FIJA VALORES DE PRECIOS DE NUDO PROMEDIO, CON MOTIVO DE LA ENTRADA EN VIGENCIA DE NUEVOS CONTRATOS E INDEXACIÓN DE PRECIOS CONTENIDOS EN LOS CONTRATOS DE SUMINISTRO QUE INDICA

Núm. 80.- Santiago, 27 de abril de 2010.- Vistos:

1. Lo dispuesto en el artículo 35 de la Constitución Política de la República;

2. Lo dispuesto en la ley Nº 20.402, que crea el Ministerio de Energía, estableciendo modificaciones al D.L. Nº 2.224, de 1978 y a otros cuerpos legales;

3. Lo dispuesto en el Decreto con Fuerza de Ley Nº 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 Nº 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de Energía Eléctrica, en adelante e indistintamente la "Ley", especialmente lo establecido en sus artículos 157°, 158°, 161°, 171° y 172°;

4. Lo establecido en el Decreto Supremo N° 320, de 2008, modificado mediante Decreto Supremo N° 160, de 2009, ambos del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción;

5. Lo dispuesto en el Decreto Supremo Nº 281, de 2009, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija precios de nudo para suministros de electricidad, publicado en el Diario Oficial del 4 de enero de 2010, en adelante "Decreto N° 281";

6. Lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 1, de fecha 6 de enero de 2010, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, en adelante "DS N°1", que fija Precios de Nudo Promedio para suministros de electricidad;

7. 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";

8. Lo dispuesto en el Decreto Supremo N°60, de fecha 31 de marzo de 2010, del Ministerio de Energía, en adelante "DS N°60", que Modifica valores de Precios de Nudo Promedio establecidos en el Decreto Supremo N°1, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de fecha 6 de enero de 2010, con motivo de la indexación de precios contenidos en los contratos de suministro que indica, publicado en el Diario Oficial con fecha 17 de mayo de 2010; y

9. Lo informado por la Comisión Nacional de Energía, en adelante la "Comisión", en su Oficio Ord. CNE Nº 236, de fecha 31 de marzo de 2010, al Ministerio de Energía;

Considerando:

a) 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 "concesionarias", deban traspasar a sus clientes regulados;
b) Que dicho decreto debe ser dictado con ocasión de la entrada en vigencia de algún contrato de suministro licitado conforme al artículo 131° y siguientes de la Ley y cuando se indexe algún precio contenido en un contrato de suministro vigente, según lo dispuesto en los artículos 161° y 172° de la Ley;
c) Que con fecha 1° de abril de 2010 entran en vigencia los contratos de suministro de la empresa Cooprel Ltda.;
d) Que, de la aplicación de lo dispuesto en el numeral 2.2 del artículo primero del DS N°1, se constata que el día 1° de abril de 2010, los Precios de Nudo de Energía de Largo Plazo obtenidos de los contratos de suministro correspondientes a los procesos licitatorios 2006/01-2 y 2008/01, según se individualizan en el Informe Técnico de "Precios de Nudo Promedio Sistema Interconectado Central, Marzo 2010," en adelante e indistintamente "Informe Técnico", alcanzaron una variación acumulada al alza, superior al 10% respecto de sus valores vigentes;
e) 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
f) Que la Comisión, según lo dispuesto en el artículo 158° de la Ley, con fecha 31 de marzo de 2010 comunicó al Ministerio de Energía el Informe Técnico, que contiene el cálculo de los nuevos precios de nudo promedio de cada empresa concesionaria de distribución, según lo dispuesto en el artículo 157° de la Ley,

Decreto:

Artículo Primero:

Fíjanse 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 abril del 2010, de acuerdo a lo dispuesto en el inciso segundo del 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 con el artículo 131º 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 criterios 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 de Precios de Nudo Promedio, 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 REGION EXCEPTO VALPARAISO, QUILPUE y VIÑA DEL MAR
CONAFE B	1	VALPARAISO, QUILPUE y VIÑA DEL MAR
EMELECTRIC	1	V REGION, REGION METROPOLITANA, LAS CABRAS, PICHIDEGUA, PICHILEMU, LA ESTRELLA, LITUECHE, MARCHIGUE, NAVIDAD, PAREDONES, PERALILLO y PUMANQUE
EMELECTRIC	2	RESTO DE LA VI REGION y VII REGION
EMELECTRIC	3	VIII REGION
CGE DISTRIBUCION	1	VI, VII REGION y METROPOLITANA
CGE DISTRIBUCION	2	LOS ANGELES, MULCHEN, CHILLAN, CHILLAN VIEJO, SAN CARLOS, SAN NICOLAS y COIHUECO
CGE DISTRIBUCION	3	RESTO DE LA VIII REGION
CGE DISTRIBUCION	4	IX REGION
CGE DISTRIBUCION	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 RIO MAIPO SECTOR DE NUDO 1).
CGE DISTRIBUCION	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:

$$Pe = PNEP + \sum_{i=1}^{n} \left[\mathrm{Re}_i \times PNEP + Ke_i \right] + AC + AR$$

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

$$PNPT = PNPP$$

En que:

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, en adelante "SIC", a los clientes regulados, resultante de la aplicación del Artículo 27º transitorio de la Ley, y determinados en el Decreto 281, en [$/kWh], correspondiente a 7,431 [$/kWh].

AR : Ajuste o recargo aplicable a los clientes regulados de la empresa concesionaria en el SIC, 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].

Rei : 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.

Rpi : 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.

Kei : 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.

Kpi : 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, de 12 de marzo de 2009, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, el valor del abono o cargo en la determinación del término Pe, será igual a cero.

A continuación se indican, para cada concesionaria y sector de nudo, los precios de nudo de energía y potencia promedio y los valores de los parámetros Rei, Rpi, Kei, Kpi y AR asociados a cada una de las subestaciones troncales de generación-transporte.

COD Dx	Empresa Distribuidora	Sector	Nombre S/E Troncal	PNEP [$/kWh]	PNPP [$/kW/mes]	Rei [%]	Rpi [%]	Kei [$/kWh]	Kpi [$/kW/mes]	AR [$/kWh]
3	ELECDA	2	Diego de Almagro 220	43,094	4.399,31	17,84%	14,18%	11,855	7.198,39	0,001
4	EMELAT	1	Cardones 220	43,259	4.378,39	3,20%	2,65%	3,592	2.186,04	-0,056
4	EMELAT	1	Diego de Almagro 220	43,259	4.378,39	0,58%	0,48%	0,457	275,95	-0,056
4	EMELAT	1	Maitencillo 220	43,259	4.378,39	0,57%	0,47%	0,629	383,16	-0,056
4	EMELAT	1	Pan de Azúcar 220	43,259	4.378,39	0,08%	0,06%	0,054	32,87	-0,056
6	CHILQUINTA	1	Cerro Navia 220	35,600	4.750,99	0,53%	0,59%	0,455	232,10	3,785
6	CHILQUINTA	1	Polpaico 220	35,600	4.750,99	0,85%	0,96%	0,677	345,51	3,785
6	CHILQUINTA	1	Quillota 220	35,600	4.750,99	2,00%	2,20%	2,666	1.349,45	3,785
7	CONAFE A	1	Los Vilos 220	36,385	4.838,35	0,53%	0,45%	0,576	349,31	3,873
7	CONAFE A	1	Pan de Azúcar 220	36,385	4.838,35	3,51%	3,13%	4,746	2.874,94	3,873
7	CONAFE A	1	Quillota 220	36,385	4.838,35	1,74%	1,40%	1,308	794,84	3,873
7	CONAFE B	1	Quillota 220	36,385	4.838,35	2,61%	2,90%	3,274	1.644,78	3,757
8	EMELCA	1	Quillota 220	61,661	4.548,50	7,18%	7,99%	14,291	7.180,85	-21,278
9	LITORAL	1	Cerro Navia 220	36,077	4.840,49	1,37%	1,53%	1,524	772,91	3,885
9	LITORAL	1	Quillota 220	36,077	4.840,49	4,74%	5,28%	8,838	4.439,28	3,885
10	CHILECTRA	1	Alto Jahuel 220	35,719	4.748,80	0,29%	0,33%	0,577	297,75	3,696
10	CHILECTRA	1	Cerro Navia 220	35,719	4.748,80	0,43%	0,48%	0,904	465,20	3,696
10	CHILECTRA	1	Chena 220	35,719	4.748,80	0,21%	0,24%	0,460	236,74	3,696
10	CHILECTRA	1	Polpaico 220	35,719	4.748,80	0,02%	0,02%	0,043	22,05	3,696
10	CHILECTRA	1	Quillota 220	35,719	4.748,80	0,00%	0,00%	0,006	3,17	3,696
12	COLINA	1	Cerro Navia 220	36,290	4.789,21	1,28%	1,42%	3,587	2.649,43	3,708
13	TILTIL	1	Cerro Navia 220	34,494	4.446,97	1,85%	2,04%	3,213	2.185,08	3,821
13	TILTIL	1	Quillota 220	34,494	4.446,97	2,50%	2,75%	4,669	2.390,75	3,821
14	PUENTE ALTO	1	Alto Jahuel 220	33,013	4.184,35	1,72%	1,91%	2,736	1.401,40	3,724
15	LUZANDES	1	Alto Jahuel 220	35,651	4.757,80	1,03%	1,17%	4,958	4.519,12	3,699
17	EMELECTRIC	1	Cerro Navia 220	38,554	4.318,16	12,52%	15,72%	3,182	1.903,34	4,120
17	EMELECTRIC	2	Ancoa 220	38,554	4.318,16	0,01%	0,01%	0,013	7,72	3,999
17	EMELECTRIC	2	Cerro Navia 220	38,554	4.318,16	4,62%	5,83%	1,440	867,77	3,999
17	EMELECTRIC	2	Charrúa 220	38,554	4.318,16	1,10%	1,48%	1,687	1.029,39	3,999
17	EMELECTRIC	2	Itahue 154	38,554	4.318,16	3,20%	4,21%	2,904	1.776,56	3,999
17	EMELECTRIC	2	San Fernando 154	38,554	4.318,16	0,29%	0,38%	0,298	180,43	3,999
17	EMELECTRIC	3	Charrúa 220	38,554	4.318,16	4,43%	5,05%	4,809	2.771,32	3,824
18	CGED	1	Alto Jahuel 220	48,768	4.409,36	0,20%	0,26%	0,232	139,60	-7,957
18	CGED	1	Itahue 154	48,768	4.409,36	0,49%	0,65%	0,653	396,23	-7,957
18	CGED	1	Paine 154	48,768	4.409,36	0,19%	0,25%	0,202	122,25	-7,957
18	CGED	1	Punta Cortes 154	48,768	4.409,36	0,46%	0,59%	0,505	304,53	-7,957
18	CGED	1	Rancagua 154	48,768	4.409,36	0,70%	0,90%	0,736	444,61	-7,957
18	CGED	1	San Fernando 154	48,768	4.409,36	0,78%	1,02%	0,762	462,66	-7,957
18	CGED	2	Charrúa 220	48,768	4.409,36	3,13%	3,36%	4,076	2.292,54	-7,980
18	CGED	3	Charrúa 220	48,768	4.409,36	3,87%	3,34%	3,227	1.665,35	-8,038
18	CGED	4	Temuco 220	48,768	4.409,36	3,06%	3,04%	3,970	2.103,55	-7,975
18	CGED	5	Alto Jahuel 220	48,768	4.409,36	0,34%	0,38%	0,657	337,45	-7,835
18	CGED	5	Cerro Navia 220	48,768	4.409,36	0,04%	0,05%	0,093	47,89	-7,835
18	CGED	5	Chena 220	48,768	4.409,36	0,52%	0,59%	1,100	566,01	-7,835
18	CGED	5	Paine 154	48,768	4.409,36	0,34%	0,44%	0,332	201,47	-7,835
18	CGED	6	Itahue 154	48,768	4.409,36	2,82%	3,69%	3,292	1.996,90	-7,970
18	CGED	6	Teno 154	48,768	4.409,36	0,17%	0,22%	0,227	135,88	-7,970
21	COOPELAN	1	Charrúa 220	32,976	4.247,17	3,12%	2,87%	3,391	1.762,81	3,776
22	FRONTEL	1	Charrúa 220	41,409	4.420,45	4,95%	4,78%	3,946	2.030,12	-2,570
22	FRONTEL	1	Temuco 220	41,409	4.420,45	1,41%	1,41%	1,389	717,27	-2,570
23	SAESA	1	Barro Blanco 220	37,373	4.850,91	0,36%	0,36%	0,699	378,37	3,090
23	SAESA	1	Cochamó	37,373	4.850,91	0,00%	0,00%	0,000	0,00	0,000
23	SAESA	1	Hornopirén	37,373	4.850,91	0,00%	0,00%	0,000	0,00	0,000
23	SAESA	1	Puerto Montt 220	37,373	4.850,91	1,73%	1,38%	1,902	1.035,12	3,090
23	SAESA	1	Temuco 220	37,373	4.850,91	0,37%	0,36%	0,556	299,75	3,090
23	SAESA	1	Valdivia 220	37,373	4.850,91	0,16%	0,16%	0,374	160,28	3,090
26	CODINER	1	Temuco 220	38,180	4.819,96	3,20%	3,20%	3,698	1.936,40	1,419
28	E. CASABLANCA	1	Cerro Navia 220	35,227	4.723,70	0,02%	0,03%	0,052	26,86	3,920
28	E. CASABLANCA	1	Quillota 220	35,227	4.723,70	7,05%	7,84%	13,934	6.997,65	3,920
29	COOP. CURICO	1	Itahue 154	36,977	4.351,54	2,04%	2,65%	2,001	1.212,85	0,001
29	COOP. CURICO	1	San Fernando 154	36,977	4.351,54	0,68%	0,89%	0,652	396,36	0,001
29	COOP. CURICO	1	Teno 154	36,977	4.351,54	0,33%	0,42%	0,441	264,65	0,001
30	EMETAL	1	Alto Jahuel 220	38,094	4.134,50	2,10%	2,62%	0,142	85,29	2,551
30	EMETAL	1	Itahue 154	38,094	4.134,50	3,73%	4,88%	3,800	2.310,68	2,551
31	LUZLINARES	1	Ancoa 220	59,164	4.634,59	0,65%	0,83%	0,541	323,90	-20,697
31	LUZLINARES	1	Itahue 154	59,164	4.634,59	2,11%	2,83%	3,820	2.319,90	-20,697
32	LUZPARRAL	1	Charrúa 220	60,008	4.614,44	3,78%	5,13%	6,618	4.029,16	-22,116
33	COPELEC	1	Charrúa 220	30,922	4.206,10	3,61%	4,72%	4,371	2.649,47	3,794
34	COELCHA	1	Charrúa 220	39,677	4.278,52	2,43%	2,46%	2,429	1.267,69	-1,003
35	SOCOEPA	1	Valdivia 220	35,743	4.821,82	1,74%	1,73%	3,277	1.773,07	3,725
36	COOPREL	1	Barro Blanco 220	46,914	4.746,60	2,65%	2,60%	4,489	2.425,82	-7,138
39	LUZOSORNO	1	Barro Blanco 220	52,322	4.696,80	1,42%	1,42%	3,824	2.378,08	-12,553
39	LUZOSORNO	1	Puerto Montt 220	52,322	4.696,80	0,13%	0,13%	0,240	133,90	-12,553
40	CRELL	1	Puerto Montt 220	37,896	4.820,01	1,47%	1,47%	4,846	3.741,51	2,451
42	ENELSA	1	Pan de Azúcar 220	32,009	4.445,44	11,80%	10,14%	11,632	7.051,50	4,094

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 $/kW/mes
3	ELECDA	2	70,069	12.221,52
4	EMELAT	1	57,282	7.416,66
6	CHILQUINTA	1	51,817	6.856,21
7	CONAFE A	1	56,422	9.098,39
7	CONAFE B	1	51,797	6.623,44
8	EMELCA	1	66,532	12.092,78
9	LITORAL	1	59,959	10.382,32
10	CHILECTRA	1	49,175	5.824,52
12	COLINA	1	51,481	7.506,65
13	TILTIL	1	55,128	9.235,81
14	PUENTE ALTO	1	47,472	5.665,67
15	LUZANDES	1	52,106	9.332,59
17	EMELECTRIC	1	58,114	6.900,31
17	EMELECTRIC	2	59,881	8.694,32
17	EMELECTRIC	3	56,326	7.307,55
18	CGED	1	52,707	6.441,06
18	CGED	2	53,821	6.850,05
18	CGED	3	53,275	6.221,98
18	CGED	4	53,686	6.646,95
18	CGED	5	51,151	5.626,56
18	CGED	6	53,206	6.714,55
21	COOPELAN	1	48,603	6.131,87
22	FRONTEL	1	54,239	7.441,47
23	SAESA	1	52,404	6.834,06
26	CODINER	1	51,950	6.910,60
28	E. CASABLANCA	1	63,055	12.119,97
29	COOP. CURICO	1	48,631	6.397,72
30	EMETAL	1	54,239	6.840,56
31	LUZLINARES	1	51,892	7.448,02
32	LUZPARRAL	1	54,209	8.880,32
33	COPELEC	1	47,634	7.054,10
34	COELCHA	1	49,498	5.651,46
35	SOCOEPA	1	50,798	6.678,31
36	COOPREL	1	52,939	7.295,83
39	LUZOSORNO	1	52,075	7.281,58
40	CRELL	1	53,181	8.632,37
42	ENELSA	1	58,943	11.947,71

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

Los precios de nudo de energía y potencia promedio fijados mediante el presente Decreto, serán actualizados con ocasión de la indexación de alguno de los contratos de suministro modelados conforme se estableció en el informe técnico de Precio de Nudo Promedio que la Comisión comunicó al Ministerio de Energía con fecha 31 de marzo de 2010 y que dieron origen a los cálculos de los precios aludidos.

Las fórmulas de indexación y los rezagos de los índices de los contratos de suministro modelados, son las contenidas en el referido informe técnico de precios de nudo promedio.

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 punto 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 punto 2.1 del presente decreto, que resulta de aplicar la siguiente expresión:

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

Donde:

MFAR: Monto facturado por la empresa distribuidora por ajuste o recargo, en [$]
AR_i: Ajuste o recargo aplicable a los clientes sujetos a fijación de precios del sector de nudo "i" de la empresa, en conformidad con lo establecido en el número 2.1 [$/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 incluidos 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 respectivo 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), respectivamente.

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 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 por estos efectos 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) y los volúmenes de energía determinados de acuerdo a la letra a).

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 Artículo 134° de la Ley, la Comisión determinará los excedentes o déficit de recaudación producto de las reliquidaciones realizadas conforme el punto 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 establecidos en la letra h) del punto 4.1, incorporando a su vez las reliquidaciones a que dé origen la letra d) del punto 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 determinados en la letra h) del punto 4.1 valorizadas 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 informe técnico de Precio 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.

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 numeral 1.3 del artículo primero del Decreto 281 que fija los precios de nudo de corto plazo.

El monto facturado deberá determinarse conforme a la siguiente expresión:

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

En que:

MFAC : Monto facturado por la empresa distribuidora por abono o cargo, en [$]

AC : Abono o cargo aplicable para el Sistema Interconectado Central a los clientes regulados, resultante de la aplicación del Artículo 27º transitorio de la Ley, y determinados en el Decreto 281, en [$/kWh], correspondiente a 7,431 [$/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 por parte de la DP del CDEC a que hace referencia el numeral 4.1, 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 punto 4, deberán incluir el cálculo de los intereses y reajustes que procedan.

Anótese, tómese razón y publíquese.- Por orden del Presidente de la República, Ricardo Raineri Bernain, Ministro de Energía.

Lo que transcribo a Ud. para su conocimiento.- Saluda a Ud., Jimena Bronfman C., Subsecretaria de Energía.