

---

---

LEYES, REGLAMENTOS, DECRETOS Y RESOLUCIONES DE ORDEN GENERAL

---

---

Núm. 42.821

Jueves 3 de Diciembre de 2020

Página 1 de 12

---

Normas Generales

---

CVE 1858701

---

---

MINISTERIO DE ENERGÍA

FIJA PRECIOS DE NUDO PARA SUMINISTROS DE ELECTRICIDAD

Núm. 12 T.- Santiago, 10 de agosto de 2020.

Vistos:

Lo dispuesto en los artículos 32 N° 6 y 35 de la Constitución Política de la República; en el decreto ley N° 2.224, de 1978, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente la "Comisión"; en el decreto con fuerza de ley N° 4/20.018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado del decreto con fuerza de ley N° 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica, en adelante e indistintamente la "Ley"; en la Ley N° 20.936, que establece un nuevo sistema de transmisión eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional; en el decreto supremo N° 244, de 2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que aprueba reglamento para medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos y sus modificaciones; en el decreto supremo N° 88, de 2019, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento para medios de generación, de pequeña escala; en el decreto supremo N° 62, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que aprueba reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos; en el decreto supremo N° 86, de 2012, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento para la fijación de precios de nudo y sus modificaciones; en la resolución exenta N° 641, de 30 de agosto de 2016, de la Comisión, que establece plazos, requisitos y condiciones para la fijación de precios de nudo de corto plazo, y sus modificaciones posteriores, en adelante e indistintamente la "RE 641"; en el artículo primero del decreto supremo N° 11T, de 2016, del Ministerio de Energía, que fija fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados que se señalan efectuados por las empresas concesionarias de distribución que indica, actualizado por el decreto supremo N° 5T, de 7 de marzo de 2018, del Ministerio de Energía, en adelante "DS 11T/2016"; en el decreto supremo N° 4T, de 2018, del Ministerio de Energía, que fija peajes de distribución aplicables al servicio de transporte que presten las empresas concesionarias de servicio público de distribución que señala, en adelante "DS 4T/2018"; en la resolución exenta N° 786, de 18 de diciembre de 2019, de la Comisión, que aprueba modificaciones a la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio y aprueba texto refundido y sistematizado de dicha norma técnica, en adelante "RE N° 786 de 2019"; en la resolución exenta N°285, de fecha 31 de julio de 2020, de la Comisión, que aprueba Informe Técnico Definitivo, de julio de 2020, para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo del Sistema Eléctrico Nacional, remitida a este Ministerio mediante oficio CNE Of. Ord. N° 548/2020, de fecha 31 de julio de 2020; en los antecedentes acompañados mediante el oficio CNE Of. Ord. N° 549/2020, de fecha 31 de julio de 2020; en la resolución exenta N° 304, de 7 de agosto de 2020, que Rectifica Informe Técnico Definitivo, de julio de 2020, para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo del Sistema Eléctrico Nacional, aprobado mediante resolución exenta N° 285, de fecha 31 de julio de 2020, remitida a este Ministerio mediante oficio CNE Of. Ord. N° 572/2020, de fecha 7 de agosto de 2020; en los antecedentes acompañados mediante el oficio CNE Of. Ord. N° 573/2020, de fecha 7 de agosto de 2020; en la resolución N° 7, de 2019, de la Contraloría General de la República, y

---

**CVE 1858701**

Director: Juan Jorge Lazo Rodríguez  
Sitio Web: www.diarioficial.cl

Mesa Central: +562 2486 3600 Email: consultas@diarioficial.cl  
Dirección: Dr. Torres Boonen N°511, Providencia, Santiago, Chile.

Considerando:

1. Que, de conformidad a lo establecido en los artículos 151° y 171° de la Ley corresponde fijar los precios de nudo de corto plazo por decreto del Ministerio de Energía, expedido bajo la fórmula “por orden del Presidente de la República”;

2. Que, en el mismo sentido, el artículo 160° de la Ley dispone que los precios de nudo de corto plazo deben ser fijados semestralmente y se reajustarán en las oportunidades que la Ley determina;

3. Que, el artículo vigésimo transitorio de la Ley N° 20.936 estableció que mientras los reglamentos emanados de la mencionada ley no entren en vigencia, dichas disposiciones se sujetarán en cuanto a los plazos, requisitos y condiciones a las disposiciones de la ley y a las que se establezcan por resolución exenta de la Comisión;

4. Que, mediante la RE N° 641, la Comisión estableció los plazos, requisitos y condiciones a los que deberá sujetarse el proceso de fijación de precios de nudo de corto plazo regulado en los artículos 160° y siguientes de la Ley;

5. Que, la Comisión, según lo dispuesto en el artículo 169° de la ley, remitió al Ministerio de Energía, mediante oficio CNE Of. Ord. N° 548/2020, de fecha 31 de julio de 2020, la resolución exenta N° 285, de fecha 31 de julio de 2020, de la Comisión, que aprueba el Informe Técnico Definitivo, de julio de 2020, para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo del Sistema Eléctrico Nacional, rectificadora mediante resolución exenta N° 304, de 7 de agosto de 2020, de la Comisión, que Rectifica Informe Técnico Definitivo, de julio de 2020, para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo del Sistema Eléctrico Nacional, aprobado mediante resolución exenta N° 285, de fecha 31 de julio de 2020;

6. Que, el informe técnico señalado en el considerando anterior, en virtud de lo establecido en el literal b) del artículo 225° de la ley, y de acuerdo a lo dispuesto en la resolución exenta N° 668, de 21 de noviembre de 2017, de la Comisión, que da por conformado el Sistema Eléctrico Nacional, a partir de la interconexión del Sistema Interconectado del Norte Grande (en adelante, “SING”) con el Sistema Interconectado Central (en adelante, “SIC”), considera la existencia del denominado Sistema Eléctrico Nacional (en adelante, “SEN”) para la determinación de los precios de nudo de corto plazo;

7. Que, el mencionado informe técnico contiene el cálculo de los nuevos precios de nudo de corto plazo, según lo establecido en el artículo 162° de la Ley.

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 octubre de 2020, conforme a lo dispuesto en el artículo 2° de la RE 641, para efectos de las reliquidaciones señaladas en el inciso tercero del artículo 171° de la Ley.

## 1 PRECIOS DE NUDO

### 1.1 Precios básicos de nudo en subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional

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 “Subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional” y para los niveles de tensión que se indican.

Subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional	Subsistema	Tensión [kV]	Precio Base de la Potencia de punta [\$/kW/mes]	Precio Base de la Energía [\$/kWh]
Atacama	Centro - Norte	220	6.559,91	42,776
Calama	Centro - Norte	220	6.496,25	40,368
Chuquicamata	Centro - Norte	220	6.491,84	48,442
Cóndores	Centro - Norte	220	6.772,97	42,743
Crucero	Centro - Norte	220	6.370,81	42,165

El Cobre	Centro - Norte	220	6.540,37	44,126
El Tesoro	Centro - Norte	220	6.607,82	43,866
Encuentro	Centro - Norte	220	6.430,69	43,160
Esperanza SING	Centro - Norte	220	6.602,77	43,844
Laberinto	Centro - Norte	220	6.508,85	43,379
Lagunas	Centro - Norte	220	6.561,80	41,843
Nueva Victoria	Centro - Norte	220	6.542,26	41,684
O'Higgins	Centro - Norte	220	6.447,71	42,874
Parinacota	Centro - Norte	220	6.932,44	44,185
Pozo Almonte	Centro - Norte	220	6.749,64	45,092
Tarapacá	Centro - Norte	220	6.605,30	42,087
D. de Almagro	Centro - Norte	220	6.453,38	38,471
Carrera Pinto	Centro - Norte	220	6.421,87	41,252
Cardones	Centro - Norte	220	6.414,30	42,045
Maitencillo	Centro - Norte	220	6.301,47	40,485
Punta Colorada	Centro - Norte	220	6.310,93	40,709
Pan de Azúcar	Centro - Norte	220	6.380,90	41,327
Los Vilos	Centro - Norte	220	6.321,64	42,639
Nogales	Centro - Norte	220	6.303,36	39,823
Quillota	Centro - Norte	220	6.404,22	42,767
Polpaico	Centro - Norte	220	6.390,98	42,118
Los Maquis	Centro - Norte	220	6.556,13	44,104
El Llano	Centro - Norte	220	6.498,14	43,955
Lampa	Centro - Norte	220	6.299,58	39,681
Cerro Navia	Centro - Norte	220	6.457,80	41,919
Chena	Centro - Norte	220	6.459,06	41,668
Maipo	Centro - Norte	220	6.354,42	41,903
Candelaria	Centro - Norte	220	6.290,76	41,586
Colbún	Centro - Norte	220	6.012,15	40,011
Alto Jahuel	Centro - Norte	220	6.343,71	41,079
Melipilla	Centro - Norte	220	6.443,30	41,859
Rapel	Centro - Norte	220	6.396,02	41,762
Itahue	Centro - Norte	220	5.913,19	38,673
Ancoa	Centro - Norte	220	6.012,15	40,011
Charrúa	Centro - Norte	220	5.687,53	37,893
Hualpén	Centro - Norte	220	5.783,97	38,513
Lagunillas	Centro - Norte	220	5.752,45	38,354
Temuco	Centro - Norte	220	5.582,89	37,410
Cautín	Centro - Norte	220	5.621,34	37,939
Ciruelos	Sur	220	6.126,27	34,747
Valdivia	Sur	220	6.523,49	36,832
Rahue	Sur	220	5.888,87	33,468
Puerto Montt	Sur	220	5.832,88	32,954
Melipulli	Sur	220	5.832,88	32,954
Chiloé	Sur	220	5.874,88	33,368

## Fórmulas de indexación

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

Precio por potencia de las Subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional:

**CVE 1858701**

Director: Juan Jorge Lazo Rodríguez  
Sitio Web: www.diarioficial.cl

Mesa Central: +562 2486 3600

Email: consultas@diarioficial.cl

Dirección: Dr. Torres Boonen N°511, Providencia, Santiago, Chile.

$$Pb[(\$/kW)/mes] = Pb_0 \left[ \frac{Dol_i}{Dol_0} \left( Coef_1 \frac{PPI_{turb_i}}{PPI_{turb_0}} + Coef_2 \frac{PPI_i}{PPI_0} \right) + Coef_3 \frac{IPC_i}{IPC_0} \right]$$

Subsistema	Barra	Potencia	Pb <sub>0</sub>	PPI <sub>turb</sub>	PPI	IPC
		[MW]	[\$/kW/mes]	COEF 1	COEF 2	COEF 3
Centro - Norte	Nogales 220	70	6.303,36	0,52760	0,09307	0,37933
Sur	Puerto Montt 220	70	5.832,88	0,54822	0,10134	0,35044

Precio de la energía de las subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional:

$$\text{Precio energía} = \text{Precio base} \left[ \frac{PMM_i}{PMM_0} \right]$$

En estas fórmulas:

Pb: Precio básico de la potencia actualizado en \$/kW/mes.

Pb<sub>0</sub>: Precio básico de la potencia vigente en \$/kW/mes, según la última fijación tarifaria.

Dol<sub>i</sub>: Dólar observado EEUU promedio publicado por el Banco Central correspondiente al segundo mes anterior al cual se registre la indexación.

IPC<sub>i</sub>: Índices de precios al consumidor publicado por el INE para el segundo mes anterior al cual se registre la indexación (Base 2013=100).

PPI<sub>turb<sub>i</sub></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 séptimo mes anterior al cual se registre la indexación.

PPI<sub>i</sub>: Producer Price Index – Commodities, publicados por el Bureau of Labor Statistics (www.bls.gov, WPU00000000) correspondiente al séptimo mes anterior al cual se registre la indexación.

Dol<sub>0</sub>: Dólar observado EEUU promedio del mes de mayo de 2020 publicado por el Banco Central (821,81 [\$/US\$]).

IPC<sub>0</sub>: Índice de precios al consumidor correspondiente a mayo de 2020 publicado por el INE (124,58). IPC determinado, en conformidad a lo estipulado en el Informe “Empalme de las Series del IPC y Factor de Reajustabilidad” publicado en enero 2014 por el Instituto Nacional de Estadísticas (Base 2013=100).

PPI<sub>turb<sub>0</sub></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 mes de diciembre de 2019 (224,90).

PPI<sub>0</sub>: Producer Price Index – Commodities, publicados por el Bureau of Labor Statistics (www.bls.gov, WPU00000000) correspondiente al mes de diciembre de 2019 (199,00).

PMM<sub>i</sub>: Precio Medio de Mercado determinado con los precios medios de los contratos de clientes libres y ventas efectuadas a precio de nudo de largo plazo de las empresas distribuidoras según corresponda, informados a la Comisión, por las empresas generadoras, 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>0</sub>: Precio Medio de Mercado determinado con los precios medios de los contratos de clientes libres y ventas efectuadas a precio de nudo de largo plazo de las empresas distribuidoras según corresponda, informados a la Comisión, por las empresas generadoras, correspondientes a la ventana de cuatro meses establecida en la normativa vigente. Para la presente fijación este valor corresponde a 74,129 \$/kWh.

A más tardar el tercer día hábil de cada mes, la Comisión publicará en su sitio web, el valor del PMM<sub>i</sub> respectivo, para efectos de la aplicación de la fórmula anterior.

Los precios medios de los contratos considerados en el cálculo de PMM<sub>i</sub> serán indexados mediante el IPC correspondiente al mes anterior al que se registre 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 DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL.

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 las subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional que corresponda, aplicando, los factores de referenciación; y los factores esperados de pérdidas de energía y potencia; definidos por el Coordinador, de acuerdo a lo señalado en los artículos 23 y 25 de la resolución N° 703 de 2018, de la Comisión, según corresponda.

Para la determinación de los precios de nudo en puntos de compra 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\_Dx: Precio de nudo de energía en el punto de compra de la empresa distribuidora.

PNP\_Dx: Precio de nudo de potencia en el punto de compra de la empresa distribuidora.

PNE\_SP: Precio de nudo de energía en la subestación primaria determinado aplicando los factores de referenciación, así como los factores esperados de pérdidas de energía, definidos por el Coordinador, según corresponda.

PNP\_SP: Precio de nudo de potencia en la subestación primaria determinado aplicando los factores de referenciación, así como los factores esperados de pérdidas de potencia, definidos por el Coordinador, según corresponda.

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 compra de la empresa distribuidora.

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

Sistema Eléctrico Nacional	CBLPDx [\$/kW/mes/km]
Interconectado del Norte Grande	123,66
Interconectado Central	163,77

2.1 Indisponibilidad de generación y transmisión

Las indisponibilidades de generación y transmisión se sujetarán a lo establecido en la RE N° 786 de 2019.

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, de 2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, corresponderán al precio de nudo de la subestación del Sistema de Transmisión Nacional más cercana. A estos efectos, la subestación del Sistema de Transmisión Nacional más cercana corresponderá a la que se encuentre a la mínima distancia eléctrica entre el punto de inyección y la subestación respectiva del Sistema de Transmisión Nacional, determinada por el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante el “Coordinador”.

No obstante lo anterior, y a partir de la entrada en vigencia del reglamento aprobado en el Artículo primero del decreto supremo N° 88, de 2019, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento para medios de generación de pequeña escala, las referencias efectuadas a los mencionados artículos 41 y 54 del decreto supremo N° 244, señaladas en párrafo precedente, se entenderán efectuadas al artículo segundo transitorio del citado decreto supremo N° 88.

### 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 del SEN

En el SEN, para efectos de las disposiciones establecidas en el presente decreto de precios de nudo de corto plazo que inicia su vigencia el 1 de octubre de 2020, se entenderá por horas de punta el período del día comprendido entre las 18:00 y las 22:00 horas durante los meses de abril, mayo, junio, julio, agosto y septiembre, exceptuándose los días sábados, domingos y festivos de dichos meses. El resto de las horas del año serán horas fuera de punta.

En el SEN, 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 22:00 horas de cada día de los meses de abril, mayo, junio, julio, agosto y septiembre exceptuándose a solicitud del cliente, los días sábados, domingos y festivos de dichos meses, siempre y cuando y de ser necesario, el usuario asuma los costos de inversión correspondientes.

Sin perjuicio de lo anterior, en el SEN-SING, para efectos de la disposición establecida en el numeral 7.9 del Artículo 1 del DS 11T/2016, se considerará que los meses en que se han definido horas de punta son todos los meses del año, y en el SEN-SIC, los meses de abril, mayo, junio, julio, agosto y septiembre.

### 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 52 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 de suficiencia que tuvieren disponibles para abastecerlo. Estas potencias de suficiencia se determinarán conforme al decreto supremo N° 62, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que aprueba reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos, la Norma Técnica de Transferencias de Potencia entre empresas generadoras, aprobada mediante

resolución exenta N° 54, de 28 de enero de 2016, de la Comisión, y de acuerdo al procedimiento del Coordinador.

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 del Sistema de Transmisión Nacional, 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 compra cuyos precios de nudo se calculen sobre la base de precios en la misma subestación del Sistema de Transmisión Nacional, 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 52 demandas máximas leídas durante 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 52 demandas máximas leídas durante 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 52 demandas máximas leídas fuera de las horas 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 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 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 o de otra empresa distribuidora de servicio público, 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 08:00 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 SEN-SING  
según Nivel de Tensión de Punto de Compra

Cociente entre Energía Reactiva Inductiva 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	0	0
Sobre 20 y hasta 30	8,771	0	0
Sobre 30 y hasta 40	15,790	15,790	0
Sobre 40 y hasta 50	15,790	15,790	15,790
Sobre 50 y hasta 80	21,041	21,041	21,041
Sobre 80	26,289	26,289	26,289

Cuadro 5.1.2:  
Cargos aplicables a la Energía Reactiva Inductiva para el SEN-SIC  
según Nivel de Tensión de Punto de Compra

Cociente entre Energía Reactiva Inductiva 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	0	0
Sobre 20 y hasta 30	8,843	0	0
Sobre 30 y hasta 40	15,924	15,924	0
Sobre 40 y hasta 50	15,924	15,924	15,924
Sobre 50 y hasta 80	21,221	21,221	21,221
Sobre 80	26,514	26,514	26,514

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, el Coordinador 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 de clientes 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.

La facturación por consumos efectuados en instalaciones de los clientes definidos en el DS 11T/2016 o el que lo reemplace y en el DS 4T/2018 o el que lo reemplace, 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. En el caso de los clientes en baja tensión cuyas tarifas correspondan a aquellas destinadas a usuarios residenciales definidos en el DS 11T/2016 o el que lo reemplace, la facturación se cargará en un 0%. La metodología de medición y cálculo del factor de potencia será la establecida en la normativa técnica aplicable al segmento de distribución.

## 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, párrafo primero precedentes.

## 6 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.

## 7 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:** Establézcanse, para efectos de determinar los precios en los puntos de compra resultantes de los procesos de licitación, conforme a lo dispuesto en el artículo 133° inciso cuarto de la Ley y para efectos de la comparación de los precios promedio de energía que se deban traspasar a los clientes finales de conformidad al artículo 157° de la Ley, los siguientes factores de modulación de referencia:

Subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional	Tensión [kV]	Factores de Modulación	
		Potencia	Energía
Atacama	220	1,0264	1,0156
Calama	220	1,0165	0,9584
Chuquicamata	220	1,0158	1,1501
Cóndores	220	1,0598	1,0148
Crucero	220	0,9968	1,0011
El Cobre	220	1,0234	1,0477
El Tesoro	220	1,0339	1,0415
Encuentro	220	1,0062	1,0247
Esperanza Sing	220	1,0331	1,0410
Laberinto	220	1,0184	1,0299
Lagunas	220	1,0267	0,9935
Maria Elena	220	0,9920	0,9985
Quillagua	220	1,0113	0,9952
Salar	220	1,0177	0,9203
Nueva Victoria	220	1,0237	0,9897

O'higgins	220	1,0089	1,0179
Parinacota	220	1,0847	1,0491
Pozo Almonte	220	1,0561	1,0706
Tarapacá	220	1,0335	0,9993
D. De Almagro	220	1,0098	0,9134
Carrera Pinto	220	1,0048	0,9794
San Andres	220	1,0042	0,9880
Cardones	220	1,0036	0,9983
Maitencillo	220	0,9860	0,9612
Punta Colorada	220	0,9875	0,9665
Pan De Azúcar	220	0,9984	0,9812
Don Goyo	220	0,9772	1,0034
La Cebada	220	0,9666	0,9974
Las Palmas	220	0,9808	1,0126
Los Vilos	220	0,9892	1,0124
Nogales	220	0,9863	0,9455
Quillota	220	1,0021	1,0154
Polpaico	500	1,0017	1,0173
Polpaico	220	1,0000	1,0000
Los Maquis	220	1,0258	1,0471
El Llano	220	1,0168	1,0436
Lampa	220	0,9857	0,9421
Cerro Navia	220	1,0105	0,9953
Chena	220	1,0107	0,9893
El Rodeo	220	0,9951	0,9796
Paine	154	0,9948	1,0087
Rancagua	154	0,9945	1,0216
Punta Cortes	154	0,9905	1,0059
Tilcoco	154	0,9824	0,9927
San Fernando	154	0,9719	0,9908
Teno	154	0,9669	0,9876
Itahue	154	0,9270	0,9224
Maipo	220	0,9943	0,9949
Candelaria	220	0,9843	0,9874
Colbún	220	0,9407	0,9500
Alto Jahuel	220	0,9926	0,9753
Alto Jahuel	500	0,9926	0,9679
Melipilla	220	1,0082	0,9938
Rapel	220	1,0008	0,9915
Itahue	220	0,9252	0,9182
Ancoa	500	0,9402	0,9477
Ancoa	220	0,9407	0,9500
Charrúa	220	0,8899	0,8997
Charrúa	500	0,9182	0,9123
Hualpén	220	0,9050	0,9144
Lagunillas	220	0,9001	0,9106
El Rosal	220	0,8863	0,8974
Temuco	220	0,8736	0,8882
Duqueco	220	0,8871	0,8861
Cautín	220	0,8796	0,9008

Ciruelos	220	0,9586	0,8250
Valdivia	220	1,0207	0,8745
Rahue	220	0,9214	0,7946
Puerto Montt	220	0,9127	0,7824
Melipulli	220	0,9127	0,7824
Chiloé	220	0,9192	0,7923

Para determinar los precios en los puntos de compra a que se refiere el inciso primero de este artículo, 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 compra 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 compra, 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 compra 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, tómesese razón y publíquese.- Por orden del Presidente de la República, Juan Carlos Jobet Eluchans, Ministro de Energía.

Lo que transcribo a Ud. para su conocimiento.- Saluda a Ud., Loreto Cortés Alvear, Jefa División Jurídica.

