



CALENDARIO APLICADO PARA RESTRICCIÓN VEHICULAR
ÚLTIMO DÍGITO PLACA PATENTE ÚNICA

		Lunes	Martes	Miércoles	Jueves	Viernes	Sábado	Domingo
28-12-2015	03-01-2016						6 - 7	8 - 9 - 0
04-01-2016	10-01-2016	3	4	5	6	7	8 - 9	0 - 1 - 2
11-01-2016	17-01-2016	5	6	7	8	9	0 - 1	2 - 3 - 4
18-01-2016	24-01-2016	7	8	9	0	1	2 - 3	4 - 5 - 6
25-01-2016	31-01-2016	9	0	1	2	3	4 - 5	6 - 7 - 8
01-02-2016	07-02-2016	1	2	3	4	5	6 - 7	8 - 9 - 0
08-02-2016	14-02-2016	3	4	5	6	7	8 - 9	0 - 1 - 2
15-02-2016	21-02-2016	5	6	7	8	9	0 - 1	2 - 3 - 4
22-02-2016	28-02-2016	7	8	9	0	1	2 - 3	4 - 5 - 6
29-02-2016	06-03-2016	9	0	1	2	3	4 - 5	6 - 7 - 8
07-03-2016	13-03-2016	1	2	3	4	5	6 - 7	8 - 9 - 0
14-03-2016	20-03-2016	3	4	5	6	7	8 - 9	0 - 1 - 2
21-03-2016	27-03-2016	5	6	7	8	9 - 0	1 - 2	3 - 4 - 5
28-03-2016	03-04-2016	8	9	0	1	2	3 - 4	5 - 6 - 7
04-04-2016	10-04-2016	0	1	2	3	4	5 - 6	7 - 8 - 9
11-04-2016	17-04-2016	2	3	4	5	6	7 - 8	9 - 0 - 1
18-04-2016	24-04-2016	4	5	6	7	8	9 - 0	1 - 2 - 3
25-04-2016	01-05-2016	6	7	8	9	0	1 - 2	3 - 4 - 5

2. La prohibición señalada regirá de lunes a domingo, entre las 7:00 horas y las 22:00 horas, y será extensiva a todas las vías públicas de las comunas de Temuco y Padre Las Casas.

3. Exceptúese de la prohibición a los buses que circulen en la condición de fuera de servicio en viajes que no signifiquen transporte público de pasajeros, debiendo exhibir un letrero que así lo indique.

4. El cumplimiento de la presente resolución deberá ser fiscalizado por Carabineros de Chile, inspectores fiscales y municipales conforme lo dispone el artículo 4° del DFL N° 1/2007, citado en Visto.

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

Ministerio de Energía

(IdDO 989347)

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. 24 T.- Santiago, 16 de diciembre de 2015.

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, 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”;
- 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”;
- 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”;
- 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”;
- Lo dispuesto en el decreto supremo N° 22T, de 23 de noviembre de 2015, 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;
- Lo informado por la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente la “Comisión”, mediante su oficio CNE Of. Ord. N° 552, de fecha 27 de noviembre de 2015, modificado mediante oficio CNE Of. Ord. N° 578, de fecha 15 de diciembre de 2015; y
- Lo establecido en la resolución N° 1.600, de 2008, de la Contraloría General de la República.

Considerando:

- 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;
- 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;
- Que, con fecha 30 de octubre de 2015, el Ministerio de Energía dictó el decreto 17T, de acuerdo a lo establecido en el artículo 171° de la Ley, resultando procedente la aplicación de lo dispuesto en el artículo 158° letra a) de la Ley;
- 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
- Que, la Comisión, según lo dispuesto en el artículo 158° de la Ley, remitió al Ministerio de Energía, mediante oficio CNE Of. Ord. N° 552, de fecha 27 de noviembre de 2015, 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, el que fue modificado mediante su oficio CNE Of. Ord. N° 578, de fecha 15 de diciembre de 2015.

Decreto:

Fíjense 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 noviembre de 2015, 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
		Quilpué, Valparaíso y Viña del Mar	SIC 2
10	CHILECTRA	Todas las correspondientes a la concesionaria excepto Til Til	SIC 3
		Til Til	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
		Doñihue	SIC 4
		El Bosque	SIC 3
		El Olivar	SIC 4

COD	Concesionaria	Comunas	Sector Nudo
		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
		Peñaflor	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	COOPELAN	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



COD	Concesionaria	Comunas	Sector Nudo
		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
		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	PNEP (\$/kWh)	PNPP (\$/kW/mes)	AR ^{base} (\$/kWh)	AR (\$/kWh)	Pe (\$/kWh)	Pp (\$/kW/mes)
1	EMELARI	SING	57,252	6.878,36	-12,250	-12,755	54,093	7.053,21
2	ELIQSA	SING	57,314	6.898,83	-12,326	-12,830	54,081	7.074,20
3 SING	ELECDA SING	SING	55,628	6.591,15	-11,456	-11,960	53,229	6.758,70
20	COOPERSOL	SING	36,025	5.674,95	8,715	8,210	53,384	5.819,21
3	ELECDA SIC	SIC 1	50,064	6.367,37	-14,979	-15,803	44,292	6.537,06
4	EMELAT	SIC 1	51,712	6.711,30	-10,863	-11,687	50,099	6.890,16
6	CHILQUINTA	SIC 2	62,533	6.360,73	-1,031	-1,854	70,470	6.527,64
7	CONAFE	SIC 1	70,839	6.039,29	-12,007	-12,831	68,588	6.200,24
7	CONAFE	SIC 2	70,839	6.039,29	-11,986	-12,809	68,025	6.197,76
8	EMELCA	SIC 2	70,689	6.316,88	-9,508	-10,331	70,349	6.482,63
9	LITORAL	SIC 2	59,699	6.264,65	1,955	1,132	70,552	6.429,03
10	CHILECTRA	SIC 2	46,939	5.898,52	8,745	7,922	64,268	6.053,30
10	CHILECTRA	SIC 3	46,939	5.898,52	8,645	7,832	59,932	5.979,80
12	COLINA	SIC 3	47,187	5.914,78	8,913	8,075	62,049	7.503,22
13	TILTIL	SIC 2	47,175	5.844,22	8,772	7,946	64,706	6.145,50
13	TILTIL	SIC 3	47,175	5.844,22	9,003	8,156	62,657	7.932,73
14	EEPA	SIC 3	43,955	5.797,73	8,645	7,832	56,909	5.877,62
15	LUZANDES	SIC 3	46,632	5.867,74	9,280	8,407	64,000	9.518,61
17	EMELECTRIC	SIC 2	51,234	5.911,25	8,745	7,922	68,668	6.066,36
17	EMELECTRIC	SIC 3	51,234	5.911,25	8,645	7,832	64,282	5.992,71
17	EMELECTRIC	SIC 4	51,234	5.911,25	8,872	8,037	70,035	6.121,93
17	EMELECTRIC	SIC 5	51,234	5.911,25	8,813	7,984	68,484	6.098,46
18	CGED	SIC 3	71,726	6.028,50	-13,493	-14,307	62,900	6.111,57
18	CGED	SIC 4	71,726	6.028,50	-13,847	-14,681	68,618	6.243,36
18	CGED	SIC 5	71,726	6.028,50	-13,754	-14,584	67,075	6.219,42
21	COOPELAN	SIC 4	49,469	5.614,77	4,920	4,085	64,249	5.814,88
21	COOPELAN	SIC 5	49,469	5.614,77	4,887	4,058	62,736	5.792,59
22	FRONTEL	SIC 4	46,642	5.912,77	8,176	7,342	64,567	6.123,50
22	FRONTEL	SIC 5	46,642	5.912,77	8,122	7,293	63,052	6.100,03
23	SAESA	SIC 5	51,476	6.497,83	8,813	7,984	68,734	6.703,62
23	SAESA	SIC 6	51,476	6.497,83	8,740	7,918	69,586	6.697,77
26	CODINER	SIC 5	48,338	6.466,71	7,302	6,473	63,983	6.671,51
28	EDECSA	SIC 2	63,811	6.207,03	-2,453	-3,276	70,357	6.369,90
28	EDECSA	SIC 3	63,811	6.207,03	-2,425	-3,238	65,952	6.292,56

COD	Concesionaria	Sector STX	PNEP (\$/kWh)	PNPP (\$/kW/mes)	AR ^{base} (\$/kWh)	AR (\$/kWh)	Pe (\$/kWh)	Pp (\$/kW/mes)
29	CEC	SIC 4	54,284	6.022,75	7,079	6,244	71,413	6.237,40
30	EMETAL	SIC 4	49,281	5.786,81	8,872	8,037	68,005	5.993,05
31	LUZLINARES	SIC 4	64,090	6.336,73	-6,030	-6,865	68,497	6.562,57
32	LUZPARRAL	SIC 4	69,740	6.754,33	-13,325	-14,160	67,075	6.995,05
33	COPELEC	SIC 4	49,226	5.673,71	5,571	4,736	64,647	5.875,92
34	COELCHA	SIC 4	54,734	5.493,72	-0,555	-1,392	64,442	5.835,74
34	COELCHA	SIC 5	54,734	5.493,72	-0,549	-1,379	62,750	5.678,98
35	SOCOEPA	SIC 6	46,750	6.636,87	8,738	7,916	64,181	6.789,65
36	COOPREL	SIC 6	53,415	6.437,93	8,738	7,916	71,005	6.586,13
39	LUZOSORNO	SIC 6	52,297	6.496,45	8,890	8,054	71,076	7.491,42
40	CRELL	SIC 6	60,400	6.225,78	5,207	4,374	75,531	7.003,66
42	ENELSA	SIC 1	43,292	6.256,56	8,767	7,942	61,127	6.460,79

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^{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.

DIARIO OFICIAL

DE LA REPUBLICA DE CHILE

Ministerio del Interior y Seguridad Pública

CONOZCA NUESTRA PLATAFORMA WEB



www.diariooficial.cl



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 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 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 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 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, tómese 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.

Ministerio del Medio Ambiente

(Resoluciones)

(IdDO 988742)

PONE TÉRMINO A PROCESO DE ELABORACIÓN DE ANTEPROYECTO PARA LA REVISIÓN DE LA NORMA DE CALIDAD PRIMARIA PARA MATERIAL PARTICULADO RESPIRABLE MP10, DS N° 20, DE 2013, DEL MINISTERIO DEL MEDIO AMBIENTE

Núm. 1.206 exenta.- Santiago, 12 de noviembre de 2015.

Vistos:

Lo dispuesto en el inciso 2° del artículo 40 de la Ley N° 19.880, sobre Bases de los Procedimientos Administrativos que Rigen los Actos de la Administración Pública; en el decreto supremo N° 38, de 2012, del Ministerio del Medio Ambiente, que establece el Reglamento para la Dictación de Normas de Calidad Ambiental y de Emisión; en la resolución exenta N° 850, del Ministerio del Medio Ambiente, de fecha 2 de septiembre de 2014, publicada en el Diario Oficial el día 6 de septiembre de 2014, que dio inicio al proceso de revisión de la Norma de Calidad Primaria para Material Particulado Respirable MP10, DS N° 20, de 2013, del Ministerio del Medio Ambiente, y la resolución N° 1.600, de 2008, de la Contraloría General de la República, y

Considerando:

Que por resolución exenta N° 850, del Ministerio del Medio Ambiente, de fecha 2 de septiembre de 2014, se dio inicio al proceso de elaboración del anteproyecto para la revisión de la Norma de Calidad Primaria para Material Particulado Respirable MP10, DS N° 20, de 2013, del Ministerio del Medio Ambiente.

Que con fecha 17 de octubre de 2015 se publicó en el Diario Oficial la parte resolutive de la sentencia dictada el día 16 de diciembre de 2014, en la causa Rol R N° 22-2014, “Fernando Dougnac Rodríguez y otros / Ministerio del Medio Ambiente”, y causas acumuladas Roles R N° 25-2014, 28-2014, 29-2014 y 31-2014, del Segundo Tribunal Ambiental, que además de anular totalmente el DS N° 20, de 2013, que Establece Norma de Calidad Primaria para Material Particulado Respirable MP10, en Especial de los Valores que Definen Situaciones de Emergencia, dejó sin efecto, por nulidad consecencial, la resolución exenta N° 850, de 2 de septiembre de