



concesionarias deberán entregar toda la información requerida en la forma que para dichos efectos la Comisión establezca y a más tardar dentro de los primeros 8 días corridos de cada mes.

4.5 Intereses y reajustes

Los cálculos que realicen la DP y la Comisión en la aplicación de las reliquidaciones, que correspondan de acuerdo a este número 4, deberán incluir el cálculo de los intereses y reajustes que procedan.

Anótese, tómesese razón y publíquese.- Por orden del Presidente de la República.- Ricardo Raineri Bernain, Ministro de Energía.

Lo que transcribo a Ud. para su conocimiento.- Saluda a Ud., Jimena Bronfman C., Subsecretaria de Energía.

FIJA PRECIOS DE NUDO PARA SUMINISTROS DE ELECTRICIDAD

Núm. 264.- Santiago, 29 de octubre de 2010.- Visto: Lo dispuesto en el artículo 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, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de Energía Eléctrica, en adelante e indistintamente la "Ley"; 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° 385, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2008, en adelante, "Decreto 385"; lo dispuesto mediante Resolución Exenta N° 716 de fecha 29 de octubre de 2010, de la Comisión Nacional de Energía; lo informado por la Comisión Nacional de Energía, en su Oficio ORD. CNE N° 590, de fecha 15 de octubre de 2010 al Ministerio de Energía, complementado mediante Oficio ORD. CNE N° 604, de fecha 22 de octubre de 2010; lo informado por la Comisión Nacional de Energía, en su Oficio ORD. CNE N° 618, de fecha 29 de octubre de 2010 al Ministerio de Energía; y lo establecido en la Resolución N° 1600, de 2008, de la Contraloría General de la República,

Decreto:

Artículo primero: Fíjense los siguientes precios de nudo, sus fórmulas de indexación y las condiciones de aplicación de los mismos, para los suministros de electricidad a que se refiere el número 3 del artículo 147° de la Ley, que se efectúen desde las subestaciones de generación-transporte que se señalan. Estos precios se aplicarán desde la publicación del presente Decreto en el Diario Oficial, sin perjuicio de su entrada en vigencia a contar del 1° de noviembre de 2010, 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]
Crucero	220	4.373,28	43,894
Encuentro	220	4.390,84	43,938

b) Sistema Interconectado Central

Subestación Troncal	Tensión [kV]	Precio Base de la Potencia de punta [\$/kW/mes]	Precio Base de la Energía [\$/kWh]
Diego de Almagro	220	4.964,22	50,943
Carrera Pinto	220	4.929,87	50,212
Cardones	220	4.659,60	47,827
Maitencillo	220	4.438,80	45,504
Pan de Azúcar	220	4.759,92	48,372
Los Vilos	220	4.639,90	46,523
Quillota	220	4.435,14	45,094
Polpaico	220	4.580,81	45,775
Lampa	220	4.824,51	45,784
Cerro Navia	220	4.805,27	47,971

Subestación Troncal	Tensión [kV]	Precio Base de la Potencia de punta [\$/kW/mes]	Precio Base de la Energía [\$/kWh]
Chena	220	4.767,71	47,651
Alto Jahuel	220	4.715,49	47,254
Paine	154	4.793,82	48,192
Rancagua	154	4.799,77	47,773
Punta de Cortés	154	4.768,62	48,151
Tilcoco	154	4.770,00	47,583
San Fernando	154	4.354,52	42,916
Teno	154	4.285,35	42,627
Itahue	154	4.205,64	41,964
Ancoa	220	4.231,75	41,054
Charrúa	220	3.895,52	40,864
Temuco	220	3.921,63	41,698
Los Ciruelos	220	3.915,22	41,883
Valdivia	220	3.927,59	42,461
Barro Blanco	220	3.854,75	42,167
Puerto Montt	220	3.883,15	42,483

1.2. Fórmulas de indexación

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

$$P_{bpot} = \frac{DOL}{DOL_0} \cdot \frac{1+d}{1+d_0} \cdot \left(coef1 \cdot \frac{PPI_{turb}}{PPI_{turb_0}} + coef2 \cdot \frac{PPI}{PPI_0} \right) + coef3 \cdot \frac{IPM}{IPM_0} + coef4 \cdot \frac{IPC}{IPC_0}$$

Sistema	Barra	Potencia [MW]	PPIturb COEF 1	PPI COEF 2	IPM COEF 3	IPC COEF 4
SING	Encuentro	70	0,48594	0,12174	0,10054	0,29178
SIC	Polpaico	70	0,44193	0,14030	0,13707	0,28070

Precio de la energía en la más alta tensión de la subestación troncal:

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

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

En estas fórmulas:

- DOL : Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU del mes anterior al que aplique la indexación, publicado por el Banco Central.
- d : Tasa arancelaria aplicable a la importación de equipos electromecánicos correspondiente al mes anterior a aquel mes en que se aplique la indexación, en %/1.
Para el SIC, la tasa arancelaria a utilizar es la aplicable en el país, exceptuando la zona franca de extensión de Iquique. Para el SING, la tasa arancelaria a utilizar es la aplicable en la zona franca de extensión de Iquique.
- IPC e IPM : Índices de precios al consumidor y de precios al por mayor publicados por el INE para el segundo mes anterior al cual se aplique la indexación.
- PPIturb : Producer Price Index Industry Data: Turbine & Turbine Generator Set Unit Mfg publicados por el Bureau of Labor Statistics (www.bls.gov, pcu333611333611) correspondiente al sexto mes anterior al cual se aplique la indexación.
- PPI : 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.
- DOL₀ : Dólar observado EEUU promedio del mes de septiembre de 2010 publicado por el Banco Central (493,93 [\$/US\$]).
- d₀ : Tasa arancelaria aplicable a equipos electromecánicos en el mes de octubre de 2010. Para el SIC, ésta corresponde a la aplicable en el país (6%), exceptuando la zona franca de extensión de Iquique. Para el SING, la tasa arancelaria corresponde a la aplicable en la zona franca de extensión de Iquique (6%).
- IPC₀ e IPM₀ : Valores de IPC y de IPM correspondientes a agosto de 2010 (100,86 y 288,67 respectivamente).
- PPIturb₀ : Producer Price Index Industry Data: Turbine & Turbine Generator Set Unit Mfg correspondiente al mes de abril de 2010 (209,3).
- PPI₀ : Producer Price Index - Commodity correspondiente al mes de abril de 2010 (184,4).
- PMM_{1i}, PMM_{2i} : Precio Medio de Mercado determinado con los precios medios de los contratos de clientes libres 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 informados a la Comisión Nacional de Energía, por las empresas generadoras del Sistema Interconectado del Norte Grande y del Sistema Interconectado Central, respectivamente. Ambos correspondientes a la ventana de cuatro meses, que incluye los meses de mayo a agosto de 2010 (PMM_{10} : 62,788 [\$/kWh], PMM_{20} : 56,072 [\$/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 web el valor de PMM_{11} y PMM_{21} .

Los precios medios de los contratos de clientes libres considerados en el cálculo de PMM_{11} y PMM_{21} 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.

1.3. Abono o Cargo por diferencia entre precio de nudo y costo marginal.

En el Sistema Interconectado Central se deberá considerar un monto de 8,173 [\$/kWh] por concepto de Abono o Cargo, en adelante e indistintamente "AC", resultante de la aplicación del Artículo 27° transitorio de la Ley.

Dicho monto será aplicado en las fórmulas tarifarias para clientes regulados, conforme a lo establecido en el Decreto que Fija Precios de Nudo Promedio para Suministros de Electricidad, con motivo de las fijaciones de precios señaladas en el artículo 171° de la Ley, correspondiente a la fijación de noviembre de 2010.

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 320.

Para la determinación de los precios de nudo en puntos de suministro destinados al abastecimiento de usuarios sometidos a regulación de precios de empresas distribuidoras que para su suministro utilicen líneas en tensiones de distribución de terceros, los precios establecidos conforme lo señalado en el inciso anterior deberán incrementarse de conformidad a lo señalado en las expresiones siguientes:

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

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

Donde:

- PNE_{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 que fija las tarifas de subtransmisión y sus fórmulas de indexación vigente, sin considerar el AC señalado en el numeral 1.3 precedente.
- PNP_{SP} : Precio de nudo de potencia en la subestación primaria determinado conforme lo establecido en el decreto que fija las tarifas de subtransmisión y sus fórmulas de indexación vigente.
- $CBLPDx$: 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	101,83
Interconectado Central	134,87

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]
Crucero	3,40	0,24	0,00	3,64
Encuentro	3,40	0,24	0,00	3,64

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
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
Paine	1,90	1,63	4,66	8,19
Rancagua	1,90	1,63	4,66	8,19
Punta de Cortés	1,90	1,63	4,66	8,19
San Fernando	1,90	1,63	4,20	7,73
Tilcoco	1,90	1,63	4,20	7,73
Teno	1,90	1,63	4,20	7,73
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
Temuco	1,90	1,63	5,39	8,92
Los Ciruelos	1,90	1,63	7,71	11,24
Valdivia	1,90	1,63	7,71	11,24
Barro Blanco	1,90	1,63	8,09	11,62
Puerto Montt	1,90	1,63	8,09	11,62

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

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

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

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

Tanto el precio de nudo de energía como el precio de nudo de potencia aplicables a las inyecciones efectuadas por los PMGD y PMG a que se refieren los artículos 41 y 54 respectivamente, del Decreto Supremo N°244 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2005, corresponderán al precio de nudo de la subestación troncal más cercana. A estos efectos la subestación troncal más cercana corresponderá a la que se encuentre a la mínima distancia eléctrica entre el punto de inyección y la barra troncal respectiva conforme a lo establecido en el numeral 3.3 del artículo segundo del Decreto 320.

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 MAXIMA

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 de 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 de que en algunos de estos meses el cliente hubiere tenido otro suministrador. Si el cliente tuviere simultáneamente potencias contratadas con otros suministradores, estas potencias se restarán de la demanda de facturación calculada como se indicó anteriormente. Si el cliente estuviere acogido al sistema de demanda máxima leída con varios suministradores simultáneamente, la demanda de facturación será prorrateada entre todos ellos en función de las potencias firmes que tuvieren disponibles para abastecerlo. Estas potencias firmes se determinarán de acuerdo a las normas y procedimientos del Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) del sistema eléctrico correspondiente, y si no existiere dicho Centro, se calcularán de acuerdo a las normas y procedimientos del CDEC del Sistema Interconectado Central.

Si un mismo cliente recibe energía en dos o más puntos de entrega, cuyos precios de nudo se calculan sobre la base de los precios de nudo en la misma subestación troncal, los clientes podrán solicitar al vendedor, o a los vendedores, que para los fines de facturación, se consideren las demandas máximas de cada punto afectadas por un coeficiente, para compensar el posible efecto de diversidad. El valor de dicho coeficiente se determinará conforme el aporte de cada punto de entrega a la demanda máxima del cliente, determinada ésta como la suma de las demandas individuales de cada punto de entrega. Las demás normas de aplicación a este respecto se establecerán de común acuerdo entre el vendedor, o los vendedores, y el cliente.

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

4.1.1. Demanda máxima leída

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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



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

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

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

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

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

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

4.1.2. Potencia contratada

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

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

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

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

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

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

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

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

Adicionalmente, si la potencia de contrato es excedida en más de 2 días, en el período de vigencia de la potencia contratada, la empresa vendedora podrá obligar a la empresa compradora a recontractar potencia en forma inmediata

por un monto igual a la suma de la potencia contratada vigente, del exceso registrado y del crecimiento de la demanda máxima correspondiente verificada en el último año, siempre que este crecimiento sea positivo.

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

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

Se entenderá por exceso registrado a la diferencia entre la mayor demanda máxima leída, ocurrida en el período de vigencia hasta el momento en que se efectúa recontractación obligada, y la potencia de contrato. El crecimiento registrado se obtendrá como la diferencia entre dicha demanda máxima leída y la mayor demanda máxima leída ocurrida en el período de vigencia anterior. El período máximo de vigencia de la potencia recontractada será de 12 meses. Los clientes podrán recontractar una nueva potencia con la respectiva empresa suministradora la que regirá por un plazo mínimo de un año. Durante dicho período los clientes no podrán disminuir su potencia contratada sin el acuerdo de la empresa suministradora. Al término de la vigencia anual del contrato los clientes podrán recontractar la potencia.

5 ENERGIA REACTIVA

5.1. Cargo por factor de potencia

En cada uno de los puntos de compra de toda empresa distribuidora de servicio público que esté recibiendo energía eléctrica de una empresa generadora, se deberá aplicar de manera horaria el siguiente procedimiento:

- Medir y registrar energía activa, reactiva inductiva y reactiva capacitiva.
- Calcular el cociente entre energía reactiva inductiva y energía activa.
- Conforme al cociente anterior y de acuerdo al nivel de tensión del punto de compra, aplicar los cargos por energía reactiva inductiva presentados en los cuadros 5.1.1 y 5.1.2, para cada una de las horas del período comprendido entre las 08:00 y 24:00 hrs.
- Se exceptúa la aplicación de los cargos por energía reactiva inductiva presentados en los cuadros 5.1.1 y 5.1.2, sólo para aquellas horas correspondientes a los días domingo y festivos.

Cuadro 5.1.1:
Cargos aplicables a la Energía Reactiva Inductiva
para el Sistema Interconectado del Norte Grande
según Nivel de Tensión de Punto de Compra

Cuociente 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	0,0	0,0	0,0
Sobre 20 y hasta 30	4,523	0,0	0,0
Sobre 30 y hasta 40	8,144	8,144	0,0
Sobre 40 y hasta 50	8,144	8,144	8,144
Sobre 50 y hasta 80	10,852	10,852	10,852
Sobre 80	13,559	13,559	13,559

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

Cuociente 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	0	0
Sobre 20 y hasta 30	4,561	0	0
Sobre 30 y hasta 40	8,212	8,212	0
Sobre 40 y hasta 50	8,212	8,212	8,212
Sobre 50 y hasta 80	10,944	10,944	10,944
Sobre 80	13,676	13,676	13,676

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 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. PRECIOS DE NUDO APLICABLES A CLIENTES REGULADOS EN ZONAS DE CONCESIÓN DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DEL SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE

Para efectos de la determinación de los precios de nudo a utilizar en las fórmulas tarifarias de concesionarios de servicio público de distribución en el Sistema Interconectado del Norte Grande, según se establece en el Decreto 385, se considerarán los precios que resultan de aplicar las siguientes fórmulas, para cada concesionario y sector de nudo en donde se ubica el cliente de la empresa concesionaria, considerando la siguiente clasificación:

Empresa	Sector de Nudo	Comunas Compreendidas
EMELARI	1	TODA SU ZONA DE CONCESIÓN
ELIQSA	1	TODA SU ZONA DE CONCESIÓN
ELECDA	1	TODAS EXCEPTO TALTAL
COOPERSOL	1	TODA SU ZONA DE CONCESIÓN

Para cada concesionario y sector de nudo los precios de nudo de energía y potencia se calcularán de la siguiente forma:

$$Pe = \sum_{i=1}^n [(N_i + Re_i) \cdot PNE_i + Nk_i \cdot Ke_i]$$

$$Pp = \sum_{i=1}^n [(N_i + Rp_i) \cdot PNP_i + Nk_i \cdot Kp_i]$$

En que:

- Pe : Precio de nudo de la energía correspondiente al cliente de acuerdo al sector en que éste se ubica, en [\$/kWh].
- Pp : Precio de nudo de la potencia correspondiente al cliente de acuerdo al sector en que éste se ubica, en [\$/kW/mes].
- PNE_i : Precio de nudo de la energía para la subestación troncal de generación-transporte i, explicitado en el numeral 1.1 del presente artículo, [\$/kWh].
- PNP_i : Precio de nudo de la potencia de punta para la subestación troncal de generación-transporte i, explicitado en el numeral 1.1 del presente artículo, en [\$/kW/mes].
- N_i : Proporción del aporte de electricidad considerado para la subestación troncal de generación - transporte i.
- Re_i : Factor de recargo en el precio de la energía por concepto de pérdidas de energía desde la subestación troncal de generación-transporte i.
- Rp_i : Factor de recargo en el precio de la potencia de punta por concepto de pérdidas de potencia desde la subestación troncal de generación-transporte i.
- Ke_i : Cargo adicional, en [\$/kWh], en el precio de la energía por concepto de inversión, operación y mantenimiento desde la subestación troncal de generación-transporte i.
- Kp_i : Cargo adicional, en [\$/kW/mes], en el precio de la potencia de punta por concepto de inversión, operación y mantenimiento desde la subestación troncal de generación-transporte i.
- Nk_i : Proporción del aporte de electricidad considerado para la determinación de la componente de inversión, operación y mantenimiento desde la subestación troncal de generación-transporte i.

n : Número de subestaciones troncales de generación-transporte consideradas en la determinación de los precios Pe y Pp correspondientes al cliente de acuerdo al sector de nudo en que éste se encuentra.

Por sector de nudo en donde se ubica el cliente, se entenderá a aquellos sectores geográficos asociados a una o más subestaciones troncales a partir de las cuales se determina un costo medio mínimo en los puntos de inyección al sistema de distribución desde el cual se abastece el cliente, considerando para la identificación de la subestación señalada los criterios indicados en el Decreto 320.

A continuación se indican, para cada concesionario de servicio público de distribución y sector de nudo donde se ubica el cliente, los valores de los parámetros N_i, Re_i, Rp_i, Nk_i, Ke_i y Kp_i, en cada una de las subestaciones troncales de generación- transporte consideradas para efectos de representar los costos de generación-transporte en su estructura de precios a nivel de distribución.

COD	Nombre Empresa	Sector	Nombre	Ni	Rei	Rpi	Nki	Kei	Kpi
Dx	Distribuidora		S/E Troncal	[p.u]	[%]	[%]	[p.u]	[\$/kWh]	[\$/kW/mes]
1	EMELARI	1	Crucero 220	1,000	4.526%	4.935%	1,000	6.601	3.102,1
2	ELIQSA	1	Crucero 220	1,000	3.002%	3.217%	1,000	4.165	1.959,79
3	ELECDA	1	Crucero 220	0,389	1.017%	1.063%	0,389	4.132	1.943,77
3	ELECDA	1	Encuentro 220	0,611	1.378%	1.458%	0,611	4.132	1.943,77
20	COOPERSOL	1	Crucero 220	1,000	12.478%	13.429%	1,000	7.197	3.379,24

6.1. 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	0,009
Interconectado Central	0,741

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, los cargos contenidos en el cuadro siguiente.

Sistema	CU 45 [\$/kWh]	CU 30 [\$/kWh]
Interconectado del Norte Grande	-	0,006
Interconectado Central	0,132	0,325

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 determinado, 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 170,239 [US\$/MWh], con un precio de potencia de 8,8896 [US\$/kW/mes] y un valor máximo de licitación para el precio de energía en este sistema igual a 156,242 [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.]
Crucero	220	0,9990	0,9960
Encuentro	220	1,0000	1,0000

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

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

2. SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL:**2.1. Valor máximo de ofertas de licitación en puntos de oferta**

El valor máximo de las ofertas de licitación para el Sistema Interconectado Central corresponde a un precio medio de 143,039 [US\$/MWh], con un precio de potencia de 9,2742 [US\$/kW/mes] y un valor máximo de licitación para el precio de energía en este sistema igual a 126,667 [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	220	1,1129	1,0837
Carrera Pinto 220	220	1,0969	1,0762
Cardones 220	220	1,0448	1,0172
Maitencillo 220	220	0,9941	0,9690
Pan de Azúcar 220	220	1,0567	1,0391
Los Vilos 220	220	1,0164	1,0129
Quillota 220	220	0,9851	0,9682
Polpaico 220	220	1,0000	1,0000
Lampa 220	220	1,0002	1,0532
Cerro Navia 220	220	1,0480	1,0490
Chena 220	220	1,0410	1,0408
Alto Jahuel 220	154	1,0323	1,0294
Paine 154	154	1,0528	1,0465
Rancagua 154	154	1,0436	1,0478
Punta Cortés 154	154	1,0519	1,0410
Tilcoco 154	154	1,0395	1,0413
San Fernando 154	154	0,9375	0,9506
Teno 154	154	0,9312	0,9355
Itahue 154	220	0,9168	0,9181
Ancoa 220	220	0,8969	0,9238
Charrúa 220	220	0,8927	0,8504
Temuco 220	154	0,9109	0,8561
Los Ciruelos 220	220	0,9150	0,8547
Valdivia 220	220	0,9276	0,8574
Barro Blanco 220	220	0,9212	0,8415
Puerto Montt 220	220	0,9281	0,8477

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

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

Anótese, tómese razón y publíquese.- Por orden del Presidente de la República, Ricardo Raineri Bernain, Ministro de Energía.

Lo que transcribo a Ud. para su conocimiento.- Saluda a Ud., Jimena Bronfman C., Subsecretaria de Energía.

FIJA PRECIOS DE NUDO PROMEDIO PARA SUMINISTROS DE ELECTRICIDAD EN EL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL, CON MOTIVO DE LA INDEXACIÓN DE PRECIOS CONTENIDOS EN LOS CONTRATOS DE SUMINISTRO QUE INDICA

Núm. 283.- Santiago, 12 de noviembre de 2010.- Visto:

- Lo dispuesto en el artículo 35 de la Constitución Política de la República;
- Lo dispuesto 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;
- Lo dispuesto 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", especialmente lo establecido en sus artículos 157°, 158°, 161°, 171° y 172°;
- Lo establecido en el Decreto Supremo N° 320, de 2008, modificado mediante Decreto Supremo N° 160, de 2009, ambos del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción;
- Lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 385, de 11 de noviembre de 2008, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, en adelante "Decreto 385";
- Lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 79, de 12 de marzo de 2009, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, en adelante "Decreto 79";
- Lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 82, de 30 de abril de 2010, del Ministerio de Energía, en adelante "Decreto 82";
- Lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 83, de 30 de abril de 2010, del Ministerio de Energía, en adelante "Decreto 83";
- Lo dispuesto en la Resolución Exenta N° 465 de 2 de agosto de 2010, de la Comisión Nacional de Energía, en adelante la "Comisión";
- Lo informado por la Comisión, en su Oficio CNE OF. ORD. N° 599 de fecha 19 de octubre de 2010, al Ministerio de Energía; y
- Lo establecido en la Resolución N° 1.600, de 2008, de la Contraloría General de la República

Considerando:

- Que de conformidad a lo establecido en el artículo 158° de la Ley, corresponde fijar por decreto del Ministerio de Energía los precios promedio que las empresas concesionarias de servicio público de distribución, en adelante e indistintamente "concesionarias", deban traspasar a sus clientes regulados;
- Que dicho decreto debe ser dictado con motivo de las fijaciones de precios señaladas en el artículo 171° de la Ley, con ocasión de la entrada en vigencia de algún contrato de suministro licitado conforme al artículo 131° y siguientes, o cuando se indexe algún precio contenido en un contrato de suministro vigente, según lo dispuesto en los artículos 161° y 172°;
- Que de conformidad a lo señalado en los artículos 161° y 172° señalados precedentemente, se constata que el día 1° de octubre de 2010, los Precios de Nudo de Energía de Largo Plazo obtenidos de los contratos de suministro correspondientes a los procesos licitatorios CGED 2008/01 y CGED 2008/01-2, según se individualizan en el Informe Técnico de "Fijación de Precios de Nudo Promedio Sistema Interconectado Central, Octubre 2010," en adelante e indistintamente "Informe Técnico", alcanzaron una variación acumulada al alza, superior al 10% respecto de sus valores vigentes;