



DIARIO OFICIAL

DE LA REPUBLICA DE CHILE

Fundado el 15 de Noviembre de 1876

Edición de 156 páginas

Núm. 40.150.-
Año CXXXV - N° 320.108 (M.R.)

Santiago, Lunes 2 de Enero de 2012
Edición de 3 Cuerpos

Ejemplar del día \$ 600.- (IVA incluido)
Atrasado \$ 1.185.- (IVA incluido)

LEYES, REGLAMENTOS Y DECRETOS DE ORDEN GENERAL

I
CUERPO

SUMARIO		OTRAS ENTIDADES		
Normas Generales	ma Interconectado Central, con motivo de las fijaciones de precios señaladas en el artículo 171° de la Ley General de Servicios Eléctricos P.1	Banco Central de Chile	Modifica concesión de radiodifusión televisiva de libre recepción P.6	lotes 7, 8 y 9 de predio que indica P.7
PODER EJECUTIVO	MINISTERIO DEL MEDIO AMBIENTE	Tipos de cambio y paridades de monedas extranjeras para efectos que señala P.6	MUNICIPALIDADES	Municipalidad de Rancagua
MINISTERIO DE ENERGÍA	Extracto de Anteproyecto Plan de Prevención Atmosférico para las comunas del Concepción Metropolitano P.4	Consejo Nacional de Televisión	Municipalidad de Palmilla	Extracto de decreto alcaldicio número 3.422 exento, de 2011 ... P.8
Decreto número 127.- Fija Precios de Nudo Promedio en el Siste-		Modifica concesión de radiodifusión televisiva de libre recepción P.6	Decreto alcaldicio número 735.- Ordena expropiación de	○

Normas Generales

PODER EJECUTIVO

Ministerio de Energía

FIJA PRECIOS DE NUDO PROMEDIO EN EL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL, CON MOTIVO DE LAS FIJACIONES DE PRECIOS SEÑALADAS EN EL ARTÍCULO 171° DE LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS

Núm. 127.- Santiago, 6 de diciembre de 2011.- Vistos: Lo dispuesto en el artículo 35 de la Constitución Política de la República; lo dispuesto en la ley N° 20.402, que crea el Ministerio de Energía, estableciendo modificaciones al DL N° 2.224, de 1978, y a otros cuerpos legales; 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 establecido en el decreto supremo N° 320, de 2008, modificado mediante decreto supremo N° 160, de 2009, ambos del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción; lo dispuesto en el decreto supremo N° 385, de 2008, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, en adelante "Decreto 385"; lo dispuesto en el decreto supremo N° 79, de 2009, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, en adelante "Decreto 79"; lo dispuesto en el decreto supremo N° 85, de 2011, del Ministerio de Energía, que fija Precios de Nudo para Suministro de Electricidad, en adelante "Decreto 85"; lo informado por la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente la "Comisión", en su CNE Of. Ord. N° 428, de fecha 23 de noviembre de 2011, al Ministerio de Energía; lo establecido en la resolución N° 1.600, de 2008, de la Contraloría General de la República; y

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 las empresas concesionarias de servicio público de distribución, en adelante e indistintamente las "concesionarias", deban 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, o cuando se indexe algún precio contenido en un contrato de suministro vigente, según lo dispuesto en los artículos 161° y 172°;

3. Que, con fecha 28 de octubre de 2011, el Ministerio de Energía dictó el decreto N° 85, que fija Precios de Nudo para suministros de electricidad, Precios de Nudo de Corto Plazo, de acuerdo a lo establecido en el artículo 171° 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 la Dirección de Peajes, en adelante e indistintamente "DP", del respectivo Centro de Despacho Económico de Carga, en adelante "CDEC"; y

5. Que la Comisión, según lo dispuesto en el artículo 158° de la Ley, remitió al Ministerio de Energía, mediante CNE Of. Ord. N° 428, de fecha 23 de noviembre de 2011, el Informe Técnico que contiene el cálculo de los nuevos Precios de Nudo Promedio para cada empresa concesionaria de distribución según lo dispuesto en el artículo 157° de la Ley.

Decreto:

Artículo único: 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 2011, 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 empresa 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 empresas concesionarias de distribución, ponderando cada precio por el volumen de suministro correspondiente. En el caso que una empresa concesionaria de distribución, 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 obtiene considerando esos suministros con

Director Responsable:
Eduardo Ramírez Cruz

Domiciliado en Santiago, calle Agustinas 1269
Casilla 81 - D - Teléfonos: 7870110 - 6983969

Servicio al Cliente 600 6600 200
Atención Regiones: 7870109

Dirección en Internet: www.diariooficial.cl
Correo Electrónico: info@diariooficial.cl

DIARIO OFICIAL
DE LA REPUBLICA DE CHILE



Miembro de la Red de Diarios Oficiales Americanos

critérios similares a los contratos licitados, constituyéndose entonces como un contrato recogido en el cálculo del Precio de Nudo Promedio.

La Comisión, en la elaboración de su Informe Técnico, modela los contratos de suministro, considerando los índices disponibles al momento en que realiza el cálculo. Lo anterior, sin perjuicio del pago que deban realizar las empresas concesionarias de distribución 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 EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

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 empresas concesionarias de servicio público de distribución, según se establece en el decreto 385, se considerarán los precios que resultan de aplicar las siguientes fórmulas, para cada concesionaria y sector de nudo en donde se ubica el cliente de la empresa concesionaria, considerando la siguiente clasificación:

Empresa	Sector de Nudo	Comunas Comprendidas
ELECDA	2	TALTAL
CONAFE A	1	III, IV y V REGIÓN EXCEPTO VALPARAÍSO, QUILPUÉ y VIÑA DEL MAR
CONAFE B	1	VALPARAÍSO, QUILPUÉ y VIÑA DEL MAR
EMELECTRIC	1	V REGIÓN, REGIÓN METROPOLITANA, LAS CABRAS, PICHIDEGUA, PICHILEMU, LA ESTRELLA, LITUECHE, MARCHIGUE, NAVIDAD, PAREDONES, PERALILLO y PUMANQUE
EMELECTRIC	2	RESTO DE LA VI REGIÓN y VII REGIÓN
EMELECTRIC	3	VIII REGIÓN
CGE DISTRIBUCIÓN	1	VI, VII REGIÓN y METROPOLITANA
CGE DISTRIBUCIÓN	2	LOS ANGELES, MULCHEN, CHILLÁN, CHILLÁN VIEJO, SAN CARLOS, SAN NICOLÁS y COIHUECO
CGE DISTRIBUCIÓN	3	RESTO DE LA VIII REGIÓN
CGE DISTRIBUCIÓN	4	IX REGIÓN
CGE DISTRIBUCIÓN	5	EL BOSQUE, LA PINTANA, PUENTE ALTO, PADRE HURTADO, PEÑAFLOR, SAN BERNARDO, CALERA DE TANGO, CURACAVÍ, ISLA DE MAIPO, SAN JOSÉ DE MAIPO, TALAGANTE (EX RÍO MAIPO SECTOR DE NUDO 1).
CGE DISTRIBUCIÓN	6	CURICÓ, LINARES, LONGAVÍ, MOLINA, ROMERAL, SAGRADA FAMILIA, SAN JAVIER, TENO, VILLA ALEGRE, YERBAS BUENAS, PELARCO, RAUCO, RÍO CLARO (EX CONAFE B SECTOR DE NUDO 2).
RESTO EMPRESAS CONCESIONARIAS	1	TODA SU ZONA DE CONCESIÓN

Los precios de nudo de energía y potencia promedio en nivel de distribución para cada concesionaria y sector de nudo, se calcularán de la siguiente forma:

$$Pe = PNEP + \sum_{i=1}^n [Re_i \times PNEP + Ke_i] + AC + AR$$

$$Pp = PNPP + \sum_{i=1}^n [Rp_i \times PNPP + Kp_i]$$

$$PNPT = PNPP$$

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].
- AC : Abono o cargo aplicable para el Sistema Interconectado Central a los clientes regulados, resultante de la aplicación del artículo 27° transitorio de la Ley, y determinados en el Decreto 85, en [\$/kWh], correspondiente a 0,452 [\$/kWh].
- AR : Ajuste o recargo aplicable a los clientes regulados de la empresa concesionaria en el Sistema Interconectado Central, 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].

PNPT : Precio de nudo de potencia a nivel troncal, en [\$/kW/mes].

Re_i : Factor de recargo en el precio de la energía por concepto de pérdidas de energía desde la subestación troncal de generación-transporte i hasta los puntos de inyección al sistema de distribución.

Rp_i : Factor de recargo en el precio de la potencia de punta por concepto de pérdidas de potencia desde la subestación troncal de generación-transporte i hasta los puntos de inyección al sistema de distribución.

Ke_i : Cargo adicional, en [\$/kWh], en el precio de la energía por concepto de inversión, operación y mantenimiento desde la subestación troncal de generación-transporte i hasta los puntos de inyección al sistema de distribución.

Kp_i : Cargo adicional, en [\$/kW/mes], en el precio de la potencia de punta por concepto de inversión, operación y mantenimiento desde la subestación troncal de generación-transporte i hasta los puntos de inyección al sistema de distribución.

n : Número de subestaciones troncales de generación-transporte consideradas en la determinación de los precios Pe y Pp.

Para efectos de la determinación de los peajes de distribución establecidos en el decreto 79, el valor del abono o cargo en la determinación del término Pe, será igual a cero.

Para el caso particular de los sistemas medianos de Cochamó y Hornopirén pertenecientes a la zona de concesión de SAESA, no son aplicables los cargos correspondientes a los parámetros AC y AR.

A continuación se indican, para cada concesionaria y sector de nudo, los Precios de Nudo Promedio de energía y potencia, los valores de los parámetros Re_i, Rp_i, Ke_i, Kp_i y los AR asociados a cada una de las subestaciones troncales de generación-transporte.

COD Dx	Empresa Distribuidora	Sector	S/E Troncal	PNEP [\$/kWh]	PNPP [\$/kW/mes]	Re _i [%]	Rp _i [%]	Ke _i [\$/kWh]	Kp _i [\$/kW/mes]	AR [\$/kWh]
3	ELECDA	2	Diego de Almagro 220	53,069	4.061,35	17,84%	14,18%	12,030	7.319,05	15,578
4	EMELAT	1	Cardones 220	53,930	4.048,82	3,25%	2,68%	3,663	2.231,04	13,813
4	EMELAT	1	Diego de Almagro 220	53,930	4.048,82	0,57%	0,47%	0,324	364,39	13,813
4	EMELAT	1	Maitencillo 220	53,930	4.048,82	0,61%	0,51%	0,670	407,98	13,813
4	EMELAT	1	Pan de Azúcar 220	53,930	4.048,82	0,06%	0,05%	0,045	27,40	13,813
6	CHILQUINTA	1	Cerro Navia 220	66,969	4.146,24	0,41%	0,46%	0,367	187,15	-16,701
6	CHILQUINTA	1	Polpaico 220	66,969	4.146,24	0,96%	1,08%	0,775	395,95	-16,701
6	CHILQUINTA	1	Quillota 220	66,969	4.146,24	2,02%	2,22%	2,690	1.365,16	-16,701
7	CONAFE A	1	Los Vilos 220	51,286	5.546,13	0,56%	0,47%	0,597	362,57	9,137
7	CONAFE A	1	Pan de Azúcar 220	51,286	5.546,13	3,24%	2,92%	4,677	2.835,58	9,137
7	CONAFE A	1	Quillota 220	51,286	5.546,13	1,83%	1,47%	1,382	840,95	9,137
7	CONAFE B	1	Quillota 220	51,286	5.546,13	2,60%	2,89%	3,310	1.669,43	8,875
8	EMELCA	1	Quillota 220	80,776	4.177,49	7,18%	7,99%	14,431	7.272,20	-32,288
9	LITORAL	1	Cerro Navia 220	64,563	4.144,50	1,21%	1,36%	1,369	695,95	-14,248
9	LITORAL	1	Quillota 220	64,563	4.144,50	4,87%	5,42%	9,188	4.631,42	-14,248
10	CHILECTRA	1	Alto Jahuel 220	33,102	3.871,74	0,32%	0,36%	0,699	357,71	13,348
10	CHILECTRA	1	Cerro Navia 220	33,102	3.871,74	0,42%	0,47%	0,975	501,41	13,348
10	CHILECTRA	1	Chena 220	33,102	3.871,74	0,20%	0,23%	0,480	246,95	13,348
10	CHILECTRA	1	Polpaico 220	33,102	3.871,74	0,03%	0,03%	0,067	34,56	13,348
10	CHILECTRA	1	Quillota 220	33,102	3.871,74	0,00%	0,00%	0,007	3,50	13,348
12	COLINA	1	Cerro Navia 220	33,545	3.911,89	1,28%	1,42%	3,775	2.834,01	13,389
13	TILTIL	1	Cerro Navia 220	32,770	3.817,43	1,83%	2,00%	3,158	2.194,59	13,798
13	TILTIL	1	Quillota 220	32,770	3.817,43	2,54%	2,80%	4,819	2.476,58	13,798
14	PUENTE ALTO	1	Alto Jahuel 220	36,503	3.862,89	1,69%	1,88%	2,998	1.532,17	13,443
15	LUZANDES	1	Alto Jahuel 220	32,514	3.817,28	1,03%	1,17%	4,993	4.744,94	13,356
17	EMELECTRIC	1	Cerro Navia 220	47,717	4.000,50	12,24%	15,34%	3,248	1.929,51	4,597
17	EMELECTRIC	2	Ancoa 220	47,717	4.000,50	0,01%	0,01%	0,013	8,02	4,506
17	EMELECTRIC	2	Cerro Navia 220	47,717	4.000,50	5,47%	6,91%	1,738	1.042,91	4,506
17	EMELECTRIC	2	Charrúa 220	47,717	4.000,50	0,98%	1,32%	1,469	901,80	4,506
17	EMELECTRIC	2	Itahue 154	47,717	4.000,50	3,28%	4,32%	2,986	1.826,18	4,506
17	EMELECTRIC	2	San Fernando 154	47,717	4.000,50	0,27%	0,35%	0,281	170,33	4,506
17	EMELECTRIC	3	Charrúa 220	47,717	4.000,50	4,75%	5,62%	5,222	3.061,06	4,291
18	CGED	1	Alto Jahuel 220	69,203	4.022,27	0,20%	0,25%	0,231	138,77	-20,102
18	CGED	1	Itahue 154	69,203	4.022,27	0,61%	0,81%	0,818	498,38	-20,102
18	CGED	1	Paine 154	69,203	4.022,27	0,25%	0,32%	0,265	160,19	-20,102
18	CGED	1	Punta Cortes 154	69,203	4.022,27	0,39%	0,51%	0,438	264,03	-20,102
18	CGED	1	Rancagua 154	69,203	4.022,27	0,67%	0,87%	0,717	432,86	-20,102
18	CGED	1	San Fernando 154	69,203	4.022,27	0,75%	0,98%	0,733	444,76	-20,102
18	CGED	2	Charrúa 220	69,203	4.022,27	2,97%	3,27%	4,102	2.335,63	-20,120
18	CGED	3	Charrúa 220	69,203	4.022,27	3,76%	3,25%	3,171	1.641,22	-20,274
18	CGED	4	Temuco 220	69,203	4.022,27	3,05%	3,03%	3,896	2.069,57	-20,135
18	CGED	5	Alto Jahuel 220	69,203	4.022,27	0,41%	0,45%	0,848	434,53	-19,769
18	CGED	5	Cerro Navia 220	69,203	4.022,27	0,04%	0,05%	0,105	53,97	-19,769
18	CGED	5	Chena 220	69,203	4.022,27	0,50%	0,56%	1,169	601,15	-19,769
18	CGED	5	Paine 154	69,203	4.022,27	0,23%	0,30%	0,227	137,65	-19,769
18	CGED	6	Itahue 154	69,203	4.022,27	3,00%	3,92%	3,576	2.172,33	-20,137
18	CGED	6	Teno 154	69,203	4.022,27	0,06%	0,07%	0,078	46,85	-20,137

COD Dx	Empresa Distribuidora	Sector	S/E Troncal	PNEP [\$/kWh]	PNPP [\$/kWh/mes]	Rei [%]	Rpi [%]	Kei [\$/kWh]	Kpi [\$/kWh/mes]	AR [\$/kWh]
21	COPELAN	1	Charrúa 220	43,863	3.927,76	3,11%	2,87%	3,444	1.783,28	3,142
22	FRONTEL	1	Charrúa 220	50,919	4.112,96	4,86%	4,67%	3,905	2.000,87	-4,006
22	FRONTEL	1	Temuco 220	50,919	4.112,96	1,60%	1,60%	1,571	811,36	-4,006
23	SAESA	1	Barro Blanco 220	47,695	4.456,21	0,37%	0,37%	0,746	404,76	1,993
23	SAESA	1	Cochamó	47,695	4.456,21	0,00%	0,00%	0,000	0,00	0,000
23	SAESA	1	Hornopirén	47,695	4.456,21	0,00%	0,00%	0,000	0,00	0,000
23	SAESA	1	Puerto Montt 220	47,695	4.456,21	1,64%	1,26%	1,681	923,09	1,993
23	SAESA	1	Temuco 220	47,695	4.456,21	0,32%	0,31%	0,477	258,69	1,993
23	SAESA	1	Valdivia 220	47,695	4.456,21	0,18%	0,18%	0,419	227,70	1,993
26	CODINER	1	Temuco 220	48,458	4.422,43	3,17%	3,17%	3,710	1.945,91	-0,816
28	E. CASABLANCA	1	Cerro Navia 220	69,852	4.110,59	0,01%	0,02%	0,038	19,40	-20,539
28	E. CASABLANCA	1	Quillota 220	69,852	4.110,59	7,07%	7,87%	14,174	7.142,72	-20,539
29	COOP. CURICO	1	Itahue 154	48,755	4.083,12	1,95%	2,53%	1,936	1.172,17	2,236
29	COOP. CURICO	1	San Fernando 154	48,755	4.083,12	0,56%	0,73%	0,544	330,10	2,236
29	COOP. CURICO	1	Teno 154	48,755	4.083,12	0,43%	0,55%	0,581	348,57	2,236
30	EMETAL	1	Alto Jahuel 220	47,399	3.829,04	1,97%	2,46%	0,135	81,00	3,459
30	EMETAL	1	Itahue 154	47,399	3.829,04	3,72%	4,87%	3,834	2.330,93	3,459
31	LUZLINARES	1	Ancoa 220	68,392	4.221,16	0,88%	1,13%	0,745	446,57	-18,723
31	LUZLINARES	1	Itahue 154	68,392	4.221,16	1,67%	2,25%	3,281	2.005,98	-18,723
32	LUZPARRAL	1	Charrúa 220	73,348	4.191,51	3,84%	5,20%	6,672	4.090,97	-27,453
33	COPELEC	1	Charrúa 220	38,754	3.889,50	3,77%	4,95%	4,413	2.687,82	8,463
34	COELCHA	1	Charrúa 220	52,707	3.960,02	2,47%	2,51%	2,513	1.311,02	-5,940
35	SOCOEPA	1	Valdivia 220	55,980	4.363,61	2,99%	2,93%	5,022	2.722,83	-7,469
36	COOPREL	1	Barro Blanco 220	60,700	4.365,16	2,78%	2,73%	4,734	2.567,12	-12,222
39	LUZOSORNO	1	Barro Blanco 220	62,042	4.357,71	1,43%	1,44%	4,025	2.379,32	-13,417
39	LUZOSORNO	1	Puerto Montt 220	62,042	4.357,71	0,02%	0,02%	0,042	23,58	-13,417
40	CRELL	1	Puerto Montt 220	49,660	4.421,31	1,16%	1,18%	3,254	2.015,29	0,176
42	ENELSA	1	Pan de Azúcar 220	41,263	4.103,92	11,93%	10,28%	11,988	7.272,65	14,798

Para clientes regulados pertenecientes al Sistema Interconectado Central, los precios de nudo en nivel de distribución a utilizar en las fórmulas tarifarias de las empresas concesionarias de servicio público de distribución, determinados para cada concesionaria incorporando los cargos AC y AR, son los que se indican a continuación:

COD Dx	Empresa Distribuidora	Sector	Pe [\$/kWh]	Pp [\$/kWh/mes]
3	ELECDA	2	90,597	11.956,30
4	EMELAT	1	75,318	7.229,84
6	CHILQUINTA	1	56,822	6.250,40
7	CONAFE A	1	70,418	9.854,77
7	CONAFE B	1	65,256	7.375,84
8	EMELCA	1	69,171	11.783,47
9	LITORAL	1	65,249	9.752,87
10	CHILECTRA	1	49,451	5.058,07
12	COLINA	1	51,590	6.801,45
13	TILTIL	1	56,429	8.671,84
14	PUENTE ALTO	1	54,013	5.467,68
15	LUZANDES	1	51,650	8.606,88
17	EMELECTRIC	1	61,855	6.543,69
17	EMELECTRIC	2	63,938	8.466,20
17	EMELECTRIC	3	59,949	7.286,39
18	CGED	1	54,741	6.111,69
18	CGED	2	55,692	6.489,43
18	CGED	3	55,154	5.794,21
18	CGED	4	55,527	6.213,71
18	CGED	5	53,052	5.304,27
18	CGED	6	55,290	6.401,94
21	COPELAN	1	52,265	5.823,77
22	FRONTEL	1	56,130	7.183,07
23	SAESA	1	54,660	6.364,92
26	CODINER	1	53,340	6.508,53
28	E. CASABLANCA	1	68,923	11.597,04
29	COOP. CURICÓ	1	55,937	6.089,53
30	EMETAL	1	57,976	6.521,64
31	LUZLINARES	1	55,891	6.816,39
32	LUZPARRAL	1	55,836	8.500,44
33	COPELEC	1	53,543	6.769,85
34	COELCHA	1	51,034	5.370,44
35	SOCOEPA	1	55,659	7.214,29
36	COOPREL	1	55,351	7.051,45
39	LUZOSORNO	1	54,044	6.824,23
40	CRELL	1	54,118	6.488,77
42	ENELSA	1	73,424	11.798,45

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 alguno 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 del presente pliego 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. Para estos efectos, 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 de la componente AR 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, deberá calcular el monto asociado a la valorización producto de la aplicación del factor AR correspondiente, señalado en el número 2.1 del presente decreto, que resulta de aplicar la siguiente expresión:

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

Donde:

- MFAR : Monto facturado por la empresa distribuidora por ajuste o recargo, en [\$.]
 AR_i : Ajuste o recargo establecido en el artículo 157° de la Ley, aplicable a los clientes sujetos a fijación de precios del sector de nudo "i" de la empresa, en conformidad con lo establecido en el número 2.1 del presente decreto, en [\$/kWh].
 EFACTAT_i : Energía facturada a clientes regulados finales en el nivel de alta tensión de distribución del sector "i" de la empresa distribuidora, en [kWh].
 EFACTBT_i : Energía facturada a clientes regulados finales en el nivel de baja tensión de distribución del sector "i" de la empresa distribuidora, en [kWh].
 PEAT : Factor de expansión de pérdidas de energía en alta tensión, indicado en el número 7.6 del artículo primero del decreto 385.
 PEBT : Factor de expansión de pérdidas de energía en baja tensión, indicado en el número 7.6 del artículo primero del decreto 385.
 NSN : Cantidad de sectores de nudo de la empresa distribuidora.

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 empresa, 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 empresas 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) El VTRS deberá ser transferido a las empresas con ajustes a prorrata de sus respectivos VA. Por su parte, las empresas 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 valorización de los recargos (VTRS) sea superior a la de los ajustes (VTAS), el monto total que deberán transferir las empresas que aplican recargos, será igual a VTAS.
 e) Las empresas concesionarias deberán hacer efectiva la reliquidación, procediendo a realizar el pago correspondiente dentro de los 3 días siguientes 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 DP deberá contabilizar en cuentas individuales por empresa 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 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) precedente, y los volúmenes de energía referidos en 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 referidos a nivel troncal, 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 presente decreto y de la diferencia de precios y volúmenes de energía y potencia que resultaren de la aplicación de este 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 del presente decreto, incorporando, a su vez, las reliquidaciones a que dé origen la letra d) del señalado número 4.1, y las facturaciones teóricas del cumplimiento de los contratos de suministro de las concesionarias.

La facturación teórica, anteriormente mencionada, corresponde al monto que resulta 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 en el Sistema Interconectado Central, 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 Recaudación del Abono o Cargo por diferencia entre precio de nudo y costo marginal

En la oportunidad que las concesionarias de servicio público de distribución informen a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles las facturaciones correspondientes a cada mes, éstas deberán informar a la DP del CDEC respectivo los montos facturados por el abono o cargo por diferencia entre el precio de nudo y el costo marginal a que se refiere el número 1.3 del artículo primero del Decreto 85.

El monto facturado deberá determinarse conforme a la siguiente expresión:

$$MFAC = AC \times (EFACTAT \times PEAT + EFACTBT \times PEAT \times PEBT)$$

Donde:

MFAC : Monto facturado por la empresa distribuidora, en [\$.].

AC : Abono o cargo aplicable para el Sistema Interconectado Central a los clientes regulados, resultante de la aplicación del artículo 27° transitorio de la Ley, y determinados en el Decreto 85, en [\$/kWh], correspondiente a 0,452 [\$/kWh].

EFACTAT : Energía facturada por la empresa distribuidora a clientes regulados finales en el nivel de alta tensión de distribución, en [kWh].

EFACTBT : Energía facturada por la empresa distribuidora a clientes regulados finales en el nivel de baja tensión de distribución, en [kWh].

PEAT : Factor de expansión de pérdidas de energía en alta tensión, indicado en el número 7.6 del artículo primero del Decreto 385.

PEBT : Factor de expansión de pérdidas de energía en baja tensión, indicado en el número 7.6 del artículo primero del Decreto 385.

Cuando la energía facturada esté conformada por fracciones de tiempo en que se hayan incluido distintos cargos o abonos, resultantes de la aplicación del artículo 27° transitorio de la Ley, el monto recaudado se determinará a partir de la proporción de días en los cuales se encuentre vigente el cargo o abono que en cada caso corresponda.

La DP del CDEC respectivo deberá establecer un balance que permita distribuir los montos recaudados conforme al presente numeral, entre las empresas suministradoras que corresponda.

4.4 Obligaciones de la concesionaria

Para la determinación de los montos afectos a reliquidación a que hace referencia el número 4.1 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 y a más tardar dentro de los primeros 8 días corridos de cada mes.

4.5 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.

Anótese, tómesese razón y publíquese.- Por orden del Presidente de la República, Rodrigo Álvarez Zenteno, Ministro de Energía.

Lo que transcribo a Ud. para su conocimiento.- Saluda atte. a Ud., Hernán Moya Bruzzone, Jefe División Jurídica Subsecretaría de Energía.

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

Cursa con alcance el decreto N° 127, de 2011, del Ministerio de Energía

N° 81.254.- Santiago, 28 de diciembre de 2011.

Esta Entidad de Control ha dado curso al documento del rubro, mediante el cual se fijan los precios de nudo promedio en el Sistema Interconectado Central, con motivo de las fijaciones de precios señaladas en el artículo 171 de la Ley General de Servicios Eléctricos, pero cumple con hacer presente que dicho instrumento deberá publicarse en el Diario Oficial una vez que el decreto N° 85, de 2011, del Ministerio de Energía -que sirve de fundamento para la dictación del acto administrativo en examen, y que fue tomado razón por esta Contraloría General con fecha 30 de noviembre del año en curso- haya sido debidamente publicado en el mismo medio.

Con el alcance que antecede, se ha tomado razón del decreto del epígrafe.

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

Al señor
Ministro de Energía
Presente.

Ministerio del Medio Ambiente

EXTRACTO DE ANTEPROYECTO PLAN DE PREVENCIÓN ATMOSFÉRICO PARA LAS COMUNAS DEL CONCEPCIÓN METROPOLITANO

Por resolución exenta N° 1.612, del 22 de diciembre de 2011, del Ministerio del Medio Ambiente, se aprobó el anteproyecto mencionado y se ordenó someterlo a consulta. La misma resolución ordena publicarlo en extracto que es del tenor siguiente:

Objetivo: El objetivo del Plan de Prevención Atmosférico para las comunas del Concepción Metropolitano (en adelante, PPACM) es reducir las concentraciones del MP10 a nivel diario, para evitar alcanzar la condición de saturación en la zona de Concepción Metropolitano.

Se establece el año 2008 como Año Base del PPACM, a partir del cual se referenciarán los indicadores de seguimiento de los avances en calidad del aire. Al mismo tiempo, se establece el año 2025 como el plazo en que se espera alcanzar la reducción de emisiones de MP10. Lo anterior considera los antecedentes disponibles respecto de la contaminación por MP10, y la necesidad de focalizarse en aquellos contaminantes que representan los mayores riesgos para la salud. Las acciones del PPACM se orientan al control prioritario de las emisiones directas de material particulado provenientes de procesos de combustión y en forma complementaria al control de las emisiones de precursores de material particulado secundario, con énfasis en los óxidos de azufre.

Fundamentos:

Las características geográficas, climáticas y socio-económicas de la zona de Concepción Metropolitano, entendiéndose por ésta a la zona comprendida por las comunas de Lota, Coronel, San Pedro de la Paz, Hualqui, Concepción, Hualpén, Talcahuano, Penco, Tomé y Chiguayante, hacen de ella un área ventilada, con presencia moderada de cerros costeros, pertenecientes a los bordes de la Cordillera de la Costa principalmente y los inicios de la Cordillera de Nahuelbuta, en la zona sur del Biobío, lo que favorece los procesos de dispersión de contaminantes atmosféricos.

No obstante lo anterior, la declaración de zona latente para Concepción Metropolitano, establecida mediante DS N° 41, de 2006, del Ministerio Secretaría General