

LEYES, REGLAMENTOS, DECRETOS Y RESOLUCIONES DE ORDEN GENERAL

Núm. 43.870

Viernes 7 de Junio de 2024

Página 1 de 57

Normas Generales

CVE 2501300

MINISTERIO DE ENERGÍA

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

Núm. 5 T.- Santiago, 31 de mayo de 2024.

Vistos:

1. Lo dispuesto en el decreto ley N° 2.224, de 1978, del Ministerio de Minería, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente "Comisión";

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

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

4. Lo dispuesto en 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 N° 21.194";

5. Lo señalado en la ley N° 21.472, que crea un fondo de estabilización de tarifas y establece un nuevo mecanismo de estabilización transitorio de precios de la electricidad para clientes sometidos a regulación de precios, en adelante "ley N° 21.472";

6. Lo dispuesto en la ley N° 21.667, que modifica diversos cuerpos legales, en materia de estabilización tarifaria, en adelante "ley N° 21.667";

7. Lo dispuesto en la ley N° 19.886, de bases sobre contratos administrativos de suministro y prestación de servicios, en adelante "ley N° 19.886";

8. Lo dispuesto en el decreto supremo N° 327, de 1997, del Ministerio de Minería, que fija reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante "Reglamento";

9. Lo dispuesto en el decreto supremo N° 11T, de 2016, del Ministerio Energía, que fija fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados que se señalan, efectuados por las empresas concesionarias de distribución que se indican, en adelante "decreto N° 11T";

10. Lo dispuesto en el decreto N° 13T, de 2017, del Ministerio de Energía, que fija precios de servicios no consistentes en suministros de energía, asociados a la distribución eléctrica, en adelante "decreto N° 13T";

11. Lo dispuesto en el decreto supremo N° 5T, de 2018, del Ministerio de Energía, que fija fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados que se señalan en el decreto N° 11T, de 2016, del Ministerio de Energía, de acuerdo a las actualizaciones de los parámetros que se indican, en adelante "decreto 5T";

12. Lo dispuesto en el decreto N° 4, de 2020, del Ministerio de Energía, que otorga a Sociedad de Ingeniería Eléctrica Mataquito Limitada, concesión definitiva de servicio público de distribución de energía eléctrica en la Región de Atacama, provincias de Copiapó y Huasco, comunas Copiapó y Huasco.

13. Lo dispuesto en la resolución exenta N° 24, de 21 de enero de 2020, de la Comisión, que aprueba y comunica Bases Técnicas Preliminares "Para el Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución, Cuadrienio noviembre 2020-2024" y del "Estudio de Costos de los Servicios Asociados al Suministro de Electricidad de Distribución";

14. Lo dispuesto en la resolución exenta N° 805, de 23 de diciembre de 2019, de la Comisión, que fija Áreas Típicas para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución cuadrienio noviembre 2020 - 2024;

15. Lo dispuesto en la resolución exenta N° 40, de 3 de febrero de 2020, de la Comisión, que fija Áreas Típicas para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución

cuadrienio noviembre 2020- 2024, y deja sin efecto resolución exenta N° 805, de 23 de diciembre de 2019;

16. Lo dispuesto en la resolución N° 1, de 21 de enero de 2020, de la Comisión, que llama a licitación pública y aprueba bases administrativas y anexos para la contratación del estudio denominado “Estudio para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución, cuadrienio Noviembre 2020-2024” y “Estudio de Costos de Servicios Asociados al suministro de electricidad de distribución”.

17. Lo dispuesto en la resolución N° 2, de 18 de marzo de 2020, de la Comisión, que deja sin efecto resolución N° 1, de 21 de enero de 2020, de la Comisión Nacional de Energía y llama a licitación pública y aprueba bases administrativas y anexos para la contratación del estudio denominado “Estudio para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución, cuadrienio Noviembre 2020-2024” y “Estudio de Costos de Servicios Asociados al suministro de electricidad de distribución”;

18. Lo dispuesto en la resolución exenta N° 103, de 31 de marzo de 2020, de la Comisión, que aprueba y comunica Bases Técnicas Corregidas para el “Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución, cuadrienio noviembre de 2020-2024” y “Estudio de Costos de los Servicios Asociados al Suministro de Electricidad de Distribución”;

19. Lo dispuesto en la resolución exenta N° 178, de 29 de mayo de 2020, de la Comisión, 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 del Estudio de Costos”;

20. Lo dispuesto en el Dictamen N° 03-2020, del Honorable Panel de Expertos, de 1 de junio de 2020, que resuelve discrepancias respecto de las Bases Técnicas para el Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución Cuatrienio 2020-2024 y de Estudio de Costos de los Servicios Asociados al Suministro de Electricidad de Distribución;

21. Lo dispuesto en la resolución exenta N° 195, de 11 de junio de 2020, de la Comisión, 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”;

22. Lo dispuesto en la resolución exenta N° 197, de 11 de junio de 2020, que tiene por formalizadas las bases técnicas y administrativas definitivas, de conformidad a lo dispuesto en artículo 183° bis, inciso 12°, de la Ley General de Servicios Eléctricos;

23. Lo dispuesto en la resolución exenta N° 256, de 17 de julio de 2020, de la Comisión, que constituye Comité del Estudio de Costos establecido en el artículo 183 bis de la Ley General de Servicios Eléctricos, y sus posteriores modificaciones;

24. Lo dispuesto en la resolución N° 3, de 27 de agosto de 2020, de la Comisión, que aprueba Contrato de Prestación de Servicios para elaboración del Estudio denominado “Estudio para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución, cuadrienio noviembre 2020-2024” y “Estudio de Costos de Servicios Asociados al suministro de electricidad de distribución”;

25. Lo dispuesto en el decreto N° 59, de 2021, del Ministerio de Energía, que otorga a Distribuidora Eléctrica S.A.C., concesión definitiva de servicio público de distribución de energía eléctrica en la Región de Arica y Parinacota, provincia de Arica, comunas de Arica y Camarones.

26. Lo dispuesto en la resolución exenta N° 4, de 7 de enero de 2021, de la Comisión, que proroga los plazos asociados al “Estudio para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución, cuadrienio noviembre 2020-2024” y “Estudio de Costos de Servicios Asociados al suministro de electricidad de distribución” que se señalan;

27. Lo dispuesto en la resolución exenta N° 105, de 13 de abril de 2021, de la Comisión, que proroga los plazos asociados al “Estudio para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución, cuadrienio noviembre 2020-2024” y “Estudio de Costos de Servicios Asociados al suministro de electricidad de distribución” que se señalan;

28. Lo dispuesto en la resolución exenta N° 167, de 27 de mayo de 2021, de la Comisión, que proroga plazo entrega Informe Final VAD, asociado al “Estudio para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución, cuadrienio noviembre 2020-2024” y “Estudio de Costos de Servicios Asociados al suministro de electricidad de distribución” que se señalan;

29. Lo dispuesto en la resolución exenta N° 423, de 20 de octubre de 2021, de la Comisión, que proroga el plazo de entrega del Informe Final Definitivo del “Estudio para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución, cuadrienio noviembre 2020-2024” y “Estudio de Costos de Servicios Asociados al suministro de electricidad de distribución” que se señalan;

30. Lo dispuesto en la resolución exenta N° 8, de 5 de enero de 2022, de la Comisión, que establece plazo de entrega del Informe Final Definitivo (segunda versión) del “Estudio para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución, cuadrienio noviembre 2020-2024” y “Estudio de Costos de Servicios Asociados al suministro de electricidad de distribución” que se señalan;

31. Lo dispuesto en la resolución exenta N° 62, de 28 de enero de 2022, de la Comisión, que proroga plazo establecido para la entrega del Informe Final Definitivo (segunda versión) del “Estudio para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución, cuadrienio Noviembre 2020 - 2024” y “Estudio de Costos de Servicios Asociados al suministro de electricidad de distribución” que se señalan;

32. Lo dispuesto en la resolución exenta N° 319, de 2 de mayo de 2022, de la Comisión, que establece plazo de entrega del Informe Final Definitivo (tercera versión) del “Estudio para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución, cuadrienio noviembre 2020-2024” y “Estudio de Costos de Servicios Asociados al suministro de electricidad de distribución” que se señalan;

33. Lo señalado en el acta de la vigésimo cuarta sesión extraordinaria del Comité del Estudio de Costos, de 2 de junio de 2022;

34. Las observaciones efectuadas por las empresas y los participantes al Estudio de Costos al que hace referencia el artículo 183 bis de la Ley;

35. Lo dispuesto en la resolución exenta N° 908, de 23 de diciembre de 2022, que aprueba Informe Técnico del Cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución, cuadrienio noviembre 2020– noviembre 2024;

36. Lo resuelto por el Honorable Panel de Expertos mediante dictámenes de las discrepancias N° 1 a la N° 25, todos de 25 de abril de 2023, sobre el Informe Técnico del Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución, cuadrienio noviembre 2020-2024;

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

38. Lo dispuesto en la resolución exenta N° 574, de 21 de noviembre de 2023, de la Comisión, que aprueba Informe Técnico Preliminar de propuesta de fórmulas tarifarias para concesionarias de servicio público de distribución, cuadrienio noviembre 2020-noviembre 2024;

39. Las observaciones presentadas por Compañía Eléctrica del Litoral S.A.; Compañía General de Electricidad S.A.; Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.; Enel Colina S.A.; Enel Distribución Chile S.A.; Grupo Saesa; y Fenacopel al informe técnico definitivo indicado en el numeral anterior;

40. Lo dispuesto en la resolución exenta N° 46, de 9 de febrero de 2024, de la Comisión, que aprueba Informe Técnico Definitivo de propuesta de fórmulas tarifarias para concesionarias de servicio público de distribución, cuadrienio noviembre 2020-noviembre 2024;

41. Lo dispuesto en la resolución exenta N° 164, de 10 de abril de 2024, de la Comisión, que rectifica Informe Técnico Definitivo de propuesta de fórmulas tarifarias para concesionarias de servicio público de distribución, cuadrienio noviembre 2020-noviembre 2024, aprobado mediante resolución exenta N° 46 de la Comisión Nacional de Energía, de 9 de febrero de 2024, y aprueba texto refundido;

42. Lo dispuesto en la resolución exenta N° 270, de 29 de mayo de 2024, de la Comisión, que rectifica Informe Técnico Definitivo de propuesta de fórmulas tarifarias para concesionarias de servicio público de distribución, cuadrienio noviembre 2020-noviembre 2024, aprobado mediante resolución exenta N° 46 de la Comisión Nacional de Energía, de 9 de febrero de 2024, rectificado mediante resolución exenta N° 164, de 10 de abril de 2024, y aprueba texto refundido;

43. Lo dispuesto en la resolución exenta N° 271, de 29 de mayo de 2024, de la Comisión, que aprueba informe de determinación de ajustes y recargos a que se refiere el inciso sexto del artículo cuarto transitorio de la ley N° 21.667;

44. Lo dispuesto en la resolución N° 7, de 2019, de la Contraloría General de la República; y

Considerando:

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

2. Que, la ley N° 21.194, que rebaja la rentabilidad de las empresas de distribución y perfecciona el proceso tarifario de distribución eléctrica, publicada en el Diario Oficial el 21 de diciembre de 2019, introdujo una serie de modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos que alteran las disposiciones del procedimiento administrativo para la determinación del valor agregado por concepto de costos de distribución y las fórmulas tarifarias para las concesionarias de servicio público de distribución.

3. Que, el artículo primero transitorio de la ley N° 21.194 estableció que lo dispuesto en dicha normativa se aplicará al proceso de determinación de tarifas de distribución correspondiente al cuadrienio 2020-2024 y, también, al proceso de fijación de precios de servicios no consistentes en suministros de energía asociados a la distribución de energía eléctrica, en lo que fuera pertinente.

4. Que, por su parte, el artículo segundo transitorio de la ley N° 21.194 indicó que para el proceso de determinación de tarifas de distribución correspondiente al cuadrienio 2020-2024, la Comisión podrá utilizar estudios de determinación de tasa de actualización contratados por ésta, y no serán exigibles las disposiciones establecidas en el inciso séptimo del artículo 182° bis de la Ley.

5. Que, de acuerdo al artículo 183° de la Ley, las componentes de los Valores Agregados de Distribución indicadas en el artículo 182° de dicho cuerpo normativo, se calcularán por áreas típicas de distribución, las que deberán ser fijadas por la Comisión, y cuyas componentes son calculadas sobre la base de un estudio de costos encargado a una empresa consultora por ella, en conformidad al artículo 183 bis de la Ley.

6. Que, la ley N° 21.194 modificó el artículo 183° de la Ley General de Servicios Eléctricos, incorporando un periodo de consulta pública respecto de la fijación de Áreas Típicas de Distribución, de acuerdo con el nuevo procedimiento establecido en el artículo 183 bis de la Ley.

7. Que, el artículo cuarto transitorio de la ley N° 21.194 dispuso, respecto del periodo de consulta pública referido en el considerando anterior, que para el proceso de determinación de tarifas de distribución correspondiente al cuadrienio 2020-2024, y por única vez, no serán aplicables las disposiciones establecidas en el artículo 183 bis en relación a la constitución del registro de participantes, entendiéndose como tales a 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.

8. Que, el artículo quinto transitorio de la ley N° 21.194 dispuso que, para el proceso de determinación de tarifas de distribución correspondiente al cuadrienio 2020-2024, la Comisión deberá definir, al menos, cuatro áreas típicas para las cooperativas de distribución eléctrica, en las cuales se considerarán como empresas de referencia a cooperativas que presten el servicio público de distribución para el estudio de costos de la respectiva área típica.

9. Que, en virtud de lo expuesto en los considerandos precedentes, la Comisión, mediante la resolución exenta N° 805, de 23 de diciembre de 2019, fijó áreas típicas para el cálculo del valor agregado de distribución cuadrienio noviembre 2020 – noviembre 2024, e hizo el llamado a consulta pública, dando inicio al procedimiento administrativo para la determinación del valor agregado por concepto de costos de distribución y las fórmulas tarifarias para las concesionarias de servicio público de distribución.

10. Que, atendidas las observaciones efectuadas por las empresas distribuidoras en el antedicho procedimiento de consulta pública, la Comisión a través de la dictación de la resolución exenta N° 40, de 3 de febrero de 2020, dejó sin efecto la resolución exenta N° 805, de 23 de diciembre de 2019, y fijó las Áreas Típicas para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución cuadrienio noviembre 2020 – noviembre 2024, y dejó sin efecto la resolución referida en el considerando anterior.

11. Que, el artículo tercero transitorio de la ley N° 21.194 dispuso que las bases técnicas y administrativas preliminares a que se refiere el artículo 183 bis de la Ley General de Servicios Eléctricos, deberán comunicarse dentro de los veinte días hábiles siguientes a la publicación en el Diario Oficial de dicha ley.

12. Que, cumpliendo el plazo señalado en el considerando precedente, la Comisión a través de la resolución exenta N° 24, de 21 de enero de 2020, aprobó y comunicó por correo electrónico a las empresas concesionarias de distribución y a las asociaciones de consumidores a que se refiere la ley N° 19.496 las Bases Técnicas Preliminares “Para el Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución, Cuadrienio noviembre 2020-2024” y del “Estudio de Costos de los Servicios Asociados al Suministro de Electricidad de Distribución”. Con la misma fecha, la Comisión mediante resolución N° 1, efectuó el llamado a licitación pública y aprobó bases técnicas, administrativas y anexos para la contratación del estudio denominado “Estudio para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución, cuadrienio Noviembre 2020-2024” y “Estudio de Costos de Servicios Asociados al suministro de electricidad de distribución”.

13. Que, posteriormente, la Comisión a través de la resolución N° 2, de 18 de marzo de 2020, dejó sin efecto la recién citada resolución N° 1, de 21 de enero de 2020, y efectuó el llamado a licitación pública y aprobó bases administrativas y anexos para la contratación del estudio denominado “Estudio para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución, cuadrienio Noviembre 2020-2024” y “Estudio de Costos de Servicios Asociados al suministro de electricidad de distribución”. La anotada resolución fue tomada de razón por la Contraloría General de la República con fecha 5 de junio de 2020.

14. Que, a través de la resolución exenta N° 103, de 31 de marzo de 2020, la Comisión aprobó y comunicó a las empresas concesionarias de distribución y a las asociaciones de consumidores a que se refiere la ley N° 19.496, las Bases Técnicas Corregidas para el “Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución, cuadrienio noviembre de 2020-2024” y “Estudio de Costos de los Servicios Asociados al Suministro de Electricidad de Distribución”.

15. Que, posteriormente, ciertas empresas participantes y usuarios e instituciones interesadas presentaron ante el H. Panel de Expertos sus discrepancias respecto de las bases citadas en el considerando precedente.

16. Que, de acuerdo con las disposiciones del artículo sexto transitorio de la ley N° 21.194, el H. Panel de Expertos, a través del Dictamen N° 03-2020, de 1 de junio de 2020, resolvió las discrepancias respecto de las Bases Técnicas para el Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución Cuatrienio 2020-2024 y de Estudio de Costos de los Servicios Asociados al Suministro de Electricidad de Distribución.

17. Que, la Comisión, mediante la resolución exenta N° 195, de 11 de junio de 2020, aprobó las 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”.

18. Que, de conformidad a lo dispuesto en el inciso 12° del artículo 183° bis de la Ley General de Servicios Eléctricos, a través de resolución exenta N° 197, de 11 de junio de 2020, la Comisión tuvo por formalizadas las bases técnicas y las bases administrativas definitivas para la contratación del estudio de “Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución, cuatrienio noviembre de 2020-2024” y “Estudio de Costos de los Servicios Asociados al Suministro de Electricidad de Distribución”.

19. Que, mediante la resolución exenta N° 310, de 17 de agosto de 2020, la Comisión adjudicó a la empresa Inecon Ingenieros y Economistas Consultores S.A., RUT N° 84.705.100-0, en adelante el “Consultor”, la licitación pública ID 610-10-LR20, para la elaboración del denominado “Estudio para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución, cuatrienio Noviembre 2020-2024” y “Estudio de Costos de Servicios Asociados al suministro de electricidad de distribución”. El respectivo contrato suscrito entre la Comisión y el Consultor fue aprobado a través de la resolución N° 3, de 27 de agosto de 2020, de la Comisión, acto administrativo que fue tomado de razón por la Contraloría General de la República el 17 de septiembre de 2020.

20. Que, durante el desarrollo del estudio, la Comisión mediante las resoluciones exentas señaladas en los numerales 26 a 32 de los vistos del presente acto administrativo, prorrogó y estableció nuevos plazos de entrega de los informes del Consultor, conforme se detalla en las respectivas resoluciones.

21. Que, el informe final definitivo del estudio fue entregado por el Consultor a la Comisión con fecha 3 de mayo de 2022, habiendo sido previamente aprobado con fecha 2 de junio de 2022 por el Comité del Estudio de Costos.

22. Que, el numeral 4 del artículo sexto transitorio de la ley N° 21.194 establece que, dentro de los tres días desde que el Comité del Estudio de Costos otorgue la conformidad al Estudio, la Comisión lo comunicará en su página web y en un medio de amplio acceso, y los participantes tendrán un plazo de quince días, contado desde dicha publicación, para efectuar observaciones al estudio. En razón de la citada disposición, con fecha 7 de junio de 2022 se publicó el Estudio en la página web de la Comisión y en el diario El Mercurio.

23. Que, las empresas y los participantes efectuaron sus observaciones al Estudio en el plazo establecido por el numeral 4 del artículo sexto transitorio de la ley N° 21.194.

24. Que, mediante la resolución exenta N° 908, de 23 de diciembre de 2022, que aprueba Informe Técnico del Cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución, cuatrienio noviembre 2020 – noviembre 2024, la Comisión aprobó y comunicó dicho informe técnico elaborado conforme al procedimiento establecido en las disposiciones transitorias de la ley N° 21.194 y en la Ley.

25. Que, de conformidad con lo establecido en las disposiciones transitorias de la ley N° 21.194, las empresas Chilquinta Energía S.A., Compañía General de Electricidad S.A., Empresa Eléctrica de Magallanes S.A., Enel Distribución Chile S.A., Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., Sociedad Austral de Electricidad S.A., Empresa Eléctrica de Aisén S.A., Compañía Eléctrica de Osorno S.A., Empresa Eléctrica de Puente Alto S.A., Cooperativa Rural Eléctrica de Río Bueno Limitada, Cooperativa Eléctrica de Curicó Ltda., Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Chillán Ltda., Cooperativa Regional Eléctrica Llanquihue y Cooperativa Eléctrica Charrúa Ltda., presentaron discrepancias ante el H. Panel de Expertos respecto del informe técnico individualizado en el considerando precedente.

26. Que, el H. Panel de Expertos, mediante dictámenes individualizados en el numeral 36 de los vistos del presente acto administrativo, todos de fecha 25 de abril de 2023, se pronunció respecto a las discrepancias señaladas en el considerando anterior.

27. Que, atendido lo dispuesto en el inciso vigésimo tercero del artículo 183° bis de la Ley, la Comisión mediante resolución exenta N° 465, de fecha 5 de octubre de 2023, aprobó el Informe Técnico Definitivo del Cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución, cuatrienio noviembre 2020- noviembre 2024, incorporando e implementando lo resuelto por el H. Panel de Expertos.

28. Que, el artículo 185° de la Ley 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.

29. Que, en razón de lo indicado en el considerando precedente, la Comisión dictó la resolución exenta N° 574, de 21 de noviembre de 2023, que aprobó el Informe Técnico Preliminar de propuesta de fórmulas tarifarias para concesionarias de servicio público de distribución, cuatrienio noviembre 2020 - noviembre 2024.

30. Que, el Informe Técnico Preliminar indicado en el considerando anterior fue publicado en el Diario Oficial, con fecha 29 de noviembre de 2023, en el diario Las Últimas Noticias de la misma fecha, y en el sitio web institucional de la Comisión, para efectos de que, como dispone el inciso segundo del artículo 185° de la Ley, todos los actores de la sociedad civil y empresas inscritas en el registro a que se refiere el artículo 183° bis pudieran presentar sus observaciones, dentro del plazo de diez días, sin perjuicio de lo dispuesto por el artículo cuarto transitorio de la ley N° 21.194.

31. Que, las empresas Compañía Eléctrica del Litoral S.A.; Compañía General de Electricidad S.A.; Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.; Enel Colina S.A.; Enel Distribución Chile S.A.; Grupo Saesa; y la Federación Nacional de Cooperativas Eléctricas, presentaron observaciones al Informe Técnico Preliminar referido en el considerando 29 anterior.

32. Que, la Comisión, mediante resolución exenta N° 46, de 9 de febrero de 2024, aprobó el Informe Técnico Definitivo de propuesta de fórmulas tarifarias para concesionarias de servicio público de distribución, cuatrienio noviembre 2020 - noviembre 2024, abordando además la respuesta a las observaciones indicadas en el considerando precedente.

33. Que, la Comisión, mediante resolución exenta N° 164, de 10 de abril de 2024, rectificó el Informe Técnico referido en el considerando anterior, y aprobó el nuevo texto refundido de dicho documento, a efectos de corregir los datos correspondientes a Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. y Cooperativa Eléctrica Curicó Ltda., según lo comunicado por dichas empresas a la Comisión.

34. Que, la Comisión, mediante resolución exenta N° 270, de 29 de mayo de 2024, rectificó nuevamente el Informe Técnico referido en los considerandos anteriores, y aprobó el nuevo texto refundido de dicho documento, a efectos de incorporar las observaciones al documento planteadas por esta Secretaría de Estado a la Comisión.

35. Que, de acuerdo con lo dispuesto en el inciso primero del 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.

36. Que, en relación con lo anterior, el inciso sexto del artículo cuarto transitorio de la ley N° 21.667 establece que, sin perjuicio de las reglas señaladas en los incisos anteriores de dicha disposición, en caso de que se publique en el Diario Oficial el decreto que fija fórmulas tarifarias en conformidad al artículo 190° de la Ley General de Servicios Eléctricos correspondiente al cuatrienio 2020-2024, se utilizarán las fórmulas que determine aquel acto administrativo, aplicándose las reliquidaciones que correspondan conforme al artículo 192° del mismo cuerpo legal. Asimismo, establece dicha disposición que excepcionalmente, los ajustes y recargos a que dé origen el mecanismo a que se refiere el inciso segundo del artículo 191° de la Ley General de Servicios Eléctricos serán fijados en aquel acto administrativo, previo informe de la Comisión.

37. Que, en el mismo sentido, el inciso séptimo del artículo cuarto transitorio de la ley N° 21.667 determinó que los ajustes y recargos referidos en el considerando anterior se deberán aplicar a partir de la publicación del presente decreto en el Diario Oficial y se mantendrán vigentes hasta la publicación en el Diario Oficial del decreto a que se refiere el inciso tercero del artículo 191° de la Ley General de Servicios Eléctricos. Además, la disposición establece que dichos ajustes y recargos deberán ser igualmente considerados en el cálculo de las reliquidaciones a las que se refiere el artículo 192° de la Ley General de Servicios Eléctricos, para las tarifas correspondientes al cuatrienio 2020-2024.

38. Que, a efectos de dar cumplimiento a la disposición transitoria de la ley N° 21.667 referida en los considerandos anteriores, la Comisión, a través de la resolución exenta N° 271, de 29 de mayo de 2024, aprobó el informe de determinación de ajustes y recargos a que se refiere el inciso sexto del artículo cuarto transitorio de la ley N° 21.667.

39. Que, de acuerdo a lo indicado en el inciso segundo del artículo séptimo transitorio de la ley N° 21.667, al decreto que fija el Valor Agregado de Distribución para el periodo 2020-2024, se le aplicarán las mismas reglas señaladas en el inciso primero de la disposición citada. Por su parte, el referido inciso primero faculta a que los decretos de precio nudo promedio a que se refiere el artículo 158° de la Ley General de Servicios Eléctricos dictados durante la vigencia de las disposiciones de la ley N° 21.472, podrán entrar en vigencia sin esperar su total tramitación por razones impostergables de buen servicio, indicando tal circunstancia en el decreto respectivo.

40. Que, en dicho contexto, y de acuerdo a lo dispuesto en el numeral 3 del artículo sexto transitorio de la ley N° 21.194, el estudio de costos, a que se refieren los artículos 183° y 183° bis de la Ley, debía ser ejecutado en el plazo máximo de 100 días a partir de su adjudicación. Ahora bien, en la práctica dicho plazo fue ampliamente excedido, según lo consignado en el considerando 20, lo que se debió a una serie de prórrogas de plazo otorgadas por la Comisión al Consultor para la entrega del informe final. De esta forma, los plazos originales del proceso tarifario respectivo se vieron retrasados en, a lo menos dos años, por lo que resulta imperioso que la actualización tarifaria se verifique prontamente, antes del término de vigencia de las fórmulas tarifarias que se fijan en el presente acto.

41. Que, en consecuencia, esta Secretaría de Estado utilizará la facultad dispuesta en el artículo séptimo transitorio de la ley N° 21.667, por lo que el presente decreto entrará en vigencia sin esperar su total tramitación, por razones impostergables de buen servicio, de forma que deberá publicarse en el Diario Oficial una vez remitido a la Contraloría General de la República.

42. Que, de acuerdo a lo establecido en el artículo 187° de la Ley General de Servicios Eléctricos, las fórmulas tarifarias que se fijan en el presente decreto tendrán un período de validez de cuatro años, que corresponde al periodo noviembre de 2020 a noviembre de 2024.

Decreto:

Artículo primero: Fíjense, para el cuatrienio noviembre 2020 – noviembre 2024, las fórmulas tarifarias aplicables a los suministros de precio regulado que se señalan, efectuados por las empresas concesionarias de distribución que se indican.

1. EMPRESAS CONCESIONARIAS DE DISTRIBUCIÓN

1.1 Nómina de empresas concesionarias de distribución *

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 Angeles Ltda.
22	FRONTEL	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.
23	SAESA	Sociedad Austral de Electricidad S.A.
24	EDELAYSÉN	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.
25	EDELMAG	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.
26	CODINER	Compañía Distribuidora de Energía Eléctrica 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	SOCOPEA	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

* Empresas con calidad de concesionarias de servicio público de distribución al 31 de diciembre de 2019.

1.2 Clasificación de áreas típicas de distribución

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

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

Área Típica de Distribución (“ATD”)	Código empresa	Nombre empresa	Área Típica de Distribución (“ATD”)	Código empresa	Nombre empresa
1	10	Enel	7	14	EEPA
2	25	Edelmag	8	8	Emelca
2	9	Litoral	8	13	Til Til
3	6	Chilquinta	8	36	Cooprel
3	12	EEC	9	29	CEC
4	18	CGE	10	20	Coopersol
5	23	Saesa	10	33	Copelec
5	28	Edecsa	10	35	Socoepa
6	24	Edelaysén	11	21	Coopelan
6	22	Frontel	11	26	Codiner
6	31	LuzLinaires	11	40	CRELL
6	32	LuzParral	11	44	Sasipa
6	39	LuzOsorno	12	34	Coelcha
			9	45	MATAQUITO *
			12	46	DESA *

* Cabe señalar que las empresas Sociedad de Ingeniería Eléctrica Mataquito Ltda. (“MATAQUITO”) y Distribuidora Eléctrica S.A.C. (“DESA”), obtuvieron su calidad de concesionarias de servicio público de distribución mediante los decretos Supremos N° 4, de 2020 y N° 59, de 2021, ambos del Ministerio de Energía, respectivamente, con posterioridad al proceso de fijación de áreas típicas de distribución a que se refiere el artículo 183° de la Ley. En dichos decretos, y de acuerdo con el artículo 311 del decreto N° 327, de 1997, del Ministerio de Minería, que fija reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos, se establecieron las condiciones tarifarias que regirían a esas empresas hasta la próxima fijación normal de tarifas de distribución.

Ahora bien, de conformidad con lo establecido en el artículo 225 letra m) de la LGSE, y en consistencia con la metodología definida en 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 cuadrinio noviembre 2020 – noviembre 2024, se ha determinado que, para efectos de la presente fijación tarifaria, estas empresas formarán parte del Área Típica N° 9 y del Área Típica N° 12, respectivamente.

2. CLIENTES CON SUMINISTROS DE PRECIO REGULADO

2.1 Suministros sujetos a regulación de precios

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

1. Los suministros a usuarios finales cuya potencia conectada es inferior o igual a 5.000 kilowatts, ubicados en zonas de concesión de servicio público de distribución o que se conecten mediante líneas de su propiedad o de terceros a las instalaciones de distribución de la respectiva concesionaria;

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

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

2.2 Elección de opciones tarifarias

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

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

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

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

A contar de la fecha de publicación del presente decreto, la concesionaria podrá dejar de ofrecer una TFR, en cuyo caso deberá dar aviso a los clientes acogidos a dicha tarifa al menos doce meses antes, quienes podrán optar a otra 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 TFR que se deja de ofrecer.

Sin perjuicio de lo anterior, se mantendrán las reglas de facturación de una TFR para aquellos clientes que hayan contratado dicha opción tarifaria antes de la publicación del presente decreto, de acuerdo con el inciso cuarto del numeral 2.2. del artículo primero del decreto N° 11T.

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

2.3 Clientes en alta tensión y baja tensión

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

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

3. OPCIONES TARIFARIAS

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

3.1 Tarifas aplicables a usuarios residenciales

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

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

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

3.1.1 Tarifa BT1a

Opción de tarifa simple, en baja tensión, para clientes residenciales con al menos medición de energía que cuenten con potencia conectada inferior o igual a 10 kW o con un limitador de potencia para cumplir dicha condición. Aplicable a los clientes abastecidos por concesionarias cuya demanda máxima anual de consumos en esta opción (BT1a) se produce en meses en que se han definido horas de punta y a clientes abastecidos por empresas cuya demanda máxima anual de consumos en esta opción (BT1a) se produce en meses en que no se hayan definido horas de punta y cuyo Factor de Clasificación, calculado según se indica en el numeral 5.3, sea igual o inferior a dos coma cinco.

3.1.2 Tarifa BT1b

Opción de tarifa simple, en baja tensión, para clientes residenciales con al menos medición de energía que cuenten con potencia conectada inferior o igual a 10 kW o con un limitador de potencia para cumplir dicha condición. Aplicable a los clientes residenciales abastecidos por concesionarias cuya demanda máxima anual de consumos en esta opción (BT1b) se produce en meses en que no se hayan definido horas de punta y cuyo Factor de Clasificación, calculado según se indica en el numeral 5.3, sea superior a dos coma cinco.

3.1.3 Tarifa 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"), definido en la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución y en el Anexo Técnico Sistemas de Medición, Monitoreo y Control.

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

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

Esta opción de tarifa deberá estar disponible a contar de la fecha de publicación en el Diario Oficial del decreto que fija precios de servicios no consistentes en suministros de energía, asociados a la distribución eléctrica, correspondiente al presente proceso tarifario.

3.1.4 Tarifa TRBT2

Opción de tarifa en baja tensión para clientes residenciales con al menos medición de energía, de la demanda máxima de potencia leída en horas de punta y demanda máxima de potencia suministrada con resolución cada 15 minutos o inferior y memoria masa para su registro. 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 residenciales que instalen un limitador de potencia para cumplir esta condición.

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

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

3.1.5 Tarifa TRBT3

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

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

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

3.1.6 Tarifa TRAT

Opción de tarifa en alta tensión para clientes residenciales con unidad de medida del Sistema de Medición, Monitoreo y Control (“SMMC”), definido en la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución y en el Anexo Técnico Sistemas de Medición, Monitoreo y Control.

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

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

Esta opción de tarifa deberá estar disponible a contar de la fecha de publicación en el Diario Oficial del decreto que fija precios de servicios no consistentes en suministros de energía, asociados a la distribución eléctrica, correspondiente al presente proceso tarifario.

3.1.7 Tarifa TRAT1

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

3.1.8 Tarifa TRAT2

Opción de tarifa en alta tensión para clientes residenciales con al menos medición de energía de la demanda máxima de potencia leída en horas de punta y demanda máxima de potencia suministrada con resolución cada 15 minutos o inferior, y memoria masa para su registro. 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 de potencia leída del mes, el más alto valor de las demandas integradas en períodos sucesivos de 15 minutos.

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

3.1.9 Tarifa TRAT3

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

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

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

3.2 Tarifa BT2

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

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

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

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

3.3 Tarifa BT3

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

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

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

3.4 Tarifas BT4

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

En esta opción existirán las siguientes tres modalidades de medición:

BT4.1 : Medición de la energía mensual total consumida y contratación de la demanda máxima de potencia en horas de punta y de la demanda máxima de potencia.

BT4.2 : Medición de la energía mensual total consumida y de la demanda máxima de potencia leída en horas de punta y contratación de la demanda máxima de potencia.

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

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

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

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

3.5 Tarifa BT5

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

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

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

3.6 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”) definido en la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución y en el Anexo Técnico Sistemas de Medición, Monitoreo y Control.

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

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

Esta opción de tarifa deberá estar disponible a contar de la fecha de publicación en el Diario Oficial del decreto que fija precios de servicios no consistentes en suministros de energía, asociados a la distribución eléctrica, correspondiente al presente proceso tarifario.

3.7 Tarifa AT2

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

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

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

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

3.8 Tarifa AT3

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

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

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

3.9 Tarifas AT4

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

En esta opción existirán las siguientes tres modalidades de medición:

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

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

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

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

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

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

3.10 Tarifa AT5

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

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

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

3.11 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”) definido en la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución y en el Anexo Técnico Sistemas de Medición, Monitoreo y Control.

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

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

Esta opción de tarifa deberá estar disponible a contar de la fecha de publicación en el Diario Oficial del decreto que fija precios de servicios no consistentes en suministros de energía, asociados a la distribución eléctrica, correspondiente al presente proceso tarifario.

4. CARGOS TARIFARIOS

4.1. Tarifas BT1a y TRAT1

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

- a) Cargo fijo mensual [\$/mes]
- b) Cargo por uso del sistema de transmisión [\$/kWh]
- c) Cargo por servicio público [\$/kWh]
- d) Cargo por energía [\$/kWh]
- e) Cargo por compras de potencia [\$/kWh]
- f) Cargo por potencia en su componente de distribución [\$/kWh]

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

Las componentes por concepto de cargo por uso del sistema de transmisión y el cargo por servicio público se determinarán en proporción a los consumos de energía, conforme se establezca en la normativa correspondiente. Tanto el cargo por uso del sistema de transmisión como el cargo por servicio público se determinarán multiplicando el consumo de energía mensual, en kWh, por el valor de la componente correspondiente.

En el caso del cargo por uso del sistema de transmisión, éste comprenderá los cargos únicos por uso de las instalaciones de transmisión nacional, zonal, para polos de desarrollo de generación eléctrica; de las instalaciones de transmisión dedicada utilizada por parte de usuarios sometidos a regulación de precios; y las instalaciones de interconexión internacional de servicio público, referidos en los artículos 99° bis, 115° y 116° de la Ley, 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 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.

4.2. Tarifa BT1b

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

- a) Cargo fijo mensual [\$/mes]
- b) Cargo por uso del sistema de transmisión [\$/kWh]
- c) Cargo por servicio público [\$/kWh]
- d) Cargo por energía [\$/kWh]
- e) Cargo por potencia en su componente de transmisión [\$/kWh]
- f) Cargo por potencia en su componente de distribución [\$/kWh]

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

Las componentes por concepto de cargo por uso del sistema de transmisión y el cargo por servicio público se determinarán en proporción a los consumos de energía conforme se establezca en la normativa correspondiente. Tanto el cargo por uso del sistema de transmisión como el cargo por servicio público se determinarán multiplicando el consumo de energía mensual, en kWh, por el valor de la componente correspondiente.

En el caso del cargo por uso del sistema de transmisión, éste comprenderá los cargos únicos por uso de las instalaciones de transmisión nacional, zonal, para polos de desarrollo de generación eléctrica; de las instalaciones de transmisión dedicada utilizada por parte de usuarios sometidos a regulación de precios; y las instalaciones de interconexión internacional de servicio público, referidos en los artículos 99° bis, 115° y 116° de la Ley. Asimismo, este cargo comprenderá 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 en su componente de transmisión y distribución, se aplicarán en todos los meses del año, incluso si el consumo del mes respectivo es nulo, y se obtendrá multiplicando el mayor de los consumos de energía de los meses de enero y febrero inmediatamente anteriores por su precio unitario.

4.3. 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 o factura, cuando corresponda:

- a) Cargo fijo mensual [\$/mes]
- b) Cargo por uso del sistema de transmisión [\$/kWh]
- c) Cargo por servicio público [\$/kWh]
- d) Cargo por energía [\$/kWh]
- e) Cargo por compras de potencia [\$/kW/mes]
- f) Cargo por demanda máxima de potencia leída en horas de punta, en su componente de distribución [\$/kW/mes]
- g) Cargo por demanda máxima de potencia suministrada, en su componente de distribución [\$/kW/mes]

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

Las componentes por concepto de cargo por uso del sistema de transmisión y el cargo por servicio público se determinarán en proporción a los consumos de energía conforme se establezca en la normativa correspondiente. Tanto el cargo por uso del sistema de transmisión como el cargo por servicio público se determinarán multiplicando el consumo de energía mensual, en kWh, por el valor de la componente correspondiente. En el caso del cargo por uso del sistema de transmisión, éste comprenderá los cargos únicos por uso de las instalaciones de transmisión nacional, zonal, para polos de desarrollo de generación eléctrica; de las instalaciones de transmisión dedicada utilizada por parte de usuarios sometidos a regulación de precios; y las instalaciones de interconexión internacional de servicio público, referidos en los artículos 99° bis, 115° y 116° de la Ley, 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, salvo en los Sistemas Medianos, para los cuales la potencia de facturación por compra corresponderá al promedio de las 2 demandas máximas leídas en horas de punta registradas en los últimos 12 meses, incluyendo el mes que se factura.

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

- Durante los meses que contengan horas de punta, se aplicará el precio unitario correspondiente a la demanda máxima de potencia en horas de punta efectivamente leída en cada mes.
- Durante los meses que no contengan horas de punta se aplicará el precio unitario correspondiente al promedio de las dos mayores demandas máximas de potencia en horas de punta, registradas durante los meses del período de punta inmediatamente anterior.

El cargo por demanda máxima de potencia suministrada, en su componente de distribución, se obtendrá multiplicando la demanda suministrada, en kW, por su precio unitario.

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

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

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

4.4. Tarifa BT2:

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

- a) Cargo fijo mensual [\$/mes]
- b) Cargo por uso del sistema de transmisión [\$/kWh]
- c) Cargo por servicio público [\$/kWh]
- d) Cargo por energía [\$/kWh]
- e) Cargo por potencia contratada [\$/kW/mes]

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

Las componentes por concepto de cargo por uso del sistema de transmisión y el cargo por servicio público se determinarán en proporción a los consumos de energía conforme se establezca en la normativa correspondiente. Tanto el cargo por uso del sistema de transmisión como el cargo por servicio público se determinarán multiplicando el consumo de energía mensual, en kWh, por el valor de la componente correspondiente. En el caso del cargo por uso del sistema de transmisión, éste comprenderá los cargos únicos por uso de las instalaciones de transmisión nacional, zonal, para polos de desarrollo de generación eléctrica; de las instalaciones de transmisión dedicada utilizada por parte de usuarios sometidos a regulación de precios; y las instalaciones de interconexión internacional de servicio público, referidos en los artículos 99° bis, 115° y 116° de la Ley. Asimismo, este cargo comprenderá 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, de acuerdo a lo establecido en el numeral 5.4 del presente decreto.

4.5. Tarifa BT3

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

- a) Cargo fijo mensual [\$/mes]
- b) Cargo por uso del sistema de transmisión [\$/kWh]
- c) Cargo por servicio público [\$/kWh]
- d) Cargo por energía [\$/kWh]
- e) Cargo por demanda máxima de potencia leída [\$/kW/mes]

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

Las componentes por concepto de cargo por uso del sistema de transmisión y el cargo por servicio público se determinarán en proporción a los consumos de energía conforme se establezca en la normativa correspondiente. Tanto el cargo por uso del sistema de transmisión como el cargo por servicio público se determinarán multiplicando el consumo de energía mensual, en kWh, por el valor de la componente correspondiente. En el caso del cargo por uso del sistema de transmisión, éste comprenderá los cargos únicos por uso de las instalaciones de transmisión nacional, zonal, para polos de desarrollo de generación eléctrica; de las instalaciones de transmisión dedicada utilizada por parte de usuarios sometidos a regulación de precios; y las instalaciones de interconexión internacional de servicio público, referidos en los artículos 99° bis, 115° y 116° de la Ley. Asimismo, este cargo comprenderá, según corresponda, el cargo único troncal establecido en el artículo 102° de la Ley, 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 de potencia leída del mes corresponderá al mayor de los siguientes valores:

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

Se considera como demanda máxima de potencia leída de facturación del mes, la más alta que resulte de comparar la demanda máxima de potencia leída del mes con el promedio de las dos más altas demandas registradas en aquellos meses que contengan horas de punta, dentro de los últimos 12 meses, incluido el mes que se factura. El cargo por demanda máxima de potencia leída resulta de multiplicar la demanda máxima de potencia leída de facturación por el precio unitario correspondiente, de acuerdo a lo establecido en el numeral 5.4 del presente decreto.

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

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

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

4.6. Tarifa BT4.1

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

- a) Cargo fijo mensual [\$/mes]
- b) Cargo por uso del sistema de transmisión [\$/kWh]
- c) Cargo por servicio público [\$/kWh]
- d) Cargo por energía [\$/kWh]
- e) Cargo por demanda máxima de potencia contratada en horas de punta [\$/kW/mes]
- f) Cargo por demanda máxima de potencia contratada [\$/kW/mes]

4.7. Tarifa BT4.2

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

- a) Cargo fijo mensual [\$/mes]
- b) Cargo por uso del sistema de transmisión [\$/kWh]
- c) Cargo por servicio público [\$/kWh]
- d) Cargo por energía [\$/kWh]
- e) Cargo por demanda máxima de potencia leída en horas de punta [\$/kW/mes]
- f) Cargo por demanda máxima de potencia contratada [\$/kW/mes]

4.8. Tarifa BT4.3

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

- a) Cargo fijo mensual [\$/mes]
- b) Cargo por uso del sistema de transmisión [\$/kWh]
- c) Cargo por servicio público [\$/kWh]
- d) Cargo por energía [\$/kWh]
- e) Cargo por demanda máxima de potencia leída en horas de punta [\$/kW/mes]
- f) Cargo por demanda máxima de potencia suministrada [\$/kW/mes]

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

Las componentes por concepto de cargo por uso del sistema de transmisión y el cargo por servicio público de las tarifas BT4.1, BT4.2 y BT4.3, se determinarán en proporción a los consumos de energía conforme se establezca en la normativa correspondiente. Tanto el cargo por uso del sistema de transmisión como el cargo por servicio público se determinarán multiplicando el consumo de energía mensual, en kWh, por el valor de la componente correspondiente. En el caso del cargo por uso del sistema de transmisión, éste comprenderá los cargos únicos por uso de las instalaciones de transmisión nacional, zonal, para polos de desarrollo de generación eléctrica; de las instalaciones de transmisión dedicada utilizada por parte de usuarios sometidos a regulación de precios; y las instalaciones de interconexión internacional de servicio público, referidos en los artículos 99° bis, 115° y 116° de la Ley, 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 de potencia contratada en horas de punta y por demanda máxima de potencia contratada, así como el cargo de la tarifa BT4.2 por demanda máxima de potencia contratada, se facturarán incluso si el consumo de energía es nulo. Dichos cargos se obtendrán multiplicando la potencia de facturación correspondiente, en kW, por el precio unitario.

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

- Durante los meses que contengan horas de punta, se aplicará el precio unitario correspondiente a la demanda máxima de potencia en horas de punta efectivamente leída en cada mes.
- Durante los meses que no contengan horas de punta, se aplicará el precio unitario correspondiente al promedio de las dos mayores demandas máximas de potencia en horas de punta registradas durante los meses del período de punta inmediatamente 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 de potencia registradas en los últimos 12 meses, incluido el mes que se facture.

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

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

4.9. 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 [\$/mes]
- b) Cargo por uso del sistema de transmisión [\$/kWh]
- c) Cargo por servicio público [\$/kWh]
- d) Cargo por energía [\$/kWh]
- e) Cargo por compras de potencia [\$/kW/mes]
- f) Cargo por demanda máxima de potencia leída en horas de punta, en su componente de distribución [\$/kW/mes]
- g) Cargo por demanda máxima de potencia suministrada, en su componente de distribución [\$/kW/mes]

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

Las componentes por concepto de cargo por uso del sistema de transmisión y el cargo por servicio público se determinarán en proporción a los consumos de energía conforme se establezca en la normativa correspondiente. Tanto el cargo por uso del sistema de transmisión como el cargo por servicio público se determinarán multiplicando el consumo de energía mensual, en kWh, por el valor de la componente correspondiente. En el caso del cargo por uso del sistema de transmisión, éste comprenderá los cargos únicos por uso de las instalaciones de transmisión nacional, zonal, para polos de desarrollo de generación eléctrica; de las instalaciones de transmisión dedicada utilizada por parte de usuarios sometidos a regulación de precios; y las instalaciones de interconexión internacional de servicio público, referidos en los artículos 99° bis, 115° y 116° de la Ley, 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, salvo en los Sistemas Medianos, para los cuales la potencia de facturación por compra corresponderá al promedio de las 2 demandas máximas leídas en horas de punta registradas en los últimos 12 meses, incluyendo el mes que se factura.

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

- Durante los meses que contengan horas de punta, se aplicará el precio unitario correspondiente a la demanda máxima de potencia en horas de punta efectivamente leída en cada mes.
- Durante los meses que no contengan horas de punta se aplicará el precio unitario correspondiente al promedio de las dos mayores demandas máximas de potencia en horas de punta, registradas durante los meses del período de punta inmediatamente anterior.

El cargo por demanda máxima de potencia suministrada, en su componente de distribución, se obtendrá multiplicando la demanda suministrada en kW, por su precio unitario.

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

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

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

4.10. 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 sólo en los precios unitarios correspondientes.

4.11 Recargos tarifarios

4.11.1 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 o en el respectivo decreto tarifario de Sistemas Medianos, según corresponda, vigentes al momento de su aplicación.

4.11.2. Recargo por lectura en baja tensión de consumos de clientes de alta tensión

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

4.12 Descuentos

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

5. CONDICIONES DE APLICACIÓN DE LAS TARIFAS

5.1 Condiciones generales de aplicación de las tarifas

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

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

La concesionaria deberá informar a sus clientes, con no menos de tres meses de anticipación, el término de vigencia de la tarifa elegida por ellos. Para tal efecto, deberá incluir en las boletas o facturas correspondientes a los tres últimos meses del período en que rija la tarifa, un aviso indicando la fecha de término de este período, la opción tarifaria 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.

5.2 Definición de horas de punta

La definición de horas de punta de cada empresa o sector de distribución dependerá del sistema eléctrico del cual sean abastecidos, quedando éstas establecidas en el decreto de precios de nudo de corto plazo o en el respectivo decreto tarifario de Sistemas Medianos, que se encuentre vigente al momento de la facturación.

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

Las distribuidoras cuya demanda máxima de potencia anual de consumos en las opciones tarifarias BT1a y BT1b se produce en meses en que no se hayan definido horas de punta deberán efectuar en el mes de marzo de cada año la clasificación de los clientes que reúnen los requisitos para optar a las opciones tarifarias BT1a y BT1b. Esta clasificación se efectuará determinando para cada cliente un Factor de Clasificación que relaciona los consumos de energía promedio de los meses de enero y febrero del año en curso, al momento de hacerse la clasificación, con los consumos promedios de los diez meses inmediatamente anteriores. Este factor se calculará mediante la siguiente expresión:

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

Donde:

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

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

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

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

La clasificación será anual y permanecerá vigente por períodos de 12 meses, no pudiendo el cliente modificar la opción tarifaria en la cual fue clasificado.

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

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

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

- a) Cuando la potencia contratada o la demanda máxima de potencia leída está siendo usada manifiestamente durante las horas de punta del sistema eléctrico, independientemente de si dicha potencia es o no utilizada en el resto de las horas del año, el consumo será calificado como “presente en punta” y se le aplicará el precio unitario correspondiente.
Se entenderá que la potencia contratada o la demanda máxima de potencia leída está siendo usada manifiestamente durante las horas de punta, cuando el cociente entre la demanda media de potencia del cliente en horas de punta y su potencia contratada, en el caso de las opciones BT2 y AT2 o su demanda máxima de potencia leída, en el caso de las opciones BT3 y AT3, es mayor o igual a 0,5. Por demanda media de potencia en horas de punta se entenderá al consumo de energía durante dichas horas dividido por el número de horas de punta.
- b) Cuando la potencia contratada o la demanda máxima de potencia leída está siendo usada parcialmente durante las horas de punta del sistema eléctrico, independientemente de si dicha potencia es o no utilizada en el resto de las horas del año, el consumo será calificado como “parcialmente presente en punta”, y se le aplicará el precio unitario correspondiente.
Se entenderá que la potencia contratada o la demanda máxima de potencia leída está siendo usada parcialmente durante las horas de punta, cuando el cociente entre la demanda media de potencia del cliente en dichas horas y su potencia contratada, en el caso de las opciones BT2 y AT2, o su demanda máxima de potencia leída, en el caso de las opciones BT3 y AT3, es inferior a 0,5.
No obstante lo anterior, si en períodos de 60 minutos consecutivos en las horas de punta, el cociente entre la potencia media utilizada por el cliente y su potencia contratada, en el caso de las opciones BT2 y AT2, o su demanda máxima de potencia leída, en el caso de las opciones BT3 y AT3, supera 0,85 y este hecho se produce frecuentemente, el consumo será clasificado como “presente en punta”. Se entenderá como frecuente la ocurrencia del suceso durante por lo menos 5 días hábiles del mes.

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

5.5 Determinación de la potencia contratada

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

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

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

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

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

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

5.6 Condición de aplicación de las tarifas subterráneas

5.6.1 Condición de aplicación para clientes con suministro subterráneo a la fecha de entrada en vigencia del presente decreto

Se aplicará a los clientes suministrados por empresas, que a la fecha de entrada en vigencia del presente decreto se encontraban abastecidos total o parcialmente por tendidos subterráneos, dependiendo de las siguientes condiciones:

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

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

1. El alimentador de alta tensión de distribución que lo abastece se encuentra canalizado en forma subterránea en el punto de conexión con el empalme del cliente, en virtud de una disposición municipal.
2. El alimentador de alta tensión de distribución que lo abastece se encuentra canalizado subterráneamente, en virtud de una disposición municipal, en más de un 50% de su longitud en la comuna. Para la contabilización de este porcentaje se considerará, adicionalmente a los tramos que debieron canalizarse subterráneamente en virtud de la referida disposición municipal, aquellos tramos que a la fecha de entrada en vigencia de este decreto se encontraban canalizados en forma subterránea dentro de los límites comunales.
3. El alimentador de alta tensión de distribución que lo abastece se encuentra canalizado subterráneamente en más de un 50% de su longitud total.

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

b) Condición de clasificación para clientes de baja tensión

Condición AT:

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

1. El transformador de distribución asociado al cliente se encuentra abastecido desde un alimentador de alta tensión de distribución que, en virtud de una disposición municipal, se encuentra canalizado subterráneamente en el punto de conexión con el referido transformador de distribución.

2. El transformador de distribución asociado al cliente está siendo abastecido desde un alimentador de alta tensión de distribución que se encuentra canalizado subterráneamente, en virtud de una disposición municipal, en más de un 50% de su longitud en la comuna. Para la contabilización de este porcentaje se considerará, adicionalmente a los tramos que debieron canalizarse subterráneamente en virtud de la referida disposición municipal, a aquellos tramos que a la fecha de entrada en vigencia de este decreto se encontraban canalizados en forma subterránea dentro de los límites comunales.
3. El transformador de distribución asociado al cliente está siendo abastecido desde un alimentador de alta tensión de distribución que se encuentra canalizado subterráneamente en más de un 50% de su longitud total.

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

Condición BT:

El cliente en baja tensión será clasificado como alimentado por redes de baja tensión subterráneas si a la fecha de entrada en vigencia de este decreto 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 de este decreto, se conecten a las redes que alimentan a los clientes que cumplen las condiciones a) y b) señaladas en el presente punto 5.6.1 y que a su vez cumplan las condiciones de suministro descritas en este punto, se les aplicará la tarifa que corresponda de acuerdo a las mismas condiciones anteriores.

5.6.2 Condición de aplicación para clientes con suministro subterráneo provisto por nuevas instalaciones

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

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

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

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

5.7 Reconocimiento horario de costos asociados al suministro eléctrico.

Sin perjuicio de las opciones tarifarias señaladas precedentemente, los suministros que cuenten con unidad de medida del SMMC o 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, es decir, aquellos acogidos a las opciones tarifarias TRBT, TRAT, BT6, AT6, TRBT2, TRBT3, TRAT2, TRAT3, BT5 y AT5, podrán optar al pago por su aporte conjunto

de potencia a la demanda máxima de potencia 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.

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

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

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

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

5.7.2 Valor del aporte a la demanda máxima de potencia 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 (P_p), en \$/kW/mes, y los respectivos factores de expansión de pérdidas. Para los clientes suministrados en baja tensión, dicho factor de pérdidas corresponderá a la multiplicación de los factores PPAT y PPBT. Para los clientes suministrados en alta tensión, dicho factor será PPAT.

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

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

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

6. FÓRMULAS TARIFARIAS

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

6.1 Tarifas destinadas a usuarios residenciales

a) Tarifa BT1a

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Cargo fijo mensual	\$/mes	CFES
Cargo por uso del sistema de transmisión	\$/kWh	CTX
cargo por servicio público	\$/kWh	CSP
Cargo por energía	\$/kWh	$Pe \times PEAT \times PEBT$
Cargo por compras de potencia	\$/kWh	$FACP \times Pp \times \frac{PPAT \times PPBT}{NHUNB}$
Cargo por potencia en su componente de distribución	\$/kWh	$\frac{CDBT}{NHUDB}$

b) Tarifa BT1b

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Cargo fijo mensual	\$/mes	CFES
Cargo por uso del sistema de transmisión	\$/kWh	CTX
Cargo por servicio público	\$/kWh	CSP
Cargo por energía	\$/kWh	$Pe \times PEAT \times PEBT$
Cargo por potencia en su componente de transmisión	\$/kWh	$\frac{FACP \times (P_p - PNPP) \times PPAT \times PPBT}{NHUNB}$
Cargo por potencia en su componente de distribución	\$/kWh	$\frac{CDBT}{NHUDV}$

c) Tarifa TRBT

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

d) Tarifas TRBT2

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Cargo fijo mensual	\$/mes	CFHS
Cargo por uso del sistema de transmisión	\$/kWh	CTX
Cargo por servicio público	\$/kWh	CSP
Cargo por energía	\$/kWh	$Pe \times PEAT \times PEBT$
Cargo por compras de potencia	\$/kW/mes	$FACP \times P_p \times PPAT \times PPBT \times FNPPB$
Cargo por demanda máxima de potencia leída en horas de punta, en su componente de distribución	\$/kW/mes	$FDPPB \times CDBT - FDFPB \times (CDBT - CDAT \times PMPBT)$
Cargo por demanda máxima de potencia suministrada, en su componente de distribución	\$/kW/mes	$(CDBT - CDAT \times PMPBT) \times FDFPB$

e) Tarifas TRBT3

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Cargo fijo mensual	\$/mes	CFHS
Cargo por uso del sistema de transmisión	\$/kWh	CTX
Cargo por servicio público	\$/kWh	CSP
Cargo por energía	\$/kWh	$Pe \times PEAT \times PEBT$
Cargo por compras de potencia	\$/kW/mes	$FACP \times P_p \times PPAT \times PPBT \times FNPPB$
Cargo por demanda máxima de potencia leída en horas de punta, en su componente de distribución	\$/kW/mes	$FDPPB \times CDBT - FDFPB \times (CDBT - CDAT \times PMPBT)$
Cargo por demanda máxima de potencia suministrada, en su componente de distribución	\$/kW/mes	$(CDBT - CDAT \times PMPBT) \times FDFPB$

f) Tarifa TRAT

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

g) Tarifa TRAT1

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Cargo fijo mensual	\$/mes	CFES
Cargo por uso del sistema de transmisión	\$/kWh	CTX
Cargo por servicio público	\$/kWh	CSP
Cargo por energía	\$/kWh	$Pe \times PEAT$
Cargo por compras de potencia	\$/kW/mes	$FACP \times P_p \times \frac{PPAT}{NHUNB}$
Cargo por potencia en su componente de distribución	\$/kWh	$\frac{CDAT}{NHUDB}$

h) Tarifa TRAT2

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Cargo fijo mensual	\$/mes	CFHS
Cargo por uso del sistema de transmisión	\$/kWh	CTX
Cargo por servicio público	\$/kWh	CSP
Cargo por energía	\$/kWh	$Pe \times PEAT$
Cargo por compras de potencia	\$/kW/mes	$FACP \times P_p \times PPAT \times FNPPA$
Cargo por demanda máxima de potencia leída en horas de punta, en su componente de distribución	\$/kW/mes	$FDPPA \times CDAT - FDFPA \times CDAT$
Cargo por demanda máxima de potencia suministrada, en su componente de distribución	\$/kW/mes	$FDFPA \times CDAT$

i) Tarifa TRAT3

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Cargo fijo mensual	\$/mes	CFHS
Cargo por uso del sistema de transmisión	\$/kWh	CTX
Cargo por servicio público	\$/kWh	CSP
Cargo por energía	\$/kWh	$P_e \times PEAT$
Cargo por compras de potencia	\$/kW/mes	$FACP \times P_p \times PPAT \times FNPPA$
Cargo por demanda máxima de potencia leída en horas de punta, en su componente de distribución	\$/kW/mes	$FDPPA \times CDAT - FDFPA \times CDAT$
Cargo por demanda máxima de potencia suministrada, en su componente de distribución	\$/kW/mes	$FDFPA \times CDAT$

6.2 Tarifa BT2

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Cargo fijo mensual	\$/mes	CFES
Cargo por uso del sistema de transmisión	\$/kWh	CTX
Cargo por servicio público	\$/kWh	CSP
Cargo por energía	\$/kWh	$P_e \times PEAT \times PEBT$
Cargo por potencia contratada presente en punta	\$/kW/mes	$FACP \times P_p \times PPAT \times PPBT \times FNPPB + FDFPB \times CDBT$
Cargo por potencia contratada parcialmente presente en punta	\$/kW/mes	$FACP \times P_p \times PPAT \times PPBT \times FNDPB + FDDPB \times CDBT$

6.3 Tarifa BT3

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Cargo fijo mensual	\$/mes	CFDS
Cargo por uso del sistema de transmisión	\$/kWh	CTX
Cargo por servicio público	\$/kWh	CSP
Cargo por energía	\$/kWh	$P_e \times PEAT \times PEBT$
Cargo por demanda máxima de potencia leída presente en punta	\$/kW/mes	$FACP \times P_p \times PPAT \times PPBT \times FNPPB + FDFPB \times CDBT$
Cargo por demanda máxima de potencia leída parcialmente presente en punta	\$/kW/mes	$FACP \times P_p \times PPAT \times PPBT \times FNDPB + FDDPB \times CDBT$

6.4 Tarifas BT4

6.4.1 Tarifa BT4.1

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Cargo fijo mensual	\$/mes	CFES
Cargo por uso del sistema de transmisión	\$/kWh	CTX
Cargo por servicio público	\$/kWh	CSP
Cargo por energía	\$/kWh	$P_e \times PEAT \times PEBT$
Cargo por demanda máxima de potencia contratada	\$/kW/mes	$FDFPB \times (CDBT - PMPBT \times CDAT)$
Cargo por demanda máxima de potencia contratada en horas de punta	\$/kW/mes	$FACP \times P_p \times PPAT \times PPBT \times FNPPB + FDFPB \times CDBT - FDFPB \times (CDBT - PMPBT \times CDAT)$

6.4.2 Tarifa BT4.2

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Cargo fijo mensual	\$/mes	CFDS
Cargo por uso del sistema de transmisión	\$/kWh	CTX
Cargo por servicio público	\$/kWh	CSP
Cargo por energía	\$/kWh	$P_e \times PEAT \times PEBT$
Cargo por demanda máxima de potencia contratada	\$/kW/mes	$FDFPB \times (CDBT - PMPBT \times CDAT)$
Cargo por demanda máxima de potencia leída en horas de punta	\$/kW/mes	$FACP \times P_p \times PPAT \times PPBT \times FNPPB + FDFPB \times CDBT - FDFPB \times (CDBT - PMPBT \times CDAT)$

6.4.3 Tarifa BT4.3

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Cargo fijo mensual	\$/mes	CFHS
Cargo por uso del sistema de transmisión	\$/kWh	CTX
Cargo por servicio público	\$/kWh	CSP
Cargo por energía	\$/kWh	$P_e \times PEAT \times PEBT$
Cargo por demanda máxima de potencia suministrada	\$/kW/mes	$FDFPB \times (CDBT - PMPBT \times CDAT)$
Cargo por demanda máxima de potencia leída en horas de punta	\$/kW/mes	$FACP \times P_p \times PPAT \times PPBT \times FNPPB + FDFPB \times CDBT - FDFPB \times (CDBT - PMPBT \times CDAT)$

6.5 Tarifa BT5

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Cargo fijo mensual	\$/mes	CFHS
Cargo por uso del sistema de transmisión	\$/kWh	CTX
Cargo por servicio público	\$/kWh	CSP
Cargo por energía	\$/kWh	$P_e \times PEAT \times PEBT$
Cargo por compras de potencia	\$/kW/mes	$FACP \times P_p \times PPAT \times PPBT \times FNPPB$
Cargo por demanda máxima de potencia leída en horas de punta, en su componente de distribución	\$/kW/mes	$CDBT \times FDFPB - (CDBT - CDAT \times PMPBT) \times FDFPB$
Cargo por demanda máxima de potencia suministrada, en su componente de distribución	\$/kW/mes	$(CDBT - CDAT \times PMPBT) \times FDFPB$

6.6 Tarifa BT6

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	$Pe \times PEAT \times PEBT$
Cargo por compras de potencia	\$/kW/mes	$FACP \times Pp \times PPAT \times PPBT \times FNPPB$
Cargo por demanda máxima de potencia leída en horas de punta, en su componente de distribución	\$/kW/mes	$CDBT \times FDPPB - (CDBT - CDAT \times PMPBT) \times FDFPB$
Cargo por demanda máxima de potencia suministrada, en su componente de distribución	\$/kW/mes	$(CDBT - CDAT \times PMPBT) \times FDFPB$

6.7 Tarifa AT2

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Cargo fijo mensual	\$/mes	CFES
Cargo por uso del sistema de transmisión	\$/kWh	CTX
Cargo por servicio público	\$/kWh	CSP
Cargo por energía	\$/kWh	$Pe \times PEAT$
Cargo por potencia contratada presente en punta	\$/kW/mes	$FACP \times Pp \times PPAT \times FNPPA + CDAT \times FDPPA$
Cargo por potencia contratada parcialmente presente en punta	\$/kW/mes	$FACP \times Pp \times PPAT \times FNDPA + CDAT \times FDDPA$

6.8 Tarifa AT3

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Cargo fijo mensual	\$/mes	CFDS
Cargo por uso del sistema de transmisión	\$/kWh	CTX
Cargo por servicio público	\$/kWh	CSP
Cargo por energía	\$/kWh	$Pe \times PEAT$
Cargo por demanda máxima de potencia leída presente en punta	\$/kW/mes	$FACP \times Pp \times PPAT \times FNPPA + CDAT \times FDPPA$
Cargo por demanda máxima de potencia leída parcialmente presente en punta	\$/kW/mes	$FACP \times Pp \times PPAT \times FNDPA + CDAT \times FDDPA$

6.9 Tarifas AT4

6.9.1 Tarifa AT4.1

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Cargo fijo mensual	\$/mes	CFES
Cargo por uso del sistema de transmisión	\$/kWh	CTX
Cargo por servicio público	\$/kWh	CSP
Cargo por energía	\$/kWh	$Pe \times PEAT$
Cargo por demanda máxima de potencia contratada	\$/kW/mes	$FDFPA \times CDAT$
Cargo por demanda máxima de potencia contratada en horas de punta	\$/kW/mes	$FACP \times Pp \times PPAT \times FNPPA + CDAT \times FDPPA - CDAT \times FDFPA$

6.9.2 Tarifa AT4.2

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Cargo fijo mensual	\$/mes	CFDS
Cargo por uso del sistema de transmisión	\$/kWh	CTX
Cargo por servicio público	\$/kWh	CSP
Cargo por energía	\$/kWh	$Pe \times PEAT$
Cargo por demanda máxima de potencia contratada	\$/kW/mes	$FDFPA \times CDAT$
Cargo por demanda máxima de potencia leída en horas de punta	\$/kW/mes	$FACP \times Pp \times PPAT \times FNPPA + CDAT \times FDPPA - CDAT \times FDFPA$

6.9.3 Tarifa AT4.3

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Cargo fijo mensual	\$/mes	CFHS
Cargo por uso del sistema de transmisión	\$/kWh	CTX
Cargo por servicio público	\$/kWh	CSP
Cargo por energía	\$/kWh	$Pe \times PEAT$
Cargo por demanda máxima de potencia suministrada	\$/kW/mes	$FDFPA \times CDAT$
Cargo por demanda máxima de potencia leída en horas de punta	\$/kW/mes	$FACP \times Pp \times PPAT \times FNPPA + CDAT \times FDPPA - CDAT \times FDFPA$

6.10 Tarifa AT5

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Cargo fijo mensual	\$/mes	CFHS
Cargo por uso del sistema de transmisión	\$/kWh	CTX
Cargo por servicio público	\$/kWh	CSP
Cargo por energía	\$/kWh	$Pe \times PEAT$
Cargo por compra de potencia	\$/kW/mes	$FACP \times Pp \times PPAT \times FNPPA$
Cargo por demanda máxima de potencia leída en horas de punta, en su componente de distribución	\$/kW/mes	$CDAT \times FDPPA - CDAT \times FDFPA$
Cargo por demanda máxima de potencia suministrada, en su componente de distribución	\$/kW/mes	$CDAT \times FDFPA$

6.11 Tarifa AT6

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

6.12 Definición de términos

6.12.1 Precios de nudo

- Pe : Precio de nudo de energía en nivel de distribución. Se expresa en \$/kWh.
 Pp : Precio de nudo de potencia en nivel de distribución. Se expresa en \$/kW/mes.
 PNPP : Precio de nudo de la potencia de punta promedio de la concesionaria. Aplica sólo para opción tarifaria BT1b. Se expresa en \$/kW/mes.

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

6.12.2 Cargo por servicio público

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

6.12.3 Cargo por uso del sistema de transmisión

- CTX : Cargo por Uso del Sistema de Transmisión, al que se refieren los artículos 99° bis, 115° y 116° de la Ley. Asimismo, este cargo comprenderá, según corresponda, los cargos que se determinen según las reglas establecidas en las disposiciones transitorias de la ley N° 20.936. Se expresa en \$/kWh. Este cargo se determinará en proporción a los consumos de energía conforme se establezca en la normativa vigente.

Estos precios se determinan según lo establecido en el punto 7.2.

6.12.4 Costos de distribución

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

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

6.12.5 Cargos fijos

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

Estos valores se especifican en el punto 7.4.

6.12.6 Horas de uso y factores de coincidencia

- NHUNB : Número de horas de uso para el cálculo de la potencia base coincidente con la punta del sistema.
 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 BT1b.
 FNPPB : Factor de coincidencia en baja tensión de las demandas presentes en la punta del sistema.

FDPPB	: Factor de coincidencia en baja tensión de las demandas presentes en la punta del sistema de distribución.
FNDPB	: Factor de coincidencia en baja tensión de las demandas parcialmente presentes en la punta del sistema.
FDDPB	: Factor de coincidencia en baja tensión de las demandas parcialmente presentes en la punta del sistema de distribución.
FDFPB	: Factor de coincidencia en baja tensión de las demandas consumidas fuera de las horas de punta.
FNPPA	: Factor de coincidencia en alta tensión de las demandas presentes en la punta del sistema.
FDPPA	: Factor de coincidencia en alta tensión de las demandas presentes en la punta del sistema de distribución.
FNDPA	: Factor de coincidencia en alta tensión de las demandas parcialmente presentes en la punta del sistema.
FDDPA	: Factor de coincidencia en alta tensión de las demandas parcialmente presentes en la punta del sistema de distribución.
FDPPA	: Factor de coincidencia en alta tensión de las demandas consumidas fuera de las horas de punta.

Estos valores se especifican en el punto 7.5.

6.12.7 Factores de expansión de pérdidas

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

Donde:

PPAT	: Factor de expansión de pérdidas de potencia en los sistemas de distribución en alta tensión en horas de punta de generación.
PEAT	: Factor de expansión de pérdidas de energía en los sistemas de distribución en alta tensión.
PPBT	: Factor de expansión de pérdidas de potencia en los sistemas de distribución en baja tensión en horas de punta de generación.
PMPBT	: Factor de expansión de pérdidas de potencia en horas de máxima utilización de los sistemas de distribución en baja tensión.
PEBT	: Factor de expansión de pérdidas de energía en los sistemas de distribución en baja tensión.

Estos valores se especifican en el punto 7.6.

6.12.8 Factor de Ajuste de las compras de Potencia

FACP	: Factor de Ajuste de las Compras de Potencia.
------	--

Estos valores se especifican en el punto 7.10.

7. DETERMINACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE LAS FÓRMULAS TARIFARIAS

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

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

En el caso particular de los clientes atendidos por CGE y ENEL, y que fueran atendidos por las disueltas empresas Empresa Eléctrica de Arica S.A. (EMELARI), Empresa Eléctrica de Iquique S.A. (ELIQSA), Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. (ELECDA), Empresa Eléctrica Atacama S.A. (EMELAT), Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. (CONAFE) y Luz Andes Ltda. (LUZ ANDES), según corresponda, deberá seguir considerándose los precios fijados para estas últimas en los correspondientes decretos de precios de nudo promedio, mientras dichos precios sean determinados.

7.2 Cargo por uso del sistema de transmisión

El cargo por Uso del Sistema de Transmisión según lo señalado en el punto 6.12.3 del presente artículo será el que se determine conforme al artículo 114° de la Ley y fijado por resolución exenta de la Comisión.

7.3 Costos de distribución (CDAT y CDBT)

7.3.1 Fórmulas de costos de distribución

Los costos de distribución en alta y baja tensión, CDAT y CDBT, respectivamente, 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:

$$CDAT = (1 + FETR) \cdot FSTCD \cdot FACD \cdot Index(CDAT_0)$$

$$CDBT = (1 + FETR) \cdot FSTCD \cdot FACD \cdot Index(CDBT_0)$$

Donde:

- FETR : Factores de equidad tarifaria residencial para la aplicación de lo contemplado en el artículo 191° de la Ley. Dichos factores serán determinados en el decreto de precio de nudo promedio correspondiente, sin perjuicio de lo indicado en el artículo tercero del presente decreto.
- 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. Se señalan en el punto 7.9.
- FSTCD : Factor de asignación de valores agregados de distribución sectorizados. Se expresa por comuna y en valor propio. Se señalan en el punto 7.7.
- CDATo : Valor base del costo de distribución en alta tensión a aplicar en las fórmulas de indexación. Se expresa en \$/kW/mes.
- CDBTo : Valor base del costo de distribución en baja tensión a aplicar en las fórmulas de indexación. Se expresa en \$/kW/mes.
- Index() : Equivale al valor indexado de la componente entre paréntesis, de conformidad con las fórmulas de indexación dispuestas en el numeral 7.8. Se expresa \$/kW/mes.

Los costos de distribución CDAT y CDBT se establecen mediante la utilización de las respectivas fórmulas de indexación señaladas en el numeral 7.8 del presente decreto, las que se aplican directamente sobre los valores base CDATo y CDBTo, respectivamente.

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

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

Área Típica	CDATo	CDBTo
	\$/kW/mes	\$/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

7.4 Cargos fijos (CFES, CFDS, CFHS y CFUS)

7.4.1 Fórmulas de cargos fijos

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

Medidor de energía:

$$CFES = FACF \cdot Index(CFE_0)$$

Medidor de energía y medidor de demanda:

$$CFDS = FACF \cdot Index(CFD_0)$$

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

$$CFHS = FACF \cdot Index(CFH_0)$$

Unidad de medida del SMMC:

$$CFUS = FACF \cdot Index(CFU_0)$$

Donde:

- 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.
- FACF : Factor de ajuste del cargo fijo para el cumplimiento de la condición señalada en el inciso primero del artículo 185° de la LGSE. Se señalan en el punto 7.9.
- CFE₀ : Cargo fijo base de cliente con medición de energía. Se establece como valor base para la indexación. Se expresa en \$/mes.
- CFD₀ : Cargo fijo base de cliente con medición de energía y medición de demanda. Se establece como valor base para la indexación. Se expresa en \$/mes.
- CFH₀ : Cargo fijo base de cliente con medición de energía y medición de demanda con resolución horaria o inferior. Se establece como valor base para la indexación. Se expresa en \$/mes.
- CFU₀ : 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 7.8. Se expresa en \$/mes.

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

CFE₀, CFD₀, CFH₀ y CFU₀

Área Típica	CFE ₀	CFD ₀	CFH ₀	CFU ₀
	\$/mes	\$/mes	\$/mes	\$/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

7.5 Horas de uso y factores de coincidencia

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

ID	Empresa	Horas de uso			Factores de coincidencia									
		NHUBD	NHUNB	NHUVV	FNDPB	FDDPB	FNPPB	FDDPB	FDFPB	FNDPA	FDDPA	FNPPA	FDDPA	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	343	293	0,6194	0,8801	0,9794	0,8797	0,8801	0,7433	0,8801	0,9800	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	0,5041	0,6869	0,7666	0,4339	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	0,8633	0,1905	0,6543	0,5903	0,9549	0,2876
22	FRONTEL	464	462	0	0,5703	0,5954	0,8498	0,7990	0,3935	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	EDELAYSÉN	434	534	0	0,8805	0,5065	0,9379	0,7010	0,7035	0,8807	0,3235	0,9795	0,5065	0,3799
25	EDELMAG	393	431	0	0,3327	0,4828	0,6049	0,6217	0,3403	0,4545	0,4900	0,6240	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	0,5688	0,6924	0,7111	0,7419	0,5156	0,8651	0,6442	0,8057	0,8052	0,2555
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	SOCOPEA	690	690	0	0,0116	0,1248	0,0281	0,1742	0,1539	0,0148	0,1016	0,0273	0,1249	0,0639
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

7.6 Factores de expansión de pérdidas

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

Año	Ítem	Área Típica											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2020	PPAT	1,0193	1,0149	1,0330	1,0314	1,0216	1,0327	1,0310	1,0544	1,0253	1,0358	1,0395	1,0412
	PEAT	1,0193	1,0152	1,0343	1,0316	1,0235	1,0363	1,0290	1,0692	1,0419	1,0461	1,0381	1,0470
	PPBT	1,0589	1,0631	1,1471	1,0997	1,0882	1,1104	1,0485	1,1173	1,1375	1,0837	1,0694	1,1187
	PMPBT	1,0601	1,0648	1,1497	1,0984	1,0887	1,1020	1,0491	1,0949	1,1179	1,0734	1,0690	1,1070
	PEBT	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	PPAT	1,0173	1,0139	1,0302	1,0288	1,0187	1,0307	1,0312	1,0529	1,0225	1,0353	1,0382	1,0405
	PEAT	1,0171	1,0137	1,0312	1,0292	1,0208	1,0349	1,0291	1,0682	1,0387	1,0460	1,0363	1,0463
	PPBT	1,0532	1,0585	1,1305	1,0901	1,0642	1,0975	1,0425	1,1122	1,1257	1,0763	1,0623	1,1018
	PMPBT	1,0547	1,0603	1,1331	1,0895	1,0651	1,0908	1,0433	1,0901	1,1081	1,0671	1,0620	1,0904
	PEBT	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	PPAT	1,0167	1,0139	1,0293	1,0275	1,0178	1,0321	1,0307	1,0528	1,0218	1,0348	1,0379	1,0406
	PEAT	1,0163	1,0135	1,0303	1,0280	1,0198	1,0366	1,0287	1,0685	1,0387	1,0455	1,0359	1,0464
	PPBT	1,0513	1,0577	1,1268	1,0844	1,0604	1,0935	1,0394	1,1108	1,1191	1,0733	1,0612	1,0985
	PMPBT	1,0534	1,0595	1,1294	1,0849	1,0617	1,0895	1,0405	1,0886	1,1044	1,0649	1,0611	1,0877
	PEBT	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	PPAT	1,0165	1,0138	1,0293	1,0272	1,0179	1,0313	1,0297	1,0531	1,0216	1,0356	1,0376	1,0408
	PEAT	1,0162	1,0133	1,0303	1,0278	1,0199	1,0357	1,0275	1,0691	1,0386	1,0467	1,0357	1,0467
	PPBT	1,0511	1,0576	1,1249	1,0834	1,0600	1,0927	1,0392	1,1113	1,1167	1,0724	1,0612	1,0974
	PMPBT	1,0532	1,0594	1,1277	1,0844	1,0615	1,0892	1,0404	1,0888	1,1032	1,0648	1,0612	1,0869
	PEBT	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	PPAT	1,0164	1,0138	1,0297	1,0267	1,0180	1,0317	1,0290	1,0538	1,0213	1,0367	1,0377	1,0412
	PEAT	1,0161	1,0133	1,0306	1,0274	1,0201	1,0362	1,0268	1,0702	1,0381	1,0482	1,0357	1,0472
	PPBT	1,0503	1,0575	1,1231	1,0821	1,0588	1,0905	1,0388	1,1114	1,1122	1,0710	1,0609	1,0955
	PMPBT	1,0526	1,0594	1,1262	1,0835	1,0607	1,0878	1,0401	1,0888	1,1002	1,0644	1,0612	1,0856
	PEBT	1,0563	1,0619	1,1306	1,0897	1,0681	1,1004	1,0450	1,1147	1,1121	1,0839	1,0752	1,1125

7.7 Factores de asignación de costos sectorizados (FSTCD)

Factor de asignación de valores agregados de distribución sectorizados, se expresa por comuna y en valor propio. Para cada empresa y comuna, a continuación se indican los factores de asignación de costos sectorizados FSTCD:

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

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	Llailay	1,0000	1,0000
6	CHILQUINTA	05704	Panquehue	1,0000	1,0000
6	CHILQUINTA	05705	Putendo	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	Nuñoa	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	TILITIL	05703	Llailay	1,0000	1,0000
13	TILITIL	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
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	Vifa 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	Dofihue	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	Requinoa	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
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	Buín	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	Camaronés	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	Niquén	0,9972	1,4958
18	CGE	16304	San Fabián	0,9972	1,4958
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	0,9955	0,7964
22	FRONTEL	08104	Florida	0,9955	1,4932
22	FRONTEL	08105	Hualqui	0,9955	0,9955
22	FRONTEL	08106	Lota	0,9522	0,9522
22	FRONTEL	08109	Santa Juana	0,9522	0,9522
22	FRONTEL	08111	Tomé	0,9955	0,9955
22	FRONTEL	08201	Lebu	0,9522	0,9522
22	FRONTEL	08202	Arauco	0,9522	0,9522
22	FRONTEL	08203	Cañete	0,9522	0,9522
22	FRONTEL	08204	Contulmo	0,9522	0,9522
22	FRONTEL	08205	Curanilahue	0,9522	0,9522
22	FRONTEL	08206	Los Alamos	0,9522	0,9522
22	FRONTEL	08207	Tirúa	0,9522	0,9522
22	FRONTEL	08301	Los Angeles	0,9955	0,9955
22	FRONTEL	08302	Antuco	0,9522	0,9522
22	FRONTEL	08303	Cabrero	0,9955	1,3936
22	FRONTEL	08304	Laja	0,9955	1,1945
22	FRONTEL	08305	Mulchén	0,9955	0,7964
22	FRONTEL	08306	Nacimiento	0,9955	1,3936
22	FRONTEL	08307	Negrete	0,9955	0,8063
22	FRONTEL	08308	Quilaco	0,9522	0,9522
22	FRONTEL	08309	Quilleco	0,9955	1,1945
22	FRONTEL	08310	San Rosendo	0,9522	0,9522
22	FRONTEL	08311	Santa Bárbara	0,9955	1,1945
22	FRONTEL	08312	Tucapel	0,9955	1,3936
22	FRONTEL	08313	Yumbel	0,9955	1,3936
22	FRONTEL	08314	Alto Biobío	0,9955	1,3936
22	FRONTEL	09101	Temuco	0,9955	0,7964
22	FRONTEL	09102	Carahue	0,9522	0,9522
22	FRONTEL	09103	Cunco	0,9522	0,9522
22	FRONTEL	09105	Freire	0,9955	0,9955
22	FRONTEL	09106	Galvarino	0,9522	0,9522
22	FRONTEL	09107	Gorbea	0,9955	0,9955
22	FRONTEL	09108	Lautaro	0,9955	0,9955
22	FRONTEL	09110	Melipeuco	0,9522	0,9522
22	FRONTEL	09111	Nueva Imperial	0,9955	0,9955
22	FRONTEL	09112	Padre Las Casas	0,9955	0,7964
22	FRONTEL	09113	Perquenco	0,9522	0,9522
22	FRONTEL	09114	Pitrufquén	0,9955	0,7964
22	FRONTEL	09116	Saavedra	0,9522	0,9522
22	FRONTEL	09117	Teodoro Schmidt	0,9522	0,9522
22	FRONTEL	09118	Toltén	0,9955	0,8063
22	FRONTEL	09119	Vilcún	0,9955	0,7964
22	FRONTEL	09120	Villarrica	0,9955	0,9955
22	FRONTEL	09121	Cholchol	0,9522	0,9522
22	FRONTEL	09201	Angol	0,9522	0,9522
22	FRONTEL	09202	Collipulli	0,9522	0,9522
22	FRONTEL	09203	Curacautín	0,9522	0,9522
22	FRONTEL	09204	Ercilla	0,9522	0,9522
22	FRONTEL	09205	Lonquimay	0,9522	0,9522
22	FRONTEL	09206	Los Sauces	0,9522	0,9522
22	FRONTEL	09207	Lumaco	0,9522	0,9522
22	FRONTEL	09208	Purén	0,9522	0,9522
22	FRONTEL	09209	Renaico	0,9955	0,8063
22	FRONTEL	09210	Traiguén	0,9522	0,9522
22	FRONTEL	09211	Victoria	0,9522	0,9522
22	FRONTEL	16102	Bulnes	0,9522	0,9522
22	FRONTEL	16103	Chillán Viejo	1,0000	1,0000
22	FRONTEL	16104	El Carmen	0,9522	0,9522

22	FRONTEL	16105	Pemuco	0,9955	1,3936
22	FRONTEL	16106	Pinto	0,9955	0,9955
22	FRONTEL	16107	Quillón	0,9955	1,3936
22	FRONTEL	16108	San Ignacio	0,9522	0,9522
22	FRONTEL	16109	Yungay	0,9955	1,3936
22	FRONTEL	16206	Ranquil	0,9955	0,9955
23	SAESA	02101	Antofagasta	0,9220	0,9220
23	SAESA	02104	Taltal	0,9220	0,9220
23	SAESA	08307	Negrete	1,0000	1,0000
23	SAESA	09107	Gorbea	0,9898	1,4846
23	SAESA	09109	Loncoche	0,9898	1,1877
23	SAESA	09118	Toltén	0,9898	0,9898
23	SAESA	09120	Villarrica	0,9898	0,9898
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	Mauilín	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	Futrone	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
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	1,000	1,000
32	LUZPARRAL	07201	Cauquenes	1,000	1,000
32	LUZPARRAL	07403	Longaví	1,000	1,000
32	LUZPARRAL	07404	Parral	1,000	1,000
32	LUZPARRAL	07405	Retiro	1,000	1,000
32	LUZPARRAL	07406	San Javier	1,000	1,000
32	LUZPARRAL	16301	San Carlos	1,000	1,000
32	LUZPARRAL	16303	Niquén	1,000	1,000
33	COPELEC	08104	Florida	1,000	1,000
33	COPELEC	08111	Tomé	1,000	1,000
33	COPELEC	16101	Chillán	1,000	1,000
33	COPELEC	16102	Bulnes	1,000	1,000
33	COPELEC	16103	Chillán Viejo	1,000	1,000
33	COPELEC	16104	El Carmen	1,000	1,000
33	COPELEC	16105	Pemuco	1,000	1,000
33	COPELEC	16106	Pinto	1,000	1,000
33	COPELEC	16107	Quillón	1,000	1,000
33	COPELEC	16108	San Ignacio	1,000	1,000
33	COPELEC	16201	Quirihue	1,000	1,000
33	COPELEC	16202	Cobquecura	1,000	1,000
33	COPELEC	16203	Coelemu	1,000	1,000
33	COPELEC	16204	Ninhue	1,000	1,000
33	COPELEC	16205	Portezuelo	1,000	1,000
33	COPELEC	16206	Ranquil	1,000	1,000
33	COPELEC	16207	Treguaco	1,000	1,000
33	COPELEC	16301	San Carlos	1,000	1,000
33	COPELEC	16302	Coihueco	1,000	1,000
33	COPELEC	16303	Niquén	1,000	1,000
33	COPELEC	16304	San Fabián	1,000	1,000
33	COPELEC	16305	San Nicolás	1,000	1,000
34	COELCHA	08104	Florida	1,000	1,000
34	COELCHA	08105	Hualqui	1,000	1,000
34	COELCHA	08301	Los Angeles	1,000	1,000
34	COELCHA	08303	Cabrero	1,000	1,000
34	COELCHA	08306	Nacimiento	1,000	1,000
34	COELCHA	08309	Quilleco	1,000	1,000
34	COELCHA	08312	Tucapel	1,000	1,000
34	COELCHA	08313	Yumbel	1,000	1,000
34	COELCHA	08314	Alto Biobío	1,000	1,000
34	COELCHA	16105	Pemuco	1,000	1,000
34	COELCHA	16107	Quillón	1,000	1,000
34	COELCHA	16109	Yungay	1,000	1,000
35	SOCOEPA	14104	Los Lagos	1,000	1,000
35	SOCOEPA	14105	Máfil	1,000	1,000
35	SOCOEPA	14107	Paillaco	1,000	1,000
35	SOCOEPA	14108	Panguipulli	1,000	1,000
35	SOCOEPA	14201	La Unión	1,000	1,000
35	SOCOEPA	14202	Futroneo	1,000	1,000
36	COOPREL	10307	San Pablo	1,000	1,000
36	COOPREL	14201	La Unión	1,000	1,000
36	COOPREL	14203	Lago Ranco	1,000	1,000
36	COOPREL	14204	Río Bueno	1,000	1,000
39	LUZOSORNO	10105	Frutillar	1,000	1,000
39	LUZOSORNO	10109	Puerto Varas	1,000	1,000
39	LUZOSORNO	10301	Osorno	1,000	1,000
39	LUZOSORNO	10302	Puerto Octay	1,000	1,000
39	LUZOSORNO	10303	Purranque	1,000	1,000
39	LUZOSORNO	10304	Puyehue	1,000	1,000
39	LUZOSORNO	10305	Río Negro	1,000	1,000
39	LUZOSORNO	10306	San Juan de la Costa	1,000	1,000
39	LUZOSORNO	10307	San Pablo	1,000	1,000
39	LUZOSORNO	14201	La Unión	1,000	1,000
39	LUZOSORNO	14204	Río Bueno	1,000	1,000
40	CRELL	10101	Puerto Montt	1,000	1,000
40	CRELL	10104	Fresia	1,000	1,000
40	CRELL	10105	Frutillar	1,000	1,000
40	CRELL	10106	Los Muermos	1,000	1,000
40	CRELL	10107	Llanquihue	1,000	1,000
40	CRELL	10108	Mauñín	1,000	1,000
40	CRELL	10109	Puerto Varas	1,000	1,000
40	CRELL	10303	Purranque	1,000	1,000
44	SASIPA	05201	Isla de Pascua	1,000	1,000
45	MATAQUITO	03304	Huasco	1,000	1,000
45	MATAQUITO	03101	Copiapó	1,000	1,000
46	DESA	15101	Arica	1,000	1,000
46	DESA	15102	Camarones	1,000	1,000

CUT: Código Único Territorial establecido por decreto exento N° 1.115, de 2018, del Ministerio del Interior y Seguridad Pública.

Si con posterioridad al 31 de diciembre de 2019 se crearan o se hubiesen creado nuevas comunas, los clientes ubicados en ellas y a los cuales se les esté efectuando una aplicación tarifaria en los términos establecidos en el presente decreto, mantendrán dichos niveles tarifarios.

Si con posterioridad al 31 de diciembre de 2019 la empresa otorgase suministro a clientes regulados, ubicados fuera de su zona de concesión vigente a dicha fecha, abarcando comunas que no se encuentran señaladas en el listado de los factores de sectorización para la empresa indicada, y en donde no existe aplicación tarifaria previa en los términos del presente decreto, los factores de asignación de costos sectorizados correspondientes a los clientes de las comunas referidas tomarán el valor igual a uno (FSTCD = 1,000).

Las empresas que, a la fecha de entrada en vigencia del presente decreto, tengan clientes con suministro subterráneo, conforme a la condición de aplicación y criterios de clasificación establecidos en el punto 5.6.1, deberán multiplicar los factores de asignación de costos sectorizados FSTCD que

conforman las correspondientes tarifas, por los factores que se señalan en el punto 7.11, de acuerdo a la empresa o área típica de ella, según corresponda, y al tipo de alimentación que los clientes reciben conforme a los criterios de clasificación establecidos en el punto 5.6.1.

7.8 Definición de los parámetros, valores base y fórmulas de indexación

a) Indexadores definidos:

- IPC : Índice de Precios al Consumidor, índice general, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas (INE), correspondiente al segundo mes anterior a aquel mes en que las tarifas resultantes serán aplicadas.
- CPI : Consumer Price Index (All Urban Consumers), publicado por el Bureau of Labor Statistics (BLS) del Gobierno de los Estados Unidos de América (Código BLS: CUUR0000SA0), correspondiente al 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 América, 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, los valores base 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

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

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):

$$\text{Index}(\text{CDAT}_t) = \text{CDAT}_0 \cdot \left\{ \left(\text{IA1} \cdot \beta + \text{OA1} + \text{AA1} \cdot \frac{t}{t_0} \cdot \frac{1-t_0}{1-t} \right) \cdot \frac{\text{IPC}}{\text{IPC}_0} + \left(\text{IA2} \cdot \beta + \text{OA2} + \text{AA2} \cdot \frac{t}{t_0} \cdot \frac{1-t_0}{1-t} \right) \cdot \frac{\text{CPI}}{\text{CPI}_0} \cdot \frac{D}{D_0} \right\}$$

Costos de distribución en BT (CDBT):

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

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 (CDAT₀ y CDBT₀), expresados en pesos al 31 de diciembre de 2019.

Por su 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:

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

Cargo fijo medidor de energía y medidor de demanda:

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

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

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

Cargo fijo Unidad de Medida que es parte del SMMC:

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

Donde:

- CDAT₀, CDBT₀,
CFE₀, CFD₀,
CFH₀, CFU₀ : 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.
- IA1, IB1 : Proporción de los costos de distribución que varía con el IPC en componente de inversión.
- IA2, IB2 : Proporción de los costos de distribución que varía con el CPI en componente de inversión.
- OA1, OB1 : Proporción de los costos de distribución que varía con el IPC en componente de operación.
- OA2, OB2 : Proporción de los costos de distribución que varía con el CPI en componente de operación.
- AA1, AB1 : Proporción de los costos de distribución que varía con el IPC en componente de ajuste por efectos de impuesto a la renta.
- AA2, 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 América, publicado por el Banco Central de Chile, "Dólar Observado".
- t : Tasa de impuestos a las utilidades de primera categoría aplicable a la empresa modelo.
- IPC₀ : Valor base del Índice de Precios al Consumidor.
- CPI₀ : Valor base del *Consumer Price Index (All Urban Consumers)*.
- D₀ : Valor base del tipo de cambio.
- t₀ : Valor base de la tasa de impuesto a las utilidades de primera categoría, corresponde a 27%, de acuerdo con la Circular SII N° 52, 10.10.2014.
- β : Factor de corrección por aportes de terceros.

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

Año	Área Típica	IA1	OA1	AA1	IA2	OA2	AA2
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

Donde:

- 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.

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

Año	Área Típica	IB1	OB1	AB1	IB2	OB2	AB2
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

Donde:

- 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.

e) Indexadores y proporción del costo asociada a cargos fijos

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

f) Factor de corrección por aportes de terceros (β)

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 (β), el cual se calcula sobre la base de la proporción de aportes de terceros. Dicho factor se muestra en la tabla siguiente.

ID	Empresa	Beta				
		2020	2021	2022	2023	2024
6	CHILQUINTA	0,987	0,987	0,987	0,987	0,987
8	EMELCA	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
9	LITORAL	0,982	0,983	0,983	0,983	0,983
10	ENEL	0,976	0,976	0,976	0,976	0,976
12	EEC	0,997	0,997	0,997	0,997	0,997
13	TILITIL	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
14	EEPA	0,983	0,984	0,984	0,984	0,984
18	CGED	0,985	0,986	0,986	0,986	0,986
20	COOPERSOL	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
21	COOPELAN	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
22	FRONTEL	0,997	0,997	0,997	0,997	0,997
23	SAESA	0,995	0,995	0,995	0,995	0,995
24	EDELAYSÉN	0,996	0,996	0,996	0,996	0,996
25	EDELMAG	0,970	0,971	0,971	0,971	0,971
26	CODINER	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
28	EDECSA	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
29	CEC	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
31	LUZLINARES	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
32	LUZPARRAL	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
33	COPELEC	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
34	COELCHA	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
35	SOCOPEA	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
36	COOPREL	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
39	LUZOSORNO	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
40	CRELL	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
44	SASIPA	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
45	MATAQUITO	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
46	DESA	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000

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

En cada año que se indica, 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	2020		2021		2022		2023		2024	
		CDATo	CDBTo								
6	CHILQUINTA	1,049268	1,020538	1,059611	1,014019	1,024246	0,992676	1,018339	1,020779	1,011935	1,021688
8	EMELCA	1,070750	1,072808	1,081069	1,093428	1,104616	1,101245	1,092237	1,179213	1,071568	1,214218
9	LITORAL	1,074113	1,009856	1,065704	0,999420	1,137532	1,080066	1,131990	1,126489	1,120928	1,126905
10	ENEL	1,094017	1,033320	1,151628	1,036434	1,061030	0,964019	1,054411	0,985392	1,042509	0,994051
12	EEC	1,024932	0,996868	1,095269	1,048144	1,217404	1,179881	1,210383	1,213284	1,202772	1,214364
13	TILITIL	1,163013	1,165248	1,174221	1,187645	1,157193	1,153661	1,144224	1,235341	1,122572	1,272011
14	EEPA	1,062504	1,052866	1,115014	1,062443	1,145481	1,036351	1,135805	1,059669	1,110695	1,047030
18	CGE	1,047767	0,995672	1,071130	0,978798	1,048634	0,958131	1,033409	0,988373	1,048223	1,014287
20	COOPERSOL	0,942182	0,919662	0,910389	0,866617	0,896787	0,862777	0,863749	0,878680	0,826426	0,879222
21	COOPELAN	1,205466	1,157625	1,156000	1,117444	1,054306	1,011334	1,023134	1,030723	0,986236	1,025079
22	FRONTEL	1,092980	1,044780	1,059377	0,994963	0,991975	0,923549	0,973257	0,960762	0,947771	0,978166
23	SAESA	1,002778	0,983772	0,981732	0,940338	0,895468	0,875381	0,880733	0,922728	0,864021	0,944683
24	EDELAYSÉN	1,105106	1,056372	1,276086	1,198496	1,020292	0,949913	1,001041	0,988189	0,974827	1,006090
25	EDELMAG	1,067745	1,003869	1,011450	0,948540	0,990569	0,940527	0,985743	0,980952	0,976110	0,981314
26	CODINER	1,113060	1,068866	1,073442	1,037639	1,038867	0,998524	1,008151	1,015630	0,971793	1,010068
28	EDECSA	0,997583	0,978675	0,966720	0,925959	0,985510	0,963403	0,969293	1,015511	0,950901	1,039674
29	CEC	0,946786	0,920553	0,914297	0,901572	0,854889	0,801730	0,841043	0,882140	0,828281	0,907508
31	LUZLINARES	1,419066	1,356486	1,127407	1,058857	0,970935	0,903960	0,952614	0,940384	0,927669	0,957419
32	LUZPARRAL	1,094036	1,045790	1,106488	1,039210	0,987537	0,919418	0,968904	0,956465	0,943532	0,973791
33	COPELEC	0,953425	0,930637	0,852966	0,830693	0,751485	0,722986	0,723800	0,736312	0,692525	0,736767
34	COELCHA	1,213058	1,089512	1,138658	1,014699	0,987268	0,868422	0,977358	0,912672	0,958152	0,932263
35	SOCOPEA	1,254319	1,224339	2,127749	2,072189	2,959598	2,016471	2,018743	2,053640	1,931513	2,054907
36	COOPREL	0,947625	0,949447	0,896124	0,906369	0,856456	0,862815	0,855757	0,923902	0,839563	0,951328
39	LUZOSORNO	1,136475	1,086357	1,153151	1,083036	1,032077	0,960885	1,012603	0,999602	0,986086	1,017710
40	CRELL	1,073032	1,030447	0,929463	0,898462	0,838868	0,804677	0,814065	0,820104	0,784707	0,815613
44	SASIPA	1,176965	1,130255	1,135071	1,097213	1,098512	1,053738	1,066033	1,073940	1,027587	1,068059
45	MATAQUITO	1,122727	1,073216	1,073578	1,008301	0,989644	0,921379	0,970970	0,958505	0,945544	0,975868
46	DESA	1,122727	1,073216	1,073578	1,008301	0,989644	0,921379	0,970970	0,958505	0,945544	0,975868

Factor de ajuste de los cargos fijos (FACF)

ID	Empresa	2020				2021				2022				2023				2024				
		CFEo	CFDo	CFHo	CFUo																	
6	CHILQUINTA	1,007219	1,007219	1,007219	1,007219	1,005761	1,005761	1,005761	1,005761	1,008184	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	0,997752	0,997752	0,997752	1,355795	1,000521	1,000521	1,000521	1,355795	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	0,993376	0,993376	0,993376	0,990311	0,991210	0,991210	0,991210	0,985923	0,984006	0,984006	0,984006	0,977017	0,977017	0,977017	1,820475	0,970317	0,970317	0,970317	1,805581		
10	ENEL	1,015799	1,017194	1,017017	1,790798	0,975091	0,977488	0,977156	1,777323	1,015215	1,016212	1,015681	1,765634	0,977043	0,980385	0,979520	1,754530	0,972681	0,976462	0,974865	1,744009	
12	EEC	0,988810	0,988810	0,988810	1,936728	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	0,997752	0,997752	0,997752	1,355795	1,000521	1,000521	1,000521	1,355795	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	1,010055	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	1,033468	1,033468	1,033468	0,982195	1,033005	1,033005	1,033005	0,968874	1,030055	1,030055	1,030055	0,950725	0,970776	0,970776	0,970776	1,857557	0,964091	0,964091	0,964091	1,840166	
20	COOPERSOL	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	COPELAN	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	1,017123	1,017123	1,017123	0,984593	0,987940	0,987940	0,987940	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	1,001871	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	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	EDELIMAG	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	1,805581	
26	CODINER	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	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	0,988805	0,988805	0,988805	1,499128	0,947607	0,966064	0,966064	1,459034	0,899401	0,924212	0,924212	1,429328	0,922951	0,960788	0,960788	1,392232	0,907868	0,959794	0,959794	1,355136	
31	LUZLINARES	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	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	0,982824	0,983784	0,983784	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	0,983558	0,983558	0,983558	1,389879	0,916626	0,916626	0,916626	1,357152	0,826356	0,826356	0,826356	1,329065	0,930992	0,930992	0,930992	1,299740	0,914979	0,914979	0,914979	1,270045	
35	SOCOEPA	0,983563	0,984534	0,984534	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	0,981764	0,981764	0,981764	1,355795	0,920959	0,920959	0,920959	1,355795	0,882110	0,882110	0,882110	1,339536	0,979218	0,979218	0,979218	1,319530	0,968958	0,968958	0,968958	1,299333	
39	LUZOSORNO	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	0,974479	0,974925	0,974925	1,514226	0,950675	0,953679	0,953679	1,492331	0,909892	0,913049	0,913049	1,478229	0,972584	0,978586	0,978586	1,463384	0,965175	0,972742	0,972742	1,448169	
44	SASIPA	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	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	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	

7.10 Factor de ajuste de las compras de potencia (FACP)

A continuación, se presentan los siguientes factores de ajuste de las compras de potencia, los cuales se deberán incorporar en conjunto con los factores de coincidencia y horas de uso coincidentes con la punta del sistema, definidos en el numeral 7.5, y de acuerdo con las fórmulas tarifarias establecidas en el numeral 6, ambos del presente decreto.

Factor de ajuste de las compras de potencia (FACP)

ID	Empresa	2020	2021	2022	2023	2024
6	CHILQUINTA	0,988482	1,009072	1,026783	1,026783	1,026783
8	EMELCA	1,000000	1,000000	0,865744	0,865744	0,865744
9	LITORAL	0,924640	0,943871	1,017929	1,017929	1,017929
10	ENEL	1,060070	1,071602	1,019637	1,019637	1,019637
12	EEC	0,961818	1,186559	1,120193	1,120193	1,120193
13	TILTIL	1,352915	1,352915	1,352915	1,352915	1,352915
14	EEPA	1,006684	0,995532	1,012783	1,012783	1,012783
18	CGED	1,018961	1,047039	1,057370	1,057370	1,057370
20	COOPERSOL	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000
21	COPELAN	0,992460	1,043378	1,072456	1,072456	1,072456
22	FRONTEL	1,007420	1,029254	1,019953	1,019953	1,019953
23	SAESA	1,013126	0,995849	0,972358	0,972358	0,972358
24	EDELAYSEN	1,004561	1,159839	1,107537	1,107537	1,107537
25	EDELIMAG	1,008703	0,983745	1,020798	1,020798	1,020798
26	CODINER	1,016989	1,016989	1,016989	1,016989	1,016989
28	EDECSA	1,022745	1,071335	1,007480	1,007480	1,007480
29	CEC	1,050094	1,187431	1,105872	1,105872	1,105872
31	LUZLINARES	0,997787	1,042143	1,077903	1,077903	1,077903
32	LUZPARRAL	1,058620	1,116810	1,059389	1,059389	1,059389
33	COPELEC	1,032791	1,052151	0,914466	0,914466	0,914466
34	COELCHA	0,736695	1,049308	1,114424	1,114424	1,114424
35	SOCOEPA	0,977779	1,875239	1,875239	1,875239	1,875239
36	COOPREL	0,940925	0,757182	0,959380	0,959380	0,959380
39	LUZOSORNO	1,004773	0,980313	0,941447	0,941447	0,941447
40	CRELL	0,923507	1,088975	1,217826	1,217826	1,217826
44	SASIPA	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000
45	MATAQUITO	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000
46	DESA	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000

7.11 Factor de modulación de costos subterráneos

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

a) Para las siguientes empresas distribuidoras los factores serán:

Código	Empresa	AT_A	AT_S	BT_AA	BT_SA	BT_AS	BT_SS
6	Chilquinta	0,9810	1,6677	0,9810	1,2386		

Donde:

- AT_A : Cliente AT alimentado en forma aérea.
- AT_S : Cliente AT alimentado en forma subterránea.
- BT_AA : Cliente BT alimentado vía AT y BT aérea.
- BT_SA : 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.

Artículo segundo: En la boleta o factura deberá indicarse el nombre de la subestación primaria de distribución desde la cual el cliente se encuentra abastecido. Para estos efectos se entenderá que la subestación primaria de distribución que abastece al cliente es aquella que presente la menor distancia al punto de suministro. La distancia será medida a lo largo de las líneas eléctricas que puedan permitir la conexión. Las líneas a considerar son las de propiedad de la empresa distribuidora y, además, las establecidas mediante concesión o que utilicen en su trazado bienes nacionales de uso público, independientemente de sus características técnicas y de si los circuitos operan o no normalmente cerrados. Las empresas distribuidoras deberán mantener una base de datos actualizada que identifique a cada cliente en su zona de concesión con la subestación primaria de distribución que lo abastece.

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

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

Las tarifas a que dé lugar la aplicación de las fórmulas tarifarias anteriores deberán aplicarse conforme a lo dispuesto en el artículo 192° de la Ley, teniendo en consideración lo indicado en el inciso final del artículo séptimo transitorio de la ley N° 21.667.

Artículo tercero: Fijase en forma excepcional, según lo indicado en el inciso sexto del artículo cuarto transitorio de la ley N° 21.667, los ajustes y recargos a que dé origen el mecanismo a que se refiere el inciso segundo del artículo 191° de la Ley, es decir, los Factores de Equidad Tarifaria Residencial que afectan a la componente contemplada en el numeral 3 del artículo 182° de la Ley, de acuerdo a lo informado mediante la resolución exenta N° 271 de fecha 29 de mayo de 2024, de la Comisión:

COD	Empresa	Código Único Territorial	Comuna	Sistema de Transmisión Zonal	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR	
						Fórmulas tarifarias residenciales	Fórmulas tarifarias no residenciales
6	CHILQUINTA	*	*	STX C	BT1a	0,0000	0,1838
6	CHILQUINTA	05502	Calera	STX C	BT1a	0,0000	0,1838
6	CHILQUINTA	05302	Calle Larga	STX C	BT1a	0,0000	0,1838
6	CHILQUINTA	05603	Cartagena	STX C	BT1a	0,0000	0,1838
6	CHILQUINTA	05102	Casablanca	STX C	BT1a	0,0000	0,1838
6	CHILQUINTA	05702	Catemu	STX C	BT1a	0,0000	0,1838
6	CHILQUINTA	05103	Concón	STX C	BT1a	0,0000	0,1838
6	CHILQUINTA	05605	El Tabo	STX C	BT1a	0,0000	0,1838
6	CHILQUINTA	05503	Hijuelas	STX C	BT1a	0,0000	0,1838
6	CHILQUINTA	05504	La Cruz	STX C	BT1a	0,0000	0,1838
6	CHILQUINTA	05802	Limache	STX C	BT1a	0,0000	0,1838
6	CHILQUINTA	05703	Llaillay	STX C	BT1a	0,0000	0,1838
6	CHILQUINTA	05301	Los Andes	STX C	BT1a	0,0000	0,1838
6	CHILQUINTA	05506	Nogales	STX C	BT1a	0,0000	0,1838
6	CHILQUINTA	05803	Olmué	STX C	BT1a	0,0000	0,1838
6	CHILQUINTA	05704	Panquehue	STX C	BT1a	0,0000	0,1838
6	CHILQUINTA	05105	Puchuncaví	STX C	BT1a	0,0000	0,1838
6	CHILQUINTA	05705	Putendo	STX C	BT1a	0,0000	0,1838
6	CHILQUINTA	05501	Quillota	STX C	BT1a	0,0000	0,1838
6	CHILQUINTA	05801	Quilpué	STX C	BT1a	0,0000	0,1838
6	CHILQUINTA	05107	Quintero	STX C	BT1a	0,0000	0,1838
6	CHILQUINTA	05303	Rinconada	STX C	BT1a	0,0000	0,1838
6	CHILQUINTA	05601	San Antonio	STX C	BT1a	0,0000	0,1838
6	CHILQUINTA	05304	San Esteban	STX C	BT1a	0,0000	0,1838
6	CHILQUINTA	05701	San Felipe	STX C	BT1a	0,0000	0,1838
6	CHILQUINTA	05706	Santa María	STX C	BT1a	0,0000	0,1838
6	CHILQUINTA	05606	Santo Domingo	STX C	BT1a	0,0000	0,1838
6	CHILQUINTA	05101	Valparaíso	STX C	BT1a	0,0000	0,1838
6	CHILQUINTA	05804	Villa Alemana	STX C	BT1a	0,0000	0,1838
6	CHILQUINTA	05109	Viña del Mar	STX C	BT1a	0,0000	0,1838
6	CHILQUINTA	*	*	STX C	TRAT1	0,1838	0,1838
6	CHILQUINTA	05502	Calera	STX C	TRAT1	0,1838	0,1838
6	CHILQUINTA	05603	Cartagena	STX C	TRAT1	0,1838	0,1838

6	CHILQUINTA	05103	Concón	STX C	TRAT1	0,1838	0,1838
6	CHILQUINTA	05503	Hijuelas	STX C	TRAT1	0,1838	0,1838
6	CHILQUINTA	05504	La Cruz	STX C	TRAT1	0,1838	0,1838
6	CHILQUINTA	05802	Limache	STX C	TRAT1	0,1838	0,1838
6	CHILQUINTA	05506	Nogales	STX C	TRAT1	0,1838	0,1838
6	CHILQUINTA	05704	Panquehue	STX C	TRAT1	0,1838	0,1838
6	CHILQUINTA	05105	Puchuncaví	STX C	TRAT1	0,1838	0,1838
6	CHILQUINTA	05501	Quillota	STX C	TRAT1	0,1838	0,1838
6	CHILQUINTA	05107	Quintero	STX C	TRAT1	0,1838	0,1838
6	CHILQUINTA	05601	San Antonio	STX C	TRAT1	0,1838	0,1838
6	CHILQUINTA	05606	Santo Domingo	STX C	TRAT1	0,1838	0,1838
6	CHILQUINTA	05101	Valparaíso	STX C	TRAT1	0,1838	0,1838
6	CHILQUINTA	*	*	STX C	TRAT2	0,0000	0,1838
6	CHILQUINTA	*	*	STX C	TRAT3	0,0000	0,1838
6	CHILQUINTA	*	*	STX C	TRBT2	-0,6188	0,1838
6	CHILQUINTA	05107	Quintero	STX C	TRBT2	-0,6114	0,1838
6	CHILQUINTA	05606	Santo Domingo	STX C	TRBT2	-0,6114	0,1838
6	CHILQUINTA	*	*	STX C	TRBT3	-0,6188	0,1838
6	CHILQUINTA	05103	Concón	STX C	TRBT3	-0,6114	0,1838
6	CHILQUINTA	05504	La Cruz	STX C	TRBT3	-0,6114	0,1838
6	CHILQUINTA	05802	Limache	STX C	TRBT3	-0,6114	0,1838
6	CHILQUINTA	05506	Nogales	STX C	TRBT3	-0,6114	0,1838
6	CHILQUINTA	05803	Olmué	STX C	TRBT3	-0,6114	0,1838
6	CHILQUINTA	05105	Puchuncaví	STX C	TRBT3	-0,6114	0,1838
6	CHILQUINTA	05501	Quillota	STX C	TRBT3	-0,6114	0,1838
6	CHILQUINTA	05107	Quintero	STX C	TRBT3	-0,6114	0,1838
6	CHILQUINTA	05701	San Felipe	STX C	TRBT3	-0,6114	0,1838
6	CHILQUINTA	05606	Santo Domingo	STX C	TRBT3	-0,6114	0,1838
6	CHILQUINTA	05101	Valparaíso	STX C	TRBT3	-0,6114	0,1838
6	CHILQUINTA	05109	Viña del Mar	STX C	TRBT3	-0,6114	0,1838
8	EMELCA	*	*	STX C	BT1a	-0,8170	0,0902
8	EMELCA	05102	Casablanca	STX C	BT1a	-0,8170	0,0902
8	EMELCA	*	*	STX C	TRAT1	-0,5208	0,0902
8	EMELCA	05102	Casablanca	STX C	TRAT1	-0,5208	0,0902
8	EMELCA	*	*	STX C	TRAT2	-0,6498	0,0902
8	EMELCA	*	*	STX C	TRAT3	-0,6498	0,0902
8	EMELCA	*	*	STX C	TRBT2	-0,8323	0,0902
8	EMELCA	*	*	STX C	TRBT3	-0,8323	0,0902
8	EMELCA	05102	Casablanca	STX C	TRBT3	-0,8323	0,0902
9	LITORAL	*	*	STX C	BT1a	0,0000	0,1246
9	LITORAL	05602	Algarrobo	STX C	BT1a	0,0000	0,1246
9	LITORAL	05603	Cartagena	STX C	BT1a	0,0000	0,1246
9	LITORAL	05102	Casablanca	STX C	BT1a	0,0000	0,1246
9	LITORAL	05604	El Quisco	STX C	BT1a	0,0000	0,1246
9	LITORAL	05605	El Tabo	STX C	BT1a	0,0000	0,1246
9	LITORAL	*	*	STX C	BT1b	0,0000	0,1246
9	LITORAL	*	*	STX C	TRAT1	0,1246	0,1246
9	LITORAL	05602	Algarrobo	STX C	TRAT1	0,1246	0,1246
9	LITORAL	05605	El Tabo	STX C	TRAT1	0,1246	0,1246
9	LITORAL	*	*	STX C	TRAT2	-0,0812	0,1246
9	LITORAL	*	*	STX C	TRAT3	-0,0812	0,1246
9	LITORAL	*	*	STX C	TRBT2	-0,7600	0,1246
9	LITORAL	*	*	STX C	TRBT3	-0,7600	0,1246
9	LITORAL	05102	Casablanca	STX C	TRBT3	-0,7600	0,1246
10	ENEL	*	*	STX C	BT1a	0,1221	0,1221
10	ENEL	13303	Tiltil	STX C	BT1a	0,1849	0,1849
10	ENEL	*	*	STX D	BT1a	0,1211	0,1211
10	ENEL - (ex LUZANDES)	*	*	STX D	BT1a	0,1207	0,1207
10	ENEL	13102	Cerrillos	STX D	BT1a	0,2369	0,2369
10	ENEL	13103	Cerro Navia	STX D	BT1a	0,2369	0,2369
10	ENEL	13301	Colina	STX D	BT1a	0,1758	0,1758
10	ENEL	13104	Conchalí	STX D	BT1a	0,2369	0,2369
10	ENEL	13106	Estación Central	STX D	BT1a	0,2369	0,2369
10	ENEL	13107	Huechuraba	STX D	BT1a	0,2369	0,2369
10	ENEL	13108	Independencia	STX D	BT1a	0,2369	0,2369
10	ENEL	13109	La Cisterna	STX D	BT1a	0,2369	0,2369
10	ENEL	13110	La Florida	STX D	BT1a	0,2369	0,2369
10	ENEL	13111	La Granja	STX D	BT1a	0,2369	0,2369
10	ENEL	13113	La Reina	STX D	BT1a	0,2369	0,2369
10	ENEL	13302	Lampa	STX D	BT1a	0,2369	0,2369
10	ENEL	13114	Las Condes	STX D	BT1a	0,2369	0,2369

10	ENEL	13115	Lo Barnechea	STX D	BT1a	0,2369	0,2369
10	ENEL - (ex LUZANDES)	13115	Lo Barnechea	STX D	BT1a	0,2063	0,2063
10	ENEL	13116	Lo Espejo	STX D	BT1a	0,2369	0,2369
10	ENEL	13117	Lo Prado	STX D	BT1a	0,2369	0,2369
10	ENEL	13118	Macul	STX D	BT1a	0,2369	0,2369
10	ENEL	13119	Maipú	STX D	BT1a	0,2369	0,2369
10	ENEL	13120	Nuñoa	STX D	BT1a	0,2369	0,2369
10	ENEL	13121	Pedro Aguirre Cerda	STX D	BT1a	0,2369	0,2369
10	ENEL	13122	Peñalolén	STX D	BT1a	0,2369	0,2369
10	ENEL	13123	Providencia	STX D	BT1a	0,2369	0,2369
10	ENEL	13124	Pudahuel	STX D	BT1a	0,2369	0,2369
10	ENEL	13125	Quilicura	STX D	BT1a	0,2369	0,2369
10	ENEL	13126	Quinta Normal	STX D	BT1a	0,2369	0,2369
10	ENEL	13127	Recoleta	STX D	BT1a	0,2369	0,2369
10	ENEL	13128	Renca	STX D	BT1a	0,2369	0,2369
10	ENEL	13129	San Joaquín	STX D	BT1a	0,2369	0,2369
10	ENEL	13130	San Miguel	STX D	BT1a	0,2369	0,2369
10	ENEL	13131	San Ramón	STX D	BT1a	0,2369	0,2369
10	ENEL	13101	Santiago	STX D	BT1a	0,2369	0,2369
10	ENEL	13303	Tiltil	STX D	BT1a	0,1758	0,1758
10	ENEL	13132	Vitacura	STX D	BT1a	0,2369	0,2369
10	ENEL	*	*	STX C	TRAT1	0,1221	0,1221
10	ENEL	*	*	STX D	TRAT1	0,1211	0,1211
10	ENEL - (ex LUZANDES)	*	*	STX D	TRAT1	0,1207	0,1207
10	ENEL	*	*	STX C	TRAT2	0,1221	0,1221
10	ENEL	*	*	STX D	TRAT2	0,1211	0,1211
10	ENEL - (ex LUZANDES)	*	*	STX D	TRAT2	0,1207	0,1207
10	ENEL	*	*	STX C	TRAT3	0,1221	0,1221
10	ENEL	*	*	STX D	TRAT3	0,1211	0,1211
10	ENEL - (ex LUZANDES)	*	*	STX D	TRAT3	0,1207	0,1207
10	ENEL	*	*	STX C	TRBT2	0,0000	0,1221
10	ENEL	*	*	STX D	TRBT2	0,0000	0,1211
10	ENEL - (ex LUZANDES)	*	*	STX D	TRBT2	0,0000	0,1207
10	ENEL	*	*	STX C	TRBT3	0,0000	0,1221
10	ENEL	*	*	STX D	TRBT3	0,0000	0,1211
10	ENEL - (ex LUZANDES)	*	*	STX D	TRBT3	0,0000	0,1207
12	EEC	*	*	STX D	BT1a	0,0000	0,2967
12	EEC	13301	Colina	STX D	BT1a	0,0000	0,2967
12	EEC	*	*	STX D	TRAT1	0,2967	0,2967
12	EEC	*	*	STX D	TRAT2	0,2967	0,2967
12	EEC	*	*	STX D	TRAT3	0,2967	0,2967
12	EEC	*	*	STX D	TRBT2	-0,6264	0,2967
12	EEC	*	*	STX D	TRBT3	-0,6264	0,2967
13	TILTIL	*	*	STX C	BT1a	-1,0000	0,2416
13	TILTIL	05703	Llaillay	STX C	BT1a	-1,0000	0,2416
13	TILTIL	13303	Tiltil	STX C	BT1a	-1,0000	0,2416
13	TILTIL	*	*	STX D	BT1a	-1,0000	0,1968
13	TILTIL	13303	Tiltil	STX D	BT1a	-1,0000	0,1968
13	TILTIL	*	*	STX C	TRAT1	-0,8801	0,2416
13	TILTIL	*	*	STX D	TRAT1	-0,8754	0,1968
13	TILTIL	*	*	STX C	TRAT2	-0,3257	0,2416
13	TILTIL	*	*	STX D	TRAT2	-0,0990	0,1968
13	TILTIL	*	*	STX C	TRAT3	-0,3257	0,2416
13	TILTIL	*	*	STX D	TRAT3	-0,0990	0,1968
13	TILTIL	*	*	STX C	TRBT2	-0,9107	0,2416
13	TILTIL	*	*	STX D	TRBT2	-0,8104	0,1968
13	TILTIL	*	*	STX C	TRBT3	-0,9107	0,2416
13	TILTIL	*	*	STX D	TRBT3	-0,8104	0,1968
14	EEPA	*	*	STX D	BT1a	0,1617	0,1617
14	EEPA	13201	Puente Alto	STX D	BT1a	0,1617	0,1617
14	EEPA	*	*	STX D	TRAT1	0,1617	0,1617
14	EEPA	*	*	STX D	TRAT2	0,1617	0,1617
14	EEPA	*	*	STX D	TRAT3	0,1617	0,1617
14	EEPA	*	*	STX D	TRBT2	-0,4185	0,1617
14	EEPA	*	*	STX D	TRBT3	-0,4185	0,1617
18	CGE - (ex ELECDA)	*	*	STX A	BT1a	0,0000	0,0931
18	CGE - (ex ELIQSA)	*	*	STX A	BT1a	0,0000	0,1442
18	CGE - (ex EMELARI)	*	*	STX A	BT1a	0,0000	0,0972
18	CGE - (ex ELIQSA)	01107	Alto Hospicio	STX A	BT1a	0,0000	0,2228
18	CGE - (ex ELECDA)	02101	Antofagasta	STX A	BT1a	0,0000	0,2263
18	CGE - (ex EMELARI)	15101	Arica	STX A	BT1a	0,0000	0,2379

18	CGE - (ex ELECDA)	02201	Calama	STX A	BT1a	0,0000	0,2263
18	CGE - (ex EMELARI)	15102	Camarones	STX A	BT1a	0,0000	0,2379
18	CGE - (ex ELIQSA)	01403	Colchane	STX A	BT1a	0,0000	0,1442
18	CGE - (ex ELIQSA)	01404	Huara	STX A	BT1a	0,0000	0,2228
18	CGE - (ex ELIQSA)	01101	Iquique	STX A	BT1a	0,0000	0,2228
18	CGE - (ex ELECDA)	02102	Mejillones	STX A	BT1a	0,0000	0,2263
18	CGE - (ex ELIQSA)	01405	Pica	STX A	BT1a	0,0000	0,2228
18	CGE - (ex ELIQSA)	01401	Pozo Almonte	STX A	BT1a	0,0000	0,2228
18	CGE - (ex ELECDA)	02103	Sierra Gorda	STX A	BT1a	0,0000	0,2263
18	CGE - (ex ELECDA)	02301	Tocopilla	STX A	BT1a	0,0000	0,2263
18	CGE - (ex CONAFE)	*	*	STX B	BT1a	0,0712	0,0712
18	CGE - (ex ELECDA)	*	*	STX B	BT1a	0,0000	0,0944
18	CGE - (ex EMELAT)	*	*	STX B	BT1a	0,0954	0,0954
18	CGE - (ex EMELAT)	03302	Alto del Carmen	STX B	BT1a	0,2278	0,2278
18	CGE - (ex CONAFE)	04103	Andacollo	STX B	BT1a	0,2288	0,2438
18	CGE - (ex CONAFE)	05402	Cabildo	STX B	BT1a	0,2288	0,2438
18	CGE - (ex EMELAT)	03102	Caldera	STX B	BT1a	0,2278	0,2278
18	CGE - (ex CONAFE)	04202	Canela	STX B	BT1a	0,2288	0,2438
18	CGE - (ex EMELAT)	03201	Chañaral	STX B	BT1a	0,2278	0,2278
18	CGE - (ex CONAFE)	04302	Combarbalá	STX B	BT1a	0,2288	0,2438
18	CGE - (ex EMELAT)	03101	Copiapó	STX B	BT1a	0,2278	0,2278
18	CGE - (ex CONAFE)	04102	Coquimbo	STX B	BT1a	0,2288	0,2438
18	CGE - (ex EMELAT)	03202	Diego de Almagro	STX B	BT1a	0,2278	0,2278
18	CGE - (ex CONAFE)	03303	Freirina	STX B	BT1a	0,2288	0,2438
18	CGE - (ex EMELAT)	03303	Freirina	STX B	BT1a	0,2278	0,2278
18	CGE - (ex EMELAT)	03304	Huasco	STX B	BT1a	0,2278	0,2278
18	CGE - (ex CONAFE)	04201	Illapel	STX B	BT1a	0,2288	0,2438
18	CGE - (ex CONAFE)	04104	La Higuera	STX B	BT1a	0,2288	0,2438
18	CGE - (ex CONAFE)	05401	La Ligua	STX B	BT1a	0,2288	0,2438
18	CGE - (ex CONAFE)	04101	La Serena	STX B	BT1a	0,2288	0,2438
18	CGE - (ex CONAFE)	04203	Los Vilos	STX B	BT1a	0,2288	0,2438
18	CGE - (ex CONAFE)	04303	Monte Patria	STX B	BT1a	0,2288	0,2438
18	CGE - (ex CONAFE)	04301	Ovalle	STX B	BT1a	0,2288	0,2438
18	CGE - (ex CONAFE)	04105	Paiguano	STX B	BT1a	0,2288	0,2438
18	CGE - (ex CONAFE)	05403	Papudo	STX B	BT1a	0,2288	0,2438
18	CGE - (ex CONAFE)	05404	Petorca	STX B	BT1a	0,2288	0,2438
18	CGE - (ex CONAFE)	05105	Puchuncaví	STX B	BT1a	0,2288	0,2438
18	CGE - (ex CONAFE)	04304	Punitaqui	STX B	BT1a	0,2288	0,2438
18	CGE - (ex CONAFE)	04305	Río Hurtado	STX B	BT1a	0,2288	0,2438
18	CGE - (ex CONAFE)	04204	Salamanca	STX B	BT1a	0,2288	0,2438
18	CGE - (ex ELECDA)	02104	Taltal	STX B	BT1a	0,0000	0,1884
18	CGE - (ex EMELAT)	03103	Tierra Amarilla	STX B	BT1a	0,2278	0,2278
18	CGE - (ex EMELAT)	03301	Vallenar	STX B	BT1a	0,2278	0,2278
18	CGE - (ex CONAFE)	04106	Vicuña	STX B	BT1a	0,2288	0,2438
18	CGE - (ex CONAFE)	05405	Zapallar	STX B	BT1a	0,2288	0,2438
18	CGE - (ex CONAFE)	*	*	STX C	BT1a	0,0750	0,0750
18	CGE - (ex CONAFE)	05801	Quilpué	STX C	BT1a	0,1842	0,1842
18	CGE - (ex CONAFE)	05101	Valparaíso	STX C	BT1a	0,1810	0,1810
18	CGE - (ex CONAFE)	05109	Viña del Mar	STX C	BT1a	0,1842	0,1842
18	CGE	*	*	STX D	BT1a	0,0733	0,0733
18	CGE	13403	Calera de Tango	STX D	BT1a	0,2179	0,2179
18	CGE	13503	Curacaví	STX D	BT1a	0,1688	0,2457
18	CGE	13105	El Bosque	STX D	BT1a	0,2179	0,2179
18	CGE	13112	La Pintana	STX D	BT1a	0,2179	0,2179
18	CGE	13504	María Pinto	STX D	BT1a	0,2179	0,0000
18	CGE	13604	Padre Hurtado	STX D	BT1a	0,2179	0,2179
18	CGE	13605	Peñaflor	STX D	BT1a	0,2179	0,2179
18	CGE	13202	Pirque	STX D	BT1a	0,2179	0,2179
18	CGE	13201	Puente Alto	STX D	BT1a	0,2468	0,2468
18	CGE	13401	San Bernardo	STX D	BT1a	0,2179	0,2179
18	CGE	13203	San José de Maipo	STX D	BT1a	0,2179	0,2179
18	CGE	13601	Talagante	STX D	BT1a	0,2179	0,2179
18	CGE	*	*	STX E	BT1a	0,0000	0,0866
18	CGE	13502	Alhué	STX E	BT1a	0,0990	0,3989
18	CGE	13402	Buín	STX E	BT1a	0,0990	0,3989
18	CGE	05603	Cartagena	STX E	BT1a	0,0000	0,1746
18	CGE	07201	Cauquenes	STX E	BT1a	0,0000	0,1501
18	CGE	07202	Chanco	STX E	BT1a	0,0990	0,3989
18	CGE	06302	Chépica	STX E	BT1a	0,0990	0,3989
18	CGE	08103	Chiguayante	STX E	BT1a	0,0990	0,3989
18	CGE	16101	Chillán	STX E	BT1a	0,0000	0,1501

CVE 2501300

Director: Felipe Andrés Peroti Díaz
Sitio Web: www.diarioficial.cl

Mesa Central: 600 712 0001 E-mail: consultas@diarioficial.cl
Dirección: Dr. Torres Boonen N°511, Providencia, Santiago, Chile.

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	16103	Chillán Viejo	STX E	BT1a	0,0000	0,1501
18	CGE	06303	Chimbarongo	STX E	BT1a	0,0990	0,3989
18	CGE	16202	Cobquecura	STX E	BT1a	0,0000	0,1501
18	CGE	06102	Codegua	STX E	BT1a	0,0990	0,3989
18	CGE	16203	Coelemu	STX E	BT1a	0,0000	0,1501
18	CGE	16302	Coihueco	STX E	BT1a	0,0000	0,1501
18	CGE	06103	Coinco	STX E	BT1a	0,0990	0,3989
18	CGE	07402	Colbún	STX E	BT1a	0,0000	0,1746
18	CGE	06104	Coltauco	STX E	BT1a	0,0990	0,3989
18	CGE	08101	Concepción	STX E	BT1a	0,0990	0,3989
18	CGE	07102	Constitución	STX E	BT1a	0,0000	0,1746
18	CGE	08102	Coronel	STX E	BT1a	0,0000	0,1501
18	CGE	09104	Curarrehue	STX E	BT1a	0,0990	0,3989
18	CGE	07103	Curepto	STX E	BT1a	0,0990	0,3989
18	CGE	07301	Curicó	STX E	BT1a	0,0990	0,3989
18	CGE	06105	Doñihue	STX E	BT1a	0,0990	0,3989
18	CGE	13602	El Monte	STX E	BT1a	0,0990	0,3989
18	CGE	07104	Empedrado	STX E	BT1a	0,0990	0,3989
18	CGE	08104	Florida	STX E	BT1a	-0,2002	0,1140
18	CGE	09105	Freire	STX E	BT1a	0,0000	0,1501
18	CGE	06106	Graneros	STX E	BT1a	0,0990	0,3989
18	CGE	07302	Hualañé	STX E	BT1a	0,0990	0,3989
18	CGE	08112	Hualpén	STX E	BT1a	0,0990	0,3989
18	CGE	08105	Hualqui	STX E	BT1a	-0,2002	0,1140
18	CGE	13603	Isla de Maipo	STX E	BT1a	0,0990	0,3989
18	CGE	06202	La Estrella	STX E	BT1a	0,0990	0,3989
18	CGE	06107	Las Cabras	STX E	BT1a	0,0990	0,3989
18	CGE	09108	Lautaro	STX E	BT1a	0,0000	0,1501
18	CGE	07303	Licantén	STX E	BT1a	0,0990	0,3989
18	CGE	07401	Linares	STX E	BT1a	0,0000	0,1746
18	CGE	06203	Litueche	STX E	BT1a	0,0990	0,3989
18	CGE	06304	Lolol	STX E	BT1a	0,0990	0,3989
18	CGE	09109	Loncoche	STX E	BT1a	0,0000	0,1501
18	CGE	07403	Longaví	STX E	BT1a	0,0000	0,1746
18	CGE	08301	Los Ángeles	STX E	BT1a	-0,2002	0,1140
18	CGE	06108	Machalí	STX E	BT1a	0,0990	0,3989
18	CGE	06109	Malloa	STX E	BT1a	0,0990	0,3989
18	CGE	06204	Marchihue	STX E	BT1a	0,0990	0,3989
18	CGE	13504	María Pinto	STX E	BT1a	0,0990	0,3989
18	CGE	07105	Maule	STX E	BT1a	0,0990	0,3989
18	CGE	13501	Melipilla	STX E	BT1a	0,0990	0,3989
18	CGE	07304	Molina	STX E	BT1a	0,0990	0,3989
18	CGE	06110	Mostazal	STX E	BT1a	0,0990	0,3989
18	CGE	08305	Mulchén	STX E	BT1a	0,0000	0,1501
18	CGE	06305	Nancagua	STX E	BT1a	0,0990	0,3989
18	CGE	06205	Navidad	STX E	BT1a	0,0990	0,3989
18	CGE	16204	Ninhue	STX E	BT1a	0,0000	0,1501
18	CGE	16303	Ñiquén	STX E	BT1a	0,0000	0,1501
18	CGE	06111	Olivar	STX E	BT1a	0,0990	0,3989
18	CGE	09112	Padre Las Casas	STX E	BT1a	0,0000	0,1501
18	CGE	13404	Paine	STX E	BT1a	0,0990	0,3989
18	CGE	06306	Palmilla	STX E	BT1a	0,0990	0,3989
18	CGE	06206	Paredones	STX E	BT1a	0,0990	0,3989
18	CGE	07404	Parral	STX E	BT1a	0,0000	0,1501
18	CGE	07106	Pelarco	STX E	BT1a	0,0990	0,3989
18	CGE	07203	Pelluhue	STX E	BT1a	0,0990	0,3989
18	CGE	07107	Pencahue	STX E	BT1a	0,0990	0,3989
18	CGE	08107	Penco	STX E	BT1a	0,0990	0,3989
18	CGE	06307	Peralillo	STX E	BT1a	0,0990	0,3989
18	CGE	06112	Peumo	STX E	BT1a	0,0990	0,3989
18	CGE	06113	Pichidegua	STX E	BT1a	0,0990	0,3989
18	CGE	06201	Pichilemu	STX E	BT1a	0,0990	0,3989
18	CGE	16106	Pinto	STX E	BT1a	0,0000	0,1501
18	CGE	09114	Pitrufquén	STX E	BT1a	0,0000	0,1501
18	CGE	06308	Placilla	STX E	BT1a	0,0990	0,3989
18	CGE	16205	Portezuelo	STX E	BT1a	0,0000	0,1501
18	CGE	09115	Pucón	STX E	BT1a	0,0990	0,3989
18	CGE	06309	Pumanque	STX E	BT1a	0,0990	0,3989
18	CGE	06114	Quinta de Tilcoco	STX E	BT1a	0,0990	0,3989
18	CGE	16201	Quirihue	STX E	BT1a	0,0000	0,1501
18	CGE	06101	Rancagua	STX E	BT1a	0,0990	0,3989

CVE 2501300

Director: Felipe Andrés Peroti Díaz
Sitio Web: www.diarioficial.cl

Mesa Central: 600 712 0001 E-mail: consultas@diarioficial.cl
Dirección: Dr. Torres Boonen N°511, Providencia, Santiago, Chile.

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	16206	Ranquil	STX E	BT1a	0,0000	0,1501
18	CGE	07305	Rauco	STX E	BT1a	0,0990	0,3989
18	CGE	06115	Rengo	STX E	BT1a	0,0990	0,3989
18	CGE	06116	Requinoa	STX E	BT1a	0,0990	0,3989
18	CGE	07405	Retiro	STX E	BT1a	0,0000	0,1501
18	CGE	07108	Río Claro	STX E	BT1a	0,0990	0,3989
18	CGE	07306	Romeral	STX E	BT1a	0,0990	0,3989
18	CGE	07307	Sagrada Familia	STX E	BT1a	0,0990	0,3989
18	CGE	05601	San Antonio	STX E	BT1a	0,0990	0,3989
18	CGE	16301	San Carlos	STX E	BT1a	0,0000	0,1501
18	CGE	07109	San Clemente	STX E	BT1a	0,0990	0,3989
18	CGE	16304	San Fabián	STX E	BT1a	0,0000	0,1501
18	CGE	06301	San Fernando	STX E	BT1a	0,0990	0,3989
18	CGE	07406	San Javier	STX E	BT1a	0,0000	0,1746
18	CGE	16305	San Nicolás	STX E	BT1a	0,0000	0,1501
18	CGE	13505	San Pedro	STX E	BT1a	0,0990	0,3989
18	CGE	08108	San Pedro de la Paz	STX E	BT1a	0,0990	0,3989
18	CGE	07110	San Rafael	STX E	BT1a	0,0990	0,3989
18	CGE	06117	San Vicente	STX E	BT1a	0,0990	0,3989
18	CGE	06310	Santa Cruz	STX E	BT1a	0,0990	0,3989
18	CGE	05606	Santo Domingo	STX E	BT1a	0,0990	0,3989
18	CGE	13601	Talagante	STX E	BT1a	0,0990	0,3989
18	CGE	07101	Talca	STX E	BT1a	0,0990	0,3989
18	CGE	08110	Talcahuano	STX E	BT1a	0,0990	0,3989
18	CGE	09101	Temuco	STX E	BT1a	0,0000	0,1501
18	CGE	07308	Teno	STX E	BT1a	0,0990	0,3989
18	CGE	08111	Tomé	STX E	BT1a	0,0000	0,1501
18	CGE	16207	Treguaco	STX E	BT1a	0,0000	0,1501
18	CGE	07309	Vichuquén	STX E	BT1a	0,0990	0,3989
18	CGE	09119	Vilcún	STX E	BT1a	0,0000	0,1501
18	CGE	07407	Villa Alegre	STX E	BT1a	0,0000	0,1746
18	CGE	09120	Villarrica	STX E	BT1a	0,0000	0,1501
18	CGE	07408	Yerbas Buenas	STX E	BT1a	0,0000	0,1746
18	CGE - (ex ELECDA)	*	*	STX A	TRAT1	0,0931	0,0931
18	CGE - (ex ELIQSA)	*	*	STX A	TRAT1	0,1442	0,1442
18	CGE - (ex EMELARI)	*	*	STX A	TRAT1	0,0972	0,0972
18	CGE - (ex EMELARI)	15101	Arica	STX A	TRAT1	0,2379	0,2379
18	CGE - (ex CONAFE)	*	*	STX B	TRAT1	0,0712	0,0712
18	CGE - (ex ELECDA)	*	*	STX B	TRAT1	0,0944	0,0944
18	CGE - (ex EMELAT)	*	*	STX B	TRAT1	0,0954	0,0954
18	CGE - (ex CONAFE)	04103	Andacollo	STX B	TRAT1	0,2438	0,2438
18	CGE - (ex CONAFE)	05402	Cabildo	STX B	TRAT1	0,2438	0,2438
18	CGE - (ex EMELAT)	03102	Caldera	STX B	TRAT1	0,2278	0,2278
18	CGE - (ex CONAFE)	04202	Canela	STX B	TRAT1	0,2438	0,2438
18	CGE - (ex CONAFE)	04302	Combarbalá	STX B	TRAT1	0,2438	0,2438
18	CGE - (ex EMELAT)	03101	Copiapó	STX B	TRAT1	0,2278	0,2278
18	CGE - (ex CONAFE)	04102	Coquimbo	STX B	TRAT1	0,2438	0,2438
18	CGE - (ex EMELAT)	03303	Freirina	STX B	TRAT1	0,2278	0,2278
18	CGE - (ex CONAFE)	04201	Illapel	STX B	TRAT1	0,2438	0,2438
18	CGE - (ex CONAFE)	04104	La Higuera	STX B	TRAT1	0,2438	0,2438
18	CGE - (ex CONAFE)	05401	La Ligua	STX B	TRAT1	0,2438	0,2438
18	CGE - (ex CONAFE)	04101	La Serena	STX B	TRAT1	0,2438	0,2438
18	CGE - (ex CONAFE)	04203	Los Vilos	STX B	TRAT1	0,2438	0,2438
18	CGE - (ex CONAFE)	04303	Monte Patria	STX B	TRAT1	0,2438	0,2438
18	CGE - (ex CONAFE)	04301	Ovalle	STX B	TRAT1	0,2438	0,2438
18	CGE - (ex CONAFE)	04105	Paiguano	STX B	TRAT1	0,2438	0,2438
18	CGE - (ex CONAFE)	05404	Petorca	STX B	TRAT1	0,2438	0,2438
18	CGE - (ex CONAFE)	04304	Punitaqui	STX B	TRAT1	0,2438	0,2438
18	CGE - (ex CONAFE)	04305	Río Hurtado	STX B	TRAT1	0,2438	0,2438
18	CGE - (ex CONAFE)	04204	Salamanca	STX B	TRAT1	0,2438	0,2438
18	CGE - (ex EMELAT)	03103	Tierra Amarilla	STX B	TRAT1	0,2278	0,2278
18	CGE - (ex EMELAT)	03301	Vallenar	STX B	TRAT1	0,2278	0,2278
18	CGE - (ex CONAFE)	04106	Vicuña	STX B	TRAT1	0,2438	0,2438
18	CGE - (ex CONAFE)	05405	Zapallar	STX B	TRAT1	0,2438	0,2438
18	CGE - (ex CONAFE)	*	*	STX C	TRAT1	0,0750	0,0750
18	CGE	*	*	STX D	TRAT1	0,0733	0,0733
18	CGE	13403	Calera de Tango	STX D	TRAT1	0,2179	0,2179
18	CGE	13503	Curacaví	STX D	TRAT1	0,2457	0,2457
18	CGE	13601	Talagante	STX D	TRAT1	0,2179	0,2179
18	CGE	*	*	STX E	TRAT1	0,0866	0,0866
18	CGE	13402	Buín	STX E	TRAT1	0,3989	0,3989

CVE 2501300

Director: Felipe Andrés Peroti Díaz
Sitio Web: www.diarioficial.cl

Mesa Central: 600 712 0001 E-mail: consultas@diarioficial.cl
Dirección: Dr. Torres Boonen N°511, Providencia, Santiago, Chile.

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	07201	Cauquenes	STX E	TRAT1	0,1501	0,1501
18	CGE	07202	Chanco	STX E	TRAT1	0,3989	0,3989
18	CGE	06302	Chépica	STX E	TRAT1	0,3989	0,3989
18	CGE	16101	Chillán	STX E	TRAT1	0,1501	0,1501
18	CGE	06104	Coltauco	STX E	TRAT1	0,3989	0,3989
18	CGE	07102	Constitución	STX E	TRAT1	0,1746	0,1746
18	CGE	09104	Curarrehue	STX E	TRAT1	0,3989	0,3989
18	CGE	07103	Curepto	STX E	TRAT1	0,3989	0,3989
18	CGE	06107	Las Cabras	STX E	TRAT1	0,3989	0,3989
18	CGE	09108	Lautaro	STX E	TRAT1	0,1501	0,1501
18	CGE	07401	Linares	STX E	TRAT1	0,1746	0,1746
18	CGE	09109	Loncoche	STX E	TRAT1	0,1501	0,1501
18	CGE	13504	María Pinto	STX E	TRAT1	0,3989	0,3989
18	CGE	07105	Maule	STX E	TRAT1	0,3989	0,3989
18	CGE	13501	Melipilla	STX E	TRAT1	0,3989	0,3989
18	CGE	09112	Padre Las Casas	STX E	TRAT1	0,1501	0,1501
18	CGE	13404	Paine	STX E	TRAT1	0,3989	0,3989
18	CGE	07404	Parral	STX E	TRAT1	0,1501	0,1501
18	CGE	07107	Pencahue	STX E	TRAT1	0,3989	0,3989
18	CGE	07305	Rauco	STX E	TRAT1	0,3989	0,3989
18	CGE	07108	Río Claro	STX E	TRAT1	0,3989	0,3989
18	CGE	07306	Romerol	STX E	TRAT1	0,3989	0,3989
18	CGE	07307	Sagrada Familia	STX E	TRAT1	0,3989	0,3989
18	CGE	05601	San Antonio	STX E	TRAT1	0,3989	0,3989
18	CGE	07109	San Clemente	STX E	TRAT1	0,3989	0,3989
18	CGE	13505	San Pedro	STX E	TRAT1	0,3989	0,3989
18	CGE	07110	San Rafael	STX E	TRAT1	0,3989	0,3989
18	CGE	06117	San Vicente	STX E	TRAT1	0,3989	0,3989
18	CGE	05606	Santo Domingo	STX E	TRAT1	0,3989	0,3989
18	CGE	07101	Talca	STX E	TRAT1	0,3989	0,3989
18	CGE	07308	Teno	STX E	TRAT1	0,3989	0,3989
18	CGE	07309	Vichuquén	STX E	TRAT1	0,3989	0,3989
18	CGE	09120	Villarrica	STX E	TRAT1	0,1501	0,1501
18	CGE - (ex ELIQSA)	*	*	STX A	TRAT2	-0,1029	0,1442
18	CGE - (ex EMELARI)	*	*	STX A	TRAT2	-0,0651	0,0972
18	CGE - (ex ELECDA)	*	*	STX A	TRAT2	0,0000	0,0931
18	CGE - (ex EMELAT)	*	*	STX B	TRAT2	0,0251	0,0954
18	CGE - (ex CONAFE)	*	*	STX B	TRAT2	0,0000	0,0712
18	CGE - (ex ELECDA)	*	*	STX B	TRAT2	0,0000	0,0944
18	CGE - (ex CONAFE)	*	*	STX C	TRAT2	0,0750	0,0750
18	CGE	*	*	STX D	TRAT2	0,0733	0,0733
18	CGE	*	*	STX E	TRAT2	0,0000	0,0866
18	CGE - (ex ELIQSA)	*	*	STX A	TRAT3	-0,1029	0,1442
18	CGE - (ex EMELARI)	*	*	STX A	TRAT3	-0,0651	0,0972
18	CGE - (ex ELECDA)	*	*	STX A	TRAT3	0,0000	0,0931
18	CGE - (ex EMELAT)	*	*	STX B	TRAT3	0,0251	0,0954
18	CGE - (ex CONAFE)	*	*	STX B	TRAT3	0,0000	0,0712
18	CGE - (ex ELECDA)	*	*	STX B	TRAT3	0,0000	0,0944
18	CGE - (ex CONAFE)	*	*	STX C	TRAT3	0,0750	0,0750
18	CGE	*	*	STX D	TRAT3	0,0733	0,0733
18	CGE	*	*	STX E	TRAT3	0,0000	0,0866
18	CGE - (ex ELECDA)	*	*	STX A	TRBT2	-0,6244	0,0931
18	CGE - (ex ELIQSA)	*	*	STX A	TRBT2	-0,7440	0,1442
18	CGE - (ex EMELARI)	*	*	STX A	TRBT2	-0,7243	0,0972
18	CGE - (ex CONAFE)	*	*	STX B	TRBT2	-0,4850	0,0712
18	CGE - (ex ELECDA)	*	*	STX B	TRBT2	-0,6629	0,0944
18	CGE - (ex EMELAT)	*	*	STX B	TRBT2	-0,3972	0,0954
18	CGE - (ex CONAFE)	*	*	STX C	TRBT2	-0,3069	0,0750
18	CGE	*	*	STX D	TRBT2	-0,3602	0,0733
18	CGE	*	*	STX E	TRBT2	-0,5302	0,0866
18	CGE - (ex ELECDA)	*	*	STX A	TRBT3	-0,6244	0,0931
18	CGE - (ex ELIQSA)	*	*	STX A	TRBT3	-0,7440	0,1442
18	CGE - (ex EMELARI)	*	*	STX A	TRBT3	-0,7243	0,0972
18	CGE - (ex CONAFE)	*	*	STX B	TRBT3	-0,4850	0,0712
18	CGE - (ex ELECDA)	*	*	STX B	TRBT3	-0,6629	0,0944
18	CGE - (ex EMELAT)	*	*	STX B	TRBT3	-0,3972	0,0954
18	CGE - (ex CONAFE)	*	*	STX C	TRBT3	-0,3069	0,0750
18	CGE	*	*	STX D	TRBT3	-0,3602	0,0733
18	CGE	*	*	STX E	TRBT3	-0,5302	0,0866
20	COOPERSOL	*	*	STX A	BT1a	-0,5674	0,0834
20	COOPERSOL	15201	PUTRE	STX A	BT1a	-0,5674	0,0834

20	COOPERSOL	*	*	STX A	TRAT1	0,0000	0,0834
20	COOPERSOL	*	*	STX A	TRAT2	-0,4508	0,0834
20	COOPERSOL	*	*	STX A	TRAT3	-0,4508	0,0834
20	COOPERSOL	*	*	STX A	TRBT2	-0,7662	0,0834
20	COOPERSOL	*	*	STX A	TRBT3	-0,7662	0,0834
21	COOPELAN	*	*	STX E	BT1a	-0,6963	0,0699
21	COOPELAN	08304	Laja	STX E	BT1a	-0,6963	0,0699
21	COOPELAN	08301	Los Ángeles	STX E	BT1a	-0,6963	0,0699
21	COOPELAN	08305	Mulchén	STX E	BT1a	-0,6963	0,0699
21	COOPELAN	08309	Quilleco	STX E	BT1a	-0,6963	0,0699
21	COOPELAN	08311	Santa Bárbara	STX E	BT1a	-0,6963	0,0699
21	COOPELAN	*	*	STX E	TRAT1	-0,3866	0,0699
21	COOPELAN	*	*	STX E	TRAT2	-0,7220	0,0699
21	COOPELAN	*	*	STX E	TRAT3	-0,7220	0,0699
21	COOPELAN	*	*	STX E	TRBT2	-0,8526	0,0699
21	COOPELAN	*	*	STX E	TRBT3	-0,8526	0,0699
22	FRONTEL	*	*	STX E	BT1a	-0,4564	0,0801
22	FRONTEL	08314	Alto Biobío	STX E	BT1a	-0,6099	0,0740
22	FRONTEL	09201	Angol	STX E	BT1a	-0,4291	0,0867
22	FRONTEL	08302	Antuco	STX E	BT1a	-0,4291	0,0867
22	FRONTEL	08202	Arauco	STX E	BT1a	-0,4291	0,0867
22	FRONTEL	16102	Bulnes	STX E	BT1a	-0,4291	0,0867
22	FRONTEL	08303	Cabrero	STX E	BT1a	-0,6099	0,0740
22	FRONTEL	08203	Cañete	STX E	BT1a	-0,4291	0,0867
22	FRONTEL	09102	Carahue	STX E	BT1a	-0,4291	0,0867
22	FRONTEL	16103	Chillán Viejo	STX E	BT1a	0,0000	0,0801
22	FRONTEL	09121	Cholchol	STX E	BT1a	-0,4291	0,0867
22	FRONTEL	09202	Collipulli	STX E	BT1a	-0,4291	0,0867
22	FRONTEL	08204	Contulmo	STX E	BT1a	-0,4291	0,0867
22	FRONTEL	08102	Coronel	STX E	BT1a	-0,3174	0,0957
22	FRONTEL	09103	Cunco	STX E	BT1a	-0,4291	0,0867
22	FRONTEL	09203	Curacautín	STX E	BT1a	-0,4291	0,0867
22	FRONTEL	08205	Curanilahue	STX E	BT1a	-0,4291	0,0867
22	FRONTEL	16104	El Carmen	STX E	BT1a	-0,4291	0,0867
22	FRONTEL	09204	Ercilla	STX E	BT1a	-0,4291	0,0867
22	FRONTEL	08104	Florida	STX E	BT1a	-0,6359	0,0769
22	FRONTEL	09105	Freire	STX E	BT1a	-0,4539	0,0871
22	FRONTEL	09106	Galvarino	STX E	BT1a	-0,4291	0,0867
22	FRONTEL	09107	Gorbea	STX E	BT1a	-0,4539	0,0871
22	FRONTEL	08105	Hualqui	STX E	BT1a	-0,4539	0,0871
22	FRONTEL	08304	Laja	STX E	BT1a	-0,5449	0,0750
22	FRONTEL	09108	Lautaro	STX E	BT1a	-0,4539	0,0871
22	FRONTEL	08201	Lebu	STX E	BT1a	-0,4291	0,0867
22	FRONTEL	09205	Lonquimay	STX E	BT1a	-0,4291	0,0867
22	FRONTEL	08206	Los Álamos	STX E	BT1a	-0,4291	0,0867
22	FRONTEL	08301	Los Ángeles	STX E	BT1a	-0,4539	0,0871
22	FRONTEL	09206	Los Sauces	STX E	BT1a	-0,4291	0,0867
22	FRONTEL	08106	Lota	STX E	BT1a	-0,4291	0,0867
22	FRONTEL	09207	Lumaco	STX E	BT1a	-0,4291	0,0867
22	FRONTEL	09110	Melipeuco	STX E	BT1a	-0,4291	0,0867
22	FRONTEL	08305	Mulchén	STX E	BT1a	-0,3174	0,0957
22	FRONTEL	08306	Nacimiento	STX E	BT1a	-0,6099	0,0740
22	FRONTEL	08307	Negrete	STX E	BT1a	-0,3258	0,0888
22	FRONTEL	09111	Nueva Imperial	STX E	BT1a	-0,4539	0,0871
22	FRONTEL	09112	Padre Las Casas	STX E	BT1a	-0,3174	0,0957
22	FRONTEL	16105	Pemuco	STX E	BT1a	-0,6099	0,0740
22	FRONTEL	09113	Perquenco	STX E	BT1a	-0,4291	0,0867
22	FRONTEL	16106	Pinto	STX E	BT1a	-0,4539	0,0871
22	FRONTEL	09114	Pitrufquén	STX E	BT1a	-0,3174	0,0957
22	FRONTEL	09208	Purén	STX E	BT1a	-0,4291	0,0867
22	FRONTEL	08308	Quilaco	STX E	BT1a	-0,4291	0,0867
22	FRONTEL	08309	Quilleco	STX E	BT1a	-0,5449	0,0750
22	FRONTEL	16107	Quillón	STX E	BT1a	-0,6099	0,0740
22	FRONTEL	16206	Ranquil	STX E	BT1a	-0,4539	0,0000
22	FRONTEL	09209	Renaico	STX E	BT1a	-0,3258	0,0888
22	FRONTEL	09116	Saavedra	STX E	BT1a	-0,4291	0,0867
22	FRONTEL	16108	San Ignacio	STX E	BT1a	-0,4291	0,0867
22	FRONTEL	08310	San Rosendo	STX E	BT1a	-0,4291	0,0867
22	FRONTEL	08311	Santa Bárbara	STX E	BT1a	-0,5449	0,0750
22	FRONTEL	08109	Santa Juana	STX E	BT1a	-0,4291	0,0867
22	FRONTEL	09101	Temuco	STX E	BT1a	-0,3174	0,0957

22	FRONTEL	09117	Teodoro Schmidt	STX E	BT1a	-0,4291	0,0867
22	FRONTEL	08207	Tirúa	STX E	BT1a	-0,4291	0,0867
22	FRONTEL	09118	Toltén	STX E	BT1a	-0,3258	0,0888
22	FRONTEL	08111	Tomé	STX E	BT1a	-0,4539	0,0871
22	FRONTEL	09210	Traiguén	STX E	BT1a	-0,4291	0,0867
22	FRONTEL	08312	Tucapel	STX E	BT1a	-0,6099	0,0740
22	FRONTEL	09211	Victoria	STX E	BT1a	-0,4291	0,0867
22	FRONTEL	09119	Vilcún	STX E	BT1a	-0,3174	0,0957
22	FRONTEL	09120	Villarrica	STX E	BT1a	-0,4539	0,0871
22	FRONTEL	08313	Yumbel	STX E	BT1a	-0,6099	0,0740
22	FRONTEL	16109	Yungay	STX E	BT1a	-0,6099	0,0740
22	FRONTEL	*	*	STX E	TRAT1	0,0000	0,0801
22	FRONTEL	*	*	STX E	TRAT2	-0,6163	0,0801
22	FRONTEL	*	*	STX E	TRAT3	-0,6163	0,0801
22	FRONTEL	*	*	STX E	TRBT2	-0,8338	0,0801
22	FRONTEL	*	*	STX E	TRBT3	-0,8338	0,0801
23	SAESA	*	*	STX B	BT1a	0,0583	0,0583
23	SAESA	02101	Antofagasta	STX B	BT1a	0,0000	0,1999
23	SAESA	02104	Taltal	STX B	BT1a	0,0000	0,1999
23	SAESA	*	*	STX E	BT1a	0,0252	0,1004
23	SAESA	09107	Gorbea	STX E	BT1a	-0,0585	0,1051
23	SAESA	14103	Lanco	STX E	BT1a	0,1119	0,2038
23	SAESA	09109	Loncoche	STX E	BT1a	0,0000	0,1369
23	SAESA	14106	Mariquina	STX E	BT1a	0,1119	0,2038
23	SAESA	09120	Villarrica	STX E	BT1a	0,0357	1,0019
23	SAESA	*	*	STX F	BT1a	0,0000	0,0663
23	SAESA	10202	Ancud	STX F	BT1a	0,0000	0,1646
23	SAESA	10102	Calbuco	STX F	BT1a	0,0000	0,1646
23	SAESA	10201	Castro	STX F	BT1a	0,0000	0,1646
23	SAESA	10203	Chonchi	STX F	BT1a	0,0000	0,1646
23	SAESA	10103	Cochamó	STX F	BT1a	0,0000	0,1646
23	SAESA	14102	Corral	STX F	BT1a	0,0000	0,1646
23	SAESA	10204	Curaco de Vélez	STX F	BT1a	0,0000	0,1646
23	SAESA	10205	Dalcahue	STX F	BT1a	0,0000	0,1646
23	SAESA	10104	Fresia	STX F	BT1a	-0,0110	0,1427
23	SAESA	10105	Frutillar	STX F	BT1a	-0,0110	0,1427
23	SAESA	14202	Futrono	STX F	BT1a	-0,2088	0,1297
23	SAESA	10403	Hualaihué	STX F	BT1a	0,0000	0,1646
23	SAESA	14201	La Unión	STX F	BT1a	-0,0110	0,1427
23	SAESA	14203	Lago Ranco	STX F	BT1a	-0,0110	0,1427
23	SAESA	14103	Lanco	STX F	BT1a	0,0000	0,1646
23	SAESA	10107	Llanquihue	STX F	BT1a	-0,0110	0,1427
23	SAESA	09109	Loncoche	STX F	BT1a	-0,0110	0,1427
23	SAESA	14104	Los Lagos	STX F	BT1a	-0,2088	0,1297
23	SAESA	10106	Los Muermos	STX F	BT1a	-0,0110	0,1427
23	SAESA	14105	Máfil	STX F	BT1a	-0,2088	0,1297
23	SAESA	14106	Mariquina	STX F	BT1a	0,0000	0,1646
23	SAESA	10108	Mauñín	STX F	BT1a	-0,0110	0,1427
23	SAESA	10301	Osorno	STX F	BT1a	0,0000	0,1538
23	SAESA	14107	Paillaco	STX F	BT1a	-0,2088	0,1297
23	SAESA	14108	Panguipulli	STX F	BT1a	-0,2088	0,1297
23	SAESA	10101	Puerto Montt	STX F	BT1a	0,0000	0,1538
23	SAESA	10302	Puerto Octay	STX F	BT1a	-0,0110	0,1427
23	SAESA	10109	Puerto Varas	STX F	BT1a	0,0000	0,1538
23	SAESA	10206	Puqueldón	STX F	BT1a	0,0000	0,1646
23	SAESA	10303	Purranque	STX F	BT1a	-0,0110	0,1427
23	SAESA	10304	Puyehue	STX F	BT1a	-0,0110	0,1427
23	SAESA	10207	Queilén	STX F	BT1a	0,0000	0,1646
23	SAESA	10208	Quellón	STX F	BT1a	0,0000	0,1646
23	SAESA	10209	Quemchi	STX F	BT1a	0,0000	0,1646
23	SAESA	10210	Quinchao	STX F	BT1a	0,0000	0,1646
23	SAESA	14204	Río Bueno	STX F	BT1a	-0,0110	0,1427
23	SAESA	10305	Río Negro	STX F	BT1a	-0,0110	0,1427
23	SAESA	10306	San Juan de la Costa	STX F	BT1a	-0,0110	0,1427
23	SAESA	10307	San Pablo	STX F	BT1a	-0,0110	0,1427
23	SAESA	09118	Toltén	STX F	BT1a	0,0000	0,1538
23	SAESA	14101	Valdivia	STX F	BT1a	0,0000	0,1646
23	SAESA	09120	Villarrica	STX F	BT1a	0,0000	0,1538
23	SAESA	*	*	STX B	TRAT1	0,0583	0,0583
23	SAESA	*	*	STX E	TRAT1	0,1004	0,1004
23	SAESA	14103	Lanco	STX E	TRAT1	0,2038	0,2038

23	SAESA	09109	Loncoche	STX E	TRAT1	0,1369	0,1369
23	SAESA	09120	Villarrica	STX E	TRAT1	1,0019	1,0019
23	SAESA	*	*	STX F	TRAT1	0,0663	0,0663
23	SAESA	10202	Ancud	STX F	TRAT1	0,1646	0,1646
23	SAESA	10102	Calbuco	STX F	TRAT1	0,1646	0,1646
23	SAESA	10201	Castro	STX F	TRAT1	0,1646	0,1646
23	SAESA	10203	Chonchi	STX F	TRAT1	0,1646	0,1646
23	SAESA	10103	Cochamó	STX F	TRAT1	0,1646	0,1646
23	SAESA	14102	Corral	STX F	TRAT1	0,1646	0,1646
23	SAESA	10204	Curaco de Vélez	STX F	TRAT1	0,1646	0,1646
23	SAESA	10205	Dalcahue	STX F	TRAT1	0,1646	0,1646
23	SAESA	10104	Fresia	STX F	TRAT1	0,1427	0,1427
23	SAESA	10105	Frutillar	STX F	TRAT1	0,1427	0,1427
23	SAESA	14202	Futrone	STX F	TRAT1	0,1297	0,1297
23	SAESA	14201	La Unión	STX F	TRAT1	0,1427	0,1427
23	SAESA	14203	Lago Ranco	STX F	TRAT1	0,1427	0,1427
23	SAESA	14103	Lanco	STX F	TRAT1	0,1646	0,1646
23	SAESA	09109	Loncoche	STX F	TRAT1	0,1427	0,1427
23	SAESA	14104	Los Lagos	STX F	TRAT1	0,1297	0,1297
23	SAESA	10106	Los Muermos	STX F	TRAT1	0,1427	0,1427
23	SAESA	14105	Máfil	STX F	TRAT1	0,1297	0,1297
23	SAESA	14106	Mariquina	STX F	TRAT1	0,1646	0,1646
23	SAESA	10108	Mauñin	STX F	TRAT1	0,1427	0,1427
23	SAESA	10301	Osorno	STX F	TRAT1	0,1538	0,1538
23	SAESA	14107	Paillaco	STX F	TRAT1	0,1297	0,1297
23	SAESA	14108	Panguipulli	STX F	TRAT1	0,1297	0,1297
23	SAESA	10101	Puerto Montt	STX F	TRAT1	0,1538	0,1538
23	SAESA	10302	Puerto Octay	STX F	TRAT1	0,1427	0,1427
23	SAESA	10109	Puerto Varas	STX F	TRAT1	0,1538	0,1538
23	SAESA	10206	Puqueldón	STX F	TRAT1	0,1646	0,1646
23	SAESA	10303	Purranque	STX F	TRAT1	0,1427	0,1427
23	SAESA	10207	Queilén	STX F	TRAT1	0,1646	0,1646
23	SAESA	10208	Quellón	STX F	TRAT1	0,1646	0,1646
23	SAESA	10209	Quemchi	STX F	TRAT1	0,1646	0,1646
23	SAESA	14204	Río Bueno	STX F	TRAT1	0,1427	0,1427
23	SAESA	10305	Río Negro	STX F	TRAT1	0,1427	0,1427
23	SAESA	10307	San Pablo	STX F	TRAT1	0,1427	0,1427
23	SAESA	09118	Toltén	STX F	TRAT1	0,1538	0,1538
23	SAESA	14101	Valdivia	STX F	TRAT1	0,1646	0,1646
23	SAESA	09120	Villarrica	STX F	TRAT1	0,1538	0,1538
23	SAESA	*	*	STX B	TRAT2	0,0583	0,0583
23	SAESA	*	*	STX E	TRAT2	0,0000	0,1004
23	SAESA	*	*	STX F	TRAT2	0,0000	0,0663
23	SAESA	*	*	STX B	TRAT3	0,0583	0,0583
23	SAESA	*	*	STX E	TRAT3	0,0000	0,1004
23	SAESA	*	*	STX F	TRAT3	0,0000	0,0663
23	SAESA	*	*	STX B	TRBT2	-0,3799	0,0583
23	SAESA	*	*	STX E	TRBT2	-0,4312	0,1004
23	SAESA	*	*	STX F	TRBT2	-0,5524	0,0663
23	SAESA	10301	Osorno	STX F	TRBT2	-0,5478	0,1538
23	SAESA	*	*	STX B	TRBT3	-0,3799	0,0583
23	SAESA	*	*	STX E	TRBT3	-0,4312	0,1004
23	SAESA	*	*	STX F	TRBT3	-0,5524	0,0663
23	SAESA	10101	Puerto Montt	STX F	TRBT3	-0,5478	0,1538
24	EDELAYSEN	*	*	SM	BT1a	-0,6597	0,1126
24	EDELAYSEN	11201	Aisén	SM	BT1a	-0,6597	0,1126
24	EDELAYSEN	10401	CHAITÉN	SM	BT1a	-0,6597	0,1126
24	EDELAYSEN	11401	CHILE CHICO	SM	BT1a	-0,6597	0,1126
24	EDELAYSEN	11202	CISNES	SM	BT1a	-0,6597	0,1126
24	EDELAYSEN	11301	COCHRANE	SM	BT1a	-0,6597	0,1126
24	EDELAYSEN	11101	Coihaique	SM	BT1a	-0,6597	0,1126
24	EDELAYSEN	10402	FUTALEUFÚ	SM	BT1a	-0,6597	0,1126
24	EDELAYSEN	11102	LAGO VERDE	SM	BT1a	-0,6597	0,1126
24	EDELAYSEN	10404	PALENA	SM	BT1a	-0,6597	0,1126
24	EDELAYSEN	11402	RÍO IBÁÑEZ	SM	BT1a	-0,6597	0,1126
24	EDELAYSEN	*	*	SM	TRAT1	-0,1596	0,1126
24	EDELAYSEN	11201	Aisén	SM	TRAT1	-0,1596	0,1126
24	EDELAYSEN	10401	CHAITÉN	SM	TRAT1	-0,1596	0,1126
24	EDELAYSEN	11401	CHILE CHICO	SM	TRAT1	-0,1596	0,1126
24	EDELAYSEN	11202	CISNES	SM	TRAT1	-0,1596	0,1126
24	EDELAYSEN	11301	COCHRANE	SM	TRAT1	-0,1596	0,1126

CVE 2501300

Director: Felipe Andrés Peroti Díaz
Sitio Web: www.diarioficial.cl

Mesa Central: 600 712 0001 E-mail: consultas@diarioficial.cl
Dirección: Dr. Torres Boonen N°511, Providencia, Santiago, Chile.

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

24	EDELAYSEN	11101	Coihaique	SM	TRAT1	-0,1596	0,1126
24	EDELAYSEN	10402	FUTALEUFÚ	SM	TRAT1	-0,1596	0,1126
24	EDELAYSEN	10404	PALENA	SM	TRAT1	-0,1596	0,1126
24	EDELAYSEN	11402	RÍO IBÁÑEZ	SM	TRAT1	-0,1596	0,1126
24	EDELAYSEN	*	*	SM	TRAT2	-0,8256	0,1126
24	EDELAYSEN	*	*	SM	TRAT3	-0,8256	0,1126
24	EDELAYSEN	*	*	SM	TRBT2	-1,0000	0,1126
24	EDELAYSEN	*	*	SM	TRBT3	-1,0000	0,1126
25	EDELMAG	*	*	SM	BT1a	0,1476	0,1476
25	EDELMAG	12201	Cabo de Hornos	SM	BT1a	0,1476	0,1476
25	EDELMAG	12401	Natales	SM	BT1a	0,1476	0,1476
25	EDELMAG	12301	Porvenir	SM	BT1a	0,1476	0,1476
25	EDELMAG	12101	Punta Arenas	SM	BT1a	0,1476	0,1476
25	EDELMAG	12402	Torres del Paine	SM	BT1a	0,1476	0,1476
25	EDELMAG	*	*	SM	TRAT1	0,1476	0,1476
25	EDELMAG	12401	Natales	SM	TRAT1	0,1476	0,1476
25	EDELMAG	12301	Porvenir	SM	TRAT1	0,1476	0,1476
25	EDELMAG	12101	Punta Arenas	SM	TRAT1	0,1476	0,1476
25	EDELMAG	12402	Torres del Paine	SM	TRAT1	0,1476	0,1476
25	EDELMAG	*	*	SM	TRAT2	0,1476	0,1476
25	EDELMAG	*	*	SM	TRAT3	0,1476	0,1476
25	EDELMAG	*	*	SM	TRBT2	0,0000	0,1476
25	EDELMAG	*	*	SM	TRBT3	0,0000	0,1476
26	CODINER	*	*	STX E	BT1a	-0,6014	0,0604
26	CODINER	09103	Cunco	STX E	BT1a	-0,6014	0,0604
26	CODINER	09203	Curacautín	STX E	BT1a	-0,6014	0,0604
26	CODINER	09204	Ercilla	STX E	BT1a	-0,6014	0,0604
26	CODINER	09105	Freire	STX E	BT1a	-0,6014	0,0604
26	CODINER	09106	Galvarino	STX E	BT1a	-0,6014	0,0604
26	CODINER	09107	Gorbea	STX E	BT1a	-0,6014	0,0604
26	CODINER	09108	Lautaro	STX E	BT1a	-0,6014	0,0604
26	CODINER	09109	Loncoche	STX E	BT1a	-0,6014	0,0604
26	CODINER	09111	Nueva Imperial	STX E	BT1a	-0,6014	0,0604
26	CODINER	09112	Padre Las Casas	STX E	BT1a	-0,6014	0,0604
26	CODINER	09113	Perquenco	STX E	BT1a	-0,6014	0,0604
26	CODINER	09114	Pitrufquén	STX E	BT1a	-0,6014	0,0604
26	CODINER	09101	Temuco	STX E	BT1a	-0,6014	0,0604
26	CODINER	09210	Traiguén	STX E	BT1a	-0,6014	0,0604
26	CODINER	09211	Victoria	STX E	BT1a	-0,6014	0,0604
26	CODINER	09119	Vilcún	STX E	BT1a	-0,6014	0,0604
26	CODINER	09120	Villarrica	STX E	BT1a	-0,6014	0,0604
26	CODINER	*	*	STX E	TRAT1	-0,2132	0,0604
26	CODINER	09103	Cunco	STX E	TRAT1	-0,2132	0,0604
26	CODINER	09203	Curacautín	STX E	TRAT1	-0,2132	0,0604
26	CODINER	09204	Ercilla	STX E	TRAT1	-0,2132	0,0604
26	CODINER	09105	Freire	STX E	TRAT1	-0,2132	0,0604
26	CODINER	09106	Galvarino	STX E	TRAT1	-0,2132	0,0604
26	CODINER	09107	Gorbea	STX E	TRAT1	-0,2132	0,0604
26	CODINER	09108	Lautaro	STX E	TRAT1	-0,2132	0,0604
26	CODINER	09109	Loncoche	STX E	TRAT1	-0,2132	0,0604
26	CODINER	09111	Nueva Imperial	STX E	TRAT1	-0,2132	0,0604
26	CODINER	09112	Padre Las Casas	STX E	TRAT1	-0,2132	0,0604
26	CODINER	09113	Perquenco	STX E	TRAT1	-0,2132	0,0604
26	CODINER	09114	Pitrufquén	STX E	TRAT1	-0,2132	0,0604
26	CODINER	09210	Traiguén	STX E	TRAT1	-0,2132	0,0604
26	CODINER	09211	Victoria	STX E	TRAT1	-0,2132	0,0604
26	CODINER	09119	Vilcún	STX E	TRAT1	-0,2132	0,0604
26	CODINER	09120	Villarrica	STX E	TRAT1	-0,2132	0,0604
26	CODINER	*	*	STX E	TRAT2	-0,7547	0,0604
26	CODINER	*	*	STX E	TRAT3	-0,7547	0,0604
26	CODINER	*	*	STX E	TRBT2	-0,8970	0,0604
26	CODINER	*	*	STX E	TRBT3	-0,8970	0,0604
28	EDECSA	*	*	STX C	BT1a	-0,0452	0,1189
28	EDECSA	05602	Algarrobo	STX C	BT1a	-0,0452	0,1189
28	EDECSA	05603	Cartagena	STX C	BT1a	-0,0452	0,1189
28	EDECSA	05102	Casablanca	STX C	BT1a	-0,0452	0,1189
28	EDECSA	13503	Curacaví	STX C	BT1a	-0,0452	0,1189
28	EDECSA	05101	Valparaíso	STX C	BT1a	-0,0452	0,1189
28	EDECSA	*	*	STX C	TRAT1	0,1189	0,1189
28	EDECSA	05602	Algarrobo	STX C	TRAT1	0,1189	0,1189
28	EDECSA	05603	Cartagena	STX C	TRAT1	0,1189	0,1189

CVE 2501300

Director: Felipe Andrés Peroti Díaz
Sitio Web: www.diarioficial.cl

Mesa Central: 600 712 0001 E-mail: consultas@diarioficial.cl
Dirección: Dr. Torres Boonen N°511, Providencia, Santiago, Chile.

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	STX C	TRAT1	0,1189	0,1189
28	EDECSA	05101	Valparaíso	STX C	TRAT1	0,1189	0,1189
28	EDECSA	*	*	STX C	TRAT2	0,0000	0,1189
28	EDECSA	*	*	STX C	TRAT3	0,0000	0,1189
28	EDECSA	*	*	STX C	TRBT2	-0,6699	0,1189
28	EDECSA	*	*	STX C	TRBT3	-0,6699	0,1189
29	CEC	*	*	STX E	BT1a	-0,6662	0,1299
29	CEC	06303	Chimbarongo	STX E	BT1a	-0,6662	0,1299
29	CEC	07301	Curicó	STX E	BT1a	-0,6662	0,1299
29	CEC	07304	Molina	STX E	BT1a	-0,6662	0,1299
29	CEC	07306	Romeral	STX E	BT1a	-0,6662	0,1299
29	CEC	07308	Teno	STX E	BT1a	-0,6662	0,1299
29	CEC	*	*	STX E	TRAT1	0,0000	0,1299
29	CEC	*	*	STX E	TRAT2	-0,8618	0,1299
29	CEC	*	*	STX E	TRAT3	-0,8618	0,1299
29	CEC	*	*	STX E	TRBT2	-0,9817	0,1299
29	CEC	*	*	STX E	TRBT3	-0,9817	0,1299
29	CEC	07301	Curicó	STX E	TRBT3	-0,9817	0,1299
31	LUZLINARES	*	*	STX E	BT1a	-0,7090	0,0827
31	LUZLINARES	07402	Colbún	STX E	BT1a	-0,7090	0,0827
31	LUZLINARES	07102	Constitución	STX E	BT1a	-0,7090	0,0827
31	LUZLINARES	07104	Empedrado	STX E	BT1a	-0,7090	0,0000
31	LUZLINARES	07401	Linares	STX E	BT1a	-0,7090	0,0827
31	LUZLINARES	07403	Longaví	STX E	BT1a	-0,7090	0,0827
31	LUZLINARES	07406	San Javier	STX E	BT1a	-0,7090	0,0827
31	LUZLINARES	07407	Villa Alegre	STX E	BT1a	-0,7090	0,0827
31	LUZLINARES	07408	Yerbas Buenas	STX E	BT1a	-0,7090	0,0827
31	LUZLINARES	*	*	STX E	TRAT1	-0,3192	0,0827
31	LUZLINARES	07401	Linares	STX E	TRAT1	-0,3192	0,0827
31	LUZLINARES	07403	Longaví	STX E	TRAT1	-0,3192	0,0827
31	LUZLINARES	07406	San Javier	STX E	TRAT1	-0,3192	0,0827
31	LUZLINARES	07408	Yerbas Buenas	STX E	TRAT1	-0,3192	0,0827
31	LUZLINARES	*	*	STX E	TRAT2	-0,7549	0,0827
31	LUZLINARES	*	*	STX E	TRAT3	-0,7549	0,0827
31	LUZLINARES	07402	Colbún	STX E	TRAT3	-0,7549	0,0827
31	LUZLINARES	07401	Linares	STX E	TRAT3	-0,7549	0,0827
31	LUZLINARES	*	*	STX E	TRBT2	-0,9181	0,0827
31	LUZLINARES	*	*	STX E	TRBT3	-0,9181	0,0827
31	LUZLINARES	07406	San Javier	STX E	TRBT3	-0,9181	0,0827
32	LUZPARRAL	*	*	STX E	BT1a	-0,6965	0,0767
32	LUZPARRAL	07201	Cauquenes	STX E	BT1a	-0,6965	0,0767
32	LUZPARRAL	07403	Longaví	STX E	BT1a	-0,6965	0,0767
32	LUZPARRAL	16303	Ñiquén	STX E	BT1a	-0,6965	0,0767
32	LUZPARRAL	07404	Parral	STX E	BT1a	-0,6965	0,0767
32	LUZPARRAL	07405	Retiro	STX E	BT1a	-0,6965	0,0767
32	LUZPARRAL	16301	San Carlos	STX E	BT1a	-0,6965	0,0767
32	LUZPARRAL	07406	San Javier	STX E	BT1a	-0,6965	0,0767
32	LUZPARRAL	*	*	STX E	TRAT1	-0,3164	0,0767
32	LUZPARRAL	07403	Longaví	STX E	TRAT1	-0,3164	0,0767
32	LUZPARRAL	07404	Parral	STX E	TRAT1	-0,3164	0,0767
32	LUZPARRAL	07405	Retiro	STX E	TRAT1	-0,3164	0,0767
32	LUZPARRAL	16301	San Carlos	STX E	TRAT1	-0,3164	0,0767
32	LUZPARRAL	*	*	STX E	TRAT2	-0,6878	0,0767
32	LUZPARRAL	*	*	STX E	TRAT3	-0,6878	0,0767
32	LUZPARRAL	*	*	STX E	TRBT2	-0,9133	0,0767
32	LUZPARRAL	*	*	STX E	TRBT3	-0,9133	0,0767
33	COPELEC	*	*	STX E	BT1a	-0,6411	0,0968
33	COPELEC	16102	Bulnes	STX E	BT1a	-0,6411	0,0968
33	COPELEC	16101	Chillán	STX E	BT1a	-0,6411	0,0968
33	COPELEC	16103	Chillán Viejo	STX E	BT1a	-0,6411	0,0968
33	COPELEC	16202	Cobquecura	STX E	BT1a	-0,6411	0,0000
33	COPELEC	16203	Coelemu	STX E	BT1a	-0,6411	0,0968
33	COPELEC	16302	Coihueco	STX E	BT1a	-0,6411	0,0968
33	COPELEC	16104	El Carmen	STX E	BT1a	-0,6411	0,0968
33	COPELEC	08104	Florida	STX E	BT1a	-0,6411	0,0968
33	COPELEC	16204	Ninhue	STX E	BT1a	-0,6411	0,0968
33	COPELEC	16303	Ñiquén	STX E	BT1a	-0,6411	0,0968
33	COPELEC	16105	Pemuco	STX E	BT1a	-0,6411	0,0968
33	COPELEC	16106	Pinto	STX E	BT1a	-0,6411	0,0968
33	COPELEC	16205	Portezuelo	STX E	BT1a	-0,6411	0,0968
33	COPELEC	16107	Quillón	STX E	BT1a	-0,6411	0,0968

33	COPELEC	16201	Quirihue	STX E	BT1a	-0,6411	0,0968
33	COPELEC	16206	Ranquil	STX E	BT1a	-0,6411	0,0968
33	COPELEC	16301	San Carlos	STX E	BT1a	-0,6411	0,0968
33	COPELEC	16304	San Fabián	STX E	BT1a	-0,6411	0,0968
33	COPELEC	16108	San Ignacio	STX E	BT1a	-0,6411	0,0968
33	COPELEC	16305	San Nicolás	STX E	BT1a	-0,6411	0,0968
33	COPELEC	08111	Tomé	STX E	BT1a	-0,6411	0,0968
33	COPELEC	16207	Treguaco	STX E	BT1a	-0,6411	0,0968
33	COPELEC	*	*	STX E	TRAT1	-0,0480	0,0968
33	COPELEC	16102	Buñes	STX E	TRAT1	-0,0480	0,0968
33	COPELEC	16101	Chillán	STX E	TRAT1	-0,0480	0,0968
33	COPELEC	16302	Coihueco	STX E	TRAT1	-0,0480	0,0968
33	COPELEC	16104	El Carmen	STX E	TRAT1	-0,0480	0,0968
33	COPELEC	16105	Pemuco	STX E	TRAT1	-0,0480	0,0968
33	COPELEC	16106	Pinto	STX E	TRAT1	-0,0480	0,0968
33	COPELEC	16107	Quillón	STX E	TRAT1	-0,0480	0,0968
33	COPELEC	16108	San Ignacio	STX E	TRAT1	-0,0480	0,0968
33	COPELEC	16305	San Nicolás	STX E	TRAT1	-0,0480	0,0968
33	COPELEC	*	*	STX E	TRAT2	-0,6673	0,0968
33	COPELEC	*	*	STX E	TRAT3	-0,6673	0,0968
33	COPELEC	*	*	STX E	TRBT2	-0,8657	0,0968
33	COPELEC	*	*	STX E	TRBT3	-0,8657	0,0968
34	COELCHA	*	*	STX E	BT1a	-0,9119	0,0650
34	COELCHA	08314	Alto Biobío	STX E	BT1a	-0,9119	0,0650
34	COELCHA	08303	Cabrero	STX E	BT1a	-0,9119	0,0650
34	COELCHA	08104	Florida	STX E	BT1a	-0,9119	0,0650
34	COELCHA	08105	Hualqui	STX E	BT1a	-0,9119	0,0650
34	COELCHA	08301	Los Ángeles	STX E	BT1a	-0,9119	0,0650
34	COELCHA	08306	Nacimiento	STX E	BT1a	-0,9119	0,0650
34	COELCHA	16105	Pemuco	STX E	BT1a	-0,9119	0,0650
34	COELCHA	16107	Quillón	STX E	BT1a	-0,9119	0,0650
34	COELCHA	08312	Tucapel	STX E	BT1a	-0,9119	0,0650
34	COELCHA	08313	Yumbel	STX E	BT1a	-0,9119	0,0650
34	COELCHA	16109	Yungay	STX E	BT1a	-0,9119	0,0650
34	COELCHA	*	*	STX E	TRAT1	-0,7830	0,0650
34	COELCHA	*	*	STX E	TRAT2	-0,8542	0,0650
34	COELCHA	*	*	STX E	TRAT3	-0,8542	0,0650
34	COELCHA	*	*	STX E	TRBT2	-0,9460	0,0650
34	COELCHA	*	*	STX E	TRBT3	-0,9460	0,0650
35	SOCOEPA	*	*	STX F	BT1a	-0,8089	0,1194
35	SOCOEPA	14202	Futrono	STX F	BT1a	-0,8089	0,1194
35	SOCOEPA	14201	La Unión	STX F	BT1a	-0,8089	0,1194
35	SOCOEPA	14104	Los Lagos	STX F	BT1a	-0,8089	0,1194
35	SOCOEPA	14105	Máfil	STX F	BT1a	-0,8089	0,1194
35	SOCOEPA	14107	Paillaco	STX F	BT1a	-0,8089	0,1194
35	SOCOEPA	14108	Panguipulli	STX F	BT1a	-0,8089	0,1194
35	SOCOEPA	*	*	STX F	TRAT1	-0,4822	0,1194
35	SOCOEPA	14201	La Unión	STX F	TRAT1	-0,4822	0,1194
35	SOCOEPA	14104	Los Lagos	STX F	TRAT1	-0,4822	0,1194
35	SOCOEPA	14107	Paillaco	STX F	TRAT1	-0,4822	0,1194
35	SOCOEPA	*	*	STX F	TRAT2	0,1088	0,1194
35	SOCOEPA	*	*	STX F	TRAT3	0,1088	0,1194
35	SOCOEPA	*	*	STX F	TRBT2	-0,5526	0,1194
35	SOCOEPA	*	*	STX F	TRBT3	-0,5526	0,1194
35	SOCOEPA	14104	Los Lagos	STX F	TRBT3	-0,5526	0,1194
36	COOPREL	*	*	STX F	BT1a	-0,8614	0,0651
36	COOPREL	14201	La Unión	STX F	BT1a	-0,8614	0,0651
36	COOPREL	14203	Lago Ranco	STX F	BT1a	-0,8614	0,0651
36	COOPREL	14204	Río Bueno	STX F	BT1a	-0,8614	0,0651
36	COOPREL	10307	San Pablo	STX F	BT1a	-0,8614	0,0651
36	COOPREL	*	*	STX F	TRAT1	-0,6385	0,0651
36	COOPREL	14201	La Unión	STX F	TRAT1	-0,6385	0,0651
36	COOPREL	14204	Río Bueno	STX F	TRAT1	-0,6385	0,0651
36	COOPREL	*	*	STX F	TRAT2	-0,8327	0,0651
36	COOPREL	*	*	STX F	TRAT3	-0,8327	0,0651
36	COOPREL	*	*	STX F	TRBT2	-0,9531	0,0651
36	COOPREL	*	*	STX F	TRBT3	-0,9531	0,0651
39	LUZOSORNO	*	*	STX F	BT1a	-0,5140	0,0888
39	LUZOSORNO	10105	Frutillar	STX F	BT1a	-0,5140	0,0888
39	LUZOSORNO	14201	La Unión	STX F	BT1a	-0,5140	0,0888
39	LUZOSORNO	10301	Osorno	STX F	BT1a	-0,5140	0,0888

39	LUZOSORNO	10302	Puerto Octay	STX F	BT1a	-0,5140	0,0888
39	LUZOSORNO	10109	Puerto Varas	STX F	BT1a	-0,5140	0,0888
39	LUZOSORNO	10303	Purranque	STX F	BT1a	-0,5140	0,0888
39	LUZOSORNO	10304	Puyehue	STX F	BT1a	-0,5140	0,0888
39	LUZOSORNO	14204	Río Bueno	STX F	BT1a	-0,5140	0,0888
39	LUZOSORNO	10305	Río Negro	STX F	BT1a	-0,5140	0,0888
39	LUZOSORNO	10306	San Juan de la Costa	STX F	BT1a	-0,5140	0,0888
39	LUZOSORNO	10307	San Pablo	STX F	BT1a	-0,5140	0,0888
39	LUZOSORNO	*	*	STX F	TRAT1	0,0000	0,0888
39	LUZOSORNO	*	*	STX F	TRAT2	-0,5681	0,0888
39	LUZOSORNO	*	*	STX F	TRAT3	-0,5681	0,0888
39	LUZOSORNO	*	*	STX F	TRBT2	-0,8456	0,0888
39	LUZOSORNO	*	*	STX F	TRBT3	-0,8456	0,0888
39	LUZOSORNO	10301	Osorno	STX F	TRBT3	-0,8456	0,0888
40	CRELL	*	*	STX F	BT1a	-0,5300	0,0764
40	CRELL	10104	Fresia	STX F	BT1a	-0,5300	0,0764
40	CRELL	10105	Frutillar	STX F	BT1a	-0,5300	0,0764
40	CRELL	10107	Llanquihue	STX F	BT1a	-0,5300	0,0764
40	CRELL	10106	Los Muermos	STX F	BT1a	-0,5300	0,0764
40	CRELL	10108	Mauñín	STX F	BT1a	-0,5300	0,0764
40	CRELL	10101	Puerto Montt	STX F	BT1a	-0,5300	0,0764
40	CRELL	10109	Puerto Varas	STX F	BT1a	-0,5300	0,0764
40	CRELL	10303	Purranque	STX F	BT1a	-0,5300	0,0764
40	CRELL	*	*	STX F	TRAT1	-0,0733	0,0764
40	CRELL	10104	Fresia	STX F	TRAT1	-0,0733	0,0764
40	CRELL	10106	Los Muermos	STX F	TRAT1	-0,0733	0,0764
40	CRELL	10101	Puerto Montt	STX F	TRAT1	-0,0733	0,0764
40	CRELL	10109	Puerto Varas	STX F	TRAT1	-0,0733	0,0764
40	CRELL	*	*	STX F	TRAT2	-0,6407	0,0764
40	CRELL	10109	Puerto Varas	STX F	TRAT2	-0,6407	0,0764
40	CRELL	*	*	STX F	TRAT3	-0,6407	0,0764
40	CRELL	*	*	STX F	TRBT2	-0,9206	0,0764
40	CRELL	*	*	STX F	TRBT3	-0,9206	0,0764
45	MATAQUITO	*	*	STX B	BT1a	-0,6850	0,0590
45	MATAQUITO	03101	Copiapó	STX B	BT1a	-0,6850	0,0590
45	MATAQUITO	03304	Huasco	STX B	BT1a	-0,6850	0,0590
45	MATAQUITO	*	*	STX B	TRAT1	0,0000	0,0590
45	MATAQUITO	*	*	STX B	TRAT2	-1,0000	0,0590
45	MATAQUITO	*	*	STX B	TRAT3	-1,0000	0,0590
45	MATAQUITO	*	*	STX B	TRBT2	-1,0000	0,0590
45	MATAQUITO	*	*	STX B	TRBT3	-1,0000	0,0590
46	DESA	*	*	STX A	BT1a	-1,0000	0,0502
46	DESA	15101	Arica	STX A	BT1a	-1,0000	0,0502
46	DESA	15102	Camarones	STX A	BT1a	-1,0000	0,0502
46	DESA	*	*	STX A	TRAT1	-0,9765	0,0502
46	DESA	15101	Arica	STX A	TRAT1	-0,9765	0,0502
46	DESA	*	*	STX A	TRAT2	-0,9714	0,0502
46	DESA	*	*	STX A	TRAT3	-0,9714	0,0502
46	DESA	*	*	STX A	TRBT2	-1,0000	0,0502
46	DESA	*	*	STX A	TRBT3	-1,0000	0,0502

*Todas aquellas comunas que no se encuentren individualizadas en la tabla y que sean suministradas por la respectiva empresa concesionaria en el sistema de transmisión zonal indicado.

Para aquellas combinaciones empresa/comuna/sistema de transmisión zonal que no tienen asignado en la tabla anterior un FETR para alguna de las tarifas residenciales, se deberá aplicar el FETR determinado para la combinación empresa/sistema de transmisión zonal/tarifa, determinado para aquellas comunas no individualizadas (es decir, que presentan un * en la columna Comuna de la tabla anterior).

No obstante lo señalado en el párrafo anterior, y considerando que para la presente fijación no se cuenta con información histórica asociada a los consumos de las opciones tarifarias residenciales TRBT y TRAT, individualizadas en el numeral 3.1 del presente decreto, el FETR a utilizar será aquel asociado a la combinación empresa distribuidora, comuna y sistema de transmisión zonal correspondiente a dicho usuario, definido para la tarifa residencial BT1a en la tabla anterior.

En particular, para las combinaciones individualizadas en la siguiente tabla, se deben aplicar los factores señalados a continuación, sólo para los tipos de suministro indicados. Lo anterior, debido a que dado el nivel de precios de estas combinaciones, al considerar los factores de modulación de costos subterráneos, establecidos en el numeral 7.11 del presente decreto, se hace necesario determinar un FETR particular para resguardar los criterios establecidos en el artículo 191° de la Ley sobre las tarifas máximas que las empresas distribuidoras podrán cobrar por suministro a usuarios

residenciales (no podrán superar el promedio simple de éstas, calculadas sobre la base de un consumo tipo, incrementado en un 10% del mismo, considerando una muestra representativa) y sobre el efecto en las tarifas de los clientes residenciales que deban absorber las diferencias (que no podrán resultar superiores al promedio simple de éstas).

COD	Empresa	Código Único Territorial	Comuna	Sistema de Transmisión Zonal	Tipo de suministro	Fórmulas tarifarias residenciales	FETR
							Fórmulas tarifarias residenciales
6	CHILQUINTA	05101	Valparaíso	STX C	AT_S	TRAT1	0,1838
10	ENEL	13102	Cerrillos	STX D	BT_AS	BT1a	0,2369
10	ENEL	13301	Colina	STX D	BT_AS	BT1a	0,1758
10	ENEL	13106	Estación Central	STX D	BT_AS	BT1a	0,2369
10	ENEL	13107	Huechuraba	STX D	BT_AS	BT1a	0,2369
10	ENEL	13108	Independencia	STX D	BT_AS	BT1a	0,2369
10	ENEL	13109	La Cisterna	STX D	BT_AS	BT1a	0,2369
10	ENEL	13110	La Florida	STX D	BT_AS	BT1a	0,2369
10	ENEL	13113	La Reina	STX D	BT_AS	BT1a	0,2369
10	ENEL	13302	Lampa	STX D	BT_AS	BT1a	0,2369
10	ENEL	13114	Las Condes	STX D	BT_AS	BT1a	0,2369
10	ENEL	13115	Lo Barnechea	STX D	BT_AS	BT1a	0,2369
10	ENEL	13117	Lo Prado	STX D	BT_AS	BT1a	0,2369
10	ENEL	13118	Macul	STX D	BT_AS	BT1a	0,2369
10	ENEL	13119	Maipú	STX D	BT_AS	BT1a	0,2369
10	ENEL	13120	Ñuñoa	STX D	BT_AS	BT1a	0,2369
10	ENEL	13122	Peñalolén	STX D	BT_AS	BT1a	0,2369
10	ENEL	13123	Providencia	STX D	BT_AS	BT1a	0,2369
10	ENEL	13124	Pudahuel	STX D	BT_AS	BT1a	0,2369
10	ENEL	13125	Quilicura	STX D	BT_AS	BT1a	0,2369
10	ENEL	13126	Quinta Normal	STX D	BT_AS	BT1a	0,2369
10	ENEL	13127	Recoleta	STX D	BT_AS	BT1a	0,2369
10	ENEL	13101	Santiago	STX D	BT_AS	BT1a	0,2369
10	ENEL	13132	Vitacura	STX D	BT_AS	BT1a	0,2369
10	ENEL	13102	Cerrillos	STX D	BT_SA	BT1a	0,2369
10	ENEL	13103	Cerro Navia	STX D	BT_SA	BT1a	0,2369
10	ENEL	13301	Colina	STX D	BT_SA	BT1a	0,1758
10	ENEL	13106	Estación Central	STX D	BT_SA	BT1a	0,2369
10	ENEL	13107	Huechuraba	STX D	BT_SA	BT1a	0,2369
10	ENEL	13108	Independencia	STX D	BT_SA	BT1a	0,2369
10	ENEL	13109	La Cisterna	STX D	BT_SA	BT1a	0,2369
10	ENEL	13110	La Florida	STX D	BT_SA	BT1a	0,2369
10	ENEL	13113	La Reina	STX D	BT_SA	BT1a	0,2369
10	ENEL	13302	Lampa	STX D	BT_SA	BT1a	0,2369
10	ENEL	13114	Las Condes	STX D	BT_SA	BT1a	0,2369
10	ENEL	13115	Lo Barnechea	STX D	BT_SA	BT1a	0,2369
10	ENEL	13117	Lo Prado	STX D	BT_SA	BT1a	0,2369
10	ENEL	13118	Macul	STX D	BT_SA	BT1a	0,2369
10	ENEL	13119	Maipú	STX D	BT_SA	BT1a	0,2369
10	ENEL	13120	Ñuñoa	STX D	BT_SA	BT1a	0,2369
10	ENEL	13122	Peñalolén	STX D	BT_SA	BT1a	0,2369
10	ENEL	13123	Providencia	STX D	BT_SA	BT1a	0,2369
10	ENEL	13124	Pudahuel	STX D	BT_SA	BT1a	0,2369
10	ENEL	13125	Quilicura	STX D	BT_SA	BT1a	0,2369
10	ENEL	13126	Quinta Normal	STX D	BT_SA	BT1a	0,2369
10	ENEL	13127	Recoleta	STX D	BT_SA	BT1a	0,2369
10	ENEL	13101	Santiago	STX D	BT_SA	BT1a	0,2369
10	ENEL	13132	Vitacura	STX D	BT_SA	BT1a	0,2369
10	ENEL	13102	Cerrillos	STX D	BT_SS	BT1a	0,2369
10	ENEL	13103	Cerro Navia	STX D	BT_SS	BT1a	0,2369
10	ENEL	13301	Colina	STX D	BT_SS	BT1a	0,1446
10	ENEL	13104	Conchalí	STX D	BT_SS	BT1a	0,2369
10	ENEL	13106	Estación Central	STX D	BT_SS	BT1a	0,2369
10	ENEL	13107	Huechuraba	STX D	BT_SS	BT1a	0,2369
10	ENEL	13108	Independencia	STX D	BT_SS	BT1a	0,2369
10	ENEL	13109	La Cisterna	STX D	BT_SS	BT1a	0,2369
10	ENEL	13110	La Florida	STX D	BT_SS	BT1a	0,2369
10	ENEL	13111	La Granja	STX D	BT_SS	BT1a	0,2369
10	ENEL	13113	La Reina	STX D	BT_SS	BT1a	0,2369

10	ENEL	13302	Lampa	STX D	BT_SS	BT1a	0,2369
10	ENEL	13114	Las Condes	STX D	BT_SS	BT1a	0,2369
10	ENEL	13115	Lo Barnechea	STX D	BT_SS	BT1a	0,2369
10	ENEL	13116	Lo Espejo	STX D	BT_SS	BT1a	0,2369
10	ENEL	13117	Lo Prado	STX D	BT_SS	BT1a	0,2369
10	ENEL	13118	Macul	STX D	BT_SS	BT1a	0,2369
10	ENEL	13119	Maipú	STX D	BT_SS	BT1a	0,2369
10	ENEL	13120	Ñuñoa	STX D	BT_SS	BT1a	0,2369
10	ENEL	13122	Peñalolén	STX D	BT_SS	BT1a	0,2369
10	ENEL	13123	Providencia	STX D	BT_SS	BT1a	0,2369
10	ENEL	13124	Pudahuel	STX D	BT_SS	BT1a	0,2369
10	ENEL	13125	Quilicura	STX D	BT_SS	BT1a	0,2369
10	ENEL	13126	Quinta Normal	STX D	BT_SS	BT1a	0,2369
10	ENEL	13127	Recoleta	STX D	BT_SS	BT1a	0,2369
10	ENEL	13128	Renca	STX D	BT_SS	BT1a	0,2369
10	ENEL	13129	San Joaquín	STX D	BT_SS	BT1a	0,2369
10	ENEL	13130	San Miguel	STX D	BT_SS	BT1a	0,2369
10	ENEL	13101	Santiago	STX D	BT_SS	BT1a	0,2369
10	ENEL	13132	Vitacura	STX D	BT_SS	BT1a	0,2369
12	EEC	13301	Colina	STX D	BT_AS	BT1a	- 0,0611
12	EEC	13301	Colina	STX D	BT_SA	BT1a	- 0,0017
12	EEC	13301	Colina	STX D	BT_SS	BT1a	- 0,1825
18	CGE	16101	Chillán	STX E	BT_AS	BT1a	- 0,1697
18	CGE	08102	Coronel	STX E	BT_AS	BT1a	- 0,1697
18	CGE	09101	Temuco	STX E	BT_AS	BT1a	- 0,1697
18	CGE - (ex CONAFE)	05109	Viña del Mar	STX C	BT_AS	BT1a	0,1842
18	CGE - (ex CONAFE)	05105	Puchuncaví	STX B	BT_SA	BT1a	0,0430
18	CGE - (ex CONAFE)	05109	Viña del Mar	STX C	BT_SA	BT1a	0,1842
18	CGE - (ex CONAFE)	05405	Zapallar	STX B	BT_SA	BT1a	0,0430
18	CGE - (ex ELIQSA)	01107	Alto Hospicio	STX A	BT_SS	BT1a	- 0,1168
18	CGE - (ex EMELARI)	15101	Arica	STX A	BT_SS	BT1a	- 0,0719
18	CGE - (ex CONAFE)	05109	Viña del Mar	STX C	BT_SS	BT1a	0,1399
40	CRELL	10104	Fresia	STX F	BT_AS	BT1a	- 0,6765
40	CRELL	10105	Frutillar	STX F	BT_AS	BT1a	- 0,6765
40	CRELL	10107	Llanquihue	STX F	BT_AS	BT1a	- 0,6765
40	CRELL	10106	Los Muermos	STX F	BT_AS	BT1a	- 0,6765
40	CRELL	10108	Mauñin	STX F	BT_AS	BT1a	- 0,6765
40	CRELL	10101	Puerto Montt	STX F	BT_AS	BT1a	- 0,6765
40	CRELL	10109	Puerto Varas	STX F	BT_AS	BT1a	- 0,6765
40	CRELL	10303	Purranque	STX F	BT_AS	BT1a	- 0,6765
40	CRELL	10109	Puerto Varas	STX F	AT_S	TRAT1	- 0,4549

Para el caso de los clientes residenciales, cuyo consumo promedio mensual de energía del año calendario anterior haya sido mayor a 200 kWh y menor o igual a 240 kWh, los factores señalados en las tablas precedentes deberán aplicarse conforme las proporciones a que se refiere el inciso segundo del artículo 191° de la Ley.

Las transferencias entre concesionarias a que den origen las diferencias de facturación producto de la aplicación del mecanismo de equidad tarifaria residencial serán calculadas por el Coordinador, de acuerdo con lo señalado en la resolución exenta N° 556 de la Comisión, de fecha 6 de octubre de 2017. Dichas diferencias serán consideradas en el cálculo de las fijaciones de Precio de Nudo Promedio.

Artículo cuarto: Téngase presente que, de acuerdo a lo dispuesto en el inciso final del artículo cuarto transitorio de la ley N° 21.667, los ajustes y recargos referidos en el artículo tercero anterior se deberán aplicar a partir de la publicación del presente decreto en el Diario Oficial, los que se mantendrán vigentes hasta la publicación en el Diario Oficial del decreto a que se refiere el inciso tercero del artículo 191° de la LGSE.

Artículo quinto: Establézcase, que los ajustes y recargos indicados en el artículo tercero precedente deberán ser igualmente considerados en el cálculo de las reliquidaciones a las que se refiere el artículo 192° de la Ley, para las tarifas correspondientes al cuatrienio 2020 – 2024, de acuerdo a lo mandado por el inciso final del artículo cuarto transitorio de la ley N° 21.667.

Artículo sexto: De acuerdo a lo indicado en el artículo séptimo transitorio de la ley N° 21.667, el presente decreto entrará en vigencia sin esperar su total tramitación, por razones impostergables de buen servicio, en atención al retraso en el proceso tarifario que da origen al presente acto administrativo, según se señala en la respectiva parte considerativa.

Artículo séptimo: Publíquese el presente decreto en el Diario Oficial una vez remitido a la Contraloría General de la República.

Anótese, publíquese y tómese razón.- Por orden del Presidente de la República, Diego Pardow Lorenzo, Ministro de Energía.

Lo que transcribo a Ud. para su conocimiento.- Saluda Atte. a Ud., María Fernanda Riveros Inostroza, Jefa División Jurídica, Subsecretaría de Energía.

