



Ministerio de Agricultura

Servicio Agrícola y Ganadero

Dirección Nacional

MODIFICA RESOLUCIÓN N° 5.394 EXENTA, DE 2005, QUE DECLARA EL CONTROL OFICIAL OBLIGATORIO, EN ISLA DE PASCUA, DE LAS PLAGAS QUE INDICA

(Resolución)

Núm. 1.661 exenta.- Santiago, 28 de marzo de 2013.- Vistos: Lo dispuesto en la Ley N° 18.755 Orgánica del Servicio Agrícola y Ganadero; el decreto ley N° 3.557 de 1980, sobre Protección Agrícola; las resoluciones del Servicio N°s 558 de 1999, 3.280 de 1999, 2.229 de 2001, 2.863 de 2001, 3.080 de 2003, 5.394 de 2005, 981 de 2011.

Considerando:

1. Que el Servicio Agrícola y Ganadero es la Autoridad oficial encargada de velar por el patrimonio fitosanitario del país, incluido el territorio insular.
2. Que la resolución N° 5.394 de 2005, citada en los vistos, declara bajo control oficial diversas plagas en Isla de Pascua y establece requisitos para el envío de material vegetal hacia y desde dicho territorio insular al continente.
3. Que se han autorizado nuevos sustratos y se han establecido nuevos requisitos fitosanitarios a las plantas y partes de plantas para el traslado de estos productos a la Isla de Pascua.

Resuelvo:

1. Modifícase la resolución del Servicio Agrícola y Ganadero N° 5.394, de 2005, en el sentido de sustituir los puntos 4.1.2 y 4.1.3 por los siguientes:
- 4.1.2 Las plantas y partes de plantas destinadas a la propagación y que tengan capacidad de expresar el uso destinado en las condiciones climáticas de Isla de Pascua podrán ser transportadas en mezclas de suelo con sustratos autorizados por el Servicio en diferentes proporciones, los cuales deberán ir libres de acuerdo a los análisis de laboratorio, de las plagas reglamentadas indicadas en la resolución N° 981, de 2011, y de otras plagas que el SAG determine, de acuerdo a la evaluación de riesgo que indique que ciertas plagas del clima mediterráneo podrían tener impactos severos en un clima de tipo tropical fresco.
- 4.1.3 Los sustratos autorizados para su traslado a la Isla de Pascua serán turba, perlita, vermiculita, musgo esfagnéneo, geles higroscópicos, corteza de pino, lana de roca, fibras vegetales y otros que el Servicio autorice previo análisis de riesgo de plagas.

Anótese, comuníquese y publíquese.- Aníbal Ariztía Reyes, Director Nacional.

Ministerio de Energía

FIJA TARIFAS DE SISTEMAS DE SUBTRANSMISIÓN Y DE TRANSMISIÓN ADICIONAL Y SUS FÓRMULAS DE INDEXACIÓN

Núm. 14.- Santiago, 14 de febrero de 2012.- Vistos: Lo dispuesto en el artículo 35 de la Constitución Política de la República; en los artículos 75° y 108 a 113° del DFL N° 4, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1 del Ministerio de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante e indistintamente la “Ley”; en la Ley N° 20.402, que crea el Ministerio de Energía, estableciendo modificaciones al DL 2.224, de 1978, y a otros cuerpos legales; en el Decreto Supremo N°244, de 2 de septiembre de 2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, en adelante Decreto N°244; en el Decreto Supremo N°291, de 3 de octubre de 2007, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que Aprueba Reglamento que Establece la Estructura, Funcionamiento y Financiamiento de los Centros de Despacho Económico de Carga; en el Decreto Supremo Exento N° 121, de 20 de enero de 2010, del Ministerio de Economía,

Fomento y Reconstrucción, modificado por los Decretos Supremos Exentos N° 89 y N° 134, de 21 de abril y 15 de junio de 2010, respectivamente, ambos del Ministerio de Energía, todos ellos en adelante Decreto N° 121; en los Dictámenes N° 4 al 10, todos de 2011, del Panel de Expertos; en el Oficio N° 26 de la Comisión Nacional de Energía, en adelante “la Comisión”, de 24 de enero de 2012, en adelante Oficio N° 26; en el Oficio Ord. N° 38 de la Comisión, de fecha 1° de febrero de 2012, en adelante Oficio N° 38; en el Oficio N° 482 de la Comisión, de 17 de diciembre de 2012, en adelante Oficio N° 482; en la Resolución N° 1.600, de 2008, de la Contraloría General de la República.

Considerando:

1. Que, de acuerdo al artículo 112° de la Ley, el Ministro de Energía mediante decreto supremo expedido bajo la fórmula “Por orden del Presidente de la República”, debe fijar las tarifas de subtransmisión y sus respectivas fórmulas de indexación;
2. Que, mediante el Oficio N° 26, la Comisión remitió al Ministerio de Energía el “Informe Técnico para la Determinación del Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión para el Cuadrienio 2011-2014”, el cual da cuenta de los resultados del proceso de determinación de tarifas;
3. Que, asimismo, de acuerdo al artículo 113° de la Ley, en aquellos casos en que existan usuarios sometidos a regulación de precios abastecidos directamente desde sistemas de transmisión adicional, los precios a nivel generación-transporte aplicables a dichos suministros deberán reflejar los costos que éstos importan a los propietarios de dichos sistemas;
4. Que, las estructuras tarifarias a que se refiere el considerando anterior se establecerán con ocasión del proceso tarifario de subtransmisión;
5. Que, mediante el Oficio N° 38, la Comisión remitió al Ministerio el “Informe Técnico sobre Peajes por Uso del Instalaciones de Transmisión Adicional por parte de Usuarios Sometidos a Regulación de Precios” que complementa el oficio señalado en el considerando 2 anterior;
6. Que, mediante el Oficio N° 482, la Comisión remitió al Ministerio un nuevo Informe Técnico relativo al uso de instalaciones de transmisión adicional denominado “Informe Técnico de Peaje por uso de Transmisión Adicional por parte de Usuarios sometidos regulación de precios que se conectan directamente desde Instalaciones Adicionales”;
7. Que, de acuerdo a lo expuesto, se han cumplido todas las etapas y actuaciones previstas en la Ley para que se dicte el decreto respectivo.

Decreto:

Artículo primero: Fíjase mediante el presente decreto el pago por uso de sistemas de subtransmisión por parte de las centrales generadoras que inyecten directamente o a través de instalaciones adicionales su producción en dichos sistemas; el pago por uso de los sistemas de subtransmisión por parte de las empresas eléctricas que efectúen retiros de energía y potencia desde dichos sistemas; el pago por uso de los sistemas de transmisión adicional por parte de las empresas eléctricas que efectúen retiros de energía y potencia desde dichos sistemas para usuarios sometidos a regulación de precios; los peajes de subtransmisión y los peajes de transmisión adicional que, adicionados a los precios de nudo, constituyan los precios de nudo en los puntos de retiros de los respectivos sistemas de subtransmisión.

Las centrales generadoras y las empresas eléctricas a que se refiere el inciso anterior deberán pagar a el o los representantes de las empresas propietarias u operadoras de instalaciones de subtransmisión, en adelante “empresas subtransmisoras”, por el uso esperado de sistemas de subtransmisión y por cada unidad de potencia y energía retirada, respectivamente, de acuerdo a los precios, procedimientos y condiciones de aplicación que señala el presente decreto.

Artículo segundo: Las empresas subtransmisoras estarán obligadas a prestar el servicio de transporte, permitiendo el acceso a sus instalaciones, sean estas líneas aéreas o subterráneas, subestaciones y obras anexas, entre otras, para que toda empresa eléctrica inyecte energía y potencia al sistema eléctrico con plantas de generación propias o contratadas, o pueda efectuar retiros de energía y potencia desde el sistema eléctrico permitiendo su tránsito a través de dichas instalaciones, conforme a los términos y condiciones que a continuación se indican.

1. INSTALACIONES DE SUBTRANSMISIÓN

Las instalaciones de subtransmisión corresponden a las determinadas mediante el Decreto N° 121.



Para efectos de la aplicación del presente decreto, se entenderán como barras de retiro en cada sistema de subtransmisión, a las barras que cumplan las dos condiciones siguientes:

- a. Se trate de barras desde las cuales se efectúan retiros de energía y potencia desde los sistemas de subtransmisión; y
- b. Sean parte de alguna de las subestaciones o taps del listado de instalaciones a que se refiere este numeral, así como otras que se consideren como tales conforme a lo establecido en el numeral 10.5.2.e) del presente artículo.

2. CARACTERIZACIÓN DE USUARIOS

Se entenderá por usuario de un sistema de subtransmisión a:

- a. Las centrales generadoras que inyecten directamente o a través de instalaciones adicionales su producción en dicho sistema; y
- b. Las empresas que efectúen retiros de energía y potencia desde el sistema eléctrico mediante el tránsito de energía y potencia a través de dicho sistema haciendo uso de las instalaciones de subtransmisión.

3. DEL PAGO DE LOS SISTEMAS DE SUBTRANSMISIÓN

El pago por el uso de los sistemas de subtransmisión se realizará a través del pago anual de centrales generadoras y el pago mensual de los usuarios que efectúen retiros conforme las condiciones establecidas en el presente decreto.

Se entenderá que la suma de ambos pagos cubre la totalidad del valor anual por el uso de los sistemas de subtransmisión a que hace referencia el artículo primero del presente decreto. Por tanto, no corresponderá remuneración adicional alguna a los sistemas de subtransmisión por este concepto. Específicamente:

- A) Para efectos del balance de transferencias que debe efectuar el Centro de Despacho Económico de Carga, en adelante e indistintamente “CDEC”, se entenderá que el pago de los sistemas de subtransmisión, tanto de energía como de potencia, está destinado a remunerar la totalidad de las instalaciones de subtransmisión. Por lo tanto, los ingresos tarifarios que se produzcan por la aplicación de los costos marginales instantáneos y precios de nudo de la potencia en instalaciones de subtransmisión, deberán ser asignados a los participantes del balance de transferencias que realice la Dirección de Peajes, en adelante DP del CDEC respectivo, cuyo retiro o inyección genere dichos ingresos tarifarios, de acuerdo a la metodología establecida en el numeral 10.5.1 del presente artículo, de modo de no generar ingresos adicionales a los que emanen del régimen de pagos que el presente decreto establece.

Sin perjuicio de lo anterior, los balances antes mencionados deberán realizarse conforme a lo establecido en el artículo 149° de la Ley, su reglamentación vigente y el Procedimiento DP correspondiente en condiciones consistentes con la configuración topológica de cada sistema de subtransmisión, tanto para las transferencias de energía como para las transferencias de potencia en cada CDEC.

- B) Los precios en las barras de retiro a que hace referencia el numeral 10.4 del presente artículo, no deberán generar ingresos mayores a los asociados al uso esperado de los sistemas de subtransmisión, determinados por los retiros en los puntos de suministro considerados en los numerales 8.1, 8.2 y 8.3 del presente artículo.

3.1. PAGO ANUAL DE CENTRALES GENERADORAS

Corresponderá a las centrales generadoras individualizadas en este numeral el pago por el uso proyectado de los sistemas de subtransmisión, por concepto de inyección directa o a través de instalaciones adicionales de la producción esperada de centrales generadoras en los correspondientes sistemas de subtransmisión en cuotas anuales, conforme las siguientes condiciones.

Cada Cuota se asociará al período que se indica a continuación:

- Cuota 1 : Del 1° de enero de 2011 al 31 de diciembre de 2011, ambos inclusive.
Cuota 2 : Del 1° de enero de 2012 al 31 de diciembre de 2012, ambos inclusive.
Cuota 3 : Del 1° de enero de 2013 al 31 de diciembre de 2013, ambos inclusive.
Cuota 4 : Del 1° de enero de 2014 al 31 de diciembre de 2014, ambos inclusive.

El pago deberá ser cancelado durante los primeros quince días del mes de enero del período asociado a cada Cuota, o bien durante los primeros quince días del mes siguiente a la fecha de entrada en operación para el caso de una nueva central generadora, según corresponda, indexado mediante el uso de la siguiente expresión:

$$Cuota_i = Cuota_0 \times FIndex$$

Donde:

Cuota₀ : Corresponde al valor de la tabla siguiente en el año señalado:

PAGO DE GENERADORES EN M\$					
Sistema	Central	2011	2012	2013	2014
SIC1	La Paloma	161.697,866	157.683,876	155.946,969	163.203,838
SIC1	Los Molles	381.012,208	366.739,582	358.290,098	375.555,917
SIC1	TG Peñón	0,000	1.405,763	251,307	350,431
SIC2	Aconcagua	468,838	540,712	513,769	498,310
SIC2	Chacabucuito	7.369,466	7.355,978	7.172,152	7.095,202
SIC2	Colmito	0,000	0,000	0,000	60,687
SIC2	Hornitos	139,746	157,416	149,783	144,796
SIC2	Juncalito	20.057,581	13.897,958	13.901,710	13.911,635
SIC2	Laguna Verde TG	0,000	0,000	29,262	20,794
SIC2	Los Vientos	203,954	0,000	0,286	67,808
SIC2	Nueva Ventanas	135.082,706	0,000	0,000	0,000
SIC2	Ventanas 01	116.728,217	117.402,268	116.316,055	110.912,685
SIC2	Ventanas 02	214.402,048	222.818,443	217.063,522	203.951,270
SIC3	Alfalfal	120.178,607	131.144,310	201.947,225	223.154,691
SIC3	El Rincón	2.434,244	2.463,235	2.473,639	2.684,141
SIC3	Florida	225.759,583	201.296,684	186.116,695	193.260,874
SIC3	Guayacán	50.502,026	43.747,848	42.524,508	44.106,184
SIC3	Maitenes	110.652,814	100.298,880	95.601,319	99.314,172
SIC3	Nueva Renca	233.926,175	121.115,410	35.708,764	41.953,393
SIC3	Puntilla	132.458,266	126.270,948	122.345,106	125.460,206
SIC3	Renca	568,713	0,000	9,998	383,344
SIC3	Volcán	268.107,822	243.749,214	234.535,786	241.491,504
SIC4	Abanico	432,939	46,046	0,000	0,000
SIC4	Campanario	2.975,099	354,490	0,000	0,000
SIC4	Celco	111.042,514	71.515,090	96.701,952	75.562,085
SIC4	Cementos Bío Bío	0,000	23,024	0,956	5,208
SIC4	Chacayes	0,000	44.037,600	79.231,263	74.094,505
SIC4	Cholguán	192.815,359	183.361,146	180.471,436	181.254,929
SIC4	Cipreses	11.542,388	61.156,494	62.582,012	56.560,277
SIC4	Confluencia	0,000	702.264,472	702.454,777	701.386,987
SIC4	Constitución	173.858,435	169.461,266	169.674,591	161.486,007
SIC4	Curillínque	8.633,573	72.730,479	73.325,950	67.578,890
SIC4	Esperanza	0,000	158,127	175,852	225,346
SIC4	EV25	1.269,473	370,989	132,561	256,938
SIC4	Isla	5.143,760	53.565,903	55.262,329	50.919,252
SIC4	La Higuera	0,000	675.850,407	676.041,427	676.289,646
SIC4	Laja	89,184	26,297	18,858	18,843
SIC4	Masisa	164,616	17,258	0,000	0,000
SIC4	Nueva Aldea	317.733,744	266.787,797	614.127,448	497.999,874
SIC4	Ojos de Agua	910,227	4.776,495	4.792,124	4.337,919
SIC4	San Ignacio	201.937,960	198.103,557	195.391,606	190.807,663
SIC4	Teno	26.441,258	15.590,082	1.721,765	2.410,728
SIC5	Arauco	334.601,654	215.807,068	200.382,639	193.272,543
SIC5	Escudrón	22.837,636	22.546,510	22.182,117	22.214,673
SIC5	Fopaco	22.837,636	23.470,153	20.213,935	6.315,167
SIC5	Horcones TG Diesel	1.019,522	0,000	0,000	0,000
SIC5	Newen	2.404,740	10.571,631	20.952,708	21.853,848
SIC5	Petropower	560.255,677	207.375,444	207.714,842	190.060,300
SIC5	Pullínque	101.661,475	91.432,495	149.254,147	268.643,094
SIC6	Ancud	32,676	0,000	0,000	0,937
SIC6	Capullo	52.252,510	49.205,017	48.662,150	43.711,939
SIC6	Chiloé	259,939	0,000	0,000	76,412
SIC6	Chuyaca	0,000	0,000	0,630	0,000
SIC6	Degañ	30.209,255	20.526,002	15.823,320	1.469,668
SIC6	Licán	104.588,056	103.426,712	101.297,103	91.700,683
SIC6	Pilmaiquén	162.576,955	161.821,268	155.619,989	147.939,821
SIC6	Pullínque	67.271,207	46.298,860	33.219,152	25.347,538
SIC6	Quellón 02	66.816,804	33.204,710	79.758,890	2.074,317
SIC6	Rucatayo	0,000	0,000	896,120	860,191
SIC6	Trapén	7.769,879	1.621,138	117,790	661,863
SING	Cavanca	1.648,379	0,000	0,000	0,000
SING	Central Diesel Iquique – MAIQ	10.774,551	0,000	0,000	0,000
SING	Central Diesel Iquique – MIIQ	2,321	0,000	0,000	0,000
SING	Central Diesel Iquique – MSIQ	7.128,635	198,886	0,000	0,000
SING	Central Diesel Iquique – SUIQ	3,133	0,000	0,000	0,000
SING	Central Diesel Iquique – TGIQ	1,180	0,000	0,000	0,000
SING	Chapiquiña	224.426,139	73.606,302	57.952,235	54.730,424
SING	GMAR	5,518	0,000	0,000	0,000
SING	Zofri	3,769	0,000	0,000	0,000

FIndex : Factor de indexación que se señala en el numeral 9.



Las centrales generadoras que inyecten su producción directamente o a través de instalaciones adicionales en los correspondientes sistemas de subtransmisión, que no estén incluidas en la tabla antes indicada, deberán concurrir al pago indicado en el presente numeral a partir de su fecha de entrada en operación.

Dicho pago se determinará como el cargo por inyección correspondiente, multiplicado por la inyección esperada de la central al respectivo sistema de subtransmisión. Los montos resultantes de este cálculo se descontarán de la cuota anual de cada central del subsistema, a prorrata de la misma.

El cargo por inyección será determinado por la DP del CDEC respectivo, en función de los costos medios de inyección de cada tecnología de generación con independencia del sistema de subtransmisión en que éstas se encuentren.

En el caso de los Pequeños Medios de Generación Distribuidos (PMGD), la DP del CDEC respectivo deberá determinar la generación esperada dentro del horizonte de tarificación consistente con las bases de cálculo disponibles al inicio del período de 12 meses correspondiente a cada Cuota.

Para ello, la DP deberá considerar el flujo por el transformador de la subestación de distribución primaria en la cual el PMGD inyecta su producción, conforme al artículo 38° del Decreto N° 244. En caso que la generación promedio anual en dicho transformador sea mayor a la demanda promedio anual en el mismo punto, se aplicará la metodología descrita anteriormente.

Las centrales generadoras que sean retiradas del respectivo sistema y que se encuentren individualizadas en la tabla precedente que establece las cuotas, deberán cancelar en forma inmediata la proporción que les corresponda, por las restantes cuotas por el uso esperado establecidas en el presente numeral.

Será responsabilidad de la DP del CDEC respectivo, reasignar el pago de las instalaciones indicadas en los incisos anteriores entre aquellas centrales que concurren a su pago, considerando en sus cálculos una proyección esperada de generación conforme a las bases de cálculo disponibles al inicio del período de 12 meses correspondiente a cada Cuota, la cual, en su total, deberá permanecer inalterada.

3.2. PAGO POR PARTE DE QUIENES EFECTÚEN RETIROS

Las empresas eléctricas que efectúen retiros de energía y potencia desde los sistemas de subtransmisión para empresas concesionarias de servicio público de distribución o usuarios finales, deberán concurrir al pago por el uso de dichos sistemas en los términos que se establecen en el presente decreto.

El pago se determinará en función de los retiros efectivos de energía y potencia del usuario y las inyecciones efectivas de energía y potencia al sistema de subtransmisión, conforme las fórmulas y condiciones establecidas en los numerales siguientes.

4. DERECHOS Y OBLIGACIONES CON EL PAGO

Por la prestación del servicio de transporte, y adicionalmente al pago por uso, las empresas propietarias de instalaciones de subtransmisión podrán exigir a los usuarios que soliciten o amplíen su servicio en potencias conectadas superiores a 10 kilowatts, una garantía suficiente para caucionar que la potencia solicitada por éstos será usada por el tiempo adecuado, conforme se establece en el artículo 126° de la Ley.

5. PRECIOS DE NUDO EN BARRAS DE RETIRO DE SISTEMAS DE SUBTRANSMISIÓN

En cada sistema de subtransmisión, y en cada barra de retiro del mismo, se establecerán precios por unidad de energía y de potencia, en adelante “peajes de subtransmisión” que, adicionados a los precios de nudo en sus respectivas barras de inyección, constituirán los precios de nudo en sus respectivas barras de retiro.

El peaje de subtransmisión determinado conforme al presente decreto, tendrá carácter de máximo, sin perjuicio de las condiciones establecidas en el mismo para suministros por menos de 12 meses.

Se distinguirán 2 tipos de barras de retiro:

5.1. BARRAS DE RETIRO EN TENSIONES DE DISTRIBUCIÓN

Estas serán aquellas barras de retiro en sistemas de subtransmisión cuyos retiros de energía y potencia están destinados a usuarios conectados en tensión de distribución.

5.2. BARRAS DE RETIRO EN TENSIONES MAYORES A LA DE DISTRIBUCIÓN

Estas serán aquellas barras de retiro en sistemas de subtransmisión, distintas a las señaladas en el numeral 5.1, cuyos retiros de energía y potencia están destinados a usuarios conectados en tensiones mayores a las de distribución.

5.3. PEAJE DE SUBTRANSMISIÓN POR ENERGÍA

El peaje por energía se determinará mediante la expresión:

$$Peaje_E = PNET \times (FEPE - 1) + VASTx$$

5.4. PEAJE DE SUBTRANSMISIÓN POR POTENCIA

El peaje por potencia se determinará mediante la expresión:

$$Peaje_P = PNPT \times (FEPP - 1)$$

Los términos de las expresiones del peaje, son los establecidos en el numeral 7 de este artículo.

6. FÓRMULAS DE DETERMINACIÓN DEL PAGO POR PARTE DE QUIENES EFECTÚEN RETIROS EN SUBTRANSMISIÓN

El pago establecido en este numeral, se aplicará a cada usuario de subtransmisión que realice retiros de energía y potencia a través de instalaciones de subtransmisión, de acuerdo a lo señalado en el numeral 3.2 de este artículo.

Será responsabilidad de la DP del CDEC respectivo, calcular los pagos mensuales correspondientes a cada usuario de subtransmisión que efectúe retiros, conforme a lo indicado en los numerales 6, 7 y 8 del presente artículo.

6.1. PAGO DE SUBTRANSMISIÓN POR ENERGÍA

El pago por energía se determinará mediante la expresión:

$$Pago_E = PNET \times FEPE \times (1 - FAIE) + VASTx$$

6.2. PAGO DE SUBTRANSMISIÓN POR POTENCIA

El pago por potencia se determinará mediante la expresión:

$$Pago_P = PNPT \times FEPP \times (1 - FAIP)$$

Los términos de las expresiones del pago por parte de quienes efectúen retiros en subtransmisión, son los establecidos en el numeral 7 siguiente.

7. DEFINICIÓN DE TÉRMINOS

Para la determinación de los precios en las barras de retiro de los sistemas de subtransmisión y la determinación del pago por parte de quienes efectúen retiros en dichos sistemas, deberá considerarse la siguiente definición de términos.

7.1. PRECIOS DE NUDO

PNET : Precio de nudo de energía a nivel de subestaciones troncales de generación-transporte. Se expresa en [\$/kWh].

PNPT : Precio de nudo de potencia a nivel de subestaciones troncales de generación-transporte. Se expresa en [\$/kW/mes].

Estos precios se determinan según lo establecido en el numeral 8.1 del presente artículo.



7.2. PÉRDIDAS

- FEPE** : Factor de expansión de pérdidas de energía del sistema de subtransmisión correspondiente a la barra de retiro.
- FEPP** : Factor de expansión de pérdidas de potencia del sistema de subtransmisión correspondiente a la barra de retiro.

Los factores FEPE y FEPP serán determinados según lo establecido en el numeral 8.2 del presente artículo.

7.3. VALOR ANUAL DE SUBTRANSMISIÓN

- VASTx** : Valor Anual de Subtransmisión. Se expresa en [\$/kWh]. El valor de VASTx a aplicar en cada punto de retiro será el que se indica en el numeral 8.3 del presente artículo.

7.4. FACTOR DE AJUSTE DE INYECCIÓN

- FAIE** : Factor de ajuste de inyección por energía cuya determinación se detalla en el numeral 8.4 del presente artículo, sin perjuicio de lo señalado en el numeral 5.1 del artículo tercero. Se expresa en [%].
- FAIP** : Factor de ajuste de inyección por potencia cuya determinación se detalla en el numeral 8.4 del presente artículo, sin perjuicio de lo señalado en el numeral 5.2 del artículo tercero. Se expresa en [%].

8. DETERMINACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE LAS FÓRMULAS TARI-FARIAS

8.1. PRECIOS DE NUDO

Los precios de nudo de energía y potencia, PNET y PNPT, respectivamente, a que se refiere el numeral 7.1 anterior, corresponderán a los precios de nudo determinados mediante la siguiente expresión:

$$PNET = \sum_{i=1}^N f_i \times PNTE_i$$

$$PNPT = \sum_{i=1}^N f_i \times PNTP_i$$

Donde:

- PNET** : Precio de nudo de la energía señalado en el numeral 7.1.
- PNPT** : Precio de nudo de la potencia señalado en el numeral 7.1.
- PNTE_i** : Precio de nudo de la energía para la subestación troncal de generación-transporte i, determinado conforme lo establecido en las letras A) o B) siguientes, según corresponda.
- PNTP_i** : Precio de nudo de la potencia para la subestación troncal de generación-transporte i, determinado conforme lo establecido en las letras A) o B) siguientes, según corresponda.

A) Para los suministros no sujetos a regulación de precios: Precio de nudo de energía o potencia, según corresponda, fijado conforme al artículo 171° de la Ley en las barras de inyección asociadas a la barra de retiro del sistema de subtransmisión de acuerdo a lo señalado en el presente numeral.

B) Para los suministros sujetos a regulación de precios: Promedio ponderado por energía de los precios de nudo de Largo Plazo de energía o potencia, según corresponda, fijados conforme al artículo 156° de la Ley para las empresas concesionarias de servicio público de distribución.

- N** : Número de subestaciones troncales de generación-transporte consideradas en la determinación de los precios PNTE y PNTP correspondientes al punto de retiro.
- f_i** : Proporción del aporte de electricidad desde la subestación troncal de generación-transporte i al punto de retiro cuyo precio se está determinando. El valor de f_i a utilizar, para cada punto de retiro, es el que se establece en las tablas siguientes:

Tabla fi N°1

Punto de Retiro/Barra Troncal	Diego de Almagro 220	Cardones 220	Maitencillo 220	Pan de Azucar 220	Los Vilos 220	Quillota 220
Diego de Almagro	1,0000					
Diego de Almagro 110	1,0000					
Las Luces 110	1,0000					
Nueva El Salado	1,0000					
Taltal	1,0000					
Caldera		1,0000				
Cardones 110		1,0000				
Cerrillos		1,0000				
Coplapo		1,0000				
Enami 110		1,0000				
H. Fuentes		1,0000				
Impulsion 110		1,0000				
Kozan		1,0000				
Los Loros		1,0000				
Plantas		1,0000				
Punta Toro 110		0,0180	0,9820			
Tierra Amarilla		1,0000				
Algarrobo 110			0,9495	0,0505		
Alto del Carmen			1,0000			
Dos Amigos			0,9112	0,0888		
Huasco			1,0000			
Huasco 110			1,0000			
Incahuasi			0,8319	0,1681		
Las Compañías			0,3963	0,6037		
Pajonales			0,8831	0,1169		
Romeral 110			0,5371	0,4629		
Vallenar			1,0000			
Andacollo				0,9106	0,0894	
Combarbala				0,3186	0,6814	
El Espino				0,2111	0,7889	
El Peñon				0,8785	0,1215	
El Sauce				0,4169	0,5831	
Guayacan				0,9402	0,0598	
Illapel				0,0474	0,9526	
Marquesa				0,9402	0,0598	
Minera del Carmen 110				0,8781	0,1219	
Monte Patria				0,7965	0,2035	
Ovalle				0,7951	0,2049	
Pan de Azucar				0,9593	0,0407	
Punitaqui				0,5927	0,4073	
Quereo				0,0116	0,9884	
Salamanca				0,0475	0,9525	
San Joaquín CGET				0,9593	0,0407	
San Juan				0,9402	0,0598	
Vicuña				0,9127	0,0873	
Vicuña 110				0,9127	0,0873	
Cabildo					1,0000	
Quinquimo					1,0000	
Casas Viejas						1,0000
Marbella						1,0000

Tabla fi N° 2

Punto de Retiro/Barra Troncal	Quillota 220	Nogales 220	Polpaico 220	Tap Alto Melipilla 220
Balandras	0,9511	0,0489		
Calera Centro 066	0,9532	0,0468		
Caleu	0,9476	0,0524		
Casablanca	0,9566	0,0434		
Catemu	0,8669	0,0182	0,1149	
Chagres 110	0,8471	0,0151	0,1378	
Con Con	0,9462	0,0538		
El Cobre 110	0,9575	0,0425		
El Melon	0,9530	0,0470		
El Totoral	0,9513	0,0487		
Entel	0,9516	0,0484		
GNL Quintero	0,9430	0,0570		
GNL Quintero 110	0,9498	0,0502		
Juncal	1,0000			
La Calera	0,9579	0,0421		
Las Piñatas	0,9569	0,0431		
Las Vegas	0,9420	0,0580		
Llay Llay	0,9514	0,0486		
Los Angeles_SIC2 044	0,8701	0,0161	0,1138	
Marga Marga	0,9663	0,0337		
Miraflores	0,9635	0,0365		
Panquehue	0,8624	0,0214	0,1162	
Placeres	0,9683	0,0317		
Placilla SIC2	0,9684	0,0316		
Playa Ancha	0,9677	0,0323		
Quilpue	0,9666	0,0334		
Quilpue 110	0,9684	0,0316		
Quintay	0,9603	0,0397		
Reñaca	0,9652	0,0348		
Rio Blanco	1,0000			
Rungue	0,9497	0,0503		
SAG Andina 220	0,1465	0,0604	0,7931	
Saladillo 066	0,9656	0,0155	0,0189	
San Antonio	0,0215	0,0086		0,9699
San Felipe	0,8395	0,0187	0,1418	
San Jeronimo	0,9563	0,0437		
San Pedro	0,9632	0,0368		
San Rafael	0,8447	0,0152	0,1401	
San Sebastian	0,0290	0,0116		0,9594
Tap Algarrobo Norte	0,9510	0,0490		
Tap Codelco Ventanas 110	0,9554	0,0446		
Torquemada 110	0,9531	0,0469		
Tunel Melon	0,9584	0,0416		
Valparaiso	0,9689	0,0311		



Tabla fi N°3

Punto de Retiro/Barra Troncal	Quillota 220	Polpaico 220	Tap Chena 220	Alto Jahuel 220	Cerro Navia 220
Alonso de Cordova		0,3520	0,0628	0,4469	0,1383
Altamirano		0,1575	0,1822	0,1549	0,5054
Andes		0,2597	0,0781	0,5447	0,1175
Apoquindo		0,3357	0,0628	0,4677	0,1338
Batuco	0,0828	0,1198	0,1744	0,1728	0,4502
Brasil		0,1574	0,1821	0,1553	0,5052
Carrascal		0,1571	0,1819	0,1559	0,5051
Cementos Polpaico 110	0,1275	0,0944	0,1665	0,1896	0,4220
Central Maitenes 110		0,1756	0,1841	0,4996	0,1407
Chacabuco		0,2544	0,1493	0,1853	0,4110
Club Hipico		0,1521	0,2988	0,3632	0,1859
Costanera		0,1764	0,1850	0,4987	0,1399
Curacavi		0,1571	0,1814	0,1580	0,5035
Florida		0,1772	0,1852	0,4987	0,1389
La Cisterna		0,1453	0,3283	0,3287	0,1977
La Dehesa		0,4349	0,0633	0,3400	0,1618
La Pintana		0,1538	0,1646	0,5679	0,1137
La Reina		0,2318	0,1128	0,5306	0,1248
Las Acacias		0,1388	0,3029	0,3785	0,1798
Lo Aguirre		0,1569	0,1814	0,1589	0,5028
Lo Boza		0,1805	0,1752	0,1602	0,4841
Lo Espejo 110		0,1390	0,3426	0,3117	0,2067
Lo Prado		0,1569	0,1819	0,1563	0,5049
Lo Valledor		0,1325	0,3499	0,2109	0,3067
Lord Cochrane		0,1542	0,2390	0,2492	0,3576
Los Dominicos		0,2926	0,0648	0,5209	0,1217
Macul		0,1689	0,2209	0,4567	0,1535
Macul 110		0,1669	0,2205	0,4564	0,1562
Maipu		0,1248	0,4249	0,2390	0,2113
Maitenes 220		0,6732		0,3268	
Malloco		0,1352	0,2379	0,4837	0,1432
Metro 110-1		0,1575	0,1822	0,1549	0,5054
Metro 110-2		0,1510	0,3049	0,3560	0,1881
Ochagavia		0,1509	0,3046	0,3564	0,1881
Pajaritos		0,1330	0,3451	0,2088	0,3131
Panamericana		0,1416	0,3439	0,3110	0,2035
Polpaico Chilectra	0,1267	0,0936	0,1663	0,1933	0,4201
Pudahuel		0,1571	0,1833	0,1554	0,5042
Puente Alto		0,1768	0,1849	0,4992	0,1391
Queltehues		0,1773	0,1850	0,4993	0,1384
Quilicura		0,2196	0,1619	0,1720	0,4465
Recoleta		0,3025	0,1305	0,2094	0,3576
San Bernardo		0,1360	0,2383	0,4828	0,1429
San Cristobal		0,3806	0,0999	0,2492	0,2703
San Joaquin		0,1593	0,2678	0,4002	0,1727
San Jose		0,1474	0,2426	0,1740	0,4360
San Pablo		0,1579	0,1824	0,1558	0,5039
Santa Elena		0,1606	0,2586	0,4112	0,1696
Santa Marta		0,1236	0,4322	0,2417	0,2025
Santa Raquel		0,1633	0,1735	0,5388	0,1244
Santa Rosa Sur		0,1617	0,1714	0,5455	0,1214
Vitacura		0,3858	0,0629	0,4036	0,1477
El Manzano		1,0000			

Tabla fi N°4

Punto de Retiro/Barra Troncal	Tap Alto Melipilla 220	Alto Jahuel 220	Rapel 220	Ancoa 220	Itahue 220	Charrua 220
Alcones	0,0111	0,0678	0,8551		0,0660	
Bollenar	0,7938	0,0721	0,0650		0,0691	
Chocalan	0,5554	0,0707	0,3075		0,0664	
El Maiten	0,8149	0,0959			0,0892	
El Monte	0,6385	0,2306			0,1309	
El Paico	0,6435	0,2278			0,1287	
El Peumo	0,1901	0,0673	0,6767		0,0659	
La Esperanza	0,0449	0,0640	0,8320		0,0591	
La Manga	0,0112	0,0673	0,8611		0,0604	
Las Arañas	0,1902	0,0652	0,6860		0,0586	
Lihueimo	0,0113	0,0703	0,8524		0,0660	
Mandinga	0,3849	0,0670	0,4865		0,0616	
Marchigue	0,0113	0,0684	0,8525		0,0678	
Melipilla	0,7801	0,0749	0,0763		0,0687	
Pirque		1,0000				
Quelentaro	0,0448	0,0624	0,8340		0,0588	
Santa Rosa	0,1891	0,0646	0,6835		0,0628	
Alameda		0,8488			0,1512	
Buin CGE		0,8969			0,1031	
Cachapoal		0,8208			0,1792	
Chimbarongo		0,1139			0,8861	
Chumaquito		0,8323			0,1677	
Colchagua		0,1135			0,8865	
El Manzano SIC 4		0,3351			0,6649	
Fatima		0,8979			0,1021	
Graneros		0,8302			0,1698	
Guindos 066		0,9016			0,0984	
Hospital		0,8965			0,1035	
Hospital 066		0,8951			0,1049	
Indura 066		0,8534			0,1466	

Punto de Retiro/Barra Troncal	Tap Alto Melipilla 220	Alto Jahuel 220	Rapel 220	Ancoa 220	Itahue 220	Charrua 220
Isla de Maipo		0,9093			0,0907	
La Ronda		0,1371			0,8629	
Las Cabras		0,3352			0,6648	
Lo Miranda		0,8102			0,1898	
Loreto		0,8116			0,1884	
Malloa		0,4070			0,5930	
Minera Valle Central 154		0,8942			0,1058	
Nancagua		0,1137			0,8863	
Paniahue		0,1135			0,8865	
Pelequen		0,3047			0,6953	
Placilla Emelectric		0,1120			0,8880	
Rancagua 066		0,8927			0,1073	
Rengo		0,3010			0,6990	
Rosario		0,2932			0,7068	
San Fernando 066		0,1133			0,8867	
San Francisco de Mostazal		0,7784			0,2216	
San Vicente TT		0,3355			0,6645	
Sauzal 110		0,9652			0,0348	
Tap Graneros 066		0,8308			0,1692	
Tap Rengo 066		0,3046			0,6954	
Tilcoco 154		0,7601			0,2399	
Tuniche		0,7906			0,2094	
Cauquenes				0,2782	0,0764	0,6454
Chacahuin				0,4578	0,1364	0,4058
Constitucion				0,5642	0,4147	0,0211
La Palma				0,5636	0,4154	0,0210
La Vega				0,2782	0,0764	0,6454
Linares Norte				0,4546	0,1450	0,4004
Longavi				0,3820	0,1273	0,4907
Maule				0,5907	0,4093	
Panimavida				0,4542	0,1480	0,3978
Parral				0,2754	0,0749	0,6497
Piduco				0,5644	0,4154	0,0202
Retiro				0,3309	0,0908	0,5783
San Javier				0,5629	0,4123	0,0248
San Miguel				0,5478	0,4213	0,0309
Talca				0,2326	0,7458	0,0216
Tap Longavi 066				0,3758	0,1139	0,5103
Villa Alegre				0,4543	0,1404	0,4053
Villa Alegre 066				0,4538	0,1387	0,4075
Abanico 154						1,0000
Bucalemu						1,0000
Bulnes 066						1,0000
Bulnes Copelec						1,0000
Cabrero						1,0000
Cabrero 066						1,0000
Charrua						1,0000
Chillan					0,0459	0,9541
Cholguan 066						1,0000
Cocharcas					0,0458	0,9542
Cocharcas 066					0,0535	0,9465
Curico					0,9857	0,0143
Curico 066					0,9826	0,0174
Hualañe					0,9767	0,0233
Hualte					0,0466	0,9534
Itahue					1,0000	
Itahue 066					1,0000	
Laja						1,0000
Laja 066						1,0000
Licanten					0,9724	0,0276
Licanten 066					0,9709	0,0291
Molina					0,9828	0,0172
Monte Aguila 066						1,0000
Niquen 066					0,5215	0,4785
Nueva Aldea 066					0,1039	0,8961
Panguilemo					0,9794	0,0206
Panguilemo 066					0,9774	0,0226
Parronal					0,9670	0,0330
Quinta					0,9742	0,0258
Quirihue					0,0255	0,9745
Ranguili					0,9670	0,0330
Rauquén					0,9812	0,0188
Recinto						1,0000
San Carlos					0,5005	0,4995
San Clemente					0,9755	0,0245
San Gregorio					0,5169	0,4831
San Rafael Emetal					0,9693	0,0307
Santa Elisa						1,0000
Santa Elvira					0,0551	0,9449
Tap Quinta 066					0,9859	0,0141
Teno					0,9746	0,0254
Villa Prat					0,9693	0,0307
Cipreses 154					1,0000	
Mampil 220						1,0000



Tabla fi N°5

Punto de Retiro/Barra Troncal	Charrua 220	Hualpen 220	Temuco 220	Lagunilla 220
Cholguan STS	1,0000			
Andalien	0,5277	0,3362		0,1361
Angol	1,0000			
Arenas Blancas	0,0297	0,0194		0,9509
C. Bio Bio 066	0,2825	0,6886		0,0289
Carampangue	0,0358	0,0240		0,9402
Chiguayante	0,5396	0,4056		0,0548
Chiguayante 066	0,5395	0,4057		0,0548
Chivilcan	0,0661		0,9339	
Colcura	0,0425	0,0273		0,9302
Collipulli	1,0000			
Collipulli 066	1,0000			
Colo Colo	0,5397	0,4055		0,0548
Coronel	0,0710	0,1092		0,8198
Curacautin	0,0638		0,9362	
Curanilahue	0,0358	0,0244		0,9398
Duqueco	0,9342	0,0658		
Ejercito	0,5399	0,4053		0,0548
El Avellano	0,9387	0,0613		
Enacar	0,0358	0,0254		0,9388
Escudron	0,0328	0,0209		0,9463
Horcones	0,1618	0,0198		0,8184
Imperial	0,0730		0,9270	
Las Encinas	0,0664		0,9336	
Latorre	0,4404	0,5596		
Lautaro	0,0624		0,9376	
Lebu	0,0387	0,0259		0,9354
Licanco	0,0709		0,9291	
Lirquen	0,5258	0,4742		
Lirquen 066	0,5272	0,4728		
Loma Colorada	0,4697	0,2319		0,2984
Loncoche	0,0943		0,9057	
Los Angeles	1,0000			
Lota	0,0457	0,0305		0,9238
Mahns	0,5263	0,4737		
Manso de Velasco	0,9377	0,0623		
Mapal 154		0,0536		0,9464
Negrete	1,0000			
Padre Las Casas	0,0661		0,9339	
Pangue 066	1,0000			
Penco	0,5272	0,4728		
Perales	0,5200	0,4800		
Petrodow 154	0,2768	0,6951		0,0281
Petropower 066	0,3875	0,5809		0,0316
Petrox 066	0,3875	0,5809		0,0316
Pillanlelbun	0,0646		0,9354	
Pitrufquen	0,1014		0,8986	
Polpaico	0,0357	0,0224		0,9419
Puchoco	0,0416	0,0269		0,9315
Pucon	0,1072		0,8928	
Pumahue	0,0640		0,9360	
San Pedro CGET	0,5044	0,2853		0,2103
San Vicente	0,2837	0,6868		0,0295
San Vicente 066	0,2683	0,7036		0,0281
San Vicente 154	0,2684	0,7035		0,0281
Talcahuano	0,3142	0,6858		
Tap Cerro Chepe 066	0,5167	0,3023		0,1810
Tap Eka Nobel 154	0,2738	0,6980		0,0282
Tap NS BioBio 066	0,5117	0,3040		0,1843
Tap Oxy 154	0,2862	0,6843		0,0295
Tap Renaico 066	1,0000			
Tap Victoria EFE 066	0,0668		0,9332	
Temuco	0,1383		0,8617	
Tome	0,5267	0,4733		
Traiguen	0,0764		0,9236	
Tres Pinos	0,0417	0,0279		0,9304
Tumbes	0,4343	0,5657		
Victoria	0,0685		0,9315	
Villarrica	0,0975		0,9025	

Tabla fi N°6

Punto de Retiro/Barra Troncal	Valdivia 220	Tap Barro Blanco 220	Puerto Montt 220
Aihuapi		1,0000	
Ancud			1,0000
Calbuco			1,0000
Castro			1,0000
Chonchi			1,0000
Chumpullo 066	1,0000		
Colaco			1,0000
Corral	0,9575	0,0425	
Degañ			1,0000
El Empalme			1,0000
Frutillar		0,3162	0,6838
La Union	0,4672	0,5328	
Los Lagos	0,8255	0,1745	
Los Negros	0,3411	0,6589	
Melipulli			1,0000
Osorno	0,2590	0,7410	
Paillaco	0,7089	0,2911	
Panguipulli	0,8094	0,1906	
Picarte	0,9621	0,0379	
Pichirropulli	0,6543	0,3457	
Pid Pid			1,0000
Pilmaiquen	0,3429	0,6571	
Puerto Montt			1,0000
Puerto Varas		0,1769	0,8231
Purranque		0,4789	0,5211
Quellon			1,0000
Valdivia	1,0000		

Tabla fi N°7

Punto de Retiro/Barra Troncal	Lagunas 220	Atacama 220	Crucero 220	Encuentro 220	Tarapaca 220
Alto Hospicio	0,0837				0,9163
Cerro Balcon 110	1,0000				
Cerro Chuño 066	0,4271				0,5729
Cerro Colorado 110	1,0000				
Cerro Dragon	0,0857				0,9143
Chapiquiña	0,3907				0,6093
Chinchorro	0,2577				0,7423
Chiza 110	0,7500				0,2500
Cuya	0,6679				0,3321
Dolores	0,7599				0,2401
El Aguila 066	0,4268				0,5732
Mal Paso 110	0,4467				0,5533
Pacifico	0,0704				0,9296
Palafitos	0,0870		0,0226		0,8904
Pampa 110			1,0000		
Pozo Almonte	0,8684		0,0295		0,1021
Pozo Almonte 066	0,8431		0,0285		0,1284
Pukara	0,2607		0,0221		0,7172
Quiani	0,2590		0,0235		0,7175
Sur		0,1500	0,5993	0,2507	
Tamarugal	0,8373		0,0303		0,1324
Tap Desalant 110			1,0000		
Tocopilla			1,0000		
Vitor 110	0,5475		0,0270		0,4255
Antofagasta		0,0143	0,9857		
Centro		0,1550	0,5934	0,2516	
La Portada		0,1520	0,5973	0,2507	
Alto Norte 110			1,0000		
Calama			1,0000		
Calama 100			1,0000		
El Lince			1,0000		
La Negra			1,0000		
Mejillones			1,0000		
Mejillones 110			1,0000		
Negro 110			1,0000		

Los factores aplicables a las barras de retiro diferentes a las señaladas en este numeral, corresponderán a los de la barra existente adyacente cuyo cuociente entre la demanda de energía en kWh y la distancia en kilómetros a la barra cuyos factores se están determinando, sea máxima.

Para efectos de lo señalado en el inciso anterior, se considerará la energía del año calendario inmediatamente anterior.

8.2. FACTOR DE EXPANSIÓN DE PÉRDIDAS

Para el listado de barras de retiro en las tensiones que se indican y en el sistema de subtransmisión que corresponda, los valores de FEPE y FEPP corresponden a los que a continuación se indican.



8.2.1. Factor de Expansión de Pérdidas para Barras en Tensiones mayores a Distribución

Los valores de FEPE y FEPP, para retiros en las barras indicadas en el numeral 5.2 serán los siguientes:

Barras en Tensiones mayores a Distribución			
SISTEMA	BARRA	FEPE-1	FEPP-1
SIC 1	Algarrobo 110	0,04580	0,05578
SIC 1	Cardones 110	0,00667	0,00551
SIC 1	Diego de Almagro 110	0,00062	0,00058
SIC 1	Enami 110	0,02739	0,02572
SIC 1	Huasco 110	0,03491	0,02220
SIC 1	Impulsión 110	0,02260	0,02131
SIC 1	Las Luces 110	0,01650	0,01688
SIC 1	Minera del Carmen 110	0,01670	0,01617
SIC 1	Punta Toro 110	0,08061	0,07888
SIC 1	Romeral 110	0,04185	0,06264
SIC 1	Vicuña 110	0,01554	0,01397
SIC 2	Calera Centro 066	0,04693	0,05990
SIC 2	Chagres 110	0,03026	0,04017
SIC 2	El Cobre 110	0,05164	0,06449
SIC 2	GNL Quintero 110	0,00235	0,00381
SIC 2	Los Angeles_SIC2 044	0,07254	0,07327
SIC 2	Quilpué 110	0,01721	0,02474
SIC 2	SAG Andina 220	0,03900	0,03619
SIC 2	Saladillo 066	0,02044	0,02270
SIC 2	Tap Codelco Ventanas 110	0,00615	0,00907
SIC 2	Torquemada 110	0,01337	0,02678
SIC 3	Cementos Polpaico 110	0,03268	0,03698
SIC 3	Central Maitenes 110	0,01931	0,02081
SIC 3	Lo Espejo 110	0,01520	0,01427
SIC 3	Macul 110	0,01989	0,01883
SIC 3	Metro 110-1	0,01528	0,01499
SIC 3	Metro 110-2	0,02023	0,01976
SIC 3	Minera Valle Central 154	0,14272	0,14321
SIC 3	Sauzal 110	0,09130	0,07584
SIC 4	Abanico 154	0,09211	0,00000
SIC 4	Bulnes 066	0,15105	0,07524
SIC 4	Cabrero 066	0,17462	0,13412
SIC 4	Cholguán 066	0,10502	0,09294
SIC 4	Cipreses 154	0,15572	0,08036
SIC 4	Cocharcas 066	0,00629	0,00713
SIC 4	Curicó 066	0,04718	0,05971
SIC 4	Guindos 066	0,04435	0,04293
SIC 4	Hospital 066	0,05624	0,05839
SIC 4	Indura 066	0,06824	0,05778
SIC 4	Itahue 066	0,00607	0,00463
SIC 4	Laja 066	0,16419	0,15760
SIC 4	Licanten 066	0,05457	0,04122
SIC 4	Monte Águila 066	0,15353	0,09833
SIC 4	Niquen 066	0,00247	0,00229

Barras en Tensiones mayores a Distribución			
SISTEMA	BARRA	FEPE-1	FEPP-1
SIC 4	Nueva Aldea 066	0,00180	0,00180
SIC 4	Panguilemo 066	0,02006	0,00852
SIC 4	Rancagua 066	0,05084	0,04320
SIC 4	San Fernando 066	0,01414	0,01091
SIC 4	Tap Graneros 066	0,07155	0,06186
SIC 4	Tap Longaví 066	0,05385	0,04426
SIC 4	Tap Quinta 066	0,06469	0,08529
SIC 4	Tap Rengo 066	0,08694	0,08407
SIC 4	Tilcoco 154	0,06354	0,04845
SIC 4	Villa Alegre 066	0,05018	0,04027
SIC 5	C. Bío Bío 066	0,01719	0,01640
SIC 5	Chiguayante 066	0,03159	0,02400
SIC 5	Collipulli 066	0,08397	0,10390
SIC 5	Lirquen 066	0,02507	0,03093
SIC 5	Mapal 154	0,08894	0,10919
SIC 5	Pangue 066	0,02291	0,02424
SIC 5	Petrodow 154	0,01381	0,01015
SIC 5	Petropower 066	0,01328	0,00999
SIC 5	Petrox 066	0,01439	0,01120
SIC 5	San Vicente 066	0,01379	0,01416
SIC 5	San Vicente 154	0,01273	0,01344
SIC 5	Tap Cerro Chepe 066	0,02088	0,02081
SIC 5	Tap Eka Nobel 154	0,01393	0,01714
SIC 5	Tap NS Bío Bío 066	0,02066	0,02147
SIC 5	Tap Oxy 154	0,01359	0,00995
SIC 5	Tap Renaico 066	0,06098	0,07495
SIC 5	Tap Victoria EFE 066	0,04320	0,06422
SIC 6	Chumpullo 066	0,02510	0,02332
SING	Alto Norte 110	0,00011	0,00006
SING	Calama 100	0,00334	0,00296
SING	Cerro Balcón 110	0,00521	0,00714
SING	Cerro Chuño 066	0,01078	0,01402
SING	Cerro Colorado 110	0,00115	0,00112
SING	Chiza 110	0,00424	0,00795
SING	El Águila 066	0,01079	0,01402
SING	Mal Paso 110	0,00947	0,01101
SING	Mejillones 110	0,00031	0,00060
SING	Negro 110	0,00010	0,00004
SING	Pampa 110	0,00020	0,00009
SING	Pozo Almonte 066	0,00501	0,00591
SING	Tap Desalant 110	0,00015	0,00008
SING	Vitor 110	0,00848	0,01145
SING	Alto Hospicio 13.8	0,01234	0,01664

Barras en Tensiones mayores a Distribución		
Sistema	Barra	\$/kWh
SIC 1	Algarrobo 110	9,917
SIC 1	Cardones 110	0,899
SIC 1	Diego de Almagro 110	0,093
SIC 1	Enami 110	0,895
SIC 1	Huasco 110	1,774
SIC 1	Impulsión 110	5,634
SIC 1	Las Luces 110	8,415
SIC 1	Minera del Carmen 110	3,664
SIC 1	Punta Toro 110	6,278
SIC 1	Romeral 110	7,416
SIC 1	Vicuña 110	17,087
SIC 2	Calera Centro 066	3,192
SIC 2	Chagres 110	3,045
SIC 2	El Cobre 110	3,186
SIC 2	GNL Quintero 110	1,933
SIC 2	Los Angeles_SIC2 044	3,688
SIC 2	Quilpué 110	2,921
SIC 2	SAG Andina 220	0,206
SIC 2	Saladillo 066	0,191
SIC 2	Tap Codelco Ventanas 110	1,555
SIC 2	Torquemada 110	1,963
SIC 3	Cementos Polpaico 110	1,761
SIC 3	Central Maitenes 110	1,611
SIC 3	Lo Espejo 110	1,394
SIC 3	Macul 110	1,982
SIC 3	Maitenes 220	0,000
SIC 3	Metro 110-1	3,957
SIC 3	Metro 110-2	3,822
SIC 3	Minera Valle Central 154	0,008
SIC 3	Sauzal 110	0,008
SIC 4	Abanico 154	2,034
SIC 4	Bulnes 066	8,019
SIC 4	Cabrero 066	4,091
SIC 4	Cholguán 066	27,109
SIC 4	Cipreses 154	0,540
SIC 4	Cocharcas 066	7,663
SIC 4	Curicó 066	4,872
SIC 4	Guindos 066	6,412
SIC 4	Hospital 066	5,928
SIC 4	Indura 066	3,372
SIC 4	Itahue 066	1,439
SIC 4	Laja 066	17,202
SIC 4	Licanten 066	16,833
SIC 4	Minera Valle Central 154	0,119
SIC 4	Monte Águila 066	3,581

Barras en Tensiones mayores a Distribución		
Sistema	Barra	\$/kWh
SIC 4	Niquen 066	0,814
SIC 4	Nueva Aldea 066	3,224
SIC 4	Panguilemo 066	4,117
SIC 4	Rancagua 066	3,430
SIC 4	San Fernando 066	3,499
SIC 4	Sauzal 110	0,117
SIC 4	Tap Graneros 066	3,397
SIC 4	Tap Longaví 066	13,848
SIC 4	Tap Quinta 066	14,050
SIC 4	Tap Rengo 066	4,038
SIC 4	Tilcoco 154	1,076
SIC 4	Villa Alegre 066	20,460
SIC 5	C. Bío Bío 066	3,523
SIC 5	Chiguayante 066	4,339
SIC 5	Collipulli 066	18,835
SIC 5	Lirquen 066	5,785
SIC 5	Mapal 154	2,862
SIC 5	Pangue 066	101,189
SIC 5	Petrodow 154	2,109
SIC 5	Petropower 066	1,562
SIC 5	Petrox 066	1,561
SIC 5	San Vicente 066	3,485
SIC 5	San Vicente 154	1,799
SIC 5	Tap Cerro Chepe 066	3,164
SIC 5	Tap Eka Nobel 154	2,066
SIC 5	Tap NS Bío Bío 066	4,051
SIC 5	Tap Oxy 154	2,110
SIC 5	Tap Renaico 066	4,188
SIC 5	Tap Victoria EFE 066	8,467
SIC 6	Chumpullo 066	2,109
SING	Alto Norte 110	0,217
SING	Calama 100	0,464
SING	Cerro Balcón 110	305,093
SING	Cerro Chuño 066	7,952
SING	Cerro Colorado 110	0,403
SING	Chiza 110	927,175
SING	El Águila 066	7,959
SING	Mal Paso 110	566,371
SING	Mejillones 110	0,428
SING	Negro 110	0,206
SING	Pampa 110	0,392
SING	Pozo Almonte 066	3,553
SING	Tap Desalant 110	0,298
SING	Vitor 110	309,282

Valores de VASTx₀ para retiros en las barras indicadas en el numeral 5.1:

Sistema	\$/kWh
SIC 1	7,630
SIC 2	7,416
SIC 3	3,753
SIC 4	7,620
SIC 5	6,647
SIC 6	7,752
SING	7,064

FIndex : Factor de indexación que se señala en el numeral 9.

En barras de retiro diferentes a las señaladas en este numeral, se le aplicarán las condiciones establecidas en el numeral 10.4.

8.4. CÁLCULO DEL FACTOR DE AJUSTE DE INYECCIÓN

Los factores de ajuste de inyección de energía y potencia, en adelante “FAIE” y “FAIP”, respectivamente, serán determinados mensualmente por la DP del CDEC respectivo.

Para su determinación, la DP del CDEC respectivo considerará las inyecciones efectivas registradas al ingreso de cada subsistema de subtransmisión establecido en las bases de cálculo disponibles del Informe Técnico a que hace referencia el Oficio N° 26, en adelante “inyecciones efectivas o reales” (InRe), y los retiros efectivos realizados dentro de cada subsistema de subtransmisión utilizando para ello los factores de expansión de pérdidas respectivos definidos en el numeral 7.2 de este artículo, en adelante “inyecciones tarifarias” (InTa).

Los factores FAIE y FAIP se determinarán en cada sistema de subtransmisión de modo que al multiplicarlos por la suma de las inyecciones tarifarias de energía y potencia, respectivamente, valorizadas a los respectivos precios de nudo a que se refiere el numeral 7.1 de este artículo, se iguale al resultado la suma de las correspondientes inyecciones reales valorizadas a dichos precios, de acuerdo a las siguientes expresiones:

$$FAIE = \frac{\sum_{i=1}^n InReE_i}{\sum_{i=1}^n InTaE_i}$$

$$FAIP = \frac{\sum_{i=1}^n InReP_i}{\sum_{i=1}^n InTaP_i}$$

8.2.2. Factor de Expansión de Pérdidas para Barras en Tensiones de Distribución

Los valores de FEPE y FEPP, para retiros en las barras indicadas en el numeral 5.1 serán los siguientes:

SISTEMA	FEPE-1	FEPP-1
SIC 1	0,02637	0,02663
SIC 2	0,02462	0,02624
SIC 3	0,01281	0,01369
SIC 4	0,03946	0,03563
SIC 5	0,03254	0,03167
SIC 6	0,02381	0,02302
SING	0,01089	0,01352

En barras de retiro diferentes a las señaladas en este numeral, se le aplicarán las condiciones establecidas en el numeral 10.4.

8.3. VALOR ANUAL DE SUBTRANSMISIÓN, VASTx

El valor de VASTx se determinará mediante la siguiente expresión:

$$VASTx_i = VASTx_0 \times FIndex$$

Donde:

VASTx₀ : Para el listado de barras de retiro en las tensiones que se indican y en el sistema de subtransmisión señalado, los valores de VASTx₀ corresponden a los que a continuación se indican.

Valores de VASTx₀ para retiros en las barras indicadas en el numeral 5.2:



Antes del último día del mes siguiente al que se está facturando, la DP del CDEC respectivo comunicará a los propietarios de las instalaciones a que hace referencia el numeral 1 del presente artículo, con copia a la Comisión y a la Superintendencia, el valor de los factores de ajuste de inyección correspondiente al mes al que se está facturando. La comunicación será acompañada de una memoria de cálculo, en formato de planilla de cálculo, que estará disponible en el sitio de dominio electrónico de cada CDEC en forma gratuita a partir de la fecha de comunicación.

9. INDEXACIÓN

El factor de indexación FIndex establecido para los pagos por uso de los sistemas de subtransmisión en los numerales 3.1 y 8.3 tendrá la estructura siguiente:

$$FIndex = \left[\left(a \times \frac{IPC_t}{IPC_0} + b \times \frac{IPMN_t}{IPMN_0} + c \times \frac{IPMI_t}{IPMI_0} \right) + \frac{DOL_t}{DOL_0} \times \left(d \times \frac{IPace_t}{IPace_0} + e \times \frac{IPCu_t}{IPCu_0} + f \times \frac{IPAI_t}{IPAI_0} \right) \right]$$

Donde los índices correspondientes son los siguientes:

- DOL** : Promedio del Precio de Dólar Observado, publicado por el Banco Central de Chile, correspondiente al segundo mes anterior a aquel mes en que las tarifas resultantes serán aplicadas.
- IPC** : Índice General de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas (INE), correspondiente al segundo mes anterior a aquel mes en que las tarifas resultantes serán aplicadas.
- IPMN** : Índice de Precios al por Mayor para Productos Nacionales del Sector de Industrias Manufactureras, publicado por el INE, correspondiente al segundo mes anterior a aquel mes en que las tarifas resultantes serán aplicadas.
- IPMI** : Índice de Precios al por Mayor para Productos Importados del Sector de Industrias Manufactureras, publicado por el INE, correspondiente al segundo mes anterior a aquel mes en que las tarifas resultantes serán aplicadas.
- IPace** : Índice Iron and Steel, de la serie Producer Price Index - Commodities, grupo Metals and Metal Products, publicado por el Bureau of Labor Statistics (BLS) del Gobierno de EE.UU. (Código BLS: WPU101), correspondiente al sexto mes anterior a aquel mes en que las tarifas resultantes serán aplicadas.
- IPCu** : Índice de Precio del Cobre, expresado en centavos de dólar por libra (cUS\$/lb), calculado como el promedio aritmético del precio nominal medio mensual de tres meses de la libra de cobre refinado en la Bolsa de Metales de Londres. Dicho precio nominal es calculado por la Comisión Chilena del Cobre (Cochilco) y publicado en su “Boletín Mensual”. Para estos efectos, el índice corresponderá al promedio de los tres meses anteriores al tercer mes anterior a aquel mes en que las tarifas resultantes serán aplicadas.
- IPAI** : Índice de Precio del Aluminio, expresado en centavos de dólar por libra (cUS\$/lb), calculado como el promedio aritmético del precio nominal medio mensual de tres meses de la libra de aluminio en la Bolsa de Metales de Londres. Dicho precio nominal es calculado por la Comisión Chilena del Cobre (Cochilco) y publicado en su “Boletín Mensual”. Para estos efectos, el índice corresponderá al promedio de los tres meses anteriores al tercer mes anterior a aquel mes en que las tarifas resultantes serán aplicadas.

Y donde los coeficientes de indexación son los siguientes:

Parámetro	SING	SIC1	SIC2	SIC3	SIC4	SIC5	SIC6
a	0,63236	0,59845	0,29006	0,62597	0,62768	0,62998	0,40470
b	0,04605	0,10900	0,29914	0,02638	0,04197	0,03667	0,30352
c	0,26191	0,22084	0,24031	0,13886	0,25356	0,25496	0,24992
d	0,03540	0,03303	0,11601	0,11739	0,03109	0,03545	0,02553
e	0,00896	0,02749	0,01561	0,09140	0,03783	0,03607	0,01121
f	0,01532	0,01119	0,03887	0,00000	0,00787	0,00687	0,00512

Los valores base para los índices definidos en este numeral y que serán utilizados en las fórmulas correspondientes son los que a continuación se indican:

Índice	Valor	Mes/Período
DOL ₀	545,83	Octubre de 2009
IPC ₀	100,29	Octubre de 2009 (Referencial Base Anual 2009=100)
IPMN ₀	107,00	Octubre de 2009
IPMI ₀	114,00	Octubre de 2009
IPace ₀	171,10	Junio de 2009
IPCu ₀	247,89	Junio 2009 a Agosto 2009
IPAI ₀	78,27	Junio 2009 a Agosto 2009

9.1. ACTUALIZACIÓN DE ÍNDICES

Corresponderá a la Comisión establecer y comunicar periódicamente el valor de los índices contenidos en las fórmulas de indexación señaladas. Para tal efecto, la Comisión informará durante los meses de abril y octubre de cada año, la actualización de los índices antes mencionados.

Asimismo, dicha información deberá incluir el valor del Pago Anual de Centrales Generadoras establecido en el numeral 3.1, el valor del término VASTx a que se refiere el numeral 8.3 y la proporción a que hace referencia la letra a) del numeral 10.5.2, todos del presente artículo, como resultado de la respectiva indexación.

En aquellos casos en que alguno de los índices se descontinuare o dejase de estar vigente, la Comisión propondrá, mediante un Informe Técnico dirigido al Ministerio de Energía, el nuevo índice que mejor lo reemplace.

10. CONDICIONES DE APLICACIÓN

10.1. CONDICIONES GENERALES

Será obligación de las empresas subtransmisoras contar con los dispositivos de medida de demanda máxima y energía en cada una de las barras consideradas como barras de inyección o retiro en un sistema de subtransmisión.

Cuando la medida se efectúe a una tensión o en una barra diferente a la de retiro, la medida se afectará por un coeficiente que, tomando en consideración pérdidas eficientes, las refiera a la tensión y punto de retiro.

Si un mismo usuario recibe energía en dos o más barras de retiro, cada suministro será facturado por separado.

Para efectos de la aplicación del presente decreto, se entenderán como Tensiones de Distribución, a todas aquellas tensiones superiores a 400 Volts e inferiores o iguales a 23.000 Volts.

10.2. DEFINICIÓN DE HORAS DE PUNTA

Se considerará como horas de punta al período establecido para cada sistema eléctrico en el decreto de Precios de Nudo a que hace referencia el artículo 171° de la Ley.

10.3. DETERMINACIÓN DE LOS CARGOS POR PEAJE

10.3.1. CARGO MENSUAL POR PEAJE DE ENERGÍA

El Peaje de Subtransmisión por Energía y el Pago por Energía a que hacen referencia los numerales 5.3 y 6.1 respectivamente, se aplicarán en todos los meses del año y se obtendrán multiplicando los kWh medidos en la barra de retiro del sistema de subtransmisión por el peaje o pago correspondiente establecidos en el presente artículo. Los kWh medidos no podrán considerar consumos registrados en distintos meses, correspondiendo en su determinación el uso de la energía consumida íntegramente en el mes a facturar.

10.3.2. CARGO MENSUAL POR PEAJE DE POTENCIA

El Peaje de Subtransmisión por Potencia y el Pago por Potencia a que hacen referencia los numerales 5.4 y 6.2, respectivamente, se aplicarán en todos los meses del año, aun cuando no existan retiros medidos de energía, y se obtendrán multiplicando la Potencia de Facturación en la barra de retiro del sistema de



subtransmisión por el peaje o pago correspondiente establecidos en el presente artículo.

Para cada retiro, la Potencia de Facturación corresponderá a la potencia coincidente con el momento de ocurrencia de la demanda máxima de generación en horas de punta del período en que se factura, medida cada 15 minutos.

Sin perjuicio de lo anterior, se utilizará, de manera preliminar, la Potencia de Facturación del período inmediatamente anterior al que se factura.

Una vez finalizado el período de horas de punta, la DP del CDEC respectivo, en el mes siguiente, determinará y comunicará a la Comisión, la Superintendencia y las empresas correspondientes, las diferencias entre la Potencia de Facturación preliminar y la definitiva asociadas a los retiros de las empresas eléctricas a que se refiere el numeral 3.2. Asimismo, establecerá el monto de las reliquidaciones entre los propietarios de las instalaciones a que hace referencia el numeral 1 y los retiros a que se refiere el numeral 3.2.

La comunicación a que se refiere el inciso anterior será acompañada de una memoria de cálculo, en formato de planilla electrónica, que estará disponible en el sitio de dominio electrónico de cada CDEC en forma gratuita a partir de la fecha de comunicación.

10.4. OTROS PUNTOS DE RETIRO

Se considerarán otros puntos de retiro a aquellos que cumplan con alguna de las características siguientes:

- a. Nuevos puntos de retiro;
- b. Barras de retiro distintas a las identificadas en el punto 3 “Transformadores” del artículo primero del Decreto N°121;
- c. Barras de retiro distintas a las detalladas en los numerales 8.1, 8.2 y 8.3 del presente artículo.

Tanto el peaje a que hace referencia el numeral 5 como el pago señalado en el numeral 6 aplicables a las barras de retiros señaladas en las letras a., b. y c. precedentes, se determinarán conforme a lo señalado en este numeral, independientemente del nivel de tensión en que se encuentren.

Los puntos de retiro señalados precedentemente deberán ser clasificados en los siguientes 3 casos, siendo el peaje y el pago los que se indican:

10.4.1. Caso 1

Corresponderá a suministros aguas abajo de un punto de retiro cuyos precios están determinados conforme la aplicación de los numerales 8.1, 8.2 y 8.3 del presente artículo.

Para los retiros clasificados en el Caso 1, el peaje y el pago deberán ser iguales a los del punto de retiro aguas arriba.

10.4.2. Caso 2

Suministros aguas arriba y aguas abajo de dos puntos de retiro cuyos precios están determinados conforme la aplicación de los numerales 8.1, 8.2 y 8.3 del presente artículo.

Para los retiros clasificados en el Caso 2, el peaje y el pago deberán ser determinados en función de las siguientes expresiones:

a) Peaje

$$Peaje_{j,Ret} = Peaje_{j,A} \times \frac{Km_{Ret \rightarrow B}}{Km_{A \rightarrow B}} + Peaje_{j,B} \times \frac{Km_{A \rightarrow Ret}}{Km_{A \rightarrow B}}$$

b) Pago

$$Pago_{j,Ret} = Pago_{j,A} \times \frac{Km_{Ret \rightarrow B}}{Km_{A \rightarrow B}} + Pago_{j,B} \times \frac{Km_{A \rightarrow Ret}}{Km_{A \rightarrow B}}$$

Donde:

j	:	Identificador del cargo. Puede ser energía (E) o Potencia (P)
Ret	:	Retiro clasificado en el Caso 2.
A,B	:	Retiros aguas arriba o aguas abajo, según corresponda, del retiro “Ret”.
$Km_{Ret \rightarrow B}$	:	Distancia entre los puntos de retiro “Ret” y “B”.
$Km_{A \rightarrow Ret}$	:	Distancia entre los puntos de retiro “A” y “Ret”.
$Km_{A \rightarrow B}$	:	Distancia entre los puntos de retiro “A” y “B”.
$Peaje_{j,Ret}$	:	Peaje de energía o potencia, según corresponda, asociado al retiro “Ret”
$Peaje_{j,A}$	:	Peaje de energía o potencia, según corresponda, asociado al retiro “A”
$Peaje_{j,B}$	:	Peaje de energía o potencia, según corresponda, asociado al retiro “B”
$Pago_{j,Ret}$	:	Pago de energía o potencia, según corresponda, asociado al retiro “Ret”
$Pago_{j,A}$	:	Pago de energía o potencia, según corresponda, asociado al retiro “A”
$Pago_{j,B}$	:	Pago de energía o potencia, según corresponda, asociado al retiro “B”

10.4.3. Caso 3:

Suministros aguas arriba o aguas abajo de tres puntos de retiro cuyos precios están determinados conforme la aplicación de los numerales 8.1, 8.2 y 8.3 del presente artículo.

Para los retiros clasificados en el Caso 3, el peaje y el pago deberán ser determinados en función de las siguientes expresiones:

a) Peaje

$$Peaje_{j,Ret} = \frac{Km_{A \rightarrow Ret} \times Peaje_{j,BC} + Km_{B \rightarrow Ret} \times Peaje_{j,AC} + Km_{C \rightarrow Ret} \times Peaje_{j,AB}}{Km_{A \rightarrow Ret} + Km_{B \rightarrow Ret} + Km_{C \rightarrow Ret}}$$

b) Pago

$$Pago_{j,Ret} = \frac{Km_{A \rightarrow Ret} \times Pago_{j,BC} + Km_{B \rightarrow Ret} \times Pago_{j,AC} + Km_{C \rightarrow Ret} \times Pago_{j,AB}}{Km_{A \rightarrow Ret} + Km_{B \rightarrow Ret} + Km_{C \rightarrow Ret}}$$

Donde:

j	:	Identificador del cargo. Puede ser energía (E) o Potencia (P)
Ret	:	Retiro clasificado en el Caso 3.
A,B,C	:	Retiros aguas arriba o aguas abajo, según corresponda, del retiro “Ret”.
$Km_{A \rightarrow Ret}$	:	Distancia entre los puntos de retiro “A” y “Ret”.
$Km_{B \rightarrow Ret}$	:	Distancia entre los puntos de retiro “B” y “Ret”.
$Km_{C \rightarrow Ret}$	:	Distancia entre los puntos de retiro “C” y “Ret”.
$Peaje_{j,BC}$	=	$\frac{Peaje_{j,B} \times Km_{C \rightarrow Ret} + Peaje_{j,C} \times Km_{B \rightarrow Ret}}{Km_{C \rightarrow Ret} + Km_{B \rightarrow Ret}}$
$Peaje_{j,AC}$	=	$\frac{Peaje_{j,A} \times Km_{C \rightarrow Ret} + Peaje_{j,C} \times Km_{A \rightarrow Ret}}{Km_{A \rightarrow Ret} + Km_{C \rightarrow Ret}}$
$Peaje_{j,AB}$	=	$\frac{Peaje_{j,A} \times Km_{B \rightarrow Ret} + Peaje_{j,B} \times Km_{A \rightarrow Ret}}{Km_{A \rightarrow Ret} + Km_{B \rightarrow Ret}}$
$Pago_{j,BC}$	=	$\frac{Pago_{j,B} \times Km_{C \rightarrow Ret} + Pago_{j,C} \times Km_{B \rightarrow Ret}}{Km_{C \rightarrow Ret} + Km_{B \rightarrow Ret}}$
$Pago_{j,AC}$	=	$\frac{Pago_{j,A} \times Km_{C \rightarrow Ret} + Pago_{j,C} \times Km_{A \rightarrow Ret}}{Km_{A \rightarrow Ret} + Km_{C \rightarrow Ret}}$
$Pago_{j,AB}$	=	$\frac{Pago_{j,A} \times Km_{B \rightarrow Ret} + Pago_{j,B} \times Km_{A \rightarrow Ret}}{Km_{A \rightarrow Ret} + Km_{B \rightarrow Ret}}$
$Peaje_{j,Ret}$	:	Peaje de energía o potencia, según corresponda, asociado al retiro “Ret”
$Peaje_{j,A}$	:	Peaje de energía o potencia, según corresponda, asociado al retiro “A”
$Peaje_{j,B}$	:	Peaje de energía o potencia, según corresponda, asociado al retiro “B”
$Peaje_{j,C}$	:	Peaje de energía o potencia, según corresponda, asociado al retiro “C”
$Pago_{j,Ret}$	:	Pago de energía o potencia, según corresponda, asociado al retiro “Ret”
$Pago_{j,A}$	:	Pago de energía o potencia, según corresponda, asociado al retiro “A”
$Pago_{j,B}$	:	Pago de energía o potencia, según corresponda, asociado al retiro “B”
$Pago_{j,C}$	:	Pago de energía o potencia, según corresponda, asociado al retiro “C”



Para la determinación del peaje y el pago asociado, en los casos aplicables a otros puntos de retiro en tensiones mayores a la de distribución, se deberán considerar los peajes o pagos, según corresponda, específicos de las barras involucradas conforme se indican en las bases de cálculo disponibles del Informe Técnico a que hace referencia el Oficio N° 26. En los casos aplicables a otros puntos de retiro en tensiones de distribución, se deberán aplicar los valores de peaje o pago determinados en los numerales 8.1, 8.2 y 8.3 del presente artículo.

10.5. DISTRIBUCIÓN DE INGRESOS EN SISTEMAS DE SUBTRANSMISIÓN

Los ingresos percibidos por concepto de pago por uso, determinado en los numerales 3.1 y 3.2, deberán ser distribuidos entre las empresas propietarias de instalaciones de subtransmisión de un mismo sistema de acuerdo a la liquidación que efectúe la DP del CDEC respectivo, con sujeción a las disposiciones del presente numeral.

Las metodologías, criterios y bases de cálculo consideradas por la DP del CDEC respectivo, deberán estar disponibles y actualizadas para cualquier interesado en forma gratuita, en el sitio de dominio electrónico del respectivo CDEC.

Los ingresos de cada sistema de subtransmisión se determinarán a partir de:

- El pago anual de las centrales generadoras por concepto de peajes de inyección establecidos conforme al presente decreto; y
- El pago mensual por uso, asociado a los usuarios de subtransmisión por los retiros de energía y potencia que realizan desde los sistemas de subtransmisión.

La determinación de los pagos por inyección y por retiro a cada empresa de subtransmisión será realizada por la DP del CDEC respectivo, sobre la base de la información que sea entregada por los propietarios de dichas instalaciones.

10.5.1. ASIGNACIÓN DE INGRESOS TARIFARIOS

Los ingresos tarifarios que emanen del balance de transferencias a que hace referencia el numeral 3, deberán ser asignados conforme el procedimiento que se describe en el presente numeral.

Para asignar los ingresos tarifarios, se deberá utilizar la siguiente metodología:

- Para cada tramo del sistema eléctrico, se deberá asignar la participación de cada central generadora que inyecte su producción y que participe de los balances de transferencias, a través de la metodología GGDF, normalizada al 100%.
- Para cada tramo del sistema eléctrico, se deberá asignar la participación de cada retiro que participe de los balances de transferencias, a través de la metodología GLDF, normalizada al 100%.
- Tanto para la participación de inyecciones como para la de retiros, se deberán eliminar aquellas que cumplan con alguna de las siguientes condiciones:
 - Que corresponda a inyecciones o retiros fuera del subsistema respectivo.
 - Que posean un factor de participación negativo.
- Tanto las participaciones de inyecciones como de retiros de cada tramo, deberán ser multiplicadas por un factor único de modo tal que sumen 100%. Dicho factor corresponderá al cociente entre 100% y la suma de las participaciones de inyecciones y retiros resultantes de la aplicación de las condiciones del numeral 3.
- Los ingresos tarifarios asociados al tramo, deberán ser distribuidos entre las centrales generadoras y retiros que participen en el balance de inyecciones y retiros, a prorrata de los factores GGDF y GLDF resultantes del cálculo a que se refiere el punto 4.
- Para el caso de tramos sometidos a restricciones de transmisión y que presenten un desacople del sistema en los extremos del tramo, la DP deberá asignar los ingresos tarifarios de acuerdo a la siguiente metodología:

- Para el tramo respectivo, identificará el extremo “I” y el extremo “R”. Será el extremo “I” aquel desde donde proviene el flujo y extremo “R” hacia donde se dirige el flujo.
- Para la misma condición de operación, deberá determinar los costos marginales en los extremos del tramo modificando sus características técnicas de modo de eliminar las restricciones de transmisión.
- Determinará las proporciones de asignación para el extremo “I” (PA_I) y para el extremo “R” (PA_R) de acuerdo a la siguiente expresión:

$$PA_j = \frac{|CMg_j^S - CMg_j^E|}{|CMg_I^S - CMg_I^E| + |CMg_R^S - CMg_R^E|}$$

Donde:

j : Identificador del extremo I o R;

CMg_j^S : Costo marginal simulado en el extremo j de acuerdo con lo indicado en b.

CMg_j^E : Costo marginal efectivo en el extremo j determinado en el caso con restricciones de transmisión.

- Las centrales generadoras que inyecten su producción y que participen de los balances de transferencias y que participen en los flujos del tramo conforme lo señalado en el punto 4., recibirán el Ingreso Tarifario del tramo multiplicado por PA_I a prorrata de los factores GGDF determinados en el punto 5.
- Los retiros que participen de los balances de transferencias y que participen en los flujos del tramo conforme lo señalado en el punto 4., recibirán el Ingreso Tarifario del tramo multiplicado por PA_R a prorrata de los factores GLDF determinados en el punto 5.

10.5.2. INGRESOS ASOCIADOS A COSTOS ESTÁNDARES DE INVERSIÓN, MANTENCIÓN, OPERACIÓN Y ADMINISTRACIÓN DE LAS INSTALACIONES

a) Factor de Distribución de Ingresos

Los ingresos a percibir asociados a costos estándares de inversión, mantenimiento, operación y administración de las instalaciones de cada sistema de subtransmisión, deberán ser distribuidos entre las empresas propietarias u operadoras de instalaciones de subtransmisión sobre la base de la proporción que represente la anualidad del valor de inversión más los costos de operación, mantenimiento y administración, en adelante “AVI+COMA”, de cada propietario u operador, respecto al AVI+COMA total de subtransmisión de cada sistema. Para tal efecto, se deberá determinar un factor de distribución de ingresos para cada propietario u operador (“FDI”). En la determinación de esta proporción, no se consideran las instalaciones contenidas en el Decreto N° 121 y no consideradas en el Informe Técnico a que hace referencia el Oficio N° 26 que han sido calificadas como instalaciones prescindibles.

La proporción a que se refiere el inciso anterior deberá ser actualizada mensualmente por la DP del CDEC respectivo y comunicada mediante un informe a la Comisión antes del día 15 del mes anterior a dicha actualización. Para tal efecto, sólo serán consideradas aquellas instalaciones que se encuentren en operación al segundo mes anterior al cual se realiza la actualización.

En cada actualización mensual sólo podrán ser agregadas aquellas instalaciones que se encuentren en operación y cumplan con las disposiciones establecidas en el literal e) del presente numeral. El AVI+COMA de las instalaciones de subtransmisión que se agreguen, retiren o modifiquen mensualmente, será determinado por la DP del CDEC respectivo, sobre la base de las consideraciones establecidas en el numeral siguiente.

b) Cálculo del Factor de Distribución de Ingresos

Para efectos de determinar el AVI+COMA de subtransmisión se deberá adicionar o descontar el AVI+COMA de las instalaciones de subtransmisión nuevas, retiradas o modificadas, según corresponda, al $(AVI+COMA)_0$.

**c) (AVI+COMA)₀**

Para todos los efectos, el (AVI+COMA)₀ a considerar será la valorización en pesos de las instalaciones de subtransmisión en operación al 31 de diciembre de 2009 presentadas por las empresas en los estudios correspondientes.

Asimismo, el valor a adicionar o descontar deberá considerar lo indicado en los literales d) y e) siguientes.

d) Indexación del (AVI+COMA)

Para efectos de determinar el FDI deberán considerarse los valores de AVI+COMA en miles de pesos, según la indexación señalada en el punto 9.1 anterior.

Para efectos de indexar los valores de AVI+COMA, se deberá considerar la siguiente fórmula de indexación:

$$(aVI + COMA) = (aVI + COMA)_0 \times FIndex$$

Donde:

$(aVI + COMA)_0$: Corresponde a la valorización descrita en c).

FIndex : Factor de indexación que se señala en el numeral 9.

e) Nuevas Instalaciones

Para aquellas nuevas instalaciones que se incorporen al sistema eléctrico, serán aplicables las obligaciones y derechos de que trata este decreto, cuando entren en operación, previa calificación por parte de la DP del CDEC respectivo.

Para estos efectos, la DP del CDEC respectivo podrá someter a calificación sólo a aquellas instalaciones nuevas que cumplan simultáneamente con las siguientes condiciones:

- I. No se encuentren contenidas en el Decreto N° 121 y sus posteriores modificaciones;
- II. Que no hayan sido informadas para la Determinación de Líneas y Subestaciones a que se refiere el Decreto N° 121 y sus posteriores modificaciones;
- III. Que su entrada en operación haya sido comunicada conforme lo establece el artículo 13 del Decreto Supremo N° 291;
- IV. Que su entrada en operación sea posterior a la fecha de dictación del Decreto N° 134.

Para efectos de la calificación, no podrá considerarse los eventuales cambios de propiedad como criterios para considerar una instalación como nueva.

La DP del CDEC respectivo sólo podrán calificar como de subtransmisión las instalaciones mínimas y necesarias para cumplir con lo establecido en los incisos 1° y 2° del artículo 75° de la Ley.

Para calificar las nuevas instalaciones, la DP del CDEC respectivo deberá elaborar un Informe Técnico que contenga todos los antecedentes considerados para su evaluación, los criterios técnicos utilizados, el resultado de dicha calificación y el cumplimiento de lo señalado en el inciso anterior.

En dicho informe se establecerá además el Valor de Inversión a considerar para efectos de lo establecido en el numeral 10.5.2 letra b) del presente artículo. Tanto el informe como sus antecedentes de respaldo deberán ser comunicados al solicitante, a todas las empresas propietarias u operadoras de las instalaciones del respectivo sistema de subtransmisión, a la Comisión y a la Superintendencia. Los antecedentes señalados deberán estar disponibles en el sitio de dominio electrónico del CDEC para cualquier interesado a partir de la fecha de comunicación.

Será responsabilidad de la DP del CDEC respectivo incorporar las instalaciones a que hace referencia este numeral, a efectos de determinar el FDI. Para ello deberá homologar dichas instalaciones a las indicadas en el inciso primero de la letra c) del presente numeral.

Equivalentemente, será responsabilidad de la DP del CDEC respectivo eliminar las instalaciones retiradas, a efectos de determinar el FDI.

f) Instalaciones Puestas en Servicio entre el 31 de diciembre de 2009 y la Entrada en Vigencia del Presente Decreto

El procedimiento para incorporar en la determinación del factor de distribución de ingresos las instalaciones puestas en servicio entre el 31 de diciembre de 2009 y la entrada en vigencia del presente decreto, se regirán por las mismas condiciones establecidas en la letra e) precedente.

La DP, en la misma oportunidad en que comunique la primera actualización de la proporción señalada en el literal a), deberá incluir en sus cálculos las instalaciones señaladas en el inciso anterior.

10.5.3. INGRESOS ASOCIADOS AL COSTO DE LAS PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA

En cada sistema de subtransmisión, los ingresos asociados a la valorización del costo de las pérdidas de energía y potencia deberá ser distribuida por la DP del CDEC respectivo, entre las empresas propietarias u operadoras de instalaciones de subtransmisión.

Para ello, determinará para cada empresa propietaria u operadora, un factor de distribución de la recaudación asociado al costo del diferencial entre las pérdidas medias indicadas en las tablas 8.2.1 y 8.2.2, y las pérdidas efectivas tanto de energía (FDP_E) como de potencia (FDP_P). Para el cálculo de dichos factores, la DP del CDEC respectivo deberá considerar criterios técnicos que permitan recoger adecuadamente los aportes y ahorros que cada propietario u operador haga al sistema haciendo prevalecer siempre las mediciones en aquellos puntos en que existan, independientemente de la propiedad de los equipos de medida.

Los factores a que se refiere el presente numeral deberán ser actualizados en la misma oportunidad y con la misma periodicidad y condiciones establecidas para la determinación de la proporción señalada en el numeral 10.5.2 del presente artículo.

10.6. SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO

Serán exigibles al servicio de transporte las condiciones y estándares de seguridad y calidad de servicio, conforme a las disposiciones legales vigentes.

Se entenderá que un usuario exige una calidad de servicio especial por concepto de transporte en el sistema de subtransmisión, cuando la calidad solicitada supere cualquiera de los estándares establecidos en la reglamentación y normas técnicas correspondientes.

10.7. GRAVÁMENES E IMPUESTOS

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

11. INFORMACIÓN DE PEAJES DE SUBTRANSMISIÓN

Cada vez que una empresa subtransmisora, como consecuencia de su indexación, modifique los peajes que corresponda aplicar, deberá publicarlos en un diario de circulación nacional previo a su facturación enviando copia digital de dicha publicación a la Comisión y la Superintendencia.

La empresa subtransmisora deberá mantener a disposición de los interesados la información actualizada de los peajes vigentes. Adicionalmente, tal información deberá estar a disposición del público a través de su sitio de dominio electrónico en forma gratuita.

12. MEDICIÓN Y FACTURACIÓN

Corresponderá a la empresa subtransmisora efectuar a su costo las mediciones de inyección y retiro del consumo de energía y de potencia de los usuarios, necesarias para dar cumplimiento al inciso siguiente.

Con ocasión de la emisión de la facturación por el servicio de transporte a través de instalaciones de subtransmisión, la empresa subtransmisora deberá enviar al usuario y a la DP del CDEC respectivo, lo siguiente:



- a) Período de facturación, día-mes-año;
- b) Nombre del sistema de subtransmisión;
- c) Identificación de la barra de retiro de subtransmisión y nivel de tensión nominal del punto de retiro;
- d) Las barras de inyección asociadas a la barra de retiro, conforme al numeral 8.1 del presente artículo;
- e) La identificación de la barra en la que se efectúa la medida, considerando:
 - Nombre de la barra,
 - Nivel de tensión, y
 - Coeficiente para referir las medidas al punto de retiro, separando energía de potencia;
- f) La identificación de los tramos de línea o transformación de transmisión adicional dispuestos para abastecer a usuarios sometidos a regulación de precios en forma directa, y su propietario;
- g) Registro de las unidades físicas medidas para:
 - Energía en kWh,
 - Demanda máxima leída, incluida su fecha y hora de registro, y
 - Demanda máxima leída en horas de punta, incluida su fecha y hora de registro;
- h) Energía facturada;
- i) Potencia de facturación a que se refiere el numeral 10.3.2;
- j) Valores de PNET, PNPT, FEPE, FEPP, VASTx, FAIE y FAIP; y
- k) Valor del factor de distribución de ingresos.

Artículo tercero: Las empresas propietarias u operadoras de instalaciones de transmisión adicional dispuestas para el abastecimiento directo de usuarios sometidos a regulación de precios estarán obligadas a prestar el servicio de transporte para permitir el suministro de éstos, de conformidad al inciso segundo del artículo 77° de la Ley.

1. INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN ADICIONAL

Las instalaciones de transmisión adicional dispuestas para el abastecimiento directo de usuarios sometidos a regulación de precios, en adelante instalaciones de transmisión adicional o adicionales, corresponderán a las establecidas en las bases de cálculo disponibles del Informe Técnico a que hace referencia el Oficio N° 38.

Para efecto de la aplicación de las disposiciones establecidas en el presente artículo, se entenderán como barras de retiro sujetas al pago por uso de instalaciones adicionales a las barras de retiro que cumplan con las condiciones señaladas en las letras a y b del numeral 1 del artículo segundo del presente decreto y que además cumplan con las siguientes condiciones:

- a) Correspondan a barras de retiro para el abastecimiento de usuarios sometidos a regulación de precios;
- b) Utilicen, para el suministro desde las subestaciones de generación-transporte del sistema de transmisión troncal, una o más instalaciones de transmisión adicional.

2. CARACTERIZACIÓN DE USUARIOS

Para los efectos de la aplicación del presente artículo se entenderá por usuario de instalaciones de transmisión adicional a las empresas que efectúen retiros de energía y potencia desde el sistema eléctrico para abastecer directamente a usuarios sometidos a regulación de precios mediante el tránsito de energía y potencia a través de dichas instalaciones.

3. DEL PAGO DE LAS INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN ADICIONAL

El pago por el uso de las instalaciones de transmisión adicional se realizará a través del pago mensual de los usuarios sometidos a regulación de precios que efectúen retiros conforme las condiciones establecidas en el presente decreto.

Se entenderá que el pago cubre la totalidad de los costos que los usuarios sometidos a regulación de precios abastecidos directamente de instalaciones de transmisión adicional imponen a los propietarios u operadores de éstas. Por tanto, no corresponderá remuneración adicional alguna por parte de dichos usuarios a los sistemas de transmisión adicional por este concepto.

Específicamente los ingresos tarifarios que se produzcan por la aplicación de los costos marginales instantáneos y precios de nudo de la potencia en

instalaciones de transmisión adicional, deberán ser asignados a los participantes del balance de transferencias que realice la DP del CDEC respectivo, cuyo retiro o inyección genere dichos ingresos tarifarios, de acuerdo a la metodología establecida en el numeral 10.5.1 del artículo segundo del presente decreto, de modo de no generar ingresos adicionales a los que emanen del régimen de pagos que el presente decreto establece.

Sin perjuicio de lo anterior, los balances antes mencionados deberán realizarse conforme a lo establecido en el artículo 149° de la Ley, su reglamentación vigente y el Procedimiento DP correspondiente en condiciones consistentes con la configuración topológica de cada sistema eléctrico, tanto para las transferencias de energía como para las transferencias de potencia.

Las empresas eléctricas que efectúen retiros de energía y potencia desde las instalaciones de transmisión adicional para usuarios sometidos a regulación de precios, deberán concurrir al pago por el uso de dichos sistemas en los términos que se establecen en el presente decreto.

El pago se determinará en función de los retiros efectivos de energía y potencia del usuario conforme las fórmulas y condiciones establecidas en los numerales siguientes.

Para estos efectos, se entenderá que los usuarios sometidos a regulación de precios utilizan directamente las redes de transmisión adicional necesarias para su suministro desde las subestaciones de generación-transporte del sistema de transmisión troncal en las proporciones establecidas en el numeral 8.1 del artículo segundo.

4. DERECHOS Y OBLIGACIONES CON EL PAGO

Por la prestación del servicio de transporte, y adicionalmente al pago por uso, las empresas propietarias de instalaciones de transmisión adicional podrán exigir a los usuarios que soliciten o amplíen su servicio en potencias conectadas superiores a 10 kilowatts y a su vez se conecten directamente a dichas instalaciones, una garantía suficiente para caucionar que la potencia solicitada por éstos será usada por el tiempo adecuado, conforme se establece en el artículo 126° de la Ley.

5. PRECIOS DE NUDO EN BARRAS DE RETIRO DE SISTEMAS DE SUBTRANSMISIÓN

En cada barra de retiro de empresas concesionarias de servicio público de distribución, dispuestas para el suministro a usuarios sometidos a regulación de precios abastecidos de manera directa desde instalaciones de transmisión adicional, se establecerán precios por unidad de energía y de potencia, en adelante “peajes adicionales” asociados a los costos para los usuarios sometidos a regulación de precios por el uso de esas instalaciones.

Los precios de nudo indicados en el numeral 8.1, adicionados a los peajes de subtransmisión a que se refiere el numeral 5, ambos del artículo segundo; y a su vez adicionados a los peajes adicionales que correspondan, constituirán los precios de nudo en las respectivas barras de retiro.

El peaje adicional determinado conforme al presente decreto, tendrá carácter de máximo.

5.1. PEAJE ADICIONAL DE ENERGÍA

El Peaje Adicional de Energía tendrá la siguiente estructura:

$$PeajeTx A_E = PNET \times (FEPE_{Tx4} - 1) + VASTx A$$

5.2. PEAJE ADICIONAL DE POTENCIA

El Peaje Adicional de Potencia tendrá la siguiente estructura:

$$PeajeTx A_p = PNPT \times (FEPP_{Tx4} - 1)$$

6. FÓRMULAS DE DETERMINACIÓN DEL PAGO POR PARTE DE QUIENES EFECTÚEN RETIROS

El pago establecido en este numeral, se aplicará a cada usuario que realice retiros de energía y potencia directamente desde instalaciones adicionales para



abastecer usuarios sometidos a regulación de precios, de acuerdo a lo señalado en el numeral 3 de este artículo.

Será responsabilidad de la DP del CDEC respectivo calcular los pagos mensuales correspondientes a cada usuario que efectúe retiros, conforme a lo indicado en los numerales 6, 7 y 8 del presente artículo.

El pago a que se refiere el numeral 6 del Artículo Segundo, adicionado al pago establecido en el presente numeral, constituirán el pago total asignable a las empresas subtransmisoras y de transmisión adicional que corresponda.

6.1. PAGO POR ENERGÍA

Para el suministro a usuarios sometidos a regulación de precios abastecidos directamente desde instalaciones adicionales, el Pago por Energía deberá determinarse mediante la siguiente expresión:

$$PagoTx{A}_E = PNET \times FEPE_{Tx{A}} \times (1 - FAIE) + VASTx{A}$$

6.2. PAGO POR POTENCIA

Para el suministro a usuarios sometidos a regulación de precios abastecidos directamente desde instalaciones adicionales, el Pago por Potencia deberá determinarse mediante la siguiente expresión:

$$PagoTx{A}_p = PNPT \times FEPP_{Tx{A}} \times (1 - FAIP)$$

7. DEFINICIÓN DE TÉRMINOS

Para la determinación de los precios en las barras de retiro de los sistemas adicionales y la determinación del pago por parte de quienes efectúen retiros en dichos sistemas, deberá considerarse la siguiente definición de términos.

7.1. PRECIOS DE NUDO

Corresponderán a los precios de nudo detallados en el numeral 7.1 del artículo segundo.

7.2. PÉRDIDAS

FEPE_{TxA} : Factor de expansión de pérdidas de energía por el uso de instalaciones de transmisión adicional. Se expresa en [%].

FEPP_{TxA} : Factor de expansión de pérdidas de potencia por el uso de instalaciones de transmisión adicional. Se expresa en [%].

Los factores FEPE_{TxA} y FEPP_{TxA} serán determinados según lo establecido en el numeral 8.1 del presente artículo.

7.3. VALOR ANUAL

VASTxA: Se expresa en [\$/kWh]. El valor de VASTxA a aplicar en cada punto de retiro será el que se indica en el numeral 8.2 del presente artículo.

7.4. FACTOR DE AJUSTE DE INYECCIÓN

Corresponderán a los factores de ajuste de inyección detallados en el numeral 7.4 del artículo segundo.

8. DETERMINACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE LAS FÓRMULAS TARI-FARIAS

8.1. FACTOR DE EXPANSIÓN DE PÉRDIDAS

Para el listado de barras de retiro en las tensiones de distribución señaladas y en el sistema de subtransmisión que corresponda, los valores de FEPE_{TxA} y FEPP_{TxA} corresponden a los que a continuación se indican.

SISTEMA	FEPE-1	FEPP-1
SIC1	0,00005	0,00002
SIC2	0,00000	0,00000
SIC3	0,00012	0,00009
SIC4	0,00001	0,00001
SIC5	0,00000	0,00000
SIC6	0,00000	0,00000
SING	0,01015	0,01190

En barras de retiro diferentes a las señaladas en este numeral, se le aplicarán las condiciones establecidas en el numeral 9.

8.2. VALOR ANUAL

El valor de VASTxA se determinará mediante la siguiente expresión:

$$VASTx{A}_i = VASTx{A}_0 \times FIndex$$

Donde:

VASTxA₀ : Para el listado de barras de retiro de usuarios sometidos a regulación de precios que se abastecen directamente desde sistemas de transmisión adicional y en el sistema de subtransmisión señalado, los valores de VASTxA₀ corresponden a los que a continuación se indican.

SISTEMA	VASTxA ₀ [\$/kWh]
SIC1	0,030
SIC2	0,006
SIC3	0,012
SIC4	0,037
SIC5	0,000
SIC6	0,008
SING	0,325

FIndex : Factor de indexación que se señala en el numeral 9 del artículo segundo.

En barras de retiro diferentes a las señaladas en este numeral, se le aplicarán las condiciones establecidas en el numeral 9.

8.3. CÁLCULO DEL FACTOR DE AJUSTE DE INYECCIÓN

Los factores de ajuste de inyección de energía FAIE y FAIP, serán los determinados conforme lo señala el numeral 8.4 del Artículo Segundo.

9. CONDICIONES DE APLICACIÓN

Las condiciones de aplicación para las instalaciones adicionales a que se refiere el presente artículo serán las mismas señaladas en el numeral 10 del artículo segundo excepto en los títulos que a continuación se señalan.

9.1. OTROS PUNTOS DE RETIRO

Las condiciones de aplicación para los Otros Puntos de Retiro serán las mismas señaladas en el numeral 10.4 del artículo segundo.

9.2. DISTRIBUCIÓN DE INGRESOS EN SISTEMAS DE SUBTRANSMISIÓN POR USO DE INSTALACIONES ADICIONALES

Para efectos de la determinación del (AVI+COMA) señalado en el numeral 10.5.2 del artículo segundo, la DP deberá utilizar la valorización de las instalaciones de transmisión adicional para abastecer directamente a usuarios sometidos a regulación de precios bajo los estándares de costos asociados a instalaciones similares de acuerdo a la valorización establecida en el Informe Técnico a que hace referencia el Oficio N° 26 y aplicando a dichas instalaciones un factor de utilización.



El factor señalado en el inciso anterior será determinado por la DP del CDEC respectivo y corresponderá al cuociente entre la demanda de potencia asociada a los usuarios sometidos a regulación de precios abastecidos directamente en momento de ocurrencia de la demanda máxima del tramo y la capacidad total de este.

10. INFORMACIÓN DE PEAJES ADICIONALES

Las condiciones señaladas en el numeral 11 del artículo segundo deberán ser aplicadas a los propietarios de instalaciones adicionales a que se refiere el presente artículo.

Artículo cuarto: Las disposiciones contenidas en el presente decreto se aplicarán a partir de su publicación en el Diario Oficial. En todo caso se entenderá que los nuevos valores establecidos en él, entrarán en vigencia a contar del vencimiento de las tarifas del decreto anterior, esto es, el día 1° de enero de 2011.

Artículo quinto: Los peajes a los que se refiere el presente decreto deberán ser incorporados en el cálculo de los precios a utilizar en las fórmulas tarifarias de concesionarios de servicio público de distribución que para esos efectos se establecen en el decreto de precios de nudo vigente, y conforme a los sectores de nudo definidos en el decreto señalado.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Artículo primero: Mientras no corresponda la primera actualización de índices conforme se establece en los numerales 3.1 y 8.3 del artículo segundo permanente de este decreto, la Comisión deberá establecer y comunicar el valor de los índices contenidos en las fórmulas de indexación señaladas, para que la empresa de subtransmisión o de transmisión adicional que corresponda determine los valores de los peajes de energía y de potencia a ser aplicados a la fecha de entrada en vigencia del presente decreto. Para tal efecto, la Comisión deberá establecer y comunicar el valor de los índices antes del tercer día hábil siguiente a la publicación del presente decreto en el Diario Oficial.

Artículo segundo: Dentro de los 60 días corridos siguientes a la fecha de publicación del presente decreto, la DP del CDEC respectivo establecerá la asignación de cada instalación a la que hace referencia el numeral 10.5.2.c) de su artículo segundo.

Una vez establecida la asignación antes indicada, la DP contará con un plazo máximo de 30 días corridos para determinar el FDI de cada propietario u operador de instalaciones, considerando el (AVI+COMA)₀ indexado al mes de entrada en vigencia del presente decreto e incluyendo las nuevas instalaciones a que se refiere el numeral 10.5.2.e) del artículo segundo permanente, que se encuentren en operación al mes de publicación del presente decreto.

Las reliquidaciones que corresponda efectuar entre los ingresos efectivamente percibidos a partir de la entrada en vigencia del presente decreto y los ingresos que corresponda percibir producto de la aplicación de los FDI determinados posteriormente, serán realizadas por la DP del CDEC respectivo.

Los resultados y antecedentes que deriven del cumplimiento del presente artículo, deberán estar disponibles en el sitio de dominio electrónico de cada CDEC en forma gratuita para cualquier interesado.

Artículo tercero: Las instalaciones troncales indicadas en el decreto supremo N° 207, de 2007, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, se deberán considerar como tales, para los efectos de los cálculos de peajes y pagos de subtransmisión, mientras no entre en vigencia el presente decreto.

Anótese, tómese razón y publíquese.- Por orden del Presidente de la República, Rodrigo Álvarez Zenteno, Ministro de Energía.
Lo que transcribo a Ud. para su conocimiento.- Saluda atte. a Ud., Hernán Moya Bruzzone, Jefe División Jurídica Subsecretaría de Energía.

OTRAS ENTIDADES

Banco Central de Chile

TIPOS DE CAMBIO Y PARIDADES DE MONEDAS EXTRANJERAS PARA EFECTOS DEL NÚMERO 6 DEL CAPÍTULO I DEL COMPENDIO DE NORMAS DE CAMBIOS INTERNACIONALES Y CAPÍTULO II.B.3. DEL COMPENDIO DE NORMAS FINANCIERAS AL 9 DE ABRIL DE 2013

	Tipo de Cambio \$ (N°6 del C.N.C.I.)	Paridad Respecto US\$
DOLAR EE.UU. *	467,38	1,0000
DOLAR CANADA	459,25	1,0177
DOLAR AUSTRALIA	486,15	0,9614
DOLAR NEOZELANDES	395,25	1,1825
DOLAR DE SINGAPUR	376,40	1,2417
LIBRA ESTERLINA	713,01	0,6555
YEN JAPONES	4,71	99,2300
FRANCO SUIZO	499,82	0,9351
CORONA DANESA	81,56	5,7308
CORONA NORUEGA	81,42	5,7407
CORONA SUECA	72,79	6,4206
YUAN	75,43	6,1965
EURO	607,93	0,7688
WON COREANO	0,41	1139,9700
DEG	702,72	0,6651

* Tipo de cambio que rige para efectos del Capítulo II.B.3. Sistemas de reajustabilidad autorizados por el Banco Central de Chile (Acuerdo N°05-07-900105) del Compendio de Normas Financieras.
Santiago, 8 de abril de 2013.- Miguel Ángel Nacrur Gazali, Ministro de Fe.

TIPO DE CAMBIO PARA EFECTOS DEL NÚMERO 7 DEL CAPÍTULO I DEL COMPENDIO DE NORMAS DE CAMBIOS INTERNACIONALES

El tipo de cambio “dólar acuerdo” a que se refiere el inciso primero del N°7 del Capítulo I del Compendio de Normas de Cambios Internacionales fue de \$712,69 por dólar, moneda de los Estados Unidos de América, para el día 8 de abril de 2013.
Santiago, 8 de abril de 2013.- Miguel Ángel Nacrur Gazali, Ministro de Fe.

FIJA VALOR DE LA UNIDAD DE FOMENTO, DEL ÍNDICE VALOR PROMEDIO Y CANASTA REFERENCIAL DE MONEDAS PARA LOS DÍAS COMPRENDIDOS ENTRE EL 10 DE ABRIL DE 2013 Y 9 DE MAYO DE 2013

El Banco Central de Chile, para los efectos previstos en el Capítulo II.B.3 “Sistemas de Reajustabilidad autorizados por el Banco Central de Chile (Acuerdo N° 05-07-900105)” del Compendio de Normas Financieras, fija el valor de la “Unidad de Fomento” y del “Índice Valor Promedio” para los días comprendidos entre el 10 de abril de 2013 y 9 de mayo de 2013, en las cantidades que a continuación se indican.

Asimismo, de conformidad con lo dispuesto en el Anexo N° 1 del Capítulo I del Compendio de Normas de Cambios Internacionales, fija el valor de la “Canasta Referencial de Monedas” (CRM) para los días comprendidos entre el 10 de abril de 2013 y 9 de mayo de 2013, en las siguientes cantidades: