Ministerio de Energía

FIJA PRECIOS A NIVEL DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN EN SISTEMAS MEDIANOS DE PUNTA ARENAS, PUERTO NATALES, PORVENIR Y PUERTO WILLIAMS, Y ESTABLECE PLANES DE EXPANSIÓN EN LOS SISTEMAS SEÑALADOS

Núm. 296.- Santiago, 3 de diciembre de 2010.- Visto:

1. Lo establecido en los artículos 173° y siguientes del D.F.L. N° 4, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fijó el texto refundido, coordinado y sistematizado del D.F.L. N° 1, de 1982, del Ministerio de Minería, Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante e indistintamente "Ley".
2. 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.
3. Lo establecido en el Decreto Supremo N° 229, de fecha 17 de agosto de 2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que aprueba el Reglamento de Valorización y Expansión de los Sistemas Medianos establecidos en la Ley, en adelante e indistintamente "Decreto 229".
4. Lo establecido por la Comisión Nacional de Energía, en adelante la "Comisión", en su Resolución Exenta N° 1.041, de fecha 09 de octubre de 2009.
5. Lo enviado por la Empresa Eléctrica de Magallanes S.A., en adelante e indistintamente la "Empresa" o "EDELMAG", mediante carta EEMG N° 298/2010-G, de fecha 09 de abril de 2010.
6. Lo enviado por la Consultora SYSTEP Ingeniería y Diseños S.A., mediante carta de fecha 04 de mayo de 2010.
7. El Informe Técnico enviado por la Comisión a la Empresa, mediante carta CNE N° 638, de fecha 04 de agosto de 2010.
8. Las observaciones al Informe Técnico enviadas por la Empresa, mediante carta EEMG N° 605/2010-G, de fecha 23 de agosto de 2010.
9. Lo enviado por la Comisión a la Empresa, mediante cartas CNE N° 675, 708 y 748, de fechas 26 de agosto, 15 de septiembre y 08 de octubre, todas del año 2010, respectivamente.
10. Lo informado por la Empresa, señalando su acuerdo al Informe Técnico de la Comisión, mediante carta EEMG N° 750/2010-G, de fecha 26 de octubre de 2010.
11. Lo informado por la Comisión en su CNE. Of. Ord. N° 646, de fecha 12 de noviembre de 2010.
12. Lo establecido en la Resolución N° 1.600, de 2008, de la Contraloría General de la República.

Considerando:

a) 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.
b) Que de conformidad a lo señalado precedentemente, la Comisión dio inicio, con fecha 09 de octubre de 2009, mediante Resolución Exenta N° 1.041, al proceso de realización de los 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 Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó y Hornopirén.
c) Que no se ingresó discrepancia alguna en el Panel de Expertos, relativa al Informe Técnico de los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams que elaboró la Comisión, manifestando la Empresa su acuerdo con el mismo; y
d) Que en consecuencia, se han cumplido todas las etapas y actuaciones previstas en la Ley para que se dicte el Decreto respectivo.

Decreto:

Artículo primero: Fíjanse 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, Porvenir y Puerto Williams. 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 artículo 178° de la Ley, para efectos de las reliquidaciones señaladas en el inciso cuarto del mismo artículo.

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 los niveles de tensión que se indican.

a) 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	35,046
Tres Puentes	13,2	6.785,03	38,013

b) 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	53,324

c) 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	53,600

d) Sistema Puerto Williams

Barra de Retiro	Tensión [kV]	Precio Base de Potencia de punta [$/kW/mes]	Precio Base de Energía [$/kWh]
Puerto Williams	13,2	7.362,72	222,033

1.2 Fórmulas de Indexación

Las fórmulas de indexación aplicables a los precios de nudo en las barras de retiro de los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams son las siguientes:

a) Precio de Nudo de la Potencia de Punta

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

Donde:

DOL_i : Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar en EE.UU., publicado por el Banco Central, correspondiente al segundo mes anterior a aquel mes en que se aplique la indexación, en $/US$.

DOL_0 : Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar en EE.UU., publicado por el Banco Central, correspondiente al mes de Abril de 2010 (520,62 $/US$).

IPC_i : Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al segundo mes anterior a aquel mes en que se aplique la indexación.

IPC_0 : Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al mes de Abril de 2010 (100,86).

TAX_i : Tasa arancelaria aplicable a la importación de equipos electromecánicos a 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 Mayo de 2010 (0,06 °/1).

IPM_i : Índice de Precios al por Mayor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al tercer mes anterior a aquel mes en que se aplique la indexación.

IPM_0 : Índice de Precios al por Mayor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al mes de Marzo de 2010 (106,15).

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

α_{DOL}	0,49900
α_{IPC_P}	0,22200
α_{IPM}	0,27900

b) Precio de Nudo de la Energía

$$\frac{PN_Energía_i}{PN_Energía_0} = \chi_E \cdot \left[\left(\alpha_{IPC_E} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0} + \alpha_{P_{GAS}} \cdot \frac{P_{GASi}}{P_{GAS0}} + \alpha_{P_{DIESEL}} \cdot \frac{P_{DIESELi}}{P_{DIESEL0}}\right) + \left(\alpha_{PPI} \cdot \frac{PPI_i}{PPI_0}\right) \cdot \left(\frac{1+TAX_i}{1+TAX_0}\right) \cdot \left(\frac{DOL_i}{DOL_0}\right)\right] + \chi_P \cdot \left[\alpha_{DOL} \cdot \frac{DOL_i}{DOL_0} \cdot \frac{1+TAX_i}{1+TAX_0} + \alpha_{IPC_P} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0} + \alpha_{IPM} \cdot \frac{IPM_i}{IPM_0}\right]$$

Donde:

χ_E : Ponderador de la componente de costos variables y fijos asociado al precio de la energía.

χ_P : Ponderador de la componente de inversión asociado al precio de la energía.

IPC_i : Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al segundo mes anterior a aquel mes en que se aplique la indexación.

IPC_0 : Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al mes de Abril de 2010 (100,86).

P_{GASi} : Precio vigente del Gas Natural en Punta Arenas, informado por la Empresa, correspondiente al promedio de los últimos 3 meses anteriores a aquel mes en que se aplique la indexación, en $/m^3$.

P_{GAS0} : Precio vigente del Gas Natural en Punta Arenas, informado por la Empresa, correspondiente al promedio del periodo Marzo a Mayo de 2010 (70,919 $/m^3$).

$P_{DIESELi}$: Precio vigente del Petróleo Diesel en Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, según corresponda, informado por la Empresa, correspondiente al promedio de los últimos 6 meses anteriores a aquel mes en que se aplique la indexación, en $/m^3$.

$P_{DIESEL0}$: Precio vigente del petróleo diesel en Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, según corresponda, informado por la Empresa, correspondiente al promedio del periodo Diciembre de 2009 a Mayo de 2010 (358.183,604 $/m^3$, 365.260,604 $/m^3$, 366.734,604 $/m^3$ y 413.344 $/m^3$, respectivamente).

PPI_i : U.S. Producer Price Index (WPUSOP3200 para Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir, y WPU00000000 para Puerto Williams), publicado por el Bureau of Labour Statistics - U.S. Department of Labour, correspondiente al sexto mes anterior a aquel mes en que se aplique la indexación.

PPI_0 : U.S. Producer Price Index (WPUSOP3200 para Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir, y WPU00000000 para Puerto Williams), publicado por el Bureau of Labour Statistics - U.S. Department of Labour, correspondiente al mes de Diciembre de 2009 (157,10 y 178,10, respectivamente).

TAX_i : Tasa arancelaria aplicable a la importación de equipos electromecánicos a la zona franca de extensión de Punta Arenas, correspondiente al mes anterior a aquel mes en que se aplique la indexación, en º/1.

TAX_0 : Tasa arancelaria vigente, aplicable a la importación de equipos electromecánicos en la zona franca de Punta Arenas, correspondiente al mes de Mayo 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 segundo mes anterior a aquel mes en que se aplique la indexación, en $/US$.

DOL_0 : Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar en EE.UU., publicado por el Banco Central, correspondiente al mes de Abril de 2010 (520,62 $/US$).

IPM_i : Índice de Precios al por Mayor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al tercer mes anterior a aquel mes en que se aplique la indexación.

IPM_0 : Índice de Precios al por Mayor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al mes de Marzo de 2010 (106,15).

Los precios de combustibles aplicables en la fórmula de indexación del precio de nudo de la energía, referido a los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, serán los costos que informe la Empresa a la Comisión, netos de IVA.

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

a) Sistema Punta Arenas

Ponderador	Barra	
	Punta Arenas	Tres Puentes
X_E	0,95313	0,87980
X_P	0,04687	0,12020

α_{IPC_E}	0,19587
α_{PGAS}	0,67148
$\alpha_{PDIESEL}$	0,00000
α_{PPI}	0,13265
α_{DOL}	0,49900
α_{IPC_P}	0,22200
α_{IPM}	0,27900

b) Sistema Puerto Natales

Ponderador	Barra
	Puerto Natales
X_E	0,73294
X_P	0,26706

α_{IPC_E}	0,35512
α_{PGAS}	0,48227
$\alpha_{PDIESEL}$	0,00906
α_{PPI}	0,15355
α_{DOL}	0,49900
α_{IPC_P}	0,22200
α_{IPM}	0,27900

c) Sistema Porvenir

Ponderador	Barra
	Porvenir
X_E	0,78691
X_P	0,21309

α_{IPC_E}	0,34059
α_{PGAS}	0,50254
$\alpha_{PDIESEL}$	0,00470
α_{PPI}	0,15217
α_{DOL}	0,49900
α_{IPC_P}	0,22200
α_{IPM}	0,27900

d) Sistema Puerto Williams

Ponderador	Barra
	Puerto Williams
X_E	0,77565
X_P	0,22435

α_{IPC_E}	0,28700
α_{PGAS}	0,00000
$\alpha_{PDIESEL}$	0,65550
α_{PPI}	0,05750
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 de punta 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. En aquellos casos en que alguno de los índices dejase de estar vigente, la Comisión propondrá mediante un informe técnico dirigido al Ministerio de Energía el nuevo índice que mejor lo reemplace.

Sin perjuicio de lo anterior, las fórmulas de indexación se aplicarán según lo dispuesto en el artículo 172° de la Ley.

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 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 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 del sistema eléctrico

En los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, 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 sábado, domingo y festivos inmediatamente anteriores o siguientes a un día laboral festivo en dichos meses. El resto de las horas del año serán fuera de punta.

En los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, 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 del día comprendido entre las 17:00 y las 22:00 horas durante 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. El resto de las horas del año serán fuera de punta.

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

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

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 siguiente, 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 siguientes dos casos:

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 siguientes dos 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 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 en ese mes un precio igual al doble del estipulado.
- De manera similar, si en cualquier mes la demanda máxima registrada de una empresa compradora, excede las sumas de las potencias contratadas con diferentes suministradores, este exceso de potencia será prorrateado entre las empresas vendedoras, en proporción a las potencias contratadas que el cliente tenga con cada una de ellas, quienes podrán aplicar en ese mes, a la proporción del exceso que les corresponda, un precio igual al doble del estipulado.
- Adicionalmente, si la potencia de contrato es excedida en más de 2 días, en el período de vigencia de la potencia contratada, la empresa vendedora podrá obligar a la empresa compradora a recontratar potencia en forma inmediata por un monto igual a la suma de la potencia contratada vigente, del exceso registrado y del crecimiento de la demanda máxima correspondiente verificada en el último año, siempre que este crecimiento sea positivo.
- Igualmente, si la suma de las potencias contratadas por una empresa compradora con los diferentes suministradores, es excedida en más de 2 días en el período de vigencia de las potencias contratadas, la empresa compradora estará obligada a recontratar potencia en forma inmediata por un monto igual a la suma de las potencias contratadas vigentes con los diferentes suministradores, del exceso registrado y del crecimiento de la demanda máxima verificada en el último año, siempre que este crecimiento sea positivo.
- En todo caso, la empresa vendedora no estará obligada a suministrar más potencia que 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 recontratación obligada, y la potencia de contrato. El crecimiento registrado se obtendrá como la diferencia entre dicha demanda máxima leída y la mayor demanda máxima leída ocurrida en el período de vigencia anterior. El período máximo de vigencia de la potencia recontratada será de 12 meses. Los clientes podrán recontratar una nueva potencia con la respectiva empresa suministradora la que regirá por un plazo mínimo de un año. Durante dicho período los clientes no podrán disminuir su potencia contratada sin el acuerdo de la empresa suministradora. Al término de la vigencia anual del contrato los clientes podrán recontratar la potencia.

3 ENERGIA 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 correspondientes. Los valores de cargos por energía reactiva inductiva a emplear corresponderán a los establecidos en el punto referido a energía reactiva para el Sistema Interconectado del Norte Grande en el Decreto de Precios de Nudo que se encuentre vigente.

Se exceptúa la aplicación de los cargos por energía reactiva inductiva para:

1. Las horas del período comprendido entre las 00:00 y 08:00 hrs. de cada día, y
2. 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 Supremo 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 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 Comprendidas
EDELMAG	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:

$$Pe = \sum_{i=1}^{n} Ni \cdot PNEi$$

$$Pp = \sum_{i=1}^{n} Ni \cdot PNPi$$

en que:

Pe : Precio de nudo de la energía correspondiente al cliente de acuerdo al sector en que éste se ubica, [$/kWh].

Pp : Precio de nudo de la potencia correspondiente al cliente de acuerdo al sector en que éste se ubica, [$/kW/mes].
PNEi : Precio de nudo de la energía para la barra de retiro i, explicitado en el artículo uno, numeral 1.1 del presente Decreto, [$/kWh].
PNPi : Precio de nudo de la potencia de punta para la barra de retiro i, explicitado en el artículo uno, numeral 1.1 del presente Decreto, [$/kW/mes].
Ni : Proporción del aporte de electricidad considerado para la barra de retiro i.
n : Número de barras de retiro consideradas en la determinación de los precios Pe y Pp correspondientes al cliente de acuerdo al sector en que éste se encuentra.

A continuación se indican los valores del parámetro Ni en cada una de las barras de retiro consideradas para efectos de representar los costos de generación-transporte en su estructura de precios a nivel de distribución.

Empresa	Sector de Nudo	Sistema Mediano	Barra de Retiro	Ni [p.u.]
EDELMAG	1	Punta Arenas	Punta Arenas	0,524
EDELMAG	1	Punta Arenas	Tres Puentes	0,320
EDELMAG	1	Puerto Natales	Puerto Natales	0,088
EDELMAG	1	Porvenir	Porvenir	0,056
EDELMAG	1	Puerto Williams	Puerto Williams	0,012

El parámetro Ni será actualizado por la Comisión, en abril de cada año, con ocasión de la actualización de índices a que se refiere el artículo uno, numeral 1.2 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.

Artículo Segundo: Determínase la construcción de las obras de generación y transmisión que se indican y fíjense las siguientes condiciones para su ejecución.

1. EXPANSIÓN SISTEMA PUNTA ARENAS

Para el Sistema Punta Arenas, la empresa EDELMAG será responsable de la ejecución y construcción de las obras de transmisión que a continuación se indican:

Entrada en Operación	Tipo de Instalación	Descripción
Enero-2012	Patio 66 PA	Patio 66 kV en SE Punta Arenas
Enero-2012	Patio 66 TP	Patio 66 kV en SE Tres Puentes
Enero-2012	Al-PA	Cabecera Alimentador en SE Punta Arenas
Enero-2012	Al-TP	Cabecera Alimentador en SE Tres Puentes

2. EXPANSIÓN SISTEMA PUERTO NATALES

Para el Sistema Puerto Natales, la empresa EDELMAG será responsable de la ejecución y construcción de las obras de generación que a continuación se indican:

Entrada en Operación	Potencia [kW] (*)	Tipo	Combustible
Enero-2012	1.816	Motor a Gas	Gas Natural
Enero-2013	504	Motor Diesel	Diesel

(*) = La capacidad instalada de generación deberá ser a lo menos la indicada en la presente tabla.

3. EXPANSIÓN SISTEMA PORVENIR

Para el Sistema Porvenir, la empresa EDELMAG será responsable de la ejecución y construcción de la obra de generación que a continuación se indica:

Entrada en Operación	Potencia [kW] (*)	Tipo	Combustible
Enero-2012	1.131	Motor a Gas	Gas Natural

(*) = La capacidad instalada de generación deberá ser a lo menos la indicada en la presente tabla.

4. INICIO DE CONSTRUCCIÓN

Las obras de generación y transmisión que deban comenzar su operación a partir del año 2012 en adelante, deberán dar inicio a la construcción a lo menos 6 meses antes de la fecha de entrada en operación que establece el presente Decreto.

5. AUDITORÍA DE LA EJECUCIÓN Y CONSTRUCCIÓN

A más tardar 30 días después de que entre en operación cada uno de los proyectos identificados en el presente artículo, la empresa EDELMAG deberá informar a la Comisión Nacional de Energía y a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, los resultados de la auditoría técnica que ésta contrate, para certificar el cabal cumplimiento de las exigencia del plan de expansión que establece el presente Decreto.

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 atte. a Ud., Sergio del Campo F., Subsecretario de Energía.

FIJA PRECIOS A NIVEL DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN EN SISTEMAS MEDIANOS DE AYSÉN, PALENA Y GENERAL CARRERA, Y ESTABLECE PLANES DE EXPANSIÓN EN LOS SISTEMAS SEÑALADOS

Núm. 298.- Santiago, 3 de diciembre de 2010.- Visto:

1. Lo establecido en los artículos 173° y siguientes del D.F.L. N° 4, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fijó el texto refundido, coordinado y sistematizado del D.F.L. N° 1, de 1982, del Ministerio de Minería, Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante e indistintamente “Ley”.
2. 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.
3. Lo establecido en el Decreto Supremo N° 229, de fecha 17 de agosto de 2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que aprueba el Reglamento de Valorización y Expansión de los Sistemas Medianos establecidos en la Ley, en adelante e indistintamente “Decreto 229”.
4. Lo establecido por la Comisión Nacional de Energía, en adelante la “Comisión”, en su Resolución Exenta N° 1041, de fecha 09 de octubre de 2009.
5. Lo enviado por la Empresa Eléctrica de Aisén S.A., en adelante e indistintamente la “Empresa” o “EDELAYSÉN”, mediante carta N° 420309, de fecha 16 de marzo de 2010.
6. El Informe Técnico enviado por la Comisión a la Empresa, mediante carta CNE N° 567, de fecha 16 de junio de 2010.
7. Las observaciones al Informe Técnico enviadas por la Empresa, mediante carta N° 455110, de fecha 05 de julio de 2010.
8. Lo enviado por la Comisión, mediante cartas CNE N° 606, 636 y 670, de fechas 08 de julio, 03 de agosto y 24 de agosto, todas del año 2010, respectivamente.
9. Lo informado por la Empresa, señalando su acuerdo al Informe Técnico de la Comisión, mediante carta N° 476886, de fecha 10 de septiembre de 2010.
10. Lo propuesto por el Ministerio de Energía a través de su OF. ORD. N° 1373, de fecha 08 de octubre de 2010, en relación a lo establecido en el Informe Técnico Definitivo del Sistema Mediano de Cochamó.
11. Lo enviado por la Comisión a la Empresa, mediante carta CNE N° 763, de fecha 15 de octubre de 2010.