

**Ministerio de Relaciones Exteriores**

**RECTIFICACIÓN**

En la edición del Diario Oficial N° 38.969, de 24 de enero de 2008, páginas 7, 8 y 9, se publicó el Decreto Supremo N° 171, de fecha 9 de octubre de 2007, del Ministerio de Relaciones Exteriores, que "Promulga el Convenio Internacional del sistema armonizado de designación y codificación de mercancías, su protocolo de enmienda y las enmiendas a la nomenclatura del convenio", dicha publicación reemplaza a la efectuada en la edición N° 38.957 del Diario Oficial de fecha 10 de enero de 2008.

**Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción**

**SUBSECRETARÍA DE ECONOMÍA, FOMENTO Y RECONSTRUCCIÓN**

**FIJA PRECIOS DE NUDO PARA SUMINISTROS DE ELECTRICIDAD**

Núm. 311.- Santiago, 31 de octubre de 2007.- Visto: Lo dispuesto en el artículo transitorio N° 27, en los artículos 131°, 134°, 135°, 147°, 155°, 162°, 168° y 171° del Decreto con Fuerza de Ley N° 4, del Ministerio de Economía, de 2006, en adelante Ley General de Servicios Eléctricos, "LGSE"; lo informado por la Comisión Nacional de Energía, en Oficio Ordinario N° 1564, de fecha 16 de octubre de 2007; y lo establecido en la Resolución N° 520 de 1996 de la Contraloría General de la República.

Decreto:

**Artículo primero:** Fíjense 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 LGSE, 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 2007, conforme a lo dispuesto en el inciso final del artículo 171° de la LGSE, para efectos de las liquidaciones 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]
Arica	110	3.803,32	45,179
Pozo Almonte	220	4.052,48	47,353
Parinacota	220	4.251,89	49,192
Cóndores	220	4.093,29	47,823
Tarapacá	220	3.988,70	46,892
Lagunas	220	4.013,78	47,263
Crucero	220	3.835,63	45,197
Encuentro	220	3.827,55	45,884
Central Atacama	220	3.704,67	44,225
Chacaya	220	3.997,20	43,267
Capricornio	220	3.771,00	44,957
Mantos Blancos	220	3.773,98	44,352
Mejillones	220	3.649,82	43,312
Antofagasta	110	3.765,47	44,316
Esmeralda	220	3.768,88	45,061

**b) Sistema Interconectado Central**

Subestación Troncal	Subsistema a SIC	Tensión [kV]	Precio Base de la Potencia de punta [\$/kW/mes]	Precio Base de la Energía [\$/kWh]
Diego de Almagro	Centro-Norte	220	4.892,44	54,213
Carrera Pinto	Centro-Norte	220	4.854,75	53,888
Cardones	Centro-Norte	220	4.796,36	52,863
Maitencillo	Centro-Norte	220	4.503,58	49,344
Pan de Azúcar	Centro-Norte	220	4.542,92	49,608
Quillota	Centro-Norte	220	4.056,32	43,990
Polpaico	Centro-Norte	220	4.141,22	45,231
Cerro Navia	Centro-Norte	220	4.382,65	47,096
Alto Jahuel	Centro-Norte	220	4.281,19	45,904
Rancagua	Centro-Norte	154	4.436,90	47,681
San Fernando	Centro-Norte	154	4.365,26	47,263
Itahue	Centro-Norte	154	4.142,46	44,711
Parral	Centro-Norte	154	4.106,43	45,323
Ancoa	Centro-Norte	220	4.131,28	44,320
Charrúa	Centro-Norte	220	4.009,12	43,541
Concepción	Centro-Norte	220	4.133,35	45,191
San Vicente	Centro-Norte	154	4.175,18	45,336
Temuco	Sur	220	4.024,45	46,168
Valdivia	Sur	220	4.010,81	46,159
Barro Blanco	Sur	220	4.033,27	46,629
Puerto Montt	Sur	220	4.046,11	47,087
Pugueñún	Sur	110	5.137,85	59,791

**1.2 Fórmulas de indexación**

Las fórmulas de indexación aplicables a los precios de nudo son las siguientes:

**a) Subestaciones troncales del Sistema Interconectado del Norte Grande**

Precio por potencia en la más alta tensión de la subestación principal =

$$P_{bpot} \cdot \left[ \frac{DOL}{DOL_0} \cdot \frac{1+d_1}{1+d_{10}} \cdot \left( coef1 \cdot \frac{PPI_{turb}}{PPI_{turbo}} + coef2 \cdot \frac{PPI}{PPI_0} \right) + coef3 \cdot \frac{IPM}{IPM_0} + coef4 \cdot \frac{IPC}{IPC_0} \right]$$

Sistema	Potencia [MW]	PPIturb COEF 1	PPI COEF 2	IPM COEF 3	IPC COEF 4
SING (Parinacota)	50	0,46487	0,10370	0,11599	0,31544

Precio de la energía en la más alta tensión de la subestación troncal =

$$\text{Precio Básico de Energía} \cdot \left( \frac{PMM_{11}}{PMM_{10}} \right)$$

**DIARIO OFICIAL**

**PUBLICACION**

**SOLICITUDES DE REGISTROS DE MARCAS O PATENTES**

**www.dpi.cl** | DEPARTAMENTO DE PROPIEDAD INDUSTRIAL

**EFFECTIVA PROTECCION DE LOS DERECHOS DE PROPIEDAD INDUSTRIAL**

Una vez aceptada a tramitación una Solicitud en el Departamento de Propiedad Industrial, el interesado debe efectuar una PUBLICACION en el Diario Oficial, instancia de divulgación de un TITULO representativo de ella.

**BENEFICIOS**

- Protección jurídica al titular
- Autorizar a terceros el uso de la marca mediante contratos de licencia
- Ejercer acciones penales y civiles por el uso malicioso de la marca

SUPLEMENTO DE MARCAS Y PATENTES CIRCULA TODOS LOS VIERNES

**b) Subestaciones troncales del Sistema Interconectado Central**

Precio por potencia en la más alta tensión de la subestación troncal en Subsistema SIC Centro-Norte =

$$P_{bpot} \cdot \left[ \frac{DOL}{DOL_0} \cdot \frac{1+d}{1+d_0} \cdot \left( coef1 \cdot \frac{PPI_{turb}}{PPI_{turb_0}} + coef2 \cdot \frac{PPI}{PPI_0} \right) + coef3 \cdot \frac{IPM}{IPM_0} + coef4 \cdot \frac{IPC}{IPC_0} \right]$$

Subsistema	Potencia [MW]	PPI <sub>turb</sub> COEF 1	PPI COEF 2	IPM COEF 3	IPC COEF 4
SIC Centro-Norte (Polpaico)	70	0,44680	0,14065	0,13365	0,27890

Precio por potencia en la más alta tensión de la subestación troncal en Subsistema SIC Sur =

$$P_{bpot} \cdot \left[ \frac{DOL}{DOL_0} \cdot \frac{1+d}{1+d_0} \cdot \left( coef1 \cdot \frac{PPI_{turb}}{PPI_{turb_0}} + coef2 \cdot \frac{PPI}{PPI_0} \right) + coef3 \cdot \frac{IPM}{IPM_0} + coef4 \cdot \frac{IPC}{IPC_0} \right]$$

Subsistema	Potencia [MW]	PPI <sub>turb</sub> COEF 1	PPI COEF 2	IPM COEF 3	IPC COEF 4
SIC Sur (Valdivia)	50	0,48073	0,09782	0,10992	0,31153

Precio de la energía en la más alta tensión de la subestación troncal =

$$\text{Precio Básico de Energía} \cdot \left( \frac{PMM_{21}}{PMM_{20}} \right)$$

En estas fórmulas:

DOL : Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU del mes anterior al que aplique la indexación, publicado por el Banco Central.

d<sub>1</sub> : Tasa arancelaria aplicable a equipos electromecánicos en la zona franca de extensión de Iquique, en %.

d : Tasa arancelaria aplicable a la importación de equipos electromecánicos, en el resto del país, en %.

IPC e IPM : Índices de precios al consumidor y de precios al por mayor publicados por el INE para el segundo mes anterior al cual se aplique la indexación.

PPI<sub>turb</sub> : Producer Price Index Industry Data: Turbine & Turbine Generator Set Unit Mfg publicados por el Bureau of Labor Statistics (www.bls.gov, pcu333611333611) correspondiente al sexto mes anterior al cual se aplique la indexación.

PPI : Producer Price Index - Commodities publicados por el Bureau of Labor Statistics (www.bls.gov, WPU00000000) correspondiente al sexto mes anterior al cual se aplique la indexación.

DOL<sub>0</sub> : Dólar observado EEUU promedio del mes de septiembre de 2007 publicado por el Banco Central (516,91[\$/US\$]).

d<sub>10</sub> : Tasa arancelaria vigente aplicable a equipos electromecánicos en la zona franca de extensión de Iquique (6%).

d<sub>0</sub> : Tasa arancelaria vigente aplicable a la importación de equipos electromecánicos, en el resto del país, (6%).

IPC<sub>0</sub> e IPM<sub>0</sub> : Valores de IPC y de IPM correspondientes a Agosto de 2007 (130,45 y 256,32 respectivamente).

PPI<sub>turb\_0</sub> : Producer Price Index Industry Data: Turbine & Turbine Generator Set Unit Mfg correspondiente al mes de Abril de 2007 (171,80).

PPI<sub>0</sub> : Producer Price Index- Commodity correspondiente al mes de Abril de 2007 (171,40).

PMM<sub>11</sub>, PMM<sub>21</sub> : Precio Medio de Mercado determinado con los precios medios de los contratos de clientes libres informados a la Comisión Nacional de Energía, por las empresas generadoras del Sistema Interconectado del Norte Grande y del Sistema Interconectado Central, respectivamente. Ambos correspondientes a la ventana de cuatro meses, que finaliza el tercer mes anterior a la fecha de aplicación de este precio, expresado en [\$/kWh].

PMM<sub>10</sub>, PMM<sub>20</sub> : Precio Medio de Mercado determinado con los precios medios de los contratos de clientes libres informados a la Comisión Nacional de Energía, por las empresas generadoras del Sistema Interconectado del Norte Grande y del Sistema Interconectado Central, respectivamente. Ambos correspondientes a la ventana de cuatro meses, que incluye los meses de mayo a agosto de 2007 (PMM<sub>10</sub>: 42,897 [\$/kWh], PMM<sub>20</sub>: 43,517 [\$/kWh]).

A más tardar el primer día hábil del mes en que se aplique la indexación, la Comisión Nacional de Energía publicará en su sitio de dominio electrónico el valor de PMM<sub>11</sub> y PMM<sub>21</sub>.

Los precios medios de los contratos de clientes libres considerados en el cálculo de PMM<sub>11</sub> y PMM<sub>21</sub> serán indexados mediante el IPC disponible al mes anterior al cual se aplique la indexación.

Las fórmulas de indexación se aplicarán según lo dispuesto en el artículo N° 172 de la LGSE.

**1.3 Abono o Cargo por diferencia entre precio de nudo y costo marginal**

A los precios básicos de la energía del Sistema Interconectado Central establecidos en el numeral 1.1 precedente se deberá agregar un monto de 8,708 [\$/kWh], resultante de la aplicación del Artículo 27° transitorio de la LGSE, conforme a lo establecido en los numerales 2.2 y 6 del presente artículo.

**2 SUBESTACIONES PRINCIPALES Y SECUNDARIAS****2.1 Subestaciones principales**

Los precios de nudo y sus correspondientes fórmulas de indexación, en las subestaciones de centrales generadoras cuya potencia instalada supere la potencia de influencia de la subestación troncal más cercana, serán iguales a los precios en dicha subestación troncal para el mismo nivel de tensión señalado en el numeral 1.1 y numeral 1.2 del presente artículo, respectivamente. Estas subestaciones de centrales generadoras, en conjunto con las subestaciones troncales, se denominarán subestaciones principales.

A continuación se detallan las potencias de influencia a considerar en las subestaciones troncales por sistema, para los niveles de tensión que se indican:

**a) Sistema Interconectado del Norte Grande**

Subestación Troncal	Tensión [kV]	Potencia de Influencia [MW]
Arica	110	5
Pozo Almonte	220	45
Parinacota	220	45
Cóndores	220	45
Tarapacá	220	45
Lagunas	220	45
Crucero	220	10
Encuentro	220	10
Central Atacama	220	45
Chacaya	220	45
Capricornio	220	45
Mantos Blancos	220	45
Mejillones	220	10
Antofagasta	110	5
Esmeralda	220	45

**b) Sistema Interconectado Central**

Subestación Troncal	Tensión [kV]	Potencia de Influencia [MW]
Diego de Almagro	220	100
Carrera Pinto	220	100
Cardones	220	100
Maitencillo	220	100
Pan de Azúcar	220	100
Quillota	220	60
Polpaico	220	40
Cerro Navia	220	40
Alto Jahuel	220	40
Rancagua	154	40
San Fernando	154	20
Itahue	154	20
Parral	154	20
Ancoa	220	20
Charrúa	220	20
Concepción	220	150
San Vicente	154	150
Temuco	220	20
Valdivia	220	40
Barro Blanco	220	40
Puerto Montt	220	40
Pugueñún	110	40

**2.2 Precios de nudo en subestaciones principales y secundarias**

Los precios de nudo en subestaciones principales en niveles de tensión diferentes a los señalados en el numeral 1.1 del presente artículo y en subestaciones secundarias, incluidas las subestaciones secundarias de centrales generadoras y las subestaciones primarias de distribución, se determinarán incrementando los precios de la energía y de la potencia de punta de la subestación principal que corresponda conforme se establece en el numeral 2.3.1 del presente artículo, en los cargos que resulten de la aplicación de las fórmulas siguientes, y verificando que no se exceda los límites denominados costos de conexión directa, de acuerdo con las condiciones de aplicación que se establece en el numeral 2.3.3 del presente artículo.

Cargo por concepto de transformación, transporte de energía y abono o cargo:

$$PBEP \cdot ((1 + CBTE / 100) \cdot (1 + \sum_{i=1}^n (CBLE_i \cdot km_i / 100)) - 1) + AC$$

Cargo por concepto de transformación y transporte de potencia:

$$CBTP + \sum_{i=1}^n (FE \cdot CBLP_i \cdot km_i)$$



donde:

- PBEP es el precio básico de la energía en la subestación principal, según lo señalado en el numeral 1.1 del presente artículo. Este precio se expresa en [\$/kWh].
- CBTE es el cargo base por transformación de energía desde el nivel de tensión en que se dispone del precio básico en la subestación principal hacia el nivel de tensión en que se desea calcular el precio de nudo. Se expresa en (%).
- CBTP es el cargo base por transformación de potencia desde el nivel de tensión en que se dispone del precio básico en la subestación principal hacia el nivel de tensión en que se desea calcular el precio de nudo. Se expresa en [\$/kW/mes].
- n es el número de tramos de líneas de transmisión hasta el punto en que se desea calcular el precio de nudo, para un mismo nivel de tensión.
- CBLE<sub>i</sub> es el cargo base por transporte de energía, denominado CBLE, correspondiente al tramo i, expresado en [%/km].
- CBLP<sub>i</sub> es el cargo base por transporte de potencia, denominado CBLP, correspondiente al tramo i, expresado en [\$/kW-mes/km].
- FE Parámetro de enmallamiento para ajuste de costo de inversión aplicable a tramo i, [p.u.].
- km<sub>i</sub> es la longitud de cada tramo i, calculada de acuerdo a lo indicado en el numeral 2.3.2 del presente artículo expresada en kilómetros.
- AC Abono o cargo aplicable para el Sistema Interconectado Central indicado en el numeral 1.3 del presente artículo, en [\$/kWh].

Estos cargos permiten obtener los factores de penalización de energía y de potencia en estos nudos e incorporan todos los costos de inversión, operación, mantenimiento, y pérdidas de potencia y energía en las instalaciones. Los valores para CBTE, CBLE, CBTP, y CBLP se indican a continuación. Por definición, los precios de nudo en subestaciones primarias de distribución no incluirán cargos por transporte de energía ni cargos por transporte de potencia en niveles de tensión de distribución.

### 2.2.1 Valor de CBTE (%) desde la tensión señalada en el numeral 1.1

#### Sistema Interconectado del Norte Grande

Subestación Principal	a 154 [kV]	a 110 [kV]	a menos de 100 [kV] y más de 30 [kV]	a nivel de distribución
Arica	0,00	0,00	2,25	4,07
Pozo Almonte	0,00	1,49	4,34	6,13
Parinacota	0,00	1,49	4,34	6,13
Cóndores	0,00	1,49	4,34	6,13
Tarapacá	0,00	1,49	4,34	6,13
Lagunas	0,00	1,49	4,34	6,13
Crucero	0,00	0,00	0,00	3,84
Encuentro	0,00	0,00	0,00	3,84
Central Atacama	0,00	1,49	4,34	6,13
Chacaya	0,00	1,49	4,34	6,13
Capricornio	0,00	1,49	4,34	6,13
Mantos Blancos	0,00	1,49	4,34	6,13
Mejillones	0,00	3,39	4,34	6,13
Antofagasta	0,00	0,00	2,86	3,24
Esmeralda	0,00	1,49	4,34	6,13

#### Sistema Interconectado Central

Subestación Principal	a 154 [kV]	a 110 [kV]	a menos de 100 [kV] y más de 30 [kV]	a nivel de distribución
Diego de Almagro	0,00	4,52	7,63	12,89
Carrera Pinto	0,00	4,52	7,63	12,89
Cardones	0,00	4,52	6,09	12,81
Maitencillo	0,00	4,52	7,63	13,19
Pan de Azúcar	0,00	4,26	7,38	12,25
Quillota	0,00	2,76	5,58	10,30
Polpaico	0,00	2,33	4,21	10,30
Cerro Navia	0,00	2,33	4,21	10,30
Alto Jahuel	0,00	2,33	4,21	10,30
Rancagua	0,00	4,14	4,14	9,19
San Fernando	0,00	4,14	4,14	9,19
Itahue	0,00	4,14	4,14	9,07
Parral	0,00	4,14	4,14	9,19
Ancoa	0,00	4,61	4,61	10,30
Charrúa	0,00	3,73	4,69	10,30
Concepción	0,00	2,84	4,69	10,30
San Vicente	0,00	2,84	4,69	10,30
Temuco	0,00	4,16	5,69	10,30
Valdivia	0,00	4,38	5,99	10,83
Barro Blanco	0,00	4,38	5,99	10,83
Puerto Montt	0,00	4,38	5,99	10,83
Pugueñún	0,00	0,00	2,99	7,66

### 2.2.2 Valor de CBLE (%)

Líneas de 220 kV	0,03% por kilómetro
Líneas de 154 kV	0,04% por kilómetro
Líneas de 110 kV	0,09% por kilómetro
Líneas a menos de 100 kV y más de 30 kV	0,19% por kilómetro
Líneas a nivel de distribución	0,29% por kilómetro

### 2.2.3 Valor de CBTP [\$/kW/mes] desde la tensión señalada en el numeral 1.1

#### Sistema Interconectado del Norte Grande

Subestación Principal	a 154 [kV]	a 110 [kV]	a menos de 100 [kV] y más de 30 [kV]	a nivel de distribución
Arica	0,00	0,00	389,28	701,16
Pozo Almonte	0,00	256,10	748,23	1.055,92
Parinacota	0,00	256,10	748,23	1.055,92
Cóndores	0,00	256,10	748,23	1.055,92
Tarapacá	0,00	256,10	748,23	1.055,92
Lagunas	0,00	256,10	748,23	1.055,92
Crucero	0,00	0,00	0,00	661,27
Encuentro	0,00	0,00	0,00	661,27
Central Atacama	0,00	256,10	748,23	1.055,92
Chacaya	0,00	256,10	748,23	1.055,92
Capricornio	0,00	256,10	748,23	1.055,92
Mantos Blancos	0,00	256,10	748,23	1.055,92
Mejillones	0,00	398,94	748,23	1.055,92
Antofagasta	0,00	0,00	491,12	557,11
Esmeralda	0,00	256,10	748,23	1.055,92

#### Sistema Interconectado Central

Subestación Principal	a 154 [kV]	a 110 [kV]	a menos de 100 [kV] y más de 30 [kV]	a nivel de distribución
Diego de Almagro	0,00	462,52	781,14	1.318,07
Carrera Pinto	0,00	462,52	781,14	1.318,07
Cardones	0,00	462,52	622,98	1.310,15
Maitencillo	0,00	462,52	781,14	1.348,78
Pan de Azúcar	0,00	436,42	755,33	1.252,80
Quillota	0,00	281,98	571,54	1.033,88
Polpaico	0,00	238,52	429,64	1.033,88
Cerro Navia	0,00	238,52	429,64	1.033,88
Alto Jahuel	0,00	238,52	429,64	1.033,88
Rancagua	0,00	423,64	423,64	939,85
San Fernando	0,00	423,64	423,64	939,85
Itahue	0,00	423,64	423,64	927,06
Parral	0,00	423,64	423,64	939,85
Ancoa	0,00	471,66	471,66	1.033,88
Charrúa	0,00	381,03	479,03	1.033,88
Concepción	0,00	289,66	479,03	1.033,88
San Vicente	0,00	289,66	479,03	1.033,88
Temuco	0,00	424,79	581,81	1.033,88
Valdivia	0,00	448,67	613,63	1.107,66
Barro Blanco	0,00	448,67	613,63	1.107,66
Puerto Montt	0,00	448,67	613,63	1.107,66
Pugueñún	0,00	0,00	318,90	816,40

### 2.2.4 Valor de CBLP [\$/kW/mes/km]

Sistema	en 220 [kV]	en 154 [kV]	en 110 [kV]	en menos de 100 [kV] y más de 30 [kV]	A nivel de distribución
Interconectado del Norte Grande	12,25	12,50	20,81	38,30	91,64
Interconectado Central	16,11	16,54	27,75	50,35	121,37

### 2.2.5 Fórmulas de indexación de los cargos base de transformación y transporte de potencia

Las fórmulas de indexación aplicables a los cargos base de transformación y transporte de potencia son las siguientes:

#### a) Cargo por transformación de potencia (CBTP):

Cargo por transformación de potencia =

$$\text{Cargo Base por Transformación de Potencia} = \left( 0,30 \cdot \frac{\text{Precio Dólar}}{\text{DOL}_0} \cdot \frac{1+d_2}{1+d_2_0} + 0,70 \cdot \frac{\text{IPM}}{\text{IPM}_0} \right)$$

#### b) Cargo por transporte de potencia (CBLP):

Cargo por transporte de potencia =

$$\text{Cargo Base por Transporte de Potencia} = \left( 0,15 \cdot \frac{\text{Precio Dólar}}{\text{DOL}_0} \cdot \frac{1+d_2}{1+d_2_0} + 0,85 \cdot \frac{\text{IPM}}{\text{IPM}_0} \right)$$

En estas fórmulas:

Precio Dólar: Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU del mes anterior al cual se aplique la indexación, publicado por el Banco Central.

DOLo: Dólar observado EEUU promedio del mes de septiembre de 2007 publicado por el Banco Central (516,91[\$/US\$]).

- IPM: Índice de Precios al por Mayor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, referido al tercer mes anterior al cual se aplique la indexación.
- IPMo : Valor del IPM publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al mes de julio del año 2007 (IPMo: 255,42).
- d2: Tasa arancelaria aplicable a la importación de equipos electromecánicos, en el resto del país, correspondiente al mes anterior al cual se aplique la indexación.
- d2o: Tasa arancelaria aplicable a la importación de equipos electromecánicos, en el resto del país, correspondiente al mes de septiembre de 2007 (d2o: 6%).

En aquellas subestaciones de generación-transporte secundarias, con niveles de tensión inferiores a 154 [kV] pero ubicadas en zonas geográficas en las cuales existan líneas de 154 [kV] o de 220 [kV], los precios de nudo estarán adicionalmente limitados a los valores máximos que resultan de la aplicación del procedimiento señalado en el numeral 2.3.3 del presente artículo de las Condiciones de Aplicación de dicha posibilidad de suministro, denominados costos de conexión directa.

### 2.2.6 Coeficiente FE

El valor del coeficiente FE, es el factor de enmallamiento a aplicar en un tramo de línea para cada uno de los tramos de las líneas de 110 [kV] que se indican en el cuadro a) y que forman parte de la ruta para la determinación del precio en los puntos de inyección a distribución que se indican en el cuadro b).

El valor del coeficiente FE será igual a 1,0 en los siguientes casos:

- Para el resto de las líneas de transmisión secundaria del sistema.
- Para los tramos de líneas de 110 [kV] que se indican en a) pero que no forman parte de la ruta que determina el precio en los puntos del cuadro b).

**Cuadro a)**

Línea	Coeficiente FE
Cerro Navia – San Cristóbal 110 [kV]	1,707
San Cristóbal – Los Almendros 110 [kV]	1,707
Los Almendros – Florida 110 [kV]	1,707
Florida - Alto Jahuel 110 [kV]	1,707
Buin - Lo Espejo 110 [kV]	1,707
Lo Espejo – Ochagavía 110 [kV]	1,707
Ochagavía – Florida 110 [kV]	1,707
Chena - Cerro Navia 110 [kV]	1,707

**Cuadro b)**

Punto de inyección a distribución
S/E Alonso de Córdova
S/E Andes
S/E Apoguindo
S/E Cisterna
S/E Club Hípico
S/E Florida
S/E La Dehesa
S/E La Reina
S/E Lo Boza
S/E Lo Valledor
S/E Los Domínicos
S/E Macul
S/E Maipú
S/E Pajaritos
S/E Quilicura
S/E Recoleta
S/E San Cristóbal
S/E San Joaquín
S/E San José
S/E San Pablo
S/E Santa Elena
S/E Santa Marta
S/E Santa Raquel
S/E Vitacura

## 2.3 Condiciones de aplicación

### 2.3.1 Subestación principal a considerar para efectos del cálculo de precios de nudo en otras subestaciones de generación-transporte

Para efectos de establecer los precios de nudo que rigen en subestaciones de generación-transporte diferentes a las denominadas principales en el numeral 2.1 del presente artículo, se debe utilizar la subestación principal que en conjunto con los sistemas de transporte correspondientes, permita minimizar el costo medio de abastecimiento para un consumo con factor de carga mensual de 55%.

Sin embargo, el cliente podrá solicitar, sólo para fines de incorporar el efecto de diversidad a que se refiere el numeral 4.1 del presente artículo, que los precios de nudo se calculen sobre la base de otras subestaciones principales, referidos al nivel de más alta tensión de suministro.

### 2.3.2 Modalidad de cálculo de la distancia entre una subestación principal y otra subestación de generación-transporte

Para establecer la distancia entre una subestación principal y otra subestación de generación-transporte se utilizará la distancia a través de las líneas eléctricas que puedan permitir la interconexión. Las líneas a considerar son aquellas establecidas mediante concesión o que utilicen en su trazado bienes nacionales de uso público, independientemente de sus características técnicas y de si los circuitos operan o no normalmente cerrados. En el caso de existir varias líneas de interconexión se utilizarán aquellas que impliquen el menor precio medio mensual en el punto de suministro, considerando para efectos de la comparación un consumo teórico con factor de carga mensual igual a 55%.

### 2.3.3 Costos de conexión directa

Los precios de nudo en las subestaciones de generación-transporte secundarias, aplicables a las ventas en nivel de alta tensión de distribución, estarán limitados a valores máximos, que se determinan a través del procedimiento que se señala, considerando la alternativa de conexión directa a las líneas de 154 [kV] y de 220 [kV] que unan las subestaciones principales más cercanas.

Estos precios máximos se determinarán comparando mensualmente, para un consumo con demanda máxima en horas de punta igual a la suma de todas las demandas máximas en horas de punta vigentes para fines de facturación en nivel de voltaje de alta tensión de distribución, y con un factor de carga mensual de 55%, el precio medio de la electricidad, en nivel de voltaje de alta tensión de distribución, que resultaría sin considerar esta opción de conexión directa, con el precio medio resultante para un consumo de las mismas características con los precios alternativos siguientes:

Precio alternativo de la energía =  $PNET \cdot (1 + \mu)$

Precio alternativo de la potencia de punta =  $PNPT \cdot (1 + \mu)$

si DEM mayor que 20 [MW]:  $\mu = 0,150 + 0,014 \cdot KM$

si DEM menor o igual a 20 [MW]:  $\mu = 0,150 + 0,011 \cdot (20 - DEM) + 0,014 \cdot KM$

En que:

PNET: Precio de nudo de la energía en la subestación principal más cercana en nivel de tensión igual o superior a 154 [kV], más el cargo o abono a que se refiere el numeral 1.3 del presente artículo.

PNPT: Precio de nudo de la potencia de punta en la subestación principal más cercana en nivel de tensión igual o superior a 154 [kV].

DEM: Suma de todas las demandas máximas en horas de punta vigentes para fines de facturación en nivel de voltaje de alta tensión de distribución y superiores, expresados en [MW].

KM: Distancia en kilómetros, en línea recta desde la subestación en que se efectúa la venta a la línea de 154 [kV] o 220 [kV] según corresponda.

Si el precio medio de la electricidad en la alternativa de conexión directa resulta menor que el precio medio sin considerar dicha opción, se deberán reducir en la misma proporción los precios de energía y de potencia de punta correspondientes a la opción que no considera la conexión directa, hasta igualar ambos precios medios. En caso contrario, los precios correspondientes a la opción directa no serán considerados.

Para el caso en que el nivel de tensión de suministro sea superior al de alta tensión de distribución, el cliente podrá solicitar la aplicación de un coeficiente que refleje la alternativa de conexión directa. El valor de dicho coeficiente se establecerá de común acuerdo entre el vendedor y el cliente.

### 2.3.4 Información

Las empresas propietarias y arrendatarias de los sistemas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, deberán proporcionar a las empresas que se abastecen de sus instalaciones, toda la información necesaria para determinar el precio de nudo que corresponda a la compra de energía y potencia, según lo establecido en los numerales 2.3.1, 2.3.2 y 2.3.3 precedentes.

Esta información deberá proporcionarse a requerimiento de la empresa compradora en forma escrita y digital, y enviarse copia a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles en la misma forma.

## 2.4 Indisponibilidad de generación y transmisión

Las indisponibilidades aceptables de generación y de transmisión, asociadas a los precios de los numerales 1 y 2 del presente artículo, y establecidas en la forma de horas de falla al año, se indican a continuación:

**Sistema Interconectado del Norte Grande**

Subestación Principal	Indisponibilidad de Generación [horas/año]	Indisponibilidad de Transmisión Troncal [horas/año]	Indisponibilidad de Transmisión Secundaria [horas/año]	Indisponibilidad Total [horas/año]
ARICA	3,40	0,24	1,63	5,27
POZO ALMONTE	3,40	0,24	1,52	5,16
PARINACOTA	3,40	0,24	1,52	5,16
CONDONES	3,40	0,24	1,52	5,16
TARAPACA	3,40	0,24	1,52	5,16
LAGUNAS	3,40	0,24	1,52	5,16
CRUCERO	3,40	0,24	0,00	3,64
ENCUENTRO	3,40	0,24	0,00	3,64
CENTRAL ATACAMA	3,40	0,24	1,52	5,16
CHACAYA	3,40	0,24	1,52	5,16
CAPRICORNIO	3,40	0,24	1,52	5,16
MANTOS BLANCOS	3,40	0,24	1,52	5,16
MEJILLONES	3,40	0,24	0,00	3,64
ANTOFAGASTA	3,40	0,24	1,70	5,34
ESMERALDA	3,40	0,24	1,52	5,16

**Sistema Interconectado Central**

Subestación Principal	Indisponibilidad de Generación [horas/año]	Indisponibilidad de Transmisión Troncal [horas/año]	Indisponibilidad de Transmisión Secundaria [horas/año]	Indisponibilidad Total [horas/año]
D. DE ALMAGRO	1,90	1,63	7,50	11,03
CARRERA PINTO	1,90	1,63	7,50	11,03
CARDONES	1,90	1,63	7,20	10,73
MAITENCILLO	1,90	1,63	5,50	9,03
PAN DE AZUCAR	1,90	1,63	5,62	9,15
QUILLOTA	1,90	1,63	3,82	7,35
POLPAICO	1,90	1,63	3,56	7,09
CERRO NAVIA SISTEMA ENMALLADO (*)	1,90	1,63	0,10	3,63
ALTO JAHUEL SISTEMA ENMALLADO (*)	1,90	1,63	0,10	3,63
CERRO NAVIA	1,90	1,63	3,56	7,09
ALTO JAHUEL	1,90	1,63	6,37	9,90
RANCAGUA	1,90	1,63	4,66	8,19
SAN FERNANDO	1,90	1,63	4,20	7,73
ITAHUE	1,90	1,63	3,62	7,15
PARRAL	1,90	1,63	5,16	8,69
ANCOA	1,90	1,63	4,97	8,50
CHARRUA	1,90	1,63	4,89	8,42
CONCEPCION	1,90	1,63	6,54	10,07
SAN VICENTE	1,90	1,63	8,92	12,45
TEMUCO	1,90	1,63	5,39	8,92
VALDIVIA	1,90	1,63	7,71	11,24
BARRO BLANCO	1,90	1,63	8,09	11,62
PUERTO MONTT	1,90	1,63	8,09	11,62
PUGUEÑUN	1,90	1,63	8,09	11,62

(\*) Se refiere a la indisponibilidad en puntos de retiro alimentados desde las líneas de transmisión detalladas en el cuadro a) del numeral 2.2.6 utilizando la trayectoria descrita en el numeral 2.3.2 del presente artículo.

En los puntos de conexión a concesionarios de servicio público de distribución, la indisponibilidad aceptable en horas anuales será igual a la indicada en la columna denominada Indisponibilidad Total de estos cuadros.

**3 DEFINICIONES**

**3.1 Cliente**

Se considerará cliente a toda empresa de servicio público de distribución que esté recibiendo energía eléctrica de una empresa generadora, aunque no esté vigente un contrato entre las partes para ese objeto.

**3.2 Entrega y medida**

Cuando la medida se efectúe a una tensión o en un punto diferente al de entrega, la medida se afectará por un coeficiente que, tomando en consideración las pérdidas, las refiera a la tensión y punto de entrega. Si la energía se entrega a través de líneas de terceros, serán de cargo del cliente los pagos en que se incurra por este concepto.

Si un mismo cliente recibe energía en dos o más puntos de entrega, cada suministro será facturado por separado a los precios de nudo en la subestación de generación-transporte correspondiente.

**3.3 Horas de punta y fuera de punta de los sistemas eléctricos**

**3.3.1 Sistema Interconectado del Norte Grande**

En el Sistema Interconectado del Norte Grande, para efectos de las disposiciones establecidas en el presente decreto, se entenderá por horas de punta el período del día comprendido entre las 18:00 y las 23:00 horas - mientras rija el horario oficial de invierno - y entre las 19:00 y 24:00 horas - mientras rija el horario oficial de verano - de cada día de todos los meses del año, exceptuándose los domingo y festivos. El resto de las horas del año serán horas fuera de punta.

En el Sistema Interconectado del Norte Grande para los efectos de las disposiciones establecidas en el decreto que fija las fórmulas tarifarias aplicables a suministros de precio regulado

efectuados por las empresas concesionarias de distribución, se entenderá por horas de punta el período del día comprendido entre las 18:00 y las 23:00 horas - mientras rija el horario oficial de invierno - y entre las 19:00 y 24:00 horas - mientras rija el horario oficial de verano - de cada día de todos los meses del año.

**3.3.2 Sistema Interconectado Central**

En el Sistema Interconectado Central, para los efectos de las disposiciones establecidas en el presente artículo, se entenderá por horas de punta el período del día comprendido entre las 18:00 y las 23:00 horas durante los meses de abril, mayo, junio, julio, agosto y septiembre, exceptuándose los domingo, festivos y sábado inmediatamente siguientes o anteriores a un día laboral festivo de dichos meses.

En el Sistema Interconectado Central, para los efectos de las disposiciones establecidas en el decreto que fija las fórmulas tarifarias aplicables a suministros de precio regulado efectuados por las empresas concesionarias de distribución, se entenderá por horas de punta el período comprendido entre las 18:00 y las 23:00 horas de cada día de los meses de abril, mayo, junio, julio, agosto y septiembre.

**4 DEMANDA MAXIMA**

**4.1 Determinación de la demanda máxima y del cargo por demanda máxima**

Los clientes podrán optar por cualquiera de los sistemas de facturación siguientes:

1. Demanda máxima leída
2. Potencia contratada

En el caso que un cliente no opte por uno de los sistemas de facturación mencionados, la empresa vendedora le aplicará el sistema de facturación de demanda máxima leída. En todo caso, para los efectos de calcular la demanda de facturación que se señala en el numeral 4.1.1 del presente artículo, la empresa vendedora considerará el promedio de las dos más altas demandas máximas leídas, en horas de punta o fuera de punta según corresponda, en los últimos 12 meses, incluido el mes que se factura, independientemente que en algunos de estos meses el cliente hubiere tenido otro suministrador. Si el cliente tuviere simultáneamente potencias contratadas con otros suministradores, estas potencias se restarán de la demanda de facturación calculada como se indicó anteriormente. Si el cliente estuviere acogido al sistema de demanda máxima leída con varios suministradores simultáneamente, la demanda de facturación será prorrateada entre todos ellos en función de las potencias firmes que tuvieren disponibles para abastecerlo. Estas potencias firmes se determinarán de acuerdo a las normas y procedimientos del Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) del Sistema eléctrico correspondiente, y si no existiere dicho Centro, se calcularán de acuerdo a las normas y procedimientos del Centro de Despacho Económico del Sistema Interconectado Central.

Si un mismo cliente recibe energía en dos o más puntos de entrega, cuyos precios de nudo se calculan sobre la base de los precios de nudo en la misma subestación principal, los clientes podrán solicitar al vendedor, o a los vendedores, que para los fines de facturación, se consideren las demandas máximas de cada punto afectadas por un coeficiente, para compensar el posible efecto de diversidad. El valor de dicho coeficiente y demás normas de aplicación a este respecto se establecerán de común acuerdo entre el vendedor, o los vendedores, y el cliente.

Los clientes tendrán el derecho de instalar a su cargo los equipos necesarios de medición y registro de demanda, en los grupos de puntos de suministro cuyos precios de nudo se calculen sobre la base de precios en la misma subestación principal, para establecer mensualmente el factor de diversidad del grupo correspondiente. En este caso, la demanda máxima en horas de punta a considerar en cada punto de entrega para fines de facturación será su aporte a la demanda máxima conjunta del grupo. Asimismo, la demanda máxima en horas fuera de punta a considerar en cada punto de entrega para fines de facturación será su aporte a la demanda máxima conjunta en horas fuera de punta del grupo. La empresa vendedora tendrá acceso a los equipos para su control e inspección. Lo anterior será igualmente aplicable en el caso de más de un suministrador.

**4.1.1 Demanda máxima leída**

En esta modalidad de facturación se toman como referencia las demandas máximas leídas en horas de punta y en horas fuera de punta, aplicándose para el kW de demanda máxima leída en horas de punta el precio de nudo de la potencia de punta en el punto de entrega. Adicionalmente la empresa compradora deberá convenir una potencia máxima conectada con la empresa vendedora.

En el caso que no existan o no hayan existido instrumentos que permitan obtener dichas demandas máximas directamente, la empresa vendedora las determinará mediante algún método adecuado.

Para los efectos de facturación se consideran los dos casos siguientes:

Caso a): Empresas distribuidoras cuya mayor demanda máxima leída se produce en horas de punta.

Caso b): Empresas distribuidoras cuya mayor demanda máxima leída se produce en horas fuera de punta.

Para la clasificación de las empresas distribuidoras en los casos a) o b) señalados anteriormente, se considerarán las demandas máximas leídas en los últimos 12 meses de consumo, incluido el mes que se factura.

Se entenderá por demanda máxima leída al más alto valor de las demandas integradas en periodos sucesivos de 15 minutos.

Para las empresas distribuidoras clasificadas en el caso a); la demanda de facturación, en la cual se basa el cargo mensual por demanda máxima, será el promedio de las dos más altas demandas



máximas leídas en las horas de punta de los últimos 12 meses, incluido el propio mes que se factura.

Para las empresas distribuidoras clasificadas en el caso b), la facturación mensual de la demanda máxima incluirá los dos siguientes elementos que se sumarán en la factura:

1. Cargo por demanda máxima de punta, y
2. Cargo por demanda máxima fuera de punta

La demanda de facturación, en la cual se basa el cargo por demanda máxima de punta, será el promedio de las dos más altas demandas máximas leídas en las horas de punta de los últimos 12 meses, incluido el propio mes que se factura.

La demanda de facturación, en la cual se basa el cargo por demanda máxima fuera de punta, será el promedio de las dos más altas demandas máximas leídas en las horas fuera de punta de los últimos 12 meses, incluido el propio mes que se factura.

El cargo por demanda máxima fuera de punta se aplicará a la diferencia entre la demanda de facturación fuera de punta y la demanda de facturación de punta. El precio que se aplicará a esta diferencia de demandas máximas será establecido de común acuerdo entre la empresa vendedora y la empresa compradora, y se basará en los costos adicionales en que incurra la empresa vendedora para suministrarla.

Para cualquier empresa, ya sea clasificada en el caso a) o en el caso b), si la demanda de facturación, dentro o fuera de punta, sobrepasa la potencia conectada, cada kW de exceso sobre dicha potencia se cobrará al doble del precio establecido.

Adicionalmente, si la potencia conectada es excedida en más de 2 días, en el período de un año, la empresa vendedora podrá obligar a la empresa compradora a redefinir la potencia conectada en forma inmediata por un monto igual a la suma de la potencia conectada vigente y del máximo exceso registrado, y cobrar los aportes reembolsables correspondientes.

Si la empresa compradora no contara con un dispositivo de medida de demanda en horas de punta, se considerará como demanda máxima leída en horas de punta, la registrada en cualquiera de las horas de cada uno de los meses de abril, mayo, junio, julio, agosto y septiembre.

#### 4.1.2 Potencia contratada

En esta modalidad de facturación, las empresas compradoras deberán contratar las demandas máximas que tendrán derecho a tomar en horas de punta y/o fuera de punta.

La contratación de las potencias regirá por un período mínimo de un año y se realizará bajo las siguientes condiciones generales:

Aquellas empresas cuya demanda máxima anual se produce durante las horas de punta, deberán contratar una potencia de punta. Aquellas empresas cuya demanda máxima anual se produce fuera de las horas de punta deberán contratar una potencia fuera de punta y una potencia de punta.

La potencia de punta contratada se facturará mensualmente al precio de nudo de la potencia de punta en el punto de entrega.

A las empresas que contraten potencia fuera de punta, por aquella parte en que la potencia fuera de punta excede de la potencia de punta, se les aplicará un precio establecido de común acuerdo entre la empresa vendedora y la empresa compradora.

Dicho precio se basará en los costos adicionales en que incurra la empresa vendedora para suministrar la diferencia entre la potencia fuera de punta y la potencia de punta.

Si en cualquier mes las demandas máximas registradas sobrepasan las potencias de contrato respectivas, por aquella parte que las demandas máximas excedan la potencia de contrato, la empresa vendedora podrá aplicar, a ese mes, un precio igual al doble del estipulado.

De manera similar, si en cualquier mes la demanda máxima registrada de una empresa compradora, excede las sumas de las potencias contratadas con diferentes suministradores, este exceso de potencia será prorrateado entre las empresas vendedoras, en proporción a las potencias contratadas que el cliente tenga con cada una de ellas, quienes podrán aplicar en ese mes, a la proporción del exceso que les corresponda, un precio igual al doble del estipulado.

Adicionalmente, si la potencia de contrato es excedida en más de 2 días, en el período de vigencia de la potencia contratada, la empresa vendedora podrá obligar a la empresa compradora a recontractar potencia en forma inmediata por un monto igual a la suma de la potencia contratada vigente, del exceso registrado y del crecimiento de la demanda máxima correspondiente verificada en el último año, siempre que este crecimiento sea positivo.

Igualmente, si la suma de las potencias contratadas por una empresa compradora con los diferentes suministradores, es excedida en más de 2 días en el período de vigencia de las potencias contratadas, la empresa compradora estará obligada a recontractar potencia en forma inmediata por un monto igual a la suma de las potencias contratadas vigentes con los diferentes suministradores, del exceso registrado y del crecimiento de la demanda máxima verificada en el último año, siempre que este crecimiento sea positivo.

En todo caso, la empresa vendedora no estará obligada a suministrar más potencia que las contratadas.

Se entenderá por exceso registrado a la diferencia entre la mayor demanda máxima leída, ocurrida en el período de vigencia hasta el momento en que se efectúa recontractación obligada, y la potencia de contrato. El crecimiento registrado se obtendrá como la diferencia entre dicha demanda máxima leída y la mayor demanda máxima leída ocurrida en el período de vigencia anterior. El período máximo de vigencia de la potencia recontractada será de 12 meses. Los clientes podrán recontractar una nueva potencia con la respectiva empresa suministradora la que regirá por

un plazo mínimo de un año. Durante dicho período los clientes no podrán disminuir su potencia contratada sin el acuerdo de la empresa suministradora. Al término de la vigencia anual del contrato los clientes podrán recontractar la potencia.

## 5 ENERGIA REACTIVA

### 5.1 Cargo por factor de potencia

En cada uno de los puntos de compra de toda empresa distribuidora de servicio público que esté recibiendo energía eléctrica de una empresa generadora, se deberá aplicar de manera horaria el siguiente procedimiento:

- a) Medir y registrar energía activa, reactiva inductiva y reactiva capacitiva.
- b) Calcular el cociente entre energía reactiva inductiva y energía activa.
- c) Conforme al cociente anterior y de acuerdo al nivel de tensión del punto de compra, aplicar los cargos por energía reactiva inductiva presentados en los cuadros 5.1 y 5.2, para cada una de las horas del período comprendido entre las 08:00 y 24:00 hrs.
- d) Se exceptúa la aplicación de los cargos por energía reactiva inductiva presentados en los cuadros 5.1 y 5.2, sólo para aquellas horas correspondientes a los días domingo y festivos.

**Cuadro 5.1:**  
**Cargos aplicables a la Energía Reactiva Inductiva para el Sistema Interconectado del Norte Grande según Nivel de Tensión de Punto de Compra**

Cuociente entre Energía Reactiva y Energía Activa [%]	Cargo para Tensión mayor a 100 kV [\$/kVArh]	Cargo para Tensión entre 100 kV y 30 kV [\$/kVArh]	Cargo para Tensión menor a 30 kV [\$/kVArh]
Desde 0 y hasta 20	0,000	0,000	0,000
Sobre 20 y hasta 30	3,979	0,000	0,000
Sobre 30 y hasta 40	7,165	7,165	0,000
Sobre 40 y hasta 50	7,165	7,165	7,165
Sobre 50 y hasta 80	9,547	9,547	9,547
Sobre 80	11,929	11,929	11,929

**Cuadro 5.2:**  
**Cargos aplicables a la Energía Reactiva Inductiva para el Sistema Interconectado Central según Nivel de Tensión de Punto de Compra**

Cuociente entre Energía Reactiva y Energía Activa [%]	Cargo para Tensión mayor a 100 kV [\$/kVArh]	Cargo para Tensión entre 100 kV y 30 kV [\$/kVArh]	Cargo para Tensión menor a 30 kV [\$/kVArh]
Desde 0 y hasta 20	0,000	0,000	0,000
Sobre 20 y hasta 30	4,013	0,000	0,000
Sobre 30 y hasta 40	7,225	7,225	0,000
Sobre 40 y hasta 50	7,225	7,225	7,225
Sobre 50 y hasta 80	9,628	9,628	9,628
Sobre 80	12,031	12,031	12,031

La aplicación de los cargos presentados en los cuadros 5.1 y 5.2, se deberá realizar considerando el desglose del cociente entre la energía reactiva inductiva y energía activa, para cada uno de los tramos indicados. Así, en caso de que dicho cociente exceda el rango exento de pago, comprendido entre 0% y 20%, sólo se deberá aplicar el cargo al exceso por sobre el 20%. Dicho exceso deberá dividirse en cada uno de los rangos indicados en los cuadros 5.1 y 5.2, pagando el valor del rango respectivo, hasta alcanzar el valor total del cociente.

En aquellos casos en que existan puntos de compra con mediciones que incluyan inyecciones o consumos de energía activa o reactiva, distintos a los reconocidos por la empresa distribuidora consumidora, la Dirección de Peajes del Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) respectivo deberá realizar un balance horario que permita identificar el consumo de energía activa y reactiva al cual se deben aplicar los cargos presentados en los cuadros 5.1 y 5.2, según corresponda.

### 5.2 Cargo por factor de potencia medio mensual.

La facturación por consumos efectuados en instalaciones cuyo factor de potencia medio mensual sea inferior a 0,93, se cargará en un 1% por cada 0,01 en que dicho factor baje de 0,93.

### 5.3 Facturación de la energía reactiva

El cargo por energía reactiva que se aplique a la facturación de un mes cualquiera, será el más alto que resulte de comparar los cargos calculados de acuerdo con los numerales 5.1 y 5.2 precedentes.

## 6 PRECIOS DE NUDO APLICABLES A CLIENTES REGULADOS EN ZONAS DE CONCESIÓN DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

Para efectos de la determinación de los precios de nudo a utilizar en las fórmulas tarifarias de concesionarios de servicio público de distribución, según se establece en el decreto del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción correspondiente, se considerarán los precios que resultan de aplicar las siguientes fórmulas, para cada concesionario 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	1	TODAS EXCEPTO TALTAL
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
CONAFE B	2	VII REGION
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
RESTO EMPRESAS CONCESIONARIAS	1	TODA SU ZONA DE CONCESIÓN

Para cada concesionario y sector de nudo los precios de nudo de energía y potencia se calcularán de la siguiente forma:

$$Pe = \sum_{i=1}^n Ni \cdot Ri \cdot PNEi \cdot (1 + CBTEi / 100) + AC$$

$$Pp = \sum_{i=1}^n Ni \cdot (PNPi + CBTPi + Ki \cdot CBLP/CBLPo)$$

$$PNPT = \sum_{i=1}^n Ni \cdot PNPi$$

En que:

- Pe : Precio de nudo de la energía correspondiente al cliente de acuerdo al sector en que éste se ubica, en [\$/kWh].
- AC : Abono o cargo aplicable para el Sistema Interconectado Central indicado en el numeral 1.3 del presente artículo, en [\$/kWh].
- Pp : Precio de nudo de la potencia correspondiente al cliente de acuerdo al sector en que éste se ubica, en [\$/kW/mes].
- PNPT : Precio de nudo de potencia en nivel troncal, correspondiente al cliente de acuerdo al sector en que éste se ubica, en [\$/kW/mes].
- PNEi : Precio de nudo de la energía para la subestación troncal de generación-transporte i, explicitado en el numeral 1.1 del presente artículo, [\$/kWh].
- PNPi : Precio de nudo de la potencia de punta para la subestación troncal de generación-transporte i, explicitado en el numeral 1.1 del presente artículo, en [\$/kW/mes].
- Ni : Proporción del aporte de electricidad considerado para la subestación principal de generación - transporte i.
- Ri : Factor de recargo en el precio de la energía por concepto de pérdidas de energía en transporte desde la subestación troncal de generación-transporte i.
- Ki : Cargo adicional, en [\$/kW/mes], en el precio de la potencia de punta por concepto de inversión, operación, mantenimiento y pérdidas de potencia en transporte desde la subestación troncal de generación-transporte i.
- CBTEi : Cargo por transformación de energía desde la subestación troncal de generación-transporte i hasta el nivel de distribución, explicitado en el numeral 2.2.1 del presente artículo, en [%].
- CBTPi : Cargo por transformación de potencia de punta desde la subestación troncal de generación-transporte i hasta el nivel de distribución, explicitado en el numeral 2.2.3 del presente artículo, en [\$/kW/mes].
- n : Número de subestaciones troncales de generación-transporte consideradas en la determinación de los precios Pe y Pp correspondientes al cliente de acuerdo al sector en que éste se encuentra.
- CBLP : Cargo por transporte de potencia en nivel de distribución en el sistema eléctrico al cual pertenece el sector de nudo, explicitado en el numeral 2.2.4 del presente artículo .
- CBLPo : Cargo por transporte de potencia en nivel de distribución en el sistema eléctrico al cual pertenece el sector de nudo, explicitado en el cuadro siguiente:

Valor de CBLPo [\$/kW/mes/km]

Sistema	a nivel de distribución
Interconectado del Norte Grande	91,64
Interconectado Central	121,37

Por sector de nudo en donde se ubica el cliente, se entenderá a aquellos sectores geográficos asociados a una o más subestaciones principales a partir de las cuales se determina un costo medio mínimo en los puntos de inyección al sistema de distribución desde el cual se abastece el cliente, considerando para la identificación de la subestación señalada los criterios indicados en el numeral 2.3.1 del presente artículo del artículo primero del presente decreto.

A continuación se indican, para cada concesionario de servicio público de distribución y sector de nudo donde se ubica el cliente, los valores de los parámetros Ni, Ri, Ki en cada una de las subestaciones troncales de generación- transporte consideradas para efectos de representar los costos de generación-transporte en su estructura de precios a nivel de distribución.

Empresa	Sector de Nudo	Subestación Troncal	N	R	K
EMELARI	1	ARICA	0,001	1,029	666,14
EMELARI	1	PARINACOTA	0,999	1,007	147,78
ELIQSA	1	CONDORES	0,781	1,006	145,27
ELIQSA	1	POZO ALMONTE	0,196	1,031	651,80
ELIQSA	1	LAGUNAS	0,001	1,000	0,00
ELIQSA	1	TARAPACA	0,022	1,000	0,00
ELECDA	2	D. DE ALMAGRO	1,000	1,114	3.519,59
ELECDA	1	CRUCERO	0,285	1,028	994,54
ELECDA	1	ESMERALDA	0,605	1,004	95,28
ELECDA	1	ENCUENTRO	0,001	1,027	1.102,50
ELECDA	1	ANTOFAGASTA	0,089	1,017	399,55
ELECDA	1	MANTOS BLANCOS	0,003	1,000	0,00
ELECDA	1	MEJILLONES	0,017	1,000	0,00
EMELAT	1	MAITENCILLO	0,133	1,021	654,57
EMELAT	1	CARDONES	0,763	1,024	751,49
EMELAT	1	D. DE ALMAGRO	0,098	1,104	3.921,82
EMELAT	1	PAN DE AZUCAR	0,006	1,087	2.693,69
CONAFE A	1	PAN DE AZUCAR	0,751	1,032	950,87
CONAFE A	1	QUILLOTA	0,249	1,076	2.599,04
CHILQUINTA	1	QUILLOTA	0,912	1,029	974,62
CHILQUINTA	1	CERRO NAVIA	0,088	1,052	1.992,02
CONAFE B	2	PARRAL	0,197	1,021	776,19
CONAFE B	2	ITAHUE	0,803	1,034	965,40
CONAFE B	1	QUILLOTA	1,000	1,018	769,77
EMELCA	1	QUILLOTA	1,000	1,117	3.451,88
LITORAL	1	QUILLOTA	1,000	1,097	2.912,07
CHILECTRA	1	POLPAICO	0,221	1,023	1.087,08
CHILECTRA	1	CERRO NAVIA	0,319	1,008	289,01
CHILECTRA	1	ALTO JAHUEL	0,459	1,018	913,19
CHILECTRA	1	QUILLOTA	0,001	1,074	2.077,96
RIO MAIPO	1	ALTO JAHUEL	0,979	1,018	585,72
RIO MAIPO	1	CERRO NAVIA	0,021	1,044	1.231,51
COLINA	1	CERRO NAVIA	1,000	1,039	1.424,02
TILTIL	1	QUILLOTA	0,419	1,078	2.228,13
TILTIL	1	CERRO NAVIA	0,581	1,077	2.839,56
PUENTE ALTO	1	ALTO JAHUEL	1,000	1,035	1.089,01
LUZANDES	1	ALTO JAHUEL	1,000	1,090	3.846,81
EMELECTRIC	1	CERRO NAVIA	0,854	1,046	1.449,89
EMELECTRIC	2	ANCOA	0,007	1,000	0,00
EMELECTRIC	2	PARRAL	0,236	1,057	1.530,41
EMELECTRIC	3	CHARRUA	0,702	1,060	1.949,01
EMELECTRIC	2	ITAHUE	0,460	1,139	3.689,42
EMELECTRIC	1	ALTO JAHUEL	0,146	1,062	1.751,42
EMELECTRIC	2	SAN FERNANDO	0,297	1,061	1.616,39
EMELECTRIC	3	CONCEPCION	0,298	1,042	1.107,70
CGE DISTRIBUCION	1	RANCAGUA	0,405	1,013	352,70
CGE DISTRIBUCION	3	CONCEPCION	0,559	1,016	422,31
CGE DISTRIBUCION	3	SAN VICENTE	0,441	1,010	319,08
CGE DISTRIBUCION	1	ALTO JAHUEL	0,182	1,020	551,08
CGE DISTRIBUCION	2	CHARRUA	1,000	1,027	1.029,72
CGE DISTRIBUCION	1	SAN FERNANDO	0,251	1,042	1.125,22
CGE DISTRIBUCION	4	TEMUCO	0,830	1,012	320,07
CGE DISTRIBUCION	4	VALDIVIA	0,170	1,183	4.839,53
CGE DISTRIBUCION	1	ITAHUE	0,162	1,047	1.279,83
EMELPAR	1	ARICA	1,000	1,033	1.055,16
COOPERSOL	1	ARICA	1,000	1,100	3.156,03
COPELAN	1	CHARRUA	1,000	1,015	610,09
FRONTEL	1	CHARRUA	0,402	1,064	1.897,01
FRONTEL	1	SAN VICENTE	0,281	1,108	3.048,02



FRONTEL	1	TEMUCO	0,317	1,073	1.946,89
SAESA	1	BARRO BLANCO	0,222	1,038	1.027,86
SAESA	1	PUGUEÑUN	0,147	1,097	2.899,83
SAESA	1	PUERTO MONTT	0,373	1,047	548,02
SAESA	1	VALDIVIA	0,258	1,025	656,94
CODINER	1	TEMUCO	0,979	1,052	1.365,14
CODINER	1	VALDIVIA	0,021	1,083	2.200,30
ELECOOP	1	PAN DE AZUCAR	1,000	1,123	3.544,12
E. CASABLANCA	1	QUILLOTA	0,984	1,115	3.398,55
E. CASABLANCA	1	CERRO NAVIA	0,016	1,108	3.936,85
COOP. CURICO	1	ITAHUE	1,000	1,038	1.092,61
EMETAL	1	ANCOA	0,075	1,010	412,66
EMETAL	1	ITAHUE	0,925	1,046	1.260,69
LUZLINARES	1	PARRAL	0,690	1,020	740,08
LUZLINARES	1	ITAHUE	0,048	1,186	5.308,01
LUZLINARES	1	ANCOA	0,262	1,021	543,78
LUZPARRAL	1	PARRAL	1,000	1,016	434,64
COPELEC	1	CHARRUA	0,957	1,045	1.476,89
COPELEC	1	CONCEPCION	0,043	1,109	3.899,21
COELCHA	1	CHARRUA	0,998	1,020	572,24
COELCHA	1	CONCEPCION	0,002	1,104	4.369,32
SOCOPEA	1	VALDIVIA	1,000	1,089	2.365,71
COOPREL	1	BARRO BLANCO	1,000	1,094	2.603,42
CRELL	1	PUERTO MONTT	1,000	1,029	755,25
LUZSORNO	1	BARRO BLANCO	0,947	1,059	1.825,14
LUZSORNO	1	PUERTO MONTT	0,053	1,075	2.087,06

## 7 PAGO DE LAS FACTURAS

Los clientes deberán pagar las facturas dentro del plazo de 20 días a contar de la fecha de su emisión, en la forma que acuerden con la entidad suministradora.

## 8 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.

### Artículo segundo:

Téngase por determinado, para las licitaciones de suministro a que se refiere el artículo 131° y siguientes de la LGSE y que se efectúen durante el periodo de vigencia del presente decreto, la forma en que se configurarán los precios de energía ofrecidos en los puntos de abastecimiento o suministros conforme al artículo 134° inciso primero de la LGSE.

En virtud de lo establecido en el artículo 135° de la LGSE, en cada licitación para abastecer consumos regulados, el valor máximo de las ofertas será el equivalente al límite superior de la Banda de Precios de Mercado (BPM) establecida en el artículo 168° de la LGSE, aumentado en un 20%.

## 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 129,461 [US\$/MWh], con un precio de potencia de 8,2256 [US\$/kW/mes] y un valor máximo de licitación para el precio de energía en este sistema igual a 116,509 [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 LGSE, 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.]
ARICA	110	0,9184	0,8945
POZO ALMONTE	220	0,9626	0,9531
PARINACOTA	220	1,0000	1,0000
CONDONES	220	0,9722	0,9627
TARAPACA	220	0,9532	0,9381
LAGUNAS	220	0,9608	0,9440
CRUCERO	220	0,9188	0,9021
ENCUENTRO	220	0,9327	0,9002
CENTRAL ATACAMA	220	0,8990	0,8713
CHACAYA	220	0,8795	0,9401
CAPRICORNIO	220	0,9139	0,8869
MANTOS BLANCOS	220	0,9016	0,8876
MEJILLONES	220	0,8805	0,8584
ANTOFAGASTA	110	0,9009	0,8856
ESMERALDA	220	0,9160	0,8864

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 125,978 [US\$/MWh], con un precio de potencia de 8,0115 [US\$/kW/mes] y un valor máximo de licitación para el precio de energía en este sistema igual a 111,227 [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 LGSE, 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.]
D. DE ALMAGRO	220	1,1986	1,1814
CARRERA PINTO	220	1,1914	1,1723
CARDONES	220	1,1687	1,1582
MAITENCILLO	220	1,0909	1,0875
PAN DE AZUCAR	220	1,0968	1,0970
QUILLOTA	220	0,9726	0,9795
POLPAICO	220	1,0000	1,0000
CERRO NAVIA	220	1,0412	1,0583
ALTO JAHUEL	220	1,0149	1,0338
RANCAGUA	154	1,0542	1,0714
SAN FERNANDO	154	1,0449	1,0541
ITAHUE	154	0,9885	1,0003
PARRAL	154	1,0020	0,9916
ANCOA	220	0,9799	0,9976
CHARRUA	220	0,9627	0,9681
CONCEPCIÓN	220	0,9991	0,9981
SAN VICENTE	154	1,0023	1,0082
TEMUCO	220	1,0207	0,9926
VALDIVIA	220	1,0205	0,9895
BARRO BLANCO	220	1,0309	0,9948
PUERTO MONTT	220	1,0410	0,9980

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.

### Artículo tercero:

Los precios fijados mediante el presente Decreto, han sido ajustados a la banda de clientes libres, incluyendo en la misma los costos de transmisión. Este efecto será considerado en la aplicación de la Ley General de Servicios Eléctricos, específicamente en lo relativo al cargo único a clientes finales.

Anótese, tómesese razón y publíquese.- Por orden de la Presidenta de la República, Alejandro Ferreiro Yazigi, Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción.

Lo que transcribe para su conocimiento.- Saluda atentamente a usted, Ana María Correa López, Subsecretaria de Economía.