



6. Declaración de plantas producidas  
Los viveristas de plantines de hortalizas deberán declarar en el SAG la cantidad de plantas ya producidas durante el año, por cada especie de hortaliza reglamentada, antes del 30 de diciembre de cada año.
7. De los registros documentales
  - 7.1 El viverista deberá contar con el respaldo documental de la procedencia de las semillas y de los sustratos, los que deben estar disponibles en las fiscalizaciones realizadas por el SAG.
  - 7.2 El viverista deberá llevar registros de las labores que se efectúan en el vivero, los que deben incluir: fechas de siembra, cantidad de plantas por variedad, cliente, cantidad de plantas comercializadas, fechas de aplicación de plaguicidas, nombre y dosis de los productos utilizados, fecha y tipo de tratamientos físicos realizados para la desinfección de contenedores o esterilización de sustratos.
8. Comercialización  
Los viveristas que produzcan plantines de hortalizas para la comercialización, deberán acompañar las partidas de plantas con una guía de despacho o factura en la que se indique la especie, variedad, procedencia y destino de las plantas. Adicionalmente, deberán dar cumplimiento a las normas sobre comercio de éstas, de la División Semillas.
9. Sanciones  
El incumplimiento de las obligaciones contenidas en la presente resolución, serán sancionadas según lo dispuesto en el DL N° 3.557, de 1980, sobre Protección Agrícola, y de acuerdo al procedimiento dispuesto en la ley 18.755, Orgánica del Servicio Agrícola y Ganadero.
10. Vigencia  
La presente resolución entrará en vigencia en 120 días corridos, contados desde la fecha de su publicación en el Diario Oficial.

Anótese, comuníquese y publíquese.- Ángel Sartori Arellano, Director Nacional Servicio Agrícola y Ganadero.

(IdDO 1038759)

**MODIFICA RESOLUCIÓN N° 3.772, DE 2014, QUE SUSPENDE RESOLUCIÓN N° 6.972, DE 2013, Y PROHÍBE LA APLICACIÓN Y USO DE ANABÓLICOS CON FINES DE PROMOCIÓN DEL CRECIMIENTO EN BOVINOS DE LA REGIÓN DE MAGALLANES Y LA ANTÁRTICA CHILENA**

Núm. 3.367 exenta.- Santiago, 23 de junio de 2016.

Vistos:

La Ley N° 18.755, Orgánica del Servicio Agrícola y Ganadero; el DFL RRA N° 16, de 1963, sobre Sanidad y Protección Animal; la Ley N° 19.162, que Establece Sistema Obligatorio de Clasificación de Ganado, Tipificación y Nomenclatura de sus Carnes y Regula Funcionamiento de Mataderos, Frigoríficos y Establecimientos de la Industria de la Carne; la ley N° 19.880, sobre Bases de los Procedimientos Administrativos que rigen los Actos de los Órganos de la Administración del Estado; el decreto N° 25, de 2005, del Ministerio de Agricultura, Reglamento de Productos Farmacéuticos de Uso Exclusivamente Veterinario; las resoluciones N°s 6.972, de 2013; 3.772, de 2014; 661 y 7.787, ambas de 2015, todas del Servicio Agrícola y Ganadero.

Considerando:

1. Que por resolución N° 6.972, de 2013, el Servicio Agrícola y Ganadero prohibió, a nivel nacional, el uso y la aplicación de anabólicos con fines de promoción de crecimiento en todos los establecimientos bovinos, con excepción de aquellos planteles indicados en la mencionada resolución.
2. Que mediante resolución N° 3.772, de 2014, modificada por las resoluciones Nos 661, de 2015, y 7.787, de 2015, citadas en vistos, se suspendió la aplicación de la resolución N° 6.972, antes aludida, manteniéndose dicha prohibición sólo en la Región de Magallanes y la Antártica Chilena.

3. Que el Servicio Agrícola y Ganadero se encuentra evaluando, a nivel nacional, las implicancias de dicha prohibición, como asimismo, la eficacia de las medidas de control que han sido dispuestas para efectos de adoptar, en caso que proceda, las acciones necesarias para la correcta implementación de las mismas.
4. Que, además, para el control eficaz de la medida dispuesta por la resolución N° 6.972, ya citada, es fundamental contar con un sistema informático para registrar la importación, distribución y venta de anabólicos, así como su uso en animales, el cual se encuentra aún en desarrollo.
5. Que en mérito de lo señalado en los considerandos precedentes, el Servicio ha estimado necesario ampliar el plazo de suspensión para la aplicación de la prohibición dispuesta por la resolución N° 6.972.

Resuelvo:

1. Modifícase la resolución N° 3.772, de 2014, de este Servicio, en el sentido de sustituir el numeral 1 de su parte resolutive, por el siguiente:  
"1. Suspéndese la aplicación de la prohibición dispuesta por la resolución N° 6.972, de 2013, de este Servicio, hasta el 31 de diciembre de 2016."
2. Déjase constancia que en lo no modificado por la presente resolución, se mantiene inalterable lo dispuesto en la resolución N° 3.772, de 2014.

Anótese, notifíquese y publíquese.- Ángel Sartori Arellano, Director Nacional Servicio Agrícola y Ganadero.

---



---

**Ministerio de Energía**

---



---

(IdDO 1038974)

**FIJA PRECIOS DE NUDO PARA SUMINISTROS DE ELECTRICIDAD**

Núm. 5T.- Santiago, 29 de abril de 2016.

Vistos:

Lo dispuesto en los artículos 32 N° 6 y 35 de la Constitución Política de la República de Chile; en el DL N° 2.224, de 1978, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente la "Comisión"; los artículos 102°, 131° 134°, 135°, 147°, 155°, 162°, 168° y 171° del DFL N° 4/20.018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado del DFL N° 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 N° 244, de 2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que aprueba Reglamento para Medios de Generación No Convencionales y Pequeños Medios de Generación establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos y sus modificaciones; en el decreto supremo N° 86, de 2012, del Ministerio de Energía, que aprueba Reglamento para la Fijación de Precios de Nudo y sus modificaciones; en el decreto supremo N° 14, de 2012, del Ministerio de Energía, que fija Tarifas de Sistemas de Subtransmisión y de Transmisión Adicional y sus fórmulas de indexación, en adelante "decreto 14"; en el decreto supremo N° 7T, de 2015, del Ministerio de Energía, que extiende vigencia del decreto supremo N° 14, de 2012, del Ministerio de Energía, que fija Tarifas de Sistemas de Subtransmisión y de Transmisión Adicional y sus fórmulas de indexación; en el artículo primero del decreto supremo N° 1T, de 2012, del Ministerio de Energía, 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 N° 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 la resolución exenta N° 321, de fecha 21 de julio de 2014, de la Comisión Nacional de Energía, 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, y sus modificaciones; en el decreto N° 253, de fecha 16 de marzo de 2016, del Ministerio del Interior y



Seguridad Pública, que modifica decreto N° 106, de 2015, del Ministerio del Interior y Seguridad Pública, disponiendo cambios en la hora oficial de Chile continental y de Chile insular occidental; en el oficio de la Comisión CNE Of. Ord. N° 111/2016, de fecha 8 de marzo de 2016; en la resolución exenta N° 559, de 28 de octubre de 2015, de la Comisión Nacional de Energía, que establece y comunica el valor de los índices contenidos en las fórmulas de indexación que indica; en la resolución exenta N° 331, de fecha 15 de abril de 2016, de la Comisión Nacional de Energía, que Aprueba Informes Técnicos Definitivos para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo de abril de 2016 del Sistema Interconectado del Norte Grande y del Sistema Interconectado Central, modificada mediante las resoluciones exentas N° 390, de fecha 29 de abril de 2016, y N° 442, de fecha 30 de mayo de 2016, ambas de la Comisión Nacional de Energía, remitidas a este Ministerio mediante sus oficios CNE Of. Ord. N° 172, de fecha 15 de abril de 2016, CNE Of. Ord. N° 207, de fecha 29 de abril de 2016, y CNE Of. Ord. N° 251, de fecha 30 de mayo de 2016, respectivamente, y lo establecido en la resolución N° 1.600, de 2008, de la Contraloría General de la República.

Decreto:

**Artículo primero:** Fijanse los siguientes precios de nudo, sus fórmulas de indexación y las condiciones de aplicación de los mismos, para los suministros de electricidad a que se refiere el número 3 del artículo 147° de la ley, que se efectúen desde las subestaciones de generación-transporte que se señalan. Estos precios se aplicarán desde la publicación del presente decreto en el Diario Oficial, sin perjuicio de su entrada en vigencia a contar del 1° de mayo de 2016, 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]
Atacama	220	5.525,27	31,706
Calama	220	5.521,33	31,564
Chuquicamata	220	5.519,64	31,927
Cóndores	220	5.819,03	32,791
Crucero	220	5.485,31	31,627
El Cobre	220	5.577,60	31,902
El Tesoro	220	5.613,06	32,329
Encuentro	220	5.471,80	31,567
Esperanza SING	220	5.624,88	32,383
Laberinto	220	5.552,84	31,871
Lagunas	220	5.627,69	32,345
Nueva Victoria	220	5.577,60	32,095
O'Higgins	220	5.512,32	31,662
Parinacota	220	6.046,39	33,680
Pozo Almonte	220	5.640,07	32,427
Tarapacá	220	5.621,50	32,180

#### 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	6438,54	33,695
Carrera Pinto	Norte	220	6893,74	32,855
Cardones	Norte	220	6917,57	36,720
Maitencillo	Norte	220	6978,09	36,381
Punta Colorada	Centro-Sur	220	4426,35	36,172
Pan de Azúcar	Centro-Sur	220	5000,78	41,003
Los Vilos	Centro-Sur	220	5315,00	42,566
Nogales	Centro-Sur	220	5424,65	43,106
Quillota	Centro-Sur	220	5472,66	43,528
Polpaico	Centro-Sur	220	5455,20	43,114
Los Maquis	Centro-Sur	220	5558,85	44,120
El Llano	Centro-Sur	220	5505,39	43,715
Lampa	Centro-Sur	220	5338,46	42,601
Cerro Navia	Centro-Sur	220	5569,76	44,351
Chena	Centro-Sur	220	5551,76	44,198
Maipo	Centro-Sur	220	5492,30	43,040
Candelaria	Centro-Sur	220	5526,12	43,036
Colbún	Centro-Sur	220	5334,64	41,761
Alto Jahuel	Centro-Sur	220	5510,84	43,881
Melipilla	Centro-Sur	220	5504,30	44,277
Rapel	Centro-Sur	220	5430,11	43,959
Itahue	Centro-Sur	220	5377,74	43,001
Ancoa	Centro-Sur	220	5325,37	42,505
Charrúa	Centro-Sur	220	4908,59	40,089
Hualpén	Centro-Sur	220	4869,31	39,811
Lagunillas	Centro-Sur	220	4883,50	39,641
Cautín	Centro-Sur	220	5126,25	41,674
Temuco	Centro-Sur	220	5014,42	41,225
Los Ciruelos	Centro-Sur	220	5195,53	46,540
Valdivia	Centro-Sur	220	5168,80	46,736
Rahue	Centro-Sur	220	5179,71	47,202
Puerto Montt	Centro-Sur	220	5258,27	47,916
Melipulli	Centro-Sur	220	5252,81	48,203
Chiloé	Centro-Sur	220	5299,73	48,812

### 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:

$$P_b = P_{b_0} \cdot \left[ \frac{DOL_i}{DOL_o} \cdot \left( Coef1 \cdot \frac{PPI_{turb_i}}{PPI_{turb_o}} + Coef2 \cdot \frac{PPI_i}{PPI_o} \right) + Coef3 \cdot \frac{IPC_i}{IPC_o} \right]$$

Sistema	Barra	Potencia [MW]	Pb <sub>0</sub> [\$/kW/mes]	PPI <sub>turb</sub> COEF 1	PPI COEF 2	IPC COEF 3
SING	Lagunas	70	5.627,69	0,50031	0,09999	0,39970

Precio de la energía de la subestación troncal:

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

#### b) Subestaciones troncales del Sistema Interconectado Central

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

$$P_b = P_{b_0} \cdot \left[ \frac{DOL_i}{DOL_o} \cdot \left( Coef1 \cdot \frac{PPI_{turb_i}}{PPI_{turb_o}} + Coef2 \cdot \frac{PPI_i}{PPI_o} \right) + Coef3 \cdot \frac{IPC_i}{IPC_o} \right]$$

Subsistema	Barra	Potencia [MW]	Pb <sub>0</sub> [\$/kW/mes]	PPI <sub>turb</sub> COEF 1	PPI COEF 2	IPC COEF 3
SIC Norte	Diego de Almagro	70	6.438,54	0,40912	0,22007	0,37081

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

$$P_b = P_{b_0} \cdot \left[ \frac{DOL_i}{DOL_o} \cdot \left( Coef1 \cdot \frac{PPI_{turb_i}}{PPI_{turb_o}} + Coef2 \cdot \frac{PPI_i}{PPI_o} \right) + Coef3 \cdot \frac{IPC_i}{IPC_o} \right]$$

Subsistema	Barra	Potencia [MW]	Pb <sub>0</sub> [\$/kW/mes]	PPI <sub>turb</sub> COEF 1	PPI COEF 2	IPC COEF 3
SIC Centro-Sur	Polpaico	70	5.455,20	0,47267	0,12950	0,39783

**PROTECCIÓN EFECTIVA DE LOS DERECHOS DE PROPIEDAD INDUSTRIAL**

**Publicación:**

Acceptada a tramitación una solicitud en el Instituto Nacional de Propiedad Industrial (INAPI), el interesado debe efectuar una publicación en el Diario Oficial.

**Beneficios:**

- Protección jurídica al titular.
- Autorizar a terceros el uso de la marca mediante contratos de licencia.
- Ejercer acciones penales y civiles por uso malicioso de la marca.

Sitio web: www.inapi.cl | Oficina: Alameda 194, primer piso | Mesa Central: (562) 2887 0400

Precio de la energía de la subestación troncal:

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

En estas fórmulas:

- Pb: Precio básico de la potencia actualizado en \$/kW/mes.  
Pb<sub>0</sub>: Precio base del precio básico de la potencia en \$/kW/mes.  
DOL<sub>i</sub>: Dólar observado EEUU promedio publicado por el Banco Central correspondiente al mes anterior a cual se registre la indexación.  
IPC<sub>i</sub>: Índice de Precios al Consumidor publicado por el INE para el segundo mes anterior al cual se registre la indexación.  
PPI<sub>turb,i</sub>: 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<sub>i</sub>: 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<sub>0</sub>: Dólar observado EEUU promedio del mes de marzo de 2016 publicado por el Banco Central (682,07 [\$/US\$]).  
IPC<sub>0</sub>: Índice de Precios al Consumidor correspondiente a febrero de 2016 publicado por el INE (123,11). 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.  
PPI<sub>turb,0</sub>: 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 2015 (221,0).  
PPI<sub>0</sub>: Producer Price Index - Commodities publicados por el Bureau of Labor Statistics (www.bls.gov, WPU00000000) correspondiente al mes de octubre de 2015 (187,5).  
PMM<sub>1i</sub>,PMM<sub>2i</sub>: Precio Medio de Mercado determinado con los precios medios de los contratos de clientes libres y ventas efectuadas a precio de nudo 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<sub>10</sub>,PMM<sub>20</sub>: Precio Medio de Mercado determinado con los precios medios de los contratos de clientes libres y ventas efectuadas a precio de nudo 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 de 2015 a febrero de 2016 (PMM<sub>10</sub>: SING 54,944[\$/kWh], PMM<sub>20</sub>: SIC 61,823 [\$/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<sub>1i</sub> y PMM<sub>2i</sub>.

Los precios medios de los contratos considerados en el cálculo de PMM<sub>1i</sub> y PMM<sub>2i</sub>, 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 o el que lo reemplace.

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:

$$\begin{aligned} PNE\_Dx &= PNE\_SP \cdot (1 + 0,29\% \cdot km) \\ PNE\_Dx &= PNE\_SP + CBLPDx \cdot km \end{aligned}$$

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 o el que lo reemplace.  
PNP\_SP: Precio de nudo de potencia en la subestación primaria determinado conforme lo establecido en el decreto 14 o el que lo reemplace.  
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	99,36
Interconectado Central	131,6

### 2.1 Indisponibilidad de generación y transmisión

Las indisponibilidades de generación y transmisión se sujetarán a lo establecido en la resolución exenta N° 321, de fecha 21 de julio de 2014, 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, modificada por las resoluciones exentas N° 586, de fecha 17 de noviembre de 2014, N° 297, de fecha 8 de junio de 2015, y N° 494, de fecha 16 de septiembre de 2015, N° 679, de fecha 21 de diciembre de 2015, y N° 375, de fecha 22 de abril de 2016, todas de la Comisión.

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

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

## 3 DEFINICIONES

### 3.1 Cliente

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

### 3.2 Entrega y medida

Cuando la medida se efectúe a una tensión o en un punto diferente al de entrega, la medida se afectará por un coeficiente que, tomando en consideración

las pérdidas, las refiera a la tensión y punto de entrega. Si el suministro se entrega a través de líneas de terceros, serán de cargo del cliente los pagos en que se incurra por este concepto.

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

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

#### 3.3.1 Sistema Interconectado del Norte Grande

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

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

#### 3.3.2 Sistema Interconectado Central

En el Sistema Interconectado Central, para los efectos de las disposiciones establecidas en el presente decreto, se entenderá por horas de punta el período del día comprendido entre las 18:00 y las 23:00 horas durante los meses de abril, mayo, junio, julio, agosto y septiembre, exceptuándose los días sábado, domingo y festivos 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 sábado, domingo y festivos de dichos meses, siempre y cuando y de ser necesario, el usuario asuma los costos de inversión correspondientes.

## 4 DEMANDA MÁXIMA

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

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

1. Demanda máxima leída
2. Potencia contratada.

En el caso que un cliente no opte por uno de los sistemas de facturación mencionados, la empresa vendedora le aplicará el sistema de facturación de demanda máxima leída. En todo caso, para los efectos de calcular la demanda de facturación que se señala en el numeral 4.1.1 del presente artículo, la empresa vendedora considerará el promedio de las 52 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 de suficiencia que tuvieren disponibles para abastecerlo. Estas potencias de suficiencia se determinarán conforme al decreto supremo N° 62, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción que aprueba reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos, Norma Técnica de Transferencias de Potencia entre empresas generadoras, aprobada mediante resolución exenta N° 54, de 28 de enero de 2016, de la Comisión y de acuerdo a los 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 52 demandas máximas leídas durante 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 52 demandas máximas leídas durante 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 52 demandas máximas leídas fuera de las horas 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 o fuera de punta.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

## 5 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:

- Medir y registrar energía activa, reactiva inductiva y reactiva capacitiva.
- Calcular el cociente entre energía reactiva inductiva y energía activa.
- Conforme al cociente anterior y de acuerdo al nivel de tensión del punto de compra, aplicar los cargos por energía reactiva inductiva presentados en los cuadros 5.1.1 y 5.1.2, para cada una de las horas del período comprendido entre las 8:00 y 24:00 hrs.
- Se exceptúa la aplicación de los cargos por energía reactiva inductiva presentados en los cuadros 5.1.1 y 5.1.2, sólo para aquellas horas correspondientes a los días domingo y festivos.

**Cuadro 5.1.1:**

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

Cociente 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	5,970	0	0
Sobre 30 y hasta 40	10,750	10,750	0
Sobre 40 y hasta 50	10,750	10,750	10,750
Sobre 50 y hasta 80	14,326	14,326	14,326
Sobre 80	17,899	17,899	17,899

**Cuadro 5.1.2:**

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

Cociente entre Energía Reactiva 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	6,021	0	0
Sobre 30 y hasta 40	10,842	10,842	0
Sobre 40 y hasta 50	10,842	10,842	10,842
Sobre 50 y hasta 80	14,447	14,447	14,447
Sobre 80	18,053	18,053	18,053

La aplicación de los cargos presentados en los cuadros 5.1.1 y 5.1.2, se deberá realizar considerando el desglose del cociente entre la energía reactiva inductiva y energía activa, para cada uno de los tramos indicados. Así, en caso de que dicho cociente exceda el rango exento de pago, comprendido entre 0% y 20%, sólo se

deberá aplicar el cargo al exceso por sobre el 20%. Dicho exceso deberá dividirse en cada uno de los rangos indicados en los cuadros 5.1.1 y 5.1.2, pagando el valor del rango respectivo, hasta alcanzar el valor total del cociente.

En aquellos casos en que existan puntos de compra con mediciones que incluyan inyecciones o consumos de energía activa o reactiva, distintos a los reconocidos por la empresa distribuidora consumidora, la Dirección de Peajes del 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° de la ley, el cargo único (CU) a aplicar en cada sistema eléctrico será el siguiente:

Sistema	CU2 [\$/kWh]
Interconectado del Norte Grande	1,918
Interconectado Central	1,243

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	0,422
Interconectado Central	1,806

## 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]	Factores de Modulación	
		Potencia	Energía
Atacama	220	1,0128	0,7354
Calama	220	1,0121	0,7321
Chuquicamata	220	1,0118	0,7405
Los Cóncores	220	1,0667	0,7606
Crucero	220	1,0055	0,7336
El Cobre	220	1,0224	0,7399
El Tesoro	220	1,0289	0,7498
Encuentro	220	1,0030	0,7322
Esperanza SING	220	1,0311	0,7511
Laberinto	220	1,0179	0,7392
Lagunas	220	1,0316	0,7502
María Elena	220	1,0061	0,7338
Quillagua	220	1,0154	0,7388
Salár	220	1,0080	0,7375
Nueva Victoria	220	1,0224	0,7444
O'Higgins	220	1,0105	0,7344
Parinacota	220	1,1084	0,7812
Pozo almonte	220	1,0339	0,7521
Tarapacá	220	1,0305	0,7464
Diego de Almagro	220	1,1803	0,7815
Carrera Pinto	220	1,2637	0,7620
San Andrés	220	1,2593	0,8476
Cardones	220	1,2681	0,8517
Maitencillo	220	1,2792	0,8438
Punta Colorada	220	0,8114	0,8390
Pan de Azúcar	220	0,9167	0,9510
Don Goyo	220	0,9280	0,9552
La Cebada	220	0,9363	0,9601
Las Palmas	220	0,9408	0,9628
Los Vilos	220	0,9743	0,9873
Nogales	220	0,9944	0,9998
Quillota	220	1,0032	1,0096
Polpaico	500	1,0016	1,0008
Polpaico	220	1,0000	1,0000
Los Maquis	220	1,0190	1,0233
El Llano	220	1,0092	1,0139
Lampa	220	0,9786	0,9881
Cerro Navia	220	1,0210	1,0287
Chena	220	1,0177	1,0251
El Rodeo	220	1,0117	1,0192
Maipo	220	1,0068	0,9983
Candelaria	220	1,0130	0,9982
Colbún	220	0,9779	0,9686
Alto jahuel	220	1,0102	1,0178
Alto jahuel	500	1,0041	1,0131
Melipilla	220	1,0090	1,0270
Rapel	220	0,9954	1,0196
Itahue	220	0,9858	0,9974
Ancoa	500	0,9814	0,9900
Ancoa	220	0,9762	0,9859
Charrúa	220	0,8998	0,9298
Charrúa	500	0,9012	0,9311
Hualpén	220	0,8926	0,9234
Lagunillas	220	0,8952	0,9194
Tap Laja	220	0,9017	0,9319
Cautín	220	0,9397	0,9666
Temuco	220	0,9192	0,9562
Duqueco	220	0,9036	0,9390
Los Ciruelos	220	0,9524	1,0795
Valdivia	220	0,9475	1,0840
Rahue	220	0,9495	1,0948
Pichirrahue	220	0,9486	1,0911
Puerto Montt	220	0,9639	1,1114
Melipulli	220	0,9629	1,1180
Chiloé	220	0,9715	1,1322

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 período 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 2015/02, adjudicada con fecha 26 de octubre de 2015.

La adjudicación para el bloque de suministro N° 4, compuesto por los bloques horarios N° 4-A, N° 4-B y N° 4-C, vigente desde el 1 de enero de 2017 hasta el 31 de diciembre de 2036, se presenta a continuación para cada empresa adjudicataria:

Bloque de Suministro	Adjudicatario	Energía [GWh-año]	PNELP (US\$/MWh)
4-A	Aela Generación S.A.	236,8	79,322
4-A	Consorcio Abengoa Chile S.A., Abengoa Solar Chile SpA y Abengoa Solar S.A.	22,2	97,000
4-A	Ibereólica Cabo Leones I S.A.	111,0	85,000
4-B	SCB II SpA	88,0	67,642
4-B	Aela Generación S.A.	352,0	79,322
4-B	Amunche Solar SpA	110,0	64,849
4-C	Aela Generación S.A.	179,2	79,322
4-C	Consorcio Abengoa Chile S.A., Abengoa Solar Chile SpA y Abengoa Solar S.A.	16,8	97,000
4-C	Ibereólica Cabo Leones I S.A.	84,0	95,000

El Bloque de Suministro N° 4-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 Distribuidora de Energía Eléctrica Codiner Ltda., 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 Arica S.A., Empresa Eléctrica de Casablanca S.A., Empresa Eléctrica de Iquique S.A., Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., Empresa Eléctrica de Puente Alto Ltda., Energía de Casablanca S.A., Luzlinares S.A., Luzparral S.A., Sociedad Austral de Electricidad S.A. y las cooperativas eléctricas Cooperativa Eléctrica de Curicó Ltda., Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Chillán Ltda., Cooperativa Eléctrica Los Ángeles Ltda., Cooperativa Eléctrica Paillaco Ltda., Cooperativa Regional Eléctrica de Llanquihue Ltda., Cooperativa Rural Eléctrica Río Bueno Ltda. y Sociedad Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Charrúa Ltda., en adelante las Licitantes, durante los periodos horarios comprendidos entre las 00:00 hrs y las 7:59 hrs y entre las 23:00 hrs y 23:59 hrs.

El Bloque de Suministro N° 4-B, abastece únicamente los consumos que realicen las Licitantes durante el período horario comprendido entre las 8:00 hrs y las 17:59 hrs.

El Bloque de Suministro N° 4-C, abastece únicamente los consumos que realicen las Licitantes durante el período horario comprendido entre las 18:00 hrs y las 22:59 hrs.

Los precios de energía indicados se entienden ofrecidos en el punto de oferta del proceso de licitación, 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 del proceso, correspondiente a la barra Polpaico 220kV, es igual a 8,3593 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**

La fórmula de indexación aplicable a todos los precios de energía adjudicados correspondientes a los bloques de suministro N° 4-A, N° 4-B y N° 4-C es la siguiente:

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

**2.2. Fórmulas de indexación para el precio nudo de potencia de largo plazo**

La fórmula de indexación aplicable a los precios de potencia correspondientes a los bloques de suministro N° 4-A, N° 4-B y N° 4-C es la siguiente:

$$PNPLP = PNPLP_{Base} \cdot \frac{CPI}{CPI_0}$$

**2.3. Definiciones de índices**

La definición de los índices contenidos en las fórmulas anteriores es la siguiente:

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.

**2.4. 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
CPI <sub>0</sub>	Promedio Feb. 15 – Jul. 15	237,090

Anótese, tómesese 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.

---



---

OTRAS ENTIDADES

---



---

**Municipalidad de Arica**

---



---

(IdDO 1038864)

**APRUEBA ACUERDO DEL CONCEJO MUNICIPAL N° 142, DE 2015**

Núm. 7.244 exento.- Arica, 28 de abril de 2015.

Vistos:

- Sesión ordinaria N° 1, de fecha 23 de abril de 2015, del Concejo de la I. Municipalidad de Arica.
- Acuerdo N° 142/2015, de fecha 23 de abril del 2015, aprobado por el Concejo Municipal.
- Las facultades que me confiere la ley N° 18.695 "Orgánica Constitucional de Municipalidades", modificada por la ley N° 19.602.

Decreto:

Apruébase el siguiente Acuerdo tomado por el Concejo de la I. Municipalidad de Arica: