



(IdDO 1025999)

PROHÍBE CIRCULACIÓN DE VEHÍCULOS MOTORIZADOS EN TRAMOS DE VÍAS QUE INDICA Y DEJA SIN EFECTO LAS RESOLUCIONES N° 279 Y N° 283, DE 2016

Núm. 384 exenta.- Temuco, 3 de mayo de 2016.

Vistos:

La ley N° 18.059; las resoluciones N° 39 de 1992 y N° 59 de 1985, ambas del Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones; los artículos 107 y 113 del DFL N°1, de 2007, de los Ministerios de Transportes y Telecomunicaciones y Justicia, que fija texto Refundido, Coordinado y Sistematizado de la Ley de Tránsito; el decreto supremo N° 83 de 1985 y sus modificaciones del Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones, relativo a Redes Viales Básicas; las resoluciones exentas N° 25 de fecha 3 de marzo de 2000, N° 279 de fecha 5 de abril de 2016 y N° 283 de fecha 6 de abril de 2016, todas de esta Secretaría Regional Ministerial; la resolución N° 1.600 del 2008 de la Contraloría General de la República; resolución N° 140 de fecha 29 de octubre de 2015 del SERVIU, Región de la Araucanía; ordinario N° 835 de fecha 21 de marzo de 2016 de la Dirección de Tránsito y Transporte Público de la Municipalidad de Angol, y solicitud de la empresa Constructora Ingenieros Asociados Ltda., de fecha 18 de abril de 2016, y demás normativa vigente que resulte aplicable.

Considerando:

1. Que, mediante carta de fecha 18 de abril de 2016, la empresa Cial Ltda., en el marco de la Propuesta Pública ID N° 712307-153-LR15, "Construcción Interconexión Circunvalación Sur, Angol, Región de La Araucanía", solicitó a esta Secretaría Regional Ministerial, la prohibición de circulación a todo tipo de vehículos motorizados en la calzada total de las calles que a continuación se detallan, en la comuna de Angol.

Calle / Pasaje	Tramo
1. José Bunster	Rancagua y Chacabuco
2. José Bunster	Chacabuco y Bulnes
3. José Bunster	Bulnes y Esmeralda
4. José Bunster	Esmeralda y Rosamel Bravo
5. Pedro Aguirre Cerda	El Rosario y Balmaceda

2. Que, mediante ordinario N° 835 de fecha 21 de marzo de 2016, emitido por la Dirección de Tránsito y Transporte Público de la Municipalidad de Angol, se aprueba el proyecto de señalización presentado, debiendo considerar las observaciones señaladas en el referido ordinario.

3. Que, esta Secretaría Regional Ministerial, mediante la resolución exenta N° 25 fecha 3 de marzo de 2000, estableció la Red Vial Básica en la comuna de Angol.

4. Que, la resolución N° 140 de fecha 29 de octubre de 2015, emitida por el SERVIU, Región de la Araucanía, aprueba las condiciones que circundan la ejecución de la obra, sin perjuicio de la aplicación de las Bases Generales Reglamentarias conforme a las Bases Licitatorias del proyecto.

5. Que, esta Secretaría Regional Ministerial, dentro de sus facultades legales, debe disponer todas las medidas de gestión de tránsito necesarias con el objetivo de disminuir el impacto en el flujo vehicular que significará la prohibición referida en el considerando N° 1.

6. Que, en consecuencia, existe una causa justificada en los términos del artículo 113, del DFL N° 1, de 2007, del Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones y Justicia, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado de la Ley de Tránsito para disponer la medida que se establece en la parte resolutive del presente acto administrativo.

Resuelvo:

1. Prohíbese, desde el día 16 de mayo de 2016 hasta el día 15 de julio de 2016 inclusive, la circulación de todo tipo de vehículos motorizados en la calzada de las calles que a continuación se detallan, en la comuna de Angol.

Calle / Pasaje	Tramo
1. José Bunster	Rancagua y Chacabuco
2. José Bunster	Chacabuco y Bulnes
3. José Bunster	Bulnes y Esmeralda
4. José Bunster	Esmeralda y Rosamel Bravo
5. Pedro Aguirre Cerda	El Rosario y Balmaceda

2. Los desvíos del transporte público serán los que a continuación se indican:

José Bunster: Tramo N° 1: Locomoción Colectiva: por calle Rancagua-Soto, Salas-Chacabuco.

Pedro Aguirre Cerda: Tramo N° 5: Locomoción Colectiva: por calle Pedro Aguirre Cerda-Balmaceda-Tomás Edison-El Rosario-Pedro Aguirre Cerda.

3. Podrán circular excepcionalmente en el tramo señalado, los vehículos de emergencia, los destinados a cumplir funciones en las obras relacionadas con el proyecto "Construcción Interconexión Circunvalación Sur, Angol, Región de La Araucanía", y aquellos vehículos que requieran ingresar o egresar hacia o desde su lugar de residencia o estacionamiento.

4. Déjense sin efecto las resoluciones 279 de fecha 5 de abril de 2016 y N°283 de fecha 6 de abril de 2016, ambas de esta Secretaría Regional, atendido a que los trabajos se realizarán en la calzada total, por lo que se hace necesario dejar sin efecto las resoluciones antes mencionadas.

5. La presente resolución de prohibición de circulación de vehículos, deberá darse a conocer por medio de avisos, que se deberán difundir a través de los diferentes medios de comunicación audiovisual, tales como radios, periódico, radios, u otros de mayor circulación o sintonía en la comuna.

5. Carabineros de Chile, inspectores municipales e inspectores del Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones, son los encargados de fiscalizar el estricto cumplimiento de las medidas precedentemente descritas, de conformidad a lo dispuesto en la Ley de Tránsito y demás normativa aplicable.

Anótese y publíquese.- Doris Tello Arriagada, Secretaria Regional Ministerial de Transportes y Telecomunicaciones Región de la Araucanía.

Ministerio de Energía

(IdDO 1026396)

FIJA PRECIOS DE NUDO PROMEDIO EN EL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL Y 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. 4T.- Santiago, 26 de abril de 2016.

Vistos:

- Lo dispuesto en el artículo 35 de la Constitución Política de la República;
- Lo dispuesto en el DL N° 2.224, de 1978, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía;
- 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°;
- Lo dispuesto en el decreto supremo N° 86, de 29 de agosto de 2012, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento para la fijación de precios de nudo y sus modificaciones posteriores, en adelante el "Reglamento";
- Lo establecido en el decreto supremo N° 14, de 14 de febrero de 2012, del Ministerio de Energía, que fija tarifas de sistema de subtransmisión y de transmisión adicional y sus fórmulas de indexación, en adelante "decreto 14";



6. Lo dispuesto en el decreto supremo N° 1T, de 5 de noviembre de 2012, del Ministerio Energía, que fija fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados que se señalan, efectuados por las empresas concesionarias de distribución que se indican, en adelante “decreto 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° 17T, de 30 de octubre de 2015, del Ministerio de Energía, que fija Precios de Nudo para Suministros de Electricidad, en adelante “decreto 17T”;
9. Lo dispuesto en el decreto supremo N° 1T, de 5 de febrero de 2016, del Ministerio de Energía, que fija Precios de Nudo Promedio en el Sistema Interconectado Central y Sistema Interconectado del Norte Grande, con motivo de las fijaciones de precios señaladas en el artículo 158° de la Ley General de Servicios Eléctricos;
10. Lo informado por la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente la “Comisión”, mediante su oficio CNE of. ord. N° 183, de fecha 21 de abril de 2016; y
11. Lo establecido en la resolución N° 1.600, 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, expedido bajo la fórmula “por orden del Presidente de la República”, los precios promedio que las concesionarias 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, de acuerdo a lo señalado en el Informe Técnico de “Fijación de Precios de Nudo Promedio Sistema Interconectado Central y Sistema Interconectado del Norte Grande. Informe Técnico, Marzo 2016”, elaborado por la Comisión, en adelante e indistintamente “Informe Técnico”, se ha constatado que al día 12 de marzo de 2016, los Precios de Nudo de Energía de Largo Plazo obtenidos de los contratos de suministro señalados en el mismo, correspondientes al proceso licitatorio EMEL-SING 2008/01, alcanzaron una variación acumulada a la baja superior al 10% respecto de sus valores vigentes, de acuerdo a lo establecido en el decreto supremo N° 1T, de 5 de febrero de 2016, del Ministerio de Energía, resultando procedente la aplicación de lo dispuesto en el artículo 158° letra c) de la ley;
4. 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 las Direcciones de Peajes, en adelante e indistintamente “DP”, de los Centros de Despacho Económico de Carga, en adelante “CDEC” respectivos, de manera coordinada; y
5. Que, la Comisión, según lo dispuesto en el artículo 158° de la ley, remitió al Ministerio de Energía, mediante oficio CNE of. ord. N° 183, de fecha 21 de abril de 2016, el Informe Técnico 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.

Decreto:

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 marzo de 2016, 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 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 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 Cartagena, San Antonio y Santo Domingo Curacaví Coelemu	SIC 4 SIC 2 SIC 3 SIC 5
18	CGED	Buín Calera de Tango Chiguayante Chillán Chillán Viejo Chimbarongo Codegua Coelemu Coihueco Coinco Coltauco Concepción Coronel Curacaví Curarrehue Curicó Doñihue El Bosque El Olivar Florida Freire Graneros Hualpén	SIC 4 SIC 3 SIC 5 SIC 4 SIC 4 SIC 4 SIC 4 SIC 4 SIC 5 SIC 4 SIC 4 SIC 4 SIC 5 SIC 5 SIC 3 SIC 5 SIC 4 SIC 4 SIC 3 SIC 4 SIC 5 SIC 4 SIC 5



COD	Concesionaria	Comunas	Sector Nudo
		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
21	COPELAN	Todas las correspondientes a la concesionaria excepto Laja	SIC 4-5*
		Laja	SIC 5
22	FRONTEL	Alto Bio Bío	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

COD	Concesionaria	Comunas	Sector Nudo
		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
		Tucapel	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

*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 la información que sustenta el proceso anual de "Ingresos de Explotación" entregado a la SEC.

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 STX	PNP (\$/kWh)	PNPP (\$/kW/mes)	AR ^{base} (\$/kWh)	AR (\$/kWh)	Pe (\$/kWh)	Pp (\$/kW/mes)
1	EMELARI	SING	51,484	6.878,29	-5,664	-5,664	55,294	7.053,14
2	ELIQA	SING	51,535	6.898,69	-5,73	-5,73	55,28	7.074,05
3	SING	ELECDA SING	50,024	6.591,50	-5,051	-5,051	54,417	6.759,06
20	COOPERSOL	SING	36,025	5.674,95	8,811	8,811	53,985	5.819,21
3	ELECDA	SIC 1	50,108	6.367,37	-14,475	-14,475	45,665	6.537,06
4	EMELAT	SIC 1	51,817	6.615,98	-10,317	-10,317	51,577	6.792,30
6	CHILQUINTA	SIC 2	62,483	6.360,66	-0,025	-0,025	72,247	6.527,56
7	CONAFE	SIC 1	71,039	6.040,05	-11,315	-11,315	70,309	6.201,02
7	CONAFE	SIC 2	71,039	6.040,05	-11,295	-11,295	69,744	6.198,54
8	EMELCA	SIC 2	70,689	6.316,88	-8,559	-8,559	72,121	6.482,63
9	LITORAL	SIC 2	62,356	6.337,91	0,253	0,253	72,395	6.504,22
10	CHILECTRA	SIC 2	47,534	5.939,47	8,841	8,841	65,796	6.095,32
10	CHILECTRA	SIC 3	47,534	5.939,47	8,741	8,741	61,444	6.021,32
12	COLINA	SIC 3	47,976	5.961,12	9,012	9,012	63,81	7.550,19
13	TILTIL	SIC 2	48,435	5.893,82	8,868	8,868	66,919	6.193,70
13	TILTIL	SIC 3	48,435	5.893,82	9,102	9,102	64,932	7.983,01
14	EEPA	SIC 3	43,845	5.796,35	8,741	8,741	57,707	5.876,22
15	LUZANDES	SIC 3	47,115	5.904,61	9,383	9,383	65,501	9.555,99
17	EMELECTRIC	SIC 2	51,301	5.910,76	8,841	8,841	69,656	6.065,86
17	EMELECTRIC	SIC 3	51,301	5.910,76	8,741	8,741	65,259	5.992,21
17	EMELECTRIC	SIC 4	51,301	5.910,76	8,97	8,97	71,038	6.121,42
17	EMELECTRIC	SIC 5	51,301	5.910,76	8,91	8,91	69,479	6.097,95
18	CGED	SIC 3	73,26	6.130,46	-14,032	-14,032	64,729	6.214,94
18	CGED	SIC 4	73,26	6.130,46	-14,4	-14,4	70,494	6.348,95
18	CGED	SIC 5	73,26	6.130,46	-14,304	-14,304	68,939	6.324,61
21	COPELAN	SIC 4	47,373	5.664,58	7,949	7,949	65,934	5.866,47
21	COPELAN	SIC 5	47,373	5.664,58	7,896	7,896	64,41	5.843,98
22	FRONTEL	SIC 4	45,828	5.936,29	8,97	8,97	65,349	6.147,86
22	FRONTEL	SIC 5	45,828	5.936,29	8,91	8,91	63,828	6.124,29
23	SAESA	SIC 5	52,026	6.461,86	8,91	8,91	70,228	6.666,51
23	SAESA	SIC 6	52,026	6.461,86	8,836	8,836	71,016	6.660,74
26	CODINER	SIC 5	50,045	6.338,05	6,37	6,37	65,642	6.538,78
28	EDECSA	SIC 2	63,874	6.204,47	-1,567	-1,567	72,131	6.367,28
28	EDECSA	SIC 3	63,874	6.204,47	-1,549	-1,549	67,705	6.289,97
29	CEC	SIC 4	45,376	5.985,54	8,97	8,97	64,879	6.198,86
30	EMETAL	SIC 4	49,472	5.789,02	8,97	8,97	69,137	5.995,34
31	LUZLINARES	SIC 4	66,212	6.741,81	-7,175	-7,175	70,392	6.982,09
32	LUZPARRAL	SIC 4	69,046	6.740,15	-11,67	-11,67	68,843	6.980,37
33	COPELEC	SIC 4	44,877	5.770,97	8,97	8,97	64,36	5.976,65
34	COELCHA	SIC 4	53,108	5.535,92	1,991	1,991	66,063	5.829,14
34	COELCHA	SIC 5	53,108	5.535,92	1,975	1,975	64,425	5.722,52
35	SOCOPEA	SIC 6	47,751	6.608,24	8,834	8,834	66,124	6.760,36
36	COOPREL	SIC 6	52,735	6.474,18	8,834	8,834	71,227	6.623,22
39	LUZOSORNO	SIC 6	62,441	6.144,57	2,907	2,907	76,505	7.138,57
40	CRELL	SIC 6	57,834	6.309,96	8,892	8,892	77,375	7.080,20
42	ENELSA	SIC 1	43,295	6.257,11	8,864	8,864	62,051	6.460,47



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^{base} : 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 1T.

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.

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 las DP

Las DP de los CDEC respectivos, de manera coordinada, determinarán las reliquidaciones entre concesionarias producto de la aplicación del artículo 157° de la ley. A ese efecto, para cada concesionaria deberán 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 presente decreto, considerando lo siguiente:

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

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

Donde:

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

EINYAT_i : Lectura de inyecciones de energía a la red de distribución por clientes regulados finales, que dispongan de un Equipamiento de Generación, 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].

EINYBT_i : Lectura de inyecciones de energía a la red de distribución por clientes regulados finales, que dispongan de un Equipamiento de Generación, 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 o la lectura de inyecciones, 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) Las DP de los CDEC respectivos, de manera coordinada, deberán validar la información entregada por las concesionarias. Asimismo, a partir de la suma de la totalidad de los VA y VR de los sistemas eléctricos, obtenidos según la letra anterior, deberán determinar la valorización total de ajustes de los sistemas (VTAS) y la valorización total de recargos de los sistemas (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 las DP. Asimismo, deberán informar a estas últimas los pagos recibidos o realizados con ocasión de dicha reliquidación, conforme al formato que para ello establezcan las DP.

- f) Las respectivas DP deberán 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 efectúen.

- g) Las respectivas DP deberán 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, las DP deberán 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 133° de la ley, la Comisión determinará los excedentes o déficit de recaudación producto de las reliquidaciones realizadas conforme el número 4.1 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 déficit 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 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 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 déficit 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 presente decreto por parte de las DP de los CDEC respectivos, 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 las 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.

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., Hernán Moya Bruzzone, Jefe División Jurídica, Subsecretaría de Energía.

(IdDO 1025981)

FIJA PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN TRONCAL PARA LOS DOCE MESES SIGUIENTES

Núm. 373 exento.- Santiago, 16 de mayo de 2016.

Vistos:

Lo dispuesto en el artículo 35 de la Constitución Política de la República; en el decreto ley N° 2.224, de 1978, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía; en el decreto con fuerza de ley N° 4/20.018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del decreto con fuerza de ley N° 1, de 1982, del Ministerio de Minería, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica, en adelante e indistintamente la "Ley", y sus modificaciones posteriores; en el decreto supremo N° 48, de 2009, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que aprueba reglamento que fija el procedimiento para la realización del estudio de transmisión troncal; en la resolución exenta N° 615, de 23 de noviembre de 2015, de la Comisión Nacional de Energía, que aprueba "Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal. Período 2015-2016"; en la resolución exenta N° 624, de 26 de noviembre de 2015, de la Comisión Nacional de Energía, que rectifica "Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal. Período 2015-2016", aprobado mediante resolución exenta CNE N° 615, de 2015; en la resolución exenta N° 649, de 10 de diciembre de 2015, de la Comisión Nacional de Energía, que tiene por presentado recurso extraordinario de revisión de la empresa Minera Centinela en contra de la resolución exenta CNE N° 615, de 2015, que aprueba "Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal. Período 2015-2016" y suspende la ejecución de dicha resolución hasta la resolución del referido recurso; en la resolución exenta N° 46, de 25 de enero de 2016, de la Comisión Nacional de Energía, que acoge parcialmente recurso extraordinario de revisión de la empresa Minera Centinela en

contra de la resolución exenta CNE N° 615, de 2015, que aprueba "Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal. Período 2015-2016"; en la resolución exenta N° 47, de 25 de enero de 2016, de la Comisión Nacional de Energía, que aprueba "Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal. Período 2015-2016" y revoca resolución exenta N° 615, de 2015; en el dictamen N° 2-2016, de 22 de marzo de 2016, del Panel de Expertos, respecto a las discrepancias presentadas al Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal, período 2015-2016, y su fe de erratas de fecha 8 de abril de 2016; en el oficio CNE Of. Ord. N° 185/2016, de 22 de abril de 2016, de la Comisión Nacional de Energía, que remite al Ministerio de Energía la resolución exenta N° 372, de 22 de abril de 2016, de la Comisión Nacional de Energía, que aprueba informe técnico "Implementación Dictamen N° 2-2016 sobre Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal. Período 2015-2016"; en la resolución N° 1.600, de 2008, de la Contraloría General de la República, y

Considerando:

1. Que, de acuerdo a lo previsto en el artículo 99° de la Ley, el Ministerio de Energía, en adelante e indistintamente el "Ministerio", mediante decreto expedido bajo la fórmula "Por orden del Presidente de la República" y sobre la base de la recomendación de la Comisión Nacional de Energía o del dictamen del Panel de Expertos, según corresponda, debe fijar las expansiones del Sistema de Transmisión Troncal para los doce meses siguientes;
2. Que mediante resolución exenta N° 615, de 23 de noviembre de 2015, de la Comisión Nacional de Energía, se aprobó el "Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal. Período 2015-2016", rectificado mediante resolución exenta N° 624, de 26 de noviembre de 2015, de la Comisión Nacional de Energía;
3. Que mediante resolución exenta N° 649, de 10 de diciembre de 2015, de la Comisión Nacional de Energía, se tuvo por presentado recurso extraordinario de revisión interpuesto por la empresa Minera Centinela en contra de la resolución referida en el considerando anterior, suspendiéndose la ejecución de la misma hasta la resolución del referido recurso;
4. Que mediante resolución exenta N° 46, de 25 de enero de 2016, de la Comisión Nacional de Energía, se acogió parcialmente el recurso extraordinario de revisión interpuesto por la empresa Minera Centinela en contra de la resolución exenta CNE N° 615, de 2015, que aprueba "Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal. Período 2015-2016";
5. Que mediante resolución exenta N° 47, de 25 de enero de 2016, de la Comisión Nacional de Energía, se aprobó el "Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal. Período 2015-2016" y se revocó la resolución exenta N° 615, de 2015, ya singularizada;
6. Que el Panel de Expertos, mediante dictamen N° 2-2016, de 22 de marzo de 2016, resolvió las discrepancias presentadas sobre el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal, Período 2015-2016;
7. Que mediante el oficio CNE Of. Ord. N° 185/2016, de 22 de abril de 2016, la Comisión Nacional de Energía remitió a este Ministerio la resolución exenta N° 372, de 22 de abril de 2016, de la Comisión, que Aprueba Informe Técnico "Implementación Dictamen N° 2-2016 sobre Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal. Período 2015-2016";
8. Que se debe dar curso progresivo al proceso de determinación de la expansión del Sistema de Transmisión Troncal correspondiente al período 2015-2016, y
9. Que se han cumplido todas las etapas y actuaciones previstas en la ley para que el Ministerio dicte el decreto respectivo.

Decreto:

Artículo primero: Fíjense las siguientes obras de ampliación, referidas al Sistema Interconectado Central y al Sistema Interconectado del Norte Grande, en adelante e indistintamente el "SIC" y el "SING", respectivamente, como parte del "Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal. Período 2015-2016", así como sus correspondientes descripciones, valores de inversión referenciales y costos anuales de operación, mantenimiento y administración referenciales, y las demás condiciones y términos para su licitación, ejecución y explotación, conforme lo que a continuación se señala:

1. OBRAS DE AMPLIACIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL.

El siguiente cuadro presenta las obras de ampliación de instalaciones existentes, contenidas en el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal del SIC,