

**1. SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE****1.1. Valor máximo de ofertas de licitación en puntos de oferta**

El valor máximo de las ofertas de licitación para el Sistema Interconectado del Norte Grande corresponde a un precio medio de 170,239 [US\$/MWh], con un precio de potencia de 8,8896 [US\$/kW/mes] y un valor máximo de licitación para el precio de energía en este sistema igual a 156,242 [US\$/MWh].

El precio de potencia y el valor máximo de oferta de licitación para la energía, señalados en el inciso anterior, deberán tener el mismo valor para cada punto de oferta definido en las licitaciones respectivas.

**1.2. Precios en puntos de abastecimiento o suministro**

Para efectos de determinar los precios en los puntos de abastecimiento o suministro resultantes de los procesos de licitación, conforme a lo dispuesto en el artículo 134° inciso primero de la Ley, el conjunto de factores de modulación de referencia será el siguiente:

Subestación Troncal	Tensión [kV]	Factor de Modulación para Energía [p.u.]	Factor de Modulación para Potencia [p.u.]
Crucero	220	0,9990	0,9960
Encuentro	220	1,0000	1,0000

Para determinar los precios en los puntos de suministro a que se refiere el inciso primero de este numeral, para cada punto de oferta, se deberá ponderar el precio de potencia en el respectivo punto de oferta por el cociente entre el factor de modulación asociado al punto de suministro respectivo y el factor de modulación asociado al punto de oferta, utilizando los factores de modulación del precio de la potencia establecidos en el cuadro anterior.

Del mismo modo, para determinar los precios de energía en los puntos de suministro, para cada punto de oferta, el precio de energía que resulte de las licitaciones respectivas para el punto de oferta se deberá ponderar por el cociente entre el factor de modulación asociado al punto de suministro respectivo y el factor de modulación asociado al punto de oferta, utilizando los factores de modulación del precio de la energía establecidos en el cuadro anterior.

**2. SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL:****2.1. Valor máximo de ofertas de licitación en puntos de oferta**

El valor máximo de las ofertas de licitación para el Sistema Interconectado Central corresponde a un precio medio de 143,039 [US\$/MWh], con un precio de potencia de 9,2742 [US\$/kW/mes] y un valor máximo de licitación para el precio de energía en este sistema igual a 126,667 [US\$/MWh].

El precio de potencia y el valor máximo de oferta de licitación para la energía, señalados en el inciso anterior, deberán tener el mismo valor para cada punto de oferta definido en las licitaciones respectivas.

**2.2. Precios en puntos de abastecimiento o suministro**

Para efectos de determinar los precios en los puntos de abastecimiento o suministro resultantes de los procesos de licitación, conforme a lo dispuesto en el artículo 134 inciso primero de la Ley, el conjunto de factores de modulación de referencia será el siguiente:

Subestación Troncal	Tensión [kV]	Factor de Modulación para Energía [p.u.]	Factor de Modulación para Potencia [p.u.]
Diego de Almagro 220	220	1,1129	1,0837
Carrera Pinto 220	220	1,0969	1,0762
Cardones 220	220	1,0448	1,0172
Maitencillo 220	220	0,9941	0,9690
Pan de Azúcar 220	220	1,0567	1,0391
Los Vilos 220	220	1,0164	1,0129
Quillota 220	220	0,9851	0,9682
Polpaico 220	220	1,0000	1,0000
Lampa 220	220	1,0002	1,0532
Cerro Navia 220	220	1,0480	1,0490
Chena 220	220	1,0410	1,0408
Alto Jahuel 220	154	1,0323	1,0294
Paine 154	154	1,0528	1,0465
Rancagua 154	154	1,0436	1,0478
Punta Cortés 154	154	1,0519	1,0410
Tilcoco 154	154	1,0395	1,0413
San Fernando 154	154	0,9375	0,9506
Teno 154	154	0,9312	0,9355
Itahue 154	220	0,9168	0,9181
Ancoa 220	220	0,8969	0,9238
Charrúa 220	220	0,8927	0,8504
Temuco 220	154	0,9109	0,8561
Los Ciruelos 220	220	0,9150	0,8547
Valdivia 220	220	0,9276	0,8574
Barro Blanco 220	220	0,9212	0,8415
Puerto Montt 220	220	0,9281	0,8477

Para determinar los precios en los puntos de suministro a que se refiere el inciso primero de este numeral, para cada punto de oferta, se deberá ponderar el precio de potencia en el respectivo punto de oferta por el cociente entre el factor de modulación asociado al punto de suministro respectivo y el factor de modulación asociado al punto de oferta, utilizando los factores de modulación del precio de la potencia establecidos en el cuadro anterior.

Del mismo modo, para determinar los precios de energía en los puntos de suministro, para cada punto de oferta, el precio de energía que resulte de las licitaciones respectivas para el punto de oferta se deberá ponderar por el cociente entre el factor de modulación asociado al punto de suministro respectivo y el factor de modulación asociado al punto de oferta, utilizando los factores de modulación del precio de la energía establecidos en el cuadro anterior.

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.

**FIJA PRECIOS DE NUDO PROMEDIO PARA SUMINISTROS DE ELECTRICIDAD EN EL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL, CON MOTIVO DE LA INDEXACIÓN DE PRECIOS CONTENIDOS EN LOS CONTRATOS DE SUMINISTRO QUE INDICA**

Núm. 283.- Santiago, 12 de noviembre de 2010.- Visto:

1. Lo dispuesto en el artículo 35 de la Constitución Política de la República;
2. Lo dispuesto 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;
3. 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°;
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 N° 385, de 11 de noviembre de 2008, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, en adelante "Decreto 385";
6. 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";
7. Lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 82, de 30 de abril de 2010, del Ministerio de Energía, en adelante "Decreto 82";
8. Lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 83, de 30 de abril de 2010, del Ministerio de Energía, en adelante "Decreto 83";
9. Lo dispuesto en la Resolución Exenta N° 465 de 2 de agosto de 2010, de la Comisión Nacional de Energía, en adelante la "Comisión";
10. Lo informado por la Comisión, en su Oficio CNE OF. ORD. N° 599 de fecha 19 de octubre de 2010, al Ministerio de Energía; y
11. Lo establecido en la Resolución N° 1.600, de 2008, de la Contraloría General de la República

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 "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 de conformidad a lo señalado en los artículos 161° y 172° señalados precedentemente, se constata que el día 1° de octubre de 2010, los Precios de Nudo de Energía de Largo Plazo obtenidos de los contratos de suministro correspondientes a los procesos licitatorios CGED 2008/01 y CGED 2008/01-2, según se individualizan en el Informe Técnico de "Fijación de Precios de Nudo Promedio Sistema Interconectado Central, Octubre 2010," en adelante e indistintamente "Informe Técnico", alcanzaron una variación acumulada al alza, superior al 10% respecto de sus valores vigentes;



4. Que, con fecha 30 de abril de 2010 el Ministerio de Energía dictó el Decreto 82 que fija los precios de nudo de corto plazo de acuerdo a lo establecido en el artículo 171° de la Ley, los cuales han sido actualizados por la Resolución Exenta N° 465 de la Comisión de fecha 2 de agosto de 2010, en virtud de la fórmula de indexación dispuesta en el número 1.2, letra b), del artículo primero del Decreto señalado;
5. 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
6. Que la Comisión, según lo dispuesto en el artículo 158° de la Ley, remitió al Ministerio de Energía, mediante Oficio CNE OF. ORD. N° 599, de fecha 19 de octubre de 2010, 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 Primero:

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 octubre de 2010, de acuerdo a lo dispuesto en el inciso final 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 de distribución 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 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 DISTRIBUCION	1	VI, VII REGIÓN y METROPOLITANA
CGE DISTRIBUCION	2	LOS ANGELES, MULCHÉN, CHILLÁN, CHILLÁN VIEJO, SAN CARLOS, SAN NICOLÁS y COIHUECO
CGE DISTRIBUCION	3	RESTO DE LA VIII REGIÓN
CGE DISTRIBUCION	4	IX REGIÓN
CGE DISTRIBUCION	5	EL BOSQUE, LA PINTANA, PUENTE ALTO, PADRE HURTADO, PEÑAFLO, SAN BERNARDO, CALERA DE TANGO, CURACAVÍ, ISLA DE MAIPO, SAN JOSÉ DE MAIPO, TALAGANTE ( EX RÍO 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:

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

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

$$PNPT = PNPP$$

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 82, en [\$/kWh], correspondiente a 6,733 [\$/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].
- 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, 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 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.

COD Dx	Empresa Distribuidora	Sector	S/E Troncal	PNEP [\$/kWh]	PNPP [\$/kW/mes]	Rei [%]	Rpi [%]	Kei [\$/kWh]	Kpi [\$/kW/mes]	AR [\$/kWh]
3	ELECDA	2	Diego de Almagro 220	46,797	4.202,65	17,84%	14,18%	11,534	7.029,62	10,570
4	EMELAT	1	Cardones 220	47,179	4.185,65	3,53%	2,90%	3,756	2.289,93	9,370
4	EMELAT	1	Diego de Almagro 220	47,179	4.185,65	0,27%	0,23%	0,209	126,23	9,370
4	EMELAT	1	Maitencillo 220	47,179	4.185,65	0,59%	0,49%	0,628	382,70	9,370
4	EMELAT	1	Pan de Azúcar 220	47,179	4.185,65	0,07%	0,06%	0,049	29,79	9,370
6	CHILQUINTA	1	Cerro Navia 220	60,058	4.327,32	0,50%	0,56%	0,415	212,55	-5,009
6	CHILQUINTA	1	Polpaico 220	60,058	4.327,32	0,74%	0,83%	0,573	293,74	-5,009
6	CHILQUINTA	1	Quillota 220	60,058	4.327,32	2,08%	2,29%	2,701	1.374,61	-5,009
7	CONAFE A	1	Los Vilos 220	46,258	4.845,98	0,54%	0,46%	0,571	346,67	9,475
7	CONAFE A	1	Pan de Azúcar 220	46,258	4.845,98	3,28%	2,96%	4,537	2.751,88	9,475
7	CONAFE A	1	Quillota 220	46,258	4.845,98	1,80%	1,44%	1,306	795,85	9,475
7	CONAFE B	1	Quillota 220	46,258	4.845,98	2,62%	2,91%	3,185	1.611,70	9,205
8	EMELCA	1	Quillota 220	73,713	4.364,62	7,18%	7,99%	13,878	6.984,66	-20,505
9	LITORAL	1	Cerro Navia 220	59,609	4.345,47	1,18%	1,32%	1,284	653,36	-4,416
9	LITORAL	1	Quillota 220	59,609	4.345,47	4,90%	5,45%	8,875	4.470,25	-4,416
10	CHILECTRA	1	Alto Jahuel 220	42,278	4.771,90	0,29%	0,33%	0,600	305,47	9,056
10	CHILECTRA	1	Cerro Navia 220	42,278	4.771,90	0,42%	0,47%	0,905	465,02	9,056
10	CHILECTRA	1	Chena 220	42,278	4.771,90	0,22%	0,24%	0,472	242,62	9,056
10	CHILECTRA	1	Polpaico 220	42,278	4.771,90	0,02%	0,02%	0,045	23,06	9,056
10	CHILECTRA	1	Quillota 220	42,278	4.771,90	0,00%	0,00%	0,005	2,37	9,056
12	COLINA	1	Cerro Navia 220	41,991	4.885,58	1,28%	1,42%	3,692	2.508,59	9,085
13	TILTIL	1	Cerro Navia 220	38,191	4.474,27	2,12%	2,32%	3,666	2.409,55	9,351
13	TILTIL	1	Quillota 220	38,191	4.474,27	2,13%	2,35%	3,885	1.992,75	9,351
14	PUENTE ALTO	1	Alto Jahuel 220	33,338	3.997,31	1,68%	1,87%	2,734	1.396,77	9,120
15	LUZANDES	1	Alto Jahuel 220	43,856	4.727,38	1,03%	1,17%	5,634	4.423,23	9,062
17	EMELECTRIC	1	Cerro Navia 220	41,592	4.126,01	12,34%	15,50%	3,064	1.834,29	10,077
17	EMELECTRIC	2	Ancoa 220	41,592	4.126,01	0,01%	0,01%	0,013	7,78	9,809
17	EMELECTRIC	2	Cerro Navia 220	41,592	4.126,01	4,27%	5,39%	1,304	783,92	9,809
17	EMELECTRIC	2	Charrúa 220	41,592	4.126,01	1,72%	2,32%	2,421	1.479,56	9,809
17	EMELECTRIC	2	Itahue 154	41,592	4.126,01	3,15%	4,15%	2,776	1.694,42	9,809
17	EMELECTRIC	2	San Fernando 154	41,592	4.126,01	0,20%	0,27%	0,204	123,22	9,809
17	EMELECTRIC	3	Charrúa 220	41,592	4.126,01	4,36%	5,05%	4,731	2.742,06	9,361
18	CGED	1	Alto Jahuel 220	70,954	4.180,31	0,19%	0,25%	0,214	128,26	-20,832
18	CGED	1	Itahue 154	70,954	4.180,31	0,54%	0,71%	0,701	425,66	-20,832
18	CGED	1	Paine 154	70,954	4.180,31	0,19%	0,24%	0,191	115,22	-20,832
18	CGED	1	Punta Cortes 154	70,954	4.180,31	0,45%	0,58%	0,490	294,91	-20,832
18	CGED	1	Rancagua 154	70,954	4.180,31	0,73%	0,94%	0,732	441,45	-20,832
18	CGED	1	San Fernando 154	70,954	4.180,31	0,74%	0,96%	0,698	422,69	-20,832
18	CGED	2	Charrúa 220	70,954	4.180,31	3,10%	3,34%	3,964	2.233,69	-20,884
18	CGED	3	Charrúa 220	70,954	4.180,31	3,83%	3,31%	3,130	1.604,85	-21,031
18	CGED	4	Temuco 220	70,954	4.180,31	2,98%	2,97%	3,650	1.938,20	-20,861
18	CGED	5	Alto Jahuel 220	70,954	4.180,31	0,36%	0,40%	0,687	352,15	-20,507
18	CGED	5	Cerro Navia 220	70,954	4.180,31	0,04%	0,04%	0,083	42,74	-20,507
18	CGED	5	Chena 220	70,954	4.180,31	0,52%	0,58%	1,116	573,20	-20,507
18	CGED	5	Paine 154	70,954	4.180,31	0,33%	0,42%	0,311	188,19	-20,507
18	CGED	6	Itahue 154	70,954	4.180,31	2,96%	3,87%	3,434	2.081,60	-20,871
18	CGED	6	Teno 154	70,954	4.180,31	0,08%	0,10%	0,103	61,58	-20,871
21	COOPELAN	1	Charrúa 220	36,633	4.042,72	3,00%	2,77%	3,206	1.664,86	9,239
22	FRONTEL	1	Charrúa 220	46,182	4.245,91	5,04%	4,84%	3,882	1.986,23	2,656
22	FRONTEL	1	Temuco 220	46,182	4.245,91	1,49%	1,49%	1,440	745,53	2,656
23	SAESA	1	Barro Blanco 220	40,471	4.619,82	0,36%	0,36%	0,701	380,27	9,198
23	SAESA	1	Cochamó	40,471	4.619,82	0,00%	0,00%	0,000	0,00	0,000
23	SAESA	1	Hornopirén	40,471	4.619,82	0,00%	0,00%	0,000	0,00	0,000
23	SAESA	1	Puerto Montt 220	40,471	4.619,82	1,63%	1,31%	1,756	961,67	9,198
23	SAESA	1	Temuco 220	40,471	4.619,82	0,36%	0,35%	0,522	282,88	9,198
23	SAESA	1	Valdivia 220	40,471	4.619,82	0,17%	0,18%	0,398	215,92	9,198
26	CODINER	1	Temuco 220	39,316	4.607,31	3,41%	3,41%	3,672	1.919,15	9,276
28	E. CASABLANCA	1	Cerro Navia 220	61,190	4.262,60	0,03%	0,03%	0,061	31,15	-7,074
28	E. CASABLANCA	1	Quillota 220	61,190	4.262,60	7,01%	7,80%	13,511	6.800,46	-7,074
29	COOP. CURICO	1	Itahue 154	40,006	4.162,37	1,83%	2,38%	1,753	1.060,29	8,158
29	COOP. CURICO	1	San Fernando 154	40,006	4.162,37	0,59%	0,76%	0,547	331,52	8,158
29	COOP. CURICO	1	Teno 154	40,006	4.162,37	0,48%	0,61%	0,619	371,60	8,158
30	EMETAL	1	Alto Jahuel 220	41,085	3.949,44	2,11%	2,64%	0,139	83,58	7,154
30	EMETAL	1	Itahue 154	41,085	3.949,44	3,79%	4,96%	3,755	2.279,33	7,154
31	LUZLINARES	1	Ancoa 220	62,591	4.350,81	0,73%	0,94%	0,597	357,59	-15,292
31	LUZLINARES	1	Itahue 154	62,591	4.350,81	1,98%	2,67%	3,540	2.155,14	-15,292
32	LUZPARRAL	1	Charrúa 220	65,673	4.353,84	3,60%	4,89%	6,369	3.885,84	-18,016
33	COPELEC	1	Charrúa 220	31,793	4.018,24	3,73%	4,90%	4,241	2.574,50	9,305
34	COELCHA	1	Charrúa 220	41,652	4.079,97	2,46%	2,50%	2,406	1.256,46	6,794
35	SOCOPEPA	1	Valdivia 220	37,525	4.607,26	3,00%	2,94%	4,828	2.619,26	9,239
36	COOPREL	1	Barro Blanco 220	51,116	4.542,49	2,78%	2,72%	4,537	2.461,45	-1,777
39	LUZOSORNO	1	Barro Blanco 220	50,006	4.564,47	1,38%	1,38%	3,640	2.269,74	-0,627
39	LUZOSORNO	1	Puerto Montt 220	50,006	4.564,47	0,14%	0,14%	0,247	138,30	-0,627
40	CRELL	1	Puerto Montt 220	41,179	4.601,45	1,10%	1,13%	2,928	1.848,15	8,645
42	ENELSA	1	Pan de Azúcar 220	35,902	4.311,47	11,98%	10,34%	11,632	7.063,30	10,044

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	83,983	11.828,21
4	EMELAT	1	70,028	7.168,33
6	CHILQUINTA	1	67,465	6.367,47
7	CONAFE A	1	71,480	8.975,89
7	CONAFE B	1	66,593	6.598,70
8	EMELCA	1	79,112	11.698,01
9	LITORAL	1	75,709	9.763,27
10	CHILECTRA	1	60,496	5.861,02
12	COLINA	1	62,038	7.463,55
13	TILTIL	1	63,449	9.085,52
14	PUENTE ALTO	1	52,485	5.468,83
15	LUZANDES	1	65,737	9.205,92
17	EMELECTRIC	1	66,598	6.599,83
17	EMELECTRIC	2	68,741	8.715,81
17	EMELECTRIC	3	64,230	7.076,43
18	CGED	1	61,896	6.162,34
18	CGED	2	62,967	6.553,62
18	CGED	3	62,504	5.923,53
18	CGED	4	62,590	6.242,67
18	CGED	5	60,264	5.396,79
18	CGED	6	62,510	6.489,45
21	COOPELAN	1	56,910	5.819,56
22	FRONTEL	1	63,909	7.246,44
23	SAESA	1	60,799	6.562,20
26	CODINER	1	60,338	6.683,57
28	E. CASABLANCA	1	78,729	11.427,97
29	COOP. CURICO	1	58,976	6.081,87
30	EMETAL	1	61,290	6.612,51
31	LUZLINARES	1	59,865	7.020,60
32	LUZPARRAL	1	63,123	8.452,58
33	COPELEC	1	53,258	6.789,63
34	COELCHA	1	58,610	5.438,43
35	SOCOPEPA	1	59,451	7.361,97
36	COOPREL	1	62,030	7.127,50
39	LUZOSORNO	1	60,759	7.041,89
40	CRELL	1	59,938	6.501,60
42	ENELSA	1	68,612	11.820,58

## 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, que la Comisión comunicó al Ministerio de Energía con fecha 19 de octubre de 2010 y que 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 el referido Informe Técnico de fijación 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 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<sub>i</sub> : 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<sub>i</sub> : Energía facturada a clientes regulados finales en el nivel de alta tensión de distribución del sector "i" de la empresa distribuidora, en [kWh]  
 EFACTBT<sub>i</sub> : 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) 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 inciso final 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, incorporando a su vez las reliquidaciones a que dé origen la letra d) del 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 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 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.

#### 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 82.

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 82, en [\$/kWh], correspondiente a 6,733 [\$/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 número, 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, 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.