Servicio para Sistemas de Distribución y en el Anexo Técnico de Sistemas de Medición, Monitoreo y Control.

Este documento ha sido firmado electrónicamente de acuerdo con la ley N°19.799 e incluye sellado de tiempo y firma electrónica avanzada. Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese este código en el sitio web www.diarioficial.cl

III. 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. Para la presente fijación se mantuvieron las estructuras tarifarias definidas en el Decreto Nº 11T[6], y luego se incorporaron modificaciones a los cargos y parámetros tarifarios.

La determinación de los parámetros consideró un ajuste en las horas de uso, factores de coincidencia, factores de asignación de costos sectorizados (FSTCD), y la incorporación de factores de ajuste que permitan dar cumplimiento de lo establecido en el artículo 185° de la Ley. Asimismo, se actualizó 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, son las establecidas en el presente Informe Técnico. Las condiciones de aplicación de las mismas se muestran en el numeral 3 del título VII del presente documento.

1. Tarifas aplicables a usuarios residenciales

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

• Que cuente con potencia conectada inferior o igual a 10 kW o con un limitador de potencia para cumplir 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.

1.1. 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. Esta tarifa es 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	$FACP \times P_p \times \frac{PPAT \times PPBT}{NHUNB}$
Cargo por potencia en su componente de distribución	$/kWh	$\frac{CDBT}{NHUDB}$

1.2. Tarifa BT1b

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. Esta tarifa es 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 2,5.

[6]Decreto 11T del Ministerio de Energía, de 4 de noviembre de 2016, publicado en el Diario Oficial el 24 de agosto de 2017, que “Fija fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados que se señalan, efectuados por las empresas concesionarias de distribución que se indican”.

Este documento ha sido firmado electrónicamente de acuerdo con la ley N°19.799 e incluye sellado de tiempo y firma electrónica avanzada. Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese este código en el sitio web www.diarioficial.cl

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	$\frac{(P_p - PNPP) \times PPAT \times PPBT}{NHUNB}$
Cargo por potencia base en su componente de distribución	$/kWh	$\frac{CDBT}{NHUDV}$

1.3.Tarifa TRBT

Opción de tarifa en baja tensión, para clientes con unidad de medida que es parte del Sistema de Medición, Monitoreo y Control (SMMC[7]).

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Cargo fijo mensual	$/mes	CFUS
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	$FACP \times P_p \times PPAT \times PPBT \times FNPPB$
Cargo por demanda máxima suministrada, en su componente distribución	$/kW/mes	$(CDBT - CDAT \times PMPBT) \times FDFPB$

1.4. 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 y de la demanda máxima de potencia suministrada, con potencia conectada inferior o igual a 10 kW o con 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	$FACP \times P_p \times PPAT \times PPBT \times FNPPB$
Cargo por demanda máxima suministrada, en su componente distribución	$/kW/mes	$(CDBT - CDAT \times PMPBT) \times FDFPB$

1.5. 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 y de la 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	$FACP \times P_p \times PPAT \times PPBT \times FNPPB$
Cargo por demanda máxima suministrada, en su componente de distribución	$/kW/mes	$(CDBT - CDAT \times PMPBT) \times FDFPB$

[7]Sistemas de Medición, Monitoreo y Control definidos en la Norma Técnica de Calidad y Servicio para Sistemas de Distribución y en el Anexo Técnico de Sistemas de Medición, Monitoreo y Control.

Este documento ha sido firmado electrónicamente de acuerdo con la ley N°19.799 e incluye sellado de tiempo y firma electrónica avanzada. Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese este código en el sitio web www.diarioficial.cl

1.6. Tarifa TRAT

Opción de tarifa en alta tensión, para clientes con unidad de medida que es parte del Sistema de Medición, Monitoreo y Control (SMMC).

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Cargo Fijo Mensual	$/mes	CFUS
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	$FACP \times P_p \times PPAT \times FNPPA$
Cargo por demanda máxima suministrada, en su componente distribución	$/kW/mes	$FDFPA \times CDAT$

1.7. Tarifa TRAT1

Opción de tarifa en alta tensión, para clientes residenciales con al menos medición de energía, que cuentan con potencia conectada inferior o igual a 10 kW o con un limitador de potencia para cumplir con dicha 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	$P_e \times PEAT$
Cargo por compras de potencia	$/kWh	$FACP \times P_p \times \frac{PPAT \times PPBT}{NHUNB}$
Cargo por potencia en su componente de distribución	$/kWh	$\frac{CDBT}{NHUDB}$

1.8. Tarifa TRAT2

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 y de la demanda máxima de potencia suministrada, con potencia conectada inferior o igual a 10 kW o con un limitador de potencia para cumplir esta condición.

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	$FACP \times P_p \times PPAT \times FNPPA$
Cargo por demanda máxima suministrada, en su componente distribución	$/kW/mes	$FDFPA \times CDAT$

1.9. 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 y de la 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	$FACP \times P_p \times PPAT \times FNPPA$
Cargo por demanda máxima suministrada, en su componente distribución	$/kW/mes	$FDFPA \times CDAT$

Este documento ha sido firmado electrónicamente de acuerdo con la ley N°19.799 e incluye sellado de tiempo y firma electrónica avanzada. Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese este código en el sitio web www.diarioficial.cl

2. Tarifa BT2

Opción de tarifa en baja tensión 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	$FACP \times P_p \times PPAT \times PPBT \times FNPPB + FDPPB \times CDBT$
Cargo por potencia parcialmente presente en punta	$/kW/mes	$FACP \times P_p \times PPAT \times PPBT \times FNDPB + FDDPB \times CDBT$

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

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	$FACP \times P_p \times PPAT \times PPBT \times FNPPB + FDPPB \times CDBT - FDFPB \times (CDBT - PMPBT \times CDAT)$

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	$FACP \times P_p \times PPAT \times PPBT \times FNPPB + FDPPB \times CDBT - FDFPB \times (CDBT - PMPBT \times CDAT)$

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.

Este documento ha sido firmado electrónicamente de acuerdo con la ley N°19.799 e incluye sellado de tiempo y firma electrónica avanzada. Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese este código en el sitio web www.diarioficial.cl

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	$FACP \times P_p \times PPAT \times PPBT \times FNPPB + FDPPB \times CDBT - FDFPB \times (CDBT - PMPBT \times CDAT)$

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 y de la 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	$FACP \times P_p \times PPAT \times PPBT \times FNPPB$
Cargo por demanda máxima leída en horas de punta, en su componente de distribución.	$/kW/mes	$CDBT \times FDPPB - (CDBT - CDAT \times PMPBT) \times FDFPB$
Cargo por demanda máxima suministrada, en su componente de distribución.	$/kW/mes	$(CDBT - CDAT \times PMPBT) \times FDFPB$

6. Tarifa BT6

Opción tarifaria en baja tensión para suministros no residenciales con unidad de medida que es parte del Sistema de Medición, Monitoreo y Control (SMMC).

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Cargo Fijo Mensual	$/mes	CFUS
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	$FACP \times P_p \times PPAT \times PPBT \times FNPPB$
Cargo por demanda máxima leída en horas de punta, en su componente de distribución.	$/kW/mes	$CDBT \times FDPPB - (CDBT - CDAT \times PMPBT) \times FDFPB$
Cargo por demanda máxima suministrada, en su componente de distribución.	$/kW/mes	$(CDBT - CDAT \times PMPBT) \times FDFPB$

7. Tarifa AT2

Opción de tarifa en alta tensión 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	$FACP \times P_p \times PPAT \times FNPPA + CDAT \times FDPPA$
Cargo por potencia parcialmente presente en punta	$/kW/mes	$FACP \times P_p \times PPAT \times FNDPA + CDAT \times FDDPA$

8. Tarifa AT3

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

Este documento ha sido firmado electrónicamente de acuerdo con la ley N°19.799 e incluye sellado de tiempo y firma electrónica avanzada. Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese este código en el sitio web www.diarioficial.cl

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

9. Tarifas AT4

9.1 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	$FACP \times P_p \times PPAT \times FNPPA + CDAT \times FDPPA - CDAT \times FDFPA$

9.2 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	$FACP \times P_p \times PPAT \times FNPPA + CDAT \times FDPPA - CDAT \times FDFPA$

9.3 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	$FACP \times P_p \times PPAT \times FNPPA + CDAT \times FDPPA - CDAT \times FDFPA$

10. 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.

Este documento ha sido firmado electrónicamente de acuerdo con la ley N°19.799 e incluye sellado de tiempo y firma electrónica avanzada. Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese este código en el sitio web www.diarioficial.cl

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

11. Tarifa AT6

Opción tarifaria en alta tensión para suministros no residenciales con unidad de medida que es parte del Sistema de Medición, Monitoreo y Control (SMMC).

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Cargo Fijo Mensual	$/mes	CFUS
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	$FACP \times P_p \times PPAT \times FNPPA$
Cargo por demanda máxima leída en horas de punta, en su componente de distribución.	$/kW/mes	$CDAT \times FDPPA - CDAT \times FDFPA$
Cargo por demanda máxima suministrada, en su componente de distribución.	$/kW/mes	$CDAT \times FDFPA$

12. 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 respectiva empresa, sin que esas características o condiciones puedan significar discriminación alguna, sin perjuicio de la diferenciación por perfiles de consumos asociados a comportamientos horarios que pudiesen realizarse, debiendo dichas TFR estar disponibles para cualquier cliente que, cumpliendo las exigencias técnicas que para cada caso se establezcan, las solicite y acepte someterse a las limitaciones y condiciones de aplicación de las mismas.

Cada 12 meses de vigencia de la TFR, la empresa deberá verificar e informar a cada cliente que se encuentre acogido a una TFR, a través de 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 recibido con la opción tarifaria de referencia, para el mismo consumo. Si se verificare que la facturación con TFR es superior a la obtenida aplicando la opción tarifaria de referencia del mismo periodo, 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 doce 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 de que

Este documento ha sido firmado electrónicamente de acuerdo con la ley N°19.799 e incluye sellado de tiempo y firma electrónica avanzada. Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese este código en el sitio web www.diarioficial.cl

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 lo anterior, en el caso de aquellos clientes que opten por una tarifa TFR a contar de la fecha de publicación del decreto tarifario que fija las fórmulas tarifarias para el cuadrienio noviembre 2020–noviembre 2024, si la concesionaria deja de ofrecer dicha tarifa TFR, transcurridos los doce meses de aviso, los clientes acogidos a dicha opción tarifaria podrán optar a otra tarifa TFR o a la tarifa regulada que libremente escojan. En caso de que un cliente no manifieste su opción, se le aplicará la opción tarifaria de referencia asociada a la tarifa TFR que se deja de ofrecer.

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.

13. 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 y demanda máxima de potencia suministrada, podrán optar 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. 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.

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

13.1 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 de la demanda del cliente para cada una de las horas que hayan determinado la demanda máxima en horas de punta de la empresa distribuidora, conforme se establezca en el decreto de precios de nudo de corto plazo que se encuentre vigente al momento de la facturación.

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

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 doce meses, los registros faltantes hasta completarlos se deberán considerar como iguales al promedio de los registros en horas de punta existentes.

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

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

Consistentemente, para los clientes que hayan optado a este mecanismo, el resultado de la multiplicación del párrafo precedente corresponderá al cargo por compras de potencia [$/kW/mes], descrito en el Anexo N° 2 del presente informe técnico. Con todo, una vez determinado el aporte del cliente a los pagos por concepto de compra de potencia de la empresa

Este documento ha sido firmado electrónicamente de acuerdo con la ley N°19.799 e incluye sellado de tiempo y firma electrónica avanzada. Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese este código en el sitio web www.diarioficial.cl

distribuidora destinada al suministro de clientes regulados, esta deberá abonar o cargar, según corresponda, las diferencias respecto a lo que el cliente hubiere pagado mensualmente por compras de potencia de acuerdo con su opción tarifaria.

Los clientes que opten por la opción de reconocimiento horario deberán permanecer por un período mínimo de doce meses en este régimen.

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

14. Parámetros de las fórmulas tarifarias

14.1 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 ($/kW/mes) corresponde al precio de nudo de la potencia de punta promedio de la concesionaria, en [$/kW/mes] establecido en los decretos referidos en el párrafo anterior, el cual aplica solamente a la tarifa BT1b.

14.2 Cargo por servicio público

Corresponde al cargo por servicio público al que se refiere el artículo 212°-13 de la Ley. Se expresa en $/kWh.

14.3 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 los cargos que se determinen según las reglas establecidas en las disposiciones transitorias de la Ley N° 20.936. Se expresa en $/kWh.

14.4 Factores de expansión de pérdidas

Conforme a los parámetros presentados en el 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:

PMPAG : Factor de expansión de pérdidas de potencia en los sistemas de distribución en alta tensión en horas de punta de generación.

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

PMEA : Factor de expansión de pérdidas de energía en los sistemas de distribución en alta tensión.

PMPBG : Factor de expansión de pérdidas de potencia en los sistemas de distribución en baja tensión en horas de punta de generación.

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

PMEB : Factor de expansión de pérdidas de energía en los sistemas de distribución en baja tensión.

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

Año	Ítem	Área Típica											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2019	PMPAG	1,0149	1,0123	1,0272	1,0275	1,0158	1,0293	1,0306	1,0497	1,0209	1,0339	1,0387	1,0373
	PMPAD	1,0161	1,0116	1,0283	1,0241	1,0188	1,0348	1,0326	1,0815	1,0506	1,0441	1,0429	1,0463
	PMEA	1,0143	1,0114	1,0278	1,0278	1,0177	1,0334	1,0279	1,0662	1,0381	1,0441	1,0369	1,0427
	PMPBG	1,0469	1,0514	1,1095	1,0752	1,0612	1,1029	1,0368	1,0956	1,1308	1,0831	1,0615	1,1099
	PMPBD	1,0479	1,0530	1,1123	1,0745	1,0622	1,0946	1,0378	1,0746	1,1114	1,0693	1,0613	1,0965

Este documento ha sido firmado electrónicamente de acuerdo con la ley N°19.799 e incluye sellado de tiempo y firma electrónica avanzada. Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese este código en el sitio web www.diarioficial.cl

	PMEB	1,0539	1,0564	1,1171	1,0829	1,0706	1,1129	1,0444	1,0993	1,1270	1,0975	1,0765	1,1285
2020	PMPAG	1,0193	1,0149	1,0330	1,0314	1,0216	1,0327	1,0310	1,0544	1,0253	1,0358	1,0395	1,0412
	PMPAD	1,0196	1,0138	1,0317	1,0263	1,0232	1,0363	1,0321	1,0832	1,0537	1,0469	1,0434	1,0516
	PMEA	1,0193	1,0152	1,0343	1,0316	1,0235	1,0363	1,0290	1,0692	1,0419	1,0461	1,0381	1,0470
	PMPBG	1,0589	1,0631	1,1471	1,0997	1,0882	1,1104	1,0485	1,1173	1,1375	1,0837	1,0694	1,1187
	PMPBD	1,0601	1,0648	1,1497	1,0984	1,0887	1,1020	1,0491	1,0949	1,1179	1,0734	1,0690	1,1070
	PMEB	1,0658	1,0679	1,1550	1,1077	1,0976	1,1204	1,0570	1,1207	1,1337	1,0974	1,0849	1,1372
2021	PMPAG	1,0173	1,0139	1,0302	1,0288	1,0187	1,0307	1,0312	1,0529	1,0225	1,0353	1,0382	1,0405
	PMPAD	1,0181	1,0130	1,0300	1,0252	1,0214	1,0368	1,0328	1,0829	1,0504	1,0474	1,0423	1,0513
	PMEA	1,0171	1,0137	1,0312	1,0292	1,0208	1,0349	1,0291	1,0682	1,0387	1,0460	1,0363	1,0463
	PMPBG	1,0532	1,0585	1,1305	1,0901	1,0642	1,0975	1,0425	1,1122	1,1257	1,0763	1,0623	1,1018
	PMPBD	1,0547	1,0603	1,1331	1,0895	1,0651	1,0908	1,0433	1,0901	1,1081	1,0671	1,0620	1,0904
	PMEB	1,0598	1,0632	1,1382	1,0979	1,0735	1,1074	1,0503	1,1157	1,1227	1,0897	1,0777	1,1196
2022	PMPAG	1,0167	1,0139	1,0293	1,0275	1,0178	1,0321	1,0307	1,0528	1,0218	1,0348	1,0379	1,0406
	PMPAD	1,0178	1,0131	1,0292	1,0246	1,0207	1,0393	1,0328	1,0837	1,0509	1,0474	1,0420	1,0517
	PMEA	1,0163	1,0135	1,0303	1,0280	1,0198	1,0366	1,0287	1,0685	1,0387	1,0455	1,0359	1,0464
	PMPBG	1,0513	1,0577	1,1268	1,0844	1,0604	1,0935	1,0394	1,1108	1,1191	1,0733	1,0612	1,0985
	PMPBD	1,0534	1,0595	1,1294	1,0849	1,0617	1,0895	1,0405	1,0886	1,1044	1,0649	1,0611	1,0877
	PMEB	1,0575	1,0623	1,1345	1,0921	1,0697	1,1033	1,0463	1,1143	1,1176	1,0866	1,0762	1,1160
2023	PMPAG	1,0165	1,0138	1,0293	1,0272	1,0179	1,0313	1,0297	1,0531	1,0216	1,0356	1,0376	1,0408
	PMPAD	1,0177	1,0129	1,0293	1,0246	1,0209	1,0384	1,0317	1,0847	1,0508	1,0491	1,0418	1,0524
	PMEA	1,0162	1,0133	1,0303	1,0278	1,0199	1,0357	1,0275	1,0691	1,0386	1,0467	1,0357	1,0467
	PMPBG	1,0511	1,0576	1,1249	1,0834	1,0600	1,0927	1,0392	1,1113	1,1167	1,0724	1,0612	1,0974
	PMPBD	1,0532	1,0594	1,1277	1,0844	1,0615	1,0892	1,0404	1,0888	1,1032	1,0648	1,0612	1,0869
	PMEB	1,0571	1,0621	1,1325	1,0911	1,0692	1,1025	1,0457	1,1146	1,1158	1,0855	1,0759	1,1146
2024	PMPAG	1,0164	1,0138	1,0297	1,0267	1,0180	1,0317	1,0290	1,0538	1,0213	1,0367	1,0377	1,0412
	PMPAD	1,0177	1,0130	1,0299	1,0243	1,0212	1,0395	1,0310	1,0865	1,0502	1,0513	1,0418	1,0534
	PMEA	1,0161	1,0133	1,0306	1,0274	1,0201	1,0362	1,0268	1,0702	1,0381	1,0482	1,0357	1,0472
	PMPBG	1,0503	1,0575	1,1231	1,0821	1,0588	1,0905	1,0388	1,1114	1,1122	1,0710	1,0609	1,0955
	PMPBD	1,0526	1,0594	1,1262	1,0835	1,0607	1,0878	1,0401	1,0888	1,1002	1,0644	1,0612	1,0856
	PMEB	1,0563	1,0619	1,1306	1,0897	1,0681	1,1004	1,0450	1,1147	1,1121	1,0839	1,0752	1,1125

14.5 Cargos fijos

Los cargos fijos aplicables a clientes se determinan de la siguiente forma:

a) Medidor de energía

$$\mathrm{CFES} = \mathrm{FACF} \cdot \mathrm{Index}(\mathrm{CFE}_0)$$

b) Medidor de energía y medidor de demanda

$$\mathrm{CFDS} = \mathrm{FACF} \cdot \mathrm{Index}(\mathrm{CFD}_0)$$

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

$$\mathrm{CFHS} = \mathrm{FACF} \cdot \mathrm{Index}(\mathrm{CFH}_0)$$

d) Unidad de medida del SMMC

$$\mathrm{CFUS} = \mathrm{Index}(\mathrm{CFU}_0)$$

Dónde:

CFES : Cargo fijo para cliente con medidor de energía. Se expresa en $/mes.
CFDS : Cargo fijo para cliente con medidor de energía y medidor de demanda. Se expresa en $/mes.
CFHS : Cargo fijo para cliente con medidor de energía y medidor con resolución cada 15 minutos o inferior. Se expresa en $/mes.
CFUS : Cargo fijo para cliente con unidad de medida del SMMC. Se expresa en $/mes.

Este documento ha sido firmado electrónicamente de acuerdo con la ley N°19.799 e incluye sellado de tiempo y firma electrónica avanzada. Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese este código en el sitio web www.diarioficial.cl

FACF : Factor de ajuste del cargo fijo para el cumplimiento de la condición señalada en el inciso primero del artículo 185° de la LGSE.
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 de la demanda máxima de potencia suministrada. Se establece como valor base para la indexación. Se expresa en $/mes.
CFUo : Cargo fijo base de cliente con unidad de medida del SMMC. Se establece como valor base para la indexación. Se expresa en $/mes.
Index() : Equivale al valor indexado de la componente entre paréntesis, de conformidad con las fórmulas de indexación dispuestas en el numeral 1 del capítulo VII. Se expresa $/mes.

Finalmente, los CFEo, CFDo, CFEo y CFUo corresponden a aquellos del año base de la presente fijación (2019) y se presentan a continuación:

Área Típica	CFEo $/mes	CFDo $/mes	CFHo $/mes	CFUo $/mes
1	435,6	535,3	537,1	171,1
2	1.388,0	1.388,0	1.388,0	547,0
3	759,6	759,6	759,6	290,8
4	643,3	643,3	643,3	241,5
5	774,7	774,7	774,7	579,6
6	817,3	817,3	817,3	616,6
7	1.197,4	1.298,8	1.298,8	605,8
8	3.070,0	3.070,0	3.070,0	1.574,5
9	3.063,0	6.135,9	6.135,9	1.434,1
10	2.314,7	2.725,9	2.725,9	822,2
11	1.714,3	2.190,2	2.190,2	808,4
12	3.328,6	3.328,6	3.328,6	1.616,4

14.6 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 ATD. Estos costos se determinan en función de las siguientes expresiones:

$$\mathrm{CDAT} = (1 + \mathrm{FETR}) \cdot \mathrm{FSTCD} \cdot \mathrm{FACD} \cdot \mathrm{Index}(\mathrm{CDAT}_0)$$

$$\mathrm{CDBT} = (1 + \mathrm{FETR}) \cdot \mathrm{FSTCD} \cdot \mathrm{FACD} \cdot \mathrm{Index}(\mathrm{CDBT}_0)$$

Dónde:

FETR : Factores de equidad tarifaria residencial para la aplicación de lo contemplado en el artículo 191° de la Ley [8]. Dichos factores serán determinados en el decreto de precio de nudo promedio correspondiente.
CDAT : Costo de distribución sectorizado en alta tensión. Se determina a partir de la indexación del valor base CDATo (Index (CDATo)), de la sectorización. 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. Se expresa en $/kW/mes.
FACD : Factor de ajuste de los costos de distribución para el cumplimiento de la condición señalada en el inciso primero del artículo 185° de la LGSE[9].
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.
Index() : Equivale al valor indexado de la componente entre paréntesis, de conformidad con las fórmulas de indexación dispuestas en el numeral 1 del capítulo VII. Se expresa $/kW/mes.

[8]Ley 20.928 que establece mecanismos de equidad tarifaria.

[9]El inciso primero del artículo 185° de la Ley General de Servicios Eléctricos, establece que "[l]a estructuración de las tarifas deberá efectuarse de modo tal que reflejen los costos que dan origen al valor agregado de distribución resultante del proceso de tarificación. El cumplimiento de la condición señalada deberá explicitarse junto con la propuesta de fórmulas tarifarias a que se refiere el artículo 183 bis".

Este documento ha sido firmado electrónicamente de acuerdo con la ley N°19.799 e incluye sellado de tiempo y firma electrónica avanzada. Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese este código en el sitio web www.diarioficial.cl

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

Finalmente, los parámetros CDATo y CDBTo se obtienen a partir de los resultados expuestos en el numeral 2 del capítulo II del presente informe técnico, para el año base de la presente fijación (2019), de acuerdo a las siguientes expresiones:

$$\mathrm{CDAT}_0 = \frac{\mathrm{VADAT}_{\text{año base}}}{12}$$

$$\mathrm{CDBT}_0 = \frac{\mathrm{VADBT}_{\text{año base}}}{12} + \mathrm{CDAT}_0 \cdot \mathrm{PMPBT}$$

De esta forma, los parámetros resultantes se muestran a continuación:

Área Típica	CDATo $/kW/mes	CDBTo $/kW/mes
1	1.718,3	6.201,5
2	4.942,7	13.920,0
3	3.981,5	11.803,6
4	4.014,5	10.617,4
5	6.936,3	16.827,1
6	19.369,8	34.464,0
7	2.756,3	10.794,5
8	31.708,7	53.768,5
9	7.564,8	24.845,9
10	21.121,3	43.330,9
11	21.955,8	36.015,6
12	46.637,6	83.474,6

14.7 Factores de asignación de costos sectorizados

Como se indicó en los puntos 14.5 y 14.6 de este capítulo, los niveles tarifarios dados por las ATD a las cuales fueron asignadas las empresas concesionarias han sido sectorizados, con la finalidad de dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 185º de la Ley, y así reconocer la diversidad de costos unitarios al interior de la zona de concesión.

Manteniendo el nivel tarifario general dado por el ATD correspondiente al presente proceso de fijación tarifaria, los costos de distribución se sectorizaron a nivel comunal, valores que se muestran en el Anexo Nº1. Los factores de asignación de costos sectorizados FSTCD corresponden a coeficientes adimensionales que multiplican a los costos de distribución.

14.8 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.

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.

Este documento ha sido firmado electrónicamente de acuerdo con la ley N°19.799 e incluye sellado de tiempo y firma electrónica avanzada. Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese este código en el sitio web www.diarioficial.cl

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 para el año base de la presente fijación y para cada uno de los años del horizonte de tarificación, se calculan para dar cumplimiento a lo que se señala en los párrafos siguientes.

Los factores de coincidencia y horas de uso coincidentes asociados a la punta del sistema de distribución:

• Para las empresas de referencia de cada una de las ATD, estos se calculan de modo que, al aplicar la estructura tarifaria propuesta en el presente informe técnico a los suministros realizados por la empresa a través de sus instalaciones de distribución en el año base de la presente fijación, se reflejen los costos que dan origen al valor agregado de distribución resultante del proceso de tarificación, de conformidad con lo establecido en el inciso primero del artículo 185° de la Ley General de Servicios Eléctricos.

• Para el resto de las empresas concesionarias, las horas de uso y los factores de coincidencia fueron obtenidos de modo de reflejar, para el año base, la demanda máxima medida al ingreso del sistema de distribución, descontada por un porcentaje calculado sobre la base de la diferencia entre las pérdidas eficientes y las pérdidas reales de energía en el sistema de distribución.

Por otra parte, los factores de coincidencia y horas de uso coincidentes con la punta del sistema se calculan de manera de que permitan reflejar, para el año base, la demanda de facturación en horas de punta, calculada mensualmente como el promedio de las 52 demandas máximas leídas en horas de punta, en los últimos 12 meses, incluido el mes que se factura. Lo anterior se determina en base a los antecedentes entregados por las empresas distribuidoras en respuesta al Oficio Ordinario N° 457 de 2021, de la Comisión Nacional de Energía, respecto de la demanda registrada en el punto de ingreso al sistema de distribución.

ID	Empresa	Horas de uso			Factores de coincidencia									
		NHUDB	NHUNB	NHUDV	FNDPB	FDDPB	FNPPB	FDPPB	FDFPB	FNDPA	FDDPA	FNPPA	FDPPA	FDFPA
6	CHILQUINTA	499	457	0	0,5839	0,4272	0,8561	0,6515	0,3739	0,5031	0,9676	0,7451	0,9672	0,7450
8	EMELCA	446	597	0	0,3093	0,2409	0,3878	0,3901	0,3751	0,2302	0,2304	0,3568	0,5251	0,0750
9	LITORAL	442	449	293	0,4728	0,8801	0,8455	0,8797	0,8801	0,5674	0,8801	0,8636	0,8801	0,8801
10	ENEL	418	480	0	0,4733	0,4410	0,8412	0,7550	0,4900	0,5049	0,4901	0,8408	0,7644	0,6370
12	EEC	444	394	0	0,5413	0,5456	0,7972	0,7991	0,5953	0,4923	0,4960	0,7856	0,4762	0,2381
13	TILTIL	690	727	0	0,0090	0,1012	0,0165	0,1855	0,1012	0,0105	0,1340	0,0147	0,1350	0,0607
14	EEPA	443	383	0	0,6096	0,5896	0,8534	0,8866	0,6149	0,5543	0,6993	0,7962	0,8889	0,8784
18	CGED	535	435	0	0,5288	0,5042	0,6869	0,7666	0,4337	0,6446	0,6151	0,7499	0,8553	0,5144
20	COOPERSOL	340	380	0	0,7000	0,7000	0,7500	0,7500	0,4500	0,4000	0,5000	0,7500	0,8000	0,5000
21	COOPELAN	350	378	0	0,4286	0,6933	0,4762	0,9797	0,8634	0,1905	0,6541	0,5903	0,9549	0,2876
22	FRONTEL	464	462	0	0,5703	0,5958	0,8498	0,7991	0,3936	0,8731	0,5417	0,9306	0,7854	0,3653
23	SAESA	468	407	0	0,4713	0,4857	0,8066	0,7065	0,3971	0,5708	0,8083	0,7063	0,9616	0,5661
24	EDELAYSEN	434	559	0	0,8421	0,5065	0,8970	0,7010	0,7035	0,8423	0,3235	0,9421	0,5065	0,3799
25	EDELMAG	393	438	0	0,3280	0,4828	0,5964	0,6217	0,3403	0,4474	0,4900	0,6170	0,6858	0,2939
26	CODINER	401	456	0	0,5926	0,5857	0,8549	0,9371	0,6561	0,2279	0,5857	0,8537	0,8903	0,2927
28	EDECSA	403	484	0	0,4088	0,8191	0,7722	0,8300	0,4915	0,4635	0,6011	0,6721	0,9284	0,5242
29	CEC	468	429	0	0,3696	0,4161	0,3880	0,6242	0,4022	0,4324	0,6282	0,5725	0,8138	0,6243
31	LUZLINARES	331	404	0	0,7793	0,5851	0,8220	0,9860	0,9785	0,7793	0,6931	0,8195	0,9785	0,4242
32	LUZPARRAL	304	465	0	0,7737	0,6012	0,8704	0,9799	0,8055	0,5319	0,7933	0,6846	0,9799	0,4886
33	COPELEC	398	443	0	0,5687	0,6924	0,7107	0,7413	0,5156	0,8648	0,6442	0,8042	0,8052	0,2556
34	COELCHA	318	471	0	0,6299	0,4576	0,6297	0,5174	0,3590	0,3999	0,3238	0,5943	0,6336	0,1690
35	SOCOEPA	690	690	0	0,0116	0,1248	0,0281	0,1742	0,1539	0,0148	0,1016	0,0273	0,1249	0,0639

Este documento ha sido firmado electrónicamente de acuerdo con la ley N°19.799 e incluye sellado de tiempo y firma electrónica avanzada. Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese este código en el sitio web www.diarioficial.cl

36	COOPREL	305	442	0	0,3619	0,5339	0,7692	0,7762	0,7426	0,3167	0,6922	0,6334	0,9781	0,4405
39	LUZOSORNO	414	546	0	0,5644	0,5277	0,7292	0,9392	0,3925	0,5441	0,7849	0,6772	0,8118	0,2841
40	CRELL	405	464	0	0,5111	0,6207	0,8442	0,9784	0,4789	0,5344	0,5517	0,6362	0,7887	0,3585
44	SASIPA	400	415	0	0,5000	0,6000	0,8500	0,8000	0,4000	0,6000	0,8000	0,7500	0,6500	0,3500
45	MATAQUITO	500	500	0	0,4500	0,7500	0,6000	0,8500	0,5000	0,4500	0,8500	0,9000	0,9500	0,4000
46	DESA	230	230	0	0,7000	0,7000	0,7500	0,7500	0,4500	0,4000	0,5000	0,7500	0,8000	0,5000
6	CHILQUINTA	499	457	0	0,5839	0,4272	0,8561	0,6515	0,3739	0,5031	0,9676	0,7451	0,9672	0,7450

14.9 Factor de ajuste de los costos de distribución y de los cargos fijos

Con el objetivo de dar cuenta de la evolución del nivel tarifario a través de los años del horizonte de tarificación y de dar cumplimiento a lo establecido en el inciso primero del artículo 185° de la Ley General de Servicios Eléctricos, se definen factores de ajuste a los costos de distribución y cargos fijos base, definidos en los numerales 14.5 y 14.6.

Para las empresas de referencia de cada ATD, la definición de dichos factores se efectúa de modo que las tarifas resultantes reflejen los costos que dan origen al valor agregado de distribución resultante del proceso de tarificación. El cumplimiento de esta condición se explicita en el capítulo IV del presente informe técnico, y se verifica para el año base y para los años 2020, 2021 y 2022. Lo anterior, en consistencia con la información disponible de suministros efectuados por las concesionarias a través de sus instalaciones de distribución, obtenidas a partir de:

• Antecedentes presentados por las empresas distribuidoras a la Superintendencia para los años 2019 y 2020, a través del proceso de Ingresos de Explotación.

• Antecedentes informados a la Comisión en respuesta al Oficio Ordinario N° 274 de 2023 de la misma Comisión Nacional de Energía, para los años 2021 y 2022.

• Para los años 2023 y 2024, el nivel tarifario se ajusta de modo de representar la evolución de los costos de distribución medios y cargos fijos unitarios resultantes del Informe Técnico Definitivo para el cálculo del Valor Agregado de Distribución, cuadrienio 2020-2024[10].

Para las empresas concesionarias que no son de referencia en el presente proceso de fijación tarifaria, el factor de ajuste de los costos de distribución se define de modo tal que, en conjunto con la aplicación de los factores de coincidencia y horas de uso definidas en el numeral 14.8, permitan reflejar la demanda máxima medida al ingreso del sistema de distribución, obtenida según se señala en el numeral 14.8, para el año base y para los años 2020, 2021 y 2022. Lo anterior en consistencia con los antecedentes de demanda al ingreso del sistema de distribución que fueron informados por las concesionarias en respuesta al Oficio Ordinario N° 457 de 2021 y al Oficio Ordinario N° 274 de 2023, ambos de la Comisión Nacional de Energía.

En virtud de lo anteriormente señalado, se deberán incorporar al nivel tarifario los siguientes factores de ajuste anuales, que multiplican a los costos de distribución y a los cargos fijos, según corresponda.

Factor de ajuste de los costos de distribución (FACD)

ID	Empresa	2019		2020		2021		2022		2023		2024	
		CDATo	CDBTo	CDATo	CDBTo	CDATo	CDBTo	CDATo	CDBTo	CDATo	CDBTo	CDATo	CDBTo
6	CHILQUINTA	1,000000	1,000000	1,049268	1,020538	1,059611	1,014019	1,024246	0,992676	1,018339	1,020779	1,011935	1,021688
8	EMELCA	1,000000	1,000000	1,070750	1,072808	1,081069	1,093428	1,104616	1,101245	1,092237	1,179213	1,071568	1,214218
9	LITORAL	1,000000	1,000000	1,074113	1,009856	1,065704	0,999420	1,137532	1,080066	1,131990	1,126489	1,120928	1,126905
10	ENEL	1,000000	1,000000	1,094017	1,033320	1,151628	1,036434	1,061030	0,964019	1,054411	0,985392	1,042509	0,994051
12	EEC	1,000000	1,000000	1,024932	0,996868	1,095269	1,048144	1,217404	1,179881	1,210383	1,213284	1,202772	1,214364
13	TILTIL	1,000000	1,000000	1,162985	1,165220	1,174192	1,187616	1,157165	1,153633	1,144196	1,235311	1,122545	1,271981
14	EEPA	1,000000	1,000000	1,062504	1,052866	1,115014	1,062443	1,145481	1,036351	1,135805	1,059669	1,110695	1,047030
18	CGE	1,000000	1,000000	1,047770	0,995675	1,071125	0,978793	1,048599	0,958099	1,033375	0,988340	1,048188	1,014253
20	COOPERSOL	1,000000	1,000000	0,942182	0,919662	0,910389	0,886617	0,896787	0,862777	0,863749	0,878680	0,826426	0,879222
21	COOPELAN	1,000000	1,000000	1,205480	1,157639	1,190568	1,150859	1,086423	1,042142	1,054302	1,062122	1,016279	1,056306
22	FRONTEL	1,000000	1,000000	1,092908	1,044712	1,059709	0,995275	0,992514	0,924051	0,973786	0,961284	0,948286	0,978698
23	SAESA	1,000000	1,000000	1,002778	0,983772	0,981747	0,940351	0,896768	0,876652	0,882012	0,924068	0,865275	0,946055
24	EDELAYSEN	1,000000	1,000000	1,105106	1,056372	1,276192	1,198596	1,020374	0,949990	1,001121	0,988268	0,974905	1,006170
25	EDELMAG	1,000000	1,000000	1,067745	1,003869	1,011450	0,948540	0,990569	0,940527	0,985743	0,980952	0,976110	0,981314
26	CODINER	1,000000	1,000000	1,113060	1,068886	1,073442	1,037639	1,038867	0,996524	1,008151	1,015630	0,971793	1,010068
28	EDECSA	1,000000	1,000000	0,997583	0,978675	0,966720	0,925959	0,985510	0,963403	0,969293	1,015511	0,950901	1,039674
29	CEC	1,000000	1,000000	0,946786	0,920553	0,672529	0,663168	0,635676	0,596148	0,625380	0,655940	0,615891	0,674802
31	LUZLINARES	1,000000	1,000000	1,419066	1,356486	1,127407	1,058857	0,970935	0,903960	0,952614	0,940384	0,927669	0,957419
32	LUZPARRAL	1,000000	1,000000	1,094036	1,045790	1,106488	1,039210	0,987537	0,919418	0,968904	0,956465	0,943532	0,973791
33	COPELEC	1,000000	1,000000	0,950980	0,928251	0,852927	0,830655	0,751456	0,722958	0,723773	0,736284	0,692498	0,736739
34	COELCHA	1,000000	1,000000	1,213058	1,089512	1,096673	0,977284	0,955111	0,840136	0,945524	0,882945	0,926944	0,901898
35	SOCOEPA	1,000000	1,000000	1,254319	1,224339	2,127749	2,072189	2,095958	2,016471	2,018743	2,053640	1,931513	2,054907
36	COOPREL	1,000000	1,000000	0,947625	0,949447	0,896124	0,906369	0,865456	0,862815	0,855757	0,923902	0,839563	0,951328
39	LUZOSORNO	1,000000	1,000000	1,136475	1,086357	1,153171	1,083055	1,032705	0,961470	1,013220	1,000211	0,986687	1,018330
40	CRELL	1,000000	1,000000	1,073032	1,030447	0,929463	0,898462	0,838868	0,804677	0,814065	0,820104	0,784707	0,815613
44	SASIPA	1,000000	1,000000	1,176965	1,130255	1,135071	1,097213	1,098512	1,053738	1,066033	1,073940	1,027587	1,068059
45	MATAQUITO	1,000000	1,000000	1,122727	1,073216	1,073578	1,008301	0,989644	0,921379	0,970970	0,958505	0,945544	0,975868
46	DESA	1,000000	1,000000	1,122727	1,073216	1,073578	1,008301	0,989644	0,921379	0,970970	0,958505	0,945544	0,975868

[10]Informe aprobado mediante Resolución Exenta N° 465, de 5 de octubre de 2023, de la Comisión Nacional de Energía.

Este documento ha sido firmado electrónicamente de acuerdo con la ley N°19.799 e incluye sellado de tiempo y firma electrónica avanzada. Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese este código en el sitio web www.diarioficial.cl

Factor de ajuste de los cargos fijos (FACF)

ID	Empresa	2019				2020				2021				2022				2023				2024			
		CFEo	CFDo	CFHo	CFUo	CFEo	CFDo	CFHo	CFUo	CFEo	CFDo	CFHo	CFUo	CFEo	CFDo	CFHo	CFUo	CFEo	CFDo	CFHo	CFUo	CFEo	CFDo	CFHo	CFUo
6	CHILQUINTA	1,011767	1,011767	1,011767	1,000000	1,007219	1,007219	1,007219	1,936726	1,005761	1,005761	1,005761	1,908184	0,993979	0,993979	0,993979	1,888927	0,961954	0,961954	0,961954	1,870014	0,954581	0,954581	0,954581	1,851444
8	EMELCA	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	0,997752	0,997752	0,997752	1,355795	1,000521	1,000521	1,000521	1,358781	0,989739	0,989739	0,989739	1,339536	0,979218	0,979218	0,979218	1,319530	0,968958	0,968958	0,968958	1,299333
9	LITORAL	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	0,993876	0,993876	0,993876	0,990311	0,991210	0,991210	0,991210	0,985923	0,984006	0,984006	0,984006	0,974406	0,977017	0,977017	0,977017	1,820475	0,970317	0,970317	0,970317	1,806581
10	ENEL	1,011795	1,011795	1,011795	1,000000	1,015799	1,017184	1,017017	1,790766	0,975091	0,977486	0,977156	1,777323	1,013215	1,016212	1,015881	1,765634	0,977043	0,980385	0,979520	1,754530	0,972681	0,976462	0,974865	1,744009
12	EEC	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	0,988810	0,988810	0,988810	1,936726	0,977225	0,977225	0,977225	1,908184	0,969589	0,969589	0,969589	1,888927	0,961954	0,961954	0,961954	1,870014	0,954581	0,954581	0,954581	1,851444
13	TILTIL	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	0,997752	0,997752	0,997752	1,355795	1,000521	1,000521	1,000521	1,358781	0,989739	0,989739	0,989739	1,339536	0,979218	0,979218	0,979218	1,319530	0,968958	0,968958	0,968958	1,299333
14	EEPA	1,007206	1,007206	1,007206	1,000000	1,010055	1,011472	1,011472	0,976890	1,003064	1,005561	1,005561	1,509739	0,974196	0,977725	0,977725	1,475735	0,946133	0,950339	0,950339	1,454771	0,937531	0,942408	0,942408	1,436118
18	CGE	1,030653	1,030653	1,030653	1,000000	1,033468	1,033468	1,033468	0,982195	1,032999	1,032999	1,032999	0,966874	1,030014	1,030014	1,030014	0,950725	0,970776	0,970776	0,970776	1,857557	0,964091	0,964091	0,964091	1,840166
20	COOPERSOL	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	0,993563	0,994534	0,994534	1,718682	0,990668	0,992113	0,992113	1,710533	0,979349	0,982501	0,982501	1,682437	0,968074	0,972926	0,972926	1,653977	0,956927	0,963462	0,963462	1,625517
21	COOPELAN	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	0,997900	0,998356	0,998356	1,514226	0,986817	0,989727	0,989727	1,492331	0,979875	0,984248	0,984248	1,478229	0,972584	0,978586	0,978586	1,463384	0,965175	0,972742	0,972742	1,448169
22	FRONTEL	1,014092	1,014092	1,014092	1,000000	1,017123	1,017123	1,017123	0,984593	0,997940	0,997940	0,997940	0,969024	0,971353	0,971353	0,971353	0,950211	0,945675	0,945675	0,945675	0,931398	0,930870	0,930870	0,930870	0,912099
23	SAESA	1,010485	1,010485	1,010485	1,000000	1,001871	1,001871	1,001871	0,985335	0,980223	0,980223	0,980223	0,967736	0,957575	0,957575	0,957575	0,947550	0,943591	0,943591	0,943591	0,927536	0,927972	0,927972	0,927972	0,907005
24	EDELAYSEN	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	0,987398	0,987398	0,987398	0,984593	0,974795	0,974795	0,974795	0,969024	0,960235	0,960235	0,960235	0,950211	0,945675	0,945675	0,945675	0,931398	0,930870	0,930870	0,930870	0,912099
25	EDELMAG	0,959734	0,959734	0,959734	1,000000	0,956913	0,956913	0,956913	0,990311	0,925467	0,925467	0,925467	0,985923	0,922871	0,922871	0,922871	0,974406	0,977017	0,977017	0,977017	1,820475	0,970317	0,970317	0,970317	1,806581
26	CODINER	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	0,997900	0,998356	0,998356	1,514226	0,986817	0,989727	0,989727	1,492331	0,979875	0,984248	0,984248	1,478229	0,972584	0,978586	0,978586	1,463384	0,965175	0,972742	0,972742	1,448169
28	EDECSA	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	0,988383	0,988383	0,988383	0,985335	0,974313	0,974313	0,974313	0,967736	0,958823	0,958823	0,958823	0,947550	0,943591	0,943591	0,943591	0,927536	0,927972	0,927972	0,927972	0,907005
29	CEC	1,012598	1,012598	1,012598	1,000000	0,988805	0,988200	0,988200	1,499128	0,946433	0,964868	0,964868	1,459034	0,898739	0,923532	0,923532	1,420328	0,922951	0,960788	0,960788	1,392232	0,907868	0,959794	0,959794	1,355136
31	LUZLINARES	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	0,987398	0,987398	0,987398	0,984593	0,974795	0,974795	0,974795	0,969024	0,960235	0,960235	0,960235	0,950211	0,945675	0,945675	0,945675	0,931398	0,930870	0,930870	0,930870	0,912099
32	LUZPARRAL	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	0,987398	0,987398	0,987398	0,984593	0,974795	0,974795	0,974795	0,969024	0,960235	0,960235	0,960235	0,950211	0,945675	0,945675	0,945675	0,931398	0,930870	0,930870	0,930870	0,912099
33	COPELEC	1,037980	1,037980	1,037980	1,000000	0,835430	0,836247	0,836247	1,718682	0,916284	0,917620	0,917620	1,710533	0,849606	0,852340	0,852340	1,682437	0,968074	0,972926	0,972926	1,653977	0,956927	0,963462	0,963462	1,625517
34	COELCHA	1,027722	1,027722	1,027722	1,000000	0,983558	0,983558	0,983558	1,389879	0,873480	0,873480	0,873480	1,357152	0,789656	0,789656	0,789656	1,329065	0,930692	0,930692	0,930692	1,299740	0,914979	0,914979	0,914979	1,270045
35	SOCOEPA	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	0,993563	0,994534	0,994534	1,718682	0,990668	0,992113	0,992113	1,710533	0,979349	0,982501	0,982501	1,682437	0,968074	0,972926	0,972926	1,653977	0,956927	0,963462	0,963462	1,625517
36	COOPREL	1,015084	1,015084	1,015084	1,000000	0,981764	0,981764	0,981764	1,355795	0,920959	0,920959	0,920959	1,358781	0,862110	0,862110	0,862110	1,339536	0,979218	0,979218	0,979218	1,319530	0,968958	0,968958	0,968958	1,299333
39	LUZOSORNO	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	0,987398	0,987398	0,987398	0,984593	0,974795	0,974795	0,974795	0,969024	0,960235	0,960235	0,960235	0,950211	0,945675	0,945675	0,945675	0,931398	0,930870	0,930870	0,930870	0,912099
40	CRELL	1,024330	1,024330	1,024330	1,000000	0,974479	0,974925	0,974925	1,514226	0,950875	0,953679	0,953679	1,492331	0,908992	0,913049	0,913049	1,478229	0,972584	0,978586	0,978586	1,463384	0,965175	0,972742	0,972742	1,448169
44	SASIPA	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	0,997900	0,998356	0,998356	1,514226	0,986817	0,989727	0,989727	1,492331	0,979875	0,984248	0,984248	1,478229	0,972584	0,978586	0,978586	1,463384	0,965175	0,972742	0,972742	1,448169
45	MATAQUITO	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	0,987398	0,987398	0,987398	0,984593	0,974795	0,974795	0,974795	0,969024	0,960235	0,960235	0,960235	0,950211	0,945675	0,945675	0,945675	0,931398	0,930870	0,930870	0,930870	0,912099
46	DESA	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	0,987398	0,987398	0,987398	0,984593	0,974795	0,974795	0,974795	0,969024	0,960235	0,960235	0,960235	0,950211	0,945675	0,945675	0,945675	0,931398	0,930870	0,930870	0,930870	0,912099

Este documento ha sido firmado electrónicamente de acuerdo con la ley N°19.799 e incluye sellado de tiempo y firma electrónica avanzada. Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese este código en el sitio web www.diarioficial.cl

14.10 Factor de ajuste de las compras de potencia

De acuerdo con lo señalado en 14.8, los factores de coincidencia y horas de uso coincidentes con la punta del sistema se calculan de manera que permitan reflejar, para el año base, la demanda de facturación en horas de punta, calculada mensualmente como el promedio de las 52 demandas máximas leídas en horas de punta, en los últimos 12 meses, incluido el mes que se factura. Lo anterior, en base a los antecedentes entregados por las empresas distribuidoras en respuesta al Oficio Ordinario N° 457 de 2021, de la Comisión Nacional de Energía, respecto de la demanda registrada en el punto de ingreso al sistema de distribución.

Para los años 2020, 2021 y 2022, para efectos de reflejar en las fórmulas tarifarias del presente informe técnico la demanda de facturación en horas de punta que realiza la empresa distribuidora, se incorpora el Factor de Ajuste de las Compras de Potencia (FACP).

Dicho factor se obtuvo empleando los antecedentes entregados por las empresas concesionarias en respuesta al Oficio Ordinario N° 457 de 2021 y Oficio Ordinario N° 274 de 2023, ambos de la Comisión Nacional de Energía, respecto de la demanda registrada en el punto de ingreso al sistema de distribución. Sobre la base de dicha información, y utilizando los antecedentes de los suministros efectuados por las empresas desde sus instalaciones de distribución a clientes regulados, clientes libres y a otras distribuidoras, aportados a través del proceso de Ingresos de Explotación llevado a cabo por la Superintendencia y en respuesta al Oficio Ordinario N° 274 de 2023 de la Comisión Nacional de Energía, se definieron los siguientes factores de ajuste a incorporar en las fórmulas tarifarias, multiplicando a los factores de coincidencia y horas de uso coincidentes con la punta del sistema definidos en 14.8.

Factor de ajuste de las compras de potencia (FACP)

ID	Empresa	2019	2020	2021	2022	2023	2024
6	CHILQUINTA	1,000000	0,988482	1,009072	1,026783	1,026783	1,026783
8	EMELCA	1,000000	1,000000	1,000000	0,865744	0,865744	0,865744
9	LITORAL	1,000000	0,966164	0,983097	1,134483	1,134483	1,134483
10	ENEL	1,000000	1,060070	1,058961	1,001871	1,001871	1,001871
12	EEC	1,000000	0,961818	1,186559	1,120193	1,120193	1,120193
13	TILTIL	1,000000	1,352915	1,352915	1,352915	1,352915	1,352915
14	EEPA	1,000000	1,006684	0,995532	0,998720	0,998720	0,998720
18	CGED	1,000000	1,018961	1,047032	1,057338	1,057338	1,057338
20	COOPERSOL	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000
21	COOPELAN	1,000000	0,992460	1,064254	1,093316	1,093316	1,093316
22	FRONTEL	1,000000	1,007420	1,029813	1,020905	1,020905	1,020905
23	SAESA	1,000000	1,013126	0,995866	0,973271	0,973271	0,973271
24	EDELAYSEN	1,000000	1,011196	1,050766	1,028925	1,028925	1,028925
25	EDELMAG	1,000000	1,008039	0,977663	1,014921	1,014921	1,014921
26	CODINER	1,000000	1,016989	1,016989	1,016989	1,016989	1,016989
28	EDECSA	1,000000	1,022745	1,071335	1,007480	1,007480	1,007480
29	CEC	1,000000	1,050094	0,667913	0,643606	0,643606	0,643606
31	LUZLINARES	1,000000	0,997787	1,042143	1,077903	1,077903	1,077903
32	LUZPARRAL	1,000000	1,058620	1,116810	1,059389	1,059389	1,059389
33	COPELEC	1,000000	1,032754	1,052355	0,914708	0,914708	0,914708
34	COELCHA	1,000000	0,736695	1,007911	1,075910	1,075910	1,075910
35	SOCOEPA	1,000000	0,977813	1,875302	1,875302	1,875302	1,875302
36	COOPREL	1,000000	0,940925	0,757182	0,959380	0,959380	0,959380
39	LUZOSORNO	1,000000	1,004773	0,980335	0,942435	0,942435	0,942435
40	CRELL	1,000000	0,923507	1,038793	1,160783	1,160783	1,160783
44	SASIPA	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000
45	MATAQUITO	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000
46	DESA	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000

14.11 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 Nº 11T, en cuanto a distinguir un tipo de tarifa aplicable a clientes suministrados con este tipo de instalaciones. De esta forma, se conservaron las condiciones de tipificación o caracterización de clientes con suministro a través de instalaciones subterráneas establecidas 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 publicación del decreto tarifario correspondiente al periodo 2020-2024, abastecidos desde instaladas subterráneas existentes, y clientes abastecidos por nuevas instalaciones subterráneas, habilitadas con posterioridad al referido decreto, producto de nuevos desarrollos inmobiliarios y/o de la imposición de regulaciones municipales.

En el caso de las instalaciones subterráneas existentes, los factores se determinaron solo para aquellas empresas que cuentan actualmente con suministros subterráneos.

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

Este documento ha sido firmado electrónicamente de acuerdo con la ley N°19.799 e incluye sellado de tiempo y firma electrónica avanzada. Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese este código en el sitio web www.diarioficial.cl

a) Factores para suministros actuales

Código	Empresa	AT_A	AT_S	BT_AA	BT_SA	BT_AS	BT_SS
6	Chilquinta	0,9810	1,6677	0,9810	1,2386	1,1649	1,4226
10	Enel	0,9123	1,5509	0,9123	1,0977	1,1065	1,2919
18	CGE	0,9925	1,6873	0,9925	1,2748	1,1693	1,4516

Particularmente, para aquellas empresas concesionarias que a la fecha de entrada en vigencia del decreto tarifario del periodo 2020-2024 contaban con suministros subterráneos y no se encuentran individualizadas en la tabla anterior, se deberán aplicar los factores de determinados para el Caso 1 de la letra b) siguiente.

b) Factores para clientes asociados a suministros futuros

Caso 1: Para aquellas empresas concesionarias que a la fecha de publicación del decreto tarifario del periodo 2020-2024 no contaban con suministros subterráneos, se deberán considerar los siguientes factores dependiendo del área típica en la cual fue clasificada la empresa.

ATD	AT_A	AT_S	BT_AA	BT_SA	BT_AS	BT_SS
1	1,0000	1,7000	1,0000	1,2032	1,2129	1,4161
2	1,0000	1,7000	1,0000	1,2617	1,1878	1,4496
3	1,0000	1,7000	1,0000	1,2626	1,1874	1,4501
4	1,0000	1,7000	1,0000	1,2844	1,1781	1,4625
5	1,0000	1,7000	1,0000	1,3065	1,1686	1,4751
6	1,0000	1,7000	1,0000	1,4306	1,1154	1,5461
7	1,0000	1,7000	1,0000	1,1855	1,2205	1,4060
8	1,0000	1,7000	1,0000	1,4436	1,1099	1,5535
9	1,0000	1,7000	1,0000	1,2369	1,1985	1,4354
10	1,0000	1,7000	1,0000	1,3649	1,1436	1,5085
11	1,0000	1,7000	1,0000	1,4529	1,1059	1,5588
12	1,0000	1,7000	1,0000	1,4288	1,1162	1,5450

Caso 2: Para aquellas empresas concesionarias que a la fecha de publicación del decreto tarifario del periodo 2020-2024 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 : Cliente BT alimentado vía AT subterránea y BT aérea.
BT_AS : Cliente BT alimentado vía AT aérea y BT subterránea.
BT_SS : Cliente BT alimentado vía AT y BT subterránea.

IV. Cumplimiento de la Condición Señalada en el Inciso Primero del Artículo 185° de la LGSE

De acuerdo con lo que se establece en el inciso primero del artículo 185° de la Ley, la estructuración de las tarifas deberá efectuarse de modo que reflejen los costos que dan origen al valor agregado de distribución resultante del proceso de tarificación.

Para determinar dichos costos, para la empresa modelo asociada a cada ATD se obtienen las componentes de costo definidas en el artículo 182 de la Ley General de Servicios Eléctricos de la presente fijación, a saber:

• Costos fijos por concepto de gastos de administración, facturación y atención del usuario, independientes del consumo;
• Costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada.

Dichas componentes se encuentran dimensionadas en la Resolución Exenta N° 465 de 2023 de la Comisión Nacional de Energía, que aprueba el Informe Técnico Definitivo para el Cálculo del Valor Agregado de Distribución para el cuadrienio noviembre 2020 – noviembre 2024. En específico, en el capítulo 3. “RESULTADOS POR CATEGORÍA DE COSTOS”, y corresponden a:

Este documento ha sido firmado electrónicamente de acuerdo con la ley N°19.799 e incluye sellado de tiempo y firma electrónica avanzada. Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese este código en el sitio web www.diarioficial.cl

• Categoría A. Costos de inversión y ajuste por efectos del impuesto a la renta;
• Categoría B. Costos de operación y mantenimiento; y,
• Categoría C. Costos fijos independientes del consumo.

Por otro lado, y a partir de la información de los suministros efectuados por las empresas desde sus instalaciones de distribución a clientes regulados, otras distribuidoras, libres propios o de terceros, aportados a través del proceso de Ingresos de Explotación que lleva a cabo la Superintendencia, y como respuesta al Oficio Ordinario N° 274 de 2023 de la Comisión Nacional de Energía, se han calculado los ingresos que percibirían las concesionarias por concepto de costos de distribución y cargos fijos para los años 2019, 2020, 2021 y 2022, si a aquellos suministros se les aplicaran las tarifas dispuestas en el presente informe técnico. Dichos ingresos se presentan en la tabla siguiente como “Ingresos CD”, que corresponden a aquellos asociados a los costos de distribución “CDAT” y “CDBT”, y como “Ingresos CF”, que corresponden a los ingresos por concepto de aplicación de los cargos fijos “CFES”, “CFDS”, “CFHS” y “CFUS”.

Como resultado de lo anterior es posible verificar que, para cada uno de los años antes señalados, los ingresos resultantes de aplicar las estructuras y fórmulas tarifarias establecidas en el presente informe técnico equivalen a los costos que dan origen al Valor Agregado de Distribución, determinados en la Resolución Exenta N° 465 de 2023 de la Comisión Nacional de Energía. La tabla siguiente detalla el cumplimiento de la condición señalada:

Año	Empresa	ATD	Resultados ITD VAD 2020-2024 (MM CLP)	Ingresos con estructura tarifaria propuesta (MM CLP)		
				Ingresos CD	Ingresos CF	Total Ingresos
2019	Enel	1	**147.993**	137.784	10.209	**147.993**
	Edelmag	2	**8.619**	7.596	1.023	**8.619**
	Chilquinta	3	**57.420**	51.840	5.580	**57.420**
	CGE	4	**261.645**	238.932	22.713	**261.645**
	Saesa	5	**64.440**	60.255	4.185	**64.440**
	Frontel	6	**66.584**	62.992	3.592	**66.584**
	EEPA	7	**6.419**	5.551	868	**6.419**
	Cooprel	8	**5.638**	5.380	258	**5.638**
	CEC	9	**4.513**	4.063	450	**4.513**
	Copelec	10	**17.862**	16.022	1.840	**17.862**
	Crell	11	**7.913**	7.312	601	**7.913**
	Coelcha	12	**7.386**	6.766	620	**7.386**
2020	Enel	1	**149.745**	139.276	10.469	**149.745**
	Edelmag	2	**8.690**	7.661	1.029	**8.690**
	Chilquinta	3	**58.675**	52.989	5.686	**58.675**
	CGE	4	**263.653**	240.393	23.260	**263.653**
	Saesa	5	**64.132**	59.892	4.240	**64.132**
	Frontel	6	**71.906**	68.250	3.656	**71.906**
	EEPA	7	**6.667**	5.784	883	**6.667**
	Cooprel	8	**5.644**	5.387	257	**5.644**
	CEC	9	**4.559**	4.105	454	**4.559**
	Copelec	10	**17.917**	16.063	1.854	**17.917**
	Crell	11	**8.668**	8.067	601	**8.668**
	Coelcha	12	**9.221**	8.595	626	**9.221**
2021	Enel	1	**150.790**	140.151	10.639	**150.790**
	Edelmag	2	**8.718**	7.686	1.032	**8.718**
	Chilquinta	3	**59.487**	53.680	5.807	**59.487**
	CGE	4	**266.027**	242.260	23.767	**266.027**
	Saesa	5	**64.292**	59.978	4.314	**64.292**
	Frontel	6	**72.758**	69.051	3.707	**72.758**
	EEPA	7	**6.741**	5.857	884	**6.741**
	Cooprel	8	**5.866**	5.610	256	**5.866**
	CEC	9	**4.645**	4.186	459	**4.645**
	Copelec	10	**18.000**	16.144	1.856	**18.000**
	Crell	11	**8.821**	8.215	607	**8.821**
	Coelcha	12	**9.300**	8.667	633	**9.300**
2022	Enel	1	**157.979**	147.207	10.772	**157.979**
	Edelmag	2	**8.798**	7.758	1.040	**8.798**
	Chilquinta	3	**60.840**	54.962	5.878	**60.840**
	CGE	4	**275.682**	251.353	24.329	**275.682**
	Saesa	5	**65.281**	60.928	4.353	**65.281**
	Frontel	6	**73.935**	70.199	3.737	**73.935**
	EEPA	7	**6.803**	5.926	877	**6.803**
	Cooprel	8	**5.801**	5.544	257	**5.801**
	CEC	9	**4.592**	4.131	462	**4.592**
	Copelec	10	**18.001**	16.112	1.889	**18.001**
	Crell	11	**8.774**	8.165	609	**8.774**
	Coelcha	12	**9.257**	8.618	638	**9.257**

Este documento ha sido firmado electrónicamente de acuerdo con la ley N°19.799 e incluye sellado de tiempo y firma electrónica avanzada. Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese este código en el sitio web www.diarioficial.cl

V. Saldos de Estabilización Ley N° 21.194

De conformidad con lo establecido en el artículo decimotercero transitorio de la ley N° 21.194, los niveles de precios asociados al valor agregado por concepto de costos de distribución que estén siendo aplicados o las tarifas inferiores a las tarifas máximas que se estén facturando, ambas a la fecha de publicación de dicha ley, permanecerán constantes en pesos hasta el término de su vigencia. Cabe señalar que, al momento de publicación de la ley N° 21.194, las tarifas vigentes correspondían a aquellas establecidas para el cuatrienio noviembre 2016–noviembre 2020, definidas en el decreto 11T de 2016.

Luego, el mismo artículo señala que los saldos que resulten de la aplicación de lo anterior deberán ser actualizados únicamente por el IPC e incorporados a las tarifas resultantes de los siguientes procesos de tarificación de los suministros a clientes regulados realizados por las empresas concesionarias de servicio público de distribución. Lo anterior, sujeto a que la cuenta promedio nacional a cliente residencial, calculada sobre la base de un consumo tipo, no experimente un alza. Con todo, la totalidad de los saldos generados deberán incorporarse, como máximo, dentro de los dos períodos tarifarios asociados a los suministros a clientes regulados realizados por las empresas concesionarias de servicio público de distribución cuatrienales siguientes. En particular, los procesos tarifarios cuatrienales a los que se refiere la ley N° 21.194 corresponden al cuatrienio noviembre 2020–noviembre 2024 (materia del presente informe técnico), y al cuatrienio noviembre 2024–noviembre 2028.

De conformidad con lo establecido en el artículo decimotercero transitorio de la ley N° 21.194, la Comisión, a través de Resolución Exenta N° 406 de 29 de octubre de 2020, estableció las disposiciones necesarias para la aplicación de lo señalado en el párrafo precedente.

Así, dando cumplimiento al procedimiento establecido en la señalada resolución, el Coordinador Eléctrico Nacional calculó los saldos resultantes de lo señalado en el artículo decimotercero transitorio de la ley N° 21.194. Los montos por empresa distribuidora se muestran en la tabla siguiente[11], y se presentan en pesos chilenos a noviembre de 2020.

ID	Empresa	Saldos ley N° 21.194
6	CHILQUINTA	4.641.161.351
8	EMELCA	22.741.733
9	LITORAL	106.963.083
10	ENEL	1.003.128.774
12	EEC	56.426.650
13	TILTIL	22.155.188
14	EEPA	37.893.660
15	LUZANDES	15.240.769
18	CGE	9.397.698.156
20	COOPERSOL	-335.584
21	COOPELAN	109.629.134
22	FRONTEL	1.606.533.326
23	SAESA	4.766.639.020
24	EDELAYSEN	271.854.709
25	EDELMAG	420.651.637
26	CODINER	35.740.734
28	EDECSA	26.299.569
29	CEC	8.380.630
31	LUZLINARES	118.800.031
32	LUZPARRAL	137.783.001
33	COPELEC	80.950.659
34	COELCHA	-33.188.148
35	SOCOEPA	52.083.834
36	COOPREL	113.619.471
39	LUZOSORNO	394.425.124
40	CRELL	219.085.958
44	SASIPA	-
45	MATAQUITO	114.965
46	DESA	-
	Total	23.632.477.434

[11]Los saldos asociados a las empresas Emelari, Eqlisa, Elecda, Emelat y Conafe se incorporaron junto con aquellos correspondientes a la empresa CGE.

Este documento ha sido firmado electrónicamente de acuerdo con la ley N°19.799 e incluye sellado de tiempo y firma electrónica avanzada. Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese este código en el sitio web www.diarioficial.cl

Conforme lo establecido en el artículo decimotercero transitorio de la ley N° 21.194 y en el artículo 14 de la Resolución Exenta N° 406 de 2020, previo a incorporar dichos saldos a las tarifas resultantes del proceso de tarificación, corresponde a la Comisión verificar que la cuenta promedio nacional a cliente residencial, calculada sobre la base de un consumo tipo, no experimente un alza respecto de las tarifas vigentes al momento de realizar el cálculo. Dicha cuenta tipo se basa en: i) la estructura tarifaria vigente al momento de elaboración del presente informe técnico, y ii) la estructura tarifaria asociada al proceso tarifario del cuatrienio noviembre 2020–noviembre 2024, es decir, aquella propuesta en el presente informe técnico.

La cuenta tipo anteriormente señalada se calculó sobre la base de las tarifas aplicables a clientes residenciales vigentes (definidas en el Decreto 11T de 2016) y aquellas definidas en el numeral 1 del capítulo III del presente informe técnico, con las siguientes consideraciones:

- Se utilizó un consumo tipo de 180 kWh.
- Se empleó la información de los suministros efectuados por las empresas concesionarias a clientes regulados residenciales, a través de sus instalaciones de distribución, informada como respuesta al Oficio Ordinario N° 239 de 2021 de la Comisión Nacional de Energía.
- A dichos suministros, desagregados a nivel de comuna y opción tarifaria, se les aplicaron las fórmulas tarifarias que correspondan, sobre la base del consumo tipo ya señalado.
- Así, con los parámetros establecidos en el Decreto 11T de 2016 del Ministerio de Energía vigentes al momento de la elaboración del presente informe técnico, se calcularon los cargos por energía y potencia, por servicio público, por uso del sistema transmisión, cargos fijos y cargos de distribución que corresponde pagar a los clientes residenciales al momento de elaboración del presente informe técnico[12]. Con las componentes anteriormente calculadas, se obtiene la cuenta tipo promedio por comuna y opción tarifaria para las tarifas vigentes.
- En base a la misma información de consumos, utilizando los parámetros establecidos en el numeral 14 del capítulo III, se calcularon los cargos por energía y potencia, por servicio público, por uso del sistema transmisión, cargos fijos y cargos de distribución que correspondería pagar si las tarifas propuestas se aplicaran a la fecha de elaboración del presente Informe Técnico[13]. Con las componentes anteriormente calculadas se obtiene la cuenta tipo promedio por comuna y opción tarifaria para las tarifas propuestas.
- Las cuentas tipo promedio anteriormente obtenidas se ponderan según la energía correspondiente a cada comuna y opción tarifaria en relación con la energía total, de modo de obtener el promedio ponderado a nivel nacional.

Los resultados de la aplicación de lo señalado en los puntos anteriores arroja que la cuenta tipo promedio a nivel nacional que se obtendría aplicando las tarifas propuestas en el presente informe técnico, a su fecha de publicación, experimentan un alza del 6,8% respecto de las tarifas vigentes.

En consecuencia, no corresponde la incorporación de los saldos resultantes de la aplicación del artículo decimotercero transitorio de la ley N° 21.194, los cuales deberán ser incorporados en las tarifas de proceso tarifario cuatrienal noviembre 2024–noviembre 2028.

VI. Verificación de Rentabilidad de la Industria

Conforme se establece en el artículo 185º de la Ley, con las tarifas básicas preliminares determinadas en el presente informe técnico se procedió a verificar la rentabilidad de la industria después de impuestos. Así, en cumplimiento con el procedimiento establecido en la Ley, se emplearon las siguientes fuentes de información:

a) Valor Nuevo de Reemplazo para las instalaciones de distribución existentes al 31 de diciembre de 2018, fijado por la Superintendencia y dirimido ante el Panel de Expertos, conforme a la siguiente desagregación:

- Alta tensión;
- Subestaciones de distribución;
- Baja tensión;

[12]Las tarifas por concepto de Valor Agregado de Distribución, de conformidad con lo establecido en la ley N° 21.194, se encuentran constantes en pesos chilenos a contar de la fecha de publicación de dicha ley y hasta el término de su vigencia.

[13]Para efectos de dicho cálculo, los cargos por concepto de Valor Agregado de Distribución se han indexado a noviembre de 2023, según las fórmulas establecidas en el capítulo VII.

Este documento ha sido firmado electrónicamente de acuerdo con la ley N°19.799 e incluye sellado de tiempo y firma electrónica avanzada. Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese este código en el sitio web www.diarioficial.cl

- Empalmes y Medidores;
- Bienes muebles e inmuebles;
- Bienes intangibles; y
- Capital de explotación.

b) Costos de explotación correspondientes al año 2019, fijados por la Superintendencia, y dirimidos ante el Panel de Expertos, 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.

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

a) Valor Nuevo de Reemplazo (VNR 2018), en pesos al 31 de diciembre de 2019:

ID	Empresa	VNR Fijado $dic 19
6	CHILQUINTA	353.523.431.314
8	EMELCA	2.466.650.578
9	LITORAL	30.262.135.994
10	ENEL	1.097.508.285.738
12	EEC	13.104.623.614
13	TILTIL	3.341.986.538
14	EEPA	22.735.559.297
18	CGED	1.247.357.590.493
20	COOPERSOL	1.748.275.073
21	COOPELAN	36.664.372.493
22	FRONTEL	300.765.592.511
23	SAESA	324.662.378.410
24	EDELAYSEN	33.988.456.100
25	EDELMAG	31.718.941.454
26	CODINER	26.312.435.413
28	EDECSA	12.554.371.249
29	CEC	11.233.838.913
31	LUZLINARES	33.520.024.551
32	LUZPARRAL	36.257.340.696
33	COPELEC	69.187.822.848
34	COELCHA	21.782.577.868
35	SOCOEPA	13.670.163.874
36	COOPREL	13.214.781.195
39	LUZOSORNO	40.737.662.702
40	CRELL	24.107.154.039
43	SASIPA	5.540.668.142
	Total	3.807.967.121.097

b) Costos de explotación (CExp2019), en pesos al 31 de diciembre de 2019

ID	Empresa	CExp Fijado $dic19
6	CHILQUINTA	244.587.726.596
8	EMELCA	2.257.015.038
9	LITORAL	12.551.520.516
10	ENEL	895.272.638.324

Este documento ha sido firmado electrónicamente de acuerdo con la ley N°19.799 e incluye sellado de tiempo y firma electrónica avanzada. Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese este código en el sitio web www.diarioficial.cl

12	EEC	8.231.566.954
13	TIL-TIL	1.349.655.664
14	EEPA	18.322.959.458
18	CGE	1.182.118.415.612
20	COOPERSOL	277.713.909
21	COOPELAN	11.053.343.457
22	FRONTEL	104.754.860.314
23	SAESA	172.393.862.050
24	EDELAYSEN	19.595.488.591
25	EDELMAG	28.460.073.302
26	CODINER	7.302.093.428
28	EDECSA	5.292.526.204
29	CEC	7.844.652.006
31	LUZLINARES	11.778.545.482
32	LUZPARRAL	9.213.208.112
33	COPELEC	22.360.822.698
34	COELCHA	6.178.528.088
35	SOCOEPA	4.556.072.883
36	COOPREL	4.826.947.359
39	LUZ OSORNO	13.008.667.724
40	CRELL	10.044.103.940
43	SASIPA	3.294.818.719
	Total	2.806.927.826.427

c) Ingresos de explotación (IExp2019), en pesos al 31 de diciembre de 2019

Con las estructuras y parámetros tarifarios definidos en el presente informe técnico se establecen los ingresos de explotación que las empresas concesionarias hubieran percibido durante el ejercicio del año anterior al de la fijación (2019). Estos ingresos se obtienen como resultado de aplicar las fórmulas tarifarias establecidas en el presente informe técnico a la totalidad de los suministros efectuados por las empresas desde sus instalaciones de distribución a clientes regulados, clientes libres y a otras distribuidoras[14].

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.
- 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 valorizados a tarifa regulada.
- Ingresos por ventas a clientes por peajes de distribución.
- Ingresos por servicios del artículo 193° de la Ley.

Conforme lo señalado, los ingresos resultantes, en $ del 31 de diciembre de 2019 son los siguientes:

ID	Empresa	IExp Calculado $dic19
6	CHILQUINTA	261.241.974.937
8	EMELCA	-
9	LITORAL	14.006.677.455
10	ENEL	950.473.144.912
12	EEC	10.084.040.943
13	TIL-TIL	3.569.140.907
14	EEPA	20.937.361.110
18	CGE	1.251.831.768.900
20	COOPERSOL	-
21	COOPELAN	16.279.215.547
22	FRONTEL	136.832.132.269
23	SAESA	200.391.725.801
24	EDELAYSEN	24.905.674.927
25	EDELMAG	32.995.391.721
26	CODINER	9.632.711.742
28	EDECSA	6.547.622.805

[14]Los ingresos se determinan con independencia del aporte de terceros a que se refiere el artículo 186º de la Ley.

Este documento ha sido firmado electrónicamente de acuerdo con la ley N°19.799 e incluye sellado de tiempo y firma electrónica avanzada. Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese este código en el sitio web www.diarioficial.cl

ID	Empresa	IExp Calculado $dic19
29	CEC	10.905.803.164
31	LUZLINARES	19.310.939.749
32	LUZPARRAL	15.488.200.678
33	COPELEC	31.353.957.791
34	COELCHA	10.466.084.189
35	SOCOEPA	3.893.184.476
36	COOPREL	8.695.550.591
39	LUZ OSORNO	20.602.959.861
40	CRELL	14.972.117.291
43	SASIPA	-
44	MATAQUITO	-
45	DESA	-
	Total	3.075.417.381.764

No se realizó el cálculo de los ingresos de las empresas Emelca, Coopersol, Sasipa, Mataquito y DESA, puesto que no se contó con los antecedentes de ventas físicas realizadas a través de sus instalaciones de distribución, para el año 2019.

d) Impuesto a la renta

Para efectos de calcular la rentabilidad de la industria después de impuestos de conformidad con lo establecido en el artículo 185° de la Ley General de Servicios Eléctricos, se utiliza una tasa de impuesto a la renta del 27% y se considera que el capital se deprecia conforme a la vida útil tributaria (SII) promedio del VNR de todas las instalaciones.

e) Verificación de rentabilidad de la industria

Considerando 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 185º de la Ley, considerando los siguientes valores agregados de la industria expresados en pesos del 31 de diciembre de 2019:

Ítem	Monto
Valor Nuevo de Remplazo ($)	3.798.211.527.304
Costos de Explotación ($)	2.801.098.278.761
Ingresos de Explotación ($)	3.075.417.381.764

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, después de impuestos:

Tasa de rentabilidad económica de la industria: 5,98 %

Por lo tanto, como la tasa no difiere en más de dos puntos al alza y tres puntos a la baja del 6% establecido para el presente proceso tarifario, los valores agregados que dan origen a los ingresos deben ser aceptados[15].

Adicionalmente, se procedió a calcular a través de la misma metodología, la rentabilidad de la industria para los años 2020, 2021 y 2022. Para ello, se utilizaron las fuentes de información antes indicadas para cada año de evaluación, con excepción del VNR, el cual corresponde a aquel resultante de aplicar las Adiciones y Retiros fijadas por la Superintendencia anualmente, e informadas a la Comisión a través de Oficio Ordinario N° 199.837 del 15 de noviembre de 2023. Asimismo, para los costos de explotación del año 2022 se consideraron aquellos presentados por las empresas concesionarias, puesto que a la fecha de emisión del presente informe técnico estos no han sido fijados por la Superintendencia.

[15]Respecto a la verificación de rentabilidad efectuada, cabe señalar 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, habida cuenta de de que la forma de determinar los pagos por este concepto, efectuados tanto por los clientes a las 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.

Este documento ha sido firmado electrónicamente de acuerdo con la ley N°19.799 e incluye sellado de tiempo y firma electrónica avanzada. Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese este código en el sitio web www.diarioficial.cl

De este modo, se obtuvo que la rentabilidad de la industria es aquella que se muestra a continuación, cumpliéndose lo establecido en el artículo 187° de la Ley General de Servicios Eléctricos, es decir, que esta no difiera en más de cinco puntos de la tasa de actualización del proceso tarifario.

- Año 2020: 6,48%
- Año 2021: 5,22%
- Año 2022: 3,61%[16]

VII. Otros Parámetros a Considerar en el Decreto Tarifario

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

• Fórmulas de indexación, coeficientes e indicadores.
• Factor de corrección por aportes de terceros.

1. Coeficientes y fórmulas de indexación

Según se establece en el artículo 187º de la Ley, los valores agregados deben expresarse en términos tales que permitan su indexación con los índices de precio de los principales insumos de la distribución. Estos se obtienen a partir de lo establecido en la Resolución Exenta N° 465 de 2023, que aprueba el Informe Técnico Definitivo para el Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución, cuadrienio 2020 – 2024.

a) Indexadores definidos

• IPC: Índice de Precios al Consumidor, índice general, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas de Chile, 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 del Gobierno de los Estados Unidos de América (Código BLS: CUUR0000SA0), correspondiente al segundo mes anterior a aquel mes en que las tarifas resultantes serán aplicadas.
• D: tipo de cambio observado para el dólar de los Estados Unidos de Norteamérica, publicado por el Banco Central de Chile, “Dólar Observado”, correspondiente al valor promedio 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	103,470	Octubre 2019
CPI_0	257,346	Octubre 2019
D_0	721,030	Octubre 2019

b) Fórmulas de indexación

En las siguientes fórmulas de indexación los parámetros denominados IA, OA, AA, IB, OB y AB 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)

$$\mathrm{Index}(CDAT_0) = CDAT_0 \cdot \left\{\left(IA1 \cdot \beta + OA1 + AA1 \cdot \frac{t}{t_0} \cdot \frac{1-t_0}{1-t}\right) \cdot \frac{IPC}{IPC_0} + \left(IA2 \cdot \beta + OA2 + AA2 \cdot \frac{t}{t_0} \cdot \frac{1-t_0}{1-t}\right) \cdot \frac{CPI}{CPI_0} \cdot \frac{D}{D_0}\right\}$$

[16] La rentabilidad de la industria para el año 2022 fue calculada con los Costos de Explotación presentados por las empresas a la Superintendencia durante el proceso de Fijación 2022. Es importante destacar que este valor es preliminar y está sujeto a la fijación por parte de la Superintendencia.

Este documento ha sido firmado electrónicamente de acuerdo con la ley N°19.799 e incluye sellado de tiempo y firma electrónica avanzada. Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese este código en el sitio web www.diarioficial.cl

Costos de distribución en BT (CDBT)

$$\text{Index}(\text{CDBT}_0) = \text{CDBT}_0 \cdot \left\{\left(\text{IB1} \cdot \beta + \text{OB1} + \text{AB1} \cdot \frac{t}{t_0} \cdot \frac{1-t_0}{1-t}\right) \cdot \frac{\text{IPC}}{\text{IPC}_0} + \left(\text{IB2} \cdot \beta + \text{OB2} + \text{AB2} \cdot \frac{t}{t_0} \cdot \frac{1-t_0}{1-t}\right) \cdot \frac{\text{CPI}}{\text{CPI}_0} \cdot \frac{D}{D_0}\right\}$$

En estas fórmulas, los costos de distribución quedan expresados a través del tiempo en función de indexadores corrientes, indexadores base y costos de distribución base (CDATo y CDBTo), expresados en pesos al 31 de diciembre de 2019.

Por si parte, se plantean las fórmulas de indexación asociadas a los cargos fijos, las que quedan definidas de la siguiente manera:

Cargo fijo medidor de energía

$$\text{Index}(\text{CFE}_0) = \text{CFE}_0 \cdot \frac{\text{IPC}}{\text{IPC}_0}$$

Cargo fijo medidor de energía y medidor de demanda

$$\text{Index}(\text{CFD}_0) = \text{CFD}_0 \cdot \frac{\text{IPC}}{\text{IPC}_0}$$

Cargo fijo medidor de energía y medidor con resolución cada 15 minutos o inferior

$$\text{Index}(\text{CFH}_0) = \text{CFH}_0 \cdot \frac{\text{IPC}}{\text{IPC}_0}$$

Cargo fijo Unidad de Medida que es parte del SMMC

$$\text{Index}(\text{CFU}_0) = \text{CFU}_0 \cdot \frac{\text{IPC}}{\text{IPC}_0}$$

Dónde:

$\text{CDAT}_0, \text{CDBT}_0, \text{CFE}_0, \text{CFD}_0, \text{CFH}_0, \text{CFU}_0$	:	Corresponde tanto a los costos de distribución como a los cargos fijos en la fecha base, es decir, en pesos chilenos del 31 de diciembre del 2019.
$\text{IA1}, \text{IB1}$	:	Proporción de los costos de distribución que varía con el IPC en componente de inversión.
$\text{IA2}, \text{IB2}$	:	Proporción de los costos de distribución que varía con el CPI en componente de inversión.
$\text{OA1}, \text{OB1}$	:	Proporción de los costos de distribución que varía con el IPC en componente de operación.
$\text{OA2}, \text{OB2}$	:	Proporción de los costos de distribución que varía con el CPI en componente de operación.
$\text{AA1}, \text{AB1}$	:	Proporción de los costos de distribución que varía con el IPC en componente de ajuste por efectos de impuesto a la renta.
$\text{AA2}, \text{AB2}$	:	Proporción de los costos de distribución que varía con el CPI en componente de ajuste por efectos de impuesto a la renta.
IPC	:	Índice de Precios al Consumidor, índice general, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas de Chile.
CPI	:	*Consumer Price Index (All Urban Consumers)*, publicado por el *Bureau of Labor Statistics* del gobierno de los Estados Unidos de América (Código BLS: CUUR0000SA0).
D	:	Tipo de cambio observado para el dólar de los Estados Unidos de Norteamérica, publicado por el Banco Central de Chile, "Dólar Observado".
t	:	Tasa de impuestos a las utilidades de primera categoría aplicable a la empresa modelo.
IPC_0	:	Valor base del índice de precios al consumidor.
CPI_0	:	Valor base del *Consumer Price Index (All Urban Consumers).*
D_0	:	Valor base del tipo de cambio.
t_0	:	Valor base de la tasa de impuesto a las utilidades de primera categoría.
β	:	Factor de corrección por aportes de terceros.

Este documento ha sido firmado electrónicamente de acuerdo con la ley N°19.799 e incluye sellado de tiempo y firma electrónica avanzada. Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese este código en el sitio web www.diarioficial.cl

c) Indexadores y proporciones de costo en Costo de Distribución AT (CDAT)

Año	Área Típica	IA1	OA1	AA1	IA2	OA2	AA2
2019	1	0,2512	0,3703	0,0445	0,2613	0,0311	0,0416
	2	0,1392	0,6258	0,0238	0,1647	0,0189	0,0276
	3	0,1052	0,5005	0,0180	0,3064	0,0232	0,0467
	4	0,1025	0,4633	0,0180	0,3252	0,0389	0,0521
	5	0,1132	0,4223	0,0192	0,3385	0,0525	0,0543
	6	0,1084	0,3802	0,0178	0,3845	0,0522	0,0569
	7	0,0823	0,6814	0,0140	0,1747	0,0197	0,0279
	8	0,0939	0,5655	0,0149	0,2560	0,0284	0,0413
	9	0,0554	0,7106	0,0089	0,1800	0,0153	0,0298
	10	0,1028	0,4370	0,0164	0,3432	0,0461	0,0545
	11	0,1076	0,5101	0,0173	0,2870	0,0321	0,0459
	12	0,1055	0,5075	0,0168	0,2938	0,0321	0,0443
2020	1	0,2458	0,3759	0,0435	0,2617	0,0307	0,0424
	2	0,1330	0,6408	0,0227	0,1587	0,0182	0,0266
	3	0,1011	0,5091	0,0173	0,3040	0,0225	0,0460
	4	0,1037	0,4602	0,0181	0,3285	0,0375	0,0520
	5	0,1092	0,4410	0,0185	0,3279	0,0506	0,0528
	6	0,0962	0,4436	0,0158	0,3471	0,0462	0,0511
	7	0,0813	0,6794	0,0137	0,1770	0,0206	0,0280
	8	0,0939	0,5655	0,0149	0,2560	0,0284	0,0413
	9	0,0557	0,7057	0,0089	0,1837	0,0155	0,0305
	10	0,1027	0,4366	0,0163	0,3437	0,0461	0,0546
	11	0,0943	0,5690	0,0151	0,2530	0,0280	0,0406
	12	0,0763	0,6412	0,0122	0,2148	0,0231	0,0324
2021	1	0,2424	0,3794	0,0431	0,2621	0,0304	0,0426
	2	0,1330	0,6398	0,0229	0,1592	0,0184	0,0267
	3	0,1006	0,5077	0,0172	0,3059	0,0224	0,0462
	4	0,1034	0,4545	0,0181	0,3350	0,0368	0,0522
	5	0,1081	0,4436	0,0184	0,3271	0,0502	0,0526
	6	0,0949	0,4462	0,0156	0,3469	0,0456	0,0508
	7	0,0795	0,6741	0,0135	0,1837	0,0203	0,0289
	8	0,0904	0,5807	0,0144	0,2472	0,0274	0,0399
	9	0,0557	0,7052	0,0091	0,1840	0,0155	0,0305
	10	0,1025	0,4364	0,0164	0,3439	0,0461	0,0547
	11	0,0939	0,5673	0,0152	0,2547	0,0282	0,0407
	12	0,0763	0,6385	0,0122	0,2173	0,0231	0,0326
2022	1	0,2421	0,3768	0,0431	0,2648	0,0301	0,0431
	2	0,1330	0,6393	0,0230	0,1595	0,0184	0,0268
	3	0,1000	0,5083	0,0171	0,3058	0,0226	0,0462
	4	0,1020	0,4520	0,0179	0,3392	0,0364	0,0525
	5	0,1077	0,4437	0,0183	0,3274	0,0502	0,0527
	6	0,0937	0,4431	0,0154	0,3518	0,0450	0,0510
	7	0,0795	0,6684	0,0136	0,1886	0,0200	0,0299
	8	0,0904	0,5808	0,0144	0,2471	0,0274	0,0399
	9	0,0556	0,7045	0,0091	0,1845	0,0156	0,0307
	10	0,1023	0,4371	0,0164	0,3435	0,0461	0,0546
	11	0,0939	0,5674	0,0152	0,2546	0,0282	0,0407
	12	0,0762	0,6382	0,0122	0,2177	0,0231	0,0326
2023	1	0,2411	0,3767	0,0430	0,2657	0,0302	0,0433
	2	0,1323	0,6396	0,0229	0,1597	0,0187	0,0268
	3	0,0997	0,5080	0,0171	0,3063	0,0226	0,0463
	4	0,1010	0,4512	0,0178	0,3411	0,0363	0,0526
	5	0,1073	0,4440	0,0183	0,3274	0,0503	0,0527
	6	0,0933	0,4430	0,0154	0,3523	0,0450	0,0510
	7	0,0804	0,6635	0,0138	0,1919	0,0199	0,0305
	8	0,0902	0,5810	0,0144	0,2471	0,0274	0,0399
	9	0,0551	0,7052	0,0091	0,1842	0,0157	0,0307
	10	0,1020	0,4377	0,0163	0,3432	0,0462	0,0546
	11	0,0937	0,5677	0,0152	0,2545	0,0282	0,0407
	12	0,0758	0,6372	0,0122	0,2190	0,0231	0,0327
2024	1	0,2408	0,3748	0,0429	0,2675	0,0304	0,0436
	2	0,1320	0,6399	0,0228	0,1597	0,0188	0,0268
	3	0,0989	0,5063	0,0169	0,3086	0,0227	0,0466
	4	0,1261	0,4345	0,0220	0,3317	0,0350	0,0507
	5	0,1069	0,4443	0,0182	0,3276	0,0503	0,0527
	6	0,0929	0,4424	0,0153	0,3534	0,0449	0,0511
	7	0,0802	0,6628	0,0138	0,1926	0,0199	0,0307
	8	0,0901	0,5811	0,0144	0,2470	0,0275	0,0399
	9	0,0549	0,7056	0,0090	0,1840	0,0158	0,0307
	10	0,1015	0,4376	0,0163	0,3438	0,0462	0,0546
	11	0,0936	0,5677	0,0152	0,2545	0,0283	0,0407
	12	0,0757	0,6374	0,0122	0,2189	0,0231	0,0327

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;
AA1 : Proporción del costo AT que varía con el IPC en componente de ajuste por efectos del impuesto a la renta;
AA2 : Proporción del costo AT que varía con el CPI en componente de ajuste por efectos del impuesto a la renta.

Este documento ha sido firmado electrónicamente de acuerdo con la ley N°19.799 e incluye sellado de tiempo y firma electrónica avanzada. Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese este código en el sitio web www.diarioficial.cl

d) Indexadores y proporciones de costo en Costo de Distribución BT (CDBT)

Año	Área Típica	IB1	OB1	AB1	IB2	OB2	AB2
2019	1	0,2166	0,3647	0,0380	0,3098	0,0272	0,0437
	2	0,1116	0,6490	0,0189	0,1744	0,0187	0,0274
	3	0,1356	0,4938	0,0231	0,2870	0,0188	0,0417
	4	0,1009	0,4917	0,0176	0,3080	0,0355	0,0463
	5	0,1099	0,4763	0,0186	0,3029	0,0467	0,0456
	6	0,1065	0,4124	0,0175	0,3594	0,0525	0,0517
	7	0,1125	0,6477	0,0189	0,1809	0,0133	0,0267
	8	0,0965	0,5519	0,0153	0,2670	0,0292	0,0401
	9	0,0620	0,6691	0,0098	0,2104	0,0170	0,0317
	10	0,1106	0,4430	0,0176	0,3342	0,0450	0,0496
	11	0,1071	0,5084	0,0172	0,2912	0,0325	0,0436
	12	0,1066	0,5164	0,0169	0,2854	0,0333	0,0414
2020	1	0,2200	0,3541	0,0386	0,3173	0,0252	0,0448
	2	0,1134	0,6474	0,0191	0,1775	0,0147	0,0279
	3	0,1377	0,4853	0,0234	0,2948	0,0162	0,0426
	4	0,1077	0,4707	0,0187	0,3242	0,0306	0,0481
	5	0,1111	0,4756	0,0188	0,3053	0,0433	0,0459
	6	0,0995	0,4484	0,0163	0,3396	0,0476	0,0486
	7	0,1106	0,6509	0,0184	0,1812	0,0124	0,0265
	8	0,0965	0,5521	0,0153	0,2668	0,0292	0,0401
	9	0,0627	0,6636	0,0099	0,2150	0,0167	0,0321
	10	0,1101	0,4430	0,0175	0,3345	0,0452	0,0497
	11	0,0983	0,5477	0,0157	0,2688	0,0293	0,0402
	12	0,0862	0,6064	0,0138	0,2330	0,0268	0,0338
2021	1	0,2219	0,3490	0,0390	0,3209	0,0237	0,0455
	2	0,1133	0,6483	0,0191	0,1778	0,0136	0,0279
	3	0,1380	0,4836	0,0234	0,2968	0,0154	0,0428
	4	0,1088	0,4637	0,0189	0,3308	0,0290	0,0488
	5	0,1116	0,4746	0,0189	0,3067	0,0422	0,0460
	6	0,0984	0,4507	0,0162	0,3394	0,0469	0,0484
	7	0,1096	0,6501	0,0183	0,1834	0,0117	0,0269
	8	0,0927	0,5690	0,0147	0,2569	0,0281	0,0386
	9	0,0608	0,6751	0,0095	0,2076	0,0160	0,0310
	10	0,1095	0,4455	0,0174	0,3331	0,0449	0,0496
	11	0,0973	0,5494	0,0156	0,2685	0,0291	0,0401
	12	0,0855	0,6079	0,0136	0,2329	0,0264	0,0337
2022	1	0,2141	0,3539	0,0377	0,3137	0,0360	0,0446
	2	0,1125	0,6481	0,0191	0,1767	0,0158	0,0278
	3	0,1355	0,4895	0,0230	0,2925	0,0172	0,0423
	4	0,1055	0,4720	0,0183	0,3250	0,0312	0,0480
	5	0,1101	0,4793	0,0186	0,3027	0,0438	0,0455
	6	0,0971	0,4502	0,0159	0,3413	0,0471	0,0484
	7	0,1097	0,6440	0,0185	0,1870	0,0132	0,0276
	8	0,0943	0,5618	0,0149	0,2612	0,0286	0,0392
	9	0,0630	0,6629	0,0099	0,2152	0,0167	0,0323
	10	0,1098	0,4433	0,0175	0,3343	0,0453	0,0498
	11	0,0980	0,5457	0,0158	0,2706	0,0295	0,0404
	12	0,0862	0,6042	0,0137	0,2352	0,0267	0,0340
2023	1	0,2069	0,3575	0,0364	0,3072	0,0484	0,0436
	2	0,1103	0,6463	0,0185	0,1717	0,0263	0,0269
	3	0,1309	0,4910	0,0221	0,2857	0,0292	0,0411
	4	0,1008	0,4726	0,0175	0,3153	0,0475	0,0463
	5	0,1049	0,4696	0,0177	0,2912	0,0732	0,0434
	6	0,0933	0,4360	0,0153	0,3300	0,0788	0,0466
	7	0,1084	0,6324	0,0180	0,1822	0,0321	0,0269
	8	0,0945	0,5434	0,0146	0,2531	0,0568	0,0376
	9	0,0660	0,6200	0,0100	0,1982	0,0763	0,0295
	10	0,1075	0,4280	0,0169	0,3267	0,0727	0,0482
	11	0,0973	0,5322	0,0155	0,2648	0,0509	0,0393
	12	0,0848	0,5785	0,0133	0,2286	0,0621	0,0327
2024	1	0,2022	0,3497	0,0355	0,3058	0,0635	0,0433
	2	0,1098	0,6372	0,0184	0,1730	0,0346	0,0270
	3	0,1289	0,4814	0,0218	0,2865	0,0403	0,0411
	4	0,1203	0,4497	0,0207	0,3063	0,0585	0,0445
	5	0,1018	0,4512	0,0171	0,2863	0,1012	0,0424
	6	0,0905	0,4179	0,0147	0,3229	0,1087	0,0453
	7	0,1068	0,6135	0,0178	0,1823	0,0528	0,0268
	8	0,0932	0,5187	0,0143	0,2518	0,0850	0,0370
	9	0,0638	0,5740	0,0096	0,1937	0,1303	0,0286
	10	0,1050	0,4097	0,0164	0,3228	0,0989	0,0472
	11	0,0961	0,5147	0,0152	0,2634	0,0718	0,0388
	12	0,0827	0,5522	0,0129	0,2253	0,0949	0,0320

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;
AB1 : Proporción del costo AT que varía con el IPC en componente de ajuste por efectos del impuesto a la renta;
AB2 : Proporción del costo AT que varía con el CPI en componente de ajuste por efectos del impuesto a la renta.

Este documento ha sido firmado electrónicamente de acuerdo con la ley N°19.799 e incluye sellado de tiempo y firma electrónica avanzada. Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese este código en el sitio web www.diarioficial.cl

e) Indexadores y proporción del costo asociada a cargos fijos

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

2. Factor de corrección por aportes de terceros (ß)

De conformidad con lo establecido en el artículo 186° de la Ley, los valores agregados serán corregidos para cada empresa distribuidora de modo de descontarles la proporción del VNR de instalaciones aportadas por terceros que tengan en relación con el VNR de todas sus instalaciones de distribución. Al valor resultante se le adicionará la anualidad necesaria para renovar dichos aportes.

Para incorporar aquello, se emplea un factor aplicable a la componente de inversión de las fórmulas de indexación de los costos de distribución (ß), el cual se calcula sobre la base de la proporción de aportes de terceros informada por la Superintendencia a través de Oficio Ordinario Electrónico N° 85.416, de 7 de septiembre de 2021, asociada a las instalaciones al 31 de diciembre de 2019. Dicho factor se muestra en la tabla siguiente.

ID	Empresa	Beta
6	CHILQUINTA	0,986
8	EMELCA	1,000
9	LITORAL	0,981
10	ENEL	0,974
12	EEC	0,997
13	TILTIL	1,000
14	EEPA	0,981
15	LUZANDES	0,992
18	CGED	0,984
20	COOPERSOL	1,000
21	COOPELAN	1,000
22	FRONTEL	0,996
23	SAESA	0,994
24	EDELAYSEN	0,995
25	EDELMAG	0,964
26	CODINER	1,000
28	EDECSA	1,000
29	CEC	1,000
31	LUZLINARES	1,000
32	LUZPARRAL	1,000
33	COPELEC	1,000
34	COELCHA	1,000
35	SOCOEPA	1,000
36	COOPREL	1,000
39	LUZOSORNO	1,000
40	CRELL	1,000
44	SASIPA	1,000
45	MATAQUITO	1,000
46	DESA	1,000

ANEXO Nº1

FACTORES DE ASIGNACIÓN DE COSTOS SECTORIZADOS (FACTOR DE ASIGNACIÓN DE VALORES AGREGADOS DE DISTRIBUCIÓN SECTORIZADOS “FSTCD”)

Código	Empresa	Código Comuna (CUT)	Comuna	FSTCD	
				CDAT	CDBT
6	CHILQUINTA	05101	Valparaíso	1,0000	1,0000
6	CHILQUINTA	05102	Casablanca	1,0000	1,0000
6	CHILQUINTA	05103	Concón	1,0000	1,0000
6	CHILQUINTA	05105	Puchuncaví	1,0000	1,0000
6	CHILQUINTA	05107	Quintero	1,0000	1,0000
6	CHILQUINTA	05109	Viña del Mar	1,0000	1,0000
6	CHILQUINTA	05301	Los Andes	1,0000	1,0000
6	CHILQUINTA	05302	Calle Larga	1,0000	1,0000

Este documento ha sido firmado electrónicamente de acuerdo con la ley N°19.799 e incluye sellado de tiempo y firma electrónica avanzada. Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese este código en el sitio web www.diarioficial.cl

6	CHILQUINTA	05303	Rinconada	1,0000	1,0000
6	CHILQUINTA	05304	San Esteban	1,0000	1,0000
6	CHILQUINTA	05501	Quillota	1,0000	1,0000
6	CHILQUINTA	05502	Calera	1,0000	1,0000
6	CHILQUINTA	05503	Hijuelas	1,0000	1,0000
6	CHILQUINTA	05504	La Cruz	1,0000	1,0000
6	CHILQUINTA	05506	Nogales	1,0000	1,0000
6	CHILQUINTA	05601	San Antonio	1,0000	1,0000
6	CHILQUINTA	05603	Cartagena	1,0000	1,0000
6	CHILQUINTA	05605	El Tabo	1,0000	1,0000
6	CHILQUINTA	05606	Santo Domingo	1,0000	1,0000
6	CHILQUINTA	05701	San Felipe	1,0000	1,0000
6	CHILQUINTA	05702	Catemu	1,0000	1,0000
6	CHILQUINTA	05703	Llaillay	1,0000	1,0000
6	CHILQUINTA	05704	Panquehue	1,0000	1,0000
6	CHILQUINTA	05705	Putaendo	1,0000	1,0000
6	CHILQUINTA	05706	Santa María	1,0000	1,0000
6	CHILQUINTA	05801	Quilpué	1,0000	1,0000
6	CHILQUINTA	05802	Limache	1,0000	1,0000
6	CHILQUINTA	05803	Olmué	1,0000	1,0000
6	CHILQUINTA	05804	Villa Alemana	1,0000	1,0000
8	EMELCA	05102	Casablanca	1,0000	1,0000
9	LITORAL	05102	Casablanca	1,0000	1,0000
9	LITORAL	05602	Algarrobo	1,0000	1,0000
9	LITORAL	05603	Cartagena	1,0000	1,0000
9	LITORAL	05604	El Quisco	1,0000	1,0000
9	LITORAL	05605	El Tabo	1,0000	1,0000
10	ENEL	13101	Santiago	0,9863	0,9863
10	ENEL	13102	Cerrillos	0,9863	0,9863
10	ENEL	13103	Cerro Navia	0,9863	0,9863
10	ENEL	13104	Conchalí	0,9863	0,9863
10	ENEL	13106	Estación Central	0,9863	0,9863
10	ENEL	13107	Huechuraba	0,9863	0,9863
10	ENEL	13108	Independencia	0,9863	0,9863
10	ENEL	13109	La Cisterna	0,9863	0,9863
10	ENEL	13110	La Florida	0,9863	0,9863
10	ENEL	13111	La Granja	0,9863	0,9863
10	ENEL	13113	La Reina	0,9863	0,9863
10	ENEL	13114	Las Condes	0,9863	0,9863
10	ENEL	13115	Lo Barnechea	0,9863	0,9863
10	ENEL	13116	Lo Espejo	0,9863	0,9863
10	ENEL	13117	Lo Prado	0,9863	0,9863
10	ENEL	13118	Macul	0,9863	0,9863
10	ENEL	13119	Maipú	0,9863	0,9863
10	ENEL	13120	Ñuñoa	0,9863	0,9863
10	ENEL	13121	Pedro Aguirre Cerda	0,9863	0,9863
10	ENEL	13122	Peñalolén	0,9863	0,9863
10	ENEL	13123	Providencia	0,9863	0,9863
10	ENEL	13124	Pudahuel	0,9863	0,9863
10	ENEL	13125	Quilicura	0,9863	0,9863
10	ENEL	13126	Quinta Normal	0,9863	0,9863
10	ENEL	13127	Recoleta	0,9863	0,9863
10	ENEL	13128	Renca	0,9863	0,9863
10	ENEL	13129	San Joaquín	0,9863	0,9863
10	ENEL	13130	San Miguel	0,9863	0,9863
10	ENEL	13131	San Ramón	0,9863	0,9863
10	ENEL	13132	Vitacura	0,9863	0,9863
10	ENEL	13301	Colina	1,0028	1,8050
10	ENEL	13302	Lampa	0,9863	0,9863
10	ENEL	13303	Tiltil	1,0028	1,8050
10	ENEL	13401	San Bernardo	1,0028	1,0028
10	ENEL	13605	Peñaflor	1,0028	1,0028
12	EEC	13301	Colina	1,0000	1,0000
13	TILTIL	05703	Llaillay	1,0000	1,0000
13	TILTIL	13303	Tiltil	1,0000	1,0000
14	EEPA	13201	Puente Alto	1,0000	1,0000
18	CGE	01101	Iquique	0,9277	0,9277
18	CGE	01107	Alto Hospicio	0,9277	0,9277
18	CGE	01401	Pozo Almonte	0,9277	0,9277
18	CGE	01403	Colchane	1,0000	1,0000
18	CGE	01404	Huara	0,9277	0,9277
18	CGE	01405	Pica	0,9277	0,9277
18	CGE	02101	Antofagasta	0,9277	0,9277
18	CGE	02102	Mejillones	0,9277	0,9277
18	CGE	02103	Sierra Gorda	0,9277	0,9277
18	CGE	02104	Taltal	0,9277	0,9277
18	CGE	02201	Calama	0,9277	0,9277
18	CGE	02301	Tocopilla	0,9277	0,9277

Este documento ha sido firmado electrónicamente de acuerdo con la ley N°19.799 e incluye sellado de tiempo y firma electrónica avanzada. Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese este código en el sitio web www.diarioficial.cl

18	CGE	03101	Copiapó	0,9277	0,9277
18	CGE	03102	Caldera	0,9277	0,9277
18	CGE	03103	Tierra Amarilla	0,9277	0,9277
18	CGE	03201	Chañaral	0,9277	0,9277
18	CGE	03202	Diego de Almagro	0,9277	0,9277
18	CGE	03301	Vallenar	0,9277	0,9277
18	CGE	03302	Alto del Carmen	0,9277	0,9277
18	CGE	03303	Freirina	0,9277	0,9277
18	CGE	03304	Huasco	0,9277	0,9277
18	CGE	04101	La Serena	0,9277	0,9277
18	CGE	04102	Coquimbo	0,9277	0,9277
18	CGE	04103	Andacollo	0,9277	0,9277
18	CGE	04104	La Higuera	0,9277	0,9277
18	CGE	04105	Paiguano	0,9277	0,9277
18	CGE	04106	Vicuña	0,9277	0,9277
18	CGE	04201	Illapel	0,9277	0,9277
18	CGE	04202	Canela	0,9277	0,9277
18	CGE	04203	Los Vilos	0,9277	0,9277
18	CGE	04204	Salamanca	0,9277	0,9277
18	CGE	04301	Ovalle	0,9277	0,9277
18	CGE	04302	Combarbalá	0,9277	0,9277
18	CGE	04303	Monte Patria	0,9277	0,9277
18	CGE	04304	Punitaqui	0,9277	0,9277
18	CGE	04305	Río Hurtado	0,9277	0,9277
18	CGE	05101	Valparaíso	0,9972	1,1967
18	CGE	05105	Puchuncaví	0,9277	0,9277
18	CGE	05109	Viña del Mar	0,9277	0,9277
18	CGE	05401	La Ligua	0,9277	0,9277
18	CGE	05402	Cabildo	0,9277	0,9277
18	CGE	05403	Papudo	0,9277	0,9277
18	CGE	05404	Petorca	0,9277	0,9277
18	CGE	05405	Zapallar	0,9277	0,9277
18	CGE	05601	San Antonio	0,9277	0,9277
18	CGE	05603	Cartagena	0,9972	1,1967
18	CGE	05606	Santo Domingo	0,9277	0,9277
18	CGE	05801	Quilpué	0,9277	0,9277
18	CGE	06101	Rancagua	0,9277	0,9277
18	CGE	06102	Codegua	0,9277	0,9277
18	CGE	06103	Coinco	0,9277	0,9277
18	CGE	06104	Coltauco	0,9277	0,9277
18	CGE	06105	Doñihue	0,9277	0,9277
18	CGE	06106	Graneros	0,9277	0,9277
18	CGE	06107	Las Cabras	0,9277	0,9277
18	CGE	06108	Machalí	0,9277	0,9277
18	CGE	06109	Malloa	0,9277	0,9277
18	CGE	06110	Mostazal	0,9277	0,9277
18	CGE	06111	Olivar	0,9277	0,9277
18	CGE	06112	Peumo	0,9277	0,9277
18	CGE	06113	Pichidegua	0,9277	0,9277
18	CGE	06114	Quinta de Tilcoco	0,9277	0,9277
18	CGE	06115	Rengo	0,9277	0,9277
18	CGE	06116	Requínoa	0,9277	0,9277
18	CGE	06117	San Vicente	0,9277	0,9277
18	CGE	06201	Pichilemu	0,9277	0,9277
18	CGE	06202	La Estrella	0,9277	0,9277
18	CGE	06203	Litueche	0,9277	0,9277
18	CGE	06204	Marchihue	0,9277	0,9277
18	CGE	06205	Navidad	0,9277	0,9277
18	CGE	06206	Paredones	0,9277	0,9277
18	CGE	06301	San Fernando	0,9277	0,9277
18	CGE	06302	Chépica	0,9277	0,9277
18	CGE	06303	Chimbarongo	0,9277	0,9277
18	CGE	06304	Lolol	0,9277	0,9277
18	CGE	06305	Nancagua	0,9277	0,9277
18	CGE	06306	Palmilla	0,9277	0,9277
18	CGE	06307	Peralillo	0,9277	0,9277
18	CGE	06308	Placilla	0,9277	0,9277
18	CGE	06309	Pumanque	0,9277	0,9277
18	CGE	06310	Santa Cruz	0,9277	0,9277
18	CGE	07101	Talca	0,9277	0,9277
18	CGE	07102	Constitución	0,9972	1,1967
18	CGE	07103	Curepto	0,9277	0,9277
18	CGE	07104	Empedrado	0,9277	0,9277
18	CGE	07105	Maule	0,9277	0,9277
18	CGE	07106	Pelarco	0,9277	0,9277
18	CGE	07107	Pencahue	0,9277	0,9277
18	CGE	07108	Río Claro	0,9277	0,9277
18	CGE	07109	San Clemente	0,9277	0,9277

Este documento ha sido firmado electrónicamente de acuerdo con la ley N°19.799 e incluye sellado de tiempo y firma electrónica avanzada. Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese este código en el sitio web www.diarioficial.cl

18	CGE	07110	San Rafael	0,9277	0,9277
18	CGE	07201	Cauquenes	0,9972	1,4958
18	CGE	07202	Chanco	0,9277	0,9277
18	CGE	07203	Pelluhue	0,9277	0,9277
18	CGE	07301	Curicó	0,9277	0,9277
18	CGE	07302	Hualañé	0,9277	0,9277
18	CGE	07303	Licantén	0,9277	0,9277
18	CGE	07304	Molina	0,9277	0,9277
18	CGE	07305	Rauco	0,9277	0,9277
18	CGE	07306	Romeral	0,9277	0,9277
18	CGE	07307	Sagrada Familia	0,9277	0,9277
18	CGE	07308	Teno	0,9277	0,9277
18	CGE	07309	Vichuquén	0,9277	0,9277
18	CGE	07401	Linares	0,9972	1,1967
18	CGE	07402	Colbún	0,9972	1,1967
18	CGE	07403	Longaví	0,9972	1,1967
18	CGE	07404	Parral	0,9972	1,4958
18	CGE	07405	Retiro	0,9972	1,4958
18	CGE	07406	San Javier	0,9972	1,1967
18	CGE	07407	Villa Alegre	0,9972	1,1967
18	CGE	07408	Yerbas Buenas	0,9972	1,1967
18	CGE	08101	Concepción	0,9277	0,9277
18	CGE	08102	Coronel	0,9972	1,4958
18	CGE	08103	Chiguayante	0,9277	0,9277
18	CGE	08104	Florida	0,9972	1,9944
18	CGE	08105	Hualqui	0,9972	1,9944
18	CGE	08107	Penco	0,9277	0,9277
18	CGE	08108	San Pedro de la Paz	0,9277	0,9277
18	CGE	08110	Talcahuano	0,9277	0,9277
18	CGE	08111	Tomé	0,9972	1,4958
18	CGE	08112	Hualpén	0,9277	0,9277
18	CGE	08301	Los Angeles	0,9972	1,9944
18	CGE	08305	Mulchén	0,9972	1,4958
18	CGE	09101	Temuco	0,9972	1,4958
18	CGE	09104	Curarrehue	0,9277	0,9277
18	CGE	09105	Freire	0,9972	1,4958
18	CGE	09108	Lautaro	0,9972	1,4958
18	CGE	09109	Loncoche	0,9972	1,4958
18	CGE	09112	Padre Las Casas	0,9972	1,4958
18	CGE	09114	Pitrufquén	0,9972	1,4958
18	CGE	09115	Pucón	0,9277	0,9277
18	CGE	09119	Vilcún	0,9972	1,4958
18	CGE	09120	Villarrica	0,9972	1,4958
18	CGE	13105	El Bosque	0,9277	0,9277
18	CGE	13112	La Pintana	0,9277	0,9277
18	CGE	13201	Puente Alto	0,9972	0,7978
18	CGE	13202	Pirque	0,9277	0,9277
18	CGE	13203	San José de Maipo	0,9277	0,9277
18	CGE	13401	San Bernardo	0,9277	0,9277
18	CGE	13402	Buin	0,9277	0,9277
18	CGE	13403	Calera de Tango	0,9277	0,9277
18	CGE	13404	Paine	0,9277	0,9277
18	CGE	13501	Melipilla	0,9277	0,9277
18	CGE	13502	Alhué	0,9277	0,9277
18	CGE	13503	Curacaví	0,9972	1,1967
18	CGE	13504	María Pinto	0,9277	0,9277
18	CGE	13505	San Pedro	0,9277	0,9277
18	CGE	13601	Talagante	0,9277	0,9277
18	CGE	13602	El Monte	0,9277	0,9277
18	CGE	13603	Isla de Maipo	0,9277	0,9277
18	CGE	13604	Padre Hurtado	0,9277	0,9277
18	CGE	13605	Peñaflor	0,9277	0,9277
18	CGE	15101	Arica	0,9277	0,9277
18	CGE	15102	Camarones	0,9277	0,9277
18	CGE	16101	Chillán	0,9972	1,4958
18	CGE	16103	Chillán Viejo	0,9972	1,4958
18	CGE	16106	Pinto	0,9972	1,4958
18	CGE	16201	Quirihue	0,9972	1,4958
18	CGE	16202	Cobquecura	0,9972	1,4958
18	CGE	16203	Coelemu	0,9972	1,4958
18	CGE	16204	Ninhue	0,9972	1,4958
18	CGE	16205	Portezuelo	0,9972	1,4958
18	CGE	16206	Ranquil	0,9972	1,4958
18	CGE	16207	Treguaco	0,9972	1,4958
18	CGE	16301	San Carlos	0,9972	1,4958
18	CGE	16302	Coihueco	0,9972	1,4958
18	CGE	16303	Ñiquén	0,9972	1,4958
18	CGE	16304	San Fabián	0,9972	1,4958

Este documento ha sido firmado electrónicamente de acuerdo con la ley N°19.799 e incluye sellado de tiempo y firma electrónica avanzada. Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese este código en el sitio web www.diarioficial.cl

18	CGE	16305	San Nicolás	0,9972	1,4958
20	COOPERSOL	15201	Putre	1,0000	1,0000
21	COOPELAN	08301	Los Angeles	1,0000	1,0000
21	COOPELAN	08304	Laja	1,0000	1,0000
21	COOPELAN	08305	Mulchén	1,0000	1,0000
21	COOPELAN	08309	Quilleco	1,0000	1,0000
21	COOPELAN	08311	Santa Bárbara	1,0000	1,0000
22	FRONTEL	08102	Coronel	0,9962	0,7970
22	FRONTEL	08104	Florida	0,9962	1,4943
22	FRONTEL	08105	Hualqui	0,9962	0,9962
22	FRONTEL	08106	Lota	0,9597	0,9597
22	FRONTEL	08109	Santa Juana	0,9597	0,9597
22	FRONTEL	08111	Tomé	0,9962	0,9962
22	FRONTEL	08201	Lebu	0,9597	0,9597
22	FRONTEL	08202	Arauco	0,9597	0,9597
22	FRONTEL	08203	Cañete	0,9597	0,9597
22	FRONTEL	08204	Contulmo	0,9597	0,9597
22	FRONTEL	08205	Curanilahue	0,9597	0,9597
22	FRONTEL	08206	Los Alamos	0,9597	0,9597
22	FRONTEL	08207	Tirúa	0,9597	0,9597
22	FRONTEL	08301	Los Angeles	0,9962	0,9962
22	FRONTEL	08302	Antuco	0,9597	0,9597
22	FRONTEL	08303	Cabrero	0,9962	1,3947
22	FRONTEL	08304	Laja	0,9962	1,1954
22	FRONTEL	08305	Mulchén	0,9962	0,7970
22	FRONTEL	08306	Nacimiento	0,9962	1,3947
22	FRONTEL	08307	Negrete	0,9962	0,5977
22	FRONTEL	08308	Quilaco	0,9597	0,9597
22	FRONTEL	08309	Quilleco	0,9962	1,1954
22	FRONTEL	08310	San Rosendo	0,9597	0,9597
22	FRONTEL	08311	Santa Bárbara	0,9962	1,1954
22	FRONTEL	08312	Tucapel	0,9962	1,3947
22	FRONTEL	08313	Yumbel	0,9962	1,3947
22	FRONTEL	08314	Alto Biobío	0,9962	1,3947
22	FRONTEL	09101	Temuco	0,9962	0,7970
22	FRONTEL	09102	Carahue	0,9597	0,9597
22	FRONTEL	09103	Cunco	0,9597	0,9597
22	FRONTEL	09105	Freire	0,9962	0,9962
22	FRONTEL	09106	Galvarino	0,9597	0,9597
22	FRONTEL	09107	Gorbea	0,9962	0,9962
22	FRONTEL	09108	Lautaro	0,9962	0,9962
22	FRONTEL	09110	Melipeuco	0,9597	0,9597
22	FRONTEL	09111	Nueva Imperial	0,9962	0,9962
22	FRONTEL	09112	Padre Las Casas	0,9962	0,7970
22	FRONTEL	09113	Perquenco	0,9597	0,9597
22	FRONTEL	09114	Pitrufquén	0,9962	0,7970
22	FRONTEL	09116	Saavedra	0,9597	0,9597
22	FRONTEL	09117	Teodoro Schmidt	0,9597	0,9597
22	FRONTEL	09118	Toltén	0,9962	0,5977
22	FRONTEL	09119	Vilcún	0,9962	0,7970
22	FRONTEL	09120	Villarrica	0,9962	0,9962
22	FRONTEL	09121	Cholchol	0,9597	0,9597
22	FRONTEL	09201	Angol	0,9597	0,9597
22	FRONTEL	09202	Collipulli	0,9597	0,9597
22	FRONTEL	09203	Curacautín	0,9597	0,9597
22	FRONTEL	09204	Ercilla	0,9597	0,9597
22	FRONTEL	09205	Lonquimay	0,9597	0,9597
22	FRONTEL	09206	Los Sauces	0,9597	0,9597
22	FRONTEL	09207	Lumaco	0,9597	0,9597
22	FRONTEL	09208	Purén	0,9597	0,9597
22	FRONTEL	09209	Renaico	0,9962	0,5977
22	FRONTEL	09210	Traiguén	0,9597	0,9597
22	FRONTEL	09211	Victoria	0,9597	0,9597
22	FRONTEL	16102	Bulnes	0,9597	0,9597
22	FRONTEL	16103	Chillán Viejo	1,0000	1,0000
22	FRONTEL	16104	El Carmen	0,9597	0,9597
22	FRONTEL	16105	Pemuco	0,9962	1,3947
22	FRONTEL	16106	Pinto	0,9962	0,9962
22	FRONTEL	16107	Quillón	0,9962	1,3947
22	FRONTEL	16108	San Ignacio	0,9597	0,9597
22	FRONTEL	16109	Yungay	0,9962	1,3947
22	FRONTEL	16206	Ranquil	0,9962	0,9962
23	SAESA	02101	Antofagasta	0,9220	0,9220
23	SAESA	02104	Taltal	0,9220	0,9220
23	SAESA	08301	Los Angeles	1,0000	1,0000
23	SAESA	08307	Negrete	1,0000	1,0000
23	SAESA	09105	Freire	1,0000	1,0000
23	SAESA	09107	Gorbea	0,9898	1,4846

Este documento ha sido firmado electrónicamente de acuerdo con la ley N°19.799 e incluye sellado de tiempo y firma electrónica avanzada. Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese este código en el sitio web www.diarioficial.cl

23	SAESA	09108	Lautaro	1,0000	1,0000
23	SAESA	09109	Loncoche	0,9898	1,1877
23	SAESA	09111	Nueva Imperial	1,0000	1,0000
23	SAESA	09118	Toltén	0,9898	0,9898
23	SAESA	09120	Villarrica	0,9898	0,9898
23	SAESA	09209	Renaico	1,0000	1,0000
23	SAESA	10101	Puerto Montt	0,9898	0,9898
23	SAESA	10102	Calbuco	0,9220	0,9220
23	SAESA	10103	Cochamó	0,9220	0,9220
23	SAESA	10104	Fresia	0,9898	1,1877
23	SAESA	10105	Frutillar	0,9898	1,1877
23	SAESA	10106	Los Muermos	0,9898	1,1877
23	SAESA	10107	Llanquihue	0,9898	1,1877
23	SAESA	10108	Maullín	0,9898	1,1877
23	SAESA	10109	Puerto Varas	0,9898	0,9898
23	SAESA	10201	Castro	0,9220	0,9220
23	SAESA	10202	Ancud	0,9220	0,9220
23	SAESA	10203	Chonchi	0,9220	0,9220
23	SAESA	10204	Curaco de Vélez	0,9220	0,9220
23	SAESA	10205	Dalcahue	0,9220	0,9220
23	SAESA	10206	Puqueldón	0,9220	0,9220
23	SAESA	10207	Queilén	0,9220	0,9220
23	SAESA	10208	Quellón	0,9220	0,9220
23	SAESA	10209	Quemchi	0,9220	0,9220
23	SAESA	10210	Quinchao	0,9220	0,9220
23	SAESA	10301	Osorno	0,9898	0,9898
23	SAESA	10302	Puerto Octay	0,9898	1,1877
23	SAESA	10303	Purranque	0,9898	1,1877
23	SAESA	10304	Puyehue	0,9898	1,1877
23	SAESA	10305	Río Negro	0,9898	1,1877
23	SAESA	10306	San Juan de la Costa	0,9898	1,1877
23	SAESA	10307	San Pablo	0,9898	1,1877
23	SAESA	10403	Hualaihué	0,9220	0,9220
23	SAESA	14101	Valdivia	0,9220	0,9220
23	SAESA	14102	Corral	0,9220	0,9220
23	SAESA	14103	Lanco	0,9220	0,9220
23	SAESA	14104	Los Lagos	0,9898	1,4846
23	SAESA	14105	Máfil	0,9898	1,4846
23	SAESA	14106	Mariquina	0,9220	0,9220
23	SAESA	14107	Paillaco	0,9898	1,4846
23	SAESA	14108	Panguipulli	0,9898	1,4846
23	SAESA	14201	La Unión	0,9898	1,1877
23	SAESA	14202	Futrono	0,9898	1,4846
23	SAESA	14203	Lago Ranco	0,9898	1,1877
23	SAESA	14204	Río Bueno	0,9898	1,1877
24	EDELAYSEN	10401	Chaitén	1,0000	1,0000
24	EDELAYSEN	10402	Futaleufú	1,0000	1,0000
24	EDELAYSEN	10404	Palena	1,0000	1,0000
24	EDELAYSEN	11101	Coihaique	1,0000	1,0000
24	EDELAYSEN	11102	Lago Verde	1,0000	1,0000
24	EDELAYSEN	11201	Aisén	1,0000	1,0000
24	EDELAYSEN	11202	Cisnes	1,0000	1,0000
24	EDELAYSEN	11301	Cochrane	1,0000	1,0000
24	EDELAYSEN	11401	Chile Chico	1,0000	1,0000
24	EDELAYSEN	11402	Río Ibáñez	1,0000	1,0000
25	EDELMAG	12101	Punta Arenas	1,0000	1,0000
25	EDELMAG	12201	Cabo de Hornos	1,0000	1,0000
25	EDELMAG	12301	Porvenir	1,0000	1,0000
25	EDELMAG	12401	Natales	1,0000	1,0000
25	EDELMAG	12402	Torres del Paine	1,0000	1,0000
26	CODINER	09101	Temuco	1,0000	1,0000
26	CODINER	09103	Cunco	1,0000	1,0000
26	CODINER	09105	Freire	1,0000	1,0000
26	CODINER	09106	Galvarino	1,0000	1,0000
26	CODINER	09107	Gorbea	1,0000	1,0000
26	CODINER	09108	Lautaro	1,0000	1,0000
26	CODINER	09109	Loncoche	1,0000	1,0000
26	CODINER	09111	Nueva Imperial	1,0000	1,0000
26	CODINER	09112	Padre Las Casas	1,0000	1,0000
26	CODINER	09113	Perquenco	1,0000	1,0000
26	CODINER	09114	Pitrufquén	1,0000	1,0000
26	CODINER	09119	Vilcún	1,0000	1,0000
26	CODINER	09120	Villarrica	1,0000	1,0000
26	CODINER	09203	Curacautín	1,0000	1,0000
26	CODINER	09204	Ercilla	1,0000	1,0000
26	CODINER	09210	Traiguén	1,0000	1,0000
26	CODINER	09211	Victoria	1,0000	1,0000
28	EDECSA	05101	Valparaíso	1,0000	1,0000

Este documento ha sido firmado electrónicamente de acuerdo con la ley N°19.799 e incluye sellado de tiempo y firma electrónica avanzada. Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese este código en el sitio web www.diarioficial.cl

28	EDECSA	05102	Casablanca	1,0000	1,0000
28	EDECSA	05602	Algarrobo	1,0000	1,0000
28	EDECSA	05603	Cartagena	1,0000	1,0000
28	EDECSA	13503	Curacaví	1,0000	1,0000
29	CEC	06303	Chimbarongo	1,0000	1,0000
29	CEC	07301	Curicó	1,0000	1,0000
29	CEC	07304	Molina	1,0000	1,0000
29	CEC	07306	Romeral	1,0000	1,0000
29	CEC	07308	Teno	1,0000	1,0000
31	LUZLINARES	07102	Constitución	1,0000	1,0000
31	LUZLINARES	07401	Linares	1,0000	1,0000
31	LUZLINARES	07402	Colbún	1,0000	1,0000
31	LUZLINARES	07403	Longaví	1,0000	1,0000
31	LUZLINARES	07406	San Javier	1,0000	1,0000
31	LUZLINARES	07407	Villa Alegre	1,0000	1,0000
31	LUZLINARES	07408	Yerbas Buenas	1,0000	1,0000
32	LUZPARRAL	07201	Cauquenes	1,0000	1,0000
32	LUZPARRAL	07403	Longaví	1,0000	1,0000
32	LUZPARRAL	07404	Parral	1,0000	1,0000
32	LUZPARRAL	07405	Retiro	1,0000	1,0000
32	LUZPARRAL	07406	San Javier	1,0000	1,0000
32	LUZPARRAL	16301	San Carlos	1,0000	1,0000
32	LUZPARRAL	16303	Ñiquén	1,0000	1,0000
33	COPELEC	08104	Florida	1,0000	1,0000
33	COPELEC	08111	Tomé	1,0000	1,0000
33	COPELEC	16101	Chillán	1,0000	1,0000
33	COPELEC	16102	Bulnes	1,0000	1,0000
33	COPELEC	16103	Chillán Viejo	1,0000	1,0000
33	COPELEC	16104	El Carmen	1,0000	1,0000
33	COPELEC	16105	Pemuco	1,0000	1,0000
33	COPELEC	16106	Pinto	1,0000	1,0000
33	COPELEC	16107	Quillón	1,0000	1,0000
33	COPELEC	16108	San Ignacio	1,0000	1,0000
33	COPELEC	16201	Quirihue	1,0000	1,0000
33	COPELEC	16202	Cobquecura	1,0000	1,0000
33	COPELEC	16203	Coelemu	1,0000	1,0000
33	COPELEC	16204	Ninhue	1,0000	1,0000
33	COPELEC	16205	Portezuelo	1,0000	1,0000
33	COPELEC	16206	Ranquil	1,0000	1,0000
33	COPELEC	16207	Treguaco	1,0000	1,0000
33	COPELEC	16301	San Carlos	1,0000	1,0000
33	COPELEC	16302	Coihueco	1,0000	1,0000
33	COPELEC	16303	Ñiquén	1,0000	1,0000
33	COPELEC	16304	San Fabián	1,0000	1,0000
33	COPELEC	16305	San Nicolás	1,0000	1,0000
34	COELCHA	08104	Florida	1,0000	1,0000
34	COELCHA	08105	Hualqui	1,0000	1,0000
34	COELCHA	08301	Los Angeles	1,0000	1,0000
34	COELCHA	08303	Cabrero	1,0000	1,0000
34	COELCHA	08306	Nacimiento	1,0000	1,0000
34	COELCHA	08309	Quilleco	1,0000	1,0000
34	COELCHA	08312	Tucapel	1,0000	1,0000
34	COELCHA	08313	Yumbel	1,0000	1,0000
34	COELCHA	08314	Alto Biobío	1,0000	1,0000
34	COELCHA	16105	Pemuco	1,0000	1,0000
34	COELCHA	16107	Quillón	1,0000	1,0000
34	COELCHA	16109	Yungay	1,0000	1,0000
35	SOCOEPA	14104	Los Lagos	1,0000	1,0000
35	SOCOEPA	14105	Máfil	1,0000	1,0000
35	SOCOEPA	14107	Paillaco	1,0000	1,0000
35	SOCOEPA	14108	Panguipulli	1,0000	1,0000
35	SOCOEPA	14201	La Unión	1,0000	1,0000
35	SOCOEPA	14202	Futrono	1,0000	1,0000
36	COOPREL	10307	San Pablo	1,0000	1,0000
36	COOPREL	14201	La Unión	1,0000	1,0000
36	COOPREL	14203	Lago Ranco	1,0000	1,0000
36	COOPREL	14204	Río Bueno	1,0000	1,0000
39	LUZOSORNO	10105	Frutillar	1,0000	1,0000
39	LUZOSORNO	10109	Puerto Varas	1,0000	1,0000
39	LUZOSORNO	10301	Osorno	1,0000	1,0000
39	LUZOSORNO	10302	Puerto Octay	1,0000	1,0000
39	LUZOSORNO	10303	Purranque	1,0000	1,0000
39	LUZOSORNO	10304	Puyehue	1,0000	1,0000
39	LUZOSORNO	10305	Río Negro	1,0000	1,0000
39	LUZOSORNO	10306	San Juan de la Costa	1,0000	1,0000
39	LUZOSORNO	10307	San Pablo	1,0000	1,0000
39	LUZOSORNO	14201	La Unión	1,0000	1,0000
39	LUZOSORNO	14204	Río Bueno	1,0000	1,0000

Este documento ha sido firmado electrónicamente de acuerdo con la ley N°19.799 e incluye sellado de tiempo y firma electrónica avanzada. Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese este código en el sitio web www.diarioficial.cl

40	CRELL	10101	Puerto Montt	1,0000	1,0000
40	CRELL	10104	Fresia	1,0000	1,0000
40	CRELL	10105	Frutillar	1,0000	1,0000
40	CRELL	10106	Los Muermos	1,0000	1,0000
40	CRELL	10107	Llanquihue	1,0000	1,0000
40	CRELL	10108	Maullín	1,0000	1,0000
40	CRELL	10109	Puerto Varas	1,0000	1,0000
40	CRELL	10303	Purranque	1,0000	1,0000
44	SASIPA	05201	Isla de Pascua	1,0000	1,0000
45	MATAQUITO	03304	Huasco	1,0000	1,0000
45	MATAQUITO	03101	Copiapó	1,0000	1,0000
46	DESA	15101	Arica	1,0000	1,0000
46	DESA	15102	Camarones	1,0000	1,0000

El valor de los factores individualizados en la tabla anterior para nuevas combinaciones empresa-comuna equivaldrá a 1,0000.

ANEXO Nº2
CONDICIONES DE APLICACIÓN DE LAS FÓRMULAS TARIFARIAS

1. OPCIONES TARIFARIAS

1.10. Tarifas residenciales:

Considera los siguientes casos:

• BT1a: Opción de tarifa simple en baja tensión para clientes residenciales con medidor simple de energía. Solo 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. Esta tarifa es 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. Solo 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. Esta tarifa es 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 2,5.

• TRBT: Opción de tarifa en baja tensión para clientes residenciales con unidad de medida que es parte del Sistema de Medición, Monitoreo y Control (SMMC). Solo podrán optar a esta tarifa los clientes residenciales alimentados en baja tensión.

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 esta.

• 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 y demanda máxima de potencia suministrada. Solo 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.

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 esta.

• 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 y demanda máxima de potencia suministrada. Solo podrán optar a esta tarifa los clientes residenciales alimentados en baja tensión cuya potencia conectada sea mayor a 10 kW.

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

Este documento ha sido firmado electrónicamente de acuerdo con la ley N°19.799 e incluye sellado de tiempo y firma electrónica avanzada. Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese este código en el sitio web www.diarioficial.cl

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

• TRAT: Opción de tarifa en alta tensión para clientes residenciales con unidad de medida del Sistema de Medición, Monitoreo y Control. Solo podrán optar a esta tarifa los clientes residenciales alimentados en alta tensión.

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 esta.

• TRAT1: Opción de tarifa en alta tensión para clientes residenciales con al menos medición de energía que cuentan con potencia conectada inferior o igual a 10 kW o con un limitador de potencia para cumplir con dicha condición.

• TRAT2: 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 y demanda máxima de potencia suministrada. Solo podrán optar a esta tarifa los clientes residenciales alimentados en alta tensión cuya potencia conectada sea inferior o igual a 10 kW o aquellos clientes que instalen un limitador de potencia para cumplir esta condición.

Se entenderá por demanda máxima 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 esta.

• 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 y demanda máxima de potencia suministrada. Solo podrán optar a esta tarifa los clientes residenciales alimentados en baja tensión cuya potencia conectada sea mayor a 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 esta.

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.

1.11. 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 doce 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 de doce meses 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.

1.12. 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 esta.

1.13. 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.

Este documento ha sido firmado electrónicamente de acuerdo con la ley N°19.799 e incluye sellado de tiempo y firma electrónica avanzada. Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese este código en el sitio web www.diarioficial.cl

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.

1.14. 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 esta.

1.15. Tarifa BT6:
Opción tarifaria en baja tensión para suministros no residenciales con unidad de medida que es parte del Sistema de Medición, Monitoreo y Control (SMMC).
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.

1.16. 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.

1.17. 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.

1.18. 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.

Este documento ha sido firmado electrónicamente de acuerdo con la ley N°19.799 e incluye sellado de tiempo y firma electrónica avanzada. Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese este código en el sitio web www.diarioficial.cl

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

1.19. 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.

1.20. Tarifa AT6:

Opción tarifaria en alta tensión para suministros no residenciales con unidad de medida que es parte del Sistema de Medición, Monitoreo y Control (SMMC).

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 esta.

2. Cargos Tarifarios

2.1. Tarifa BT1a y TRAT1

Las tarifas BT1a y TRAT1 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 potencia base en su componente de distribución

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

Las componentes del cargo por uso del Sistema de Transmisión y del 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.

El cargo por uso del Sistema de Transmisión 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 los cargos que se determinen según las reglas establecidas en las disposiciones transitorias de 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 será igual a la totalidad de la energía consumida en el mes.

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

Este documento ha sido firmado electrónicamente de acuerdo con la ley N°19.799 e incluye sellado de tiempo y firma electrónica avanzada. Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese este código en el sitio web www.diarioficial.cl

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

Las componentes del cargo por uso del Sistema de Transmisión y del 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.

El cargo por uso del Sistema de Transmisión 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 los cargos que se determinen según las reglas establecidas en las disposiciones transitorias de 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.

2.3. Tarifas TRBT, TRBT2, TRBT3, TRAT, TRAT2 y TRAT3:

Las tarifas TRBT, TRBT2, TRBT3, TRAT, TRAT2 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 este es nulo.

Las componentes del cargo por uso del Sistema de Transmisión y del 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.

El cargo por uso del Sistema de Transmisión 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 los cargos que se determinen según las reglas establecidas en las disposiciones transitorias de 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 obtendrán 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.

Este documento ha sido firmado electrónicamente de acuerdo con la ley N°19.799 e incluye sellado de tiempo y firma electrónica avanzada. Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese este código en el sitio web www.diarioficial.cl

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 este es nulo.

Las componentes del cargo por uso del Sistema de Transmisión y del 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.

El cargo por uso del Sistema de Transmisión 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 los cargos que se determinen según las reglas establecidas en las disposiciones transitorias de 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 este es nulo.

Las componentes del cargo por uso del Sistema de Transmisión y del 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.

El cargo por uso del Sistema de Transmisión 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 los cargos que se determinen según las reglas establecidas en las disposiciones transitorias de 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 con el 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,

Este documento ha sido firmado electrónicamente de acuerdo con la ley N°19.799 e incluye sellado de tiempo y firma electrónica avanzada. Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese este código en el sitio web www.diarioficial.cl

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 este es nulo.

Las componentes del cargo por uso del Sistema de Transmisión y del 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.

El cargo por uso del Sistema de Transmisión 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 los cargos que se determinen según las reglas establecidas en las disposiciones transitorias de 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. Dichos cargos 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.

Este documento ha sido firmado electrónicamente de acuerdo con la ley N°19.799 e incluye sellado de tiempo y firma electrónica avanzada. Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese este código en el sitio web www.diarioficial.cl

• 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 y BT6

Las tarifas BT5 y BT6 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 este es nulo.

Las componentes del cargo por uso del Sistema de Transmisión y del 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.

El cargo por uso del Sistema de Transmisión 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 los cargos que se determinen según las reglas establecidas en las disposiciones transitorias de 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 obtendrán 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 esta.

2.10. Tarifas de Alta Tensión

Las tarifas de alta tensión AT2, AT3, AT4.1, AT4.2, AT4.3, AT5 y AT6 comprenderán los mismos cargos y se facturarán de la misma forma que las tarifas BT2, BT3, BT4.1, BT4.2, BT4.3, BT5 y BT6, respectivamente, difiriendo solo 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.

Este documento ha sido firmado electrónicamente de acuerdo con la ley N°19.799 e incluye sellado de tiempo y firma electrónica avanzada. Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese este código en el sitio web www.diarioficial.cl

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 o 66 kV tendrán una rebaja de las tarifas aplicables en alta tensión igual a 7%. Aquellos cuyo voltaje de suministro sea 110 kV tendrán una rebaja de las tarifas aplicables en alta tensión de 9%.

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 proporción a los días de cada mes. 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 pertenecientes a dicho mes.

Los montos de potencia contratada en las diferentes opciones tarifarias remanentes y las opciones tarifarias contratadas por los clientes regirán por doce meses, y se entenderán renovadas por un período similar, salvo aviso del cliente con al menos treinta días corridos de anticipación al vencimiento de dicho período. No obstante, el cliente podrá disminuir los montos de potencia contratada bien cambiar de opción tarifaria, comprometiendo con la empresa el pago del remanente que tuviere por concepto de potencia contratada respecto de la nueva potencia contratada. Se procederá de igual forma respecto de 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 dicho plazo de tres meses, la opción tarifaria que dejará de estar vigente, y la fecha límite para que el cliente comunique a la empresa las modificaciones que desee efectuar a su contrato de suministro.

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

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 estas 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 al momento de hacerse la clasificación, con los consumos promedio de los diez meses inmediatamente anteriores. Este factor se calculará mediante la siguiente expresión:

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

Donde:

Año Actual : Año en que se realiza la clasificación de los clientes;
Año Anterior : Año inmediatamente anterior al que se realiza la clasificación.

Si el Factor de Clasificación resulta igual o inferior a 2,5, el cliente residencial estará afecto a la opción tarifaria BT1a. En caso contrario, el cliente estará sujeto a la opción tarifaria BT1b.

Este documento ha sido firmado electrónicamente de acuerdo con la ley N°19.799 e incluye sellado de tiempo y firma electrónica avanzada. Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese este código en el sitio web www.diarioficial.cl

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 doce meses, no pudiendo el cliente modificar la opción tarifaria en la cual fue clasificado.

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

Las tarifas BT2 y AT2 de potencia contratada y 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 con 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 que 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 el 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, cinco días hábiles del mes.

La empresa calificará el consumo del cliente como “presente en punta” o “parcialmente presente en punta”.

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

3.5. Determinación de la potencia contratada

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

Este documento ha sido firmado electrónicamente de acuerdo con la ley N°19.799 e incluye sellado de tiempo y firma electrónica avanzada. Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese este código en el sitio web www.diarioficial.cl

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, caso en el cual 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 caso de que la potencia contratada no sea establecida por el cliente, no será de cargo de este 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 correspondiente al periodo 2020-2024

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.

Este documento ha sido firmado electrónicamente de acuerdo con la ley N°19.799 e incluye sellado de tiempo y firma electrónica avanzada. Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese este código en el sitio web www.diarioficial.cl

b) Condición de clasificación para clientes de baja tensión

Condición AT:

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

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 tarifario del periodo 2020-2024, se cumple alguna de las siguientes condiciones:

1) El transformador de distribución asociado al cliente es subterráneo;
2) 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, en virtud de una disposición municipal.

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 tarifario del periodo 2020-2024, 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 nuevas instalaciones
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

Este documento ha sido firmado electrónicamente de acuerdo con la ley N°19.799 e incluye sellado de tiempo y firma electrónica avanzada. Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese este código en el sitio web www.diarioficial.cl

vigencia del decreto tarifario del periodo 2020-2024, por efecto de disposiciones municipales o de nuevos desarrollos inmobiliarios, independientemente del ATD 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 las nuevas instalaciones, 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 al que deberán ceñirse los concesionarios para registrar los antecedentes que da cuenta el presente numeral.

Artículo segundo: Publíquese el Informe Técnico Preliminar que se aprueba conforme al artículo precedente en el sitio web de la Comisión Nacional de Energía www.cne.cl, en el Diario Oficial y un diario de circulación nacional.

Artículo tercero: Publíquese la presente resolución exenta en el Diario Oficial y en un diario de circulación nacional.

Artículo cuarto: El plazo de diez días establecido en el inciso segundo del artículo 185 de la Ley General de Servicios Eléctricos, para efectos de que los actores de la sociedad civil, las empresas concesionarias de distribución eléctrica y las asociaciones de consumidores a que se refiere la Ley N° 19.496 puedan presentar sus observaciones al Informe Técnico Preliminar aprobado en el artículo primero, comenzará a contabilizarse a partir de la publicación de la presente resolución exenta en el Diario Oficial.

Anótese.- Marco Antonio Mancilla Ayancán, Secretario Ejecutivo, Comisión Nacional de Energía.

Este documento ha sido firmado electrónicamente de acuerdo con la ley N°19.799 e incluye sellado de tiempo y firma electrónica avanzada. Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese este código en el sitio web www.diarioficial.cl