
LEYES, REGLAMENTOS, DECRETOS Y RESOLUCIONES DE ORDEN GENERAL

Núm. 41.844

Sábado 26 de Agosto de 2017

Página 1 de 14

Normas Generales

CVE 1262475

MINISTERIO DE ENERGÍA

FIJA PRECIOS DE NUDO PARA SUMINISTROS DE ELECTRICIDAD

Núm. 2T.- Santiago, 10 de febrero de 2017.

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"; en el 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 la ley N° 20.936, que establece un nuevo sistema de transmisión eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional, en adelante e indistintamente la "Ley N° 20.936"; 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° 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; 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 la resolución exenta N° 641, de fecha 30 de agosto de 2016, de la Comisión Nacional de Energía, que establece plazos, requisitos y condiciones para la fijación de precios de nudo de corto plazo, en adelante "RE 641"; 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 decreto supremo N° 1T, de 2017, del Ministerio de Energía, que ajusta lo dispuesto 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 de acuerdo a lo señalado en la ley N° 20.936, en adelante "Decreto 1T"; en el artículo primero del decreto supremo N° 11T, de 2016, 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 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 oficio de la Comisión CNE OF. Ord. N° 51, de fecha 30 de enero de 2017, que informa resultado de las Licitaciones de Suministro a que se refiere el artículo 131° de la Ley General de Servicios Eléctricos; en la resolución exenta N° 748, de 28 de octubre de 2016, 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° 54, de fecha 31 de enero de 2017, de la Comisión Nacional de Energía, que Aprueba Informes Técnicos Definitivos para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo del Sistema Interconectado del Norte Grande y del Sistema Interconectado Central, de enero de 2017, rectificadas mediante la resolución exenta N° 368, de fecha 12 de julio de 2017, de la Comisión Nacional de Energía, remitidas a este Ministerio

CVE 1262475

Director: Carlos Orellana Céspedes
Sitio Web: www.diarioficial.cl

Mesa Central: +562 2486 3600

Email: consultas@diarioficial.cl

Dirección: Dr. Torres Boonen N°511, Providencia, Santiago, Chile.

mediante sus oficios CNE. OF. Ord. N° 58, de fecha 31 de enero de 2017, y CNE. OF. Ord. N° 343, de fecha 12 de julio de 2017, respectivamente, 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 abril de 2017, conforme a lo dispuesto en el artículo 2° de la RE 641, para efectos de las reliquidaciones señaladas en el inciso tercero del artículo 171° de la ley.

1 PRECIOS DE NUDO

1.1. Precios básicos de nudo en subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional.

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 subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional y para los niveles de tensión que se indican.

a) Sistema Interconectado del Norte Grande

Subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional	Tensión [kV]	Precio Base de la Potencia de punta [\$/kW/mes]	Precio Base de la Energía [\$/kWh]
Atacama	220	5.468,91	30,015
Calama	220	5.566,77	30,506
Chuquicamata	220	5.537,30	30,458
Cóndores	220	5.745,81	31,228
Crucero	220	5.451,12	29,943
El Cobre	220	5.488,93	30,123
El Tesoro	220	5.575,67	30,581
Encuentro	220	5.448,34	29,928
Esperanza SING	220	5.582,34	30,533
Laberinto	220	5.487,26	30,099
Lagunas	220	5.560,10	30,317
Nueva Victoria	220	5.546,20	30,156
O'Higgins	220	5.478,92	29,919
Parinacota	220	5.970,99	32,189
Pozo Almonte	220	5.640,17	30,491
Tarapacá	220	5.578,45	30,192

b) Sistema Interconectado Central

Subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional	Subsistema SIC	Tensión [kV]	Precio Base de la Potencia de punta [\$/kW/mes]	Precio Base de la Energía [\$/kWh]
D. de Almagro	Norte	220	5.392,94	37,281
Carrera Pinto	Norte	220	5.476,68	37,303
Cardones	Norte	220	5.619,99	37,548
Maitencillo	Norte	220	5.357,54	36,571
Punta Colorada	Centro-Sur	220	5.432,80	41,045
Pan de Azúcar	Centro-Sur	220	5.271,29	42,014
Los Vilos	Centro-Sur	220	5.426,36	43,384
Nogales	Centro-Sur	220	5.365,73	42,406
Quillota	Centro-Sur	220	5.353,39	43,065
Polpaico	Centro-Sur	220	5.361,44	42,13
Los Maquis	Centro-Sur	220	5.420,46	43,285
El Llano	Centro-Sur	220	5.387,73	43,056
Lampa	Centro-Sur	220	5.425,29	41,76
Cerro Navia	Centro-Sur	220	5.440,85	43,354

Chena	Centro-Sur	220	5.439,24	42,996
Maipo	Centro-Sur	220	5.371,63	42,251
Candelaria	Centro-Sur	220	5.396,31	41,338
Colbún	Centro-Sur	220	5.234,81	40,124
Alto Jahuel	Centro-Sur	220	5.372,71	42,652
Melipilla	Centro-Sur	220	5.456,95	43,388
Rapel	Centro-Sur	220	5.484,85	44,034
Itahue	Centro-Sur	220	5.313,15	42,199
Ancoa	Centro-Sur	220	5.214,95	41,846
Charrúa	Centro-Sur	220	5.028,23	40,102
Hualpén	Centro-Sur	220	5.061,49	39,667
Lagunillas	Centro-Sur	220	5.087,25	39,465
Cautín	Centro-Sur	220	5.125,88	41,144
Temuco	Centro-Sur	220	5.150,03	41,187
Los Ciruelos	Centro-Sur	220	5.457,48	46,385
Valdivia	Centro-Sur	220	5.537,97	47,531
Rahue	Centro-Sur	220	5.553,53	48,035
Puerto Montt	Centro-Sur	220	5.636,70	48,302
Melipulli	Centro-Sur	220	5.618,46	48,801
Chiloé	Centro-Sur	220	5.694,11	49,228

1.2. Fórmulas de indexación

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

a) Subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional del Sistema Interconectado del Norte Grande

Precio por potencia de la subestación del Sistema de Transmisión Nacional:

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

Sistema	Barra	Potencia [MW]	Pb ₀ [\$/kW/mes]	PPI _{turb} COEF 1	PPI COEF 2	IPC COEF 3
SING	Lagunas	70	5.560,10	0,54510	0,08697	0,36793

Precio de la energía de la subestación del Sistema de Transmisión Nacional:

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

b) Subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional del Sistema Interconectado Central

Precio por potencia de la subestación del Sistema de Transmisión Nacional en Subsistema SIC Norte:

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

Subsistema	Barra	Potencia [MW]	Pb ₀ [\$/kW/mes]	PPI _{turb} COEF 1	PPI COEF 2	IPC COEF 3
SIC Norte	Cardones	70	5.619,99	0,52922	0,09360	0,37718

Precio por potencia de la subestación del Sistema de Transmisión Nacional 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 ₀ [\$/kW/mes]	PPI _{turb} COEF 1	PPI COEF 2	IPC COEF 3
SIC Centro-Sur	Nogales	70	5.365,73	0,53370	0,09008	0,37622

Precio de la energía de la subestación del Sistema de Transmisión Nacional:

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

En estas fórmulas:

- Pb : Precio básico de la potencia, actualizado en \$/kW/mes.
- Pb₀ : Precio básico de la potencia vigente en \$/kW/mes, según la última fijación tarifaria.
- DOL_i : Dólar observado EEUU promedio publicado por el Banco Central correspondiente al Segundo mes anterior a cual se registre la indexación.
- 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 Unit Mfg, publicados por el Bureau of Labor Statistics (www.bls.gov, PCU333611333611) correspondiente al séptimo 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 séptimo mes anterior al cual se registre la indexación.
- DOL_o : Dólar observado EEUU promedio del mes de noviembre de 2016 publicado por el Banco Central (666,12 [\$/US\$]).
- IPC_o : Índice de Precios al Consumidor correspondiente a noviembre de 2016 publicado por el INE (114,11). 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_{turb_o} : Producer Price Index Industry Data: Turbine & Turbine Generator Set Unit Mfg, publicados por el Bureau of Labor Statistics (www.bls.gov, pcu333611333611) correspondiente al mes de junio de 2016 (221,6).
- PPI_o : Producer Price Index - Commodities publicados por el Bureau of Labor Statistics (www.bls.gov, WPU00000000) correspondiente al mes de junio de 2016 (187,6).
- PMM_{1i}:PMM_{2i} : 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].
- PMM₁₀,PMM₂₀ : 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 julio de 2016 a octubre de 2016 (PMM₁₀: SING 52,167 [\$/kWh], PMM₂₀: SIC 62,222 [\$/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 DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

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 las subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional que corresponda conforme se establece en el decreto 14, ajustado de conformidad al decreto 1T.

Para la determinación de los precios de nudo en puntos de compra 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 compra de la empresa distribuidora.
 PNP_{Dx} : Precio de nudo de potencia en el punto de compra de la empresa distribuidora.
 PNE_{SP} : Precio de nudo de energía en la subestación primaria determinado conforme lo establecido en el decreto 14, ajustado de conformidad al decreto 1T.
 PNP_{SP} : Precio de nudo de potencia en la subestación primaria determinado conforme lo establecido en el decreto 14, ajustado de conformidad al decreto 1T.
 $CBLPDx$: 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 compra 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	100,98
Interconectado Central	133,74

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, N° 375, de fecha 22 de abril de 2016, y N° 713, de 19 de octubre 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 del Sistema de Transmisión Nacional más cercana. A estos efectos, la subestación del Sistema de Transmisión Nacional más cercana corresponderá a la que se encuentre a la mínima distancia eléctrica entre el punto de

inyección y la subestación del Sistema de Transmisión Nacional respectiva, determinada por el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante el "Coordinador".

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 domingos, festivos y sábados inmediatamente siguientes a un día viernes festivo, o anteriores 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 domingos, festivos y sábados inmediatamente siguientes a un día viernes festivo, o anteriores 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 sábados, domingos 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 sábados, domingos 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 tuvieran 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, del 28 de enero de 2016, de la Comisión y de acuerdo al procedimiento del Coordinador.

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 del Sistema de Transmisión Nacional, 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 compra cuyos precios de nudo se calculen sobre la base de precios en la misma subestación del Sistema de Transmisión Nacional, 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 registrará 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 registrará 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	6,129	0,000	0,000
Sobre 30 y hasta 40	11,035	11,035	0,000
Sobre 40 y hasta 50	11,035	11,035	11,035
Sobre 50 y hasta 80	14,706	14,706	14,706
Sobre 80	18,374	18,374	18,374

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	6,181	0,000	0,000
Sobre 30 y hasta 40	11,130	11,130	0,000
Sobre 40 y hasta 50	11,130	11,130	11,130
Sobre 50 y hasta 80	14,831	14,831	14,831
Sobre 80	18,532	18,532	18,532

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, el Coordinador 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 vigésimo quinto transitorio de la ley N° 20.936 y lo dispuesto en el artículo 102° de la ley, en su texto vigente con anterioridad a la dictación de la ley N° 20.936, 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 al Coordinador 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, el Coordinador 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, en su texto vigente con anterioridad a la dictación de la ley N° 20.936, 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 compra 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:

Subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional	Tensión [kV]	Factores de Modulación	
		Potencia	Energía
Atacama	220	1,0200	0,7124
Calama	220	1,0383	0,7241
Chuquicamata	220	1,0328	0,7229
Cóndores	220	1,0717	0,7412
Crucero	220	1,0167	0,7107
El Cobre	220	1,0238	0,7150
El Tesoro	220	1,0400	0,7259
Encuentro	220	1,0162	0,7104
Esperanza SING	220	1,0412	0,7247
Laberinto	220	1,0235	0,7144
Lagunas	220	1,0371	0,7196
María Elena	220	1,0177	0,7107
Quillagua	220	1,0260	0,7130
Salar	220	1,0321	0,7219
Nueva Victoria	220	1,0345	0,7158
O'Higgins	220	1,0219	0,7102
Parinacota	220	1,1137	0,7640
Pozo Almonte	220	1,0520	0,7237
Tarapacá	220	1,0405	0,7166
D. de Almagro	220	1,0059	0,8849
Carrera Pinto	220	1,0215	0,8854
San Andrés	220	1,0366	0,8884
Cardones	220	1,0482	0,8912
Maitencillo	220	0,9993	0,8680
Punta Colorada	220	1,0133	0,9742
Pan de Azúcar	220	0,9832	0,9972
Don Goyo	220	0,9884	1,0012
La Cebada	220	0,9921	1,0043
Las Palmas	220	0,9941	1,0059
Los Vilos	220	1,0121	1,0297
Nogales	220	1,0008	1,0065
Quillota	220	0,9985	1,0222
Polpaico	500	0,9991	1,0032
Polpaico	220	1,0000	1,0000
Los Maquis	220	1,0110	1,0274
El Llano	220	1,0049	1,0220
Lampa	220	1,0119	0,9912
Cerro Navia	220	1,0148	1,0290
Chena	220	1,0145	1,0205
El Rodeo	220	1,0035	1,0141
Paine	154	1,0055	1,0180
Rancagua	154	1,0218	1,0245
Punta Cortés	154	1,0132	1,0024
Tilcoco	154	1,0095	0,9991
San Fernando	154	1,0305	1,0288
Teno	154	1,0048	1,0080
Itahue	154	0,9892	0,9968
Maipo	220	1,0019	1,0029
Candelaria	220	1,0065	0,9812
Colbún	220	0,9764	0,9524
Alto Jahuel	220	1,0021	1,0124
Alto Jahuel	500	0,9978	1,0051
Melipilla	220	1,0178	1,0298
Rapel	220	1,0230	1,0452
Itahue	220	0,9910	1,0016
Ancoa	500	0,9772	0,9976
Ancoa	220	0,9727	0,9933
Charrúa	220	0,9379	0,9519
Charrúa	500	0,9393	0,9535
Hualpén	220	0,9441	0,9415
Lagunillas	220	0,9489	0,9367
Tap Laja	220	0,9402	0,9540
Cautín	220	0,9561	0,9766
Temuco	220	0,9606	0,9776
Duqueco	220	0,9444	0,9620
Los Ciruelos	220	1,0179	1,1010
Valdivia	220	1,0329	1,1282
Rahue	220	1,0358	1,1401
Pichirrague	220	1,0349	1,1236
Puerto Montt	220	1,0513	1,1465
Melipulli	220	1,0479	1,1583
Chiloé	220	1,0620	1,1685

Para determinar los precios en los puntos de compra 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 compra 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 compra, 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 compra 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 la licitación de suministro a que se refieren los artículos 131° y siguientes de la ley, efectuada con anterioridad al periodo de vigencia del presente decreto, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 156° de la ley.

1. Precios de nudo de largo plazo

1.1. Precios de energía de largo plazo

A continuación se detallan los precios de energía de largo plazo (PNELP) obtenidos en la licitación de suministro 2015/01, adjudicada con fecha 17 de agosto de 2016.

1.1.1. Bloque de suministro N° 1

La adjudicación para el bloque de suministro N° 1, vigente desde el 1 de enero de 2021 hasta el 31 de diciembre de 2040, se presenta a continuación para cada empresa adjudicataria:

Bloque de Suministro	Adjudicatario	Energía [GWh-año]	PNELP (US\$/MWh)
1	Esperanza Eólica SpA	352,0	43,116
1	Cerro Tigre Eólica SpA	462,0	41,893
1	Tchamma Eólica SpA	440,0	39,652
1	Ckani Eólica SpA	374,0	42,549
1	Caman Eólica SpA	638,0	38,797
1	Coihue Eólica SpA	638,0	39,405
1	OPDE Chile SpA	176,0	38,077

1.1.2. Bloque de suministro N° 2

La adjudicación para el bloque de suministro N° 2, compuesto por los bloques horarios N° 2-A, N° 2-B y N° 2-C, vigentes desde el 1 de enero de 2021 hasta el 31 de diciembre de 2040, se presenta a continuación para cada empresa adjudicataria:

Bloque de Suministro	Adjudicatario	Energía [GWh-año]	PNELP (US\$/MWh)
2-A	Esperanza Eólica SpA	54,4	43,116
2-A	Ibereólica Cabo Leones II S.A.	265,2	47,248
2-A	Ibereólica Cabo Leones III S.A.	68,0	61,000
2-A	Parque Eólico Cabo Leones I S.A.	20,4	63,000
2-A	WPD Malleco II SpA	74,8	51,476
2-A	WPD Malleco SpA	163,2	52,222
2-A	WPD Negrete SpA	34,0	49,675
2-B	Esperanza Eólica SpA	80,0	43,116
2-B	Ibereólica Cabo Leones II S.A.	390,0	47,248
2-B	María Elena Solar S.A.	280,0	29,100
2-B	WPD Malleco II SpA	70,0	47,471

2-B	WPD Malleco SpA	140,0	47,470
2-B	WPD Negrete SpA	40,0	47,472
2-C	Besalco Energía Renovable S.A.	10,4	71,000
2-C	Esperanza Eólica SpA	41,6	43,116
2-C	Ibereólica Cabo Leones II S.A.	202,8	47,248
2-C	Ibereólica Cabo Leones III S.A.	62,4	70,000
2-C	Parque Eólico Cabo Leones I S.A.	26,0	71,800
2-C	WPD Duqueco SpA	5,2	68,972
2-C	WPD Malleco II SpA	46,8	49,919
2-C	WPD Malleco SpA	93,6	49,916
2-C	WPD Negrete SpA	26,0	49,675
2-C	WPD Santa Fe SpA	5,2	69,971

El Bloque de Suministro N° 2-A, abastece únicamente los consumos que, durante los períodos horarios comprendidos entre las 00:00 y las 07:59 hrs. y entre las 23:00 y 23:59 hrs., realicen las empresas concesionarias de servicio público de distribución CGE Distribución S.A., Chilectra S.A. (hoy Enel Distribución Chile 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 de Arica S.A., Empresa Eléctrica de Iquique S.A., Empresa Eléctrica Atacama S.A., Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A., Empresa Eléctrica de Casablanca S.A., Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., Empresa Eléctrica de Puente Alto S.A., Energía de Casablanca S.A., Luzlinares S.A., Luzparral S.A., Sociedad Austral de Electricidad S.A., Compañía Distribuidora de Energía Eléctrica Codiner Ltda. y las Cooperativas Eléctricas Cooperativa Eléctrica de Curicó Ltda., Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica de Chillán Ltda., Cooperativa Eléctrica Los Ángeles Ltda., Cooperativa Eléctrica Paillaco Ltda., Cooperativa Rural Eléctrica de Llanquihue Ltda., Cooperativa Rural Eléctrica de Río Bueno Ltda., Sociedad Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica de Charrúa Ltda., en adelante las Licitantes.

El Bloque de Suministro N° 2-B, abastece únicamente los consumos que realicen las Licitantes durante el período horario comprendido entre las 08:00 y las 17:59 hrs.

El Bloque de Suministro N° 2-C, abastece únicamente los consumos que realicen las Licitantes durante el período horario comprendido entre las 18:00 y las 22:59 hrs.

1.1.3. Bloque de suministro N° 3

La adjudicación para el bloque de suministro N° 3, vigente desde el 1 de enero de 2022 hasta el 31 de diciembre de 2041, se presenta a continuación para cada empresa adjudicataria:

Bloque de Suministro	Adjudicatario	Energía [GWh-año]	PNELP (US\$/MWh)
3	Acciona Energía Chile Holdings, S.A.	506,0	54,895
3	Aela Generación S.A.	88,0	46,650
3	Cox Energy Chile SpA	264,0	52,721
3	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	5.918,0	50,739
3	Puelche Sur Eólica SpA	286,0	44,053
3	WPD Duqueco SpA	88,0	54,470

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° 1, N° 2-A, N° 2-B, N° 2-C y N° 3 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° 1, N° 2-A, N° 2-B, N° 2-C y N° 3 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 ₀	Promedio Nov. 15 – Abr. 16	237,547

Anótese, tómese 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.