

Ministerio de Energía**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. 1.- Santiago, 17 de enero de 2013.- 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 10 de septiembre de 2008, modificado mediante decreto supremo N° 160, de 9 de junio de 2009, ambos del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que Fija las tarifas de subtransmisión y sus fórmulas de indexación;
- Lo dispuesto en el decreto supremo N° 385, de 11 de noviembre de 2008, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, en adelante "Decreto 385", que Fija fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados que se señalan, efectuados por las empresas concesionarias de distribución que indica;
- Lo dispuesto en el decreto supremo N° 79, de 12 de marzo de 2009, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, en adelante "Decreto 79";
- Lo dispuesto en el decreto supremo N° 107, de 30 de octubre de 2012, del Ministerio de Energía, en adelante "Decreto 107", que fija Precios de Nudo para Suministros de Electricidad;
- Lo informado por la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente la "Comisión", en su oficio CNE Of. Ord. N° 450, de fecha 26 de noviembre de 2012; 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 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 2012, el Ministerio de Energía dictó el decreto N° 107 que fija los Precios de Nudo de Corto Plazo de acuerdo a lo establecido en el artículo 171° 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 la Dirección de Peajes, en adelante e indistintamente "DP", del respectivo Centro de Despacho Económico de Carga, en adelante "CDEC"; 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° 450, de fecha 26 de noviembre de 2012, 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:

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 2012, 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.

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 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 respectivo, considerando la siguiente clasificación:

Concesionaria	Sector de Nudo	Comunas Comprendidas
ELECDA	1	ANTOFAGASTA, MEJILLONES, SIERRA GORDA, CALAMA, TOCOPILLA
ELECDA	2	TALTAL
CONAFE A	1	III REGIÓN, IV REGIÓN 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, MARCHIGÜE, NAVIDAD, PAREDONES, PERALILLO y PUMANQUE
EMELECTRIC	2	RESTO DE LA VI REGIÓN y VII REGIÓN
EMELECTRIC	3	VIII REGIÓN
CGE DISTRIBUCIÓN	1	VI REGIÓN, VII REGIÓN y REGIÓN METROPOLITANA
CGE DISTRIBUCIÓN	2	LOS ANGELES, MULCHÉN, 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, PEÑAFLORES, 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 CONCESIONARIAS	1	TODA SU ZONA DE CONCESIÓN

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.

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:

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

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

$$PNPT = PNPP$$

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

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	Concesionaria	Sector de Nudo	S/E Troncal	PNEP [\$/kWh]	PNPP [\$/kW/mes]	Re _i [%]	Rp _i [%]	Ke _i [\$/kWh]	Kp _i [\$/kW/mes]	AR [\$/kWh]
1	EMELARI	1	Crucero 220	36,618	4.369,49	4,53%	4,94%	7,044	3.284,51	0,000
2	ELIQSA	1	Crucero 220	36,618	4.369,49	2,89%	3,09%	4,188	1.964,18	0,000
3	ELECDA	1	Crucero 220	36,660	4.350,44	1,04%	1,08%	865,41	0,000	0,000
3	ELECDA	1	Encuentro 220	36,660	4.350,44	1,34%	1,41%	2.426	1.137,30	0,000
20	COOPERSOL	1	Crucero 220	38,957	4.186,77	12,48%	13,43%	7,666	3.575,97	-0,551
3	ELECDA	2	Diego de Almagro 220	42,143	4.055,63	17,62%	14,01%	12,097	7.396,42	0,281
4	EMELAT	1	Cardones 220	42,454	4.045,13	3,24%	2,68%	3,723	2.274,11	-0,210
4	EMELAT	1	Diego de Almagro 220	42,454	4.045,13	0,60%	0,49%	0,365	373,89	-0,210
4	EMELAT	1	Maitencillo 220	42,454	4.045,13	0,61%	0,51%	0,682	416,47	-0,210
4	EMELAT	1	Pan de Azúcar 220	42,454	4.045,13	0,07%	0,06%	0,053	32,71	-0,210
6	CHILQUINTA	1	Cerro Navia 220	42,088	4.157,74	0,45%	0,51%	0,402	205,87	-2,455
6	CHILQUINTA	1	Polpaico 220	42,088	4.157,74	0,87%	0,97%	0,710	364,09	-2,455
6	CHILQUINTA	1	Quillota 220	42,088	4.157,74	2,07%	2,28%	2,888	1.470,20	-2,455
7	CONAFE A	1	Los Vilos 220	47,277	5.090,92	0,58%	0,49%	0,643	390,93	-4,001
7	CONAFE A	1	Pan de Azúcar 220	47,277	5.090,92	3,34%	2,97%	4,689	2.847,67	-4,001
7	CONAFE A	1	Quillota 220	47,277	5.090,92	1,85%	1,48%	1,423	870,08	-4,001
7	CONAFE B	1	Quillota 220	47,277	5.090,92	2,60%	2,89%	3,360	1.703,58	-3,881
8	EMELCA	1	Quillota 220	46,937	4.193,94	7,18%	7,99%	14,733	7.423,94	-7,953
9	LITORAL	1	Cerro Navia 220	42,252	4.169,81	1,13%	1,27%	1,306	664,61	-2,376
9	LITORAL	1	Quillota 220	42,252	4.169,81	5,00%	5,57%	9,672	4.877,14	-2,376
10	CHILECTRA	1	Alto Jahuel 220	30,904	3.877,51	0,31%	0,36%	0,688	351,85	6,004
10	CHILECTRA	1	Cerro Navia 220	30,904	3.877,51	0,42%	0,47%	0,967	497,64	6,004
10	CHILECTRA	1	Chena 220	30,904	3.877,51	0,21%	0,24%	0,487	250,59	6,004
10	CHILECTRA	1	Polpaico 220	30,904	3.877,51	0,02%	0,03%	0,052	26,70	6,004
10	CHILECTRA	1	Quillota 220	30,904	3.877,51	0,00%	0,00%	0,007	3,33	6,004
12	COLINA	1	Cerro Navia 220	31,222	3.911,47	1,28%	1,42%	3,663	2.854,51	6,022
13	TILTIL	1	Cerro Navia 220	30,658	3.837,38	2,22%	2,44%	3,836	2.729,26	6,196
13	TILTIL	1	Quillota 220	30,658	3.837,38	1,99%	2,19%	3,837	1.977,50	6,196
14	PUENTE ALTO	1	Alto Jahuel 220	31,893	3.857,47	1,70%	1,89%	2,961	1.516,33	6,047
15	LUZANDES	1	Alto Jahuel 220	30,273	3.816,95	1,03%	1,17%	4,802	4.818,21	6,007
17	EMELECTRIC	1	Cerro Navia 220	37,710	3.988,09	12,15%	15,22%	3,328	1.970,77	3,613
17	EMELECTRIC	2	Ancoa 220	37,710	3.988,09	0,01%	0,01%	0,013	7,51	3,523

COD Dx	Concesionaria	Sector de Nudo	S/E Troncal	PNEP [\$/kWh]	PNPP [\$/kW/mes]	Re _i [%]	Rp _i [%]	Ke _i [\$/kWh]	Kp _i [\$/kW/mes]	AR [\$/kWh]
17	EMELECTRIC	2	Cerro Navia 220	37,710	3.988,09	4,58%	5,78%	1,483	889,99	3,523
17	EMELECTRIC	2	Charrúa 220	37,710	3.988,09	1,22%	1,65%	1,831	1.120,08	3,523
17	EMELECTRIC	2	Itahue 154	37,710	3.988,09	3,26%	4,29%	3,009	1.840,57	3,523
17	EMELECTRIC	2	San Fernando 154	37,710	3.988,09	0,27%	0,35%	0,284	171,87	3,523
17	EMELECTRIC	3	Charrúa 220	37,710	3.988,09	4,60%	5,42%	5,234	3.061,57	3,370
18	CGED	1	Alto Jahuel 220	47,772	4.042,61	0,19%	0,25%	0,233	139,90	-8,819
18	CGED	1	Itahue 154	47,772	4.042,61	0,58%	0,76%	0,798	484,89	-8,819
18	CGED	1	Paine 154	47,772	4.042,61	0,24%	0,30%	0,257	155,38	-8,819
18	CGED	1	Punta Cortés 154	47,772	4.042,61	0,44%	0,56%	0,485	293,00	-8,819
18	CGED	1	Rancagua 154	47,772	4.042,61	0,67%	0,87%	0,733	442,48	-8,819
18	CGED	1	San Fernando 154	47,772	4.042,61	0,78%	1,02%	0,773	469,82	-8,819
18	CGED	2	Charrúa 220	47,772	4.042,61	2,97%	3,26%	4,191	2.378,28	-8,826
18	CGED	3	Charrúa 220	47,772	4.042,61	3,76%	3,25%	3,226	1.676,79	-8,893
18	CGED	4	Temuco 220	47,772	4.042,61	3,13%	3,10%	4,129	2.187,71	-8,839
18	CGED	5	Alto Jahuel 220	47,772	4.042,61	0,42%	0,47%	0,869	446,16	-8,671
18	CGED	5	Cerro Navia 220	47,772	4.042,61	0,05%	0,05%	0,117	60,27	-8,671
18	CGED	5	Chena 220	47,772	4.042,61	0,48%	0,54%	1,122	577,35	-8,671
18	CGED	5	Paine 154	47,772	4.042,61	0,22%	0,28%	0,221	133,96	-8,671
18	CGED	6	Itahue 154	47,772	4.042,61	2,98%	3,90%	3,631	2.203,41	-8,833
18	CGED	6	Teno 154	47,772	4.042,61	0,07%	0,09%	0,099	59,32	-8,833
21	COPELAN	1	Charrúa 220	40,650	3.880,69	3,09%	2,84%	3,491	1.806,57	-4,507
22	FRONTEL	1	Charrúa 220	36,327	4.054,68	4,93%	4,73%	4,044	2.065,02	0,311
22	FRONTEL	1	Temuco 220	36,327	4.054,68	1,62%	1,61%	1,601	822,61	0,311
23	SAESA	1	Barro Blanco 220	38,038	4.431,11	0,34%	0,34%	0,692	374,19	0,857
23	SAESA	1	Cochamó	38,038	4.431,11	0,00%	0,00%	0,000	0,00	0,000
23	SAESA	1	Hornopirén	38,038	4.431,11	0,00%	0,00%	0,000	0,00	0,000
23	SAESA	1	Puerto Montt 220	38,038	4.431,11	1,71%	1,30%	1,746	971,90	0,857
23	SAESA	1	Temuco 220	38,038	4.431,11	0,34%	0,33%	0,525	283,09	0,857
23	SAESA	1	Valdivia 220	38,038	4.431,11	0,19%	0,20%	0,467	253,04	0,857
23	SAESA	1	Los Ciruelos 220	38,038	4.431,11	0,02%	0,02%	0,052	28,26	0,857
26	CODINER	1	Temuco 220	36,926	4.469,04	3,37%	3,36%	3,960	2.067,81	0,338
28	E. CASABLANCA	1	Cerro Navia 220	43,310	4.129,25	0,02%	0,02%	0,040	20,57	-4,037
28	E. CASABLANCA	1	Quillota 220	43,310	4.129,25	7,06%	7,86%	14,457	7.284,76	-4,037
29	COOP. CURICÓ	1	Itahue 154	34,487	3.989,46	1,99%	2,58%	2,015	1.221,30	5,915
29	COOP. CURICÓ	1	San Fernando 154	34,487	3.989,46	0,58%	0,75%	0,571	346,64	5,915
29	COOP. CURICÓ	1	Teno 154	34,487	3.989,46	0,40%	0,52%	0,557	333,95	5,915
30	EMETAL	1	Alto Jahuel 220	37,486	3.827,26	2,00%	2,50%	0,140	84,19	2,741
30	EMETAL	1	Itahue 154	37,486	3.827,26	3,68%	4,81%	3,878	2.358,51	2,741
31	LUZINARES	1	Ancoa 220	41,967	4.135,75	0,89%	1,14%	0,769	461,03	-2,019
31	LUZINARES	1	Itahue 154	41,967	4.135,75	1,69%	2,29%	3,366	2.048,80	-2,019
32	LUZPARRAL	1	Charrúa 220	44,534	4.210,32	3,86%	5,23%	6,857	4.185,41	-8,574
33	COPELEC	1	Charrúa 220	36,238	3.886,35	3,75%	4,93%	4,509	2.743,63	0,041
34	COELCHA	1	Charrúa 220	44,521	3.912,90	2,45%	2,49%	2,545	1.330,21	-8,444
35	SOCOPEPA	1	Valdivia 220	36,247	4.460,02	3,04%	2,97%	5,208	2.810,50	2,430
36	COOPREL	1	Barro Blanco 220	39,405	4.427,15	2,78%	2,72%	4,851	2.618,36	-1,146
39	LUZOSORNO	1	Barro Blanco 220	39,211	4.433,18	1,43%	1,43%	3,801	2.510,53	-0,929
39	LUZOSORNO	1	Puerto Montt 220	39,211	4.433,18	0,03%	0,03%	0,052	29,74	-0,929
40	CRELL	1	Puerto Montt 220	43,217	4.327,31	1,15%	1,17%	3,205	2.043,44	-4,605
42	ENELSA	1	Pan de Azúcar 220	36,690	4.163,82	11,91%	10,25%	12,139	7.383,65	6,654

Para clientes regulados pertenecientes al Sistema Interconectado Central y Sistema Interconectado del Norte Grande, los precios de nudo en nivel de distribución a utilizar en las fórmulas tarifarias de las concesionarias, determinados para cada una de ellas e incorporando el cargo AR, son los que se indican a continuación:

COD Dx	Empresa Distribuidora	Sector de Nudo	Sistema Eléctrico	Pe \$/kWh	Pp \$/kW/mes
1	EMELARI	1	SING	45,321	7.869,85
2	ELIQSA	1	SING	41,864	6.468,69
3	ELECDA	1	SING	41,800	6.461,48
20	COOPERSOL	1	SING	50,934	8.325,02
3	ELECDA	2	SIC	61,947	12.020,24
4	EMELAT	1	SIC	48,986	7.293,60
6	CHILQUINTA	1	SIC	45,060	6.354,23
7	CONAFE A	1	SIC	52,759	9.451,09
7	CONAFE B	1	SIC	47,985	6.941,63
8	EMELCA	1	SIC	57,087	11.952,98
9	LITORAL	1	SIC	53,444	9.996,78
10	CHILECTRA	1	SIC	39,406	5.050,27
12	COLINA	1	SIC	41,307	6.821,52
13	TILTIL	1	SIC	45,818	8.721,81
14	PUENTE ALTO	1	SIC	41,443	5.446,71
15	LUZANDES	1	SIC	41,394	8.679,82
17	EMELECTRIC	1	SIC	49,233	6.565,85
17	EMELECTRIC	2	SIC	51,375	8.499,87
17	EMELECTRIC	3	SIC	48,049	7.265,81
18	CGED	1	SIC	43,617	6.180,08
18	CGED	2	SIC	44,556	6.552,68
18	CGED	3	SIC	43,901	5.850,78
18	CGED	4	SIC	44,557	6.355,64
18	CGED	5	SIC	41,989	5.314,52
18	CGED	6	SIC	44,126	6.466,64

COD Dx	Empresa Distribuidora	Sector de Nudo	Sistema Eléctrico	Pe \$/kWh	Pp \$/kW/mes
21	COPELAN	1	SIC	40,890	5.797,47
22	FRONTEL	1	SIC	44,662	7.199,38
23	SAESA	1	SIC	43,366	6.438,63
26	CODINER	1	SIC	42,468	6.687,01
28	E. CASABLANCA	1	SIC	56,836	11.759,96
29	COOP. CURICÓ	1	SIC	44,569	6.044,94
30	EMETAL	1	SIC	46,374	6.549,73
31	LUZLINARES	1	SIC	45,166	6.787,44
32	LUZPARRAL	1	SIC	44,536	8.615,93
33	COPELEC	1	SIC	42,147	6.821,58
34	COELCHA	1	SIC	39,713	5.340,54
35	SOCOPEPA	1	SIC	44,987	7.402,98
36	COOPREL	1	SIC	44,205	7.165,93
39	LUZOSORNO	1	SIC	42,707	7.038,17
40	CRELL	1	SIC	42,314	6.421,38
42	ENELSA	1	SIC	59,853	11.974,26

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

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

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

3 GRAVÁMENES E IMPUESTOS

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

4 RELIQUIDACIONES

4.1 Mecanismo de reliquidación de la DP

La DP del CDEC respectivo determinará las reliquidaciones entre concesionarias producto de la aplicación del artículo 157° de la ley. A ese efecto, para cada concesionaria deberá reliquidar, a más tardar dentro de los primeros 15 días corridos de cada mes, respecto del mes anterior, los montos asociados a la aplicación del factor AR 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 concesionaria 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 concesionaria, en conformidad con lo establecido en el número 2.1 [\$/kWh].
 EFACTAT_i : Energía facturada a clientes regulados finales en el nivel de alta tensión de distribución del sector "i" de la concesionaria, en [kWh].
 EFACTBT_i : Energía facturada a clientes regulados finales en el nivel de baja tensión de distribución del sector "i" de la concesionaria, en [kWh].

- PEAT : Factor de expansión de pérdidas de energía en alta tensión, indicado en el número 7.6 del artículo primero del decreto 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 concesionaria.

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

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

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

- c) La DP del CDEC respectivo deberá validar la información entregada por las concesionarias. Asimismo, a partir de la suma de la totalidad de los VA y VR del sistema eléctrico, obtenidos según la letra anterior, deberá determinar la valorización total de ajustes del sistema (VTAS) y la valorización total de recargos del sistema (VTRS), según corresponda.
- d) La VTRS deberá ser transferida a las concesionarias con ajustes a prorrata de sus respectivos VA. Por su parte, las concesionarias que hayan aplicado recargos en sus tarifas finales, deberán transferirlos a prorrata de sus respectivos VR.
 Sin perjuicio de lo anterior, en caso que la VTRS sea superior a la de la VTAS, el monto total que deberán transferir las concesionarias que aplican recargos, será igual a la VTAS.
- e) Las concesionarias deberán hacer efectiva la reliquidación, procediendo a realizar el pago correspondiente, a más tardar 3 días contados desde la determinación de los montos a reliquidar por la DP. Asimismo, deberán informar a esta última los pagos recibidos o realizados con ocasión de dicha reliquidación, conforme al formato que para ello establezca la DP.
- f) La respectiva DP deberá contabilizar en cuentas individuales por concesionaria los montos correspondientes a los saldos resultantes de la aplicación de la reliquidación, de modo que ellos sean considerados en las reliquidaciones posteriores que mensualmente efectúe.
- g) La respectiva DP deberá informar a la Comisión y a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, dentro de los 25 primeros días corridos de cada mes, el detalle de los resultados de las reliquidaciones indicadas en la letra d) anterior y los volúmenes de energía determinados de acuerdo a la letra a) de este número.
- h) Conjuntamente con el envío de la información a que hace referencia la letra anterior, la DP deberá informar a la Comisión los volúmenes de energía y potencia asociados a los contratos de suministro 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 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 la DP del CDEC respectivo, las concesionarias deberán entregar toda la información requerida en la forma que para dichos efectos la Comisión establezca, a más tardar dentro de los primeros 8 días corridos de cada mes.

4.4 Intereses y reajustes

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

Anótese, tómese razón y publíquese.- Por orden del Presidente de la República, Sergio del Campo Fayet, Ministro de Energía (S).

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

OTRAS ENTIDADES

Banco Central de Chile

TIPOS DE CAMBIO Y PARIDADES DE MONEDAS EXTRANJERAS PARA EFECTOS DEL NÚMERO 6 DEL CAPÍTULO I DEL COMPENDIO DE NORMAS DE CAMBIOS INTERNACIONALES Y CAPÍTULO II.B.3. DEL COMPENDIO DE NORMAS FINANCIERAS AL 21 DE FEBRERO DE 2013

Table with 3 columns: Tipo de Cambio \$ (N°6 del C.N.C.I.), Paridad Respecto US\$, and currency names (DOLAR EE.UU., DOLAR CANADA).

Table with 3 columns: Currency names (DOLAR AUSTRALIA, DOLAR NEOZELANDES, LIBRA ESTERLINA, etc.), and exchange rates.

* Tipo de cambio que rige para efectos del Capítulo II.B.3. Sistemas de reajustabilidad autorizados por el Banco Central de Chile (Acuerdo N°05-07-900105) del Compendio de Normas Financieras.

Santiago, 20 de febrero de 2013.- Miguel Ángel Nacur Gazali, Ministro de Fe.

TIPO DE CAMBIO PARA EFECTOS DEL NÚMERO 7 DEL CAPÍTULO I DEL COMPENDIO DE NORMAS DE CAMBIOS INTERNACIONALES

El tipo de cambio "dólar acuerdo" a que se refiere el inciso primero del N°7 del Capítulo I del Compendio de Normas de Cambios Internacionales fue de \$704,75 por dólar, moneda de los Estados Unidos de América, para el día 20 de febrero de 2013.

Santiago, 20 de febrero de 2013.- Miguel Ángel Nacur Gazali, Ministro de Fe.

Advertisement for INAPI (Instituto Nacional de Propiedad Industrial) featuring a newspaper clipping and text: 'Protección efectiva a sus derechos de propiedad industrial. Marcas, patentes de invención, modelos de utilidad, dibujos y diseños industriales, esquemas de trazado o topografías de circuitos integrados, indicaciones geográficas y denominaciones de origen. Oficinas Atención de usuarios: Alameda 194 Primer piso. DIARIO OFICIAL DE LA REPUBLICA DE CHILE. Suplemento Marcas y Patentes'.

Leyes, Reglamentos y Decretos de Orden General

DIARIO OFICIAL DE LA REPUBLICA DE CHILE. Miembro de la Red de Diarios Oficiales Americanos. Logo of RED BOA.