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

I SECCIÓN

LEYES, REGLAMENTOS, DECRETOS Y RESOLUCIONES DE ORDEN GENERAL

Núm. 43.396 | Miércoles 9 de Noviembre de 2022 | Página 1 de 14

Normas Generales

CVE 2212811

MINISTERIO DE ENERGÍA

FIJA PRECIOS DE NUDO PARA SUMINISTROS DE ELECTRICIDAD

Núm. 11T.- Santiago, 31 de agosto de 2022.

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 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 la ley N° 19.880, que establece bases de los procedimientos administrativos que rigen los actos de los órganos de la Administración del Estado; 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 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 N° 641"; en el 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 2018, del Ministerio de Energía, en adelante e indistintamente el "DS 11T/2016"; en la resolución exenta N° 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 N° 703, de 2018, del mismo origen; en la resolución exenta N° 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 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 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"; en la resolución exenta N° 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 N° 17, de 2022, de la Comisión; en la resolución exenta N° 54, de 2016, de la Comisión; en el oficio CNE Of. Ord. N° 572, de fecha 31 de agosto de 2022, de la Comisión, que informa resultado de la Licitación de Suministro a que se refiere el artículo 131° de la ley General de Servicios Eléctricos; en la resolución exenta N° 633, de fecha 16 de agosto de 2022, de la Comisión, que aprueba Informe Técnico Definitivo, de julio de 2022, para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo del Sistema Eléctrico Nacional, remitida a este Ministerio mediante oficio CNE Of. Ord. N° 535/2022, de fecha 16 de agosto de 2022; en la resolución N° 7, de 2019, de la Contraloría General de la República, y

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

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, 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 le sean aplicables, siempre que no sean incompatibles o contrarias a la ley;

6. Que, mediante resolución exenta N° 198, de 22 de junio de 2021, rectificada por la resolución exenta N° 17, de 7 de enero 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 49° del decreto supremo N° 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 de fijos de operación de la unidad de punta de los respectivos subsistemas definidos por la Comisión;

7. Que, mediante el oficio CNE Of. Ord. N° 572, de fecha 31 de agosto de 2022, la Comisión informó a esta Secretaría de Estado el resultado de la licitación de suministro a que se refiere el artículo 131° de la Ley General de Servicios Eléctricos;

8. Que, la Comisión, según lo dispuesto en el artículo 169° de la ley, remitió al Ministerio de Energía, mediante oficio CNE Of. Ord. N° 535/2022, de fecha 16 de agosto de 2022, la resolución exenta N° 633, de igual fecha, que aprueba Informe Técnico Definitivo, de julio de 2022, para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo del Sistema Eléctrico Nacional;

9. 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;

10. 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 , 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 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 2022, conforme a lo dispuesto en el artículo 2° de la RE N° 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.

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]
Parinacota	Centro - Norte	220	8701,99	66,781
Pozo Almonte	Centro - Norte	220	8409,76	68,147
Cóndores	Centro - Norte	220	8448,82	64,576
Tarapacá	Centro - Norte	220	8375,59	66,056
Lagunas	Centro - Norte	220	8302,36	65,502
Nueva Victoria	Centro - Norte	220	8256,33	65,098
Crucero	Centro - Norte	220	7749,28	63,318
Encuentro	Centro - Norte	220	7726,27	63,599
Chuquicamata	Centro - Norte	220	7894,35	64,887
Calama	Centro - Norte	220	7980,14	65,908
El Tesoro	Centro - Norte	220	7703,95	62,607
Esperanza SING	Centro - Norte	220	7698,37	62,551
Atacama	Centro - Norte	220	7987,81	64,527
El Cobre	Centro - Norte	220	7871,34	61,845
Laberinto	Centro - Norte	220	7837,86	59,854
O'Higgins	Centro - Norte	220	7786,95	59,488
D. De Almagro	Centro - Norte	220	7404,05	55,24
Carrera Pinto	Centro - Norte	220	7355,23	54,847
Cardones	Centro - Norte	220	7322,45	54,879
Maitencillo	Centro - Norte	220	7051,84	52,33
Punta Colorada	Centro - Norte	220	7044,17	52,272
Pan de Azúcar	Centro - Norte	220	7172,5	53,622
Los Vilos	Centro - Norte	220	7087,41	52,195
Nogales	Centro - Norte	220	6974,43	55,775
Quillota	Centro - Norte	220	7090,2	52,987
Polpaico	Centro - Norte	220	7119,49	49,452
El Llano	Centro - Norte	220	7060,21	53,76
Los Maquis	Centro - Norte	220	7057,42	53,65
Lampa	Centro - Norte	220	6703,82	48,836
Cerro Navia	Centro - Norte	220	7122,28	48,262
Melipilla	Centro - Norte	220	7129,96	49,776
Rapel	Centro - Norte	220	7101,36	49,668
Chena	Centro - Norte	220	7106,94	47,342
Maipo	Centro - Norte	220	6899,1	48,835
Alto Jahuel	Centro - Norte	220	6929,09	49,568
Itahue	Centro - Norte	220	6528,76	44,837
Ancoa	Centro - Norte	220	6329,29	47,164
Charrúa	Centro - Norte	220	6078,21	43,438
Colbún	Centro - Norte	220	6329,29	47,167
Candelaria	Centro - Norte	220	6802,86	49,735
Hualpén	Centro - Norte	220	6207,24	44,678
Lagunillas	Centro - Norte	220	6171,67	44,562
Cautín	Centro - Norte	220	5101,79	39,174
Temuco	Centro - Norte	220	5110,86	37,396
Ciruelos	Sur	220	7012,19	43,573
Valdivia	Sur	220	7023,95	47,403
Rahue	Sur	220	6574,99	43,822
Puerto Montt	Sur	220	6535,12	44,113
Melipulli	Sur	220	6535,12	44,114
Chiloé	Sur	220	6609,62	45,271

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

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:

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

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

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

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:

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

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	:	Índices 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.
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).

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

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 79,410 $/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 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 Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante el "Coordinador", de acuerdo a lo señalado en los artículos 23 y 25 de la resolución exenta N° 703, de 2018, que modifica y fija texto refundido de la resolución exenta N° 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.

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	201,97
Interconectado Central	267,48

2.1 Indisponibilidad de generación y transmisión

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

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

2.2 Precio de Nudo aplicables 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 N° 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 1 de octubre de 2022, 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.

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

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

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.

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

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 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

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

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	9,862	0,000	0,000
Sobre 30 y hasta 40	17,757	17,757	0,000
Sobre 40 y hasta 50	17,757	17,757	17,757
Sobre 50 y hasta 80	23,664	23,664	23,664
Sobre 80	29,567	29,567	29,567

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	9,779	0,000	0,000
Sobre 30 y hasta 40	17,608	17,608	0,000
Sobre 40 y hasta 50	17,608	17,608	17,608
Sobre 50 y hasta 80	23,463	23,463	23,463
Sobre 80	29,315	29,315	29,315

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.

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

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 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
PARINACOTA	220	1,2223	1,3504
POZO ALMONTE	220	1,1812	1,3780
CONDORES	220	1,1867	1,3058
TARAPACA	220	1,1764	1,3358
LAGUNAS	220	1,1661	1,3246
NUEVA VICTORIA	220	1,1597	1,3164
QUILLAGUA	220	1,1233	1,3060
MARIA ELENA	220	1,1053	1,2662
CRUCERO	220	1,0885	1,2804
ENCUENTRO	220	1,0852	1,2861
SALAR	220	1,1145	1,3110
CHUQUICAMATA	220	1,1088	1,3121
CALAMA	220	1,1209	1,3328
EL TESORO	220	1,0821	1,2660
ESPERANZA SING	220	1,0813	1,2649
ATACAMA	220	1,1220	1,3048
EL COBRE	220	1,1056	1,2506
LABERINTO	220	1,1009	1,2104
O'HIGGINS	220	1,0938	1,2029

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

D. DE ALMAGRO	220	1,0400	1,1170
CARRERA PINTO	220	1,0331	1,1091
SAN ANDRES	220	1,0309	1,1110
CARDONES	220	1,0285	1,1097
MAITENCILLO	220	0,9905	1,0582
PUNTA COLORADA	220	0,9894	1,0570
PAN DE AZUCAR	220	1,0074	1,0843
DON GOYO	220	0,9260	0,9935
LA CEBADA	220	0,9192	0,9909
LAS PALMAS	220	0,9888	1,0572
LOS VILOS	220	0,9955	1,0555
NOGALES	220	0,9796	1,1279
QUILLOTA	220	0,9959	1,0715
POLPAICO	500	0,9969	1,0889
POLPAICO	220	1,0000	1,0000
EL LLANO	220	0,9917	1,0871
LOS MAQUIS	220	0,9913	1,0849
LAMPA	220	0,9416	0,9876
CERRO NAVIA	220	1,0004	0,9759
MELIPILLA	220	1,0015	1,0065
RAPEL	220	0,9975	1,0044
CHENA	220	0,9982	0,9573
MAIPO	220	0,9690	0,9875
EL RODEO	220	0,9766	1,0081
PAINE	154	0,9702	1,0456
ALTO JAHUEL	500	0,9721	0,9879
ALTO JAHUEL	220	0,9733	1,0024
RANCAGUA	154	0,9696	1,0665
PUNTA CORTES	154	0,9624	1,0399
TILCOCO	154	0,9515	1,0236
SAN FERNANDO	154	0,9391	0,9518
TENO	154	0,9166	0,9445
ITAHUE	220	0,9170	0,9067
ITAHUE	154	0,9187	0,9114
ANCOA	500	0,8822	0,9478
ANCOA	220	0,8890	0,9537
CHARRUA	500	0,8573	0,8811
CHARRUA	220	0,8537	0,8784
COLBUN	220	0,8890	0,9538
CANDELARIA	220	0,9555	1,0057
HUALPEN	220	0,8719	0,9035
LAGUNILLAS	220	0,8669	0,9011
EL ROSAL	220	0,8405	0,8664
DUQUECO	220	0,8240	0,7880
CAUTÍN	220	0,7166	0,7922
TEMUCO	220	0,7179	0,7562
CIRUELOS	220	0,9849	0,8811
VALDIVIA	220	0,9866	0,9586
RAHUE	220	0,9235	0,8862
PUERTO MONTT	220	0,9179	0,8920
MELIPULLI	220	0,9179	0,8921
CHILOE	220	0,9284	0,9155

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 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.

Artículo tercero: Señálanse los precios de energía y potencia obtenidos en la licitación de suministro a que se refieren los artículos 131° y siguientes de la ley, efectuada con anterioridad al periodo de vigencia del presente decreto, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 156° de la ley.

1. Precios de nudo de largo plazo

1.1. Precios de energía de largo plazo

A continuación, se detallan los precios de energía de largo plazo (PNELP) obtenidos en la Licitación de Suministro 2022/01, adjudicada con fecha 29 de julio de 2022.

1.1.1. Bloque de Suministro N° 1

La adjudicación para el bloque de suministro N° 1, compuesto por los bloques de suministro horario N° 1-A, N° 1-B y N° 1-C, vigentes desde el 1 de enero de 2027 hasta el 31 de diciembre de 2041, se presenta a continuación para cada empresa adjudicataria:

Bloque de Suministro	Adjudicatario	Energía [GWh-año]	PNELP (US$/MWh)
1-A, 1-B, 1-C	FRV Development Chile I SpA	651	37,190
1-A, 1-B, 1-C	Zapaleri SpA	126	38,359

El Bloque de Suministro Horario N° 1-A abastece únicamente los consumos que durante los períodos horarios comprendidos entre las 00:00 hrs. y las 07:59 hrs. y entre las 23:00 hrs. y 23:59 hrs., realicen las empresas concesionarias de servicio público de distribución Compañía General de Electricidad S.A., Enel Distribución Chile S.A., Chilquinta Energía S.A., Compañía Eléctrica Osorno S.A., Compañía Eléctrica del Litoral S.A., Empresa Eléctrica de Casablanca S.A., Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., Empresa Eléctrica Puente Alto S.A., Energía de Casablanca S.A., Luzlinares S.A., Luzparral S.A., Sociedad Austral de Electricidad S.A., Compañía Distribuidora de Energía Eléctrica CODINER S.A., Sociedad de Ingeniería Eléctrica Mataquito Ltda. y las Cooperativas Eléctricas: Cooperativa Eléctrica Curicó Ltda., Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica de Chillán Ltda., Cooperativa Eléctrica Los Ángeles Ltda., Cooperativa Eléctrica Paillaco Ltda., Cooperativa Regional Eléctrica Llanquihue Ltda., Cooperativa Rural Eléctrica Río Bueno Ltda., Sociedad Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Charrúa Ltda., en adelante las Licitantes.

El Bloque de Suministro Horario N° 1-B abastece únicamente los consumos que realicen las Licitantes durante el período horario comprendido entre las 08:00 hrs. y las 17:59 hrs.

El Bloque de Suministro Horario N° 1-C abastece únicamente los consumos que realicen las Licitantes durante el período horario comprendido entre las 18:00 hrs. y las 22:59 hrs.

Cabe señalar que, las ofertas adjudicadas a FRV Development Chile I SpA y Zapaleri SpA, corresponden a ofertas con restricción por igual número de sub-bloques en cada Bloque de Suministro Horario, por lo que la adjudicación resultante se considera como un solo bloque de suministro en modalidad de 24 horas para cada adjudicatario, de conformidad a lo dispuesto en las bases a que se sujetó el proceso de licitación.

1.1. Precios de potencia de largo plazo

El precio de potencia de largo plazo (PNPLP) en el punto de oferta del proceso, correspondiente a la barra Polpaico 220kV, es igual a 8,0587 US$/kW/mes.

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

2. Fórmulas de indexación de precios de nudo de largo plazo

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

2.1. Fórmulas de indexación para el precio nudo de energía de largo plazo

La fórmula de indexación aplicable a todos los precios de energía adjudicados correspondientes a los bloques de suministro horario N° 1-A, N° 1-B y N° 1-C es la siguiente:

$$PNELP = PNELP_{Base} \cdot \frac{CPI}{CPI_0}$$

2.2. Fórmulas de indexación para el precio nudo de potencia de largo plazo

La fórmula de indexación aplicable a los precios de potencia correspondientes a los bloques de suministro horarios N° 1-A, N° 1-B y N° 1-C es la siguiente:

$$PNPLP = PNPLP_{Base} \cdot \frac{CPI}{CPI_0}$$

2.3. Definiciones de índices

La definición de los índices contenidos en las fórmulas anteriores es la siguiente:

CPI: Consumer Price Index (USA), publicado por el Bureau of Labor Statistics of USA, cuyo valor se encuentra en el sitio web http://data.bls.gov/cgi-bin/srgate, clave "CUUR0000SA0", identificación "CONSUMER PRICE INDEX-ALL URBAN CONSUMERS (CPI)", o en su defecto, una nueva publicación que reemplace a la mencionada para efectos de la publicación de este índice. Se considerará el promedio de los valores mensuales del índice, de los últimos 6 meses contados regresivamente desde el tercer mes anterior al mes en el cual se evalúa la fórmula de indexación.

2.4. Valores base de indexadores de precios de nudo de largo plazo

Los valores base aplicables a las fórmulas de indexación del precio de nudo de energía de largo plazo y del precio de nudo de potencia de largo plazo son los siguientes:

Indexador	Período	Valor Base
CPI_0	Promedio Nov.21 - Abr.22	283,038

Anótese, tómese razón y publíquese.- Por orden del Presidente de la República, Claudio Huepe Minoletti, 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