

DIARIO OFICIAL

DE LA REPUBLICA DE CHILE

Ministerio del Interior y Seguridad Pública

I
CUERPO

LEYES, REGLAMENTOS Y DECRETOS DE ORDEN GENERAL

Núm. 41.082.-
Año CXXXVII - N° 815.596 (M.R.)

Ejemplar del día\$200.- (IVA incluido)
Atrasado\$400.- (IVA incluido)

Edición de 32 páginas
Santiago, Viernes 13 de Febrero de 2015

SUMARIO

Normas Generales

PODER LEGISLATIVO

MINISTERIO DEL INTERIOR Y SEGURIDAD PÚBLICA

Ley número 20.815.- Otorga una bonificación especial para funcionarios públicos de la Región de Atacama que cumplan condiciones que se indicanP.2

PODER EJECUTIVO

MINISTERIO DE HACIENDA

Decreto número 1.889.- Nombra Secretario Abogado en calidad de suplente en el Tribunal Tributario y Aduanero de la Región de Magallanes y la Antártica ChilenaP.2

MINISTERIO DE ECONOMÍA, FOMENTO Y TURISMO

Subsecretaría de Economía y Empresas de Menor Tamaño

Resolución número 199, de 2014.- Establece Procedimientos de Operación del Fondo de Inversión Estratégica.....P.3

Superintendencia de Insolvencia y Reemprendimiento

Extracto de resolución número 1.084 exenta, de 2014, que modifica resolución N° 414 exenta, de 2014P.6

Extracto de resolución número 1.229 exenta, de 2014, que delega facultad que indica en jefatura que señalaP.6

Extracto de resolución número 1.230 exenta, de 2014, que establece orden de subrogación que indicaP.7

Extracto de resolución número 1.570 exenta, de 2014, que delega facultades que indica en funcionaria que señalaP.7

MINISTERIO DE EDUCACIÓN

Subsecretaría de Educación

Resolución número 680 exenta, de 2015.- Establece Programa de Acceso a la Educación Superior, "PACE"..... P.7

MINISTERIO DE JUSTICIA

Decreto número 1.182 exento.- Aprueba texto oficial del Código Penal P.7

MINISTERIO DEL TRABAJO Y PREVISIÓN SOCIAL

Decreto número 238 exento.- Modifica Programa del Fondo Único de Prestaciones Familiares y Subsidios de Cesantía para el ejercicio del año 2014 P.8

Superintendencia de Pensiones

Resolución número 322 exenta, de 2015.- Establece valores que indica P.8

MINISTERIO DE SALUD

Decreto número 46 exento.- Pone término al orden de subrogancia y establece un nuevo orden al cargo de Seremi de Salud Región de Valparaíso P.9

MINISTERIO DE VIVIENDA Y URBANISMO

Subsecretaría de Vivienda y Urbanismo

Resolución número 888 exenta, de 2015.- Declara desierto concurso interno de Jefe Departamento / Delegado Provincial de San Antonio dependiente del Servicio de Vivienda y Urbanización Región de Valparaíso... P.9

Resolución número 889 exenta, de 2015.- Declara desierto concurso interno de Jefe Departamento / Delegado Provincial de San Felipe dependiente del Servicio de Vivienda y Urbanización Región de Valparaíso P.10

MINISTERIO DE TRANSPORTES Y TELECOMUNICACIONES

Secretaría Regional Ministerial Región Metropolitana

Resolución número 664 exenta, de 2015.- Prohíbe circulación de vehículos motorizados en tramo de vía que indica P.10

Secretaría Regional Ministerial VII Región del Maule

Resolución número 1.010 exenta, de 2014.- Incorpora vías para la circulación de vehículos de locomoción colectiva urbana en la comuna de Curicó..... P.10

Secretaría Regional Ministerial VIII Región del Biobío

Resolución número 8 exenta, de 2015.- Incorpora vías para la circulación de vehículos de locomoción colectiva en la ciudad de Hualpén..... P.11

Secretaría Regional Ministerial IX Región de la Araucanía

Resolución número 949 exenta, de 2014.- Define nuevo radio urbano de la ciudad de Temuco para efectos de locomoción colectiva urbana, y deja sin efecto resolución N° 80 exenta, de 1995 P.11

Resolución número 950 exenta, de 2014.- Define radio urbano ciudad de Pitrufulquén para efectos de locomoción colectiva urbana P.12

MINISTERIO DE BIENES NACIONALES

Subsecretaría de Bienes Nacionales

Resolución número 166 exenta, de 2015.- Declara prescindibles y manifiesta intención de venta de 21 inmuebles fiscales que indica, ubicados en la comuna de Chaitén, provincia de Palena, Región de Los Lagos P.12

Resolución número 167 exenta, de 2015.- Declara prescindibles y manifiesta intención de venta de 29 inmuebles fiscales que indica, ubicados en la comuna de Chaitén, provincia de Palena, Región de Los Lagos P.15

MINISTERIO DE ENERGÍA

Decreto número 10T.- Fija precios de nudo para suministros de electricidad..... P.19

MINISTERIO DEL MEDIO AMBIENTE

Servicio de Evaluación Ambiental X Región de Los Lagos

Informa inicio de un proceso de participación ciudadana según lo establecido en el artículo 30 bis de la Ley N° 19.300, en el marco de la evaluación ambiental de la Declaración de Impacto Ambiental del proyecto "Piscicultura de Recirculación Astilleros II" P.28

PODER JUDICIAL

Llamados a concurso P.28

OTRAS ENTIDADES

BANCO CENTRAL DE CHILE

Tipos de cambio y paridades de monedas extranjeras para efectos que señala... P.31

SERVICIO NACIONAL DE CAPACITACIÓN Y EMPLEO

Extracto de resolución número 617 exenta, de 2015, De Laire y Asociados Capacitación Ltda. P.31

Extracto de resolución número 619 exenta, de 2015, Sociedad de Capacitación I.E.G. Limitada P.31

Extracto de resolución número 620 exenta, de 2015, Servicios Integrales en Capacitación Limitada P.31

CONSEJO NACIONAL DE EDUCACIÓN

Extracto del Acuerdo N° 72/2014, que dispone solicitar al Ministerio de Educación la revocación del reconocimiento oficial del Centro de Formación Técnica Magnos y de las carreras autorizadas a ser impartidas en dicha institución, y del Acuerdo N°8/2015, que acogió el recurso de reposición interpuesto por el Centro..... P.31

Director: Carlos Orellana Céspedes
Sitio Web: www.diarioficial.cl
Mesa Central: +56 2 24863600
Dirección: Dr. Torres Boonen 511, Providencia, Santiago

Consultas Telefónicas: +56 2 24863601
Consultas E-mail: consultas@diarioficial.cl
Atención a Regiones: zonanorte@diarioficial.cl
zonasur@diarioficial.cl

Miembro de la Red de
Diarios Oficiales Americanos



resolución en el Diario Oficial, firmando el documento que la Secretaría Regional Ministerial de Bienes Nacionales de Los Lagos tendrá al efecto, en conjunto con una declaración jurada, señalando que no son partes en ningún juicio pendiente en que se discuta la posesión o el dominio de la propiedad, objeto de la manifestación.

Si por cualquier razón la opción correspondiere a dos o más personas, todos ellos deberán suscribir la respectiva manifestación y declaración jurada referida en el párrafo anterior.

Para todos los efectos, se entenderá que el domicilio del o los manifestantes es aquel que se señala en la respectiva manifestación de intención de compra, de modo de posibilitar las notificaciones que deban ejecutarse de conformidad con el procedimiento. En aquel domicilio se realizarán las notificaciones pertinentes, mediante carta enviada por correo certificado.

Vencido el plazo de un año antes referido, no podrá hacerse uso de la opción de compra, entendiéndose que el respectivo titular de la opción ha renunciado a la misma. A contar de esa fecha el Fisco podrá disponer libremente del inmueble sin necesidad de publicar una nueva resolución.

- b) Recibida la manifestación referida en la letra a) precedente, en el tiempo y forma señalados, el Fisco, por intermedio del Ministerio de Bienes Nacionales, dictará un decreto supremo que autorice la venta del respectivo inmueble a favor del o los manifestantes, según corresponda, el que contendrá las condiciones específicas respecto a precio y condiciones de pago.

Dicho decreto supremo será notificado a los manifestantes que correspondan de acuerdo a lo dispuesto en la Ley N° 19.880, que establece Bases de los Procedimientos Administrativos que Rigen los Actos de los Órganos de la Administración del Estado, con el objeto que procedan a suscribir la escritura pública de compraventa y efectuar el pago del precio. Una vez notificado el decreto que aprueba la venta, el o los manifestantes, según corresponda, tendrán un plazo máximo de (90) noventa días para firmar el contrato de compraventa en la Notaría que al efecto se señale en la notificación.

En caso de que no se suscriba la compraventa en el plazo señalado por todos los manifestantes que correspondan, se entenderá por desistida la opción de compra, lo que se certificará por la Secretaría Regional de Bienes Nacionales de la Región de Los Lagos. A partir de ese momento el Fisco podrá disponer libremente del inmueble conforme a las reglas generales; para ello el Ministerio de Bienes Nacionales dictará un decreto que derogue el acto administrativo autorizatorio de la venta.

- c) El ejercicio de la primera opción de compra podrá ser renunciada por los titulares de dicho derecho en cualquier momento a partir de la publicación en el Diario Oficial de la resolución referida en el artículo primero.

La renuncia deberá constar por escrito y ser presentada ante la Secretaría Regional de Bienes Nacionales de la Región de Los Lagos o ante cualquier Oficina Provincial de Bienes Nacionales de la misma región.

La renuncia válidamente emitida es irrevocable y facultará al Fisco a disponer libremente de los inmuebles adquiridos a contar de la fecha de la misma.

III. Establécense las siguientes condiciones generales para la venta de los inmuebles singularizados en el numeral I precedente, sin perjuicio de aquellas que se establezcan en los correspondientes decretos que autoricen la venta:

- a) El precio de la venta por cada inmueble será el señalado en cada caso en el numeral I precedente, el que se pagará al contado, pudiendo excepcionalmente establecerse la modalidad de venta a plazo, lo que será analizado caso a caso en su mérito.
- b) Los inmuebles se venderán como especie o cuerpo cierto, en el estado en que éstos se encuentren al momento de perfeccionarse la venta, con todos sus derechos, usos, costumbres y servidumbres, activas y pasivas, libre de hipotecas, gravámenes, prohibiciones y litigios.
- c) Para el caso de existir arrendatarios, comodatarios u otros ocupantes a cualquier título en el inmueble, el Fisco no tendrá la obligación de lanzar a dichas personas.
- d) La entrega material de la propiedad se verificará cuando se acredite al Secretario Regional Ministerial de Bienes Nacionales de la Región de

Los Lagos, que la propiedad ha quedado debidamente inscrita a favor del comprador o compradores en el Conservador de Bienes Raíces competente mediante la exhibición del certificado de la inscripción de dominio correspondiente.

- e) Los gastos de escritura, derechos notariales e inscripciones, así como cualquier otro que se adeude o devengue como consecuencia de la venta, será de cargo integro de la parte compradora.
- f) El Fisco podrá retractarse de la oferta de venta en el tiempo medio entre la publicación de la resolución en el Diario Oficial y la firma de la manifestación del destinatario de la oferta publicando una resolución que deje sin efecto en todo o parte la presente resolución en el Diario Oficial y en un diario de circulación de la provincia de Palena.

IV.- Publíquese la presente resolución por una sola vez en el Diario Oficial y en un diario de circulación en la provincia de Palena y, si no lo hubiere, en uno de la capital de la Región de Los Lagos, conforme a los términos previstos en el artículo 45 de la ley N° 19.880.

Anótese, regístrese en el Ministerio de Bienes Nacionales, publíquese, notifíquese y archívese.- Por orden de la Presidenta de la República, Víctor Osorio Reyes, Ministro de Bienes Nacionales.

Lo que transcribo a Ud. para su conocimiento.- Saluda Ud., Jorge Maldonado Contreras, Subsecretario de Bienes Nacionales.

Ministerio de Energía

FIJA PRECIOS DE NUDO PARA SUMINISTROS DE ELECTRICIDAD

Núm. 10T.- Santiago, 30 de octubre de 2014.- 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; 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, 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 N° 86, del Ministerio de Energía, de 2012, que aprueba Reglamento para la Fijación de Precios de Nudo; en el decreto supremo N° 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 N° 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 N° 42, del Ministerio de Energía, de 2012, que fija precios de nudo para suministro de electricidad, en adelante "Decreto 42"; en el decreto supremo N° 107, del Ministerio de Energía, de 2012, que fija precios de nudo para suministro de electricidad, en adelante "Decreto 107"; en el decreto supremo N° 4T, del Ministerio de Energía, de 2013, que fija precios de nudo para suministro de electricidad, en adelante "Decreto 4T"; en la resolución exenta N° 502, de fecha 15 de octubre de 2014, de la Comisión Nacional de Energía; en lo informado por la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente la "Comisión", en sus oficios CNE OF. Ord. N° 444, de fecha 15 de octubre de 2014; CNE OF. Ord. N° 497, de fecha 21 de noviembre de 2014, y CNE OF. Ord. N° 33, de fecha 22 de enero de 2015, y lo establecido en la resolución N° 1.600, de 2008, de la Contraloría General de la República,

Decreto:

Artículo primero: Fíjense los siguientes precios de nudo, sus fórmulas de indexación y las condiciones de aplicación de los mismos, para los suministros de

electricidad a que se refiere el número 3 del artículo 147° de la ley, que se efectúen desde las subestaciones de generación-transporte que se señalan. Estos precios se aplicarán desde la publicación del presente decreto en el Diario Oficial, sin perjuicio de su entrada en vigencia a contar del 1 de noviembre 2014, 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	5.114,63	40,820
Lagunas	220	5.102,89	41,000
Crucero	220	4.964,60	40,031
Encuentro	220	4.961,03	40,171
Atacama	220	5.080,44	41,008

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	5.898,97	28,073
Carrera Pinto	Norte	220	6.244,06	28,419
Cardones	Norte	220	6.819,80	32,283
Maitencillo	Norte	220	6.658,17	31,105
Punta Colorada	Centro-Sur	220	4.411,31	45,788
Pan de Azúcar	Centro-Sur	220	4.651,92	47,469
Los Vilos	Centro-Sur	220	4.805,21	48,617
Nogales	Centro-Sur	220	4.893,02	49,062
Quillota	Centro-Sur	220	4.908,40	49,468
Polpaico	Centro-Sur	220	4.960,99	49,483
Lampa	Centro-Sur	220	5.104,86	51,011
Cerro Navia	Centro-Sur	220	5.106,84	51,264
Chena	Centro-Sur	220	5.085,01	51,175
Candelaria	Centro-Sur	220	5.004,65	49,221
Colbún	Centro-Sur	220	4.738,24	46,159
Alto Jahuel	Centro-Sur	220	5.031,93	50,769
Melipilla	Centro-Sur	220	5.016,06	51,333
Rapel	Centro-Sur	220	4.937,67	50,630
Itahue	Centro-Sur	220	4.884,09	49,206
Ancoa	Centro-Sur	220	4.810,67	48,122
Charrúa	Centro-Sur	220	3.798,13	42,028
Lagunillas	Centro-Sur	220	3.799,62	41,345
Hualpén	Centro-Sur	220	3.788,71	41,449
Temuco	Centro-Sur	220	3.880,98	43,215
Ciruelos	Centro-Sur	220	3.898,84	43,453
Valdivia	Centro-Sur	220	3.932,08	45,461
Rahue	Centro-Sur	220	3.903,31	45,303
Puerto Montt	Centro-Sur	220	3.951,92	46,134

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]	P _{b0} [\$/kW/mes]	PPI _{turb} COEF 1	PPI COEF 2	IPC COEF 3
SING	Lagunas	70	5.102,89	0,47796	0,10670	0,41534

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]	P _{b0} [\$/kW/mes]	PPI _{turb} COEF 1	PPI COEF 2	IPC COEF 3
SIC Norte	Diego de Almagro	70	5.898,97	0,38664	0,23232	0,38104

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]	P _{b0} [\$/kW/mes]	PPI _{turb} COEF 1	PPI COEF 2	IPC COEF 3
SIC Centro-Sur	Polpaico	70	4.960,99	0,45017	0,13777	0,41206

Precio de la energía de la subestación troncal:

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

En estas fórmulas:

- P_b : Precio básico de la potencia actualizado en \$/kW/mes.
- P_{b0} : Precio base del precio básico de la potencia en \$/kW/mes.
- DOL_i : Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU del mes anterior al cual se registre la indexación, publicado por el Banco Central.
- IPC_i : Índices de precios al consumidor publicado por el INE para el segundo mes anterior al cual se registre la indexación.
- PPI_{turb_i} : Producer Price Index Industry Data: Turbine & Turbine Generator Set UnitMfg 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 septiembre de 2014 publicado por el Banco Central (593,47 [\$/US\$]).
- IPC_o : Valor de índice de precios al consumidor correspondiente a agosto de 2014 publicado por el INE (115,35). 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_{turb_o} : Producer Price Index Industry Data: Turbine & Turbine Generator Set UnitMfg, publicados por el Bureau of Labor Statistics (www.bls.gov, pcu333611333611) correspondiente al mes de abril de 2014 (219,8).
- PPI_o : Producer Price Index - Commodities publicados por el Bureau of Labor Statistics (www.bls.gov, WPU00000000) correspondiente al mes de abril de 2014 (208,30).
- 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].
- PMM₁₀:PMM₂₀ : 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 mayo a agosto de 2014 (PMM₁₀: 58,984 [\$/kWh], PMM₂₀: 60,441 [\$/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	111,57
Interconectado Central	147,77

2.1 Indisponibilidad de generación y transmisión

Las indisponibilidades aceptables de generación y de transmisión, asociadas a los precios de los numerales 1 y 2 del presente artículo y establecidas en la forma de horas de falla al año, se indican a continuación:

Sistema Interconectado del Norte Grande

Subestación Troncal	Indisponibilidad de Generación [horas/año]	Indisponibilidad de Transmisión Troncal [horas/año]	Indisponibilidad de Transmisión Secundaria [horas/año]	Indisponibilidad Total [horas/año]
Tarapacá	3,40	0,24	1,52	5,16
Lagunas	3,40	0,24	1,52	5,16
Crucero	3,40	0,24	0,00	3,64
Encuentro	3,40	0,24	0,00	3,64
Atacama	3,40	0,24	1,52	5,16

Sistema Interconectado Central

Subestación Troncal	Indisponibilidad de Generación [horas/año]	Indisponibilidad de Transmisión Troncal [horas/año]	Indisponibilidad de Transmisión Secundaria [horas/año]	Indisponibilidad Total [horas/año]
Diego de Almagro	1,90	1,63	7,50	11,03
Carrera Pinto	1,90	1,63	7,50	11,03
Cardones	1,90	1,63	7,20	10,73
Maitencillo	1,90	1,63	5,50	9,03
Punta Colorada	1,90	1,63	5,62	9,15
Pan de Azúcar	1,90	1,63	5,62	9,15
Los Vilos	1,90	1,63	5,62	9,15
Nogales	1,90	1,63	5,62	9,15
Quillota	1,90	1,63	3,82	7,35
Polpaico	1,90	1,63	3,56	7,09
Lampa	1,90	1,63	3,56	7,09
Cerro Navia (*)	1,90	1,63	0,10	3,63
Alto Jahuel (*)	1,90	1,63	0,10	3,63
Chena (*)	1,90	1,63	0,10	3,63
Cerro Navia	1,90	1,63	3,56	7,09
Alto Jahuel	1,90	1,63	6,37	9,90
Chena	1,90	1,63	3,56	7,09
Candelaria	1,90	1,63	4,97	8,50
Colbún	1,90	1,63	4,97	8,50
Melipilla	1,90	1,63	3,56	7,09
Rapel	1,90	1,63	3,56	7,09
Itahue	1,90	1,63	3,62	7,15
Ancoa	1,90	1,63	4,97	8,50
Charrúa	1,90	1,63	4,89	8,42
Lagunillas	1,90	1,63	8,92	12,45
Hualpén	1,90	1,63	8,92	12,45
Temuco	1,90	1,63	5,39	8,92
Ciruelos	1,90	1,63	7,71	11,24
Valdivia	1,90	1,63	7,71	11,24
Rahue	1,90	1,63	8,09	11,62
Puerto Montt	1,90	1,63	8,09	11,62

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

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

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

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

Tanto el precio de nudo de energía como el precio de nudo de potencia aplicables a las inyecciones efectuadas por los PMGD y PMG a que se refieren los artículos 41 y 54, respectivamente, del Decreto Supremo N° 244 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2005, corresponderán al precio de nudo de la subestación troncal más cercana. A estos efectos, la subestación troncal más cercana corresponderá a la que se encuentre a la mínima distancia eléctrica entre el punto de inyección y la barra troncal respectiva, 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 24:00 horas -mientras rija el horario oficial de verano- de cada día de todos los meses del año, exceptuándose, a solicitud del cliente, los días domingo, festivos y sábado siguiente a un día viernes festivo o anterior a un día lunes festivo, siempre y cuando, y de ser necesario, el usuario asuma los costos de inversión correspondientes.

3.3.2 Sistema Interconectado Central

En el Sistema Interconectado Central, para los efectos de las disposiciones establecidas en el presente decreto, se entenderá por horas de punta el período del día comprendido entre las 18:00 y las 23:00 horas durante los meses de abril, mayo, junio, julio, agosto y septiembre, exceptuándose los domingo, festivos y sábado inmediatamente siguiente a un día viernes festivo o anterior a un día lunes festivo de dichos meses.

En el Sistema Interconectado Central, para los efectos de las disposiciones establecidas en el decreto que fija las fórmulas tarifarias aplicables a suministros de precio regulado efectuados por las empresas concesionarias de distribución así como en el decreto que fija los peajes de distribución aplicables al servicio de transporte que presten los concesionarios de distribución, se entenderá por horas de punta el período comprendido entre las 18:00 y las 23:00 horas de cada día de los meses de abril, mayo, junio, julio, agosto y septiembre, exceptuándose a solicitud del cliente los días domingo, festivos y sábado inmediatamente siguiente a un día viernes festivo o anterior a un día lunes festivo de dichos meses, siempre y cuando, y de ser necesario, el usuario asuma los costos de inversión correspondientes.

4 DEMANDA 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 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:

- 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 hrs.
- 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

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	0,000	0,000	0,000
Sobre 20 y hasta 30	5,526	0,000	0,000
Sobre 30 y hasta 40	9,951	9,951	0,000
Sobre 40 y hasta 50	9,951	9,951	9,951
Sobre 50 y hasta 80	13,261	13,261	13,261
Sobre 80	16,569	16,569	16,569

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	0,000	0,000	0,000
Sobre 20 y hasta 30	5,574	0,000	0,000
Sobre 30 y hasta 40	10,036	10,036	0,000
Sobre 40 y hasta 50	10,036	10,036	10,036
Sobre 50 y hasta 80	13,374	13,374	13,374
Sobre 80	16,712	16,712	16,712

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°, el cargo único (CU) a aplicar en cada sistema eléctrico será el siguiente:

Sistema	CU 2 [\$/kWh]
Interconectado del Norte Grande	1,589
Interconectado Central	0,585

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
Interconectado Central	0

7 PAGO DE LAS FACTURAS

Los clientes deberán pagar las facturas dentro del plazo de 20 días a contar de la fecha de su emisión, en la forma que acuerden con la entidad suministradora.

8 GRAVÁMENES E IMPUESTOS

Las tarifas del presente pliego son netas y no incluyen el impuesto al valor agregado ni otros impuestos o tributos que sean de cargo de los clientes.

Artículo segundo: Téngase por determinada, para las licitaciones de suministro a que se refiere el artículo 131° y siguientes de la ley y que se efectúen durante el periodo de vigencia del presente decreto, la forma en que se configurarán los precios de energía ofrecidos en los puntos de abastecimiento o suministros conforme al artículo 134° inciso primero de la ley.

En virtud de lo establecido en el artículo 135° de la ley, en cada licitación para abastecer consumos regulados, el valor máximo de las ofertas será el equivalente al límite superior de la Banda de Precios de Mercado (BPM) establecida en el artículo 168° de la ley, aumentado en un 20%.

1 SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE

1.1 Valor máximo de ofertas de licitación en puntos de oferta

El valor máximo de las ofertas de licitación para el Sistema Interconectado del Norte Grande corresponde a un precio medio de 125,229 [US\$/MWh], con un precio de potencia de 8,5984 [US\$/kW/mes] y un valor máximo de licitación para el precio de energía en este sistema igual a 111,690 [US\$/MWh].

El precio de potencia y el valor máximo de oferta de licitación para la energía, señalados en el inciso anterior, deberán tener el mismo valor para cada punto de oferta definido en las licitaciones respectivas.

1.2 Precios en puntos de abastecimiento o suministro

Para efectos de determinar los precios en los puntos de abastecimiento o suministro resultantes de los procesos de licitación, conforme a lo dispuesto en el artículo 134° inciso primero de la ley, el conjunto de factores de modulación de referencia será el siguiente:

Subestación Troncal	Tensión [kV]	Factor de Modulación para Energía [p.u.]	Factor de Modulación para Potencia [p.u.]
Tarapacá	220	1,0161	1,0310
Lagunas	220	1,0206	1,0286
Crucero	220	0,9965	1,0007
Encuentro	220	1,0000	1,0000
Atacama	220	1,0208	1,0241

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

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

2. SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL:

2.1. Valor máximo de ofertas de licitación en puntos de oferta

El valor máximo de las ofertas de licitación para el Sistema Interconectado Central corresponde a un precio medio de 128,323 [US\$/MWh], con un precio de potencia de 8,3593 [US\$/kW/mes] y un valor máximo de licitación para el precio de energía en este sistema igual a 113,566 [US\$/MWh].

El precio de potencia y el valor máximo de oferta de licitación para la energía, señalados en el inciso anterior, deberán tener el mismo valor para cada punto de oferta definido en las licitaciones respectivas.

2.2. Precios en puntos de abastecimiento o suministro

Para efectos de determinar los precios en los puntos de abastecimiento o suministro resultantes de los procesos de licitación, conforme a lo dispuesto en el artículo 134 inciso primero de la ley, el conjunto de factores de modulación de referencia será el siguiente:

Subestación Troncal	Tensión [kV]	Factor de Modulación para Energía [p.u.]	Factor de Modulación para Potencia [p.u.]
Diego de Almagro	220	0,5673	0,4530
Carrera Pinto	220	0,5743	0,4793
Cardones	220	0,6524	0,5235
Maitencillo	220	0,6286	0,5112
Punta Colorada	220	0,9253	0,8892
Pan de Azúcar	220	0,9593	0,9377
Las Palmas	220	0,9672	0,9491
Los Vilos	220	0,9825	0,9686
Nogales	220	0,9915	0,9863
Quillota	220	0,9997	0,9894
Polpaico	220	1,0000	1,0000
Polpaico	500	1,0023	1,0034
Lampa	220	1,0309	1,0290
Chena	220	1,0342	1,0250
Cerro Navia	220	1,0360	1,0294
Melipilla	220	1,0374	1,0111
Rapel	220	1,0232	0,9953
El Rodeo	220	1,0274	1,0156
Alto Jahuel	220	1,0260	1,0143
Alto Jahuel	500	1,0185	1,0056
Candelaria	220	0,9947	1,0088
Maipo	220	0,9918	1,0114
Colbún	220	0,9328	0,9551
Ancoa	220	0,9725	0,9697
Ancoa	500	0,9811	0,9780
Itahue	220	0,9944	0,9845
Charrúa	220	0,8493	0,7656
Charrúa	500	0,8506	0,7667
Hualpén	220	0,8376	0,7637
Lagunillas	220	0,8355	0,7659
Esperanza	220	0,8591	0,7737
Cautín	220	0,8716	0,7802
Temuco	220	0,8733	0,7823
Ciruelos	220	0,8781	0,7859
Valdivia	220	0,9187	0,7926
Rahue	220	0,9155	0,7868
Puerto Montt	220	0,9323	0,7966

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

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

Artículo tercero: Señálense los precios de energía y potencia obtenidos en las licitaciones de suministro a que se refiere el artículo 131° y siguientes de la ley, efectuadas con anterioridad al periodo de vigencia del presente decreto, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 156° de la ley.

1 Resultado Licitación CGE Distribución 2012/03-2° llamado

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 adjudicada el 7 de diciembre de 2012, para el bloque de suministro por empresa licitante y empresa adjudicataria:

Empresa Licitante	Bloque	Inicio de Suministro	AES Gener S.A.	
			Energía ¹ [GWh-año]	PNELP ² [US\$/MWh]
CGE DISTRIBUCIÓN S.A.	BS	Ene-13	225	138,899

1.2. Precios de potencia de largo plazo

A continuación se detalla el precio de potencia de largo plazo (PNPLP) en el punto de oferta de cada empresa licitante.

Empresa Licitante	Punto de Oferta	AES Gener S.A.	
		Tensión [kV]	PNPLP [US\$/kW/mes]
CGE DISTRIBUCIÓN S.A.	Alto Jahuel	220	9,7769

1.3. Fórmula de indexación para el precio de nudo de energía de largo plazo

$$PNELP = PNELP_{Base} \cdot \left(a_1 \cdot \frac{Carbón}{Carbón_0} + a_2 \cdot \frac{CPI}{CPI_0} \right)$$

Los valores de los ponderadores son los siguientes:

Empresa adjudicataria	a1	a2
AES Gener S.A.	0,3	0,7

1.4. Fórmula de indexación para el precio de nudo de potencia de largo plazo

$$PNPLP = PNPLP_{base} \cdot \left(\frac{CPI}{CPI_0} \right)$$

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

Carbón : Precio de paridad mensual Carbón Zona Central, determinado por la Comisión Nacional de Energía considerando los precios de los mercados de Australia, Colombia e Indonesia, 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.crsi.com). Los mercados señalados serán utilizados en la medida que éstos sean incorporados en las publicaciones señaladas y constituyan mercados relevantes. Asimismo, las publicaciones mencionadas serán reemplazadas por otras de similar importancia y calidad, en la medida que las empleadas dejen de existir. 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, publicado en el sitio web de la Comisión, 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

¹ Energía correspondiente a la componente base del Bloque de Suministro del último año de vigencia de éste.

² Precio en el Punto de Oferta (Alto Jahuel 220 kV).

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 considera el promedio de los valores mensuales del CPI, de los últimos 6 meses contados regresivamente desde el tercer mes anterior al mes en el cual se evalúa la fórmula de indexación.

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

Indexador	Mes	Valor Base
Carbón o	Promedio abr-12 – sep-12	120,740
CPI o	Promedio abr-12 – sep-12	230,045

2. Resultados Licitación SIC 2013/01

2.1. Precios de energía de largo plazo

A continuación se detallan los precios de energía de largo plazo (PNELP) obtenidos en la licitación de suministro adjudicada el 29 de noviembre de 2013, para el bloque de suministro por las empresas licitantes y empresa adjudicataria:

Empresa Licitante	Bloque de Suministro	Inicio de Suministro	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.		Empresa Nacional de Electricidad S.A.	
			Energía ³ [GWh-año]	PNELP ⁴ [US\$/MWh]	Energía ³ [GWh-año]	PNELP ⁴ [US\$/MWh]
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. y 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. y Sociedad Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica de Charrúa Ltda.	BS	Dic-13	363,64	128,003 ⁵	3.181,85	129,035 ⁵

2.2. Precios de potencia de largo plazo

A continuación se detalla el precio de potencia de largo plazo (PNPLP) en el punto de oferta de cada empresa licitante.

Empresa Licitante	Panguipulli S.A. y Endesa S.A.		
	Punto de Oferta	Tensión [kV]	PNPLP [US\$/kW/mes]
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			

³ Energía correspondiente a la componente base del Bloque de Suministro del último año de vigencia de éste.

⁴ Precio en el Punto de Oferta (Polpaico 220 kV).

⁵ El precio de adjudicación corresponde al promedio de los precios ponderados por la energía ofertada en los distintos sub-bloques adjudicados.

Empresa Licitante	Panguipulli S.A. y Endesa S.A.		
	Punto de Oferta	Tensión [kV]	PNPLP [US\$/kW/mes]
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. y 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. y Sociedad Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica de Charrúa Ltda.	Polpaico	220	8,7840

2.3. Fórmula de indexación para el precio de nudo de energía de largo plazo

$$PNELP = PNELP_{base} \cdot \left(a_1 \cdot \frac{Carbón}{Carbón_0} + a_2 \cdot \frac{Brent}{Brent_0} + a_3 \cdot \frac{PGNL}{PGNL_0} + a_4 \cdot \frac{CPI}{CPI_0} \right) \cdot \left(\frac{f_{PtoCompra}^E}{f_{PtoCompra0}^E} \cdot \frac{f_{PtoOferta}^E}{f_{PtoOferta0}^E} \right)$$

Los valores de los ponderadores son los siguientes:

Empresa adjudicataria	a1	a2	a3	a4
Panguipulli S.A.	0	0	0	1
Endesa S.A.	0,25	0,20	0,30	0,25

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

$$PNPLP = PNPLP_{base} \cdot \left(\frac{CPI}{CPI_0} \right) \cdot \left(\frac{f_{PtoCompra}^P}{f_{PtoCompra0}^P} \cdot \frac{f_{PtoOferta}^P}{f_{PtoOferta0}^P} \right)$$

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

Carbón : Precio de paridad mensual Carbón Zona Central, determinado por la Comisión Nacional de Energía 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.crsi.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, publicado en el sitio web de la Comisión, de los últimos 6 meses contados regresivamente desde el tercer mes anterior al mes en el cual se evalúa la fórmula de indexación.

Brent : Promedio mensual de los precios diarios del Petróleo Crudo Brent (DTD) en base a la publicación internacional de Argus o en su defecto, cualquier otra publicación de similar importancia y calidad. Dicho indicador 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, publicado en el sitio web de la Comisión, de los últimos 6 meses contados regresivamente desde el tercer mes anterior al mes en el cual se evalúa la fórmula de indexación.

- PGNL : 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, publicado en el sitio web de la Comisión, 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, publicado en el sitio web de la Comisión, de los últimos 6 meses contados regresivamente desde el tercer mes anterior al mes en el cual se evalúa la fórmula de indexación.

$f_{PtoCompra}^E$: Factor de modulación de la energía en el punto de compra correspondiente establecido en el decreto de precio de nudo vigente.

$f_{PtoCompra0}^E$: Factor de modulación de la energía en el punto de compra correspondiente establecido en el Decreto 107.

$f_{PtoOferta}^E$: Factor de modulación de la energía en el punto de oferta de la presente licitación establecido en el decreto de precio de nudo vigente.

$f_{PtoOferta0}^E$: Factor de modulación de la energía en el punto de oferta de la presente licitación correspondiente establecido en el Decreto 107.

$f_{PtoCompra}^P$: Factor de modulación de la potencia en el punto de compra correspondiente establecido en el decreto de precio de nudo vigente.

$f_{PtoCompra0}^P$: Factor de modulación de la potencia en el punto de compra correspondiente establecido en el Decreto 107.

$f_{PtoOferta}^P$: Factor de modulación de la potencia en el punto de oferta de la presente licitación establecido en el decreto de precio de nudo vigente.

$f_{PtoOferta0}^P$: Factor de modulación de la potencia en el punto de oferta de la presente licitación correspondiente establecido en el Decreto 107.

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

Indexador	Mes	Valor Base
Carbón o	Promedio mar-13 – ago-13	110,460
Brent o	Promedio mar-13 – ago-13	105,890
PGNL o	Promedio mar-13 – ago-13	3,82
CPI o	Promedio mar-13 – ago-13	233,204

3 Resultados Licitación SIC 2013/03

3.1 Precios de energía de largo plazo

A continuación se detallan los precios de energía de largo plazo (PNELP) obtenidos en la licitación de suministro adjudicada el 14 de agosto de 2014, para el bloque de suministro por las empresas licitantes y empresa adjudicataria:

Empresa Licitante	Bloques Licitados	Entrada Operación	Endesa S.A.	
			Energía ⁶ [GWh]	PNELP ⁷ [US\$/MWh]
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 Angeles 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.	BS	Sep-14	681,810	112,000

El precio de energía indicado se entiende ofrecido en el mismo punto de oferta, el cual se establece en el numeral siguiente.

3.2. Precios de potencia de largo plazo

A continuación se detalla el precio de potencia de largo plazo (PNPLP) en el punto de oferta de cada empresa licitante:

Empresa Licitante	Punto de Oferta	Tensión [kV]	PNPLP [US\$/kW/mes]
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 Angeles 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.	Polpaico	220	8,9176

3.3. Fórmulas de indexación de precios de nudo de energía de largo plazo

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

$$PNELP = PNELP_{base} \cdot \left(\frac{CPI}{CPI_0} \right) \cdot \left(\frac{f_{PtoCompra}^E}{f_{PtoCompra0}^E} \cdot \frac{f_{PtoOferta}^E}{f_{PtoOferta0}^E} \right)$$

3.4. Fórmula de indexación para el precio de nudo de potencia de largo plazo:

$$PNPLP = PNPLP_{base} \cdot \left(\frac{CPI}{CPI_0} \right) \cdot \left(\frac{f_{PtoCompra}^P}{f_{PtoCompra0}^P} \cdot \frac{f_{PtoOferta}^P}{f_{PtoOferta0}^P} \right)$$

La definición de los índices contenidos en estas fórmulas 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",

⁶ Energía correspondiente a la componente base del Bloque de Suministro del último año de vigencia de éste.

⁷ Precio en el Punto de Oferta (Polpaico 220 kV).

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, publicado en el sitio web de la Comisión, de los últimos 6 meses contados regresivamente desde el tercer mes anterior al mes en el cual se evalúa la fórmula de indexación.

$f_{PtoCompra}^E$: Factor de modulación de la energía en el punto de compra correspondiente establecido en el decreto de precio de nudo vigente.

$f_{PtoCompra0}^E$: Factor de modulación de la energía en el punto de compra correspondiente establecido en el Decreto 4T.

$f_{PtoOferta}^E$: Factor de modulación de la energía en el punto de oferta de la presente licitación establecido en el decreto de precio de nudo vigente.

$f_{PtoOferta0}^E$: Factor de modulación de la energía en el punto de oferta de la presente licitación correspondiente establecido en el Decreto 4T.

$f_{PtoCompra}^P$: Factor de modulación de la potencia en el punto de compra correspondiente establecido en el decreto de precio de nudo vigente.

$f_{PtoCompra0}^P$: Factor de modulación de la potencia en el punto de compra correspondiente establecido en el Decreto 4T.

$f_{PtoOferta}^P$: Factor de modulación de la potencia en el punto de oferta de la presente licitación establecido en el decreto de precio de nudo vigente.

$f_{PtoOferta0}^P$: Factor de modulación de la potencia en el punto de oferta de la presente licitación correspondiente establecido en el Decreto 4T.

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

Inexador	Mes	Valor Base
CPIo	Promedio dic-13 – may-14	235,502

Anótese, tómesese razón y publíquese.- Por orden de la Presidenta de la República, Jimena Jara Quilodrán, Ministra de Energía (S).

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

CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA
División de Infraestructura y Regulación
Subdivisión Jurídica

Cursa con alcance el decreto N° 10T, de 2014, del Ministerio de Energía

N° 10.739.- Santiago, 9 de febrero de 2015.

La Contraloría General ha dado curso al documento del rubro, que fija precios de nudo para suministros de electricidad, pero cumple con hacer presente, en relación con los precios de energía y potencia obtenidos en las licitaciones reguladas en los artículos 131° y siguientes de la Ley General de Servicios Eléctricos, y sus fórmulas de indexación, que, en lo sucesivo, esa Secretaría de Estado deberá dar oportuno cumplimiento a lo previsto en el artículo 156° del mismo texto legal, lo que no aconteció tratándose de los procesos singularizados en los N°s 1 y 2 del artículo tercero del decreto examinado.

Saluda atentamente a Ud., Patricia Arriagada Villouta, Contralor General de la República Subrogante.

Al señor
Ministro de Energía
Presente.

Ministerio del Medio Ambiente

Servicio de Evaluación Ambiental X Región de Los Lagos

INFORMA INICIO DE UN PROCESO DE PARTICIPACIÓN CIUDADANA SEGÚN LO ESTABLECIDO EN EL ARTÍCULO 30 BIS DE LA LEY N° 19.300, EN EL MARCO DE LA EVALUACIÓN AMBIENTAL DE LA DECLARACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL DEL PROYECTO “PISCICULTURA DE RECIRCULACIÓN ASTILLEROS II”

Con fecha 4 de febrero de 2015, en el procedimiento de evaluación de impacto ambiental del proyecto “Piscicultura de Recirculación Astilleros II” presentado por el señor Óscar Alberto Gárate Nicoletti, en representación de Sealand Aquaculture S.A. con fecha 18 de diciembre de 2014, y mediante resolución exenta N° 96 del Director del Servicio de Evaluación Ambiental de la Región de Los Lagos, se ha resuelto dar inicio a un proceso de participación ciudadana por un plazo de 20 días hábiles, según lo establecido en el artículo 30 bis de la ley N° 19.300. Cualquier persona natural o jurídica podrá formular observaciones a la Declaración de Impacto Ambiental, ante la Dirección Regional del servicio. Las observaciones deberán formularse por escrito, contener sus fundamentos y referirse a la evaluación ambiental del proyecto o actividad. Conforme a la descripción del proyecto y a la tipología secundaria que hace obligatorio su ingreso al SEIA, es pertinente señalar que corresponde a un proyecto de sistema de tratamiento, disposición y/o eliminación de residuos industriales líquidos, de aquellos contemplados en el literal o) del artículo 10 de la ley N° 19.300 y el literal o.7) del artículo 3 del D.S N° 40/2012 del Ministerio de Medio Ambiente, y que por tanto es de aquellos que generan cargas ambientales conforme a lo dispuesto en el artículo 30 bis de la ley N° 19.300 y el artículo 94 del DS N° 40/2012 del Ministerio del Medio Ambiente.

El plazo legal de 20 días para la efectuar observaciones se contará desde la fecha de la presente publicación.

El texto íntegro de la resolución antes individualizada puede ser conocido en las oficinas de la Dirección Regional del Servicio de Evaluación Ambiental, en Avenida Diego Portales 2000, piso 4, Puerto Montt.

Además puede accederse a ella a través del sitio web www.sea.gob.cl.- Director Regional del Servicio de Evaluación Ambiental Región de Los Lagos.

PODER JUDICIAL

CONSURSOS

Corte Suprema.- Se ha ordenado abrir concurso en esta Corte Suprema, por el término de diez días, a contar de la fecha de publicación en el Diario Oficial, para proveer el cargo de Ministro de la Corte de Apelaciones de San Miguel, correspondiente a la Segunda Categoría del Escalafón Primario, grado IV de la Escala de Sueldos del Poder Judicial, en la vacante producida por cese de funciones de su titular, señora María Carmen Rivas González.

Los interesados que reúnan los requisitos exigidos por el Código Orgánico de Tribunales para postular al cargo, deberán presentar ante este Tribunal, dentro del plazo señalado, su currículum vitae, declaración jurada de los artículos 258 y 259 del Código Orgánico de Tribunales y demás antecedentes justificativos de sus méritos, conforme a lo dispuesto en el Auto Acordado de esta Corte Suprema, de 28 de diciembre de 2007, que consta en el Acta N° 274 de esa misma fecha y, si correspondiere, la declaración a que se refiere el Auto Acordado de este Tribunal, de 23 de diciembre de 2008, que consta en el Acta N° 304, de igual data, y su modificación de fecha 30 de enero de 2009, consignada en el Acta N° 33-2009, de esa misma fecha, dentro del plazo antes señalado.

Rol Administrativo N° AD-217-2015.

Los interesados deben acreditar el cumplimiento de los requisitos legales.

Mayor información disponible en www.poderjudicial.cl.- Carolina Elvira Palacios Vera, Secretaria Subrogante.