

**Ministerio de Energía****ACTUALIZA VALORES DE DECRETOS QUE INDICA PARA LOS EFECTOS DE LA APLICACIÓN DEL DECRETO N° 14, DE FECHA 14 DE FEBRERO DE 2012, DEL MINISTERIO DE ENERGÍA; FIJA PRECIOS DE NUDO PROMEDIO EN EL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL, CON MOTIVO DE LAS FIJACIONES DE PRECIOS SEÑALADAS EN EL ARTÍCULO 158° DE LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS DE ENERO DE 2013, Y FIJA PRECIOS DE NUDO PROMEDIO EN EL SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE, CON MOTIVO DE LAS FIJACIONES DE PRECIOS SEÑALADAS EN EL ARTÍCULO 158 DE LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS**

Núm. 2T.- Santiago, 6 de mayo de 2014.- Vistos:

1. Lo dispuesto en los artículos 32 N° 6 y 35 de la Constitución Política de la República;
  2. Lo dispuesto en la Ley N° 20.402, que crea el Ministerio de Energía, estableciendo modificaciones al D.L. N° 2.224, de 1978 y a otros cuerpos legales;
  3. 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, en adelante e indistintamente, la "Ley", especialmente lo establecido en sus artículos 157°, 158°, 161°, 171° y 172°;
  4. Lo establecido en el Decreto Supremo N° 14, de 14 de febrero de 2012, del Ministerio de Energía, que fija tarifas de sistemas de subtransmisión y de transmisión adicional y sus fórmulas de indexación, en adelante, "Decreto 14";
  5. Lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 385, de 11 de noviembre de 2008, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados que se señalan, efectuados por las empresas concesionarias de distribución que indica, en adelante, "Decreto 385";
  6. Lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 1T, de 5 de noviembre de 2012, del Ministerio de 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 1T";
  7. Lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 2T, de 21 de marzo de 2013, del Ministerio de Energía, que fija peajes de distribución aplicables al servicio de transporte que presten las empresas concesionarias de servicio público de distribución que señala, en adelante, "Decreto 2T";
  8. Lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 107, de 30 de octubre de 2012, del Ministerio de Energía, que fija precios de nudo para suministros de electricidad, en adelante, "Decreto 107";
  9. Lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 320, de 10 de septiembre de 2008, modificado mediante Decreto Supremo N° 160, de 9 de junio de 2009, ambos del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija las tarifas de subtransmisión y sus fórmulas de indexación, en adelante, "Decreto 320";
  10. Lo informado por la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente, la "Comisión", en su oficio CNE OF. ORD. N° 385, de 27 de septiembre de 2013, modificado por el oficio CNE OF. ORD. N° 466, de 15 de noviembre de 2013 y complementado por el oficio CNE OF. ORD. N° 515, de 18 de diciembre de 2013;
  11. Lo dispuesto en los Decretos N° 23, de 28 de enero de 2011, N° 38, de 8 de abril de 2011, N° 52, de 4 de agosto de 2011, N° 84, de 28 de octubre de 2011, N° 127, de 6 de diciembre de 2011, N° 16, de 17 de febrero de 2012, N° 64, de 28 de junio de 2012, N° 82, de 9 de agosto de 2012, N° 98, de 11 de septiembre de 2012, N° 105, de 26 de octubre de 2012, N° 106, de 30 de octubre de 2012, y N° 1T, de 17 de enero de 2013, todos del Ministerio de Energía, que fijan precios de nudo promedio en el Sistema Interconectado Central (SIC) y Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), según corresponda;
  12. Lo dispuesto en los Decretos N° 264, de 29 de octubre de 2010, N° 40, de 29 de abril de 2011, rectificado por el N° 46, de 9 de junio de 2011, y N° 85, de 28 de octubre de 2011, todos del Ministerio de Energía, que fijan precios de nudo para suministros de electricidad;
  13. Lo informado por la Comisión, en su oficio CNE OF. ORD. N° 296, de fecha 19 de julio de 2013, modificado por el oficio CNE OF. ORD. N° 382, de 25 de septiembre de 2013;
  14. Lo informado por la Comisión, en su oficio CNE OF. ORD. N° 384, de fecha 27 de septiembre de 2013;
  15. Lo informado por la Comisión, en su oficio CNE OF. ORD. N° 418, de fecha 30 de septiembre de 2014, que rectifica los oficios CNE OF. ORD. N° 515, de 18 de diciembre de 2013, N° 382, de 25 de septiembre de 2013 y N° 384, de 27 de septiembre de 2013; y
  16. Lo establecido en la Resolución N° 1600, de 2008, de la Contraloría General de la República.
- Considerando:
1. Que de conformidad a lo establecido en el artículo 158° de la Ley, corresponde fijar por decreto del Ministerio de Energía los precios promedio que los concesionarios de servicio público de distribución, en adelante e indistintamente, las "concesionarias", deben traspasar a sus clientes regulados;
  2. Que dicho decreto debe ser dictado con motivo de las fijaciones de precios señaladas en el artículo 171° de la Ley, con ocasión de la entrada en vigencia de algún contrato de suministro licitado conforme al artículo 131° y siguientes de la Ley, o cuando se indexe algún precio contenido en un contrato de suministro vigente, según lo dispuesto en los artículos 161° y 172° de la Ley;
  3. Que el día 1° de enero de 2013, entraron en vigencia nuevos contratos de suministro licitado correspondientes a las concesionarias del Sistema Interconectado Central, individualizados en el Informe Técnico de "Fijación de Precios de Nudo Promedio Sistema Interconectado Central, enero 2013", constatándose el supuesto establecido en el literal b) del artículo 158° de la Ley;
  4. Que asimismo, se ha constatado que el día 1° de marzo de 2013, los Precios de Nudo de Energía de Largo Plazo obtenidos de los contratos de suministro correspondientes a los procesos licitatorios del Sistema Interconectado del Norte Grande, individualizados en el Informe Técnico de "Fijación de Precios de Nudo Promedio Sistema Interconectado del Norte Grande, marzo 2013", alcanzaron una variación acumulada al alza superior al 10% respecto de sus valores vigentes, resultando procedente la aplicación de lo dispuesto en el artículo 158° letra c) de la Ley;
  5. Que de conformidad a lo establecido en el inciso tercero del artículo 157° de la Ley, las reliquidaciones entre empresas concesionarias deberán ser calculadas por la Dirección de Peajes, en adelante e indistintamente, la "DP", del respectivo Centro de Despacho Económico de Carga, en adelante, el "CDEC";
  6. Que la Comisión, según lo dispuesto en el artículo 158° de la Ley, remitió al Ministerio de Energía, mediante el oficio CNE OF. ORD. N° 385, de 27 de septiembre de 2013, modificado por el oficio CNE OF. ORD. N° 466, de 15 de noviembre de 2013, y complementado por el oficio CNE OF. ORD. N° 515, de 18 de diciembre de 2013, este último rectificado por el oficio CNE OF. ORD. N° 418, de 30 de septiembre de 2014, el Informe Técnico de "Fijación de Precios de Nudo Promedio Sistema Interconectado Central, enero 2013", que contiene el cálculo de los nuevos precios de nudo promedio para cada concesionaria, según lo establecido en el artículo 157° de la Ley;
  7. Que la Comisión, según lo dispuesto en el artículo 158° de la Ley, remitió al Ministerio de Energía, mediante oficio CNE OF. ORD. N° 384, de fecha 27 de septiembre de 2013, rectificado por el oficio CNE OF. ORD. N° 418, de 30 de septiembre de 2014, el Informe Técnico de "Fijación de Precios de Nudo Promedio Sistema Interconectado del Norte Grande, marzo 2013", que contiene el cálculo de los nuevos precios de nudo promedio para cada empresa concesionaria de distribución, según lo establecido en el artículo 157° de la Ley;



8. Que de acuerdo a lo señalado corresponde que el Ministerio de Energía dicte el decreto que fija precios de nudo promedio en el Sistema Interconectado Central, con motivo de las fijaciones de precios señaladas en el literal b) del artículo 158° de la Ley, debiendo entonces dictar el decreto correspondiente al mes de enero de 2013 y dicte el decreto que fija precios de nudo promedio en el Sistema Interconectado del Norte Grande, con motivo de las fijaciones de precios señaladas en el literal c) del artículo 158 de la Ley;
9. Que, con fecha 14 de febrero de 2012, el Ministerio de Energía dictó el Decreto 14, que fija tarifas de Sistemas de Subtransmisión y de Transmisión Adicional y sus fórmulas de indexación, el que fue tomado de razón por la Contraloría General de la República el 4 de abril de 2013, y publicado en el Diario Oficial el 9 de abril de 2013;
10. Que, sin perjuicio de lo anterior, los valores establecidos en el Decreto 14 y sus fórmulas de indexación, en virtud de lo señalado en el artículo 112° de la Ley entraron en vigencia a contar del vencimiento del periodo de vigencia del Decreto 320, es decir, el día 1° de enero de 2011 y que en virtud de la retroactividad señalada es necesario actualizar la estructura tarifaria de los precios de nudo a nivel de distribución, fijados mediante decretos del Ministerio de Energía, y actualizar los valores correspondientes a los precios de nudo promedio, a los parámetros AR y a los precios de nudo a nivel de distribución, en el periodo transcurrido entre el 1° de enero de 2011 y el 31 de diciembre de 2012;
11. Que de conformidad a lo señalado, los nuevos valores de peajes de subtransmisión contenidos en el Decreto 14 deben ser incorporados en los Decretos N° 23, de 28 de enero de 2011, N° 38, de 8 de abril de 2011, N° 52, de 4 de agosto de 2011, N° 84, de 28 de octubre de 2011, N° 127, de 6 de diciembre de 2011, N° 16, de 17 de febrero de 2012, N° 64, de 28 de junio de 2012, N° 82, de 9 de agosto de 2012, N° 98, de 11 de septiembre de 2012, N° 105, de 26 de octubre de 2012, N° 106, de 30 de octubre de 2012, y N° 1T, de 17 de enero de 2013, todos del Ministerio de Energía, que fijan precios de nudo promedio en el Sistema Interconectado Central y Sistema Interconectado del Norte Grande, según corresponda;
12. Que a su vez, en virtud de la retroactividad establecida en el artículo 112° de la Ley es necesario actualizar la estructura tarifaria de los precios de nudo aplicables a clientes regulados en zonas de concesión de empresas distribuidoras del SING, fijados mediante decretos del Ministerio de Energía, y establecer los valores correspondientes a los precios de nudo a nivel de distribución, en el periodo transcurrido entre el 1° de enero y el 31 de diciembre de 2011;
13. Que como consecuencia de lo anterior, los nuevos valores de peajes de subtransmisión contenidos en el Decreto 14 deben ser incorporados en los Decretos N° 264, de 29 de octubre de 2010, N° 40, de 29 de abril de 2011, rectificado por el N° 46, de 9 de junio de 2011, y N° 85, de 28 de octubre de 2011, todos del Ministerio de Energía, que fijan precios de nudo para suministros de electricidad;
14. Que la actualización del contenido de los decretos señalados en el considerando anterior obedece a que en el SING, sólo a contar del 1° de enero de 2012 se aplicó el nuevo régimen de precios de nudo promedio establecido en virtud de la Ley N° 20.018, y que en el periodo que medió entre el 1° de enero y el 31 de diciembre de 2011, los precios de nudo aplicables a clientes regulados fueron los establecidos en los mencionados decretos;
15. Que la necesidad a que se refieren los considerandos décimo y duodécimo se debe a que los peajes de subtransmisión son uno de los componentes de las tarifas que las empresas distribuidoras cobran a sus clientes finales sujetos a regulación de precios, ya que el precio que las concesionarias traspasan a sus clientes se construye en base a los precios a nivel generación – transporte, un cargo por el uso del sistema de transmisión troncal, el reconocimiento tarifario del costo de transportar la energía desde el sistema de transmisión troncal a los centros de consumo a través del uso eficiente de las redes de subtransmisión (peaje de subtransmisión), más los costos agregados de distribución (VAD);
16. Que en tal sentido, el artículo 109° de la Ley es explícito al señalar que en cada sistema de subtransmisión y en cada barra de retiro se establecerán precios por unidad de energía y potencia (peajes de subtransmisión) que adicionados a los precios de nudo en sus respectivas barras de inyección, constituirán los precios de nudo en sus respectivas barras de retiro, de manera de cubrir los costos anuales de pérdidas medias de subtransmisión y costos de inversión, mantención, operación y administración asociados a las instalaciones, más los costos de la energía y la potencia inyectada;
17. Que los costos de la subtransmisión no son susceptibles de separarse del cálculo de los precios de nudo a nivel de distribución contenidos en los decretos individualizados en los considerandos undécimo y decimotercero, toda vez que el precio a ser traspasado a los clientes regulados contempla en su procedimiento de cálculo el paso por los sistemas de subtransmisión, siendo el Decreto 14 el que define las pérdidas medias (FEPE), los costos medios de operación y mantenimiento (VASTx) y el uso eficiente de dichas redes, concordante con los niveles tarifarios establecidos conforme lo mandata el artículo 108° de la Ley;
18. Que el artículo quinto del Decreto 14 establece que *“Los peajes a los que se refiere el presente decreto deberán ser incorporados en el cálculo de los precios a utilizar en las fórmulas tarifarias de concesionarios de servicio público de distribución que para esos efectos se establecen en el decreto de precios de nudo vigente, y conforme a los sectores de nudo definidos en el decreto señalado”*;
19. Que en los decretos mencionados en los considerandos undécimo y decimotercero, los precios de nudo se calcularon incorporando los peajes de subtransmisión y la estructura tarifaria establecida en el Decreto 320, y sus condiciones de aplicación, y que de acuerdo a lo expuesto, los mencionados valores requieren ser actualizados en cumplimiento del mandato legal;
20. Que los precios de nudo son calculados por la Comisión, de acuerdo lo señalan los artículos 158° y 162° de la Ley, la que remite al Ministerio de Energía un informe técnico para los efectos de la dictación del correspondiente decreto tarifario;
21. Que para los efectos de dar cumplimiento a la norma del artículo 112° de la Ley, la que establece la retroactividad de los valores y fórmulas de indexación contenidas en el decreto de subtransmisión, es necesario actualizar los valores de los peajes de subtransmisión en todos los decretos individualizados en los considerandos undécimo y decimotercero;
22. Que la actualización de valores antes referida no es automática y requiere de un nuevo cálculo tarifario por parte de la Comisión para la posterior fijación tarifaria del Ministerio de Energía mediante la dictación de un decreto;
23. Que el inciso primero del artículo 157° de la Ley establece la obligación de las concesionarias de traspasar a los clientes finales sometidos a regulación de precios los precios a nivel de generación – transporte que resulten de promediar los precios vigentes para dichos suministros conforme a sus respectivos contratos;
24. Que a su vez, el artículo 1° transitorio de la Ley N° 20.018, en su literal a) establece que para los efectos de la aplicación del inciso primero del artículo 157 de la Ley, en cuanto al traspaso de los precios de generación – transporte a los clientes regulados, se deberá considerar los precios de los contratos suscritos con anterioridad al 26 de julio de 2006 y los suscritos conforme a las disposiciones de los artículos 131 y siguientes de la Ley;
25. Que el mencionado precio debe ajustarse de acuerdo a lo establecido en el inciso segundo del artículo 157° de la Ley, y debe llevarse a nivel de las subestaciones primarias de distribución, siendo necesario para ello aplicar los correspondientes recargos de subtransmisión;
26. Que el artículo 158° de la Ley dispone que *“Los precios promedio que los concesionarios de servicio público de distribución, calculados conforme al artículo anterior y que deban traspasar a sus clientes regulados, serán fijados mediante decreto del Ministerio de Energía, expedido bajo la fórmula “por orden del Presidente de la República”, previo informe de la Comisión (...)”*;
27. Que el artículo 151° de la Ley señala que *“Los precios máximos de que trata este Título serán calculados por la Comisión de acuerdo con los procedimientos que se establecen más adelante, y fijados mediante decreto del Ministerio de Energía, expedido bajo la fórmula “por orden del Presidente de la República”*;



28. Que el Título a que hace referencia el considerando precedente corresponde al Título V de la Ley, denominado precisamente “De las tarifas” y que por ende corresponde que la actualización de valores a la que se hace mención en los considerandos anteriores sea calculada por la Comisión y establecida en virtud de un decreto tarifario del Ministerio de Energía;
29. Que, a su vez, el artículo 32 N° 6 de la Constitución Política de la Republica señala como atribución especial del Presidente de la República la de dictar los “decretos e instrucciones que crea convenientes para la ejecución de las leyes”;
30. Que sin la actualización de los valores contenidos en las estructuras tarifarias de los decretos individualizados en los considerandos undécimo y decimotercero, no resulta posible hacer efectiva la retroactividad establecida en el artículo 112° de la Ley y por lo tanto, se imposibilita el traspaso a los clientes regulados de las tarifas correspondientes, de acuerdo a la obligación emanada del artículo 157° del mismo cuerpo legal;
31. Que el artículo 6°, inciso 2°, del D.L. N° 2.224, de 1978, establece que la Comisión es el organismo técnico “*encargado de analizar precios, tarifas y normas técnicas a las que deben ceñirse las empresas de producción, generación, transporte y distribución de energía, con el objeto de disponer de un servicio suficiente, seguro y de calidad, compatible con la operación más económica*”;
32. Que el artículo 7° del mencionado cuerpo normativo, en su letra a) dispone que corresponde a la Comisión “*Analizar técnicamente la estructura y nivel de los precios y tarifas de bienes y servicios energéticos, en los casos y forma que establece la ley*”;
33. Que de lo señalado en las disposiciones indicadas en los considerandos anteriores se infiere que es la Comisión quien debe calcular los precios de nudo y el Ministerio fijar las correspondientes tarifas mediante decreto supremo, expedido bajo la fórmula “por orden del Presidente de la República”;
34. Que toda modificación, rectificación, ajuste o actualización de los decretos que fijan precios de nudo, como ocurre en este caso, debe realizarse mediante el mismo acto administrativo en virtud del cual se fijó la tarifa;
35. Que, sin perjuicio de la vigencia temporal de los decretos de precio de nudo, los precios contenidos en ellos producen sus efectos más allá de su vigencia;
36. Que es necesario cumplir con el principio de juridicidad, por lo que sólo pueden actualizarse los valores de los decretos de precio de nudo en virtud de un instrumento o acto administrativo de igual o superior jerarquía;
37. Que la Resolución N° 1600, de 2008, de la Contraloría General de la República, en su numeral 10.1.1 señala que los decretos y resoluciones relativas a “Otorgamiento de concesiones del sector telecomunicaciones, gas, eléctrico y sanitario, su modificación y fijación de tarifas” se encuentran afectas al trámite de toma de razón;
38. Que la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), de acuerdo a lo establecido en el artículo 3° N° 34 de la Ley N° 18.410, es quien debe instruir a las empresas distribuidoras a realizar las reliquidaciones a que dé lugar la aplicación retroactiva del Decreto 14;
39. Que la obligación legal de la SEC presupone que ésta conozca los nuevos valores que actualizan los contenidos en los decretos individualizados en los considerandos undécimo y decimotercero, los que como ya se ha señalado sólo pueden ser calculados por la Comisión y establecidos mediante decreto supremo del Ministerio de Energía;
40. Que la SEC carece de facultades legales para calcular y actualizar valores de la estructura tarifaria de los precios de nudo, pudiendo sólo ordenar las reliquidaciones y establecer los plazos y demás condiciones en que éstas se deben efectuar; y

41. Que, para efectos de proceder a la actualización de los valores contenidos en los decretos citados en los considerandos undécimo y decimotercero, la Comisión, según lo dispuesto en los artículos 158° y 162° de la Ley, remitió al Ministerio de Energía, mediante oficio CNE OF.ORD. N° 296, de fecha 19 de julio de 2013, modificado por el oficio CNE OF.ORD. N°382, de fecha 25 de septiembre de 2013, este último rectificado por el oficio CNE OF.ORD. N° 418, de 30 de septiembre de 2014, el Informe Técnico que contiene el cálculo de los nuevos precios de nudo para cada empresa concesionaria de distribución, según lo establecido en el artículo 157° de la Ley.

Decreto:

**Artículo primero:** fijanse los siguientes precios de nudo promedio y las condiciones de aplicación de los mismos, para los suministros de electricidad destinados a clientes sometidos a regulación de precios, en adelante e indistintamente, “clientes regulados” o “clientes”, en virtud de lo señalado en los artículos 157° y siguientes de la Ley. Estos precios se aplicarán desde la publicación del presente decreto en el Diario Oficial, sin perjuicio de su entrada en vigencia a contar del 1° de enero de 2013, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 158° de la Ley, y de las reliquidaciones necesarias, según el artículo 171° de la Ley.

## 1 DEFINICIONES Y CONSIDERACIONES

### 1.1 Precios de Nudo de Largo Plazo de energía y potencia

Son aquellos precios que debe pagar una concesionaria a su suministrador en virtud del contrato de suministro respectivo, suscrito a partir de las licitaciones públicas reguladas en conformidad a los artículos 131° y siguientes de la Ley.

### 1.2 Precios de Nudo de Corto Plazo de energía y potencia de punta

Son aquellos precios fijados semestralmente, en los meses de abril y octubre de cada año, conforme a lo establecido en el artículo 160° de la Ley.

### 1.3 Consideraciones Generales

Para los efectos del presente decreto, el precio de nudo promedio corresponderá al promedio de los precios de nudo de largo plazo para los suministros, conforme a la modelación de los contratos de las concesionarias, ponderando cada precio por el volumen de suministro correspondiente.

En el caso que una concesionaria, a la fecha de entrada en vigencia del presente decreto, tenga suministros sujetos a precio de nudo de corto plazo, el precio de nudo promedio se obtendrá considerando esos suministros con criterios similares a los contratos licitados, constituyéndose entonces como un contrato recogido en el cálculo del precio de nudo promedio.

La modelación de los contratos de suministro, elaborada por la Comisión con ocasión de la realización de su Informe Técnico, considera los índices disponibles al momento en que realiza el cálculo. Lo anterior, sin perjuicio del pago que deban realizar las concesionarias a sus suministradores, de acuerdo a lo establecido en sus respectivos contratos.

## 2 PRECIOS DE NUDO PROMEDIO APLICABLES A CLIENTES REGULADOS EN ZONAS DE CONCESIÓN DE LAS RESPECTIVAS CONCESIONARIAS

### 2.1 Precio de nudo promedio aplicables a clientes regulados

Para efectos de la determinación de los precios de nudo promedio a utilizar en las fórmulas tarifarias de las concesionarias, según se establece en el Decreto IT, se considerarán los precios que se presentan en la tabla subsiguiente, donde se indican los AR correspondientes, para cada concesionaria y sector de nudo asociado a sistema de subtransmisión en donde se ubica el cliente respectivo, considerando la siguiente clasificación para las empresas distribuidoras presentes en más de un sector de nudo:

COD	Concesionaria	Comunas	Sector Nudo
7	CONAFE	Todas las correspondientes a la concesionaria excepto Quilpué, Valparaíso y Viña del Mar	SIC 1
		Quilpué, Valparaíso y Viña del Mar	SIC 2
10	CHILECTRA	Todas las correspondientes a la concesionaria excepto Til Til	SIC 3 SIC 2-3*
13	TILTIL	Todas las correspondientes a la concesionaria	SIC 2-3*
17	EMELECTRIC	Todas las correspondientes a la concesionaria excepto las que se indican	SIC 4
		Cartagena, San Antonio y Santo Domingo	SIC 2
		Curacaví	SIC 3
		Coelemu	SIC 5
18	CGED	Buin	SIC 4
		Calera de Tango	SIC 3
		Chiguayante	SIC 5
		Chillán	SIC 4
		Chillán Viejo	SIC 4
		Chimbarongo	SIC 4
		Codegua	SIC 4
		Coelemu	SIC 5
		Coihueco	SIC 4
		Coinco	SIC 4
		Coltauco	SIC 4
		Concepción	SIC 5
		Coronel	SIC 5
		Curacaví	SIC 3
		Curarrehue	SIC 5
		Curicó	SIC 4
		Dofñihue	SIC 4
		El Bosque	SIC 3
		El Olivar	SIC 4
		Florida	SIC 5
		Freire	SIC 5
		Graneros	SIC 4
		Hualpén	SIC 5
		Hualqui	SIC 5
		Isla De Maipo	SIC 4
		La Pintana	SIC 3
		Las Cabras	SIC 4
		Lautaro	SIC 5
		Linares	SIC 4
		Loncoche	SIC 5
		Longaví	SIC 4
		Los Ángeles	SIC 5
		Machalí	SIC 4
		Malloa	SIC 4
		Maule	SIC 4
		Molina	SIC 4
		Mostazal	SIC 4
		Mulchén	SIC 5
		Padre Hurtado	SIC 3
		Padre Las Casas	SIC 5
		Paine	SIC 4
		Pelarco	SIC 4
		Pencahue	SIC 4
		Penco	SIC 5
		Peñaflo	SIC 3
		Peumo	SIC 4
		Pichidegua	SIC 4
		Pirque	SIC 3-4*
		Pitrufquén	SIC 5
		Pucón	SIC 5
		Puente Alto	SIC 3
		Quinta de Tilcoco	SIC 4
		Rancagua	SIC 4
		Rauco	SIC 4
		Rengo	SIC 4
		Requinoa	SIC 4
		Río Claro	SIC 4
		Romeral	SIC 4
		Sagrada Familia	SIC 4
		San Bernardo	SIC 3
		San Carlos	SIC 4
		San Fernando	SIC 4
		San Javier	SIC 4
		San José de Maipo	SIC 3
		San Nicolás	SIC 4
		San Pedro de La Paz	SIC 5
		San Rafael	SIC 4
San Vicente de Tagua Tagua	SIC 4		
Talagante	SIC 3-4*		
Talca	SIC 4		
Talcahuano	SIC 5		
Temuco	SIC 5		
Teno	SIC 4		
Tomé	SIC 5		
Vilcún	SIC 5		
Villa Alegre	SIC 4		
Villarrica	SIC 5		
Yerbas Buenas	SIC 4		

COD	Concesionaria	Comunas	Sector Nudo
21	COPELAN	Todas las correspondientes a la concesionaria excepto Laja	SIC 4-5*
		Laja	SIC 5
22	FRONTEL	Alto Bio Bio	SIC 4
		Angol	SIC 5
		Antuco	SIC 4
		Arauco	SIC 5
		Bulnes	SIC 4
		Cabrero	SIC 4
		Cañete	SIC 5
		Carahue	SIC 5
		Cholchol	SIC 5
		Collipulli	SIC 5
		Contulmo	SIC 5
		Coronel	SIC 5
		Cunco	SIC 5
		Curacautín	SIC 5
		Curanilahue	SIC 5
		El Carmen	SIC 4
		Ercilla	SIC 5
		Florida	SIC 4
		Freire	SIC 5
		Galvarino	SIC 5
		Gorbea	SIC 5
		Hualqui	SIC 4
		Laja	SIC 4
		Lautaro	SIC 5
		Lebu	SIC 5
		Lonquimay	SIC 5
		Los Álamos	SIC 5
		Los Ángeles	SIC 5
		Los Sauces	SIC 5
		Lota	SIC 5
		Lumaco	SIC 5
		Melipeuco	SIC 5
		Mulchén	SIC 5
		Nacimiento	SIC 5
		Negrete	SIC 5
		Nueva Imperial	SIC 5
		Padre Las Casas	SIC 5
Pemuco	SIC 4		
Perquenco	SIC 5		
Pinto	SIC 4		
Pitrufquén	SIC 5		
Purén	SIC 5		
Quilaco	SIC 5		
Quilleco	SIC 4		
Quillón	SIC 4		
Ránquil	SIC 4		
Renaico	SIC 5		
Saavedra	SIC 5		
San Ignacio	SIC 4		
San Rosendo	SIC 4		
Santa Bárbara	SIC 5		
Santa Juana	SIC 4		
Temuco	SIC 5		
Teodoro Schmidt	SIC 5		
Tirúa	SIC 5		
Toltén	SIC 5		
Tomé	SIC 4		
Traiguén	SIC 5		
Tucape	SIC 4		
Victoria	SIC 5		
Vilcún	SIC 5		
Villarrica	SIC 5		
Yumbel	SIC 4		
Yungay	SIC 4		
23	SAESA	Todas las correspondientes a la concesionaria excepto Gorbea, Lanco y Loncoche	SIC 6
		Gorbea, Lanco y Loncoche	SIC 5
28	EDECSA	Todas las correspondientes a la concesionaria	SIC 2-3*
34	COELCHA	Todas las correspondientes a la concesionaria excepto Nacimiento	SIC 4
		Nacimiento	SIC 5

Los precios de nudo de energía y potencia promedio en nivel de distribución para cada concesionaria fueron calculados de acuerdo a las fórmulas, parámetros y definiciones considerados en el Informe Técnico de la Comisión.

COD	Concesionaria	Sector Nudo	PNEP (\$/kWh)	PNPP (\$/kW/mes)	AR <sup>base</sup> (\$/kWh)	AR (\$/kWh)	Pe (\$/kWh)	Pp (\$/kW/mes)
3	ELECDA	SIC 1	42,135	4.055,77	0,842	0,842	51,006	4.674,68
4	EMELAT	SIC 1	42,350	4.044,23	0,469	0,469	50,853	5.046,83
6	CHILQUINTA	SIC 2	42,238	4.182,78	-1,985	-1,985	48,106	5.096,00
7	CONAFE	SIC 1	46,991	5.141,41	-3,265	-3,265	51,883	6.045,32
7	CONAFE	SIC 2	46,991	5.141,41	-3,259	-3,259	51,702	6.034,58
8	EMELCA	SIC 2	46,962	4.203,06	-7,060	-7,060	47,871	7.690,87
9	LITORAL	SIC 2	42,396	4.232,93	-1,691	-1,691	48,562	4.970,90
10	CHILECTRA	SIC 2	30,689	3.859,46	6,213	6,213	44,513	4.715,10
10	CHILECTRA	SIC 3	30,689	3.859,46	6,135	6,135	40,705	4.269,03
12	COLINA	SIC 3	30,798	3.865,35	6,326	6,326	42,081	5.795,09
13	TILTIL	SIC 2	30,354	3.805,46	6,225	6,225	44,251	4.747,78
13	TILTIL	SIC 3	30,354	3.805,46	6,389	6,389	42,034	6.239,79
14	EEPA	SIC 3	31,566	3.853,10	6,135	6,135	41,593	4.249,01
15	LUZANDES	SIC 3	30,441	3.837,52	6,586	6,586	43,425	7.847,96
17	EMELECTRIC	SIC 2	37,636	3.978,11	4,035	4,035	49,410	5.002,02
17	EMELECTRIC	SIC 3	37,636	3.978,11	3,989	3,989	45,595	4.501,87
17	EMELECTRIC	SIC 4	37,636	3.978,11	4,093	4,093	50,106	5.045,61
17	EMELECTRIC	SIC 5	37,636	3.978,11	4,066	4,066	48,905	4.911,82
18	CGED	SIC 3	47,704	4.016,25	-8,221	-8,221	43,584	4.437,36
18	CGED	SIC 4	47,704	4.016,25	-8,436	-8,436	48,043	4.881,44
18	CGED	SIC 5	47,704	4.016,25	-8,380	-8,380	46,855	4.773,46
21	COPELAN	SIC 4	42,273	3.883,83	-5,721	-5,721	45,112	4.896,45
21	COPELAN	SIC 5	42,273	3.883,83	-5,683	-5,683	43,944	4.769,60
22	FRONTEL	SIC 4	36,942	4.041,61	-0,023	-0,023	45,269	5.000,23
22	FRONTEL	SIC 5	36,942	4.041,61	-0,023	-0,023	44,099	4.880,36
23	SAESA	SIC 5	39,898	4.386,02	-0,897	-0,897	46,278	5.349,67
23	SAESA	SIC 6	39,898	4.386,02	-0,890	-0,890	47,562	5.481,57
26	CODINER	SIC 5	36,864	4.433,37	0,814	0,814	44,856	5.507,97
28	EDECSA	SIC 2	42,642	4.125,78	-2,610	-2,610	47,895	5.833,32
28	EDECSA	SIC 3	42,642	4.125,78	-2,580	-2,580	44,097	4.998,23
29	CEC	SIC 4	36,035	4.012,50	5,191	5,191	49,540	5.947,42
30	EMETAL	SIC 4	36,996	3.803,46	3,975	3,975	49,323	4.867,13
31	LUZLINARES	SIC 4	42,189	4.183,06	-3,219	-3,219	47,527	5.595,48
32	LUZPARRAL	SIC 4	46,245	4.422,45	-8,020	-8,020	46,942	5.780,88
33	COPELEC	SIC 4	36,308	3.911,66	0,730	0,730	45,363	4.844,54
34	COELCHA	SIC 4	44,976	3.914,23	-8,541	-8,541	45,165	4.972,87
34	COELCHA	SIC 5	44,976	3.914,23	-8,476	-8,476	43,954	4.800,99
35	SOCOEPA	SIC 6	36,183	4.453,79	2,943	2,943	47,017	5.375,22
36	COOPREL	SIC 6	40,551	4.385,92	-1,642	-1,642	46,904	5.427,26
39	LUZOSORNO	SIC 6	45,832	4.237,78	-7,196	-7,196	47,649	6.019,18
40	CRELL	SIC 6	43,083	4.325,12	-4,091	-4,091	47,729	5.868,40
42	ENELSA	SIC 1	33,623	3.930,95	6,223	6,223	47,687	5.521,10

Donde:

Pe : Precio de nudo de la energía en nivel de distribución, en [\$/kWh].

Pp : Precio de nudo de la potencia en nivel de distribución, en [\$/kW/mes].

AR : Ajuste o recargo a nivel de distribución aplicable a los clientes regulados de la empresa concesionaria, resultante de la aplicación del artículo 157° de la Ley y de la incorporación de los cargos de reliquidaciones que correspondan, en [\$/kWh]. Se entenderá que el factor AR corresponde a un ajuste cuando su valor sea negativo y a un recargo cuando su valor sea positivo.

AR<sup>base</sup>: Ajuste o recargo base a nivel de distribución, según lo establecido en el artículo 157° de la Ley, sin considerar los cargos de reliquidaciones, en [\$/kWh].

PNEP : Precio de nudo de la energía promedio para todas las subestaciones troncales de generación-transporte de la concesionaria, en [\$/kWh].

PNPP : Precio de nudo de la potencia de punta promedio para todas las subestaciones troncales de generación-transporte de la concesionaria, en [\$/kW/mes]. Los valores del PNPP son iguales a los del precio de nudo de potencia a nivel troncal (PNPT), para los efectos de las fórmulas tarifarias establecidas en el Decreto 1 T.

\* En el caso de las comunas que están asociadas a dos sectores de subtransmisión, la concesionaria deberá asignar el cliente al sistema que le corresponda de acuerdo a la información que sustenta el proceso anual de "Ingresos de Explotación" entregado a la SEC.



Para el caso particular de los sistemas medianos de Cochamó y Hornopirén pertenecientes a la zona de concesión de Saesa, no será aplicable el cargo correspondiente al parámetro AR.

Para efectos del cálculo de los precios señalados en la tabla anterior, se han considerado los siguientes factores de modulación aplicables a la barra Itahue 220kV, vigentes a enero de 2011, de acuerdo a las bases de cálculo correspondientes a la fijación de precios de nudo de octubre de 2010:

Barra	Fm energía	Fm potencia
Itahue 220	0,9185	0,9195

## 2.2 Indexación de precios de nudo promedio en subestaciones de generación transporte

Los precios de nudo promedio de energía y potencia fijados mediante el presente decreto, serán actualizados con ocasión de la indexación de cualquiera de los contratos de suministro modelados conforme lo establecido en el Informe Técnico, el cual da origen a los cálculos de dichos precios.

Las fórmulas de indexación y los rezagos de los índices de los contratos de suministro modelados, son los contenidos en dicho Informe Técnico.

## 3 GRAVÁMENES E IMPUESTOS

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

## 4 RELIQUIDACIONES

### 4.1 Mecanismo de reliquidación de la DP

La DP del CDEC respectivo determinará las reliquidaciones entre concesionarias producto de la aplicación del artículo 157° de la Ley. A ese efecto, para cada concesionaria deberá reliquidar, a más tardar dentro de los primeros 15 días corridos de cada mes, respecto del mes anterior, los montos asociados a la aplicación del factor  $AR^{base}$  del precio traspasado al cliente final, establecido en el número 2.1 del artículo primero del presente decreto, considerando lo siguiente:

- a) Para cada concesionaria y a partir de los volúmenes de energía facturados para el suministro de clientes regulados, deberá calcular el monto asociado a la valorización, producto de la aplicación del factor  $AR^{base}$  correspondiente, señalado en el número 2.1 del artículo primero del presente decreto, que resulta de aplicar la siguiente expresión:

$$MFAR = \sum_{i=1}^{NSN} (AR_i^{base} \times (EFACTAT_i \times PEAT + EFACTBT_i \times PEAT \times PEBT))$$

Donde:

MFAR: Monto facturado por la concesionaria por ajuste o recargo, en [S].

$AR_i^{base}$ : Ajuste o recargo base del sector de nudo asociado a sistema subtransmisión "i" de la empresa concesionaria, establecido en el artículo 157° de la Ley, sin considerar los cargos de reliquidaciones, en [\$/kWh].

$EFACTAT_i$ : Energía facturada a clientes regulados finales en el nivel de alta tensión de distribución del sector "i" de la concesionaria, en [kWh].

$EFACTBT_i$ : Energía facturada a clientes regulados finales en el nivel de baja tensión de distribución del sector "i" de la concesionaria, en [kWh].

PEAT: Factor de expansión de pérdidas de energía en alta tensión, indicado en el número 7.6 del Artículo Primero del Decreto 1T.

PEBT: Factor de expansión de pérdidas de energía en baja tensión, indicado en el número 7.6 del Artículo Primero del Decreto 1T.

NSN: Cantidad de sectores de subtransmisión de la concesionaria.

Cuando la energía facturada esté conformada por fracciones de tiempo en que se hayan incluido distintos ajustes o recargos, el monto recaudado se determinará a partir de la proporción de días en los cuales se encuentre vigente el ajuste o recargo que en cada caso corresponda.

- b) La valorización de dicho monto (MFAR) se denominará, para cada concesionaria, Valorización del Ajuste (VA) o bien Valorización del Recargo (VR), según lo siguiente:

$$VA = |MFAR|, \text{ si } MFAR < 0$$

$$VR = MFAR, \text{ si } MFAR \geq 0$$

- c) La DP del CDEC respectivo deberá validar la información entregada por las concesionarias. Asimismo, a partir de la suma de la totalidad de los VA y VR del sistema eléctrico, obtenidos según la letra anterior, deberá determinar la valorización total de ajustes del sistema (VTAS) y la valorización total de recargos del sistema (VTRS), según corresponda.

- d) La VTRS deberá ser transferida a las concesionarias con ajustes a prorrata de sus respectivos VA. Por su parte, las concesionarias que hayan aplicado recargos en sus tarifas finales, deberán transferirlos a prorrata de sus respectivos VR.

Sin perjuicio de lo anterior, en caso que la VTRS sea superior a la de la VTAS, el monto total que deberán transferir las concesionarias que aplican recargos, será igual a la VTAS.

- e) Las concesionarias deberán hacer efectiva la reliquidación, procediendo a realizar el pago correspondiente, a más tardar 3 días contados desde la determinación de los montos a reliquidar por la DP. Asimismo, deberán informar a esta última los pagos recibidos o realizados con ocasión de dicha reliquidación, conforme al formato que para ello establezca la DP.

- f) La respectiva DP deberá contabilizar en cuentas individuales por concesionaria los montos correspondientes a los saldos resultantes de la aplicación de la reliquidación, de modo que ellos sean considerados en las reliquidaciones posteriores que mensualmente efectúe.

- g) La respectiva DP deberá informar a la Comisión y a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, dentro de los 25 primeros días corridos de cada mes, el detalle de los resultados de las reliquidaciones indicadas en la letra d) anterior y los volúmenes de energía determinados de acuerdo a la letra a) de este número.

- h) Conjuntamente con el envío de la información a que hace referencia la letra anterior, la DP deberá informar a la Comisión los volúmenes de energía y potencia asociados a los contratos de suministro, de acuerdo a los formatos que ésta establezca.

### 4.2 Determinación de excedente o déficit de recaudaciones

En virtud de lo establecido en el inciso final del artículo 134° de la Ley, la Comisión determinará los excedentes o déficit de recaudación producto de las reliquidaciones realizadas conforme el número 4.1 del artículo primero del presente decreto y de la diferencia de precios y volúmenes de energía y potencia que resultaren de la aplicación del presente decreto con respecto a los contratos de suministro modelados con información actualizada.

Los excedentes o déficits de recaudación corresponderán a la diferencia que resulte entre la aplicación de los precios contenidos en el presente decreto sobre los volúmenes de energía y potencia a que se refiere la letra h) del número 4.1 precedente, incorporando a su vez las reliquidaciones a que dé origen la letra d) del número 4.1 del artículo primero de este decreto y las facturaciones teóricas del cumplimiento de los contratos de suministro de las concesionarias.

La facturación teórica anteriormente mencionada corresponde al monto que resulte de considerar los volúmenes de energía y potencia señalados en la letra h) del número 4.1 del artículo primero del presente decreto, valorizados a los precios calculados por la Comisión para los contratos de suministros, debidamente indexados con los índices definitivos del mes correspondiente.

La Comisión deberá considerar en la elaboración del siguiente Informe Técnico de Fijación de Precios de Nudo Promedio, de acuerdo a la información de la cual disponga, los montos de excedentes o déficits de recaudación para ser reconocidos en la determinación del nivel tarifario del siguiente período, con motivo de las fijaciones de precios señaladas en el artículo 171° de la Ley.



#### 4.3 Obligaciones de la concesionaria

Para la determinación de los montos afectos a reliquidación a que hace referencia el número 4.1 del artículo primero del presente decreto por parte de la DP del CDEC respectivo, las concesionarias deberán entregar toda la información requerida en la forma que para dichos efectos la Comisión establezca, a más tardar dentro de los primeros 8 días corridos de cada mes.

#### 4.4 Intereses y reajustes

Los cálculos que realicen la DP y la Comisión en la aplicación de las reliquidaciones que correspondan de acuerdo a este número 4, deberán incluir el cálculo de los intereses y reajustes que procedan.

**Artículo segundo:** Fijanse los siguientes precios de nudo promedio y las condiciones de aplicación de los mismos, para los suministros de electricidad destinados a clientes regulados, en virtud de lo señalado en los artículos 157° y siguientes de la Ley. Estos precios se aplicarán desde la publicación del presente decreto en el Diario Oficial, sin perjuicio de su entrada en vigencia a contar del 1° de marzo de 2013, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 158° de la Ley, y de las reliquidaciones necesarias, según el artículo 171° de la Ley.

### 1 DEFINICIONES Y CONSIDERACIONES

#### 1.1 Precios de Nudo de Largo Plazo de energía y potencia

Son aquellos precios que debe pagar una concesionaria a su suministrador en virtud del contrato de suministro respectivo, suscrito a partir de las licitaciones públicas reguladas en conformidad a los artículos 131 y siguientes de la Ley.

#### 1.2 Precios de Nudo de Corto Plazo de energía y potencia de punta

Son aquellos precios fijados semestralmente, en los meses de abril y octubre de cada año, conforme a lo establecido en el artículo 160 de la Ley.

#### 1.3 Consideraciones Generales

Para los efectos del presente decreto, el precio de nudo promedio corresponderá al promedio de los precios de nudo de largo plazo para los suministros, conforme a la modelación de los contratos de las concesionarias, ponderando cada precio por el volumen de suministro correspondiente.

En el caso que una concesionaria, a la fecha de entrada en vigencia del presente decreto, tenga suministros sujetos a precio de nudo de corto plazo, el precio de nudo promedio se obtendrá considerando esos suministros con criterios similares a los contratos licitados, constituyéndose entonces como un contrato recogido en el cálculo del precio de nudo promedio.

La modelación de los contratos de suministro, elaborada por la Comisión con ocasión de la realización de su Informe Técnico, considera los índices disponibles al momento en que realiza el cálculo. Lo anterior, sin perjuicio del pago que deban realizar las concesionarias a sus suministradores, de acuerdo a lo establecido en sus respectivos contratos.

### 2 PRECIOS DE NUDO PROMEDIO APLICABLES A CLIENTES REGULADOS EN ZONAS DE CONCESIÓN DE LAS RESPECTIVAS CONCESIONARIAS

#### 2.1 Precio de nudo promedio aplicables a clientes regulados

Para efectos de la determinación de los precios de nudo promedio a utilizar en las fórmulas tarifarias de las concesionarias, según se establece en el Decreto 1T, se considerarán los precios que se presentan en la tabla siguiente, donde se indican los AR correspondientes, para cada concesionaria y sector de nudo asociado a sistema de subtransmisión en donde se ubica el cliente respectivo:

COD	Concesionaria	Sector Nudo	PNEP (\$/kWh)	PNPP (\$/kW/mes)	AR <sup>base</sup> (\$/kWh)	AR (\$/kWh)	Pe (\$/kWh)	Pp (\$/kW/mes)
1	EMELARI	SING	41,774	4.563,23	0,000	0,000	49,329	5.374,03
2	ELIQSA	SING	41,908	4.566,08	0,000	0,000	49,465	5.337,51
3	ELECDA	SING	40,668	4.361,65	0,000	0,000	48,199	5.112,46
20	COOPERSOL	SING	39,679	4.294,20	0,000	0,000	47,190	5.098,16

Los precios de nudo de energía y potencia promedio en nivel de distribución para cada concesionaria fueron calculados de acuerdo a las fórmulas, parámetros y definiciones considerados en el Informe Técnico de la Comisión, donde:

Pe : Precio de nudo de la energía en nivel de distribución, en [\$/kWh].

Pp : Precio de nudo de la potencia en nivel de distribución, en [\$/kW/mes].

AR : Ajuste o recargo a nivel de distribución aplicable a los clientes regulados de la empresa concesionaria, resultante de la aplicación del artículo 157 de la Ley y de la incorporación de los cargos de reliquidaciones que correspondan, en [\$/kWh]. Se entenderá que el factor AR corresponde a un ajuste cuando su valor sea negativo y a un recargo cuando su valor sea positivo.

AR<sup>base</sup> : Ajuste o recargo base a nivel de distribución, según lo establecido en el artículo 157 de la Ley, sin considerar los cargos de reliquidaciones, en [\$/kWh].

PNEP : Precio de nudo de la energía promedio para todas las subestaciones troncales de generación-transporte de la concesionaria, en [\$/kWh].

PNPP : Precio de nudo de la potencia de punta promedio para todas las subestaciones troncales de generación-transporte de la concesionaria, en [\$/kW/mes]. Los valores del PNPP son iguales a los del precio de nudo de potencia a nivel troncal (PNPT), para los efectos de las fórmulas tarifarias establecidas en el Decreto 1 T.

#### 2.2 Indexación de precios de nudo promedio en subestaciones de generación transporte

Los precios de nudo promedio de energía y potencia fijados mediante el presente decreto, serán actualizados con ocasión de la indexación de cualquiera de los contratos de suministro modelados conforme lo establecido en el Informe Técnico, el cual da origen a los cálculos de dichos precios.

Las fórmulas de indexación y los rezagos de los índices de los contratos de suministro modelados, son los contenidos en dicho Informe Técnico.

### 3 GRAVÁMENES E IMPUESTOS

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

### 4 RELIQUIDACIONES

#### 4.1 Mecanismo de reliquidación de la DP

La DP del CDEC respectivo determinará las reliquidaciones entre concesionarias producto de la aplicación del artículo 157 de la Ley. A ese efecto, para cada concesionaria deberá reliquidar, a más tardar dentro de los primeros 15 días corridos de cada mes, respecto del mes anterior, los montos asociados a la aplicación del factor AR<sup>base</sup> del precio traspasado al cliente final, establecido en el número 2.1 del artículo segundo del presente decreto, considerando lo siguiente :

a) Para cada concesionaria y a partir de los volúmenes de energía facturados para el suministro de clientes regulados, deberá calcular el monto asociado a la valorización, producto de la aplicación del factor AR<sup>base</sup> correspondiente, señalado en el número 2.1 del artículo segundo del presente decreto, que resulta de aplicar la siguiente expresión:

$$MFAR = \sum_{i=1}^{NSN} (AR_i^{base} \times (EFACTAT_i \times PEAT + EFACTBT_i \times PEAT \times PEPT))$$



Donde:

MFAR: Monto facturado por la concesionaria por ajuste o recargo, en [\$].

AR<sub>i</sub><sup>base</sup>: Ajuste o recargo base del sector de nudo asociado a sistema subtransmisión "i" de la empresa concesionaria, establecido en el artículo 157 de la Ley, sin considerar los cargos de reliquidaciones, en [\$/kWh].EFACTAT<sub>i</sub>: Energía facturada a clientes regulados finales en el nivel de alta tensión de distribución del sector "i" de la concesionaria, en [kWh].EFACTBT<sub>i</sub>: Energía facturada a clientes regulados finales en el nivel de baja tensión de distribución del sector "i" de la concesionaria, en [kWh].

PEAT: Factor de expansión de pérdidas de energía en alta tensión, indicado en el número 7.6 del Artículo Primero del Decreto 1T.

PEBT: Factor de expansión de pérdidas de energía en baja tensión, indicado en el número 7.6 del Artículo Primero del Decreto 1T.

NSN: Cantidad de sectores de subtransmisión de la concesionaria.

Cuando la energía facturada esté conformada por fracciones de tiempo en que se hayan incluido distintos ajustes o recargos, el monto recaudado se determinará a partir de la proporción de días en los cuales se encuentre vigente el ajuste o recargo que en cada caso corresponda.

- b) La valorización de dicho monto (MFAR) se denominará, para cada concesionaria, Valorización del Ajuste (VA) o bien Valorización del Recargo (VR), según lo siguiente:

$$VA = |MFAR|, \text{ si } MFAR < 0$$

$$VR = MFAR, \text{ si } MFAR \geq 0$$

- c) La DP del CDEC respectivo deberá validar la información entregada por las concesionarias. Asimismo, a partir de la suma de la totalidad de los VA y VR del sistema eléctrico, obtenidos según la letra anterior, deberá determinar la valorización total de ajustes del sistema (VTAS) y la valorización total de recargos del sistema (VTRS), según corresponda.

- d) La VTRS deberá ser transferida a las concesionarias con ajustes a prorrata de sus respectivos VA. Por su parte, las concesionarias que hayan aplicado recargos en sus tarifas finales, deberán transferirlos a prorrata de sus respectivos VR.

Sin perjuicio de lo anterior, en caso que la VTRS sea superior a la de la VTAS, el monto total que deberán transferir las concesionarias que aplican recargos, será igual a la VTAS.

- e) Las concesionarias deberán hacer efectiva la reliquidación, procediendo a realizar el pago correspondiente, a más tardar 3 días contados desde la determinación de los montos a reliquidar por la DP. Asimismo, deberán informar a esta última los pagos recibidos o realizados con ocasión de dicha reliquidación, conforme al formato que para ello establezca la DP.

- f) La respectiva DP deberá contabilizar en cuentas individuales por concesionaria los montos correspondientes a los saldos resultantes de la aplicación de la reliquidación, de modo que ellos sean considerados en las reliquidaciones posteriores que mensualmente efectúe.

- g) La respectiva DP deberá informar a la Comisión y a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, dentro de los 25 primeros días corridos de cada mes, el detalle de los resultados de las reliquidaciones indicadas en la letra d) anterior y los volúmenes de energía determinados de acuerdo a la letra a) de este número.

- h) Conjuntamente con el envío de la información a que hace referencia la letra anterior, la DP deberá informar a la Comisión los volúmenes de energía y potencia asociados a los contratos de suministro, de acuerdo a los formatos que ésta establezca.

#### 4.2 Determinación de excedente o déficit de recaudaciones

En virtud de lo establecido en el inciso final del artículo 134 de la Ley, la Comisión determinará los excedentes o déficit de recaudación producto de las reliquidaciones realizadas conforme el número 4.1 del artículo segundo del presente decreto y de la diferencia de precios y volúmenes de energía y potencia que resultaren de la aplicación del presente decreto con respecto a los contratos de suministro modelados con información actualizada.

Los excedentes o déficits de recaudación corresponderán a la diferencia que resulte entre la aplicación de los precios contenidos en el presente decreto sobre los volúmenes de energía y potencia a que se refiere la letra h) del número 4.1 precedente, incorporando a su vez las reliquidaciones a que dé origen la letra d) del número 4.1 del artículo segundo de este decreto y las facturaciones teóricas del cumplimiento de los contratos de suministro de las concesionarias.

La facturación teórica anteriormente mencionada corresponde al monto que resulte de considerar los volúmenes de energía y potencia señalados en la letra h) del número 4.1 del artículo segundo del presente decreto, valorizados a los precios calculados por la Comisión para los contratos de suministros, debidamente indexados con los índices definitivos del mes correspondiente.

La Comisión deberá considerar en la elaboración del siguiente Informe Técnico de Fijación de Precios de Nudo Promedio, de acuerdo a la información de la cual disponga, los montos de excedentes o déficits de recaudación para ser reconocidos en la determinación del nivel tarifario del siguiente período, con motivo de las fijaciones de precios señaladas en el artículo 171° de la Ley.

#### 4.3 Obligaciones de la concesionaria

Para la determinación de los montos afectos a reliquidación a que hace referencia el número 4.1 del artículo segundo del presente decreto por parte de la DP del CDEC respectivo, las concesionarias deberán entregar toda la información requerida en la forma que para dichos efectos la Comisión establezca, a más tardar dentro de los primeros 8 días corridos de cada mes.

#### 4.4 Intereses y reajustes

Los cálculos que realicen la DP y la Comisión en la aplicación de las reliquidaciones que correspondan de acuerdo a este número 4, deberán incluir el cálculo de los intereses y reajustes que procedan.

**Artículo tercero:** Actualícense en el numeral 2.1 del Decreto N° 23, de 28 de enero de 2011, del Ministerio de Energía, la estructura tarifaria y los valores allí indicados de acuerdo a lo señalado en la siguiente tabla, según lo informado por la Comisión en su Informe Técnico:

OD Dx	Concesionaria	Sector de Nudo	Sistema Eléctrico	PNEP (\$/kWh)	PNPP (\$/kW/mes)	AR (\$/kWh)	Pe (\$/kWh)	Pp (\$/kW/mes)
3	ELECDA	2	SIC	45,726	3.996,39	3,934	62,929	5.657,51
4	EMELAT	1	SIC	45,979	3.985,32	0,302	59,557	6.759,17
6	CHILQUINTA	1	SIC	52,541	4.093,15	-8,545	57,284	6.444,39
7	CONAFE	1	SIC	47,110	4.649,21	-1,313	59,103	6.922,26
7	CONAFE	2	SIC	47,110	4.649,21	-1,310	58,954	6.896,40
8	EMELCA	1	SIC	61,432	4.154,40	-17,970	56,968	12.076,87
9	LITORAL	1	SIC	52,567	4.123,53	-8,270	57,585	5.902,70
10	CHILECTRA	1	SIC	31,497	4.326,78	9,009	51,056	5.609,03
12	COLINA	1	SIC	31,623	4.285,58	9,264	52,401	6.883,62
13	TILTIL	1	SIC	31,173	4.002,22	9,273	52,807	6.945,51
14	EEPA	1	SIC	33,241	3.799,90	9,009	52,822	4.798,38
15	LUZANDES	1	SIC	31,313	4.271,65	9,671	54,005	8.968,75
17	EMELECTRIC	1	SIC	40,429	3.857,49	3,362	57,409	6.667,58
17	EMELECTRIC	2	SIC	40,429	3.857,49	3,363	57,441	6.682,32
17	EMELECTRIC	3	SIC	40,429	3.857,49	3,353	57,081	6.527,09
18	CGED	1	SIC	52,886	3.955,29	-11,358	55,669	6.102,65
18	CGED	2	SIC	52,886	3.955,29	-11,322	55,273	5.971,65
18	CGED	3	SIC	52,886	3.955,29	-11,283	54,852	5.831,98
18	CGED	4	SIC	52,886	3.955,29	-11,283	54,852	5.831,94
18	CGED	5	SIC	52,886	3.955,29	-11,099	52,963	5.144,14
18	CGED	6	SIC	52,886	3.955,29	-11,358	55,669	6.102,65
21	COPELAN	1	SIC	37,171	3.866,98	2,670	52,729	6.381,00
22	FRONTEL	1	SIC	41,308	4.032,79	-1,419	52,943	6.220,08
23	SAESA	1	SIC	40,009	4.371,38	1,262	54,569	7.075,96
26	CODINER	1	SIC	40,689	4.353,89	-0,217	53,324	6.928,44
28	EDECSA	1	SIC	53,810	4.075,32	-10,134	56,968	8.696,05
29	CEC	1	SIC	39,716	3.978,01	1,211	54,548	9.335,68
30	EMETAL	1	SIC	39,611	3.721,76	1,378	54,606	6.682,04
31	LUZLINARES	1	SIC	53,578	4.160,87	-14,094	53,653	7.870,20
32	LUZPARRAL	1	SIC	56,973	4.303,66	-17,619	53,656	7.974,90
33	COPELEC	1	SIC	32,742	3.846,33	7,355	53,440	6.242,66
34	COELCHA	1	SIC	41,877	3.909,46	-2,209	53,403	6.514,69
35	SOCOEPA	1	SIC	45,249	4.289,24	-4,099	54,309	6.693,50
36	COOPREL	1	SIC	48,893	4.342,24	-7,931	54,208	7.252,34
39	LUZOSORNO	1	SIC	49,447	4.324,11	-8,675	55,054	7.811,57
40	CRELL	1	SIC	41,360	4.353,15	-0,069	54,959	7.251,85
42	ENELSA	1	SIC	35,354	4.054,03	9,139	57,530	7.696,86

Donde:

- Pe : Precio de nudo de la energía en nivel de distribución, en [\$/kWh].
- Pp : Precio de nudo de la potencia en nivel de distribución, en [\$/kW/mes].
- AR : Ajuste o recargo a nivel de distribución aplicable a los clientes regulados de la empresa concesionaria, resultante de la aplicación del Artículo 157° de la Ley, en [\$/kWh]. Se entenderá que el factor AR corresponde a un ajuste cuando su valor sea negativo y a un recargo cuando su valor sea positivo.
- PNEP : Precio de nudo de la energía promedio para todas las subestaciones troncales de generación-transporte de la concesionaria, en [\$/kWh].
- PNPP : Precio de nudo de la potencia de punta promedio para todas las subestaciones troncales de generación-transporte de la concesionaria, en [\$/kW/mes].

**Artículo cuarto:** Actualícense en el numeral 2.1 del Decreto N° 38, de 8 de abril de 2011, del Ministerio de Energía, la estructura tarifaria y los valores allí indicados de acuerdo a lo señalado en la siguiente tabla, según lo informado por la Comisión en su Informe Técnico:

COD Dx	Concesionaria	Sector de Nudo	Sistema Eléctrico	PNEP (\$/kWh)	PNPP (\$/kW/mes)	AR (\$/kWh)	Pe (\$/kWh)	Pp (\$/kW/mes)
4	EMELAT	1	SIC	52,130	3.983,30	-1,841	63,727	6.757,09
6	CHILQUINTA	1	SIC	59,286	4.090,18	-11,489	61,251	6.441,34
7	CONAFE	1	SIC	47,099	4.647,49	2,821	63,225	6.920,49
7	CONAFE	2	SIC	47,099	4.647,49	2,816	63,069	6.894,64
8	EMELCA	1	SIC	70,740	4.154,40	-23,551	60,925	12.076,87
9	LITORAL	1	SIC	60,005	4.122,98	-11,939	61,537	5.902,14
10	CHILECTRA	1	SIC	32,241	3.804,79	12,011	54,812	5.079,89
12	COLINA	1	SIC	32,373	3.811,36	12,360	56,302	6.434,56
13	TILTIL	1	SIC	31,923	3.749,67	12,377	56,712	6.733,76
14	EEPA	1	SIC	35,300	3.799,90	12,011	57,909	4.798,38
15	LUZANDES	1	SIC	32,052	3.786,66	12,882	57,987	8.432,57
17	EMELECTRIC	1	SIC	45,810	3.853,74	1,673	61,314	6.664,36
17	EMELECTRIC	2	SIC	45,810	3.853,74	1,673	61,345	6.678,44
17	EMELECTRIC	3	SIC	45,810	3.853,74	1,668	61,001	6.535,01
18	CGED	1	SIC	60,310	3.952,67	-15,416	59,328	6.099,94
18	CGED	2	SIC	60,310	3.952,67	-15,366	58,911	5.965,96
18	CGED	3	SIC	60,310	3.952,67	-15,314	58,486	5.829,28
18	CGED	4	SIC	60,310	3.952,67	-15,314	58,486	5.829,24
18	CGED	5	SIC	60,310	3.952,67	-15,065	56,546	5.143,77
18	CGED	6	SIC	60,310	3.952,67	-15,416	59,328	6.099,94
21	COPELAN	1	SIC	40,616	3.866,98	2,723	56,343	6.381,05
22	FRONTEL	1	SIC	46,460	4.037,73	-3,111	56,576	6.224,13
23	SAESA	1	SIC	44,234	4.372,96	0,645	58,333	7.076,63
26	CODINER	1	SIC	45,470	4.354,34	-1,480	56,998	6.928,90
28	EDECSA	1	SIC	60,730	4.073,49	-13,255	60,925	8.684,49
29	CEC	1	SIC	44,691	3.979,45	-0,222	58,286	9.337,18
30	EMETAL	1	SIC	44,826	3.722,85	-0,304	58,345	6.683,17
31	LUZLINARES	1	SIC	59,781	4.147,28	-16,882	57,313	7.856,03
32	LUZPARRAL	1	SIC	64,480	4.292,70	-21,779	57,300	7.963,55
33	COPELEC	1	SIC	36,356	3.846,83	7,240	57,081	6.243,02
34	COELCHA	1	SIC	47,137	3.908,47	-4,043	57,040	6.513,54
35	SOCOPEPA	1	SIC	51,204	4.288,05	-6,481	58,024	6.692,28
36	COOPREL	1	SIC	55,429	4.341,55	-10,919	57,912	7.251,63
39	LUZOSORNO	1	SIC	60,445	4.289,73	-16,387	58,870	7.816,71
40	CRELL	1	SIC	45,887	4.356,81	-0,994	58,708	7.235,80
42	ENELSA	1	SIC	39,008	4.067,27	11,950	64,105	7.720,63

Donde:

- Pe : Precio de nudo de la energía en nivel de distribución, en [\$/kWh].
- Pp : Precio de nudo de la potencia en nivel de distribución, en [\$/kW/mes].
- AR : Ajuste o recargo a nivel de distribución aplicable a los clientes regulados de la empresa concesionaria, resultante de la aplicación del Artículo 157° de la Ley, en [\$/kWh]. Se entenderá que el factor AR corresponde a un ajuste cuando su valor sea negativo y a un recargo cuando su valor sea positivo.

- PNEP : Precio de nudo de la energía promedio para todas las subestaciones troncales de generación-transporte de la concesionaria, en [\$/kWh].
- PNPP : Precio de nudo de la potencia de punta promedio para todas las subestaciones troncales de generación-transporte de la concesionaria, en [\$/kW/mes].

**Artículo quinto:** Actualícense en el numeral 2.1 del Decreto N° 52, de 4 de agosto de 2011, del Ministerio de Energía, la estructura tarifaria y los valores allí indicados de acuerdo a lo señalado en la siguiente tabla, según lo informado por la Comisión en su Informe Técnico:

COD Dx	Concesionaria	Sector de Nudo	Sistema Eléctrico	PNEP (\$/kWh)	PNPP (\$/kW/mes)	AR <sub>base</sub> (\$/kWh)	AR (\$/kWh)	Pe (\$/kWh)	Pp (\$/kW/mes)
3	ELECDA	2	SIC	53,992	3.934,57	7,150	6,722	73,458	5.627,89
4	EMELAT	1	SIC	54,419	3.917,64	4,331	3,903	71,078	6.747,76
6	CHILQUINTA	1	SIC	61,789	4.000,47	-14,052	-14,479	60,068	6.391,04
7	CONAFE	1	SIC	47,896	4.676,64	5,871	5,443	65,922	6.997,21
7	CONAFE	2	SIC	47,896	4.676,64	5,861	5,434	65,746	6.964,10
8	EMELCA	1	SIC	73,734	4.057,02	-26,596	-27,023	59,763	12.122,35
9	LITORAL	1	SIC	61,723	4.024,70	-13,686	-14,113	60,367	5.832,38
10	CHILECTRA	1	SIC	32,083	3.735,37	12,928	12,506	54,375	5.044,77
12	COLINA	1	SIC	32,219	3.741,61	13,293	12,859	55,844	6.363,05
13	TILTIL	1	SIC	31,867	3.691,77	13,354	12,917	56,275	6.742,97
14	EEPA	1	SIC	36,177	3.732,64	12,928	12,506	58,521	4.757,52
15	LUZANDES	1	SIC	31,871	3.711,48	13,878	13,424	57,598	8.433,12
17	EMELECTRIC	1	SIC	46,936	3.780,94	1,319	0,886	60,951	6.646,15
17	EMELECTRIC	2	SIC	46,936	3.780,94	1,319	0,886	60,984	6.661,08
17	EMELECTRIC	3	SIC	46,936	3.780,94	1,316	0,884	60,713	6.547,21
18	CGED	1	SIC	62,507	3.856,05	-16,946	-17,380	58,904	6.043,20
18	CGED	2	SIC	62,507	3.856,05	-16,897	-17,330	58,529	5.922,02
18	CGED	3	SIC	62,507	3.856,05	-16,833	-17,264	58,044	5.764,79
18	CGED	4	SIC	62,507	3.856,05	-16,833	-17,264	58,044	5.764,79
18	CGED	5	SIC	62,507	3.856,05	-16,539	-16,961	55,931	5.021,72
18	CGED	6	SIC	62,507	3.856,05	-16,946	-17,380	58,904	6.043,20
21	COPELAN	1	SIC	42,224	3.824,73	1,414	0,983	55,467	6.368,53
22	FRONTEL	1	SIC	48,223	3.970,59	-4,720	-5,150	55,571	6.185,50
23	SAESA	1	SIC	46,273	4.299,97	-0,527	-0,954	58,161	7.063,89
26	CODINER	1	SIC	46,957	4.284,86	-2,736	-3,167	56,085	6.906,24
28	EDECSA	1	SIC	64,459	3.997,64	-17,033	-17,461	59,782	8.690,85
29	CEC	1	SIC	47,137	3.913,70	-0,929	-1,363	58,944	9.381,72
30	EMETAL	1	SIC	46,419	3.660,78	-0,121	-0,554	59,007	6.679,95
31	LUZLINARES	1	SIC	62,481	4.064,36	-18,306	-18,740	57,517	7.846,32
32	LUZPARRAL	1	SIC	69,031	4.235,93	-25,468	-25,902	57,163	7.980,72
33	COPELEC	1	SIC	37,726	3.787,12	6,244	5,811	56,336	6.231,22
34	COELCHA	1	SIC	49,234	3.838,64	-5,868	-6,301	56,213	6.487,47
35	SOCOPEPA	1	SIC	53,210	4.215,50	-7,973	-8,400	57,420	6.670,96
36	COOPREL	1	SIC	56,933	4.258,62	-11,790	-12,217	57,415	7.231,27
39	LUZOSORNO	1	SIC	55,328	4.264,81	-10,244	-10,678	58,336	7.721,73
40	CRELL	1	SIC	48,167	4.275,17	-2,165	-2,598	58,753	7.222,19
42	ENELSA	1	SIC	38,055	3.854,71	13,112	12,684	63,102	7.562,52

Donde:

- Pe : Precio de nudo de la energía en nivel de distribución, en [\$/kWh].
- Pp : Precio de nudo de la potencia en nivel de distribución, en [\$/kW/mes].
- AR : Ajuste o recargo a nivel de distribución aplicable a los clientes regulados de la empresa concesionaria, resultante de la aplicación del Artículo 157° de la Ley y de la incorporación de los cargos de reliquidaciones que correspondan, en [\$/kWh]. Se entenderá que el factor AR corresponde a un ajuste cuando su valor sea negativo y a un recargo cuando su valor sea positivo.
- AR<sub>base</sub> : Ajuste o recargo base a nivel de distribución, según lo establecido en el artículo 157° de la Ley, sin considerar los cargos de reliquidaciones, en [\$/kWh].
- PNEP : Precio de nudo de la energía promedio para todas las subestaciones troncales de generación-transporte de la concesionaria, en [\$/kWh].
- PNPP : Precio de nudo de la potencia de punta promedio para todas las subestaciones troncales de generación-transporte de la concesionaria, en [\$/kW/mes].

**Artículo sexto:** Actualícese en el numeral 2.1 del Decreto N° 84, de 28 de octubre de 2011, del Ministerio de Energía, la estructura tarifaria y los valores allí indicados de acuerdo a lo señalado en la siguiente tabla, según lo informado por la Comisión en su Informe Técnico:

COD Dx	Concesionaria	Sector de Nudo	Sistema Eléctrico	PNEP (\$/kWh)	PNPP (\$/kW/mes)	AR <sub>base</sub> (\$/kWh)	AR (\$/kWh)	Pe (\$/kWh)	Pp (\$/kW/mes)
3	ELECDA	2	SIC	54,087	3.934,57	10,707	10,279	77,113	5.627,89
4	EMELAT	1	SIC	54,341	3.917,73	7,919	7,491	74,586	6.747,86
6	CHILQUINTA	1	SIC	69,123	4.000,52	-18,689	-19,116	62,946	6.391,09
7	CONAFE	1	SIC	47,918	4.677,98	9,063	8,635	69,137	6.998,59
7	CONAFE	2	SIC	47,918	4.677,98	9,047	8,620	68,955	6.965,48
8	EMELCA	1	SIC	84,191	4.057,02	-34,453	-34,880	62,621	12.122,35
9	LITORAL	1	SIC	69,060	4.026,76	-18,283	-18,711	63,286	5.834,49
10	CHILECTRA	1	SIC	32,084	3.735,37	15,643	15,220	57,090	5.044,78
12	COLINA	1	SIC	32,219	3.741,61	16,085	15,650	58,635	6.363,05
13	TILTIL	1	SIC	31,838	3.687,74	16,145	15,709	59,064	6.719,88
14	EEPA	1	SIC	36,177	3.732,64	15,643	15,220	61,235	4.757,52
15	LUZANDES	1	SIC	31,871	3.711,48	16,792	16,338	60,512	8.433,12
17	EMELECTRIC	1	SIC	46,931	3.781,99	4,261	3,827	63,887	6.647,40
17	EMELECTRIC	2	SIC	46,931	3.781,99	4,262	3,828	63,921	6.662,17
17	EMELECTRIC	3	SIC	46,931	3.781,99	4,253	3,820	63,648	6.549,76
18	CGED	1	SIC	69,944	3.855,47	-22,052	-22,486	61,528	6.042,60
18	CGED	2	SIC	69,944	3.855,47	-21,988	-22,420	61,144	5.920,75
18	CGED	3	SIC	69,944	3.855,47	-21,905	-22,336	60,651	5.764,20
18	CGED	4	SIC	69,944	3.855,47	-21,905	-22,336	60,651	5.764,20
18	CGED	5	SIC	69,944	3.855,47	-21,521	-21,945	58,490	5.020,93
18	CGED	6	SIC	69,944	3.855,47	-22,052	-22,486	61,528	6.042,60
21	COOPELAN	1	SIC	43,669	3.824,25	2,550	2,120	58,096	6.367,32
22	FRONTEL	1	SIC	51,217	3.970,54	-5,186	-5,618	58,198	6.185,46
23	SAESA	1	SIC	47,903	4.299,44	0,534	0,108	60,889	7.063,50
26	CODINER	1	SIC	48,796	4.284,86	-1,963	-2,393	58,758	6.906,24
28	EDECSA	1	SIC	72,553	3.997,79	-22,462	-22,889	62,645	8.690,41
29	CEC	1	SIC	50,037	3.915,14	-1,137	-1,571	61,750	9.383,21
30	EMETAL	1	SIC	46,410	3.661,07	2,703	2,269	61,820	6.680,25
31	LUZLINARES	1	SIC	70,164	4.066,76	-23,568	-24,001	60,242	7.848,80
32	LUZPARRAL	1	SIC	78,138	4.237,52	-32,225	-32,658	59,874	7.982,37
33	COPELEC	1	SIC	38,108	3.787,36	8,503	8,069	58,991	6.231,47
34	COELCHA	1	SIC	52,661	3.838,64	-6,786	-7,219	58,860	6.488,38
35	SOCOPEPA	1	SIC	56,970	4.215,02	-9,108	-9,535	60,135	6.670,47
36	COOPREL	1	SIC	61,890	4.258,19	-14,149	-14,576	60,131	7.230,83
39	LUZOSORNO	1	SIC	58,012	4.274,88	-10,273	-10,707	61,096	7.728,32
40	CRELL	1	SIC	50,577	4.274,16	-1,876	-2,308	61,545	7.223,47
42	ENELSA	1	SIC	38,039	3.853,75	15,865	15,437	65,838	7.560,60

Donde:

- Pe : Precio de nudo de la energía en nivel de distribución, en [\$/kWh].
- Pp : Precio de nudo de la potencia en nivel de distribución, en [\$/kW/mes].
- AR : Ajuste o recargo a nivel de distribución aplicable a los clientes regulados de la empresa concesionaria, resultante de la aplicación del Artículo 157° de la Ley y de la incorporación de los cargos de reliquidaciones que correspondan, en [\$/kWh]. Se entenderá que el factor AR corresponde a un ajuste cuando su valor sea negativo y a un recargo cuando su valor sea positivo.
- AR<sub>base</sub> : Ajuste o recargo base a nivel de distribución, según lo establecido en el artículo 157° de la Ley, sin considerar los cargos de reliquidaciones, en [\$/kWh].
- PNEP : Precio de nudo de la energía promedio para todas las subestaciones troncales de generación-transporte de la concesionaria, en [\$/kWh].
- PNPP : Precio de nudo de la potencia de punta promedio para todas las subestaciones troncales de generación-transporte de la concesionaria, en [\$/kW/mes].

**Artículo séptimo:** Actualícese en el numeral 2.1 del Decreto N° 127, de 6 de diciembre de 2011, del Ministerio de Energía, la estructura tarifaria y los valores allí indicados de acuerdo a lo señalado en la siguiente tabla, según lo informado por la Comisión en su Informe Técnico:

COD Dx	Concesionaria	Sector de Nudo	Sistema Eléctrico	PNEP (\$/kWh)	PNPP (\$/kW/mes)	AR <sub>base</sub> (\$/kWh)	AR (\$/kWh)	Pe (\$/kWh)	Pp (\$/kW/mes)
3	ELECDA	2	SIC	53,098	4.061,54	13,496	13,440	73,822	5.257,10
4	EMELAT	1	SIC	53,718	4.048,44	13,496	13,440	74,458	6.022,11
6	CHILQUINTA	1	SIC	66,881	4.122,25	-16,298	-16,354	58,034	5.818,84
7	CONAFE	1	SIC	50,913	5.503,72	8,965	8,908	67,047	7.153,54
7	CONAFE	2	SIC	50,913	5.503,72	8,949	8,893	66,920	7.152,58
8	EMELCA	1	SIC	80,804	4.180,10	-30,754	-30,810	57,844	9.820,99
9	LITORAL	1	SIC	67,481	4.162,10	-16,594	-16,650	58,353	5.454,21
10	CHILECTRA	1	SIC	32,877	3.854,33	13,319	13,263	49,817	4.778,15
12	COLINA	1	SIC	33,014	3.861,44	13,732	13,675	51,490	6.267,36
13	TILTIL	1	SIC	32,484	3.789,86	13,689	13,632	52,069	6.197,61
14	EEPA	1	SIC	36,450	3.869,86	13,319	13,263	53,435	4.596,82
15	LUZANDES	1	SIC	32,666	3.836,34	14,297	14,238	53,213	8.271,76
17	EMELECTRIC	1	SIC	47,087	3.925,53	4,717	4,660	59,457	5.940,78
17	EMELECTRIC	2	SIC	47,087	3.925,53	4,717	4,660	59,472	5.944,64
17	EMELECTRIC	3	SIC	47,087	3.925,53	4,707	4,650	59,135	5.865,10
18	CGED	1	SIC	68,814	3.988,70	-20,215	-20,272	57,124	5.533,88
18	CGED	2	SIC	68,814	3.988,70	-20,156	-20,213	56,658	5.448,64
18	CGED	3	SIC	68,814	3.988,70	-20,080	-20,137	56,057	5.338,82
18	CGED	4	SIC	68,814	3.988,70	-20,080	-20,137	56,057	5.338,82
18	CGED	5	SIC	68,814	3.988,70	-19,733	-19,789	53,463	4.821,86
18	CGED	6	SIC	68,814	3.988,70	-20,215	-20,272	57,124	5.533,88
21	COOPELAN	1	SIC	43,879	3.928,05	3,246	3,189	53,783	5.712,45
22	FRONTEL	1	SIC	50,759	4.098,31	-3,819	-3,876	53,887	5.662,78
23	SAESA	1	SIC	47,724	4.434,91	1,694	1,638	56,785	6.367,58
26	CODINER	1	SIC	48,937	4.415,85	-1,278	-1,335	54,335	6.258,34
28	EDECSA	1	SIC	69,846	4.112,72	-19,509	-19,565	57,832	7.419,98
29	CEC	1	SIC	50,842	4.041,23	-0,152	-0,209	58,506	7.832,61
30	EMETAL	1	SIC	46,028	3.770,75	4,649	4,591	58,302	5.882,44
31	LUZLINARES	1	SIC	69,118	4.208,44	-21,234	-21,291	56,421	6.848,01
32	LUZPARRAL	1	SIC	76,376	4.467,55	-29,111	-29,169	56,088	7.086,72
33	COPELEC	1	SIC	38,365	3.919,05	9,199	9,142	54,888	5.639,31
34	COELCHA	1	SIC	52,895	3.962,39	-6,111	-6,168	54,720	5.839,13
35	SOCOPEPA	1	SIC	56,842	4.345,66	-8,172	-8,228	55,885	6.058,56
36	COOPREL	1	SIC	60,561	4.390,26	-11,951	-12,007	55,914	6.457,20
39	LUZOSORNO	1	SIC	57,269	4.411,45	-8,576	-8,634	56,918	7.020,32
40	CRELL	1	SIC	49,797	4.407,63	0,031	-0,026	57,615	6.670,98
42	ENELSA	1	SIC	37,203	3.846,79	13,510	13,453	57,563	6.434,77

Donde:

- Pe : Precio de nudo de la energía en nivel de distribución, en [\$/kWh].
- Pp : Precio de nudo de la potencia en nivel de distribución, en [\$/kW/mes].
- AR : Ajuste o recargo a nivel de distribución aplicable a los clientes regulados de la empresa concesionaria, resultante de la aplicación del Artículo 157° de la Ley y de la incorporación de los cargos de reliquidaciones que correspondan, en [\$/kWh]. Se entenderá que el factor AR corresponde a un ajuste cuando su valor sea negativo y a un recargo cuando su valor sea positivo.
- AR<sub>base</sub> : Ajuste o recargo base a nivel de distribución, según lo establecido en el artículo 157° de la Ley, sin considerar los cargos de reliquidaciones, en [\$/kWh].
- PNEP : Precio de nudo de la energía promedio para todas las subestaciones troncales de generación-transporte de la concesionaria, en [\$/kWh].
- PNPP : Precio de nudo de la potencia de punta promedio para todas las subestaciones troncales de generación-transporte de la concesionaria, en [\$/kW/mes].

Para los efectos de la reliquidación señalada en el numeral 4 del mencionado decreto N° 127 debe considerarse el AR<sub>base</sub> y no el AR y en la fórmula señalada en el literal a) del mismo numeral debe considerarse el AR<sub>i</sub><sup>base</sup> y no el AR, entendiendo el primero como el ajuste o recargo base del sector de nudo "i" de la empresa concesionaria, establecido en el artículo 157° de la Ley, sin considerar los cargos de reliquidaciones, en [\$/kWh].

**Artículo octavo:** Actualícese en el numeral 2.1 del Decreto N° 16, de 17 de febrero de 2012, del Ministerio de Energía, la estructura tarifaria y los valores allí indicados de acuerdo a lo señalado en la siguiente tabla, según lo informado por la Comisión en su Informe Técnico:



COD Dx	Concesionaria	Sector de Nudo	Sistema Eléctrico	PNEP (\$/kWh)	PNPP (\$/kW/mes)	AR (\$/kWh)	Pe (\$/kWh)	Pp (\$/kW/mes)
1	EMELARI	1	SING	47,331	4.595,83	0,000	53,603	6.067,67
2	ELIQSA	1	SING	47,445	4.583,16	0,000	53,720	5.977,75
3	ELECDA	1	SING	46,075	4.377,73	0,000	52,321	5.737,02
20	COOPERSOL	1	SING	42,731	4.615,13	0,000	48,906	6.087,46
3	ELECDA	2	SIC	53,271	4.061,54	6,519	67,078	5.171,02
4	EMELAT	1	SIC	53,500	4.047,90	5,455	66,249	5.909,67
6	CHILQUINTA	1	SIC	43,152	4.122,44	0,614	50,689	5.824,76
7	CONAFE	1	SIC	50,748	5.485,00	0,397	58,366	7.134,32
7	CONAFE	2	SIC	50,748	5.485,00	0,397	58,255	7.133,37
8	EMELCA	1	SIC	47,093	4.180,10	-3,587	50,526	10.991,07
9	LITORAL	1	SIC	43,286	4.154,03	0,718	50,930	5.506,84
10	CHILECTRA	1	SIC	32,877	3.854,38	6,433	42,987	4.622,96
12	COLINA	1	SIC	33,014	3.861,44	6,633	44,448	6.112,32
13	TILTIL	1	SIC	32,696	3.818,49	6,653	44,962	6.267,87
14	EEPA	1	SIC	36,450	3.869,86	6,433	46,605	4.610,95
15	LUZANDES	1	SIC	32,666	3.836,34	6,906	45,881	8.116,72
17	EMELECTRIC	1	SIC	47,072	3.917,74	-2,926	51,824	5.861,45
17	EMELECTRIC	2	SIC	47,072	3.917,74	-2,927	51,869	5.873,00
17	EMELECTRIC	3	SIC	47,072	3.917,74	-2,921	51,549	5.796,38
18	CGED	1	SIC	52,578	3.993,88	-10,270	50,250	5.552,39
18	CGED	2	SIC	52,578	3.993,88	-10,240	49,809	5.467,39
18	CGED	3	SIC	52,578	3.993,88	-10,201	49,229	5.355,63
18	CGED	4	SIC	52,578	3.993,88	-10,201	49,229	5.355,63
18	CGED	5	SIC	52,578	3.993,88	-10,025	46,748	4.833,48
18	CGED	6	SIC	52,578	3.993,88	-10,270	50,250	5.552,39
21	COOPELAN	1	SIC	39,029	3.929,01	1,372	46,970	5.586,15
22	FRONTEL	1	SIC	40,409	4.086,36	-0,001	47,092	5.659,60
23	SAESA	1	SIC	42,614	4.436,99	-0,208	49,754	6.432,46
26	CODINER	1	SIC	42,061	4.417,83	-1,156	47,414	6.389,41
28	EDECSA	1	SIC	43,641	4.107,21	-0,033	50,509	7.370,64
29	CEC	1	SIC	40,349	4.030,83	3,289	51,097	7.689,01
30	EMETAL	1	SIC	45,963	3.771,57	-2,724	50,919	5.726,33
31	LUZLINARES	1	SIC	43,560	4.192,38	-1,846	49,300	6.819,60
32	LUZPARRAL	1	SIC	46,180	4.451,01	-4,872	48,997	6.964,82
33	COPELEC	1	SIC	37,049	3.919,49	3,616	47,994	5.615,44
34	COELCHA	1	SIC	40,034	3.959,97	0,336	47,840	5.819,26
35	SOCOEPA	1	SIC	43,941	4.351,66	-2,053	48,852	6.043,38
36	COOPREL	1	SIC	45,019	4.383,44	-3,131	48,878	6.311,96
39	LUZOSORNO	1	SIC	45,321	4.373,04	-3,404	49,838	7.023,18
40	CRELL	1	SIC	42,428	4.409,61	0,357	50,338	6.657,63
42	ENELSA	1	SIC	37,244	3.851,28	6,526	50,680	6.826,92

Donde:

- Pe : Precio de nudo de la energía en nivel de distribución, en [\$/kWh].
- Pp : Precio de nudo de la potencia en nivel de distribución, en [\$/kW/mes].
- AR : Ajuste o recargo a nivel de distribución aplicable a los clientes regulados de la empresa concesionaria, resultante de la aplicación del Artículo 157° de la Ley, en [\$/kWh]. Se entenderá que el factor AR corresponde a un ajuste cuando su valor sea negativo y a un recargo cuando su valor sea positivo.
- PNEP : Precio de nudo de la energía promedio para todas las subestaciones troncales de generación-transporte de la concesionaria, en [\$/kWh].
- PNPP : Precio de nudo de la potencia de punta promedio para todas las subestaciones troncales de generación-transporte de la concesionaria, en [\$/kW/mes].

**Artículo noveno:** Actualícense en el numeral 2.1 del Decreto N° 64, de 28 de junio de 2012, del Ministerio de Energía, la estructura tarifaria y los valores allí indicados de acuerdo a lo señalado en la siguiente tabla, según lo informado por la Comisión en su Informe Técnico:

COD Dx	Concesionaria	Sector de Nudo	Sistema Eléctrico	PNEP (\$/kWh)	PNPP (\$/kW/mes)	AR (\$/kWh)	Pe (\$/kWh)	Pp (\$/kW/mes)
1	EMELARI	1	SING	41,465	4.595,73	0,000	47,614	6.067,56
2	ELIQSA	1	SING	41,574	4.583,20	0,000	47,725	5.977,80
3	ELECDA	1	SING	40,366	4.377,83	0,000	46,492	5.737,12
20	COOPERSOL	1	SING	42,731	4.615,13	0,000	48,906	6.087,46
3	ELECDA	2	SIC	49,242	4.061,54	6,461	62,885	5.171,02
4	EMELAT	1	SIC	49,573	4.045,49	6,461	63,224	5.907,20
6	CHILQUINTA	1	SIC	43,095	4.119,54	0,307	50,323	5.821,78
7	CONAFE	1	SIC	50,748	5.484,80	-0,012	57,957	7.134,11
7	CONAFE	2	SIC	50,748	5.484,80	-0,012	57,846	7.133,16
8	EMELCA	1	SIC	47,093	4.180,10	-3,941	50,172	10.991,07
9	LITORAL	1	SIC	43,457	4.149,72	0,130	50,517	5.502,42
10	CHILECTRA	1	SIC	32,875	3.854,19	6,376	42,928	4.622,74
12	COLINA	1	SIC	33,014	3.861,44	6,574	44,389	6.112,32
13	TILTIL	1	SIC	32,701	3.819,26	6,595	44,897	6.271,39
14	EEPA	1	SIC	36,450	3.869,86	6,376	46,548	4.610,95
15	LUZANDES	1	SIC	32,666	3.836,34	6,845	45,820	8.116,72
17	EMELECTRIC	1	SIC	43,594	3.913,58	0,249	51,387	5.857,69
17	EMELECTRIC	2	SIC	43,594	3.913,58	0,249	51,430	5.868,69
17	EMELECTRIC	3	SIC	43,594	3.913,58	0,249	51,097	5.788,53
18	CGED	1	SIC	52,616	3.991,31	-10,753	49,806	5.549,73
18	CGED	2	SIC	52,616	3.991,31	-10,723	49,372	5.465,96
18	CGED	3	SIC	52,616	3.991,31	-10,682	48,787	5.352,98
18	CGED	4	SIC	52,616	3.991,31	-10,682	48,787	5.352,98
18	CGED	5	SIC	52,616	3.991,31	-10,497	46,309	4.829,84
18	CGED	6	SIC	52,616	3.991,31	-10,753	49,806	5.549,73
21	COOPELAN	1	SIC	38,676	3.928,53	1,407	46,629	5.583,11
22	FRONTEL	1	SIC	40,417	4.091,82	-0,340	46,754	5.663,68
23	SAESA	1	SIC	42,178	4.438,87	-0,119	49,459	6.434,71
26	CODINER	1	SIC	42,038	4.418,75	-1,467	47,080	6.390,36
28	EDECSA	1	SIC	43,524	4.104,35	-0,264	50,156	7.366,62
29	CEC	1	SIC	40,325	4.031,85	2,956	50,739	7.690,07
30	EMETAL	1	SIC	42,509	3.771,52	0,494	50,547	5.726,28
31	LUZLINARES	1	SIC	43,162	4.178,89	-1,774	48,958	6.805,63
32	LUZPARRAL	1	SIC	45,971	4.436,02	-5,029	48,623	6.949,30
33	COPELEC	1	SIC	36,425	3.919,24	3,930	47,659	5.615,18
34	COELCHA	1	SIC	39,987	3.959,00	0,052	47,510	5.820,53
35	SOCOEPA	1	SIC	44,000	4.349,82	-2,452	48,514	6.041,50
36	COOPREL	1	SIC	45,019	4.383,20	-3,471	48,538	6.311,72
39	LUZOSORNO	1	SIC	46,529	4.333,33	-5,022	49,457	6.962,95
40	CRELL	1	SIC	42,196	4.413,14	0,243	49,994	6.671,99
42	ENELSA	1	SIC	37,245	3.851,28	6,468	50,623	6.826,93

Donde:

- Pe : Precio de nudo de la energía en nivel de distribución, en [\$/kWh].
- Pp : Precio de nudo de la potencia en nivel de distribución, en [\$/kW/mes].
- AR : Ajuste o recargo a nivel de distribución aplicable a los clientes regulados de la empresa concesionaria, resultante de la aplicación del Artículo 157° de la Ley, en [\$/kWh]. Se entenderá que el factor AR corresponde a un ajuste cuando su valor sea negativo y a un recargo cuando su valor sea positivo.
- PNEP : Precio de nudo de la energía promedio para todas las subestaciones troncales de generación-transporte de la concesionaria, en [\$/kWh].
- PNPP : Precio de nudo de la potencia de punta promedio para todas las subestaciones troncales de generación-transporte de la concesionaria, en [\$/kW/mes].

**Artículo décimo:** Actualícense en el numeral 2.1 del Decreto N° 82, de 9 de agosto de 2012, del Ministerio de Energía, la estructura tarifaria y los valores allí indicados de acuerdo a lo señalado en la siguiente tabla, según lo informado por la Comisión en su Informe Técnico:



COD Dx	Concesionaria	Sector de Nudo	Sistema Eléctrico	PNEP (\$/kWh)	PNPP (\$/kW/mes)	AR <sub>base</sub> (\$/kWh)	AR (\$/kWh)	Pe (\$/kWh)	Pp (\$/kW/mes)
1	EMELARI	1	SING	39,713	4.617,80	0,000	0,003	46,016	6.138,52
2	ELIQSA	1	SING	39,844	4.599,36	0,000	0,003	46,150	6.039,94
3	ELECDA	1	SING	38,676	4.396,41	0,000	0,003	44,957	5.800,68
20	COOPERSOL	1	SING	41,070	4.543,10	0,000	0,003	47,401	6.061,92
3	ELECDA	2	SIC	48,704	4.095,81	3,831	4,064	59,658	5.238,36
4	EMELAT	1	SIC	49,058	4.077,85	1,614	1,847	57,804	5.996,75
6	CHILQUINTA	1	SIC	42,934	4.182,55	0,358	0,590	50,175	5.941,14
7	CONAFE	1	SIC	48,485	4.993,99	-0,929	-0,696	54,673	6.678,50
7	CONAFE	2	SIC	48,485	4.993,99	-0,927	-0,695	54,577	6.681,09
8	EMELCA	1	SIC	47,496	4.246,42	-4,445	-4,212	50,047	11.289,06
9	LITORAL	1	SIC	43,014	4.210,60	0,425	0,658	50,325	5.607,58
10	CHILECTRA	1	SIC	31,966	3.889,46	7,363	7,593	42,784	4.661,48
12	COLINA	1	SIC	32,099	3.896,69	7,591	7,828	44,247	6.244,62
13	TILTIL	1	SIC	31,648	3.833,69	7,583	7,820	44,896	6.200,52
14	EEPA	1	SIC	34,475	3.902,76	7,363	7,593	45,323	4.647,10
15	LUZANDES	1	SIC	31,759	3.870,24	7,904	8,151	45,700	8.375,89
17	EMELECTRIC	1	SIC	42,514	3.935,72	0,455	0,690	50,395	5.934,44
17	EMELECTRIC	2	SIC	42,514	3.935,72	0,455	0,691	50,457	5.945,21
17	EMELECTRIC	3	SIC	42,514	3.935,72	0,454	0,690	50,124	5.864,23
18	CGED	1	SIC	52,708	4.037,99	-12,095	-11,859	48,503	5.639,88
18	CGED	2	SIC	52,708	4.037,99	-12,059	-11,824	48,044	5.550,02
18	CGED	3	SIC	52,708	4.037,99	-12,015	-11,780	47,471	5.437,84
18	CGED	4	SIC	52,708	4.037,99	-12,015	-11,780	47,471	5.437,84
18	CGED	5	SIC	52,708	4.037,99	-11,804	-11,575	44,869	4.878,07
18	CGED	6	SIC	52,708	4.037,99	-12,095	-11,859	48,503	5.639,88
21	COOPELAN	1	SIC	42,125	3.920,58	-4,250	-4,015	44,502	5.629,52
22	FRONTEL	1	SIC	38,253	4.093,67	0,000	0,234	44,750	5.701,18
23	SAESA	1	SIC	40,918	4.483,01	-0,671	-0,438	47,647	6.562,09
26	CODINER	1	SIC	38,933	4.509,32	-0,113	0,122	45,150	6.538,23
28	EDECSA	1	SIC	43,878	4.173,57	-0,709	-0,476	50,019	7.536,06
29	CEC	1	SIC	39,645	4.046,73	3,268	3,504	50,288	7.809,22
30	EMETAL	1	SIC	41,633	3.779,08	0,984	1,220	50,070	5.787,84
31	LUZLINARES	1	SIC	43,019	4.235,50	-2,571	-2,335	47,956	6.937,40
32	LUZPARRAL	1	SIC	47,290	4.644,45	-7,718	-7,482	47,249	7.234,68
33	COPELEC	1	SIC	37,533	3.968,48	0,779	1,015	45,603	5.712,11
34	COELCHA	1	SIC	46,705	3.948,24	-9,038	-8,802	45,340	5.849,62
35	SOCOPEA	1	SIC	39,559	4.489,03	0,927	1,159	47,404	6.264,59
36	COOPREL	1	SIC	41,860	4.491,84	-1,518	-1,286	47,314	6.515,50
39	LUZOSORNO	1	SIC	43,170	4.438,59	-2,953	-2,716	48,068	7.181,55
40	CRELL	1	SIC	44,634	4.387,38	-4,435	-4,200	47,908	6.761,96
42	ENELSA	1	SIC	37,887	4.142,36	7,467	7,700	52,229	7.210,79

Donde:

- Pe : Precio de nudo de la energía en nivel de distribución, en [\$/kWh].
- Pp : Precio de nudo de la potencia en nivel de distribución, en [\$/kW/mes].
- AR : Ajuste o recargo a nivel de distribución aplicable a los clientes regulados de la empresa concesionaria, resultante de la aplicación del Artículo 157° de la Ley y de la incorporación de los cargos de reliquidaciones que correspondan, en [\$/kWh]. Se entenderá que el factor AR corresponde a un ajuste cuando su valor sea negativo y a un recargo cuando su valor sea positivo.
- AR<sub>base</sub> : Ajuste o recargo base a nivel de distribución, según lo establecido en el artículo 157° de la Ley, sin considerar los cargos de reliquidaciones, en [\$/kWh].
- PNEP : Precio de nudo de la energía promedio para todas las subestaciones troncales de generación-transporte de la concesionaria, en [\$/kWh].
- PNPP : Precio de nudo de la potencia de punta promedio para todas las subestaciones troncales de generación-transporte de la concesionaria, en [\$/kW/mes].

Para los efectos de la reliquidación señalada en el numeral 4 del mencionado decreto N° 82, debe considerarse el AR<sup>base</sup> y no el AR y en la fórmula señalada en el literal a) del mismo numeral debe considerarse el AR<sup>base</sup> y no el AR, entendiendo el primero como el ajuste o recargo base del sector de nudo "i" de la empresa concesionaria, establecido en el artículo 157° de la Ley, sin considerar los cargos de reliquidaciones [\$/kWh].

**Artículo undécimo:** Actualizarse en el numeral 2.1 del Decreto N° 98, de 11 de septiembre de 2012, del Ministerio de Energía, la estructura tarifaria y los valores allí indicados de acuerdo a lo señalado en la siguiente tabla, según lo informado por la Comisión en su Informe Técnico:

COD Dx	Concesionaria	Sector de Nudo	Sistema Eléctrico	PNEP (\$/kWh)	PNPP (\$/kW/mes)	AR <sub>base</sub> (\$/kWh)	AR (\$/kWh)	Pe (\$/kWh)	Pp (\$/kW/mes)
3	ELECDA	2	SIC	48,779	4.095,81	2,320	2,553	58,224	5.238,36
4	EMELAT	1	SIC	49,002	4.078,28	0,287	0,520	56,420	5.997,19
6	CHILQUINTA	1	SIC	42,927	4.182,06	-0,816	-0,583	48,995	5.940,64
7	CONAFE	1	SIC	48,497	4.994,81	-2,222	-1,989	53,392	6.679,34
7	CONAFE	2	SIC	48,497	4.994,81	-2,218	-1,986	53,299	6.681,94
8	EMELCA	1	SIC	47,496	4.246,42	-5,622	-5,390	48,869	11.289,06
9	LITORAL	1	SIC	43,024	4.210,89	-0,768	-0,536	49,141	5.607,87
10	CHILECTRA	1	SIC	31,966	3.889,51	6,322	6,552	41,743	4.661,54
12	COLINA	1	SIC	32,099	3.896,69	6,518	6,755	43,174	6.244,62
13	TILTIL	1	SIC	31,674	3.837,33	6,516	6,753	43,807	6.239,37
14	EEPA	1	SIC	34,475	3.902,76	6,322	6,552	44,282	4.647,10
15	LUZANDES	1	SIC	31,759	3.870,24	6,786	7,033	44,582	8.375,89
17	EMELECTRIC	1	SIC	42,514	3.936,74	-0,727	-0,492	49,212	5.935,26
17	EMELECTRIC	2	SIC	42,514	3.936,74	-0,728	-0,492	49,274	5.946,27
17	EMELECTRIC	3	SIC	42,514	3.936,74	-0,726	-0,491	48,935	5.863,19
18	CGED	1	SIC	48,532	4.037,46	-8,819	-8,583	47,439	5.639,33
18	CGED	2	SIC	48,532	4.037,46	-8,793	-8,558	46,983	5.549,55
18	CGED	3	SIC	48,532	4.037,46	-8,760	-8,526	46,413	5.437,30
18	CGED	4	SIC	48,532	4.037,46	-8,760	-8,526	46,413	5.437,30
18	CGED	5	SIC	48,532	4.037,46	-8,607	-8,377	43,826	4.876,62
18	CGED	6	SIC	48,532	4.037,46	-8,819	-8,583	47,439	5.639,33
21	COOPELAN	1	SIC	42,062	3.921,06	-5,231	-4,996	43,448	5.628,24
22	FRONTEL	1	SIC	38,230	4.095,27	-1,024	-0,790	43,703	5.702,97
23	SAESA	1	SIC	40,994	4.482,18	-1,816	-1,584	46,596	6.564,66
26	CODINER	1	SIC	38,941	4.509,27	-1,188	-0,954	44,082	6.538,18
28	EDECSA	1	SIC	43,901	4.173,52	-1,912	-1,679	48,842	7.536,63
29	CEC	1	SIC	41,225	4.079,50	0,442	0,678	49,104	7.843,16
30	EMETAL	1	SIC	41,620	3.778,74	-0,184	0,052	48,889	5.787,49
31	LUZLINARES	1	SIC	43,087	4.237,74	-3,762	-3,526	46,836	6.939,72
32	LUZPARRAL	1	SIC	47,339	4.646,54	-8,864	-8,628	46,153	7.236,84
33	COPELEC	1	SIC	37,677	3.968,24	-0,434	-0,199	44,539	5.711,86
34	COELCHA	1	SIC	46,630	3.948,24	-10,013	-9,777	44,290	5.852,16
35	SOCOPEA	1	SIC	39,559	4.488,98	-0,176	0,056	46,301	6.264,54
36	COOPREL	1	SIC	41,916	4.490,44	-2,675	-2,443	46,215	6.514,07
39	LUZOSORNO	1	SIC	41,319	4.493,15	-2,145	-1,908	46,948	7.237,06
40	CRELL	1	SIC	44,954	4.380,10	-5,882	-5,647	46,792	6.754,51
42	ENELSA	1	SIC	37,825	4.137,36	6,411	6,644	51,109	7.205,54

Donde

- Pe : Precio de nudo de la energía en nivel de distribución, en [\$/kWh].
- Pp : Precio de nudo de la potencia en nivel de distribución, en [\$/kW/mes].
- AR : Ajuste o recargo a nivel de distribución aplicable a los clientes regulados de la empresa concesionaria, resultante de la aplicación del Artículo 157° de la Ley y de la incorporación de los cargos de reliquidaciones que correspondan, en [\$/kWh]. Se entenderá que el factor AR corresponde a un ajuste cuando su valor sea negativo y a un recargo cuando su valor sea positivo.
- AR<sub>base</sub> : Ajuste o recargo base a nivel de distribución, según lo establecido en el artículo 157° de la Ley, sin considerar los cargos de reliquidaciones, en [\$/kWh].
- PNEP : Precio de nudo de la energía promedio para todas las subestaciones troncales de generación-transporte de la concesionaria, en [\$/kWh].
- PNPP : Precio de nudo de la potencia de punta promedio para todas las subestaciones troncales de generación-transporte de la concesionaria, en [\$/kW/mes].

Para los efectos de la reliquidación señalada en el numeral 4 del mencionado decreto N° 98, debe considerarse el AR<sup>base</sup> y no el AR y en la fórmula señalada en el literal a) del mismo numeral debe considerarse el AR<sup>base</sup> y no el AR, entendiendo el primero como el ajuste o recargo base del sector de nudo "i" de la empresa concesionaria, establecido en el artículo 157° de la Ley, sin considerar los cargos de reliquidaciones, en [\$/kWh].



**Artículo duodécimo:** Actualícense en el numeral 2.1 del Decreto N° 105, de 26 de octubre de 2012, del Ministerio de Energía, la estructura tarifaria y los valores allí indicados de acuerdo a lo señalado en la siguiente tabla, según lo informado por la Comisión en su Informe Técnico:

COD Dx	Concesionaria	Sector de Nudo	Sistema Eléctrico	PNEP (\$/kWh)	PNPP (\$/kW/mes)	AR <sub>base</sub> (\$/kWh)	AR (\$/kWh)	Pe (\$/kWh)	Pp (\$/kW/mes)
1	EMELARI	1	SING	35,560	4.617,90	0,001	0,004	41,777	6.138,62
2	ELIQSA	1	SING	35,680	4.599,36	0,001	0,004	41,899	6.039,94
3	ELECDA	1	SING	34,631	4.396,36	0,001	0,004	40,828	5.800,63
20	COOPERSOL	1	SING	41,070	4.543,10	-3,678	-3,675	43,723	6.061,92

Donde:

Pe : Precio de nudo de la energía en nivel de distribución, en [\$/kWh].

Pp : Precio de nudo de la potencia en nivel de distribución, en [\$/kW/mes].

AR : Ajuste o recargo a nivel de distribución aplicable a los clientes regulados de la empresa concesionaria, resultante de la aplicación del Artículo 157° de la Ley y de la incorporación de los cargos de reliquidaciones que correspondan, en [\$/kWh]. Se entenderá que el factor AR corresponde a un ajuste cuando su valor sea negativo y a un recargo cuando su valor sea positivo.

AR<sub>base</sub> : Ajuste o recargo base a nivel de distribución, según lo establecido en el artículo 157° de la Ley, sin considerar los cargos de reliquidaciones, en [\$/kWh].

PNEP : Precio de nudo de la energía promedio para todas las subestaciones troncales de generación-transporte de la concesionaria, en [\$/kWh].

PNPP : Precio de nudo de la potencia de punta promedio para todas las subestaciones troncales de generación-transporte de la concesionaria, en [\$/kW/mes].

Para los efectos de la reliquidación señalada en el numeral 4 del mencionado decreto N° 105, debe considerarse el AR<sub>base</sub> y no el AR y en la fórmula señalada en el literal a) del mismo numeral debe considerarse el AR<sub>base</sub> y no el AR, entendiendo el primero como el ajuste o recargo base del sector de nudo "i" de la empresa concesionaria, establecido en el artículo 157° de la Ley, sin considerar los cargos de reliquidaciones, en [\$/kWh].

**Artículo decimotercero:** Actualícense en el numeral 2.1 del Decreto N° 106, de 30 de octubre de 2012, del Ministerio de Energía, la estructura tarifaria y los valores allí indicados de acuerdo a lo señalado en la siguiente tabla, según lo informado por la Comisión en su Informe Técnico:

COD Dx	Concesionaria	Sector de Nudo	Sistema Eléctrico	PNEP (\$/kWh)	PNPP (\$/kW/mes)	AR <sub>base</sub> (\$/kWh)	AR (\$/kWh)	Pe (\$/kWh)	Pp (\$/kW/mes)
3	ELECDA	2	SIC	44,205	4.095,81	6,078	6,311	57,287	5.238,36
4	EMELAT	1	SIC	44,468	4.079,11	4,675	4,908	56,154	5.998,05
6	CHILQUINTA	1	SIC	42,961	4.183,13	-1,073	-0,840	48,772	5.941,74
7	CONAFE	1	SIC	48,530	4.997,78	-2,466	-2,233	53,182	6.682,39
7	CONAFE	2	SIC	48,530	4.997,78	-2,462	-2,230	53,088	6.684,98
8	EMELCA	1	SIC	47,496	4.246,42	-5,843	-5,611	48,648	11.289,06
9	LITORAL	1	SIC	43,149	4.213,61	-1,119	-0,886	48,919	5.610,66
10	CHILECTRA	1	SIC	31,969	3.889,75	5,999	6,229	41,423	4.661,82
12	COLINA	1	SIC	32,099	3.896,69	6,185	6,422	42,841	6.244,33
13	TILTIL	1	SIC	31,671	3.836,89	6,182	6,419	43,476	6.236,04
14	EEPA	1	SIC	34,475	3.902,81	5,999	6,229	43,959	4.647,15
15	LUZANDES	1	SIC	31,759	3.870,24	6,439	6,686	44,235	8.375,89
17	EMELECTRIC	1	SIC	38,621	3.940,96	3,150	3,385	49,043	5.938,71
17	EMELECTRIC	2	SIC	38,621	3.940,96	3,152	3,388	49,107	5.950,64
17	EMELECTRIC	3	SIC	38,621	3.940,96	3,145	3,380	48,767	5.867,33
18	CGED	1	SIC	48,489	4.036,83	-8,993	-8,758	47,219	5.638,67
18	CGED	2	SIC	48,489	4.036,83	-8,967	-8,732	46,762	5.548,49
18	CGED	3	SIC	48,489	4.036,83	-8,934	-8,699	46,196	5.436,65
18	CGED	4	SIC	48,489	4.036,83	-8,934	-8,699	46,196	5.436,65
18	CGED	5	SIC	48,489	4.036,83	-8,778	-8,547	43,623	4.877,93
18	CGED	6	SIC	48,489	4.036,83	-8,993	-8,758	47,219	5.638,67
21	COPELAN	1	SIC	42,009	3.922,52	-5,372	-5,138	43,236	5.626,31
22	FRONTEL	1	SIC	38,356	4.094,88	-1,354	-1,119	43,506	5.702,91
23	SAESA	1	SIC	40,949	4.479,85	-2,011	-1,778	46,345	6.558,91
26	CODINER	1	SIC	38,966	4.509,27	-1,416	-1,181	43,881	6.538,18

COD Dx	Concesionaria	Sector de Nudo	Sistema Eléctrico	PNEP (\$/kWh)	PNPP (\$/kW/mes)	AR <sub>base</sub> (\$/kWh)	AR (\$/kWh)	Pe (\$/kWh)	Pp (\$/kW/mes)
28	EDECSA	1	SIC	44,176	4.178,91	-2,420	-2,188	48,623	7.546,98
29	CEC	1	SIC	40,668	4.069,64	0,796	1,032	48,879	7.832,95
30	EMETAL	1	SIC	37,784	3.778,55	3,585	3,821	48,670	5.787,29
31	LUZLINARES	1	SIC	43,123	4.239,24	-4,011	-3,775	46,624	6.941,27
32	LUZPARRAL	1	SIC	47,516	4.655,62	-9,243	-9,007	45,958	7.246,25
33	COPELEC	1	SIC	38,227	3.969,21	-1,207	-0,971	44,339	5.712,87
34	COELCHA	1	SIC	46,516	3.947,76	-10,092	-9,856	44,096	5.854,51
35	SOCOEPA	1	SIC	39,559	4.488,98	-0,383	-0,151	46,094	6.264,54
36	COOPREL	1	SIC	41,610	4.499,12	-2,570	-2,337	46,007	6.522,95
39	LUZOSORNO	1	SIC	41,303	4.493,44	-2,338	-2,102	46,748	7.248,10
40	CRELL	1	SIC	45,584	4.366,03	-6,745	-6,510	46,583	6.740,51
42	ENELSA	1	SIC	37,702	4.127,31	6,084	6,317	50,656	7.195,65

Donde:

Pe : Precio de nudo de la energía en nivel de distribución, en [\$/kWh].

Pp : Precio de nudo de la potencia en nivel de distribución, en [\$/kW/mes].

AR : Ajuste o recargo a nivel de distribución aplicable a los clientes regulados de la empresa concesionaria, resultante de la aplicación del Artículo 157° de la Ley y de la incorporación de los cargos de reliquidaciones que correspondan, en [\$/kWh]. Se entenderá que el factor AR corresponde a un ajuste cuando su valor sea negativo y a un recargo cuando su valor sea positivo.

AR<sub>base</sub> : Ajuste o recargo base a nivel de distribución, según lo establecido en el artículo 157° de la Ley, sin considerar los cargos de reliquidaciones, en [\$/kWh].

PNEP : Precio de nudo de la energía promedio para todas las subestaciones troncales de generación-transporte de la concesionaria, en [\$/kWh].

PNPP : Precio de nudo de la potencia de punta promedio para todas las subestaciones troncales de generación-transporte de la concesionaria, en [\$/kW/mes].

Para los efectos de la reliquidación señalada en el numeral 4 del mencionado decreto N° 106, debe considerarse el AR<sub>base</sub> y no el AR y en la fórmula señalada en el literal a) del mismo numeral debe considerarse el AR<sub>base</sub> y no el AR, entendiendo el primero como el ajuste o recargo base del sector de nudo "i" de la empresa concesionaria, establecido en el artículo 157° de la Ley, sin considerar los cargos de reliquidaciones, en [\$/kWh].

**Artículo decimocuarto:** Actualícense en el numeral 2.1 del Decreto N° 1T, de 17 de enero de 2013, del Ministerio de Energía, la estructura tarifaria y los valores allí indicados de acuerdo a lo señalado en la siguiente tabla, según lo informado por la Comisión en su Informe Técnico:

COD Dx	Concesionaria	Sector de Nudo	Sistema Eléctrico	PNEP (\$/kWh)	PNPP (\$/kW/mes)	AR <sub>base</sub> (\$/kWh)	AR (\$/kWh)	Pe (\$/kWh)	Pp (\$/kW/mes)
1	EMELARI	1	SING	37,614	4.563,23	0,000	0,000	45,081	5.374,03
2	ELIQSA	1	SING	37,734	4.566,08	0,000	0,000	45,204	5.337,51
3	ELECDA	1	SING	36,618	4.361,46	0,000	0,000	44,064	5.112,26
20	COOPERSOL	1	SING	39,679	4.294,20	-0,358	-0,358	46,832	5.098,16
3	ELECDA	2	SIC	42,037	4.055,77	0,465	0,729	50,792	4.674,68
4	EMELAT	1	SIC	42,452	4.042,75	-0,118	0,146	50,635	5.045,31
6	CHILQUINTA	1	SIC	41,991	4.146,58	-2,183	-1,920	47,918	5.058,85
7	CONAFE	1	SIC	46,987	5.132,67	-3,748	-3,485	51,659	6.036,35
7	CONAFE	2	SIC	46,987	5.132,67	-3,742	-3,479	51,478	6.025,61
8	EMELCA	1	SIC	46,962	4.203,06	-7,504	-7,241	47,690	7.690,87
9	LITORAL	1	SIC	42,287	4.187,15	-2,203	-1,940	48,201	4.923,92
10	CHILECTRA	1	SIC	30,677	3.858,61	5,809	6,069	40,628	4.268,48
12	COLINA	1	SIC	30,794	3.865,12	5,989	6,258	42,009	5.794,85
13	TILTIL	1	SIC	30,373	3.808,36	5,988	6,257	42,853	5.660,32
14	EEPA	1	SIC	31,818	3.859,70	5,809	6,069	41,782	4.255,70
15	LUZANDES	1	SIC	30,438	3.837,47	6,236	6,515	43,351	7.847,91
17	EMELECTRIC	1	SIC	37,253	3.946,86	4,072	4,339	49,874	5.004,80
17	EMELECTRIC	2	SIC	37,253	3.946,86	4,076	4,343	49,958	5.013,24
17	EMELECTRIC	3	SIC	37,253	3.946,86	4,068	4,334	49,587	4.971,91
18	CGED	1	SIC	47,146	3.978,92	-8,352	-8,085	47,814	4.842,78
18	CGED	2	SIC	47,146	3.978,92	-8,327	-8,061	47,288	4.795,01
18	CGED	3	SIC	47,146	3.978,92	-8,296	-8,031	46,627	4.734,95



COD Dx	Concesionaria	Sector de Nudo	Sistema Eléctrico	PNEP (\$/kWh)	PNPP (\$/kW/mes)	AR <sub>base</sub> (\$/kWh)	AR (\$/kWh)	Pe (\$/kWh)	Pp (\$/kW/mes)
18	CGED	4	SIC	47,146	3.978,92	-8,296	-8,031	46,627	4.734,95
18	CGED	5	SIC	47,146	3.978,92	-8,153	-7,892	43,645	4.427,86
18	CGED	6	SIC	47,146	3.978,92	-8,352	-8,085	47,814	4.842,78
21	COPELAN	1	SIC	42,210	3.886,68	-6,035	-5,770	43,979	4.792,25
22	FRONTEL	1	SIC	36,064	4.042,42	0,462	0,727	44,176	4.905,58
23	SAESA	1	SIC	38,693	4.396,51	-0,131	0,132	47,170	5.480,17
26	CODINER	1	SIC	37,121	4.425,11	0,129	0,394	44,701	5.499,45
28	EDECSA	1	SIC	42,945	4.131,72	-3,368	-3,105	47,676	5.831,95
29	CEC	1	SIC	42,395	4.134,76	-1,881	-1,614	49,346	6.074,04
30	EMETAL	1	SIC	35,869	3.683,87	4,662	4,929	49,105	4.743,28
31	LUZLINARES	1	SIC	42,516	4.193,75	-4,009	-3,742	47,344	5.606,55
32	LUZPARRAL	1	SIC	46,717	4.438,02	-8,917	-8,649	46,804	5.797,00
33	COPELEC	1	SIC	38,290	3.917,08	-1,748	-1,481	45,212	4.850,16
34	COELCHA	1	SIC	44,886	3.914,23	-8,857	-8,590	44,993	4.949,47
35	SOCOPEPA	1	SIC	36,183	4.453,75	2,510	2,774	46,848	5.375,18
36	COOPREL	1	SIC	38,009	4.452,37	0,528	0,791	46,735	5.495,24
39	LUZOSORNO	1	SIC	38,933	4.418,03	-0,454	-0,186	47,516	6.241,90
40	CRELL	1	SIC	43,545	4.315,48	-5,006	-4,739	47,542	5.841,25
42	ENELSA	1	SIC	34,312	4.003,24	5,892	6,156	48,329	5.595,96

Donde:

Pe : Precio de nudo de la energía en nivel de distribución, en [\$/kWh].

Pp : Precio de nudo de la potencia en nivel de distribución, en [\$/kW/mes].

AR : Ajuste o recargo a nivel de distribución aplicable a los clientes regulados de la empresa concesionaria, resultante de la aplicación del Artículo 157° de la Ley y de la incorporación de los cargos de reliquidaciones que correspondan, en [\$/kWh]. Se entenderá que el factor AR corresponde a un ajuste cuando su valor sea negativo y a un recargo cuando su valor sea positivo.

AR<sub>base</sub> : Ajuste o recargo base a nivel de distribución, según lo establecido en el artículo 157° de la Ley, sin considerar los cargos de reliquidaciones, en [\$/kWh].

PNEP : Precio de nudo de la energía promedio para todas las subestaciones troncales de generación-transporte de la concesionaria, en [\$/kWh].

PNPP : Precio de nudo de la potencia de punta promedio para todas las subestaciones troncales de generación-transporte de la concesionaria, en [\$/kW/mes].

Para los efectos de la reliquidación señalada en el numeral 4 del mencionado decreto N° 1T, debe considerarse el AR<sub>base</sub> y no el AR y en la fórmula señalada en el literal a) del mismo numeral debe considerarse el AR<sub>i</sub><sup>base</sup> y no el AR<sub>i</sub>, entendiendo el primero como el ajuste o recargo base del sector de nudo "i" de la empresa concesionaria, establecido en el artículo 157° de la Ley, sin considerar los cargos de reliquidaciones, en [\$/kWh].

**Artículo decimoquinto:** Actualícense en el numeral 6 del artículo primero del Decreto N° 264, de 29 de octubre de 2010, del Ministerio de Energía, la estructura tarifaria y los valores allí indicados de acuerdo a lo señalado en la siguiente tabla, según lo informado por la Comisión en su Informe Técnico:

COD Dx	Concesionaria	Sector de Nudo	Sistema Eléctrico	Pe (\$/kWh)	Pp (\$/kW/mes)
1	EMELARI	1	SING	50,832	6.668,07
2	ELIQSA	1	SING	50,846	6.558,84
3	ELECDA	1	SING	48,711	6.284,06
20	COOPERSOL	1	SING	50,845	6.669,60

Donde:

Pe : Precio de nudo de la energía en nivel de distribución, en [\$/kWh].

Pp : Precio de nudo de la potencia en nivel de distribución, en [\$/kW/mes].

**Artículo decimosexto:** Actualícense en el numeral 6 del artículo primero del Decreto N° 40, de 29 de abril de 2011, rectificado por el Decreto N° 46, de 9 de junio de 2011, ambos del Ministerio de Energía, la estructura tarifaria y los valores allí indicados de acuerdo a lo señalado en la siguiente tabla, según lo informado por la Comisión en su Informe Técnico:

COD Dx	Concesionaria	Sector de Nudo	Sistema Eléctrico	Pe (\$/kWh)	Pp (\$/kW/mes)
1	EMELARI	1	SING	51,438	6.870,04
2	ELIQSA	1	SING	51,428	6.755,10
3	ELECDA	1	SING	49,396	6.263,76
20	COOPERSOL	1	SING	51,496	6.884,08

Donde:

Pe : Precio de nudo de la energía en nivel de distribución, en [\$/kWh].

Pp : Precio de nudo de la potencia en nivel de distribución, en [\$/kW/mes].

**Artículo decimoséptimo:** Actualícense en el numeral 6 del artículo primero del Decreto N° 85, de 28 de octubre de 2011, del Ministerio de Energía, la estructura tarifaria y los valores allí indicados de acuerdo a lo señalado en la siguiente tabla, según lo informado por la Comisión en su Informe Técnico:

COD Dx	Concesionaria	Sector de Nudo	Sistema Eléctrico	Pe (\$/kWh)	Pp (\$/kW/mes)
1	EMELARI	1	SING	48,884	6.078,16
2	ELIQSA	1	SING	48,894	5.997,51
3	ELECDA	1	SING	47,051	5.822,16
20	COOPERSOL	1	SING	48,906	6.087,54

Donde:

Pe : Precio de nudo de la energía en nivel de distribución, en [\$/kWh].

Pp : Precio de nudo de la potencia en nivel de distribución, en [\$/kW/mes].

Anótese, tómesese razón y publíquese.- Por orden de la Presidenta de la República, Máximo Pacheco M., Ministro de Energía.

Lo que transcribo a Ud. para su conocimiento.- Saluda atte. a Ud., Jimena Jara Quilodrán, Subsecretaria de Energía.

CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA  
División de Infraestructura y Regulación  
Subdivisión Jurídica

**Cursa con alcance el decreto N° 2T, de 2014, del Ministerio de Energía**

N° 75.305.- Santiago, 1 de octubre de 2014.

La Contraloría General ha dado curso al documento del rubro, que actualiza los valores de los precios de nudo que indica con motivo de la entrada en vigencia del decreto N° 14, de 2012, de la singularizada Secretaría de Estado, y fija los precios de nudo promedio que señala, pero cumple con hacer presente que entiende que la aplicación de los peajes de subtransmisión en base a la distribución gradual del VASTx, consignada en los respectivos informes de la Comisión Nacional de Energía –que sirven de fundamento para la dictación del acto administrativo en examen–, obedece a las consideraciones técnicas relacionadas con la vigencia retroactiva del aludido decreto N° 14, y a lo previsto en los artículos 112 y 181 de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Saluda atentamente a Ud., Ramiro Mendoza Zúñiga, Contralor General de la República.

Al señor  
Ministro de Energía  
Presente.