DIARIO OFICIAL
DE LA REPUBLICA DE CHILE
Ministerio del Interior y Seguridad Pública

I SECCIÓN

LEYES, REGLAMENTOS, DECRETOS Y RESOLUCIONES DE ORDEN GENERAL

Núm. 43.916 | Sábado 3 de Agosto de 2024 | Página 1 de 13

Normas Generales

CVE 2527208

MINISTERIO DE ENERGÍA

FIJA PRECIOS DE NUDO PARA SUMINISTROS DE ELECTRICIDAD

Núm. 1 T.- Santiago, 15 de marzo de 2024.

Vistos:

Lo dispuesto en los artículos 32 Nº 6 y 35 del decreto supremo Nº 100, de 2005, del Ministerio Secretaría General de la Presidencia, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado de la Constitución Política de la República; en la ley Nº 19.880, que establece bases de los procedimientos administrativos que rigen los actos de los órganos de la Administración del Estado; en el decreto ley Nº 2.224, de 1978, del Ministerio de Minería, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía, en adelante la "Comisión"; en el decreto con fuerza de ley Nº 4/20.018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado del decreto con fuerza de ley Nº 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica, en adelante e indistintamente "Ley"; en la Ley Nº 20.936, que establece un nuevo sistema de transmisión eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional; en el decreto supremo Nº 88, de 2019, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento para medios de generación de pequeña escala; en el decreto supremo Nº 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 Nº 86, de 2012, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento para la fijación de precios de nudo, y sus modificaciones posteriores; en la resolución exenta Nº 641, 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 "RE Nº 641"; en el decreto supremo Nº 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 Nº 5T, de 2018, del Ministerio de Energía, en adelante "DS 11T/2016"; en la resolución exenta Nº 778, de 2016, de la Comisión, que establece plazos, requisitos y condiciones para la fijación de precios de nudo promedio, y sus modificaciones posteriores, cuyo texto refundido fue fijado mediante resolución exenta Nº 703, de 2018, del mismo origen; en la resolución exenta Nº 668, de 2017, de la Comisión, que tiene por conformado, a partir de la fecha que indica, el sistema eléctrico nacional por interconexión del sistema interconectado del norte grande con el sistema interconectado central, para todos los efectos legales; en el decreto supremo Nº 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 Nº 786, 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 Nº 786"; en la resolución exenta Nº 198, de 2021, de la Comisión, que aprueba Informe Técnico Definitivo "Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta del SEN y de los SSMM", rectificada por la resolución exenta Nº 17, de 2022, de la Comisión; en la resolución exenta Nº 54, de 2016, de la Comisión, que aprueba Norma Técnica de Transferencias

Este documento ha sido firmado electrónicamente de acuerdo con la ley N°19.799 e incluye sellado de tiempo y firma electrónica avanzada. Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese este código en el sitio web www.diarioficial.cl

de Potencia entre empresas generadoras; en la resolución exenta Nº 73, de 2024, de la Comisión, que aprueba Informe Técnico Definitivo, de enero de 2024, para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo del Sistema Eléctrico Nacional, remitida a este Ministerio mediante oficio CNE Of. Ord. Nº 147/2024, de 2024; en la resolución Nº 7, de 2019, de la Contraloría General de la República, y

Considerando:

1. Que, de conformidad a lo establecido en los artículos 151º y 171º 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 160º 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 Nº 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 Nº 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 160º y siguientes de la ley;

5. Que, sin perjuicio de lo anterior, respecto de aquellas materias que no se encuentren especialmente reguladas en la resolución citada en el considerando precedente, se continuarán aplicando las disposiciones contenidas en los reglamentos que les sean aplicables, siempre que no sean incompatibles o contrarias a la ley;

6. Que, mediante resolución exenta Nº 198, de 2021, rectificada por la resolución exenta Nº 17, de 2022, la Comisión aprobó el Informe Técnico Definitivo "Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta del SEN y de los SSMM", de conformidad a lo establecido en el artículo 49º del decreto supremo Nº 86, de 2012, del Ministerio de Energía, que aprueba el reglamento para la fijación de precios de nudo, el que dispone que la Comisión realizará, a más tardar cada cuatro años, un estudio de costos de unidad de punta para los sistemas eléctricos respectivos, con el objetivo de determinar los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta de los respectivos subsistemas definidos por la Comisión;

7. Que, la Comisión, según lo dispuesto en el artículo 169º de la ley, remitió al Ministerio de Energía, mediante oficio CNE Of. Ord. Nº 147/2024, de 29 de febrero de 2024, la resolución exenta Nº 73, de igual fecha, que aprueba Informe Técnico Definitivo, de enero de 2024, para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo del Sistema Eléctrico Nacional;

8. Que, el informe técnico señalado en el considerando anterior, en virtud de lo establecido en el literal b) del artículo 225º de la ley, y de acuerdo a lo dispuesto en la resolución exenta Nº 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;

9. Que, el mencionado informe técnico contiene el cálculo de los nuevos precios de nudo de corto plazo, según lo establecido en el artículo 162º de la ley, por lo que procede que éstos sean fijados por medio del presente acto administrativo.

Decreto:

Artículo primero: Fíjanse los siguientes precios de nudo, sus fórmulas de indexación y las condiciones de aplicación de los mismos, para los suministros de electricidad a que se refiere el número 3 del artículo 147º 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 1º de abril de 2024, conforme a lo dispuesto en el

Este documento ha sido firmado electrónicamente de acuerdo con la ley N°19.799 e incluye sellado de tiempo y firma electrónica avanzada. Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese este código en el sitio web www.diarioficial.cl

artículo 2º de la RE Nº 641, para efectos de las reliquidaciones señaladas en el inciso tercero del artículo 171º 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]
Parinacota	Centro - Norte	220	9.443,47	78,061
Pozo Almonte	Centro - Norte	220	9.104,45	79,385
Cóndores	Centro - Norte	220	9.153,55	75,260
Tarapacá	Centro - Norte	220	9.081,84	76,183
Lagunas	Centro - Norte	220	9.007,81	75,590
Nueva Victoria	Centro - Norte	220	8.967,28	75,253
Crucero	Centro - Norte	220	8.601,76	73,980
Encuentro	Centro - Norte	220	8.595,53	75,085
Chuquicamata	Centro - Norte	220	8.711,65	76,109
Calama	Centro - Norte	220	8.746,72	77,436
El Tesoro	Centro - Norte	220	8.812,97	76,005
Esperanza SING	Centro - Norte	220	8.811,41	75,995
Atacama	Centro - Norte	220	8.770,10	73,183
El Cobre	Centro - Norte	220	8.627,48	71,505
Laberinto	Centro - Norte	220	8.559,68	70,046
O'Higgins	Centro - Norte	220	8.530,06	70,133
D. De Almagro	Centro - Norte	220	8.369,51	67,814
Carrera Pinto	Centro - Norte	220	8.312,62	67,386
Cardones	Centro - Norte	220	8.277,55	67,054
Maitencillo	Centro - Norte	220	8.125,57	64,570
Punta Colorada	Centro - Norte	220	8.092,06	64,230
Pan de Azúcar	Centro - Norte	220	8.134,15	65,403
Los Vilos	Centro - Norte	220	7.984,51	64,232
Nogales	Centro - Norte	220	7.793,57	63,815
Quillota	Centro - Norte	220	7.946,32	62,905
Polpaico	Centro - Norte	220	7.931,51	57,208
El Llano	Centro - Norte	220	7.978,28	63,761
Los Maquis	Centro - Norte	220	7.972,04	63,646
Lampa	Centro - Norte	220	8.450,57	57,403
Cerro Navia	Centro - Norte	220	7.958,79	56,660
Melipilla	Centro - Norte	220	7.922,16	59,830
Rapel	Centro - Norte	220	7.647,83	58,526
Chena	Centro - Norte	220	7.956,45	56,585
Maipo	Centro - Norte	220	7.840,33	61,105
Alto Jahuel	Centro - Norte	220	7.858,25	61,450
Itahue	Centro - Norte	220	6.716,50	54,010
Ancoa	Centro - Norte	220	6.637,78	54,679
Charrúa	Centro - Norte	220	6.343,18	51,685
Colbún	Centro - Norte	220	6.639,34	54,685

Este documento ha sido firmado electrónicamente de acuerdo con la ley N°19.799 e incluye sellado de tiempo y firma electrónica avanzada. Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese este código en el sitio web www.diarioficial.cl

Subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional	Subsistema	Tensión [kV]	Precio Base de la Potencia de punta [$/kW/mes]	Precio Base de la Energía [$/kWh]
Candelaria	Centro - Norte	220	7.630,68	59,967
Hualpén	Centro - Norte	220	6.586,34	54,342
Lagunillas	Centro - Norte	220	6.587,12	54,612
Cautín	Centro - Norte	220	5.769,58	48,651
Temuco	Centro - Norte	220	5.722,04	45,933
Ciruelos	Sur	220	7.529,04	48,664
Valdivia	Sur	220	7.540,72	48,852
Rahue	Sur	220	7.249,32	48,634
Puerto Montt	Sur	220	7.303,36	47,025
Melipulli	Sur	220	7.303,36	47,027
Chiloé	Sur	220	7.370,55	48,612

1.2. 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:

$$Pbpot\left[\frac{\$}{\frac{kW}{mes}}\right] = Dol_i \cdot \left\{\left[\left(C_{TG}\,FRC_{TG} + C_{SE}\,FRC_{SE} + C_{LT}\,FRC_{LT}\right)CF + C_{fijo}\right](1+MRT)(1+FP)\right\}$$

La indexación del precio básico de la potencia se determina en base a las indexaciones de las componentes de generación, de la subestación eléctrica del proyecto, de la línea que conecta la subestación al Sistema de Transmisión Nacional y del costo fijo de operación y mantenimiento. Las indexaciones de cada componente que conforman el precio de la potencia son las siguientes:

Fórmula de indexación y sus coeficientes correspondientes a la componente de la central generadora:

$$C_{TG} = C_{TG-0} \cdot \left[Coef_1 \cdot \frac{PPIturb_i}{PPIturb_0} + Coef_2 \cdot \frac{PPI_i}{PPI_o} + Coef_3 \cdot \frac{Dol_0}{Dol_i} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_o}\right]$$

Subsistema	Barra	Potencia	C_{TG-0}	PPIturb	PPI	IPC
		[MW]	[US$/kW]	Coef 1	Coef 2	Coef 3
Centro - Norte	Nogales 220	70	546,00	0,72697	0,05934	0,21369
Sur	Puerto Montt 220	70	523,88	0,73074	0,05964	0,20962

Fórmula de indexación y sus coeficientes correspondientes a la componente de la subestación:

$$C_{SE} = C_{SE-0} \cdot \left[Coef_1 \cdot \frac{PPI_i}{PPI_o} + Coef_2 \cdot \frac{Dol_0}{Dol_i} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_o}\right]$$

Subsistema	Barra	Potencia	C_{SE-0}	PPI	IPC
		[MW]	[US$/kW]	Coef 1	Coef 2
Centro - Norte	Nogales 220	70	72,837	0,54988	0,45012
Sur	Puerto Montt 220	70	67,846	0,64307	0,35693

Fórmula de indexación y sus coeficientes correspondientes a la componente de la línea de transmisión:

$$C_{LT} = C_{LT-0} \cdot \left[Coef_1 \cdot \frac{PPI_i}{PPI_o} + Coef_2 \cdot \frac{Dol_0}{Dol_i} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_o}\right]$$

Este documento ha sido firmado electrónicamente de acuerdo con la ley N°19.799 e incluye sellado de tiempo y firma electrónica avanzada. Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese este código en el sitio web www.diarioficial.cl

Subsistema	Barra	Potencia	C_{LT-0}	PPI	IPC
		[MW]	[US$/kW]	Coef 1	Coef 2
Centro - Norte	Nogales 220	70	11,918	0,15295	0,84705
Sur	Puerto Montt 220	70	7,721	0,12336	0,87664

Fórmula de indexación y sus coeficientes correspondientes a la componente asociada a los costos fijos de operación y mantenimiento:

$$C_{fijo} = C_{fijo-0} \cdot \left[\frac{Dol_0}{Dol_i} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_o}\right]$$

Subsistema	Barra	Potencia	C_{fijo-0}
		[MW]	[US$/kW]
Centro - Norte	Nogales 220	70	1,107
Sur	Puerto Montt 220	70	0,953

Una vez indexados los parámetros de acuerdo con las fórmulas antes indicadas, se debe determinar el Precio Básico de la Potencia, de acuerdo con la expresión establecida en este numeral, denominada como Pbpot.

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

$$\text{Precio energía} = \text{Precio base}\left[\frac{\text{PMM}_i}{\text{PMM}_0}\right]$$

En estas fórmulas:

Pbpot : Precio básico de la potencia actualizado en $/kW/mes.
C_{TG} : Costo unitario de inversión actualizado de la componente Central Generadora (Unidad de Punta).
C_{TG-0} : Costo unitario de inversión inicial de la componente Central Generadora (Unidad de Punta) calculado para enero 2020.
FRC_{TG} : Factor de recuperación de capital de la unidad generadora (0,008785).
C_{SE} : Costo unitario actualizado del componente Subestación Eléctrica de la Unidad de Punta.
C_{SE-0} : Costo unitario inicial del componente Subestación Eléctrica de la Unidad de Punta calculado para enero 2020.
FRC_{SE} : Factor de recuperación de capital de la subestación eléctrica (0,008138).
C_{LT} : Costo unitario actualizado del componente Línea de Transmisión de la Unidad de Punta.
C_{LT-0} : Costo unitario inicial del componente Línea de Transmisión de la Unidad de Punta calculado para enero 2020.
FRC_{LT} : Factor de recuperación de capital de la línea de transmisión (0,008085).
CF : Costo financiero (1,048809).
C_{fijo} : Costo fijo de operación y mantenimiento de la Unidad de Punta.
C_{fijo-0} : Costo fijo de operación y mantenimiento de la Unidad de Punta calculado para enero 2020.
MRT : Margen de Reserva Teórico (0,1).
FP : Factor de pérdidas (0,0047 para Subsistema Centro-Norte y 0,0043 para Subsistema Sur).
Dol_i : Dólar observado EEUU promedio publicado por el Banco Central correspondiente al promedio del segundo mes anterior al cual se registre la indexación.
IPC_i : Índice de Precios al Consumidor publicado por el INE para el segundo mes anterior al cual se registre la indexación (Base 2018=100).
$PPIturb_i$: 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.

Este documento ha sido firmado electrónicamente de acuerdo con la ley N°19.799 e incluye sellado de tiempo y firma electrónica avanzada. Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese este código en el sitio web www.diarioficial.cl

PPI_i : 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_o : Dólar observado EEUU promedio del mes de noviembre de 2019 publicado por el Banco Central (776,53 [$/US$]).

IPC_o : Índice de Precios al Consumidor correspondiente a noviembre de 2019 publicado por el INE (103,55). (Base anual 2018=100).

$PPIturb_o$: 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 junio de 2019 (222,30).

PPI_o : Producer Price Index - Commodities, publicados por el Bureau of Labor Statistics (www.bls.gov, WPU00000000) correspondiente al mes de junio de 2019 (200,3).

PMM_i : 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_0 : 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 103,408 [$/kWh].

A más tardar el quinto día hábil de cada mes, la Comisión publicará en su sitio web, el valor del PMM_i respectivo, para efectos de la aplicación de la fórmula anterior.

Las fórmulas de indexación se aplicarán según lo dispuesto en el artículo 172º 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 Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante el "Coordinador", de acuerdo a lo señalado en los artículos 23 y 25 de la resolución exenta Nº 703, de 2018, que modifica y fija texto refundido de la resolución exenta Nº 778, de 2016, ambas 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.

Este documento ha sido firmado electrónicamente de acuerdo con la ley N°19.799 e incluye sellado de tiempo y firma electrónica avanzada. Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese este código en el sitio web www.diarioficial.cl

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	181,41
Interconectado Central	240,25

2.1 Indisponibilidad de generación y transmisión

Las indisponibilidades de generación y transmisión se sujetarán a lo establecido en la RE Nº 786.

2.2 Precio de Nudo aplicable a las Inyecciones de Medios de generación de pequeña escala

Tanto el precio de nudo de energía como el precio de nudo de potencia aplicables a las inyecciones efectuadas por los medios de generación de pequeña escala a que se refiere el artículo segundo transitorio del decreto supremo Nº 88, de 2019, del Ministerio de Energía, 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.

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 1º de abril de 2024, 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 sábado, domingo 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 sábado, domingo y festivos de dichos meses, siempre y cuando y de ser necesario, el usuario asuma los costos de inversión correspondientes.

Este documento ha sido firmado electrónicamente de acuerdo con la ley N°19.799 e incluye sellado de tiempo y firma electrónica avanzada. Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese este código en el sitio web www.diarioficial.cl

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 Nº 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 Nº 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.

Este documento ha sido firmado electrónicamente de acuerdo con la ley N°19.799 e incluye sellado de tiempo y firma electrónica avanzada. Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese este código en el sitio web www.diarioficial.cl

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.

Este documento ha sido firmado electrónicamente de acuerdo con la ley N°19.799 e incluye sellado de tiempo y firma electrónica avanzada. Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese este código en el sitio web www.diarioficial.cl

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 recontratar 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 recontratar 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 recontratación 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 recontratada será de 12 meses. Los clientes podrán recontratar 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 recontratar 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:

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 5.1.1 y 5.1.2, 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 5.1.1 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-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	0,000	0,000	0,000
Sobre 20 y hasta 30	11,354	0,000	0,000
Sobre 30 y hasta 40	20,443	20,443	0,000
Sobre 40 y hasta 50	20,443	20,443	20,443
Sobre 50 y hasta 80	27,244	27,244	27,244
Sobre 80	34,040	34,040	34,040

Este documento ha sido firmado electrónicamente de acuerdo con la ley N°19.799 e incluye sellado de tiempo y firma electrónica avanzada. Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese este código en el sitio web www.diarioficial.cl

Cuadro 5.1.2:
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	0,000	0,000	0,000
Sobre 20 y hasta 30	11,259	0,000	0,000
Sobre 30 y hasta 40	20,271	20,271	0,000
Sobre 40 y hasta 50	20,271	20,271	20,271
Sobre 50 y hasta 80	27,013	27,013	27,013
Sobre 80	33,751	33,751	33,751

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 30 días corridos a contar de la fecha de su recepción, en los términos previstos en la normativa aplicable.

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 133º inciso cuarto de la ley y para efectos de la comparación de los precios promedio de energía que

Este documento ha sido firmado electrónicamente de acuerdo con la ley N°19.799 e incluye sellado de tiempo y firma electrónica avanzada. Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese este código en el sitio web www.diarioficial.cl

se deban traspasar a los clientes finales de conformidad al artículo 157º de la ley, los siguientes factores de modulación de referencia:

Subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional	Tensión [kV]	Factores de Modulación	
		Potencia	Energía
PARINACOTA	220	1,1908	1,3839
POZO ALMONTE	220	1,1486	1,4091
CONDORES	220	1,1550	1,3350
TARAPACA	220	1,1438	1,3546
LAGUNAS	220	1,1340	1,3438
NUEVA VICTORIA	220	1,1283	1,3369
QUILLAGUA	220	1,1027	1,3329
MARIA ELENA	220	1,0790	1,3053
CRUCERO	220	1,0750	1,3049
ENCUENTRO	220	1,0757	1,3265
SALAR	220	1,0913	1,3347
CHUQUICAMATA	220	1,0903	1,3445
CALAMA	220	1,0946	1,3631
EL TESORO	220	1,1095	1,3535
ESPERANZA SING	220	1,1093	1,3533
ATACAMA	220	1,1020	1,3022
EL COBRE	220	1,0885	1,2772
LABERINTO	220	1,0802	1,2508
O'HIGGINS	220	1,0736	1,2532
D. DE ALMAGRO	220	1,0499	1,1764
CARRERA PINTO	220	1,0429	1,1691
SAN ANDRES	220	1,0408	1,1665
CARDONES	220	1,0385	1,1636
MAITENCILLO	220	1,0211	1,1231
PUNTA COLORADA	220	1,0170	1,1178
PAN DE AZUCAR	220	1,0221	1,1384
DON GOYO	220	0,8197	1,0318
LA CEBADA	220	0,8111	1,0215
LAS PALMAS	220	1,0054	1,1150
LOS VILOS	220	1,0063	1,1187
NOGALES	220	0,9863	1,1192
QUILLOTA	220	1,0026	1,0994
POLPAICO	500	1,0043	1,1053
POLPAICO	220	1,0000	1,0000
EL LLANO	220	1,0074	1,1152
LOS MAQUIS	220	1,0076	1,1138
LAMPA	220	1,0612	1,0047
CERRO NAVIA	220	1,0034	0,9934
MELIPILLA	220	0,9988	1,0474

Este documento ha sido firmado electrónicamente de acuerdo con la ley N°19.799 e incluye sellado de tiempo y firma electrónica avanzada. Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese este código en el sitio web www.diarioficial.cl

Subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional	Tensión [kV]	Factores de Modulación	
		Potencia	Energía
RAPEL	220	0,9569	1,0245
CHENA	220	1,0036	0,9925
MAIPO	220	0,9891	1,0713
EL RODEO	220	0,9942	1,0827
PAINE	154	0,9787	1,1174
ALTO JAHUEL	500	0,9985	1,0827
ALTO JAHUEL	220	0,9914	1,0799
RANCAGUA	154	0,9763	1,1379
PUNTA CORTES	154	0,9684	1,1087
TILCOCO	154	0,9543	1,0921
SAN FERNANDO	154	0,9243	1,0106
TENO	154	0,9164	1,0098
ITAHUE	220	0,8542	0,9574
ITAHUE	154	0,8557	0,9585
ANCOA	500	0,8300	0,9556
ANCOA	220	0,8467	0,9671
CHARRUA	500	0,8130	0,9200
CHARRUA	220	0,8096	0,9170
COLBUN	220	0,8469	0,9672
CANDELARIA	220	0,9660	1,0553
HUALPEN	220	0,8268	0,9607
LAGUNILLAS	220	0,8223	0,9642
EL ROSAL	220	0,7990	0,9053
DUQUECO	220	0,7855	0,8119
CAUTÍN	220	0,7477	0,8714
TEMUCO	220	0,7433	0,8262
CIRUELOS	220	0,9273	0,9457
VALDIVIA	220	0,9281	0,9664
RAHUE	220	0,9487	1,0150
PUERTO MONTT	220	0,9243	0,9561
MELIPULLI	220	0,9243	0,9561
CHILOE	220	0,9321	0,9973

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, tómese razón y publíquese.- Por orden del Presidente de la República, Diego Pardow Lorenzo, Ministro de Energía.

Lo que transcribo a Ud. para su conocimiento.- Saluda Atte. a Ud., María Fernanda Riveros Inostroza, Jefa División Jurídica, Subsecretaría de Energía.

Este documento ha sido firmado electrónicamente de acuerdo con la ley N°19.799 e incluye sellado de tiempo y firma electrónica avanzada. Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese este código en el sitio web www.diarioficial.cl