



Ministerio de Energía

FIJA NUEVOS PRECIOS A NIVEL DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN EN SISTEMAS MEDIANOS DE PUNTA ARENAS, PUERTO NATALES Y PORVENIR

Núm. 203.- Santiago, 1 de septiembre de 2010.- Visto:

- Lo establecido en los artículos 173° y siguientes del DFL N° 4, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fijó el texto refundido, coordinado y sistematizado del DFL N° 1, del Ministerio de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante e indistintamente la “Ley”;
- 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 establecido en el decreto N° 339, de 2006, que Fija Precios a Nivel de Generación y Transmisión en Sistemas de Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir, y establece Planes de Expansión en los Sistemas señalados, modificado por los decretos Nos. 103, de 2007; 61, de 2008, y N° 337, de 2008, todos del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, en adelante e indistintamente el “Decreto 339”;
- Lo solicitado por la Empresa Eléctrica de Magallanes S.A., en adelante e indistintamente “EDELMAg”, mediante carta EEMG N° 442/2009-G, de fecha 29 de mayo de 2009;
- Lo remitido por EDELMAg, mediante carta EEMG N° 521/2009-G, de fecha 24 de junio de 2009;
- Lo aprobado mediante Resolución Exenta N° 668, de 2009, de la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente la “Comisión”;
- Lo enviado por EDELMAg, mediante carta EEMG N° 829/2009-G, de fecha 2 de octubre de 2009;
- Lo informado por la Comisión Nacional de Energía, mediante carta CNE N° C09/1678, de fecha 10 de noviembre de 2009;
- Lo establecido en la Resolución Exenta CNE N° 1289, de 2009;
- Lo enviado por EDELMAg, mediante carta EEMG 169/2010-G, de fecha 04 de marzo de 2010;
- El Informe Técnico enviado por la Comisión, mediante carta CNE N° 556, de fecha 10 de junio de 2010;
- Las observaciones al Informe Técnico enviadas por EDELMAg, mediante carta EEMG 494/2010-G, de fecha 25 de junio de 2010;
- Lo enviado por la Comisión, mediante carta CNE N° 592, de fecha 1 de julio de 2010;
- Lo informado por EDELMAg, mediante carta EEMG N° 506/2010-G, de fecha 2 de julio de 2010, en que manifiesta su acuerdo al Informe Técnico de la Comisión;
- Lo informado por la Comisión, en Oficio ORD. CNE N° 0441, de fecha 15 de julio de 2010; y
- Lo establecido en la Resolución N° 1.600, de 2008, de la Contraloría General de la República.

Considerando:

- Que en virtud de lo dispuesto en el artículo 174° de la Ley, los planes de expansión de las instalaciones de generación y de transmisión y los precios regulados a nivel de generación y de transmisión de cada sistema mediano, se determinarán conjuntamente, cada cuatro años;
- Que con fecha 30 de octubre de 2006, mediante Decreto 339, se fijaron los Precios a Nivel de Generación y Transmisión en los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir y se establecieron los Planes de Expansión de los Sistemas señalados;
- Que excepcionalmente, según lo dispuesto en el artículo 180° de la Ley: “En el período que medie entre dos fijaciones tarifarias, las empresas podrán solicitar a la Comisión la realización de un nuevo estudio de expansión y de costos, si se produjesen desviaciones en las condiciones de oferta o de demanda que se ubiquen fuera de las tolerancias establecidas conforme a lo señalado en el inciso precedente, caso en el cual los efectos tarifarios y los planes de expansión resultantes del nuevo estudio tendrán vigencia hasta el término del cuatrienio en curso”;
- Que de conformidad a lo señalado por la Empresa EDELMAg, mediante carta EEMG N° 442/2009-G, de fecha 29 de mayo de 2009, solicitó a la Comisión la realización de un nuevo estudio de expansión y costos, toda vez que debido a un incremento no previsto en los precios del gas natural en la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena, se produjeron desviaciones relevantes en las condiciones de la oferta en relación al rango de validez de las hipótesis de técnicas y económicas que sustentaban la implementación de los planes de expansión establecidos en el Decreto 339;

- Que de conformidad a lo señalado precedentemente, la Comisión dio inicio, con fecha 8 de julio de 2009, mediante Resolución Exenta N° 668, al proceso de realización de un nuevo estudio de expansión y de costos, dando su aprobación a las bases para la licitación de un Estudio Técnico Justificativo para los sistemas medianos de Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir; y
- Que se ha dado cumplimiento a las diversas etapas consideradas en el nuevo proceso de valorización y expansión de los sistemas medianos de Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir,

Decreto:

Artículo único: Fíjense los siguientes precios a nivel de generación y transmisión, en adelante “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 artículo 174° y siguientes de la Ley, que se efectúen en los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir. De acuerdo a lo establecido en el artículo 180° de la Ley, su vigencia será hasta el día 31 de octubre de 2010. Las disposiciones contenidas en el Decreto 339 que contravengan lo establecido en el presente decreto, se entenderán derogadas tácitamente.

1. PRECIOS DE NUDO

1.1. Precios de Nudo en Barras de Retiro

A continuación se detallan los precios de nudo de energía y potencia de punta que se aplicarán a los suministros servidos en las barras de retiro para el nivel de tensión que se indican.

- Sistema Punta Arenas

Barra de Retiro	Tensión [kV]	Precio Base de Potencia de punta [\$/kW/mes]	Precio Base de Energía [\$/kWh]
Punta Arenas	13,2	7.186,30	35,174
Tres Puentes	13,2	6.785,03	36,025

- Sistema Puerto Natales

Barra de Retiro	Tensión [kV]	Precio Base de Potencia de punta [\$/kW/mes]	Precio Base de Energía [\$/kWh]
Puerto Natales	13,2	6.343,02	54,189

- Sistema Porvenir

Barra de Retiro	Tensión [kV]	Precio Base de Potencia de punta [\$/kW/mes]	Precio Base de Energía [\$/kWh]
Porvenir	13,8	7.724,44	54,223

1.2. Fórmulas de Indexación

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

- Precio de Nudo de la Potencia de punta

$$PN_Potencia_i = PN_Potencia_0 \cdot \left[\alpha_{DOL} \cdot \frac{DOL_i}{DOL_0} \cdot \frac{1 + TAX_i}{1 + TAX_0} + \alpha_{IPC_P} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0} + \alpha_{IPM} \cdot \frac{IPM_i}{IPM_0} \right]$$

Donde:

- DOL_i : Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar de EE.UU., publicado por el Banco Central, correspondiente al mes anterior a aquel mes en que se aplique la indexación, en \$/US\$.
- DOL_0 : Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar de EE.UU., publicado por el Banco Central, correspondiente al mes de marzo de 2010 (\$523,16 /US\$).
- IPC_i : Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al mes anterior a aquel mes en que se aplique la indexación, en %/1.
- IPC_0 : Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al mes de marzo de 2010 (100,39 %/1).
- TAX_i : Tasa arancelaria aplicable a la importación de equipos electromecánicos en la zona franca de extensión de Punta Arenas, correspondiente al mes anterior a aquel mes en que se aplique la indexación, en %/1.
- TAX_0 : Tasa arancelaria vigente, aplicable a la importación de equipos electromecánicos en la zona franca de Punta Arenas, correspondiente al mes de marzo de 2010 (0,06 %/1).



- IPM₁ : Índice de Precios al por Mayor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al tercer mes anterior al mes en que se aplique la indexación.
- IPM₀ : Índice de Precios al por Mayor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al mes de enero de 2010 (103,99 %/1).

Los ponderadores de cada uno de los índices que componen la fórmula indexación del precio de nudo de la potencia de punta, son los que a continuación se indican.

$$\begin{aligned}\alpha_{DOL} &= 0,499 \\ \alpha_{IPC_P} &= 0,222 \\ \alpha_{IPM} &= 0,279\end{aligned}$$

b) Precio de Nudo de la Energía

$$PN_{Energía_i} = PN_{Energía_0} \cdot \left[\chi_E \cdot \left[\left(\alpha_{IPC_E} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0} + \alpha_{PGAS} \cdot \frac{P_{GASi}}{P_{GAS0}} + \alpha_{PDIESEL} \cdot \frac{P_{DIESELi}}{P_{DIESEL0}} \right) + \left(\alpha_{PPI} \cdot \frac{PPI_i}{PPI_0} \right) \cdot \left(\frac{1+TAX_i}{1+TAX_0} \right) \cdot \left(\frac{DOL_i}{DOL_0} \right) \right] + \chi_P \cdot \left[\alpha_{DOL} \cdot \frac{DOL_i}{DOL_0} \cdot \frac{1+TAX_i}{1+TAX_0} + \alpha_{IPC_P} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0} + \alpha_{IPM} \cdot \frac{IPM_i}{IPM_0} \right] \right]$$

Donde:

- IPC_i : Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al mes anterior a aquel mes en que se aplique la indexación, en %/1.
- IPC₀ : Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al mes de Marzo de 2010 (100,39 %/1).
- P_{GASi} : Precio vigente del Gas Natural en Punta Arenas, informado por la Empresa, correspondiente al promedio de los últimos 6 meses anteriores al mes en que se aplique la indexación, en \$/m³.
- P_{GAS0} : Precio vigente del Gas Natural en Punta Arenas, informado por la Empresa, correspondiente al promedio del periodo octubre de 2009 a marzo de 2010 (72,74 \$/m³).
- P_{DIESELi} : Precio vigente del Petróleo Diesel en Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir, según corresponda, informado por la Empresa, correspondiente al promedio de los últimos 6 meses anteriores al mes en que se aplique la indexación, en \$/m³.
- P_{DIESEL0} : Precio vigente del petróleo diesel en Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir, según corresponda, informado por la Empresa, correspondiente al promedio del periodo octubre de 2009 a marzo de 2010 (341.253,385 \$/m³, 348.330,385 \$/m³ y 349.804,385 \$/m³, respectivamente).
- PPI_i : U.S. Producer Price Index (WPUSOP3200), publicado por el Bureau of Labour Statistics – U.S. Department of Labour, correspondiente al quinto mes anterior al cual se aplique la indexación, en %/1.
- PPI₀ : U.S. Producer Price Index (WPUSOP3200), publicado por el Bureau of Labour Statistics – U.S. Department of Labour, correspondiente al mes de noviembre de 2009 (157,5 %/1).
- TAX_i : Tasa arancelaria aplicable a la importación de equipos electromecánicos en la zona franca de extensión de Punta Arenas, correspondiente al mes anterior al mes en que se aplique la indexación, en %/1.
- TAX₀ : Tasa arancelaria vigente, aplicable a la importación de equipos electromecánicos en la zona franca de Punta Arenas, correspondiente al mes de marzo de 2010 (0,06 %/1).
- DOL_i : Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar en EE.UU., publicado por el Banco Central, correspondiente al mes anterior a aquel mes en que se aplique la indexación, en \$/US\$.
- DOL₀ : Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar en EE.UU., publicado por el Banco Central, correspondiente al mes de marzo de 2010 (523,16 \$/US\$).
- IPM₁ : Índice de Precios al por Mayor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al tercer mes anterior al mes en que se aplique la indexación.
- IPM₀ : Índice de Precios al por Mayor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al mes de enero de 2010 (103,99 %/1).
- X_e : Ponderador de la componente de costos variables y fijos asociada al precio de la energía.
- X_p : Ponderador de la componente de inversión asociada al precio de la energía.

Los precios de combustibles aplicables en las fórmulas de indexación del precio de nudo de la energía, serán los costos que informe EDELMAG a la Comisión, netos de IVA.

Los ponderadores de cada uno de los índices que componen la fórmula indexación del precio de nudo de la energía, son los que a continuación se indican.

i) Sistema Punta Arenas:

Ponderador	Barra	
	Punta Arenas	Tres Puentes
X _E	1,00000	1,00000
X _P	0,00000	0,00000

α _{IPC_E}	0,28014
α _{PGAS}	0,45366
α _{PDIESEL}	0,00000
α _{PPI}	0,26620
α _{DOL}	0,49900
α _{IPC_P}	0,22200
α _{IPM}	0,27900

ii) Sistema Puerto Natales:

Ponderador	Barra
	Puerto Natales
X _E	0,79812
X _P	0,20188

α _{IPC_E}	0,39957
α _{PGAS}	0,25821
α _{PDIESEL}	0,00000
α _{PPI}	0,34222
α _{DOL}	0,49900
α _{IPC_P}	0,22200
α _{IPM}	0,27900

iii) Sistema Porvenir:

Ponderador	Barra
	Porvenir
X _E	0,78890
X _P	0,21110

α _{IPC_E}	0,42513
α _{PGAS}	0,24703
α _{PDIESEL}	0,00000
α _{PPI}	0,32784
α _{DOL}	0,49900
α _{IPC_P}	0,22200
α _{IPM}	0,27900

Corresponderá a la Comisión establecer y comunicar periódicamente el valor de los índices contenidos en las fórmulas de indexación señaladas, para que la empresa determine los valores de los precios de nudo de energía y de potencia a ser aplicados. Para tal efecto, la Comisión informará la actualización de los índices antes mencionados durante los meses de abril y octubre de cada año.

Finalmente, cada vez que la empresa modifique sus tarifas, ésta deberá comunicar los nuevos valores a la Comisión y a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, en adelante e indistintamente la “Superintendencia”, y publicarlos en un diario de circulación nacional.

1.3. Seguridad y Calidad de Servicio

Las exigencias de Seguridad y Calidad de Servicio asociadas a los niveles tarifarios que establece el presente decreto corresponderán a las que estén contenidas en la norma técnica dictada por el Ministerio de Energía para tal efecto.



2. CONDICIONES DE APLICACIÓN

2.1. Cliente

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

2.2. Entrega y medida

Cuando la medida se efectúe en un nivel de tensión o en un punto diferente al de entrega, ésta se afectará por un coeficiente que, tomando en consideración las pérdidas, las refiera a la tensión y punto de entrega. Si la energía 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 energía en dos o más puntos de entrega, cada suministro será facturado por separado, a los precios de nudo en la barra de retiro correspondiente.

2.3. Horas de punta y fuera de punta de los sistemas eléctricos

En los sistemas de Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir, para los efectos de las disposiciones establecidas en el presente artículo, se entenderá por horas de punta el período del día comprendido entre las 17:00 y las 22:00 horas durante los meses de mayo, junio, julio, agosto y septiembre, exceptuándose los días domingo, festivos y sábado inmediatamente siguiente a un día viernes festivo o anterior a un día lunes festivo de dichos meses. El resto de las horas del año serán fuera de punta.

En los sistemas de Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir, 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, se entenderá por horas de punta el período comprendido entre las 17:00 y las 22:00 horas de cada día de los meses de 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.

2.4. 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 2.4.1, 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 que tuvieren disponibles para abastecerlo.

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 barra de retiro, 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 y 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 barra de retiro, 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.

2.4.1. 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 el 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 dos 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 de mayo, junio, julio, agosto y septiembre.



2.4.2. 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 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 dos 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 dos 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 las contratadas.

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.

3. ENERGÍA REACTIVA

3.1. Recargo 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 cuociente entre energía reactiva inductiva y energía activa.
- c) Conforme al cuociente anterior y de acuerdo al nivel de tensión del punto de compra, aplicar los cargos por energía reactiva inductiva presentados en el Cuadro 3.1.

Cuadro 3.1:
Cargos aplicables a la Energía Reactiva Inductiva para los sistemas de Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir, según Nivel de Tensión de Punto de Compra

Cuociente entre Energía Reactiva y Energía Activa [%]	Cargo para Tensión superior 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	3,871	0,000	0,000
Sobre 30 y hasta 40	6,969	6,969	0,000
Sobre 40 y hasta 50	6,969	6,969	6,969
Sobre 50 y hasta 80	9,287	9,287	9,287
Sobre 80	11,604	11,604	11,604

Se exceptúa la aplicación de los cargos definidos en Cuadro 3.1 para:

- a) Las horas del período comprendido entre las 00:00 y 08:00 hrs. de cada día, y
- b) Todas las horas de los días domingos o festivos.

3.2. Recargo 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 recargará en un 1% por cada 0,01 en que dicho factor baje de 0,93.

3.3. Facturación de la energía reactiva

El recargo por energía reactiva que se aplique a la facturación de un mes cualquiera, será el más alto que resulte de comparar los recargos calculados de acuerdo con los numerales 3.1 y 3.2 precedentes.

4. PRECIOS DE NUDO APLICABLES A CLIENTES REGULADOS EN ZONAS DE CONCESIÓN DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

Para efecto de la determinación de los precios de nudo a utilizar en las fórmulas tarifarias de concesionarios de servicio público de distribución, según lo establecido en el decreto N° 385, de 2008, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción o el que lo reemplace, se considerarán los precios que resultan de aplicar las fórmulas indicadas en el numeral 1 del artículo 2° del decreto N° 337, de 2008, del mismo ministerio, para cada concesionario y sector de nudo en donde se ubique el cliente de la empresa concesionaria.

Para efectos de la aplicación de lo establecido en el numeral 1, del artículo 2° del decreto N° 337 citado, los precios PNEi y PNPi corresponderán a los explicitados en el numeral 1.1 del presente decreto.

5. 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 las oficinas que se acuerden con la entidad suministradora.

6. 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.

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.