



Ministerio de Energía

FIJA PRECIOS DE NUDO PARA SUMINISTROS DE ELECTRICIDAD

Núm. 4T.- Santiago, 30 de abril de 2013.- Visto: Lo dispuesto en los artículos 32 N° 6 y 35 de la Constitución Política de la República; lo señalado en la Ley N° 20.402, que crea el Ministerio de Energía, estableciendo modificaciones al D.L. N° 2.224, de 1978, y a otros cuerpos legales; en los artículos transitorios 16° y 27°, en los artículos 102°, 131°, 134°, 135°, 147°, 155°, 162°, 168° y 171° del 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, del Ministerio de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica, en adelante e indistintamente la “Ley”; lo establecido en el Decreto Supremo N° 244, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2005; lo señalado en los numerales 9.3 y 10.5.1 letra a) del artículo segundo del Decreto Supremo N° 320, de 2008, modificado por el Decreto Supremo N° 160, de 2009, ambos del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, en adelante “Decreto 320”; lo establecido en el artículo primero del Decreto Supremo N° 1T, de 2012, del Ministerio de Energía, en adelante, “Decreto 1T”; la Resolución Exenta N° 194, de fecha 8 de abril de 2013, de la Comisión Nacional de Energía; lo informado por la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente la “Comisión”, en su oficio CNE Of. Ord N° 150, de fecha 15 de abril de 2013 al Ministerio de Energía; lo establecido en la Resolución N° 1.600, de 2008, de la Contraloría General de la República; y lo informado por la Comisión en su oficio CNE Of. Ord N° 270, de fecha 2 de julio de 2013,

Decreto:

Artículo primero: Fijanse 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 mayo de 2013, conforme a lo dispuesto en el inciso final del artículo 171° de la Ley, para efectos de las reliquidaciones señaladas en el inciso tercero del mismo artículo.

1 PRECIOS DE NUDO

1.1. Precios básicos de nudo en subestaciones troncales.

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

a) Sistema Interconectado del Norte Grande

Subestación Troncal	Tensión [kV]	Precio Base de la Potencia de punta [\$ /kW/mes]	Precio Base de la Energía [\$ /kWh]
Tarapacá	220	4.313,27	36,890
Lagunas	220	4.337,56	36,944
Crucero	220	4.180,54	35,812
Encuentro	220	4.131,96	35,540
Atacama	220	4.189,22	35,991

INSTITUTO NACIONAL DE PROPIEDAD INDUSTRIAL

Protección efectiva a sus derechos de propiedad industrial

Marcas, patentes de invención, modelos de utilidad, dibujos y diseños industriales, esquemas de trazado o topografías de circuitos integrados, indicaciones geográficas y denominaciones de origen

Oficinas Atención de usuarios:
Alameda 194 Primer piso

DIARIO OFICIAL
DE LA REPUBLICA DE CHILE

Suplemento Marcas y Patentes

b) Sistema Interconectado Central

Subestación Troncal	Subsistema SIC	Tensión [kV]	Precio Base de la Potencia de punta [\$ /kW/mes]	Precio Base de la Energía [\$ /kWh]
Diego de Almagro	Norte	220	4.977,29	43,372
Carrera Pinto	Norte	220	5.049,96	43,572
Cardones	Norte	220	4.964,85	43,600
Maitencillo	Norte	220	4.570,65	41,000
Pan de Azúcar	Norte	220	5.442,67	46,519
Los Vilos	Norte	220	5.358,05	41,300
Nogales	Centro-Sur	220	4.154,40	40,284
Quillota	Centro-Sur	220	4.159,46	39,996
Polpaico	Centro-Sur	220	4.213,39	40,688
Lampa	Centro-Sur	220	4.328,84	40,320
Cerro Navia	Centro-Sur	220	4.304,82	42,368
Chena	Centro-Sur	220	4.297,66	42,256
Candelaria	Centro-Sur	220	4.323,78	40,696
Colbún	Centro-Sur	220	4.060,44	38,168
Alto Jahuel	Centro-Sur	220	4.247,52	42,000
Melipilla	Centro-Sur	220	4.316,20	42,312
Rapel	Centro-Sur	220	4.279,96	41,236
Itahue	Centro-Sur	220	4.108,90	40,300
Ancoa	Centro-Sur	220	4.191,90	40,208
Charrúa	Centro-Sur	220	3.653,85	38,056
Hualpén	Centro-Sur	220	3.591,91	37,072
Temuco	Centro-Sur	220	3.717,05	39,476
Los Ciruelos	Centro-Sur	220	3.669,86	38,308
Valdivia	Centro-Sur	220	3.746,13	40,688
Barro Blanco	Centro-Sur	220	3.706,94	40,312
Puerto Montt	Centro-Sur	220	3.698,94	40,476

1.2. Fórmulas de indexación

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

a) Subestaciones troncales del Sistema Interconectado del Norte Grande

Precio por potencia de la subestación troncal:

$$Pb_0 \cdot \left[\frac{DOL_i}{DOL_o} \cdot \left(Coef1 \cdot \frac{PPI_{turb_i}}{PPI_{turb_o}} + Coef2 \cdot \frac{PPI_i}{PPI_o} \right) + Coef3 \cdot \frac{IPC_i}{IPC_o} \right]$$

Sistema	Barra	Potencia [MW]	Pb ₀ [\$ /kW/mes]	PPI _{turb} COEF 1	PPI COEF 2	IPC COEF 3
SING	Lagunas	70	4337,56	0,43489	0,09801	0,46710

Precio de la energía de la subestación troncal:

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

b) Subestaciones troncales del Sistema Interconectado Central

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

$$Pb_0 \cdot \left[\frac{DOL_i}{DOL_o} \cdot \left(Coef1 \cdot \frac{PPI_{turb_i}}{PPI_{turb_o}} + Coef2 \cdot \frac{PPI_i}{PPI_o} \right) + Coef3 \cdot \frac{IPC_i}{IPC_o} \right]$$

Subsistema	Barra	Potencia [MW]	Pb ₀ [\$ /kW/mes]	PPI _{turb} COEF 1	PPI COEF 2	IPC COEF 3
SIC Norte	Diego de Almagro	70	4977,29	0,35413	0,21481	0,43106

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

$$Pb_0 \cdot \left[\frac{DOL_i}{DOL_o} \cdot \left(Coef1 \cdot \frac{PPI_{turb_i}}{PPI_{turb_o}} + Coef2 \cdot \frac{PPI_i}{PPI_o} \right) + Coef3 \cdot \frac{IPC_i}{IPC_o} \right]$$

Subsistema	Barra	Potencia [MW]	Pb ₀ [\$ /kW/mes]	PPI _{turb} COEF 1	PPI COEF 2	IPC COEF 3
SIC Centro-Sur	Polpaico	70	4213,39	0,40983	0,12663	0,46354



Precio de la energía de la subestación troncal:

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

En estas fórmulas:

- Pb_o : Precio base del precio básico de la potencia en \$/kW/mes.
- DOL_i : Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU del mes anterior al que aplique la indexación, publicado por el Banco Central.
- IPC_i : Índice de precios al consumidor publicado por el INE para el segundo mes anterior al cual se aplique la indexación.
- PPI_{turb_i} : Producer Price IndexIndustry Data: Turbine & Turbine Generator Set UnitMfg publicados por el Bureau of Labor Statistics (www.bls.gov, pcu333611333611) correspondiente al sexto mes anterior al cual se aplique la indexación.
- PPI_i : Producer Price Index - Commodities publicados por el Bureau of Labor Statistics (www.bls.gov, WPU00000000) correspondiente al sexto mes anterior al cual se aplique la indexación.
- DOL_o : Dólar observado EEUU promedio del mes de marzo de 2013 publicado por el Banco Central (472,48 [\$/US\$]).
- IPC_o : Valor de índice de precios al consumidor correspondiente a febrero de 2013 publicado por el INE (108,93). IPC determinado en conformidad a lo estipulado en el decreto supremo N° 322, de 2009, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.
- PPI_{turb_o} : Producer Price IndexIndustry Data: Turbine & Turbine Generator Set UnitMfg, publicados por el Bureau of Labor Statistics (www.bls.gov, pcu333611333611) correspondiente al mes de octubre de 2012 (212,7).
- PPI_o : Producer Price Index - Commodities publicados por el Bureau of Labor Statistics (www.bls.gov, WPU00000000) correspondiente al mes de octubre de 2012 (203,5).
- PMM_{1i}, PMM_{2i} : Precio Medio de Mercado determinado con los precios medios de los contratos de clientes libres y suministro de largo plazo de las empresas distribuidoras según corresponda, informados a la Comisión Nacional de Energía, por las empresas generadoras del Sistema Interconectado del Norte Grande y del Sistema Interconectado Central, respectivamente. Ambos correspondientes a la ventana de cuatro meses, que finaliza el tercer mes anterior a la fecha de aplicación de este precio, expresado en [\$/kWh].
- PMM_{10}, PMM_{20} : Precio Medio de Mercado determinado con los precios medios de los contratos de clientes libres y suministro de largo plazo de las empresas distribuidoras según corresponda, informados a la Comisión Nacional de Energía, por las empresas generadoras del Sistema Interconectado del Norte Grande y del Sistema Interconectado Central, respectivamente. Ambos correspondientes a la ventana de cuatro meses, que incluye los meses de noviembre 2012 a febrero de 2013 (PMM_{10} : 53,065 [\$/kWh], PMM_{20} : 50,968 [\$/kWh]).

A más tardar el primer día hábil del mes en que se aplique la indexación, la Comisión Nacional de Energía publicará en su sitio de dominio electrónico el valor de PMM_{1i} y PMM_{2i} .

Los precios medios de los contratos considerados en el cálculo de PMM_{1i} y PMM_{2i} , serán indexados mediante el IPC disponible al mes anterior al cual se aplique la indexación.

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

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

Los precios de nudo en niveles de tensión diferentes a los señalados en el numeral 1.1 del presente artículo se determinarán incrementando los precios de la energía y de la potencia de punta de la subestación troncal que corresponda conforme se establece en el Decreto 14, de 2012, del Ministerio de Energía, en adelante “Decreto 14”.

Para la determinación de los precios de nudo en puntos de suministro destinados al abastecimiento de usuarios sometidos a regulación de precios de empresas distribuidoras que para su suministro utilicen líneas en tensiones de distribución de terceros, los precios establecidos conforme lo señalado en el párrafo 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 suministro de la empresa distribuidora.
- PNP_Dx : Precio de nudo de potencia en el punto de suministro de la empresa distribuidora.
- PNE_SP : Precio de nudo de energía en la subestación primaria determinado conforme lo establecido en el Decreto 14.
- PNP_SP : Precio de nudo de potencia en la subestación primaria determinado conforme lo establecido en el Decreto 14.
- $CBLPDx$: Cargo de transporte de la potencia mediante líneas en tensión de distribución.
- km : Longitud total en kilómetros de las líneas en tensión de distribución desde la subestación primaria hasta el punto de suministro de la empresa distribuidora.

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

Sistema	CBLPDx [\$/kW/mes/km]
Interconectado del Norte Grande	109,88
Interconectado Central	145,54

2.1 Indisponibilidad de generación y transmisión

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

Sistema Interconectado del Norte Grande

Subestación Troncal	Indisponibilidad de Generación [horas/año]	Indisponibilidad de Transmisión Troncal [horas/año]	Indisponibilidad de Transmisión Secundaria [horas/año]	Indisponibilidad Total [horas/año]
Tarapacá	3,40	0,24	1,52	5,16
Lagunas	3,40	0,24	1,52	5,16
Crucero	3,40	0,24	0,00	3,64
Encuentro	3,40	0,24	0,00	3,64
Atacama	3,40	0,24	1,52	5,16



Sistema Interconectado Central

Subestación Troncal	Indisponibilidad de Generación [horas/año]	Indisponibilidad de Transmisión Troncal [horas/año]	Indisponibilidad de Transmisión Secundaria [horas/año]	Indisponibilidad Total [horas/año]
Diego de Almagro	1,90	1,63	7,50	11,03
Carrera Pinto	1,90	1,63	7,50	11,03
Cardones	1,90	1,63	7,20	10,73
Maitencillo	1,90	1,63	5,50	9,03
Pan de Azúcar	1,90	1,63	5,62	9,15
Los Vilos	1,90	1,63	5,62	9,15
Nogales	1,90	1,63	5,62	9,15
Quillota	1,90	1,63	3,82	7,35
Polpaico	1,90	1,63	3,56	7,09
Lampa	1,90	1,63	3,56	7,09
Cerro Navia (*)	1,90	1,63	0,10	3,63
Alto Jahuel (*)	1,90	1,63	0,10	3,63
Chena (*)	1,90	1,63	0,10	3,63
Cerro Navia	1,90	1,63	3,56	7,09
Alto Jahuel	1,90	1,63	6,37	9,90
Chena	1,90	1,63	3,56	7,09
Candelaria	1,90	1,63	4,97	8,50
Colbún	1,90	1,63	4,97	8,50
Melipilla	1,90	1,63	3,56	7,09
Rapel	1,90	1,63	3,56	7,09
Itahue	1,90	1,63	3,62	7,15
Ancoa	1,90	1,63	4,97	8,50
Charrúa	1,90	1,63	4,89	8,42
Hualpén	1,90	1,63	8,92	12,45
Temuco	1,90	1,63	5,39	8,92
Los Ciruelos	1,90	1,63	7,71	11,24
Valdivia	1,90	1,63	7,71	11,24
Barro Blanco	1,90	1,63	8,09	11,62
Puerto Montt	1,90	1,63	8,09	11,62

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

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

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

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

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

3 DEFINICIONES

3.1 Cliente

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

3.2 Entrega y medida

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

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

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

3.3.1 Sistema Interconectado del Norte Grande

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

En el Sistema Interconectado del Norte Grande, para los efectos de las disposiciones establecidas en el decreto que fija las fórmulas tarifarias aplicables a suministros de precio regulado efectuados por las empresas concesionarias de distribución, así como en el decreto que fija los peajes de distribución aplicables al servicio de transporte que presten los concesionarios de distribución, se entenderá por horas de punta el período del día comprendido entre las 18:00 y las 23:00 horas -mientras rija el horario oficial de invierno- y entre las 19:00 y 24:00 horas -mientras rija el horario oficial de verano- de cada día de todos los meses del año, exceptuándose, a solicitud del cliente, los días domingo, festivos y sábado siguiente a un día viernes festivo o anterior a un día lunes festivo siempre y cuando, y de ser necesario, el usuario asuma los costos de inversión correspondientes.

3.3.2 Sistema Interconectado Central

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

En el Sistema Interconectado Central, para los efectos de las disposiciones establecidas en el decreto que fija las fórmulas tarifarias aplicables a suministros de precio regulado efectuados por las empresas concesionarias de distribución así como en el decreto que fija los peajes de distribución aplicables al servicio de transporte que presten los concesionarios de distribución, se entenderá por horas de punta el período comprendido entre las 18:00 y las 23:00 horas de cada día de los meses de abril, mayo, junio, julio, agosto y septiembre exceptuándose a solicitud del cliente, los días domingo, festivos y sábado inmediatamente siguiente a un día viernes festivo o anterior a un día lunes festivo de dichos meses, siempre y cuando y de ser necesario, el usuario asuma los costos de inversión correspondientes.

4 DEMANDA MÁXIMA

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

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

1. Demanda máxima leída
2. Potencia contratada

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

Si un mismo cliente recibe energía en dos o más puntos de entrega, cuyos precios de nudo se calculan sobre la base de los precios de nudo en la misma subestación troncal, los clientes podrán solicitar al vendedor, o a los vendedores, que para los fines de facturación, se consideren las demandas máximas de cada punto afectadas



por un coeficiente, para compensar el posible efecto de diversidad. El valor de dicho coeficiente se determinará conforme el aporte de cada punto de entrega a la demanda máxima el cliente, determinada ésta como la suma de las demandas individuales de cada punto de entrega. Las demás normas de aplicación a este respecto se establecerán de común acuerdo entre el vendedor, o los vendedores, y el cliente.

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

4.1.1 Demanda máxima leída

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

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

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

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

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

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

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

Para las empresas distribuidoras clasificadas en el caso a); la demanda de facturación, en la cual se basa el cargo mensual por demanda máxima, será el promedio de las dos más altas demandas máximas leídas en las horas de punta de los últimos 12 meses, incluido el propio mes que se factura.

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

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

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

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

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

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

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

Si la empresa compradora no contara con un dispositivo de medida de demanda en horas de punta, se considerará como demanda máxima leída en horas de punta, la registrada en cualquiera de las horas de cada uno de los meses en que se han definido horas de punta conforme a lo señalado en el punto 3.3.

4.1.2 Potencia contratada

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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



recontratar una nueva potencia con la respectiva empresa suministradora la que registrá 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, 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 Sistema Interconectado del Norte Grande
según Nivel de Tensión de Punto de Compra

Cociente entre Energía Reactiva y Energía Activa [%]	Cargo para Tensión mayor a 100 kV [\$/kVArh]	Cargo para Tensión entre 100 kV y 30 kV [\$/kVArh]	Cargo para Tensión menor a 30 kV [\$/kVArh]
Desde 0 y hasta 20	0,000	0,000	0,000
Sobre 20 y hasta 30	5,172	0,000	0,000
Sobre 30 y hasta 40	9,313	9,313	0,000
Sobre 40 y hasta 50	9,313	9,313	9,313
Sobre 50 y hasta 80	12,411	12,411	12,411
Sobre 80	15,507	15,507	15,507

Cuadro 5.1.2:
Cargos aplicables a la Energía Reactiva Inductiva
para el Sistema Interconectado Central
según Nivel de Tensión de Punto de Compra

Cociente entre Energía Reactiva y Energía Activa [%]	Cargo para Tensión mayor a 100 kV [\$/kVArh]	Cargo para Tensión entre 100 kV y 30 kV [\$/kVArh]	Cargo para Tensión menor a 30 kV [\$/kVArh]
Desde 0 y hasta 20	0,000	0,000	0,000
Sobre 20 y hasta 30	5,216	0,000	0,000
Sobre 30 y hasta 40	9,392	9,392	0,000
Sobre 40 y hasta 50	9,392	9,392	9,392
Sobre 50 y hasta 80	12,516	12,516	12,516
Sobre 80	15,639	15,639	15,639

La aplicación de los cargos presentados en los cuadros 5.1.1 y 5.1.2, se deberá realizar considerando el desglose del cociente entre la energía reactiva inductiva y energía activa, para cada uno de los tramos indicados. Así, en caso de que dicho cociente exceda el rango exento de pago, comprendido entre 0% y 20%, sólo se deberá aplicar el cargo al exceso por sobre el 20%. Dicho exceso deberá dividirse en cada uno de los rangos indicados en los cuadros 5.1.1 y 5.1.2, pagando el valor del rango respectivo, hasta alcanzar el valor total del cociente.

En aquellos casos en que existan puntos de compra con mediciones que incluyan inyecciones o consumos de energía activa o reactiva, distintos a los reconocidos por la empresa distribuidora consumidora, la Dirección de Peajes del Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) respectivo deberá realizar un balance horario que permita identificar el consumo de energía activa y reactiva al cual se deben aplicar los cargos presentados en los cuadros 5.1.1 y 5.1.2, según corresponda.

5.2 Cargo por factor de potencia medio mensual.

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

5.3 Facturación de la energía reactiva

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

6 CARGO ÚNICO SISTEMA DE TRANSMISIÓN TRONCAL.

En virtud de lo establecido en los artículos 102° y 16 transitorio de la Ley, el cargo único (CU) a aplicar en cada sistema eléctrico será el siguiente:

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

En la oportunidad que las concesionarias de servicio público de distribución informen a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles las facturaciones correspondientes a cada mes, éstas deberán informar tanto a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles como a la Dirección de Peajes del CDEC respectivo los montos facturados por la aplicación del CU respectivo y los montos de energía asociados.

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

El cargo único para el segmento de usuarios que se señala en el artículo 102°, letra a), párrafo segundo, de la Ley, se definen según corresponda, de acuerdo a lo establecido en el inciso final del artículo 16 transitorio de la Ley, el cargo contenido en el cuadro siguiente:

Sistema	CU 30 [\$/kWh]
Interconectado del Norte Grande	-----
Interconectado Central	0,660

7 PAGO DE LAS FACTURAS

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

8 GRAVÁMENES E IMPUESTOS

Las tarifas del presente pliego son netas y no incluyen el impuesto al valor agregado ni otros impuestos o tributos que sean de cargo de los clientes.

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

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

1. SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE

1.1. Valor máximo de ofertas de licitación en puntos de oferta

El valor máximo de las ofertas de licitación para el Sistema Interconectado del Norte Grande corresponde a un precio medio de 149,061 [US\$/MWh], con un precio de potencia de 9,1804 [US\$/kW/mes] y un valor máximo de licitación para el precio de energía en este sistema igual a 134,606 [US\$/MWh].

El precio de potencia y el valor máximo de oferta de licitación para la energía, señalados en el inciso anterior, deberán tener el mismo valor para cada punto de oferta definido en las licitaciones respectivas.

1.2. Precios en puntos de abastecimiento o suministro

Para efectos de determinar los precios en los puntos de abastecimiento o suministro resultantes de los procesos de licitación, conforme a lo dispuesto en el artículo 134° inciso primero de la Ley, el conjunto de factores de modulación de referencia será el siguiente:



Subestación Troncal	Tensión [kV]	Factor de Modulación para Energía [p.u.]	Factor de Modulación para Potencia [p.u.]
Tarapacá	220	1,0380	1,0439
Lagunas	220	1,0395	1,0498
Crucero	220	1,0077	1,0118
Encuentro	220	1,0000	1,0000
Atacama	220	1,0127	1,0139

Para determinar los precios en los puntos de suministro a que se refiere el párrafo primero de este numeral, para cada punto de oferta, se deberá ponderar el precio de potencia en el respectivo punto de oferta por el cociente entre el factor de modulación asociado al punto de suministro respectivo y el factor de modulación asociado al punto de oferta, utilizando los factores de modulación del precio de la potencia establecidos en el cuadro anterior.

Del mismo modo, para determinar los precios de energía en los puntos de suministro, para cada punto de oferta, el precio de energía que resulte de las licitaciones respectivas para el punto de oferta se deberá ponderar por el cociente entre el factor de modulación asociado al punto de suministro respectivo y el factor de modulación asociado al punto de oferta, utilizando los factores de modulación del precio de la energía establecidos en el cuadro anterior.

2. SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL:

2.1. Valor máximo de ofertas de licitación en puntos de oferta

El valor máximo de las ofertas de licitación para el Sistema Interconectado Central corresponde a un precio medio de 135,919 [US\$/MWh], con un precio de potencia de 8,9176 [US\$/kW/mes] y un valor máximo de licitación para el precio de energía en este sistema igual a 120,177 [US\$/MWh].

El precio de potencia y el valor máximo de oferta de licitación para la energía, señalados en el inciso anterior, deberán tener el mismo valor para cada punto de oferta definido en las licitaciones respectivas.

2.2. Precios en puntos de abastecimiento o suministro

Para efectos de determinar los precios en los puntos de abastecimiento o suministro resultantes de los procesos de licitación, conforme a lo dispuesto en el artículo 134° inciso primero de la Ley, el conjunto de factores de modulación de referencia será el siguiente:

Subestación Troncal	Tensión [kV]	Factor de Modulación para Energía [p.u.]	Factor de Modulación para Potencia [p.u.]
Diego de Almagro	220	1,0660	0,9279
Carrera Pinto	220	1,0709	0,9413
Cardones	220	1,0716	0,9254
Maitencillo	220	1,0077	0,8519
Punta Colorada	220	1,1466	0,9080
Pan de Azúcar	220	1,1433	1,0145
Las Palmas	220	1,0279	0,9936
Los Vilos	220	1,0150	0,9987
Nogales	220	0,9901	0,9860
Quillota	220	0,9830	0,9872
Polpaico	220	1,0000	1,0000
Polpaico	500	1,0012	1,0018
Lampa	220	0,9910	1,0274
Chena	220	1,0385	1,0200
Cerro Navia	220	1,0413	1,0217
Melipilla	220	1,0399	1,0244
Rapel	220	1,0135	1,0158
El Rodeo	220	1,0336	1,0096
Alto Jahuel	220	1,0322	1,0081
Alto Jahuel	500	1,0231	0,9987
Candelaria	220	1,0002	1,0262
Maipo	220	0,9821	1,0090
Colbún	220	0,9381	0,9637
Ancoa	220	0,9882	0,9949
Ancoa	500	1,0013	1,0074
Itahue	220	0,9905	0,9752
Charrúa	220	0,9353	0,8672
Charrúa	500	0,9389	0,8800
Hualpén	220	0,9111	0,8525
Lagunillas	220	0,9117	0,8532
Esperanza	220	0,9462	0,8772
Cautín	220	0,9680	0,8798
Temuco	220	0,9702	0,8822
Los Ciruelos	220	0,9415	0,8710
Valdivia	220	1,0000	0,8891
Barro Blanco	220	0,9908	0,8798
Puerto Montt	220	0,9948	0,8779

Para determinar los precios en los puntos de suministro a que se refiere el párrafo primero de este numeral, para cada punto de oferta, se deberá ponderar el precio de potencia en el respectivo punto de oferta por el cociente entre el factor de modulación asociado al punto de suministro respectivo y el factor de modulación asociado al punto de oferta, utilizando los factores de modulación del precio de la potencia establecidos en el cuadro anterior.

Del mismo modo, para determinar los precios de energía en los puntos de suministro, para cada punto de oferta, el precio de energía que resulte de las licitaciones respectivas para el punto de oferta se deberá ponderar por el cociente entre el factor de modulación asociado al punto de suministro respectivo y el factor de modulación asociado al punto de oferta, utilizando los factores de modulación del precio de la energía establecidos en el cuadro anterior.

Anótese, tómese razón y publíquese.- Por orden del Presidente de la República, Jorge Bunster Betteley, Ministro de Energía.

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

DECLARA NORMA OFICIAL DE LA REPÚBLICA DE CHILE LA NORMA CHILENA NCh 3246/1-2011 SOBRE BIOCOMBUSTIBLES SÓLIDOS

Núm. 227 exento.- Santiago, 30 de mayo de 2013.- Vistos: Lo solicitado por el Ministerio del Medio Ambiente mediante oficio Ord. MMA N° 113732, de 18 de noviembre de 2011; lo dispuesto en la ley N° 20.402, que crea el Ministerio de Energía, estableciendo modificaciones al DL N° 2.224, de 1978, y a otros cuerpos legales, particularmente, lo dispuesto en su artículo 15, en relación al N° 1 del acápite V del artículo 1° del decreto N° 19, de 2001, del Ministerio Secretaría General de la Presidencia; lo señalado en el memorando DIV ERNC N° 101/2012 DIV EE N° 32/2012, de las Divisiones de Energías Renovables y Eficiencia Energética, ambas del Ministerio de Energía; en la resolución N° 1.600, de 2008, de la Contraloría General de la República, y

Considerando:

1. Que el Instituto Nacional de Normalización es el organismo que tiene a su cargo el estudio y preparación de las normas técnicas a nivel nacional, las cuales después de distintas etapas de estudio y consulta pública, son sometidas a la consideración del Supremo Gobierno por intermedio del Ministerio sectorial correspondiente, para su aprobación como Normas Chilenas Oficiales de la República.

2. Que mediante oficio Ord. MMA N° 113732, de 18 de noviembre de 2011, se remitió para consideración de esta Cartera de Estado, la Norma Chilena NCh 3246/1-2011 sobre Biocombustibles Sólidos.

3. Que mediante memorando DIV ERNC N° 101/2012 DIV EE N° 32/2012, de las Divisiones de Energías Renovables y Eficiencia Energética, ambas del Ministerio de Energía, se recomendó desde el punto de vista técnico, la oficialización de la Norma Chilena NCh 3246/1-2011, sobre Biocombustibles Sólidos.

Decreto:

1° Declárase Norma Oficial de la República de Chile la siguiente Norma Chilena con su respectivo código y título de identificación:

NCh 3246/1-2011 Norma de Biocombustibles Sólidos - Especificaciones y Clases

2° El presente decreto se publicará en el Diario Oficial con cargo al presupuesto del Ministerio del Medio Ambiente, y la norma identificada precedentemente tendrá vigencia a partir de la fecha de su publicación. El texto íntegro de la norma será publicado en un documento oficial del Instituto Nacional de Normalización.

3° El Ministerio del Medio Ambiente deberá enviar tres ejemplares de la señalada norma, debidamente certificada su conformidad con el texto oficial, a la Contraloría General.

Anótese, notifíquese, publíquese y archívese.- Por orden del Presidente de la República, Jorge Bunster Betteley, Ministro de Energía.- María Ignacia Benítez Pereira, Ministra del Medio Ambiente.

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