



Ministerio de Energía

FIJA PRECIOS DE NUDO PROMEDIO EN EL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL, CON OCASIÓN DE LA INDEXACIÓN DE PRECIOS CONTENIDOS EN LOS CONTRATOS DE SUMINISTRO QUE SE INDICAN

Núm. 84.- Santiago, 28 de octubre de 2011.- Vistos: Lo dispuesto en el artículo 35 de la Constitución Política de la República; 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; 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 157º, 158º, 161º, 171º y 172º; lo establecido en el Decreto Supremo Nº 320, de 2008, modificado mediante Decreto Supremo Nº 160, de 2009, ambos del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción; lo dispuesto en el Decreto Supremo Nº 385, de 11 de noviembre de 2008, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, en adelante “Decreto 385”; lo dispuesto en el Decreto Supremo Nº 79, de 12 de marzo de 2009, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, en adelante “Decreto 79”; lo dispuesto en el Decreto Supremo Nº 40, de 29 de abril de 2011, del Ministerio de Energía, en adelante “Decreto 40”, que fija Precios de Nudo para suministro de electricidad, modificado por el Decreto Supremo Nº 46, de 2011, del Ministerio de Energía; lo dispuesto en el Decreto Supremo Nº 52, de 04 de agosto de 2011, del Ministerio de Energía, en adelante “Decreto 52”, que fija Precios de Nudo Promedio en el Sistema Interconectado Central; lo informado por la Comisión, en su CNE Of. Ord. Nº 0269 de fecha 20 de julio de 2011, al Ministerio de Energía; y lo establecido en la Resolución Nº 1600, de 2008, de la Contraloría General de la República.

Considerando:

1. Que de conformidad a lo establecido en el artículo 158º 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;
2. Que dicho decreto debe ser dictado con motivo de las fijaciones de precios señaladas en el artículo 171º de la Ley, con ocasión de la entrada en vigencia de algún contrato de suministro licitado conforme al artículo 131º y siguientes, o cuando se indexe algún precio contenido en un contrato de suministro vigente, según lo dispuesto en los artículos 161º y 172º;
3. Que, de la aplicación de lo dispuesto en el artículo 158º letra c) de la Ley, se constata que el día 1º de julio de 2011, los Precios de Nudo de Energía de Largo Plazo obtenidos de los contratos de suministro correspondientes a los procesos licitatorios que se individualizan en el Informe Técnico de “Fijación de Precios de Nudo Promedio Sistema Interconectado Central, Julio 2011,” en adelante e indistintamente “Informe Técnico”, alcanzaron una variación acumulada al alza superior al 10% respecto de sus valores vigentes, de acuerdo a lo establecido en el Decreto 52;
4. Que con fecha 29 de abril de 2011, el Ministerio de Energía dictó el Decreto 40 que fija los Precios de Nudo de Corto Plazo de acuerdo a lo establecido en el artículo 171º de la Ley;
5. Que de conformidad a lo establecido en el inciso tercero del artículo 157º 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
6. Que la Comisión, según lo dispuesto en el artículo 158º de la Ley, remitió al Ministerio de Energía, mediante CNE Of.Ord. Nº269, de fecha 20 de julio 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 157º 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 157º 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 1º de julio de 2011, de acuerdo a lo dispuesto en el inciso final del artículo 158º de la Ley, y de las reliquidaciones necesarias, según el artículo 171º 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 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 160º 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, 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:



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

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

$$PNPT = PNPP$$

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 40, en [\$/kWh], correspondiente a 7,345 [\$/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 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.
- 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 Rei, Rpi, Kei, Kpi y los AR asociados a cada una de las subestaciones troncales de generación-transporte. Por AR_i^{base} debe entenderse lo siguiente:

AR_i^{base} : Ajuste o recargo base establecido en el artículo 157° de la Ley, sin considerar los cargos de reliquidaciones, aplicable a los clientes sujetos a fijación de precios del sector de nudo “i” de la empresa, en conformidad con lo establecido en este número.

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 _i ^{base} \$/kWh	AR \$/kWh
3	ELECDA	2	Diego de Almagro 220	53,976	3.934,33	17,84%	14,18%	11,712	7.156,68	12,10	11,853
4	EMELAT	1	Cardones 220	54,477	3.919,17	2,94%	2,43%	3,318	2.025,63	7,66	7,505
4	EMELAT	1	Diego de Almagro 220	54,477	3.919,17	0,76%	0,63%	0,428	475,52	7,66	7,505
4	EMELAT	1	Maitencillo 220	54,477	3.919,17	0,60%	0,50%	0,671	409,37	7,66	7,505
4	EMELAT	1	Pan de Azúcar 220	54,477	3.919,17	0,09%	0,07%	0,063	38,43	7,66	7,505
6	CHILQUINTA	1	Cerro Navia 220	69,218	4.022,49	0,44%	0,49%	0,383	194,82	-19,03	-19,240
6	CHILQUINTA	1	Polpaico 220	69,218	4.022,49	0,89%	1,00%	0,703	358,08	-19,03	-19,240
6	CHILQUINTA	1	Quillota 220	69,218	4.022,49	2,04%	2,25%	2,636	1.338,12	-19,03	-19,240
7	CONAFE A	1	Los Vilos 220	48,254	4.696,01	0,57%	0,48%	0,590	359,32	9,08	8,862
7	CONAFE A	1	Pan de Azúcar 220	48,254	4.696,01	2,94%	2,70%	4,511	2.736,24	9,08	8,862
7	CONAFE A	1	Quillota 220	48,254	4.696,01	1,49%	1,19%	1,109	677,36	9,08	8,862
7	CONAFE B	1	Quillota 220	48,254	4.696,01	2,60%	2,89%	3,222	1.632,33	8,87	8,660
8	EMELCA	1	Quillota 220	84,180	4.055,58	7,18%	7,99%	14,141	7.111,34	-36,27	-36,488
9	LITORAL	1	Cerro Navia 220	66,347	4.011,50	1,08%	1,21%	1,202	608,42	-16,13	-16,347
9	LITORAL	1	Quillota 220	66,347	4.011,50	5,00%	5,56%	9,231	4.645,78	-16,13	-16,347
10	CHILECTRA	1	Alto Jahuel 220	32,302	3.754,41	0,33%	0,37%	0,714	364,01	15,91	15,747
10	CHILECTRA	1	Cerro Navia 220	32,302	3.754,41	0,41%	0,45%	0,933	479,51	15,91	15,747
10	CHILECTRA	1	Chena 220	32,302	3.754,41	0,21%	0,23%	0,486	249,62	15,91	15,747
10	CHILECTRA	1	Polpaico 220	32,302	3.754,41	0,03%	0,03%	0,058	29,79	15,91	15,747
10	CHILECTRA	1	Quillota 220	32,302	3.754,41	0,00%	0,00%	0,005	2,61	15,91	15,747
12	COLINA	1	Cerro Navia 220	32,728	3.781,18	1,28%	1,42%	3,603	2.639,10	15,96	15,753
13	TILTIL	1	Cerro Navia 220	32,205	3.718,20	2,39%	2,63%	4,064	2.804,63	16,41	16,198
13	TILTIL	1	Quillota 220	32,205	3.718,20	1,75%	1,92%	3,249	1.664,83	16,41	16,198
14	PUENTE ALTO	1	Alto Jahuel 220	36,327	3.742,09	1,67%	1,86%	2,926	1.493,76	16,02	15,814
15	LUZANDES	1	Alto Jahuel 220	31,717	3.689,71	1,03%	1,17%	4,901	4.622,93	15,92	15,714
17	EMELECTRIC	1	Cerro Navia 220	48,180	3.858,16	11,99%	15,03%	3,168	1.879,95	4,35	4,122
17	EMELECTRIC	2	Ancoa 220	48,180	3.858,16	0,02%	0,02%	0,019	11,57	4,26	4,029
17	EMELECTRIC	2	Cerro Navia 220	48,180	3.858,16	4,54%	5,74%	1,417	849,23	4,26	4,029
17	EMELECTRIC	2	Charrúa 220	48,180	3.858,16	1,11%	1,50%	1,682	1.019,26	4,26	4,029
17	EMELECTRIC	2	Itahue 154	48,180	3.858,16	3,44%	4,54%	3,095	1.882,69	4,26	4,029
17	EMELECTRIC	2	San Fernando 154	48,180	3.858,16	0,33%	0,43%	0,334	201,52	4,26	4,029
17	EMELECTRIC	3	Charrúa 220	48,180	3.858,16	4,74%	5,61%	5,150	2.994,14	4,07	3,855
18	CGED	1	Alto Jahuel 220	70,343	3.903,44	0,18%	0,23%	0,209	125,21	-22,02	-21,779
18	CGED	1	Itahue 154	70,343	3.903,44	0,68%	0,90%	0,907	548,41	-22,02	-21,779
18	CGED	1	Paine 154	70,343	3.903,44	0,21%	0,28%	0,225	135,97	-22,02	-21,779
18	CGED	1	Punta Cortes 154	70,343	3.903,44	0,43%	0,56%	0,472	283,92	-22,02	-21,779
18	CGED	1	Rancagua 154	70,343	3.903,44	0,67%	0,86%	0,703	423,39	-22,02	-21,779
18	CGED	1	San Fernando 154	70,343	3.903,44	0,63%	0,81%	0,606	366,56	-22,02	-21,779
18	CGED	2	Charrúa 220	70,343	3.903,44	2,95%	3,25%	4,025	2.276,97	-22,05	-21,811
18	CGED	3	Charrúa 220	70,343	3.903,44	3,75%	3,25%	3,118	1.602,71	-22,22	-21,980
18	CGED	4	Temuco 220	70,343	3.903,44	3,05%	3,03%	3,808	2.027,17	-22,07	-21,831
18	CGED	5	Alto Jahuel 220	70,343	3.903,44	0,44%	0,49%	0,907	464,34	-21,66	-21,428
18	CGED	5	Cerro Navia 220	70,343	3.903,44	0,04%	0,05%	0,109	55,97	-21,66	-21,428
18	CGED	5	Chena 220	70,343	3.903,44	0,47%	0,52%	1,089	559,57	-21,66	-21,428
18	CGED	5	Paine 154	70,343	3.903,44	0,19%	0,25%	0,189	114,35	-21,66	-21,428
18	CGED	6	Itahue 154	70,343	3.903,44	3,02%	3,95%	3,570	2.157,05	-22,08	-21,837
18	CGED	6	Teno 154	70,343	3.903,44	0,06%	0,08%	0,079	47,56	-22,08	-21,837
21	COOPELAN	1	Charrúa 220	43,758	3.823,72	3,12%	2,87%	3,372	1.745,03	2,25	2,037
22	FRONTEL	1	Charrúa 220	51,492	3.987,52	4,99%	4,79%	3,917	1.993,40	-5,63	-5,846
22	FRONTEL	1	Temuco 220	51,492	3.987,52	1,60%	1,60%	1,550	798,58	-5,63	-5,846
23	SAESA	1	Barro Blanco 220	48,429	4.323,31	0,39%	0,39%	0,747	406,69	0,21	-0,070
23	SAESA	1	Cochamó	48,429	4.323,31	0,00%	0,00%	0,000	0,00	0,00	0,000
23	SAESA	1	Hornopirén	48,429	4.323,31	0,00%	0,00%	0,000	0,00	0,00	0,000
23	SAESA	1	Puerto Montt 220	48,429	4.323,31	1,49%	1,20%	1,686	918,13	0,21	-0,070
23	SAESA	1	Temuco 220	48,429	4.323,31	0,32%	0,31%	0,469	255,23	0,21	-0,070
23	SAESA	1	Valdivia 220	48,429	4.323,31	0,19%	0,19%	0,438	238,34	0,21	-0,070
26	CODINER	1	Temuco 220	48,999	4.286,10	3,07%	3,07%	3,486	1.824,12	-2,27	-2,496
28	E. CASABLANCA	1	Cerro Navia 220	71,937	3.994,09	0,03%	0,03%	0,068	35,21	-23,04	-23,118
28	E. CASABLANCA	1	Quillota 220	71,937	3.994,09	7,00%	7,79%	13,743	6.911,67	-22,04	-23,118
29	COOP. CURICO	1	Itahue 154	49,563	3.947,28	1,93%	2,50%	1,874	1.132,63	-0,69	0,391
29	COOP. CURICO	1	San Fernando 154	49,563	3.947,28	0,64%	0,83%	0,604	365,86	-0,69	0,391
29	COOP. CURICO	1	Teno 154	49,563	3.947,28	0,41%	0,52%	0,541	324,30	-0,69	0,391
30	EMETAL	1	Alto Jahuel 220	48,287	3.734,94	2,08%	2,60%	0,140	83,70	0,91	2,295
30	EMETAL	1	Itahue 154	48,287	3.734,94	3,79%	4,95%	3,848	2.330,24	0,91	2,295
31	LUZLINARES	1	Ancoa 220	70,839	4.090,46	0,73%	0,94%	0,602	360,71	-22,92	-22,069
31	LUZLINARES	1	Itahue 154	70,839	4.090,46	1,86%	2,52%	3,579	2.161,21	-22,92	-22,069
32	LUZPARRAL	1	Charrúa 220	76,080	4.066,81	3,54%	4,81%	6,479	3.918,81	-31,21	-31,422
33	COPELEC	1	Charrúa 220	37,983	3.768,13	3,80%	4,99%	4,347	2.630,63	8,26	8,044
34	GOELCHA	1	Charrúa 220	52,736	3.838,93	2,46%	2,49%	2,450	1.269,74	-6,96	-7,175
35	SOCOPEPA	1	Valdivia 220	56,789	4.229,65	3,00%	2,93%	4,900	2.667,69	-9,18	-9,397
36	COOPREL	1	Barro Blanco 220	61,643	4.231,76	2,79%	2,73%	4,619	2.514,67	-14,17	-14,383
39	LUZOSORNO	1	Barro Blanco 220	60,729	4.239,10	1,37%	1,38%	3,926	2.335,63	-13,05	-13,247
39	LUZOSORNO	1	Puerto Montt 220	60,729	4.239,10	0,02%	0,02%	0,035	19,56	-13,05	-13,247
40	CRELL	1	Puerto Montt 220	50,390	4.283,85	1,16%	1,18%	3,192	1.961,18	-1,76	-1,964
42	ENELSA	1	Pan de Azúcar 220	41,161	3.975,58	12,06%	10,46%	12,105	7.349,94	17,66	17,429

La componente AR señalada en la tabla anterior, incluye tanto el cargo por excedente o déficit de recaudaciones según el mecanismo establecido en el punto 4.2 del presente Decreto, como el cargo de reliquidación por ajuste del modelo de demanda, según lo establecido en el Informe Técnico asociado a la presente fijación.

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	Empresa	Sector	Pe	Pp
Dx	Distribuidora		\$/kWh	\$/kW/mes
3	ELECDA	2	94,515	11.648,90
4	EMELAT	1	76,199	7.010,39
6	CHILQUINTA	1	63,378	6.063,95
7	CONAFE A	1	73,084	8.674,15
7	CONAFE B	1	68,736	6.464,05
8	EMELCA	1	75,222	11.490,96
9	LITORAL	1	71,812	9.537,28
10	CHILECTRA	1	57,907	4.920,50
12	COLINA	1	59,848	6.473,97
13	TILITIL	1	64,394	8.356,84
14	PUENTE ALTO	1	63,019	5.305,45
15	LUZANDES	1	60,004	8.355,81
17	EMELECTRIC	1	68,592	6.317,99
17	EMELECTRIC	2	70,649	8.294,28
17	EMELECTRIC	3	66,814	7.068,74
18	CGED	1	61,001	5.928,99
18	CGED	2	61,977	6.307,27
18	CGED	3	61,464	5.633,01
18	CGED	4	61,810	6.048,88
18	CGED	5	59,356	5.148,81
18	CGED	6	61,667	6.265,36
21	COOPELAN	1	57,877	5.678,49
22	FRONTEL	1	61,851	7.034,30
23	SAESA	1	60,201	6.232,06
26	CODINER	1	58,838	6.241,80
28	E. CASABLANCA	1	75,032	11.253,31
29	COOP. CURICÓ	1	61,795	5.922,04
30	EMETAL	1	64,749	6.430,87
31	LUZLINARES	1	62,131	6.753,91
32	LUZPARRAL	1	61,175	8.181,23
33	COPELEC	1	59,162	6.586,79
34	COELCHA	1	56,653	5.204,26
35	SOCOEPA	1	61,341	7.021,27
36	COOPREL	1	60,944	6.861,96
39	LUZOSORNO	1	59,632	6.653,64
40	CRELL	1	59,548	6.295,58
42	ENELSA	1	83,004	11.741,37

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^{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, deberá 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:

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

Donde:

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

AR_i^{base} : Ajuste o recargo base establecido en el artículo 157° de la Ley, sin considerar los cargos de reliquidaciones, 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 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 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 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 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 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 40.

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 40, en [\$/kWh], correspondiente a 7,345 [\$/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 de este 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 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, tómese razón, publíquese y archívese.- 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 Bruzzzone, Jefe División Jurídica, Subsecretaría de Energía.

FIJA PRECIOS DE NUDO PARA SUMINISTROS DE ELECTRICIDAD

Núm. 85.- Santiago, 28 de octubre de 2011.- Vistos: Lo dispuesto en el artículo 35 de la Constitución Política de la República; lo señalado en la Ley N° 20.402, que crea el Ministerio de Energía, estableciendo modificaciones al D.L. N° 2.224, de 1978 y a otros cuerpos legales; en los artículos transitorios 16° y 27°, en los artículos 102°, 131°, 134°, 135°, 147°, 155°, 162°, 168° y 171° del 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”; lo señalado en los numerales 9.3 y 10.5.1 letra a) del artículo segundo del Decreto Supremo N° 320, de 2008, modificado por el Decreto Supremo N° 160, de 2009, ambos del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, en adelante “Decreto 320”; lo establecido en el artículo primero del Decreto Supremo N° 385, del Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción, de 2008, en adelante, “Decreto 385”; lo informado por la Comisión Nacional de Energía, en Resolución Exenta N° 619, de fecha 24 de octubre de 2011; lo informado por la Comisión Nacional de Energía, en su Oficio Ord. CNE N° 374, de fecha 14 de octubre de 2011 al Ministerio de Energía; y lo establecido en la Resolución N° 1600, de 2008, de la Contraloría General de la República.

Decreto:

Artículo primero: Fíjanse los siguientes precios de nudo, sus fórmulas de indexación y las condiciones de aplicación de los mismos, para los suministros de electricidad a que se refiere el número 3 del artículo 147° de la Ley, que se efectúen desde las subestaciones de generación-transporte que se señalan. 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, conforme a lo dispuesto en el inciso final del artículo 171° de la Ley, para efectos de las reliquidaciones señaladas en el inciso tercero del mismo artículo.

1 PRECIOS DE NUDO

1.1. Precios básicos de nudo en subestaciones troncales.

A continuación se detallan los precios básicos por potencia de punta y por energía que se aplicarán a los suministros servidos en las subestaciones denominadas troncales, y para los niveles de tensión que se indican.

a) Sistema Interconectado del Norte Grande

Subestación Troncal	Tensión [kV]	Precio Base de la Potencia de punta [\$/kW/mes]	Precio Base de la Energía [\$/kWh]
Crucero	220	4.451,54	40,887
Encuentro	220	4.442,21	40,973