(IdDO 920610)

EXTRACTO DE RESOLUCIÓN N°2.817 EXENTA, DE 2015, QUE PROHÍBE CIRCULACIÓN DE VEHÍCULOS MOTORIZADOS EN DÍA QUE SEÑALA

Resolución exenta N° 2.817, de 12 de junio de 2015, de la Secretaría Regional Ministerial de Transportes y Telecomunicaciones de la Región Metropolitana, que produce efectos desde su fecha de dictación, prohíbe el día 13 de junio del presente año, por episodio crítico de alerta ambiental por material particulado respirable MP10, la circulación de vehículos motorizados, sin sello verde, de cuatro o más ruedas que se señalan en el presente cuadro, según tipo o servicio y último dígito de placa patente, en los horarios y perímetros que se indican, encontrándose exceptuados de esta prohibición todos los vehículos aludidos en el resuelvo N° 3° de la resolución exenta N° 1.315, de 2015, de esta Secretaría Regional Ministerial.

TIPO DE VEHÍCULO	DÍGITOS	HORARIO	PERÍMETRO
- Automóviles, Station Wagons y similares de transporte particular de personas.	9 - 0	Entre las 07:30 hrs. y las 21:00 hrs.	Provincia de Santiago más las comunas de San Bernardo y Puente Alto.
- Buses rurales, buses y minibuses aeropuertos y buses interurbanos (Excepto los que cumplan con el ruteo definido en la Resolución Exenta Nº 82/2001 de esta Seremitt, o bien, circulen por las vías autorizadas, conforme el certificado de inscripción en el Registro Nacional de Servicios de Transporte de Pasajeros.), vehículos de transporte privado remunerado de pasajeros.	9 - 0	Entre las 10:00 hrs. y las 16:00 hrs.	
- Transporte de Carga	9 - 0	Entre las 10:00 hrs. y las 18:00 hrs.	Área interior delimitada por el Anillo Américo Vespucio.

Matías Salazar Zegers, Secretario Regional Ministerial de Transportes y Telecomunicaciones Región Metropolitana.

(IdDO 920615)

EXTRACTO DE RESOLUCIÓN N° 2.818 EXENTA, DE 2015, QUE PROHÍBE CIRCULACIÓN DE VEHÍCULOS MOTORIZADOS EN DÍA QUE INDICA

Resolución exenta N° 2.818, de 13 de junio de 2015, de la Secretaría Regional Ministerial de Transportes y Telecomunicaciones de la Región Metropolitana, que produce efectos desde su fecha de dictación, prohíbe el día 14 de junio del presente año, por episodio crítico de alerta ambiental por material particulado respirable MP10, la circulación de vehículos motorizados, sin sello verde, de cuatro o más ruedas que se señalan en el presente cuadro, según tipo o servicio y último dígito de placa patente, en los horarios y perímetros que se indican, encontrándose exceptuados de esta prohibición todos los vehículos aludidos en el resuelvo N° 3° de la resolución exenta N° 1.315, de 2015, de esta Secretaría Regional Ministerial.

TIPO DE VEHÍCULO	DÍGITOS	HORARIO	PERÍMETRO
- Automóviles, Station Wagons y similares de transporte particular de personas.	1 - 2	Entre las 07:30 hrs. y las 21:00 hrs.	Provincia de Santiago más las comunas de San Bernardo y Puente Alto.
- Buses rurales, buses y minibuses aeropuertos y buses interurbanos (Excepto los que cumplan con el ruteo definido en la Resolución Exenta Nº 82/2001 de esta Seremitt, o bien, circulen por las vías autorizadas, conforme el certificado de inscripción en el Registro Nacional de Servicios de Transporte de Pasajeros.), vehículos de transporte privado remunerado de pasajeros.	1 - 2	Entre las 10:00 hrs. y las 16:00 hrs.	
- Transporte de Carga	1 - 2	Entre las 10:00 hrs. y las 18:00 hrs.	Área interior delimitada por el Anillo Américo Vespucio.

Matías Salazar Zegers, Secretario Regional Ministerial de Transportes y Telecomunicaciones Región Metropolitana.

SUBSECRETARÍA DE TRANSPORTES

(IdDO 920608)

EXTRACTO DE RESOLUCIÓN N°1.247 EXENTA, DE 2015

Por resolución exenta N° 1.247, de 28 de mayo de 2015, del Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones, se establecen Estándares Técnicos, de Operación y de Acreditación de los Sistemas Tecnológicos de Localización Automática de Vehículos (AVL) y se establecen las Condiciones de Entrega de Datos e Información Contenida o Proveniente de Dichos Sistemas. Texto íntegro de la resolución exenta N° 1.247 de 2015, se encuentra disponible en el sitio web www.dtpr.gob.cl.- Andrés Gómez-Lobo Echenique, Ministro de Transportes y Telecomunicaciones.

Ministerio de Energía

(IdDO 920456)

FIJA PRECIOS DE NUDO PARA SUMINISTROS DE ELECTRICIDAD

Núm. 14 T.- Santiago, 30 de abril de 2015.

Vistos:

Lo dispuesto en los artículos 32 Nº 6 y 35 de la Constitución Política de la República de Chile; en el DL Nº 2.224, de 1978, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía; los artículos 102°, 131°, 134°, 135°, 147°, 155°, 162°, 168° y 171° del DFL Nº 4/20.018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado del DFL Nº 1, del Ministerio de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica, en adelante e indistintamente la "Ley"; en el decreto supremo Nº 244, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2005, que aprueba Reglamento para Medios de Generación No Convencionales y Pequeños Medios de Generación establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos; en el decreto supremo Nº 86, del Ministerio de Energía, de 2012, que aprueba Reglamento para la Fijación de Precios de Nudo; en el decreto supremo Nº 14, del Ministerio de Energía, de 2012, que Fija Tarifas de Sistemas de Subtransmisión y de Transmisión Adicional y sus fórmulas de indexación, en adelante "Decreto 14"; en el artículo primero del decreto supremo Nº 1T, del Ministerio de Energía, de 2012, que fija Fórmulas Tarifarias Aplicables a los Suministros Sujetos a Precios Regulados que se señalan, efectuados por las empresas concesionarias de distribución que indica, en adelante "Decreto 1T"; en el decreto supremo Nº 2T, de 2013, del Ministerio de Energía, que fija peajes de distribución aplicables al servicio de transporte que presten las empresas concesionarias de servicio público de distribución que señala; en el decreto supremo Nº 8T, de 2013, del Ministerio de Energía, que fija precios de servicios no consistentes en suministros de energía, asociados a la distribución eléctrica; en el decreto supremo Nº 4T, del Ministerio de Energía, de 2013, que fija precios de nudo para suministro de electricidad, en adelante "Decreto 4T"; en la resolución exenta Nº 223, de fecha 29 de abril de 2015, de la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente la "Comisión"; en la resolución exenta Nº 321, de fecha 21 de julio de 2014, modificada por la resolución exenta Nº 586, de fecha 17 de noviembre de 2014, ambas de la Comisión, que dicta Norma Técnica con exigencias de seguridad y calidad de servicio para el Sistema Interconectado del Norte Grande y para el Sistema Interconectado Central; en el decreto Nº 106, de fecha 27 de enero de 2015, del Ministerio del Interior y Seguridad Pública, que Extiende Horario de Verano establecido en los decretos supremos números 1.489, de 1970 y 1.142 de 1980, ambos del Ministerio del Interior; en lo informado por la Comisión en sus oficios CNE Of. Ord. Nº 37, de fecha 26 de enero de 2015, CNE Of. Ord. Nº 159, de fecha 15 de abril de 2015, rectificado por los oficios CNE Of. Ord. Nº 183, de fecha 29 de abril de 2015, y CNE Of. Ord. Nº 286, de fecha 24 de junio de 2015; y lo establecido en la resolución Nº 1.600, de 2008, de la Contraloría General de la República,

Decreto:

Artículo primero: Fíjanse los siguientes precios de nudo, sus fórmulas de indexación y las condiciones de aplicación de los mismos, para los suministros de electricidad a que se refiere el número 3 del artículo 147° de la ley, que se efectúen desde las subestaciones de generación-transporte que se señalan. Estos precios se aplicarán desde la publicación del presente decreto en el Diario Oficial, sin perjuicio

de su entrada en vigencia a contar del 1° de mayo 2015, conforme a lo dispuesto en el inciso final del artículo 171° de la ley, para efectos de las reliquidaciones señaladas en el inciso tercero del mismo artículo.

1 PRECIOS DE NUDO

1.1. Precios básicos de nudo en subestaciones troncales.

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

a) Sistema Interconectado del Norte Grande

Subestación Troncal	Tensión [kV]	Precio Base de la Potencia de punta [$/kW/mes]	Precio Base de la Energía [$/kWh]
Tarapacá	220	5.604,67	35,978
Lagunas	220	5.338,29	34,565
Crucero	220	5.184,01	33,719
Encuentro	220	5.168,53	33,662
Atacama	220	5.304,12	34,265

b) Sistema Interconectado Central

Subestación Troncal	Subsistema SIC	Tensión [kV]	Precio Base de la Potencia de punta [$/kW/mes]	Precio Base de la Energía [$/kWh]
Diego de Almagro	Norte	220	6.154,02	26,277
Carrera Pinto	Norte	220	6.434,64	26,151
Cardones	Norte	220	8.330,70	33,715
Maitencillo	Norte	220	8.285,77	32,716
Punta Colorada	Centro-Sur	220	4.638,45	46,843
Pan de Azúcar	Centro-Sur	220	4.869,70	48,478
Los Vilos	Centro-Sur	220	5.029,39	49,507
Nogales	Centro-Sur	220	5.110,28	49,901
Quillota	Centro-Sur	220	5.147,09	50,456
Polpaico	Centro-Sur	220	5.184,94	50,310
Lampa	Centro-Sur	220	5.401,15	52,146
Cerro Navia	Centro-Sur	220	5.302,12	51,717
Chena	Centro-Sur	220	5.281,38	51,692
Candelaria	Centro-Sur	220	5.222,79	49,931
Colbún	Centro-Sur	220	4.895,10	46,647
Alto Jahuel	Centro-Sur	220	5.233,16	51,299
Melipilla	Centro-Sur	220	5.233,16	51,859
Rapel	Centro-Sur	220	5.149,68	51,157
Itahue	Centro-Sur	220	5.086,43	50,143
Ancoa	Centro-Sur	220	5.033,02	49,099
Charrúa	Centro-Sur	220	4.109,06	43,458
Lagunillas	Centro-Sur	220	4.120,47	42,867
Hualpén	Centro-Sur	220	4.094,03	42,898
Temuco	Centro-Sur	220	4.187,36	44,603
Ciruelos	Centro-Sur	220	4.255,80	46,964
Valdivia	Centro-Sur	220	4.329,94	51,299
Rahue	Centro-Sur	220	4.317,50	51,294
Puerto Montt	Centro-Sur	220	4.389,05	52,681

1.2. Fórmulas de indexación

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

a) Subestaciones troncales del Sistema Interconectado del Norte Grande

Precio por potencia de la subestación troncal:

$$Pb = Pb_0 \cdot \left[\frac{DOL_i}{DOL_o} \cdot \left(Coef1 \cdot \frac{PPIturb_i}{PPIturb_o} + Coef2 \cdot \frac{PPI_i}{PPI_o}\right) + Coef3 \cdot \frac{IPC_i}{IPC_o}\right]$$

Sistema	Barra	Potencia [MW]	Pb_0 [$/kW/mes]	PPIturb COEF 1	PPI COEF 2	IPC COEF 3
SING	Lagunas	70	5.338,29	0,49096	0,10539	0,40365

Precio de la energía de la subestación troncal:

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

b) Subestaciones troncales del Sistema Interconectado Central

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

$$Pb = Pb_0 \cdot \left[\frac{DOL_i}{DOL_o} \cdot \left(Coef1 \cdot \frac{PPIturb_i}{PPIturb_o} + Coef2 \cdot \frac{PPI_i}{PPI_o}\right) + Coef3 \cdot \frac{IPC_i}{IPC_o}\right]$$

Subsistema	Barra	Potencia [MW]	Pb_0 [$/kW/mes]	PPIturb COEF 1	PPI COEF 2	IPC COEF 3
SIC Norte	Diego de Almagro	70	6.154,02	0,39836	0,23017	0,37147

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

$$Pb = Pb_0 \cdot \left[\frac{DOL_i}{DOL_o} \cdot \left(Coef1 \cdot \frac{PPIturb_i}{PPIturb_o} + Coef2 \cdot \frac{PPI_i}{PPI_o}\right) + Coef3 \cdot \frac{IPC_i}{IPC_o}\right]$$

Subsistema	Barra	Potencia [MW]	Pb_0 [$/kW/mes]	PPIturb COEF 1	PPI COEF 2	IPC COEF 3
SIC Centro-Sur	Polpaico	70	5.184,94	0,46289	0,13622	0,40089

Precio de la energía de la subestación troncal:

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

En estas fórmulas:

Pb	:	Precio básico de la potencia actualizado en $/kW/mes.
Pb_o	:	Precio base del precio básico de la potencia en $/kW/mes.
DOL_i	:	Dólar observado EEUU promedio publicado por el banco central correspondiente al mes anterior al cual se registra la indexación.
IPC_i	:	Índice de precio al consumidor publicado por el INE para el segundo mes anterior al cual se registre la indexación.
$PPIturb_i$	:	Producer Price Index Industry Data: Turbine & Turbine Generator Set Unit Mfg publicados por el Bureau of Labor Statistics (www.bls.gov, PCU333611333611) correspondiente al sexto mes anterior al cual se registre la indexación.
PPI_i	:	Producer Price Index - Commodities publicados por el Bureau of Labor Statistics (www.bls.gov, WPU00000000) correspondiente al sexto mes anterior al cual se registre la indexación.
DOL_o	:	Dólar observado EEUU promedio del mes de marzo de 2015 publicado por el Banco Central (628,50 [$/US$]).
IPC_o	:	Valor de índice de precio al consumidor correspondiente al mes de febrero de 2015 publicado por el INE (106,68). IPC determinado, en conformidad a lo estipulado en el Informe "Empalme de las Series del IPC y Factor de Reajustabilidad" publicado en enero 2014 por el Instituto Nacional de Estadísticas.
$PPIturb_o$	:	Producer Price Index Industry Data: Turbine & Turbine Generator Set Unit Mfg, publicados por el Bureau of Labor Statistics (www.bls.gov, PCU333611333611) correspondiente al mes de octubre de 2014 (223,2).
PPI_o	:	Producer Price Index - Commodities publicados por el Bureau of Labor Statistics (www.bls.gov, WPU00000000) correspondiente al mes de octubre de 2014 (203,4).
PMM_{1i}, PMM_{2i}	:	Precio Medio de Mercado determinado con los precios medios de los contratos de clientes libres y suministro de largo plazo de las empresas distribuidoras según corresponda, informados a la Comisión Nacional de Energía, por las empresas generadoras del Sistema Interconectado del Norte Grande y del Sistema Interconectado Central, respectivamente. Ambos correspondientes a la ventana de cuatro meses, que finaliza el tercer mes anterior a la fecha de publicación de este precio, expresado en [$/kWh].
PMM_{10}, PMM_{20}	:	Precio Medio de Mercado determinado con los precios medios de los contratos de clientes libres y suministro de largo plazo de las empresas distribuidoras según corresponda, informados a la Comisión Nacional de Energía, por las empresas generadoras del Sistema Interconectado del Norte Grande y del Sistema Interconectado Central, respectivamente. Ambos correspondientes a la ventana de cuatro meses, que incluye los meses de noviembre 2014 a febrero de 2015 (PMM_{10}: 57,006 [$/kWh], PMM_{20}: 62,228 [$/kWh]).

A más tardar dentro de los primeros cinco días siguientes a la fecha en que se registre la indexación, la Comisión publicará en su sitio de dominio electrónico el valor de PMM_{1i} y PMM_{2i}.
Los precios medios de los contratos considerados en el cálculo de PMM_{1i} y PMM_{2i}, serán indexados mediante el IPC correspondiente al mes anterior al que se registre la indexación.
Las fórmulas de indexación se aplicarán según lo dispuesto en el artículo 172° de la ley.

2 PRECIOS DE NUDO EN SUBESTACIONES DISTINTAS A LAS SUBESTACIONES TRONCALES

Los precios de nudo en niveles de tensión diferentes a los señalados en el numeral 1.1 del presente artículo se determinarán incrementando los precios de la energía y de la potencia de punta de la subestación troncal que corresponda conforme se establece en el decreto 14.
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 14.
PNP_SP : Precio de nudo de potencia en la subestación primaria determinado conforme lo establecido en el decreto 14.
CBLPDx : Cargo de transporte de la potencia mediante líneas en tensión de distribución.
km : Longitud total en kilómetros de las líneas en tensión de distribución desde la subestación primaria hasta el punto de suministro de la empresa distribuidora.

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

Sistema	CBLPDx [$/kW/mes/km]
Interconectado del Norte Grande	105,04
Interconectado Central	139,12

2.1 Indisponibilidad de generación y transmisión

Las indisponibilidades de generación y transmisión se sujetarán a lo establecido en la resolución exenta Nº 321 de fecha 21 de julio de 2014, modificada por la resolución exenta Nº 586, de fecha 17 de noviembre de 2014, ambas de la Comisión, que dicta Norma Técnica con exigencias de seguridad y calidad de servicio para el Sistema Interconectado del Norte Grande y para el Sistema Interconectado Central.

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 Nº 244 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2005, corresponderán al precio de nudo de la subestación troncal más cercana. A estos efectos, la subestación troncal más cercana corresponderá a la que se encuentre a la mínima distancia eléctrica entre el punto de inyección y la barra troncal respectiva, determinada por la Dirección de Peajes del CDEC respectivo.

3 DEFINICIONES

3.1 Cliente

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

3.2 Entrega y medida

Cuando la medida se efectúe a una tensión o en un punto diferente al de entrega, la medida se afectará por un coeficiente que, tomando en consideración las pérdidas, las refiera a la tensión y punto de entrega. Si el suministro se entrega a través de líneas de terceros, serán de cargo del cliente los pagos en que se incurra por este concepto.
Si un mismo cliente recibe suministro en dos o más puntos de entrega, cada uno será facturado por separado a los precios de nudo en la subestación de generación-transporte correspondiente.

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

3.3.1 Sistema Interconectado del Norte Grande

En el Sistema Interconectado del Norte Grande, para efectos de las disposiciones establecidas en el presente decreto, se entenderá por horas de punta el período del día comprendido entre las 18:00 y las 23:00 horas 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. Durante el período comprendido entre el día de inicio de la vigencia del presente decreto y hasta 30 días hábiles siguientes contados desde su publicación en el Diario Oficial, se considerará por horas de punta el período del día comprendido entre las 19:00 y las 24:00 horas.
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 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. Durante el período comprendido entre el día de inicio de la vigencia del presente decreto y 30 días hábiles siguientes contados al de su publicación en el Diario Oficial, se considerará por horas de punta el período del día comprendido entre las 19:00 y las 24:00 horas.

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.

3.3.3 Reprogramación de Medidores Eléctricos

La reprogramación de medidores a que diese lugar lo dispuesto en los numerales 3.3.1 y 3.3.2 precedentes, para los efectos de las disposiciones establecidas en el decreto 1T, efectuados por las empresas concesionarias de distribución así como en el decreto Nº 2T, de 2013, del Ministerio de Energía, que fija peajes de

distribución aplicables al servicio de transporte que presten las empresas concesionarias de servicio público de distribución que señala, deberá realizarse mediante el servicio "Y" establecido en el decreto supremo Nº 8T, de 2013, del Ministerio de Energía, que fija precios de servicios no consistentes en suministros de energía, asociados a la distribución eléctrica.

4 DEMANDA MÁXIMA

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

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

1. Demanda máxima leída
2. Potencia contratada

En el caso que un cliente no opte por uno de los sistemas de facturación mencionados, la empresa vendedora le aplicará el sistema de facturación de demanda máxima leída. En todo caso, para los efectos de calcular la demanda de facturación que se señala en el numeral 4.1.1 del presente artículo, la empresa vendedora considerará el promedio de las dos más altas demandas máximas leídas, en horas de punta o fuera de punta según corresponda, en los últimos 12 meses, incluido el mes que se factura, independientemente que en algunos de estos meses el cliente hubiere tenido otro suministrador. Si el cliente tuviere simultáneamente potencias contratadas con otros suministradores, estas potencias se restarán de la demanda de facturación calculada como se indicó anteriormente. Si el cliente estuviere acogido al sistema de demanda máxima leída con varios suministradores simultáneamente, la demanda de facturación será prorrateada entre todos ellos en función de las potencias firmes que 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.
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 recontratar potencia en forma inmediata por un monto igual a la suma de la potencia contratada vigente, del exceso registrado y del crecimiento de la demanda máxima correspondiente verificada en el último año, siempre que este crecimiento sea positivo.
Igualmente, si la suma de las potencias contratadas por una empresa compradora con los diferentes suministradores, es excedida en más de 2 días en el período de vigencia de las potencias contratadas, la empresa compradora estará obligada a recontratar potencia en forma inmediata por un monto igual a la suma de las potencias contratadas vigentes con los diferentes suministradores, del exceso registrado y del crecimiento de la demanda máxima verificada en el último año, siempre que este crecimiento sea positivo.
En todo caso, la empresa vendedora no estará obligada a suministrar más potencia que la contratada.
Se entenderá por exceso registrado a la diferencia entre la mayor demanda máxima leída, ocurrida en el período de vigencia hasta el momento en que se efectúa recontratación obligada, y la potencia de contrato. El crecimiento registrado se obtendrá como la diferencia entre dicha demanda máxima leída y la mayor demanda máxima leída ocurrida en el período de vigencia anterior. El período máximo de vigencia de la potencia recontratada será de 12 meses. Los clientes podrán recontratar una nueva potencia con la respectiva empresa suministradora, la que regirá por un plazo mínimo de un año. Durante dicho período los clientes no podrán disminuir su potencia contratada sin el acuerdo de la empresa suministradora. Al término de la vigencia anual del contrato, los clientes podrán recontratar la potencia.

5 ENERGÍA REACTIVA

5.1 Cargo por factor de potencia

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

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

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

Cuociente entre Energía Reactiva Inductiva y Energía Activa [%]	Cargo para Tensión mayor a 100 kV [$/kVArh]	Cargo para Tensión entre 100 kV y 30 kV [$/kVArh]	Cargo para Tensión menor a 30 kV [$/kVArh]
Desde 0 y hasta 20	0	0	0
Sobre 20 y hasta 30	5,816	0	0
Sobre 30 y hasta 40	10,473	10,473	0
Sobre 40 y hasta 50	10,473	10,473	10,473
Sobre 50 y hasta 80	13,956	13,956	13,956
Sobre 80	17,438	17,438	17,438

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 Inductiva y Energía Activa [%]	Cargo para Tensión mayor a 100 kV [$/kVArh]	Cargo para Tensión entre 100 kV y 30 kV [$/kVArh]	Cargo para Tensión menor a 30 kV [$/kVArh]
Desde 0 y hasta 20	0	0	0
Sobre 20 y hasta 30	5,866	0	0
Sobre 30 y hasta 40	10,562	10,562	0
Sobre 40 y hasta 50	10,562	10,562	10,562
Sobre 50 y hasta 80	14,075	14,075	14,075
Sobre 80	17,588	17,588	17,588

La aplicación de los cargos presentados en los cuadros 5.1.1 y 5.1.2, se deberá realizar considerando el desglose del cuociente entre la energía reactiva inductiva y energía activa, para cada uno de los tramos indicados. Así, en caso de que dicho cuociente 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 cuociente.
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 CDEC respectivo deberá realizar un balance horario que permita identificar el consumo de energía activa y reactiva al cual se deben aplicar los cargos presentados en los cuadros 5.1.1 y 5.1.2, según corresponda.

5.2 Cargo por factor de potencia medio mensual

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

5.3 Facturación de la energía reactiva

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

6 CARGO ÚNICO SISTEMA DE TRANSMISIÓN TRONCAL

En virtud de lo establecido en el artículo 102°, el cargo único (CU) a aplicar en cada sistema eléctrico será el siguiente:

Sistema	CU 2 [$/kWh]
Interconectado del Norte Grande	1,864
Interconectado Central	0,730

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 define en el cuadro siguiente:

Sistema	CU 15 [$/kWh]
Interconectado del Norte Grande	1,341
Interconectado Central	0,000

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: Establézcanse, 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 133° inciso cuarto de la ley y para efectos de la comparación de los precios promedio de energía que se deban traspasar a los clientes finales de conformidad al artículo 157° de la ley, los siguientes factores de modulación de referencia:

Subestación Troncal	Tensión [kV]	Factor de Modulación para Energía [p.u.]	Factor de Modulación para Potencia [p.u.]
Tarapacá	220	0,7151	0,5787
Lagunas	220	0,6870	0,5513
Crucero	220	0,6702	0,5353
Encuentro	220	0,6691	0,5337
Atacama	220	0,6811	0,5477
Diego de Almagro	220	0,5223	0,4184
Carrera Pinto	220	0,5198	0,4374
Cardones	220	0,6701	0,5662
Maitencillo	220	0,6503	0,5632
Punta Colorada	220	0,9311	0,8946
Pan de Azúcar	220	0,9636	0,9392
Las Palmas	220	0,9693	0,9505
Los Vilos	220	0,9841	0,97
Nogales	220	0,9919	0,9856
Quillota	220	1,0029	0,9927
Polpaico	220	1,0000	1,0000
Polpaico	500	1,0021	1,0030
Lampa	220	1,0365	1,0417
Chena	220	1,0275	1,0186
Cerro Navia	220	1,0280	1,0226
Melipilla	220	1,0308	1,0093
Rapel	220	1,0168	0,9932
El Rodeo	220	1,0210	1,0105
Alto Jahuel	220	1,0197	1,0093
Alto Jahuel	500	1,0128	1,0010
Candelaria	220	0,9925	1,0073
Maipo	220	0,9878	1,0052
Colbún	220	0,9272	0,9441
Ancoa	220	0,9759	0,9707
Ancoa	500	0,9838	0,9797
Itahue	220	0,9967	0,981
Charrúa	220	0,8638	0,7925
Charrúa	500	0,8650	0,7936
Hualpén	220	0,8527	0,7896
Lagunillas	220	0,8521	0,7947
Esperanza	220	0,8728	0,8000
Cautín	220	0,8848	0,8057
Temuco	220	0,8866	0,8076
Ciruelos	220	0,9335	0,8208
Valdivia	220	1,0197	0,8351
Rahue	220	1,0196	0,8327
Puerto Montt	220	1,0471	0,8465

Para determinar los precios en los puntos de suministro a que se refiere el inciso primero de este artículo, para cada punto de oferta, se deberá ponderar el precio de potencia en el respectivo punto de oferta por el cociente entre el factor de modulación asociado al punto de 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.

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

1. Precios de nudo de largo plazo

1.1 Precios de energía de largo plazo

A continuación se detallan los precios de energía de largo plazo (PNELP) obtenidos en la licitación de suministro SIC 2013/03-2° Llamado, adjudicada con fecha 12 de diciembre de 2014 en primera etapa y con fecha 18 de diciembre de 2014 para las ofertas marginales.

1) La adjudicación para el bloque de suministro Nº 1, compuesto por los bloques horarios Nº 1-A, Nº 1-B y Nº 1-C, vigente desde el 1º de enero de 2016 hasta el 31 de diciembre de 2030, se presenta a continuación para cada empresa adjudicataria:

Bloque de Suministro	Adjudicatario	Energía [GWh-año]	PNELP (US$/MWh)
1-A	Empresa Eléctrica Carén S.A.	10	111,133
1-A	Empresa Eléctrica ERNC-1 SpA.	40	110,008
1-B	Chungungo S.A.	190	88,998
1-B	Empresa Eléctrica Carén S.A.	10	111,133
1-B	Empresa Eléctrica ERNC-1 SpA.	10	119,900
1-B	Energía Cerro El Morado S.A.	40	116,572
1-B	SPV P4 S.A.	20	98,268
1-C	Empresa Eléctrica Carén S.A.	5	111,133
1-C	Empresa Eléctrica ERNC-1 SpA.	10	119,900

El bloque de suministro Nº 1-A, abastece únicamente los consumos que realicen las empresas concesionarias de servicio público de distribución CGE Distribución S.A., Chilectra S.A., Chilquinta Energía S.A., Compañía Eléctrica Osorno S.A., Compañía Eléctrica del Litoral S.A., Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A., Empresa Eléctrica Atacama S.A., Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A., Empresa Eléctrica de Casablanca S.A., Empresa Eléctrica de Colina Ltda., Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A., Empresa Eléctrica de Puente Alto Ltda., Empresa Eléctrica de Talca S.A., Empresa Eléctrica Municipal de Til-Til, Energía de Casablanca S.A., Energía del Limarí S.A., Luz Andes Ltda., Luzlinares S.A., Luzparral S.A., Sociedad Austral de Electricidad S.A. y las Cooperativas Eléctricas Compañía Distribuidora de Energía Eléctrica Codiner Ltda., Cooperativa Eléctrica de Curicó Ltda., Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica de Chillán Ltda., Cooperativa Eléctrica Los Ángeles Ltda., Cooperativa Eléctrica Paillaco Ltda., Cooperativa Rural Eléctrica de Llanquihue Ltda., Cooperativa Rural Eléctrica de Río Bueno Ltda., Sociedad Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica de Charrúa Ltda., en adelante e indistintamente, "Las Licitantes", durante los períodos horarios comprendidos entre las 00:00 hrs y las 07:59 hrs y entre las 23:00 hrs y 23:59 hrs.
El bloque de suministro Nº 1-B, abastece únicamente los consumos que realicen Las Licitantes durante el período horario comprendido entre las 08:00 hrs y las 17:59 hrs.
El bloque de suministro Nº 1-C, abastece únicamente los consumos que realicen Las Licitantes durante el período horario comprendido entre las 18:00 hrs y las 22:59 hrs.

2) La adjudicación para el bloque de suministro Nº 2, compuesto por los bloques horarios Nº 2-A, Nº 2-B y Nº 2-C, vigentes desde el 1º de enero de 2017 hasta el 31 de diciembre de 2031, se presenta a continuación para cada empresa adjudicataria:

Bloque de Suministro	Adjudicatario	Energía [GWh-año]	PNELP (US$/MWh)
2-A	San Juan SpA.	75	100,646
2-B	Pelumpén S.A.	380	84,998
2-B	Santiago Solar S.A.	120	79,880
2-C	San Juan SpA.	45	100,646

El bloque de suministro Nº 2-A, abastece únicamente los consumos que realicen Las Licitantes durante los períodos horarios comprendidos entre las 00:00 hrs y las 07:59 hrs y entre las 23:00 hrs y 23:59 hrs.
El bloque de suministro Nº 2-B, abastece únicamente los consumos que realicen Las Licitantes durante el período horario comprendido entre las 08:00 hrs y las 17:59 hrs.
El bloque de suministro Nº 2-C, abastece únicamente los consumos que realicen Las Licitantes durante el período horario comprendido entre las 18:00 hrs y las 22:59 hrs.

3) La adjudicación para el bloque de suministro Nº 3, vigente desde el 1º de enero de 2018 hasta el 31 de diciembre de 2032, se presenta a continuación para cada empresa adjudicataria:

Bloque de Suministro	Adjudicatario	Energía[(1)] [GWh-año]	PNELP (US$/MWh)
3	Acciona Energía Chile SpA.	600	96,456
3	E-CL S.A.	5.040	109,480
3	Empresa Eléctrica Carén S.A.	60	109,354
3	San Juan SpA.	300	103,221

(1) La energía indicada corresponde al bloque de suministro considerado en su máximo anual (a partir del año 2019).

4) La adjudicación para el bloque de suministro Nº 4, vigente desde el 1º de enero de 2019 hasta el 31 de diciembre de 2033, se presenta a continuación para cada empresa adjudicataria:

Bloque de Suministro	Adjudicatario	Energía[(1)] [GWh-año]	PNELP (US$/MWh)
4	Abengoa Chile S.A., Abengoa Solar S.A. y Abengoa Solar Chile SpA.	950	114,821
4	Central El Campesino S.A.	4.000	110,985
4	Norvind S.A.	50	113,221

(1) La energía indicada corresponde al bloque de suministro considerado en su máximo anual (a partir del año 2020).

Los precios de energía indicados se entienden ofrecidos en el mismo punto de oferta, el cual se establece en el numeral siguiente.

1.2. Precios de potencia de largo plazo

El precio de potencia de largo plazo (PNPLP) en el punto de oferta de cada empresa licitante, correspondiente a la barra Polpaico 220kV, es igual a 8,9176 US$/kW/mes.

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

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

2.1. Fórmulas de indexación para el precio nudo de energía de largo plazo del bloque de suministro Nº 1 y Nº 2

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

2.2. Fórmulas de indexación para el precio nudo de energía de largo plazo del bloque de suministro Nº 3

2.2.1. La fórmula de indexación aplicable a los precios de energía adjudicados correspondientes a las empresas Acciona Energía Chile SpA, Empresa Eléctrica Carén S.A. y San Juan SpA es la siguiente:

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

2.2.2. La fórmula de indexación aplicable a los precios de energía adjudicados a la empresa E-CL S.A. es la siguiente:

$$PNELP = PNELP_{Base} \cdot \left(0{,}220 \cdot \frac{Carbón}{Carbón_0} + 0{,}115 \cdot \frac{GNL}{GNL_0} + 0{,}665 \cdot \frac{CPI}{CPI_0} \right) + RIAE$$

2.3. Fórmulas de indexación para el precio nudo de energía de largo plazo del bloque de suministro Nº 4

2.3.1. La fórmula de indexación aplicable a los precios de energía adjudicados a la empresa Central El Campesino S.A. es la siguiente:

$$PNELP = PNELP_{Base} \cdot \left(0{,}38 \cdot \frac{GNL}{GNL_0} + 0{,}62 \cdot \frac{CPI}{CPI_0} \right) + RIAE$$

2.3.2. La fórmula de indexación aplicable a los precios de energía adjudicados a las empresas Norvind S.A. y Abengoa Chile S.A., Abengoa Solar S.A. y Abengoa Solar Chile SpA es la siguiente:

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

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

La fórmula de indexación aplicable a los precios de potencia correspondientes a todos los bloques de suministro es la siguiente:

$$PNPLP = PNPLP_{Base} \cdot \frac{CPI}{CPI_0} \cdot \left(\frac{f^P_{PtoCompra}}{f^P_{PtoCompra0}} \Big/ \frac{f^P_{PtoOferta}}{f^P_{PtoOferta0}} \right)$$

2.5. Definiciones de índices

Carbón: Precio de paridad Mensual Carbón Zona Central, determinado por la Comisión considerando los precios de los mercados relevantes, en base a la publicación internacional Platts International Coal Report (www.platts.com) para los precios FOB y Shipping Intelligence Weekly para los fletes marítimos (www.crsl.com). Los mercados relevantes se determinarán considerando los orígenes que de acuerdo a los registros de importación han tenido una participación bruta superior a un 10%, y en la medida que éstos sean incorporados en las publicaciones señaladas. Asimismo, las publicaciones mencionadas podrán ser reemplazadas por otras de similar importancia y calidad. Dicho precio será publicado en el sitio web de la Comisión (www.cne.cl) dentro de los primeros 10 días de cada mes. Se considerará el promedio de los valores mensuales del índice, de los últimos 6 meses contados regresivamente desde el tercer mes anterior al mes en el cual se evalúa la fórmula de indexación.

GNL: Precio Promedio Mensual GNL Henry Hub, en base a los valores publicados por el Natural Gas Intelligence en su NGI's Weekly Gas Price Index, o en su defecto, cualquier otra publicación que use ésta como fuente. Dicho precio será publicado en el sitio web de la Comisión (www.cne.cl) dentro de los primeros 10 días de cada mes. Se considerará el promedio de los valores mensuales del índice, de los últimos 6 meses contados regresivamente desde el tercer mes anterior al mes en el cual se evalúa la fórmula de indexación.

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

RIAE: Recargo por Impuesto Anual de Emisiones, determinado por la Comisión semestralmente, con ocasión del Informe Técnico vinculado a la fijación de Precio de Nudo Promedio a que se refiere la letra a) del artículo 158° de la ley.

El Servicio de Impuestos Internos enviará en el mes de abril de cada año al CDEC respectivo y a la Comisión, un informe con el cálculo del impuesto establecido por el artículo 8° de la ley Nº 20.780 por cada fuente emisora.

Este recargo se determinará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$RIAE = \left(\frac{R_contrato}{Max[R_total; I_total]} \right) \cdot \left[\begin{array}{l} \left(\frac{Emisión_CO2}{2 \cdot Consumo} \right) \cdot (Imp_CO2 - Imp_CO2o) + \\ \left(\frac{\sum_{j=1}^{NC} CDC_j \cdot Pob_j}{10} \right) \cdot \left[\begin{array}{l} \left(\frac{Emisión_MP}{2 \cdot Consumo} \right) \cdot (CSCpc_MP - CSCpc_MPo) + \\ \left(\frac{Emisión_NOX}{2 \cdot Consumo} \right) \cdot (CSCpc_NOX - CSCpc_NOXo) + \\ \left(\frac{Emisión_SO2}{2 \cdot Consumo} \right) \cdot (CSCpc_SO2 - CSCpc_SO2o) \end{array} \right] \end{array} \right]$$

Con todo, la variable RIAE será igual a cero mientras no entre en vigencia y se aplique una ley que modifique los valores de las variables Imp_CO2, CSCpc_MP, CSCpc_NOX o CSCpc_SO2 respecto a sus correspondientes valores base.

Donde:

R_contrato	Retiros de energía activa realizados por el suministrador, en MWh, asociado al abastecimiento del contrato adjudicado, durante el año calendario anterior, de acuerdo a los registros del CDEC respectivo.
R_total	Total de retiros de energía activa realizados por el suministrador, en MWh, durante el año calendario anterior, de acuerdo a los registros del CDEC respectivo.
I_total	Total de inyecciones de energía activa realizados por el suministrador, en MWh, durante el año calendario anterior, de acuerdo a los registros del CDEC respectivo.
Emisión_CO2	Emisiones anuales de dióxido de carbono (CO2) efectuadas por las unidades generadoras que a cualquier título haga uso el Suministrador durante el año calendario anterior, en toneladas.

Consumo	Consumo de energía activa esperado de la Licitante correspondiente, determinado por la Comisión para los siguientes seis meses, en MWh.
Imp_CO2	Impuesto a las emisiones al aire de dióxido de carbón vigente durante el año calendario anterior, en dólares de Estados Unidos de Norteamérica por cada tonelada emitida.
Imp_CO2o	Impuesto base a las emisiones al aire de dióxido de carbón establecido en el artículo 8 de la ley 20.780 al momento de presentación de las ofertas para efectos del impuesto anual a beneficio fiscal que grava las emisiones al aire, esto es, 5 dólares de Estados Unidos de Norteamérica por cada tonelada emitida.
CDC_j	Coeficiente de dispersión de contaminantes en la comuna "j".
NC	Número de comunas afectadas por las emisiones al aire del suministrador de material particulado, óxidos nitrosos y dióxido de azufre.
Pob_j	Población de la comuna "j".
Emisión_MP	Emisiones anuales de material particulado (MP) efectuadas por las unidades generadoras que a cualquier título haga uso el Suministrador durante el año calendario anterior, en toneladas.
Emisión_NOX	Emisiones anuales de óxidos nitrosos (NOX) efectuadas por las unidades generadoras que a cualquier título haga uso el Suministrador durante el año calendario anterior, en toneladas.
Emisión_SO2	Emisiones anuales de dióxido de azufre (SO2) efectuadas por las unidades generadoras que a cualquier título haga uso el Suministrador durante el año calendario anterior, en toneladas.
CSCpc_MP	Costo Social de contaminación per cápita asociado al contaminante material particulado vigente durante el año calendario anterior, en dólares de Estados Unidos de Norteamérica, establecido para efectos del impuesto anual a beneficio fiscal que grava las emisiones al aire.
CSCpc_MPo	Costo Social base de contaminación per cápita asociado al contaminante material particulado establecido en el artículo 8 de la ley 20.780 al momento de presentación de las ofertas para efectos del impuesto anual a beneficio fiscal que grava las emisiones al aire, esto es, 0,9 dólares de Estados Unidos de Norteamérica.
CSCpc_NOX	Costo Social de contaminación per cápita asociado al contaminante óxidos de nitrógeno vigente durante el año calendario anterior, en dólares de Estados Unidos de Norteamérica, establecido para efectos del impuesto anual a beneficio fiscal que grava las emisiones al aire.
CSCpc_NOXo	Costo Social base de contaminación per cápita asociado al contaminante óxidos de nitrógeno establecido en el artículo 8 de la ley 20.780 al momento de presentación de las ofertas para efectos del impuesto anual a beneficio fiscal que grava las emisiones al aire, esto es, 0,025 dólares de Estados Unidos de Norteamérica.
CSCpc_SO2	Costo Social de contaminación per cápita asociado al contaminante dióxido de azufre vigente durante el año calendario anterior, en dólares de Estados Unidos de Norteamérica, establecido para efectos del impuesto anual a beneficio fiscal que grava las emisiones al aire.
CSCpc_SO2o	Costo Social base de contaminación per cápita asociado al contaminante dióxido de azufre establecido en el artículo 8 de la ley 20.780 al momento de presentación de las ofertas para efectos del impuesto anual a beneficio fiscal que grava las emisiones al aire, esto es, 0,01 dólares de Estados Unidos de Norteamérica.
$f^P_{PtoCompra}$	Factor de modulación de la potencia en el punto de compra correspondiente establecido en el decreto de precio de nudo vigente.
$f^P_{PtoCompra0}$	Factor de modulación de la potencia en el punto de compra correspondiente establecido en el decreto 4T.
$f^P_{PtoOferta}$	Factor de modulación de la potencia en el punto de oferta de la licitación establecido en el decreto de precio de nudo vigente.
$f^P_{PtoOferta0}$	Factor de modulación de la potencia en el punto de oferta de la licitación correspondiente establecido en el decreto 4T.

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

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

Indexador	Mes	Valor Base
$Carbón_0$	Promedio Abril 14 – Septiembre 14	111,05
GNL_0	Promedio Abril 14 – Septiembre 14	4,26
CPI_0	Promedio Abril 14 – Septiembre 14	237,908

Anótese, tómese razón y publíquese.- Por orden de la Presidenta de la República, Máximo Pacheco M., Ministro de Energía.

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

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

CONOZCA NUESTRA PLATAFORMA WEB

www.diarioficial.cl

TELÉFONO: 562 2 4863600 | DIRECCIÓN: DR. TORRES BOONEN 511, PROVIDENCIA, SANTIAGO