

Normas Generales

PODER EJECUTIVO

Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción**SUBSECRETARIA DE ECONOMIA, FOMENTO Y RECONSTRUCCION****FIJA PRECIOS DE NUDO PARA SUMINISTROS DE ELECTRICIDAD**

Nº 340 - Santiago, 30 de octubre de 2006. Visto: Lo dispuesto en los artículos 79-1, 79-4, 79-5, 90°, 96°, 99°, 10° ter y 103 del Decreto con Fuerza de Ley N° 1, del Ministerio de Minería, de 1982, en adelante, "LGSE", y sus modificaciones incorporadas por las leyes N° 19.940, de 13 de marzo de 2004 y 20.018, de 19 de mayo de 2005; en los artículos 1° transitorio, 3° transitorio y 4° transitorio de la citada Ley N° 20.018; lo informado por la Comisión Nacional de Energía, en Oficio ORD-CNE N° 1404, de fecha 16 de octubre de 2006; y lo establecido en la Resolución N° 520 de 1996 de la Contraloría General de la República.

Decreto:

Artículo primero: Fijase 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 90° de la LGSE, que se efectúen desde las subestaciones de generación-transporte que se señalan. Estos precios se aplicarán desde la publicación de este Decreto en el Diario Oficial, sin perjuicio que entranan en vigencia desde el 1° de noviembre de 2006, conforme a lo dispuesto en el inciso final del artículo 103° de la LGSE, para efectos de las reliquidaciones señaladas en el inciso tercero del mismo artículo.

1 PRECIOS DE NUZO**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 Básico de Potencia de Punta (\$/kW/mes)	Precio Básico de Energía (\$/kWh/mes)	Potencia de Influencia [MW]
ARICA	132	3.802,34	38,625	5
COQUILLO ALMENDRE	220	3.992,13	38,522	35
COPAYAPU	220	3.229,82	38,703	45
COPAYAPU	220	3.055,74	38,867	45
COPAYAPU	220	3.961,03	38,568	45
COPAYAPU	220	3.650,86	38,795	45
CRUCEIRO	220	3.734,15	38,701	50
CRUCEIRO	220	3.741,32	38,874	50
CENTRAL AYACUCHA	220	3.657,41	38,789	45
CHICLAYO	220	3.613,59	38,864	45
CARREÑA	220	3.979,05	38,569	45
MARQUEZ DE AREQUIA	220	3.063,34	38,766	45
CHILLAN	220	3.588,00	38,993	35
ANTOFAGASTA	132	3.692,12	38,725	3
CONCEPCION	220	3.770,51	38,728	45

b) Sistema Interconectado Central

Subestación Troncal	Tensión [kV]	Precio Básico de Potencia de Punta (\$/kW/mes)	Precio Básico de Energía (\$/kWh/mes)	Potencia de Influencia [MW]
SI DE ALMENDRE	220	3.468,78	38,787	100
CHILLAN	220	4.552,14	38,601	100
CANIA	220	3.229,62	38,791	100
CHILLAN	220	4.384,73	38,786	100
SI DE ALMENDRE	220	3.523,50	38,728	100
CHILLAN	220	3.831,12	38,781	50
COLCHACA	220	3.666,58	38,722	45
CHILLAN	220	3.213,07	38,798	45
CHILLAN	220	4.078,70	38,744	45
COLCHACA	132	3.759,82	38,762	45
SI DE ALMENDRE	132	4.121,49	38,798	45
CHILLAN	132	3.312,73	38,762	45
COLCHACA	132	3.896,20	38,738	45
CHILLAN	132	3.773,03	38,720	45
CHILLAN	220	3.760,38	38,722	20
CHILLAN	220	3.913,79	38,711	150
SI DE ALMENDRE	132	3.986,08	38,741	150
CHILLAN	220	4.123,19	38,761	20
COLCHACA	220	3.523,89	38,744	45
CHILLAN	220	3.712,09	38,736	45
SI DE ALMENDRE	220	4.211,71	38,726	45
CHILLAN	132	3.651,89	38,729	45

c) Abono o cargo por diferencia que se produzca entre el precio de nudo vigente y los costos marginales, de los suministros sometidos a regulación de precios no cubiertos por contratos.

A los precios básicos de la energía del Sistema Interconectado Central establecido en el literal precedente se deberá agregar un monto de 0,944 [\$/kWh], resultante de la aplicación del Artículo 3° transitorio de la Ley N° 20.018.

Los precios de nudo en las subestaciones de centrales generadoras cuya potencia instalada supera la potencia de influencia de la subestación troncal más cercana, serán iguales a los precios en dicha subestación troncal para el mismo nivel de tensión. Estas subestaciones de centrales generadoras, en conjunto con las subestaciones troncales, se denominarán subestaciones principales. Los precios de nudo para las subestaciones principales, en otros niveles de tensión, y para el resto de las subestaciones de generación-transporte, incluidas las subestaciones secundarias de centrales generadoras, serán iguales a los que se determinen según lo señalado en el numeral 1.

1.2 Precios básicos de nudo en subestaciones principales en niveles de tensión diferentes a los señalados en 1.1 y en subestaciones secundarias

Los precios de nudo en subestaciones principales en niveles de tensión diferentes a los señalados en el numeral 1.1 y en subestaciones secundarias, incluidas las subestaciones primarias de distribución, se determinarán incrementando los precios de la energía y de la potencia de punta de la subestación principal que corresponda conforme se establece en el numeral 2.1, en los cargos por concepto de transformación y de transporte que resulten de la aplicación de las fórmulas siguientes, y verificando que no se exceda los límites denominados costos de conexión directa, de acuerdo con las condiciones de aplicación que se establece en el numeral 2.3.

Cargo por concepto de transformación y transporte de energía:

$$PBEP \cdot ((1 + CBTE / 100) \cdot (1 + \sum_{i=1}^n (CBLE_i \cdot km / 100)) - 1)$$

Cargo por concepto de transformación y transporte de potencia:

$$CBTP \cdot (\sum_{i=1}^n (FE \cdot CBLP_i \cdot km))$$

donde:

PBEP es el precio básico de la energía en la subestación principal, según lo señalado en los literales a) y b) numeral 1.1 del presente artículo, más el cargo o abono a que se refiere el literal c) del mismo numeral. Este precio se expresa en [\$/kWh].

CBTE es el cargo base por transformación de energía desde el nivel de tensión en que se dispone del precio básico en la subestación principal hacia el nivel de tensión en que se desea calcular el precio de nudo. Se expresa en (%).

CBTP es el cargo base por transformación de potencia desde el nivel de tensión en que se dispone del precio básico en la subestación principal hacia el nivel de tensión en que se desea calcular el precio de nudo. Se expresa en [\$/kW/mes].

n es el número de tramos de líneas de transmisión hasta el punto en que se desea calcular el precio de nudo, para un mismo nivel de tensión.

CBLE_i es el cargo base por transporte de energía, denominado CBLE, correspondiente al tramo i, expresado en [%/km].

CBLP_i es el cargo base por transporte de potencia, denominado CBLP, correspondiente al tramo i, expresado en [\$/kW-mes/km].

FE Parámetro de enajenable para ajuste de costo de inversión aplicable a tramo i, [p.u.].

km, es la longitud de cada tramo i, calculada de acuerdo a lo indicado en el numeral 2.2 expresada en kilómetros.

Estos cargos permiten obtener los factores de penalización de energía y de potencia en estos nudos e incorporan todos los costos de inversión, operación, mantenimiento, y pérdidas de potencia y energía en las instalaciones. Los valores para CBTE, CRLE, CBTP, y CBLP se indican a continuación. Por definición, los precios de nudo en subestaciones primarias de distribución no incluirán cargos por transporte de energía ni cargos por transporte de potencia en niveles de tensión de distribución.

Valor de CBTE (%) desde la tensión señalada en el numeral 1.1:**Sistema Interconectado del Norte Grande**

Subestación Principal	≤ 334 [kV]	≥ 338 [kV]	≥ més de 100 [kV] y ≤ 30 [kV]	A nivel de distribución
ARICA	0,08	0,08	3,25	3,62
COQUILLO ALMENDRE	0,09	1,49	4,24	5,12
PARINACOTA	0,09	1,39	3,38	6,13
CONDORCO	0,09	1,43	4,34	6,13
LARANCA	0,07	1,39	4,34	5,13
LA CALINA	0,08	1,43	3,38	6,13
CRUCEIRO	0,10	1,49	4,26	5,88
SIERRA NEGRA	0,09	1,20	3,05	3,88
CENTRAL AYACUCHA	0,10	1,49	4,34	6,13
CHICLAYO	0,09	1,29	4,34	5,13
SIERRA BLANCA	0,09	1,37	3,38	6,13
MEJILLONES	0,09	1,39	4,34	5,12
ANTOFAGASTA	0,09	1,20	3,88	5,88
CONCEPCION	0,10	1,49	4,34	6,13

Sistema Interconectado Central

Subestación Principal	a \$34 [kV]	a \$10 [kV]	a menos de 100 [kV] y a más de 30 [kV]	A nivel de distribución
CD DE ALMAGRO	3,00	4,92	7,63	12,88
CASERIA PINTO	0,98	1,52	2,01	3,22
CARREÑAS	0,98	1,52	6,05	12,81
CHILLAN	0,98	1,52	7,63	13,33
CHILLAN DE ACTAHAN	0,98	1,52	7,63	13,33
COQUILLOTO	0,98	1,52	7,63	13,33
CO. PAZ	0,98	1,52	8,31	16,38
COQUIMBO NUEVA	0,98	2,38	4,21	18,39
COQUILLO TUYU	0,98	2,38	8,31	16,38
CONCEPCION	0,98	4,12	6,69	9,17
COSTANERA	0,98	4,12	6,64	9,18
CTARAL	0,98	4,12	6,63	9,07
FRANCIA	0,98	4,12	6,64	9,18
GAMBOA	0,98	3,61	5,21	10,38
GRANADA	0,98	2,72	4,09	10,38
HONDOY	0,98	2,88	3,99	10,38
IRARRA SANTANDER	0,98	3,69	4,69	10,39
IRARRA	0,98	4,12	6,69	10,38
JALPAZ	0,98	4,12	5,98	10,61
LA CALERA BOLIVIA	0,98	4,12	5,99	10,61
LA CALERA MUNICIPAL	0,98	4,12	5,99	10,61
LA CALERA	0,98	4,12	5,99	10,61
LA PINTA	0,98	4,12	5,99	10,61
LA PINTA MUNICIPAL	0,98	4,12	5,99	10,61
LA PINTA	0,98	4,12	5,99	10,61

Valor de CBLE %

Líneas de 220 kV	0,03% por kilómetro
Líneas de 154 kV	0,04% por kilómetro
Líneas de 110 kV	0,05% por kilómetro
Líneas a menos de 100 kV y más de 30 kV	0,19% por kilómetro
Líneas a nivel de distribución	0,29% por kilómetro

Valor de CBTP desde la tensión señalada en el numeral 1.1:

Sistema Interconectado del Norte Grande

Sistema Interconectado Central

Subsección Principales	# 134 [EN]	# 130 [EN]	x menor de 100 [EN] y a más de 30 [EN]	A nivel de distribución
COL. ALMENDRAS	3,08	454,36	766,41	1,200,00
COL. CERRO COLORADO	3,08	354,38	708,41	1,200,00
COL. COLEGIO	3,08	353,38	624,89	1,200,00
COL. NACIONAL	3,08	454,32	766,41	1,200,00
COL. PLAZA LARGA	3,08	352,32	753,82	1,200,00
COL. SANTA CLARA	3,08	377,31	562,23	1,200,00
COL. TECNICO	3,08	354,43	623,64	1,200,00
VERGEL AVILA	3,08	238,62	427,64	1,200,00
VERGEL BOLIVIA	3,08	239,62	395,61	1,200,00
VERGEL CHACAL	3,08	239,62	416,72	1,200,00
VERGEL COLIMA	3,08	238,73	418,73	1,200,00
VERGEL FERNANDEZ	3,08	358,74	638,74	1,200,00
VERGEL HUARO	3,08	458,74	636,74	1,200,00
VERGEL MARINA	3,08	456,73	638,74	1,200,00
VERGEL OAXACA	3,08	353,58	493,36	1,200,00
VERGEL PUEBLA	3,08	238,62	371,23	1,200,00
VERGEL SANTO DOMINGO	3,08	268,63	471,23	1,200,00
VERGEL SANTO DOMINGO	3,08	358,64	471,23	1,200,00
VERGEL TECNICO	3,08	417,37	573,38	1,200,00
VALLENTINA	3,08	341,36	603,97	1,200,00
VARGAS BURGOS	3,07	275,10	575,86	1,080,00
VARGAS BURGOS	3,07	341,36	603,94	1,080,00
VARGAS BURGOS	3,08	340,36	573,71	880,00

Valor de CBEI/P [\$/kW/mes/km]

Subestación	o 220 kV	o 132 kV	o 132 y o menor de 100 [kV] y o más de 30 [kV]	A menor de descubiertos
Sistemas Transmisiones 220 kV	11,32	12,11	12,25	20,15
Sistemas Transmisiones 132 kV	11,32	12,11	12,25	20,15

En aquellas subestaciones de generación-transporte secundarias, con niveles de tensión inferiores a 154 [kV] pero ubicadas en zonas geográficas en las cuales existan líneas de 154 [kV] ó de 220 [kV], los precios deiendo estarán adicionalmente limitados a los valores máximos que resultan de la aplicación del procedimiento señalado en el numeral 2.3 de las Condiciones de Aplicación de dicha posibilidad de suministro, denominados costos de conexión directa.

Coefficiente EW

El valor del coeficiente FE, factor de enmallamiento, a aplicar en un tramo de línea para cada uno de los tramos de las líneas de 110 [kV] que se indican en el cuadro a) y que forman parte de la ruta para la determinación del precio en los puntos de inyección a distribución que se indiquen en el cuadro b).

El valor del coeficiente EF será igual a 1.0 en los siguientes casos:

El valor del coeficiente PE será igual a 1,0 en los siguientes casos:
 Para el resto de las líneas de transmisión secundaria del sistema.
 Para los tramos de líneas de 110 [kV] que se indican en a) pero que no forman parte de la ruta que determina el precio de los envíos del caso de b).

Los platos

Statistical Methods

1.3 Indisponibilidad de Generación y Transmisión

Las indisponibilidades aceptables de generación y de transmisión, asociadas a estos precios y establecidas en la forma de horas de falla al año, se indican a continuación:

Sistema Interconectado del Norte Grande

Substitution Prinzipiel	Indikationsbereich der Grunderkrankheit (boxxen zuordn.)	Indikationsbereich der Prävention (boxxen zuordn.)	Indikationsbereich der Transposition Sezundärerkrankung (boxxen zuordn.)	Total (boxxen zuordn.)
AUS-6	3,40	0,00	1,60	5,00
PROT. AUS-6/2012	2,00	0,20	1,80	5,00
MARSHALL-6/12A	3,40	0,20	1,80	5,40
CORONARIES	3,40	0,20	1,60	5,20
SARCOPLAKIA	3,40	0,20	1,60	5,20
LAL-2002S	3,40	0,20	1,60	5,20
CRU-1990	3,40	0,20	1,60	5,20
ERGOSTATRO	3,40	0,20	0,00	3,60
CENTRAL-43/2000	3,40	0,20	1,60	5,20
CH-2000	3,40	0,20	1,60	5,20
CARDIO-2000	3,40	0,20	1,60	5,20
PANTIL-18/2000	3,40	0,20	1,60	5,20
PSEUDOCLES	3,40	0,20	0,00	3,60
ANTICRISTINA	3,40	0,20	1,60	5,20
ESPERANZA	3,40	0,20	1,60	5,20

2 CONDICIONES DE APLICACION**2.1 Subestación principal a considerar para efectos del cálculo de precios de nodo en otras subestaciones de generación-transporte**

Para efectos de establecer los precios de nodo que rigen en subestaciones de generación-transporte diferentes a las denominadas principales en 1.1, se debe utilizar la subestación principal que en conjunto con los sistemas de transporte correspondientes, permita minimizar el costo medio de abastecimiento para un consumo con factor de carga mensual de 55%.

Sin embargo, el cliente podrá solicitar, sólo para fines de incorporar el efecto de diversidad a que se refiere el numeral 2.3, que los precios de nodo se calculen sobre la base de otras subestaciones principales, referidos al nivel de más alta tensión de suministro.

2.2 Modalidad de cálculo de la distancia entre una subestación principal y otra subestación de generación-transporte

Para establecer la distancia entre una subestación principal y otra subestación de generación-transporte se utilizará la distancia a través de las líneas eléctricas que puedan permitir la interconexión. Las líneas a considerar son aquellas establecidas mediante concesión o que utilicen en su trazado bienes nacionales de uso público, independientemente de sus características técnicas y de si los circuitos operan o no normalmente cerrados. En el caso de existir varias líneas de interconexión se utilizarán aquellas que impliquen el menor precio medio mensual en el punto de suministro, considerando para efectos de la comparación un consumo teórico con factor de carga mensual igual a 55%.

2.3 Costos de conexión directa

Los precios de nodo en las subestaciones de generación-transporte secundarias, aplicables a las ventas en nivel de tensión de alta tensión de distribución, estarán limitados a valores máximos, que se determinan a través del procedimiento que se señala, considerando la alternativa de conexión directa a las líneas de 154 [kV] y de 220 [kV] que sean las subestaciones principales más cercanas.

Estos precios máximos se determinarán comparando mensualmente, para un consumo con demanda máxima en horas de punta igual a la suma de todas las demandas máximas en horas de punta vigentes para fines de facturación en nivel de voltaje de alta tensión de distribución, y con un factor de carga mensual de 55%, el precio medio de la electricidad, en nivel de voltaje de alta tensión de distribución, que resultaría sin considerar esta opción de conexión directa, con el precio medio resultante para un consumo de las mismas características con los precios alternativos siguientes:

Precio alternativo de la energía = PNFT · (1+ μ)

Precio alternativo de la potencia de punta = PNPT · (1+ μ)

si DEM mayor que 20 [MW] $\mu = 0,150 + 0,014 \cdot KM$

si DEM menor o igual a 20 [MW] $\mu = 0,150 + 0,011 \cdot (20-DEM) + 0,014 \cdot KM$

En que:

PNFT: Precio de nodo de la energía en la subestación principal más cercana en nivel de tensión igual o superior a 154 [kV], más el cargo o abono que se refiere el literal c) numeral 1.1 del presente artículo.

PNPT: Precio de nodo de la potencia de punta en la subestación principal más cercana en nivel de tensión igual o superior a 154 [kV].

DEM: Suma de todas las demandas máximas en horas de punta vigentes para fines de facturación en nivel de voltaje de alta tensión de distribución y superiores, expresados en [MW].

KM: Distancia en kilómetros, en linea recta desde la subestación en que se efectúa la venta a la línea de 154 [kV] o 220 [kV] según corresponda.

Si el precio medio de la electricidad en la alternativa de conexión directa resulta menor que el precio medio sin considerar dicha opción, se deberán reducir en la misma proporción los precios de energía y de potencia de punta correspondientes a la opción que no considera la conexión directa, hasta igualar ambos precios medios. En caso contrario, los precios correspondientes a la opción directa no serán considerados.

Para el caso en que el nivel de tensión de suministro sea superior al de alta tensión de distribución, el cliente podrá solicitar la aplicación de un coeficiente que refleje la alternativa de conexión directa. El valor de dicho coeficiente se establecerá de común acuerdo entre el vendedor y el cliente.

2.4 Información

Las empresas propietarias y arrendatarias de los sistemas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, deberán proporcionar a las empresas que se abastecen de sus instalaciones, toda la información necesaria para determinar el precio de nodo que corresponda a la compra de energía y potencia, según lo establecido en los puntos 2.1, 2.2 y 2.3 precedentes.

Esta información deberá proporcionarse a requerimiento de la empresa compradora en forma escrita y magnética, y enviarse copia a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles en la misma forma.

2.5 Cliente

Se considerará cliente a toda empresa distribuidora de servicio público que este recibiendo energía eléctrica de una empresa generadora, aunque no esté vigente un contrato entre las partes para ese objeto.

2.6 Entrega y medida

Cuando la medida se efectúe a una tensión o en un punto diferente al de entrega, la medida se efectuará por un coeficiente que, tomando en consideración las perdidas, la refiera a la tensión y punto de entrega. Si la energía se entrega a través de líneas de terceros, serán de cargo del cliente los pagos en que se incurra por este concepto.

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

2.7 Horas de punta y fuera de punta de los sistemas eléctricos**2.7.1 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 periodo 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 y festivos. 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, se entenderá por horas de punta el periodo 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.

2.7.2 Sistema Interconectado Central

En el Sistema Interconectado Central, para los efectos de las disposiciones establecidas en el presente artículo, se entenderá por horas de punta el periodo del día comprendido entre las 18:00 y las 23:00 horas durante los meses de mayo, junio, julio, agosto y septiembre, exceptuándose los domingo, festivos y sábado inmediatamente siguientes o anteriores a un día laboral 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, se entenderá por horas de punta el periodo comprendido entre las 18:00 y las 23:00 horas de cada día de los meses de mayo, junio, julio, agosto y septiembre.

2.8 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 en que se señala en 2.8.1, la empresa vendedora considerará el promedio de las dos más altas demandas máximas leídas, en horas de punta o fuera de punta según corresponda, en los últimos 12 meses, incluido el mes que se factura, independientemente de que en algunos de estos meses el cliente hubiere tenido otro suministrador. Si el cliente tuviere simultáneamente potencias contratadas con otros suministradores, estas potencias restarán de la demanda de facturación calculada como se indica anteriormente. Si el cliente estuviere acogido al sistema de demanda máxima leída con varios suministradores simultáneamente, la demanda de facturación será prioritada entre todos ellos en función de las potencias firmes que tuvieran disponibles para abastecerla. Estas potencias firmes se determinarán de acuerdo a las normas y procedimientos del Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) del Sistema eléctrico correspondiente, y si no existiera dicho Centro, se calcularán de acuerdo a las normas y procedimientos del Centro de Despacho Económico del Sistema Interconectado Central.

Si un mismo cliente recibe energía en dos o más puntos de entrega, cuyos precios de nodo se calculan sobre la base de los precios de nodo en la misma subestación principal, los clientes podrán solicitar al vendedor, o a los vendedores, que para los fines de facturación, se consideren las demandas máximas de cada punto afectadas por un coeficiente, para compensar el posible efecto de diversidad. El valor de dicho coeficiente y demás normas de aplicación a este respecto se establecerán de común acuerdo entre el vendedor, o los vendedores, y el cliente.

Los clientes tendrán el derecho de instalar a su cargo los equipos necesarios de medición y registro de demanda, en los grupos de puntos de suministro cuyos precios de nodo se calcúlen sobre la base de precios en la misma subestación principal, 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 del grupo. Asimismo, la demanda máxima en horas fuera de punta a considerar en cada punto de entrega para fines de facturación será su aporte a la demanda máxima conjunta en horas fuera de punta del grupo. La empresa vendedora tendrá acceso a los equipos para su control e inspección. Lo anterior será igualmente aplicable en el caso de más de un suministrador.

2.8.1 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 nodo 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 fuera 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 aplicara a esta diferencia de demandas máximas será establecido de común acuerdo entre la empresa vendedora y la empresa compradora, y se basará en los costos adicionales en que incurra la empresa vendedora para suministrarla.

Para cualquier empresa, ya sea clasificada en el caso a) o en el caso b), si la demanda de facturación, dentro o fuera de punta, sobrepasa la potencia conectada, cada kW de exceso sobre dicha potencia se cobrará al doble del precio establecido.

Adicionalmente, si la potencia conectada es excedida en más de 2 días, en el período de un año, la empresa vendedora podrá obligar a la empresa compradora a redefinir la potencia conectada en forma inmediata por un monto igual a la suma de la potencia conectada vigente y del máximo exceso registrado, y cobrar los aportes reembolsables correspondientes.

Si la empresa compradora no contara con un dispositivo de medida de demanda en horas de punta, se considerará como demanda máxima leída en horas de punta, la registrada en cualquiera de las horas de cada uno de los meses de mayo, junio, julio, agosto y septiembre.

2.8.2 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:

Aquellos 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 nodo 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 superasen 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 promovido entre las empresas vendedoras, en proporción a las potencias contratadas que el cliente tenga con cada una de ellas, quienes podrán aplicar en ese mes, a la proporción del exceso que les corresponda, un precio igual al doble del estipulado.

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

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

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

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

3 ENERGIA REACTIVA

3.1 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 cuociente entre energía reactiva inductiva y energía activa.
- c) Conforme al cuociente anterior y de acuerdo al nivel de tensión del punto de compra, aplicar los cargos por energía reactiva inductiva presentados en los cuadros 3.1 y 3.2, 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 3.1 y 3.2, solo para aquellas horas correspondientes a los días domingo y festivos.

Cuadro 3.1:
Cargos aplicables a la Energía Reactiva Inductiva para el Sistema Interconectado del Norte Grande según Nivel de Tensión de Punto de Compra

Cuociente entre Energía Reactiva y Energía Activa [1%]	Cargo para Tensión superior a 100 kV [\$/kWhAct]	Cargo para Tensión entre 33,3 kV y 35 kV [\$/kWhAct]	Cargo para Tensión menor a 33 kV [\$/kWhAct]
Subs 0 y hasta 20	0,000	0,000	0,000
Subs 20 y hasta 30	5,873	0,000	0,000
Subs 30 y hasta 40	6,965	0,000	0,000
Subs 40 y hasta 50	6,965	0,000	0,000
Subs 50 y hasta 60	9,207	0,000	0,000
Subs 60	11,448	11,604	11,604

Cuadro 3.2:
Cargos aplicables a la Energía Reactiva Inductiva para el Sistema Interconectado Central según Nivel de Tensión de Punto de Compra

Cuociente entre Energía Reactiva y Energía Activa [1%]	Cargo para Tensión superior a 100 kV [\$/kWhAct]	Cargo para Tensión entre 33,3 kV y 35,82 [\$/kWhAct]	Cargo para Tensión menor a 33 kV [\$/kWhAct]
Subs 0 y hasta 20	0,000	0,000	0,000
Subs 20 y hasta 30	2,000	0,000	0,000
Subs 30 y hasta 40	2,008	0,000	0,000
Subs 40 y hasta 50	2,008	0,000	0,000
Subs 50 y hasta 60	2,008	0,000	0,000
Subs 60	2,388	0,000	0,000
Total	51,702	11,703	11,703

La aplicación de los cargos presentados en los cuadros 3.1 y 3.2, se deberá realizar considerando el desglose del cuociente entre la energía reactiva induciva y energía activa, para cada uno de los rangos indicados. Así, en caso de que dicho cuociente exceda el rango exento de pago, comprendido entre 0% y 20%, sólo se deberá aplicar el cargo al exceso por sobre el 20%. Dicho exceso deberá dividirse en cada uno de los rangos indicados en los cuadros 3.1 y 3.2, pagando el valor del rango respectivo, hasta alcanzar el valor total del cuociente.

En aquellos casos en que existan puntos de compra con mediciones que incluyan inyecciones o consumos de energía activa o reactiva, distintos a los reconocidos por la empresa distribuidora consumidora, la Dirección de Peajes del Centro de Despacho Económico de Carga (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 3.1 y 3.2, según corresponda.

3.2 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 cargaría en un 1% por cada 0,01 en que dicho factor baje de 0,93.

3.3 FACUTRACIÓN DE LA ENERGÍA REACTIVA

El cargo 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 3.1 y 3.2 precedentes.

4 PRECIOS DE NUDO APLICABLES A CLIENTES REGULADOS EN ZONAS DE CONCEPCIÓN DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

Para efectos de la determinación de los precios de nudo a utilizar en las fórmulas tarifarias de concesionarios de servicio público de distribución, según se establece en el decreto del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción correspondiente, se considerarán los precios que resultan de aplicar las siguientes fórmulas, para cada concesionario y sector de nudo en donde se ubica el cliente de la empresa concesionaria, considerando la siguiente clasificación:

Empresa	Sector de Nudo	Común a Comprenderse
CPUEL	1	33,3 kV Y MENORES
CONAGUA	1	EN EL RÉGIMEN EXCEPTO VALPARAISO, QUILLÓN Y VERA DEL LAGO
CONAGUA	1	EN VALPARAISO, CHILLÓN Y VINA DEL MAR
CONAGUA	2	EN VALPARAISO, RÍO BEMBEM, RÍO LAGUNA, RÍO CARRIZO, RÍO SOROLLA, RÍO TALAGUA, LA ESTRELLA Y TUCÓN, PAMPEONQUE, ANTONIO, PARROQUIAS, PAMPEONQUE Y PAMPEONQUE
CPUEL/CTE	3	EN RÍO TALAGUA, RÍO BEMBEM Y RÍO SOROLLA
CPUEL/CTE	4	EN RÍO TALAGUA
CPUEL/CTE	5	EN RÍO TALAGUA
CPUEL/CTE	6	EN RÍO TALAGUA Y RÍO SOROLLA
CPUEL/CTE	7	EN RÍO TALAGUA, RÍO BEMBEM Y RÍO SOROLLA
CPUEL/CTE	8	EN RÍO TALAGUA, RÍO BEMBEM, RÍO SOROLLA, RÍO CARRIZO Y RÍO TUCÓN
CPUEL/CTE	9	EN RÍO TALAGUA Y RÍO CARRIZO
CPUEL/CTE	10	EN RÍO TALAGUA Y RÍO CARRIZO
CPUEL/CTE	11	EN RÍO TALAGUA, RÍO BEMBEM, RÍO CARRIZO Y RÍO TUCÓN
CPUEL/CTE	12	EN RÍO TALAGUA, RÍO BEMBEM, RÍO CARRIZO Y RÍO TUCÓN
CPUEL/CTE	13	EN RÍO TALAGUA, RÍO BEMBEM, RÍO CARRIZO Y RÍO TUCÓN
CPUEL/CTE	14	EN RÍO TALAGUA
CPUEL/CTE	15	EN RÍO TALAGUA Y RÍO CARRIZO
CPUEL/CTE	16	EN RÍO TALAGUA, RÍO BEMBEM, RÍO CARRIZO Y RÍO TUCÓN
CPUEL/CTE	17	EN RÍO TALAGUA Y RÍO CARRIZO
CPUEL/CTE	18	EN RÍO TALAGUA, RÍO BEMBEM, RÍO CARRIZO Y RÍO TUCÓN
CPUEL/CTE	19	EN RÍO TALAGUA Y RÍO CARRIZO
CPUEL/CTE	20	EN RÍO TALAGUA Y RÍO CARRIZO
CPUEL/CTE	21	EN RÍO TALAGUA, RÍO BEMBEM, RÍO CARRIZO Y RÍO TUCÓN
CPUEL/CTE	22	EN RÍO TALAGUA Y RÍO CARRIZO
CPUEL/CTE	23	EN RÍO TALAGUA, RÍO BEMBEM, RÍO CARRIZO Y RÍO TUCÓN
CPUEL/CTE	24	EN RÍO TALAGUA Y RÍO CARRIZO
CPUEL/CTE	25	EN RÍO TALAGUA, RÍO BEMBEM, RÍO CARRIZO Y RÍO TUCÓN
CPUEL/CTE	26	EN RÍO TALAGUA Y RÍO CARRIZO
CPUEL/CTE	27	EN RÍO TALAGUA, RÍO BEMBEM, RÍO CARRIZO Y RÍO TUCÓN
CPUEL/CTE	28	EN RÍO TALAGUA Y RÍO CARRIZO
CPUEL/CTE	29	EN RÍO TALAGUA, RÍO BEMBEM, RÍO CARRIZO Y RÍO TUCÓN
CPUEL/CTE	30	EN RÍO TALAGUA Y RÍO CARRIZO
CPUEL/CTE	31	EN RÍO TALAGUA, RÍO BEMBEM, RÍO CARRIZO Y RÍO TUCÓN
CPUEL/CTE	32	EN RÍO TALAGUA Y RÍO CARRIZO
CPUEL/CTE	33	EN RÍO TALAGUA, RÍO BEMBEM, RÍO CARRIZO Y RÍO TUCÓN
CPUEL/CTE	34	EN RÍO TALAGUA Y RÍO CARRIZO
CPUEL/CTE	35	EN RÍO TALAGUA, RÍO BEMBEM, RÍO CARRIZO Y RÍO TUCÓN
CPUEL/CTE	36	EN RÍO TALAGUA Y RÍO CARRIZO
CPUEL/CTE	37	EN RÍO TALAGUA, RÍO BEMBEM, RÍO CARRIZO Y RÍO TUCÓN
CPUEL/CTE	38	EN RÍO TALAGUA Y RÍO CARRIZO
CPUEL/CTE	39	EN RÍO TALAGUA, RÍO BEMBEM, RÍO CARRIZO Y RÍO TUCÓN
CPUEL/CTE	40	EN RÍO TALAGUA Y RÍO CARRIZO
CPUEL/CTE	41	EN RÍO TALAGUA, RÍO BEMBEM, RÍO CARRIZO Y RÍO TUCÓN
CPUEL/CTE	42	EN RÍO TALAGUA Y RÍO CARRIZO
CPUEL/CTE	43	EN RÍO TALAGUA, RÍO BEMBEM, RÍO CARRIZO Y RÍO TUCÓN
CPUEL/CTE	44	EN RÍO TALAGUA Y RÍO CARRIZO
CPUEL/CTE	45	EN RÍO TALAGUA, RÍO BEMBEM, RÍO CARRIZO Y RÍO TUCÓN
CPUEL/CTE	46	EN RÍO TALAGUA Y RÍO CARRIZO
CPUEL/CTE	47	EN RÍO TALAGUA, RÍO BEMBEM, RÍO CARRIZO Y RÍO TUCÓN
CPUEL/CTE	48	EN RÍO TALAGUA Y RÍO CARRIZO
CPUEL/CTE	49	EN RÍO TALAGUA, RÍO BEMBEM, RÍO CARRIZO Y RÍO TUCÓN
CPUEL/CTE	50	EN RÍO TALAGUA Y RÍO CARRIZO
CPUEL/CTE	51	EN RÍO TALAGUA, RÍO BEMBEM, RÍO CARRIZO Y RÍO TUCÓN
CPUEL/CTE	52	EN RÍO TALAGUA Y RÍO CARRIZO
CPUEL/CTE	53	EN RÍO TALAGUA, RÍO BEMBEM, RÍO CARRIZO Y RÍO TUCÓN
CPUEL/CTE	54	EN RÍO TALAGUA Y RÍO CARRIZO
CPUEL/CTE	55	EN RÍO TALAGUA, RÍO BEMBEM, RÍO CARRIZO Y RÍO TUCÓN
CPUEL/CTE	56	EN RÍO TALAGUA Y RÍO CARRIZO
CPUEL/CTE	57	EN RÍO TALAGUA, RÍO BEMBEM, RÍO CARRIZO Y RÍO TUCÓN
CPUEL/CTE	58	EN RÍO TALAGUA Y RÍO CARRIZO
CPUEL/CTE	59	EN RÍO TALAGUA, RÍO BEMBEM, RÍO CARRIZO Y RÍO TUCÓN
CPUEL/CTE	60	EN RÍO TALAGUA Y RÍO CARRIZO
CPUEL/CTE	61	EN RÍO TALAGUA, RÍO BEMBEM, RÍO CARRIZO Y RÍO TUCÓN
CPUEL/CTE	62	EN RÍO TALAGUA Y RÍO CARRIZO
CPUEL/CTE	63	EN RÍO TALAGUA, RÍO BEMBEM, RÍO CARRIZO Y RÍO TUCÓN
CPUEL/CTE	64	EN RÍO TALAGUA Y RÍO CARRIZO
CPUEL/CTE	65	EN RÍO TALAGUA, RÍO BEMBEM, RÍO CARRIZO Y RÍO TUCÓN
CPUEL/CTE	66	EN RÍO TALAGUA Y RÍO CARRIZO
CPUEL/CTE	67	EN RÍO TALAGUA, RÍO BEMBEM, RÍO CARRIZO Y RÍO TUCÓN
CPUEL/CTE	68	EN RÍO TALAGUA Y RÍO CARRIZO
CPUEL/CTE	69	EN RÍO TALAGUA, RÍO BEMBEM, RÍO CARRIZO Y RÍO TUCÓN
CPUEL/CTE	70	EN RÍO TALAGUA Y RÍO CARRIZO
CPUEL/CTE	71	EN RÍO TALAGUA, RÍO BEMBEM, RÍO CARRIZO Y RÍO TUCÓN
CPUEL/CTE	72	EN RÍO TALAGUA Y RÍO CARRIZO
CPUEL/CTE	73	EN RÍO TALAGUA, RÍO BEMBEM, RÍO CARRIZO Y RÍO TUCÓN
CPUEL/CTE	74	EN RÍO TALAGUA Y RÍO CARRIZO
CPUEL/CTE	75	EN RÍO TALAGUA, RÍO BEMBEM, RÍO CARRIZO Y RÍO TUCÓN
CPUEL/CTE	76	EN RÍO TALAGUA Y RÍO CARRIZO
CPUEL/CTE	77	EN RÍO TALAGUA, RÍO BEMBEM, RÍO CARRIZO Y RÍO TUCÓN
CPUEL/CTE	78	EN RÍO TALAGUA Y RÍO CARRIZO
CPUEL/CTE	79	EN RÍO TALAGUA, RÍO BEMBEM, RÍO CARRIZO Y RÍO TUCÓN
CPUEL/CTE	80	EN RÍO TALAGUA Y RÍO CARRIZO
CPUEL/CTE	81	EN RÍO TALAGUA, RÍO BEMBEM, RÍO CARRIZO Y RÍO TUCÓN
CPUEL/CTE	82	EN RÍO TALAGUA Y RÍO CARRIZO
CPUEL/CTE	83	EN RÍO TALAGUA, RÍO BEMBEM, RÍO CARRIZO Y RÍO TUCÓN
CPUEL/CTE	84	EN RÍO TALAGUA Y RÍO CARRIZO
CPUEL/CTE	85	EN RÍO TALAGUA, RÍO BEMBEM, RÍO CARRIZO Y RÍO TUCÓN
CPUEL/CTE	86	EN RÍO TALAGUA Y RÍO CARRIZO
CPUEL/CTE	87	EN RÍO TALAGUA, RÍO BEMBEM, RÍO CARRIZO Y RÍO TUCÓN
CPUEL/CTE	88	EN RÍO TALAGUA Y RÍO CARRIZO
CPUEL/CTE	89	EN RÍO TALAGUA, RÍO BEMBEM, RÍO CARRIZO Y RÍO TUCÓN
CPUEL/CTE	90	EN RÍO TALAGUA Y RÍO CARRIZO
CPUEL/CTE	91	EN RÍO TALAGUA, RÍO BEMBEM, RÍO CARRIZO Y RÍO TUCÓN
CPUEL/CTE	92	EN RÍO TALAGUA Y RÍO CARRIZO
CPUEL/CTE	93	EN RÍO TALAGUA, RÍO BEMBEM, RÍO CARRIZO Y RÍO TUCÓN
CPUEL/CTE	94	EN RÍO TALAGUA Y RÍO CARRIZO
CPUEL/CTE	95	EN RÍO TALAGUA, RÍO BEMBEM, RÍO CARRIZO Y RÍO TUCÓN
CPUEL/CTE	96	EN RÍO TALAGUA Y RÍO CARRIZO
CPUEL/CTE	97	EN RÍO TALAGUA, RÍO BEMBEM, RÍO CARRIZO Y RÍO TUCÓN
CPUEL/CTE	98	EN RÍO TALAGUA Y RÍO CARRIZO
CPUEL/CTE	99	EN RÍO TALAGUA, RÍO BEMBEM, RÍO CARRIZO Y RÍO TUCÓN
CPUEL/CTE	100	EN RÍO TALAGUA Y RÍO CARRIZO
CPUEL/CTE	101	EN RÍO TALAGUA, RÍO BEMBEM, RÍO CARRIZO Y RÍO TUCÓN
CPUEL/CTE	102	EN RÍO TALAGUA Y RÍO CARRIZO
CPUEL/CTE	103	EN RÍO TALAGUA, RÍO BEMBEM, RÍO CARRIZO Y RÍO TUCÓN
CPUEL/CTE	104	EN RÍO TALAGUA Y RÍO CARRIZO
CPUEL/CTE	105	EN RÍO TALAGUA, RÍO BEMBEM, RÍO CARRIZO Y RÍO TUCÓN
CPUEL/CTE	106	EN RÍO TALAGUA Y RÍO CARRIZO
CPUEL/CTE	107	EN RÍO TALAGUA, RÍO BEMBEM, RÍO CARRIZO Y RÍO TUCÓN
CPUEL/CTE	108	EN RÍO TALAGUA Y RÍO CARRIZO
CPUEL/CTE	109	EN RÍO TALAGUA, RÍO BEMBEM, RÍO CARRIZO Y RÍO TUCÓN
CPUEL/CTE	110	EN RÍO TALAGUA Y RÍO CARRIZO
CPUEL/CTE	111	EN RÍO TALAGUA, RÍO BEMBEM, RÍO CARRIZO Y RÍO TUCÓN
CPUEL/CTE	112	EN RÍO TALAGUA Y RÍO CARRIZO
CPUEL/CTE	113	EN RÍO TALAGUA, RÍO BEMBEM, RÍO CARRIZO Y RÍO TUCÓN
CPUEL/CTE	114	EN RÍO TALAGUA Y RÍO CARRIZO
CPUEL/CTE	115	EN RÍO TALAGUA, RÍO BEMBEM, RÍO CARRIZO Y RÍO TUCÓN
CPUEL/CTE	116	EN RÍO TALAGUA Y RÍO CARRIZO
CPUEL/CTE	117	EN RÍO TALAGUA, RÍO BEMBEM, RÍO CARRIZO Y RÍO TUCÓN
CPUEL/CTE	118	EN RÍO TALAGUA Y RÍO CARRIZO
CPUEL/CTE	119	EN RÍO TALAGUA, RÍO BEMBEM, RÍO CARRIZO Y RÍO TUCÓN
CPUEL/CTE	120	EN RÍO TALAGUA Y RÍO CARRIZO
CPUEL/CTE	121	EN RÍO TALAGUA, RÍO BEMBEM, RÍO CARRIZO Y RÍO TUCÓN
CPUEL/CTE	122	EN RÍO TALAGUA Y RÍO CARRIZO
CPUEL/CTE	123	EN RÍO TALAGUA, RÍO BEMBEM, RÍO CARRIZO Y RÍO TUCÓN
CPUEL/CTE	124	EN RÍO TALAGUA Y RÍO CARRIZO
CPUEL/CTE	125	EN RÍO TALAGUA, RÍO BEMBEM, RÍO CARRIZO Y RÍO TUCÓN
CPUEL/CTE	126	EN RÍO TALAGUA Y RÍO CARRIZO
CPUEL/CTE	127	EN RÍO TALAGUA, RÍO BEMBEM, RÍO CARRIZO Y RÍO TUCÓN
CPUEL/CTE	128	EN RÍO TALAGUA Y RÍO CARRIZO
CPUEL/CTE	129	EN RÍO TALAGUA, RÍO BEMBEM, RÍO CARRIZO Y RÍO TUCÓN
CPUEL/CTE	130	EN RÍO TALAGUA Y RÍO CARRIZO
CPUEL/CTE	131	EN RÍO TALAGUA, RÍO BEMBEM, RÍO CARRIZO Y RÍO TUCÓN
CPUEL/CTE	132	EN RÍO TALAGUA Y RÍO CARRIZO
CPUEL/CTE	133	EN RÍO TALAGUA, RÍO BEMBEM, RÍO CARRIZO Y RÍO TUCÓN
CPUEL/CTE	134	EN RÍO TALAGUA Y RÍO CARRIZO
CPUEL/CTE	135	EN RÍO TALAGUA, RÍO BEMBEM, RÍO CARRIZO Y RÍO TUCÓN
CPUEL/CTE	136	EN RÍO TALAGUA Y RÍO CARRIZO
CPUEL/CTE	137	EN RÍO TALAGUA, RÍO BEMBEM, RÍO CARRIZO Y RÍO TUCÓN
CPUEL/CTE	138	EN RÍO TALAGUA Y RÍO CARRIZO
CPUEL/CTE	139	EN RÍO TALAGUA, RÍO BEMBEM, RÍO CARRIZO Y RÍO TUCÓN
CPUEL/CTE	140	EN RÍO TALAGUA Y RÍO CARRIZO
CPUEL/CTE	141	EN RÍO TALAGUA, RÍO BEMBEM, RÍO CARRIZO Y RÍO TUCÓN
CPUEL/CTE	142	EN RÍO TALAGUA Y RÍO CARRIZO
CPUEL/CTE	143	EN RÍO TALAGUA, RÍO BEMBEM, RÍO CARRIZO Y RÍO TUCÓN
CPUEL/CTE	144	EN RÍO TALAGUA Y RÍO CARRIZO
CPUEL/CTE	145	EN RÍO TALAGUA, RÍO BEMBEM, RÍO CARRIZO Y RÍO TUCÓN
CPUEL/CTE	146	EN RÍO TALAGUA Y RÍO CARRIZO
CPUEL/CTE	147	EN RÍO TALAGUA, RÍO BEMBEM, RÍO CARRIZO Y RÍO TUCÓN
CPUEL/CTE	148	EN RÍO TALAGUA Y RÍO CARRIZO
CPUEL/CTE	149	EN RÍO TALAGUA, RÍO BEM

Empresa	Sector	Subestación	N	R	\$/kW/mes
	de Nodo	Troncal	[p.u.]	[p.u.]	
ENELAR	1	ANICA	1,033	1,033	999,18
ENELAR	1	PARKHACITA	0,989	1,007	195,16
ELIOSA	2	CONOCORES	0,763	1,008	144,87
ELIOSA	1	LAGUNAS	0,001	1,000	0,00
ELIOSA	1	POZO ALMONTE	1,152	1,032	565,23
ELIOSA	1	TANAPAL	0,074	1,000	0,00
ENELAR	1	ANTOFAGASTA	0,109	1,012	388,80
ERDIDA	1	CRUCERO	0,274	1,027	855,16
ELECSA	1	ENCUENTRO	0,061	1,037	1,072,86
ELIOSA	1	ESNECALA	0,599	1,004	88,10
ELIOSA	1	MANTOS BLANCOS	0,001	1,030	0,00
ELECSA	1	MEXILLONES	0,018	1,030	0,00
ELIOSA	2	O. DE ALMACHO	0,081	1,118	3,415,55
ENELAT	1	CARDENAS	0,786	1,024	730,90
ENELAT	1	O. DE ALMACHO	0,024	1,100	2,925,59
ENELAT	1	PAINTERAS	0,043	1,024	731,54
CONFEA A	1	MATERICILLO	0,094	1,017	2,625,50
CONFEA E	1	PAN DE AZUCAR	0,748	1,031	894,54
CONFEA A	1	QUILOTA	0,246	1,024	2,480,43
CHOLQUINTA	1	CERRO NAVIA	0,086	1,033	1,979,96
CHOLQUINTA	1	QUILOTA	0,008	1,028	829,50
CONFEA S	1	QUILOTA	0,001	1,018	788,92
CONFEA S	2	TRAPUE	0,069	1,034	837,21
CONFEA S	2	DAXX	0,181	1,022	769,90
EMELIA	1	CHILOECA	1,000	1,117	3,288,08
LITORAL	1	CERRO NAVIA	0,362	1,012	2,535,68
LITORAL	1	QUILOTA	0,658	1,032	2,631,83
CHILECTRA	1	ACTO JAHUEL	0,608	1,018	922,34
CHILECTRA	1	CERRO NAVIA	0,387	1,008	283,81
CHILECTRA	1	KOLPACO	0,088	1,033	999,13
CHILECTRA	1	QUILOTA	0,001	1,024	2,029,71
RIO MAPO	1	ALTO JAHUEL	0,928	1,018	558,58
RIO MAPO	1	CERRO NAVIA	0,021	1,034	1,198,16
CGIINA	1	CERRO NAVIA	1,000	1,039	1,385,39
NETL	1	CERRO NAVIA	0,360	1,022	2,241,39
NETL	1	QUILOTA	0,470	1,078	2,199,26
PUENTE ALTO	1	ALTO JAHUEL	1,000	1,036	1,059,58
QUEMADO	1	ALTO JAHUEL	1,000	1,082	3,742,56
ENELCTRICA	1	ALTO JAHUEL	0,147	1,082	1,262,37
ENELCTRICA	1	CERRO NAVIA	0,832	1,082	1,460,28
ENELCTRICA	2	SAN LO	0,007	1,050	0,00
ENELCTRICA	2	ITAPIE	0,941	1,135	3,517,13
ENELCTRICA	2	PARRAL	0,231	1,038	1,923,43
ENELCTRICA	2	SAN FERNANDO	0,348	1,083	1,619,31
ENELCTRICA	3	CHARRUA	0,675	1,061	1,921,54
ENELCTRICA	3	CONCEPCION	0,328	1,062	1,077,59
CGE INDUSTRIAL	1	ALTO JAHUEL	0,088	1,012	529,71
CGE INDUSTRIAL	1	ITAPIE	0,154	1,047	1,243,82
CGE INDUSTRIAL	1	RANCAGUA	0,497	1,021	323,21
CGE INDUSTRIAL	1	SAN FERNANDO	0,295	1,039	1,064,81
CGE INDUSTRIAL	2	CHAPULILLA	0,006	1,027	829,60
CGE INDUSTRIAL	3	CONCEPCION	0,563	1,045	412,67
CGE INDUSTRIAL	3	SAN VICENTE	0,271	1,029	318,69
CGE INDUSTRIAL	4	MEMBROLA	0,057	1,012	217,25
CGE INDUSTRIAL	2	VALDIVIA	0,123	1,029	5,500,92
CGE INDUSTRIAL	1	ZAPALLAR	0,002	1,033	3,026,69
CGEINDUSTRIAL	1	ZAPALLAR	0,002	1,050	3,070,27
COPIELAR	1	CHARRUA	1,000	1,013	357,23
FRONTERA	1	CHARRUA	0,293	1,063	1,868,51
FRONTERA	1	SAN VICTOR	0,296	1,010	2,002,56
FRONTERA	1	TEMUCO	0,31	1,075	3,000,92
SACSA	1	SARRO BLANCO	0,219	1,028	3,012,15
SACSA	1	PUERTO MONTE	0,222	1,029	226,93
SACSA	1	TIERRAMERICA	0,423	1,051	2,651,79
SACSA	1	VALDIVIA	0,268	1,034	512,78
ANATEL	1	TEMUCO	0,277	1,051	1,333,18
ANATEL	1	VALDIVIA	0,023	1,083	3,140,43
ELSCOO	1	PAN DE AZUCAR	1,000	1,127	3,293,58
E CASARLANA	1	CERRO NAVIA	0,418	1,038	3,820,86
E CASARLANA	3	CHILOECA	0,362	1,132	3,207,03
COOP TURICO	1	ITAPIE	0,001	1,035	1,061,79
ENELAT	1	ZAPALLAR	0,001	1,010	461,43
ENELAT	1	ZAPALLAR	0,001	1,049	1,229,61
LIGUIMARES	3	ANCOLA	0,001	1,021	529,58
LIGUIMARES	1	ITAPIE	0,021	1,184	2,112,04
LIGUIMARES	1	PARNAL	0,663	1,022	729,63
LIGUIMARES	1	PARNAL	0,001	1,034	365,45
COPIELC	3	CHARRUA	0,563	1,046	1,451,83
COPIELC	1	CONCEPCION	0,694	1,058	1,760,12
COPIELC	1	CHARRUA	0,998	1,020	362,35
COPIELC	1	CONCEPCION	0,001	1,024	9,201,52
COPIELC	1	VALDIVIA	0,002	1,059	2,303,80
CGEINDUSTRIAL	2	SARRO BLANCO	0,002	1,091	2,498,39
CGEINDUSTRIAL	1	TIERRAMERICA	1,000	1,049	734,70
CGEINDUSTRIAL	1	SARRO BLANCO	0,944	1,058	1,635,90
CGEINDUSTRIAL	1	TIERRAMERICA	0,053	1,078	2,696,38

5 PAGO DE LAS FACTURAS

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

6 GRAVAMENES 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 determinado, para las licitaciones de suministro a que se refiere el artículo 79°-1 y siguientes de la LGSE y que se efectúen durante el periodo de vigencia del presente decreto, la forma en que se configuran los precios en los puntos de abastecimiento o suministro conforme al artículo 79°-4 inciso primero de la LGSE.

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 81,063 [US\$/MWh], con un precio de potencia de 7,8715 [US\$/kW/mes] y un valor máximo de licitación para el precio de energía en este sistema igual a 68,669 [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 79°-4 inciso primero de la LGSE, el conjunto de factores de modulación de referencia sera el siguiente:

Subestación Troncal	Tensión [kV]	Factor de modulación para Energía [p.u.]	Factor de modulación para Potencia [p.u.]
APILA	130	0,897	0,804
POZO ALMONTE	220	0,969	0,843
PARNALCITA	220	1,002	0,880
CONOCORES	220	0,972	0,853
YARAPICA	220	0,986	0,831
LAGUNAS	220	0,943	0,832
CRUCERO	120	0,989	0,884
ENCUENTRO	220	0,913	0,862
CENTRAL ATACAMA	220	0,883	0,853
GRACAYA	220	0,872	0,857
CAPRICORNIO	220	0,862	0,852
MEXILLONES	220	0,849	0,845
MEXILLONES	220	0,875	0,871
ANTOFAGASTA	130	0,990	0,899
CHILOECA	220	0,933	0,889

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 cuociente entre el factor de modulación asociado al punto de suministro respectivo o el factor de modulación asociado al punto de oferta, utilizando los factores de modulación del precio de la energía 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 cuociente 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 81,175 [US\$/MWh], con un precio de potencia de 7,5496 [US\$/kW/mes] y un valor máximo de licitación para el precio de energía en este sistema igual a 67,275 [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 79º-4 inciso primero de la LGSE, el conjunto de factores de modulación de referencia será el siguiente:

Subestación Terminal	Tensión [kV]	Factor de modulación para Energía [p.u.]	Factor de modulación para Potencia [p.u.]
C. DE ALMENDRAL	220	1,050	1,093
CARRERA PINHO	220	1,155	1,115
CORDONES	220	1,148	1,124
MATEMELLO	220	1,076	1,088
PAN DE AZUCAR	220	1,051	1,119
QUEULETA	220	0,980	0,987
VALPARAISO	220	1,050	1,080
CERRO NAVIA	220	1,033	1,033
ALTO ANGEL	220	0,985	1,001
DAMLAGUA	138	1,081	1,046
SAN PEDRO DE ATACAMA	138	1,007	1,023
ITAPE	138	0,988	0,983
TAHUE	134	0,971	0,988
ANCON	220	0,927	0,923
CHARRAS	220	0,926	0,923
COMBUCON	220	0,924	0,924
SAN VICENTE	138	0,985	0,981
TEMUCO	220	0,937	1,023
VILLAGUA	220	0,986	1,023
BAVARO BRAVO	220	1,057	1,027
PUEBLO MONTY	220	1,058	1,058

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 cuociente 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 cuociente 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.

3 RESULTADOS DE LAS LICITACIONES

Las empresas concesionarias de servicio público deberán informar a la Comisión Nacional de Energía, en la forma y plazos que ésta estipule, los resultados de las licitaciones y los precios en los respectivos puntos de suministro, determinados conforme se señala en el presente decreto, a efectos de dar cumplimiento a lo señalado en el artículo 96º bis de la LGSE.

Artículo tercero: Los precios fijados mediante el presente Decreto, han sido ajustados a la banda de clientes libres, incluyendo en la misma los costos de transmisión. Este efecto será considerado en la aplicación de la Ley N° 19.940, publicada el día 13 de marzo de 2004, específicamente en lo relativo al cargo único a clientes finales.

Anótese, téngase razón y publíquese.- Por orden de la Presidenta de la República, Alejandro Fernández Yazigi, Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción.

Lo que transcribe, para su conocimiento.- Saluda atentamente a usted, Ana María Correa López, Subsecretaria de Economía.

Ministerio de Hacienda

Servicio de Impuestos Internos

Dirección Nacional

INCORPORA A TODAS LAS INSTITUCIONES INTERMEDIARIAS A INFORMAR AL SERVICIO DE IMPUESTOS INTERNOS A TRAVES DE LA DECLARACION JURADA 1823, Y DE CERTIFICAR, LOS SALDOS DE INVERSIONES REALIZADAS EN CUALQUIERA INSTITUCION RECEPTORA

(Extracto)

Extracto de resolución exenta del Servicio de Impuestos Internos N° 171, del 27 de diciembre de 2006, incorpora a todas las instituciones intermediarias dentro de la obligación de

informar al Servicio de Impuestos Internos a través de la declaración jurada 1823, establecida en la res. ex. N° 64, del año 1993; y de certificar por medio del modelo de certificado N° 17, a que se refiere la res. ex. N° 65, del año 1993; los saldos de ahorro neto del ejercicio, respecto de inversiones efectuadas en cualquiera institución receptora de aquellas a que alude el artículo 57 bis de la Ley de la Renta.

El texto íntegro de esta resolución está publicado en la Oficina Virtual del Servicio de Impuestos Internos en Internet (www.sii.cl) y, además, aparecerá en el Boletín del SII del mes de diciembre de 2006.

Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones

SUBSECRETARIA DE TRANSPORTES

Secretaría Regional Ministerial III Región de Atacama

MODIFICA RESOLUCION EXENTA N° 400, DE 2005, SOBRE PLAZO DE VIGENCIA DEL CERTIFICADO DE INSCRIPCION EN EL REGISTRO NACIONAL PARA SERVICIOS QUE INDICA

(Resolución)

Nº. 800 exenta.- Copiapó, 20 de diciembre de 2006.- Visto: La ley N° 19.040, la ley N° 18.059, lo dispuesto en el artículo 3º del decreto supremo N° 212, de 1992, modificado por el decreto supremo N° 56, de 2003, ambos del Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones, Subsecretaría de Transportes; la resolución exenta N° 400, de 27 de julio de 2005, modificada por la resolución exenta N° 690, de 6 de noviembre de 2006, ambas de esta Secretaría Regional y demás leyes y reglamentos que sean pertinentes.

Considerando: Que, efectos de lograr un mejor funcionamiento del Registro Nacional de Servicio de Transporte Público de Pasajeros de la III Región de Atacama, respecto de los servicios de transporte público, resulta conveniente ampliar el plazo de vigencia de los certificados de inscripción, respecto de los servicios urbanos, en el aludido Registro.

R e s u e l v o:

Modifíquese la resolución exenta N° 400/2005 citada en el Visto, sustituyendo la expresión "18 meses" del numeral 1, letra a), por "36 meses".

Anótese, comuníquese y publíquese.- Karina Vargas Brizuela, Secretaria Regional Ministerial de Transportes y Telecomunicaciones III Región de Atacama.

Secretaría Regional Ministerial IV Región de Coquimbo

PROHIBE CIRCULACION DE VEHICULOS DE LOCOMOCION COLECTIVA QUE INDICA, EN LA CIUDAD DE OVALLE, EN LAS CONDICIONES QUE SEÑALA

(Resolución)

Nº. 441 exenta.- La Serena, 18 de diciembre de 2006.- Visto: Lo dispuesto en los artículos 113º y 118º de la ley N° 18.296, Ley de Tránsito, ley N° 18.059 en relación con el artículo 43º de la ley 18.287; el decreto N° 255, de 1981, del Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones, y las resoluciones N° 59 de 1985 y N° 39 de 1992, ambas del Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones;

Considerando:

1) Que el Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones, podrá prohibir por causa justificada, la circulación de todo vehículo o de tipos específicos de éstos, por determinadas vías públicas, como una excepción al derecho que tienen los conductores a transitar en sus vehículos;

2) Los estudios de transporte y tránsito que han sido realizados en la ciudad de Ovalle, que concluyen que uno de los principales problemas viales que se presentan es por motivo de la sobre oferta de servicios de locomoción colectiva urbana, compuesta principalmente por taxis colectivos;

3) Que como consecuencia de lo anterior se considera necesario tomar medidas para reducir la masiva circulación de este tipo de vehículos logrando por otra parte incrementar la tasa de ocupación de los vehículos de locomoción colectiva sobre todo en los horarios fuera de punta;

4) La necesidad de reducir la congestión vial en la ciudad de Ovalle y contribuir con ello a mejorar la calidad de vida de sus habitantes;

5) Que la medida de restricción vehicular se viene implementando en forma continua desde octubre a diciembre del año 2003, y anualmente los años 2004, 2005 y 2006, por parte de esta Secretaría Regional;

6) Que, evaluada la implementación de la medida de restricción dispuesta por la resolución N° 443/2006, se concluyó que ésta continúa siendo eficaz, por lo que el gremio de taxis colectivos ha solicitado la continuidad de la misma mediante presentación de fecha 7 de diciembre de 2006;

7) Que en consecuencia existe las causas justificadas que exige el artículo 118º de la ley N° 18.296 para aplicar la restricción vehicular a los taxis colectivos de Ovalle;