



observaban problemas asociados fundamentalmente a la gestión de tránsito del sistema de transporte, capacidad de vías, uso indiscriminado de estacionamientos y mala gestión en los paraderos de transporte público, lo que producía altos índices de saturación. Gran parte de las condiciones en que se fundó dicho estudio y sus conclusiones se mantienen vigentes a la fecha.

3. Que el Consejo de Taxis Colectivos de la Provincia de San Antonio con fecha 4 de febrero de 2014, informa que la medida de prohibición vehicular señalada en el primer considerando, ha traído aparejados logros en el ordenamiento, contribuyendo a atenuar las aglomeraciones y congestión vehicular en la provincia, por lo que estima aconsejable su prórroga.

4. Que la cantidad de vehículos que componen la locomoción colectiva en la provincia de San Antonio está constituida principalmente por locomoción colectiva menor, con un parque de 1.279 taxis o vehículos de alquiler, de los cuales existen 945 que se encuentran inscritos bajo modalidad taxi colectivo urbano y 334 que se encuentran adscritos a taxi colectivo rural. De esta forma, la locomoción colectiva menor constituye un 75% de la locomoción que opera en dicha provincia.

5. Que, asimismo, la locomoción colectiva mayor, que opera en la provincia de San Antonio, se presta con 398 buses, que alcanza solamente al 25% del parque total de la locomoción colectiva, vehículos que se distribuyen en su totalidad en el servicio rural, no existiendo en dicha provincia servicios urbanos prestados con buses inscritos ante el RNTTP. Este hecho, sumado a la no existencia de fijación de trazados rurales en las comunas que pertenecen a la provincia de San Antonio, deriva en que los buses rurales atiendan a una gran cantidad de poblaciones urbanas.

6. Que dado lo anterior, y teniendo presente que el artículo 26 del DS N° 212/92, exige a los responsables de servicios de locomoción colectiva transportar a estudiantes beneficiarios de franquicia tarifaria que lo soliciten, obligación que no es aplicable a los servicios expresos ni a los servicios de locomoción prestados con taxis colectivos, y este imperativo legal se contiene asimismo en los DS N° 20/82 y DS N° 45/89. Consecuentemente, resulta conveniente reforzar la función social que les asiste a los buses y eximirlos de dicha medida, para efectos de proveer un adecuado traslado a los estudiantes de dicha zona.

7. Que la Gobernación Provincial en el año 2012, atendido el éxito que ha tenido el programa de restricción vehicular en el ordenamiento del parque automotriz, ha solicitado a esta Secretaría Ministerial se renueven las medidas necesarias para aplicar restricción vehicular en la provincia, medida que mejoraría la calidad de vida y los estándares de las prestaciones de los servicios para los habitantes de la provincia; asimismo, solicita dejar fuera de la restricción a los servicios urbanos de las comunas de Algarrobo y El Quisco por ser un número que de aplicarse la restricción dejaría desprovista de locomoción colectiva a la población, debido a que existen sólo 16 y 40 vehículos inscritos en esa categoría, respectivamente.

8. Que teniendo presente las razones expuestas en los considerandos tercero, cuarto, quinto, sexto y séptimo, esta autoridad regional considera conveniente orientar esta medida al transporte público remunerado de pasajeros prestado con taxis, en ambas modalidades, tanto por su participación en la composición en el parque y en el flujo vehicular, como por el hecho de que este tipo de transporte no cumple la función social impuesta por ley, consistente en el traslado de estudiantes, motivo por el cual estima que en la especie se acogerá parcialmente el requerimiento de la Gobernación Provincial, citado en el considerando séptimo.

Resuelvo:

1. Prorróguese la medida implementada por la resolución exenta N° 1.176/2009 de esta Secretaría de Estado, extendiéndose la prohibición de circular, solamente a todos aquellos vehículos motorizados inscritos en el Registro Nacional de Servicios de Transporte Público de Pasajeros, bajo modalidad de taxis colectivos, sean éstos urbanos o rurales, restringiendo el ámbito de aplicación a los taxis colectivos que prestan servicios en la provincia de San Antonio, de acuerdo al último dígito de la placa patente única del vehículo afecto a restricción, según el calendario que se indica a continuación:

Tipo de Servicio	Período	Último dígito patente única				
		Lunes	Martes	Miércoles	Jueves	Viernes
Urbano	2014	9 - 0	1 - 2	3 - 4	5 - 6	7 - 8
Rural	2014	9 - 0	1 - 2	3 - 4	5 - 6	7 - 8

2. La prohibición anteriormente señalada comenzará a regir desde la publicación en el Diario Oficial de la presente resolución hasta el 31 de diciembre de 2014 para los servicios rurales y hasta el 31 de marzo de 2015 para los servicios urbanos, y regirá de lunes a viernes, excepto festivos, desde las 7:00 hasta las 20:00 horas, contemplando todas las vías públicas de la provincia de San Antonio.

3. Exceptúese a los vehículos que circulen fuera de servicio, debiendo exhibir un letrero que así lo indique, y los vehículos que presten servicios urbanos dentro de las comunas de Algarrobo o El Quisco.

4. Carabineros de Chile, inspectores fiscales y municipales velarán por el cumplimiento de la restricción de circulación impuesta a la locomoción colectiva menor, mediante la presente resolución.

Publíquese, comuníquese y archívese.- Gloria Basualto Mateluna, Secretaria Regional Ministerial de Transportes y Telecomunicaciones Región de Valparaíso.

## Ministerio de Energía

### FIJA PRECIOS DE NUDO PARA SUMINISTROS DE ELECTRICIDAD

Núm. 9T.- Santiago, 30 de octubre de 2013.- Vistos: Lo dispuesto en los artículos 32 N° 6 y 35 de la Constitución Política de la República de Chile; lo señalado en la ley N° 20.402, que crea el Ministerio de Energía, estableciendo modificaciones al DL N° 2.224, de 1978, y a otros cuerpos legales; los artículos 102°, 131°, 134°, 135°, 147°, 155°, 162°, 168° y 171° del DFL N° 4/20.018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado del DFL N° 1, del Ministerio de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica, en adelante e indistintamente la "Ley"; lo establecido en el decreto supremo N° 244, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2005, que aprueba Reglamento para Medios de Generación No Convencionales y Pequeños Medios de Generación establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos; lo establecido en el decreto supremo N° 86, del Ministerio de Energía, de 2012, que aprueba Reglamento para la Fijación de Precios de Nudo; lo establecido en el decreto supremo N° 14, del Ministerio de Energía, de 2012, que Fija Tarifas de Sistemas de Subtransmisión y de Transmisión Adicional y sus fórmulas de indexación, en adelante "Decreto 14"; lo establecido en el artículo primero del decreto supremo N° 1T, del Ministerio de Energía, de 2012, que fija Fórmulas Tarifarias Aplicables a los Suministros Sujetos a Precios Regulados que se señalan, efectuados por las empresas concesionarias de distribución que indica, en adelante "Decreto 1T"; la resolución exenta N° 644, de fecha 14 de octubre de 2013, de la Comisión Nacional de Energía; lo informado por la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente la "Comisión", en sus oficios CNE Of. Ord. N° 417, de fecha 15 de octubre de 2013, CNE Of. Ord. N° 433, de fecha 22 de octubre de 2013, y CNE Of. Ord. N° 462, de fecha 13 de noviembre de 2013, y lo establecido en la resolución N° 1.600, de 2008, 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 ley, que se efectúen desde las subestaciones de generación-transporte que se señalan. Estos precios se aplicarán desde la publicación del presente decreto en el Diario Oficial, sin perjuicio de su entrada en vigencia a contar del 1 de noviembre de 2013, conforme a lo dispuesto en el inciso final del artículo 171° de la ley, para efectos de las reliquidaciones señaladas en el inciso tercero del mismo artículo.

#### 1 PRECIOS DE NUDO

##### 1.1. Precios básicos de nudo en subestaciones troncales

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

##### a) Sistema Interconectado del Norte Grande

Subestación Troncal	Tensión [kV]	Precio Base de la Potencia de punta [\$/kW/mes]	Precio Base de la Energía [\$/kWh]
Tarapacá	220	4.518,85	37,551
Lagunas	220	4.513,43	37,493
Crucero	220	4.258,87	35,920
Encuentro	220	4.595,57	38,032
Atacama	220	4.444,83	36,926



**b) Sistema Interconectado Central**

Subestación Troncal	Subsistema SIC	Tensión [kV]	Precio Base de la Potencia de punta [\$/kW/mes]	Precio Base de la Energía [\$/kWh]
Diego de Almagro	Norte	220	5.189,86	46,216
Carrera Pinto	Norte	220	5.210,62	45,357
Cardones	Norte	220	5.180,00	45,122
Maitencillo	Norte	220	4.934,52	42,436
Punta Colorada	Centro-Sur	220	4.944,77	50,225
Pan de Azúcar	Centro-Sur	220	4.432,58	48,954
Los Vilos	Centro-Sur	220	4.344,88	44,602
Nogales	Centro-Sur	220	4.347,51	44,085
Quillota	Centro-Sur	220	4.191,83	43,391
Polpaico	Centro-Sur	220	4.385,22	44,450
Lampa	Centro-Sur	220	4.537,83	44,380
Cerro Navia	Centro-Sur	220	4.493,10	46,116
Chena	Centro-Sur	220	4.484,33	45,847
Candelaria	Centro-Sur	220	4.441,79	44,207
Colbún	Centro-Sur	220	4.207,62	41,135
Alto Jahuel	Centro-Sur	220	4.447,49	45,769
Melipilla	Centro-Sur	220	4.458,01	46,120
Rapel	Centro-Sur	220	4.393,11	45,144
Itahue	Centro-Sur	220	4.351,45	44,320
Ancoa	Centro-Sur	220	4.344,44	44,211
Charrúa	Centro-Sur	220	3.636,66	39,681
Lagunillas	Centro-Sur	220	3.604,65	39,095
Hualpén	Centro-Sur	220	3.600,70	39,052
Temuco	Centro-Sur	220	3.710,77	41,122
Los Ciruelos	Centro-Sur	220	3.659,90	41,004
Valdivia	Centro-Sur	220	3.769,54	43,747
Barro Blanco	Centro-Sur	220	3.755,94	43,951
Puerto Montt	Centro-Sur	220	3.797,16	44,589

**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 de la subestación troncal:

$$Pb = Pb_0 \cdot \left[ \frac{DOL_i}{DOL_0} \cdot \left( Coef1 \cdot \frac{PPI_{turb_i}}{PPI_{turb_0}} + Coef2 \cdot \frac{PPI_i}{PPI_0} \right) + Coef3 \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0} \right]$$

Sistema	Barra	Potencia [MW]	Pb <sub>0</sub> [\$/kW/mes]	PPI <sub>turb</sub> COEF 1	PPI COEF 2	IPC COEF 3
SING	Lagunas	70	4.513,43	0,44768	0,10047	0,45185

Precio de la energía de la subestación troncal:

$$\text{Precio Básico de Energía SING} \cdot \left( \frac{PMM_{1i}}{PMM_{10}} \right)$$

b) Subestaciones troncales del Sistema Interconectado Central

Precio por potencia de la subestación troncal en Subsistema SIC Norte:

$$Pb = Pb_0 \cdot \left[ \frac{DOL_i}{DOL_0} \cdot \left( Coef1 \cdot \frac{PPI_{turb_i}}{PPI_{turb_0}} + Coef2 \cdot \frac{PPI_i}{PPI_0} \right) + Coef3 \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0} \right]$$

Subsistema	Barra	Potencia [MW]	Pb <sub>0</sub> [\$/kW/mes]	PPI <sub>turb</sub> COEF 1	PPI COEF 2	IPC COEF 3
SIC Norte	Diego de Almagro	70	5.189,86	0,36388	0,21980	0,41632

Precio por potencia de la subestación troncal en Subsistema SIC Centro-Sur:

$$Pb = Pb_0 \cdot \left[ \frac{DOL_i}{DOL_0} \cdot \left( Coef1 \cdot \frac{PPI_{turb_i}}{PPI_{turb_0}} + Coef2 \cdot \frac{PPI_i}{PPI_0} \right) + Coef3 \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0} \right]$$

Subsistema	Barra	Potencia [MW]	Pb <sub>0</sub> [\$/kW/mes]	PPI <sub>turb</sub> COEF 1	PPI COEF 2	IPC COEF 3
SIC Centro-Sur	Polpaico	70	4.385,22	0,42184	0,12978	0,44838

Precio de la energía de la subestación troncal:

$$\text{Precio Básico de Energía SIC} \cdot \left( \frac{PMM_{2i}}{PMM_{20}} \right)$$

En estas fórmulas:

- Pb : Precio básico de la potencia actualizado en \$/kW/mes.
- Pb<sub>0</sub> : Precio base del precio básico de la potencia en \$/kW/mes.
- DOL<sub>i</sub> : Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU del mes anterior al que aplique la indexación, publicado por el Banco Central.
- IPC<sub>i</sub> : Índice de Precios al Consumidor publicado por el INE para el segundo mes anterior al cual se aplique la indexación.
- PPI<sub>turb,i</sub> : Producer Price Index Industry Data: Turbine & Turbine Generator Set UnitMfg publicados por el Bureau of Labor Statistics ([www.bls.gov](http://www.bls.gov), pcu333611333611), correspondiente al sexto mes anterior al cual se aplique la indexación.
- PPI<sub>i</sub> : Producer Price Index - Commodities publicados por el Bureau of Labor Statistics ([www.bls.gov](http://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 2013 publicado por el Banco Central (504,57 [\$/US\$]).
- IPC<sub>0</sub> : Valor de Índice de Precios al Consumidor correspondiente a agosto de 2013 publicado por el INE (110,06). IPC determinado en conformidad a lo estipulado en el decreto supremo N° 322, de 2009, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.
- PPI<sub>turb,0</sub> : Producer Price Index Industry Data: Turbine & Turbine Generator Set UnitMfg, publicados por el Bureau of Labor Statistics ([www.bls.gov](http://www.bls.gov), pcu333611333611), correspondiente al mes de abril de 2013 (213,6).
- PPI<sub>0</sub> : Producer Price Index - Commodities publicados por el Bureau of Labor Statistics ([www.bls.gov](http://www.bls.gov), WPU00000000), correspondiente al mes de abril de 2013 (203,5).
- PMM<sub>11</sub>, PMM<sub>21</sub> : Precio Medio de Mercado determinado con los precios medios de los contratos de clientes libres y suministro de largo plazo de las empresas distribuidoras, según corresponda, 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 publicación 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 y suministro de largo plazo de las empresas distribuidoras, según corresponda, 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 de 2013 a agosto de 2013 (PMM<sub>10</sub>: 49,351 [\$/kWh], PMM<sub>20</sub>: 56,542 [\$/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 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 172 de la ley.

**2. PRECIOS DE NUDO EN SUBESTACIONES DISTINTAS A LAS SUBESTACIONES TRONCALES**

Los precios de nudo en niveles de tensión diferentes a los señalados en el numeral 1.1 del presente artículo se determinarán incrementando los precios de la energía y de la potencia de punta de la subestación troncal que corresponda conforme se establece en el decreto 14. Para la determinación de los precios de nudo en puntos de suministro destinados al abastecimiento de usuarios sometidos a regulación de precios de empresas distribuidoras que para su suministro utilicen líneas en tensiones de distribución de terceros, los precios establecidos conforme lo señalado en el inciso anterior deberán incrementarse de conformidad a lo señalado en las expresiones siguientes:



$$PNE_{Dx} = PNE_{SP} \cdot (1 + 0,29\% \cdot km)$$

$$PNP_{Dx} = PNP_{SP} + CBLPDx \cdot km$$

Donde:

- PNE<sub>Dx</sub>** : Precio de nudo de energía en el punto de suministro de la empresa distribuidora.  
**PNP<sub>Dx</sub>** : Precio de nudo de potencia en el punto de suministro de la empresa distribuidora.  
**PNE<sub>SP</sub>** : Precio de nudo de energía en la subestación primaria determinado conforme lo establecido en el decreto 14.  
**PNP<sub>SP</sub>** : Precio de nudo de potencia en la subestación primaria determinado conforme lo establecido en el decreto 14.  
**CBLPDx** : Cargo de transporte de la potencia mediante líneas en tensión de distribución.  
**Km** : Longitud total en kilómetros de las líneas en tensión de distribución desde la subestación primaria hasta el punto de suministro de la empresa distribuidora.

El cargo de transporte de la potencia CBLPDx será el que a continuación se indica:

Sistema	CBLPDx [\$/kW/mes/km]
Interconectado del Norte Grande	104,26
Interconectado Central	138,09

### 2.1. 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 Troncal	Indisponibilidad de Generación [horas/año]	Indisponibilidad de Transmisión Troncal [horas/año]	Indisponibilidad de Transmisión Secundaria [horas/año]	Indisponibilidad Total [horas/año]
Tarapacá	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
Atacama	3,40	0,24	1,52	5,16

#### Sistema Interconectado Central

Subestación Troncal	Indisponibilidad de Generación [horas/año]	Indisponibilidad de Transmisión Troncal [horas/año]	Indisponibilidad de Transmisión Secundaria [horas/año]	Indisponibilidad Total [horas/año]
Diego 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 Azúcar	1,90	1,63	5,62	9,15
Los Vilos	1,90	1,63	5,62	9,15
Nogales	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
Lampa	1,90	1,63	3,56	7,09
Cerro Navia (*)	1,90	1,63	0,10	3,63
Alto Jahuel (*)	1,90	1,63	0,10	3,63
Chena (*)	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
Chena	1,90	1,63	3,56	7,09
Candelaria	1,90	1,63	4,97	8,50
Colbún	1,90	1,63	4,97	8,50
Melipilla	1,90	1,63	3,56	7,09
Rapel	1,90	1,63	3,56	7,09
Itahue	1,90	1,63	3,62	7,15
Ancoa	1,90	1,63	4,97	8,50
Charrúa	1,90	1,63	4,89	8,42
Lagunillas	1,90	1,63	8,92	12,45
Hualpén	1,90	1,63	8,92	12,45
Temuco	1,90	1,63	5,39	8,92
Los Ciruelos	1,90	1,63	7,71	11,24
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

(\*) Se refiere a la indisponibilidad en puntos de retiro alimentados desde las líneas de transmisión que se muestran en el siguiente cuadro:

Líneas de Transmisión
Cerro Navia – San Cristóbal 110 [kV]
San Cristóbal – Los Almendros 110 [kV]
Los Almendros – Florida 110 [kV]
Florida - Alto Jahuel 110 [kV]
Buín - Lo Espejo 110 [kV]
Lo Espejo – Ochagavía 110 [kV]
Ochagavía – Florida 110 [kV]
Chena - Cerro Navia 110 [kV]

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.

### 2.2. Precio de Nudo aplicables a las Inyecciones de PMG y PMGD

Tanto el precio de nudo de energía como el precio de nudo de potencia aplicables a las inyecciones efectuadas por los PMGD y PMG a que se refieren los artículos 41 y 54, respectivamente, del decreto supremo N° 244, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2005, corresponderán al precio de nudo de la subestación troncal más cercana. A estos efectos, la subestación troncal más cercana corresponderá a la que se encuentre a la mínima distancia eléctrica entre el punto de inyección y la barra troncal respectiva, determinada por la Dirección de Peajes del CDEC respectivo.

## 3. DEFINICIONES

### 3.1. Cliente

Se considerará cliente a toda empresa de servicio público de distribución que esté recibiendo suministro eléctrico 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 el suministro 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 suministro en dos o más puntos de entrega, cada uno 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, festivos y sábado inmediatamente siguiente a un día viernes festivo o anterior a un día lunes festivo. 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, así como en el decreto que fija los peajes de distribución aplicables al servicio de transporte que presten los concesionarios 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, exceptuándose, a solicitud del cliente, los días domingo, festivos y sábado siguiente a un día viernes festivo o anterior a un día lunes festivo siempre y cuando, y de ser necesario, el usuario asuma los costos de inversión correspondientes.

#### 3.3.2 Sistema Interconectado Central

En el Sistema Interconectado Central, para los 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 durante los meses de abril, mayo, junio, julio, agosto y septiembre, exceptuándose los domingo, festivos y sábado inmediatamente siguiente a un día viernes festivo o anterior a un día lunes 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, así como en el decreto que fija los peajes de distribución aplicables al servicio de transporte que presten los concesionarios 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, exceptuándose, a solicitud del cliente, los días domingo, festivos y sábado inmediatamente siguiente a un día viernes festivo o anterior a un día lunes festivo de dichos meses, siempre y cuando, y de ser necesario, el usuario asuma los costos de inversión correspondientes.

#### 4 DEMANDA MÁXIMA

##### 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.

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 troncal, 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 se determinará conforme el aporte de cada punto de entrega a la demanda máxima del cliente, determinada ésta como la suma de las demandas individuales de cada punto de entrega. Las 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 troncal, 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 períodos 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 en que se han definido horas de punta conforme a lo señalado en el punto 3.3.

##### 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 registrará 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 la contratada.

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 ENERGÍA 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:

- Medir y registrar energía activa, reactiva inductiva y reactiva capacitiva.
- Calcular el cociente entre energía reactiva inductiva y energía activa.
- 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 5.1.1 y 5.1.2, para cada una de las horas del período comprendido entre las 8:00 y 24:00 hrs.
- Se exceptúa la aplicación de los cargos por energía reactiva inductiva presentados en los cuadros 5.1.1 y 5.1.2 sólo para aquellas horas correspondientes a los días domingo y festivos.

**Cuadro 5.1.1:**

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

Cociente 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	5,212	0,000	0,000
Sobre 30 y hasta 40	9,385	9,385	0,000
Sobre 40 y hasta 50	9,385	9,385	9,385
Sobre 50 y hasta 80	12,507	12,507	12,507
Sobre 80	15,627	15,627	15,627

**Cuadro 5.1.2:**

### Cargos aplicables a la Energía Reactiva Inductiva para el Sistema Interconectado Central según Nivel de Tensión de Punto de Compra

Cociente 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	5,257	0,000	0,000
Sobre 30 y hasta 40	9,465	9,465	0,000
Sobre 40 y hasta 50	9,465	9,465	9,465
Sobre 50 y hasta 80	12,613	12,613	12,613
Sobre 80	15,761	15,761	15,761

La aplicación de los cargos presentados en los cuadros 5.1.1 y 5.1.2 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 5.1.1 y 5.1.2, 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 5.1.1 y 5.1.2, 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 de energía 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 CARGO ÚNICO SISTEMA DE TRANSMISIÓN TRONCAL

En virtud de lo establecido en el artículo 102, el cargo único (CU) a aplicar en cada sistema eléctrico será el siguiente:

Sistema	CU [\$/kWh]
Interconectado del Norte Grande	0,255
Interconectado Central	0,801

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 tanto a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles como a la Dirección de Peajes del CDEC respectivo los montos facturados por la aplicación del CU respectivo y los montos de energía asociados.

Por otra parte, para el caso de clientes no sujetos a regulación de precios, con potencia conectada inferior o igual a 2.000 kW y superior a dicha potencia, la Dirección de Peajes del CDEC respectivo deberá llevar un registro con detalle mensual de la energía facturada por el respectivo suministrador.

El cargo único para el segmento de usuarios que se señala en el artículo 102°, letra a), párrafo segundo, de la ley, se define en el cuadro siguiente:

Sistema	CU 30 [\$/kWh]
Interconectado Central	0,660

## 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 determinada, para las licitaciones de suministro a que se refiere el artículo 131° y siguientes de la ley y que se efectúen durante el período 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 ley.

En virtud de lo establecido en el artículo 135° de la ley, 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 ley, 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 123,238 [US\$/MWh], con un precio de potencia de 8,9451 [US\$/kW/mes] y un valor máximo de licitación para el precio de energía en este sistema igual a 109,153 [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.]
Tarapacá	220	0,9873	0,9833
Lagunas	220	0,9858	0,9821
Crucero	220	0,9445	0,9267
Encuentro	220	1,0000	1,0000
Atacama	220	0,9709	0,9672

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 141,195 [US\$/MWh], con un precio de potencia de 8,6910 [US\$/kW/mes] y un valor máximo de licitación para el precio de energía en este sistema igual a 125,853 [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	1,0397	0,8242
Carrera Pinto	220	1,0204	0,8273
Cardones	220	1,0151	0,8225
Maitencillo	220	0,9547	0,7834
Punta Colorada	220	1,1299	1,1276
Pan de Azúcar	220	1,1013	1,0108
Las Palmas	220	1,0111	0,9937
Los Vilos	220	1,0034	0,9908
Nogales	220	0,9918	0,9914
Quillota	220	0,9762	0,9559
Polpaico	220	1,0000	1,0000
Polpaico	500	1,0019	1,0025
Lampa	220	0,9984	1,0348
Chena	220	1,0314	1,0226
Cerro Navia	220	1,0375	1,0246
Melipilla	220	1,0376	1,0166
Rapel	220	1,0156	1,0018
El Rodeo	220	1,0310	1,0155
Alto Jahuel	220	1,0297	1,0142
Alto Jahuel	500	1,0210	1,0049
Candelaria	220	0,9945	1,0129
Maipo	220	0,9908	1,0174
Colbún	220	0,9254	0,9595
Ancoa	220	0,9946	0,9907
Ancoa	500	1,0046	1,0008
Itahue	220	0,9971	0,9923
Charrúa	220	0,8927	0,8293
Charrúa	500	0,8940	0,8304
Hualpén	220	0,8786	0,8211
Lagunillas	220	0,8795	0,8220
Esperanza	220	0,9042	0,8385
Cautín	220	0,9235	0,8442
Temuco	220	0,9251	0,8462
Los Ciruelos	220	0,9225	0,8346
Valdivia	220	0,9842	0,8596
Barro Blanco	220	0,9888	0,8565
Puerto Montt	220	1,0031	0,8659

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, Jorge Bunster Betteley, Ministro de Energía.

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

## DIARIO OFICIAL DE LA REPUBLICA DE CHILE

CONOCE NUESTRA PLATAFORMA WEB  
[www.diariooficial.cl](http://www.diariooficial.cl)

