

**Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción**

SUBSECRETARÍA DE ECONOMÍA, FOMENTO Y RECONSTRUCCIÓN

FIJA LAS TARIFAS DE SUBTRANSMISIÓN Y SUS FÓRMULAS DE INDEXACIÓN

Núm. 320.- Santiago, 10 de septiembre de 2008.- Vistos:

- 1) Lo dispuesto en el Artículo 35 de la Constitución Política de la República de Chile;
- 2) Lo dispuesto en los Artículos 75° y 112° 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";
- 3) Lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 102, de 14 de marzo de 2005, modificado por los Decretos Supremos N°s 228 y 363, de 17 de agosto y 28 de diciembre de 2005, respectivamente, todos del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción;
- 4) Lo resuelto en los Dictámenes N°s 4 al 10 del año 2006, del Panel de Expertos;
- 5) Los Oficios N° 1358 y N° 1511, ambos de la Comisión Nacional de Energía, en adelante "la Comisión", de 29 de julio y 20 de agosto de 2008, respectivamente, y
- 6) Lo dispuesto en la Resolución N° 520 de 1996 de la Contraloría General de la República.

Considerando:

- 1) Que, de acuerdo al Artículo 112° de la Ley, el Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción 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 los Oficios citados, la Comisión comunicó al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción el informe técnico "Observaciones y Correcciones a los Estudios para la Determinación del Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión, y Fórmulas Tarifarias", el cual da cuenta de los resultados del proceso de fijación de tarifas;
- 3) Que, el Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión en el presente proceso, considerado como base para su cálculo el año 2005.
Que para dar cumplimiento al desfase de 2 años respecto del cálculo de valores agregado de distribución que en régimen establece la Ley para los futuros procesos tarifarios de subtransmisión, el presente decreto tendrá vigencia hasta el año 2010.
- 4) 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,

D e c r e t o:

Artículo Primero: Fijase mediante el presente decreto el pago anual por uso de sistemas de subtransmisión por parte de las centrales generadoras que inyecten directamente 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 para empresas concesionarias de servicio público de distribución o clientes finales; y los peajes de subtransmisión que adicionados a los precios de nudo en los puntos de inyección a los sistemas de subtransmisión, constituyan los precios de nudo en los puntos de retiros de dichos sistemas.

Las empresas a que se refiere el inciso anterior deberán pagar a el o los representantes de las empresas operadoras o propietarias de subtransmisión, en adelante "empresas subtransmisoras", por cada unidad de potencia y energía retirada, 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 éstas líneas aéreas o subterráneas, subestaciones y obras anexas, entre otras, para que toda empresa eléctrica inyecte energía o potencia al sistema eléctrico con plantas de generación propias o contratadas, o pueda efectuar retiros de energía o 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 Decreto Supremo N° 102, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 14 de marzo de 2005, modificado por los Decretos N°s 228 y 363, de 17 de agosto y 28 de diciembre de 2005, respectivamente, ambos del mismo Ministerio.

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 o 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 10.5.1 del presente artículo.

2. CARACTERIZACIÓN DE USUARIOS O CLIENTES

Se entenderá por usuario o cliente de un sistema de subtransmisión, a las centrales generadoras que inyecten directamente su producción en él, así como a las empresas que efectúen retiros de energía o potencia desde el sistema eléctrico mediante el tránsito de energía o 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 o clientes 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 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.

Para efectos del balance de inyecciones y retiros 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. 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 restituidos a quienes incurran en el pago de estas instalaciones, 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 y su reglamentación vigente, 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.

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 de la producción esperada de centrales generadoras en los correspondientes sistemas de subtransmisión en cuotas anuales, conforme las condiciones establecidas en el presente numeral.

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

- Cuota 1 : Meses de Noviembre de 2006 a Octubre de 2007, ambos inclusive.
Cuota 2 : Meses de Noviembre de 2007 a Octubre de 2008, ambos inclusive.
Cuota 3 : Meses de Noviembre de 2008 a Octubre de 2009, ambos inclusive.
Cuota 4 : Meses de Noviembre de 2009 a Octubre de 2010, ambos inclusive.

El pago deberá ser cancelado durante los primeros quince días del mes de noviembre 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:

$$\text{Cuota} = \text{FPago} * \text{Cuota}_0 * (a \cdot \frac{\text{IPMI}_i}{\text{IPMI}_0} + b \cdot \frac{\text{IPMN}_i}{\text{IPMN}_0} + c \cdot \frac{\text{IPC}_i}{\text{IPC}_0} + d \cdot \frac{\text{IPMBI}_i}{\text{IPMBI}_0} + e \cdot \frac{\text{IPM}_i}{\text{IPM}_0} + f \cdot \frac{\text{IPace}_i}{\text{IPace}_0} + g \cdot \frac{\text{IPcu}_i}{\text{IPcu}_0} + h \cdot \frac{\text{IPal}_i}{\text{IPal}_0})$$

Donde,

Cuota₀ : Corresponde al valor de la tabla siguiente:

Sistema	Central Generadora	Cuota 1 MM\$	Cuota 2 MM\$	Cuota 3 MM\$	Cuota 4 MM\$
SIC 1	Los Molles	307.135	307.342	290.504	30.608
SIC 2	Aconcagua	31.625	32.061	32.537	33.059
SIC 2	Laguna Verde	54.537	67.779	70.755	24.488
SIC 2	Laguna Verde TG	8.330	9.087	8.128	3.278
SIC 2	Ventana I	125.081	132.049	82.500	10.205
SIC 2	Ventana II	248.058	256.181	157.804	21.144
SIC 3	Alfalfal	0	2.516	6.517	93.475
SIC 3	Los Morros	295.559	291.843	270.040	175.921
SIC 3	Nueva Renca	377.415	387.724	375.537	400.628
SIC 3	Puntilla	3.238	3.238	3.238	3.238
SIC 3	Renca	2.042	1.866	3.298	451
SIC 3	Volcan	30.097	30.274	30.468	30.680
SIC 4	Celco	192.062	87.918	20.897	0
SIC 4	Cholguan	0	0	2.811	0
SIC 4	Constitucion	112.315	49.440	11.868	0
SIC 4	Licanten	230.721	227.315	210.725	98.846
SIC 4	Nueva Aldea	442.301	368.697	277.720	45.796
SIC 4	San Francisco de Mostazal	55.555	43.511	44.689	31.132
SIC 4	San Ignacio	171.492	140.215	119.106	84.975
SIC 5	Arauco	70.769	77.675	72.664	47.781
SIC 5	Bocamina	195.710	168.915	183.992	36.674
SIC 5	Horcones TG	57.126	69.880	56.493	5.491
SIC 5	Coronel	49.297	77.862	64.312	10.468
SIC 6	Ancud	285	183	122	0
SIC 6	Capullo	730	444	0	0
SIC 6	Pilmaiquen	2.867	1.705	0	0
SIC 6	Pullinque	385.006	284.168	221.997	162.534
SIC 6	Quellón	15	194	13	0
SING	Cavancha	260.948	6.924	31.291	32.747
SING	Chapiquiña	177.866	92.631	92.836	93.387
SING	Diesel Antofagasta	0	3.557	8.909	7.629
SING	Diesel Arica	0	86.391	86.643	86.590
SING	Diesel Iquique	2.780	11.603	52.052	54.367

Coefficientes : a, b, c, d, e, f, g y h, cuyos valores se obtienen de la tabla indicada en el numeral 9.1 del presente artículo.

Índices : IPMI, IPMN, IPC, IPMBI, IPM, IPace, IPcu e IPal, cuyas condiciones de determinación y valores base se señalan en el numeral 9.2 del presente artículo.

FPago : Factor de pago, aplicable de acuerdo a lo siguiente:



Valor de FPago	Condiciones
0	Si la fecha de entrada en vigencia del presente decreto es posterior al último mes del periodo correspondiente a cada Cuota.
$(12-X_{15})/12$	Si la fecha de entrada en vigencia del presente decreto se encuentra dentro del periodo asociado a la correspondiente Cuota. Donde X_{15} corresponde a la cantidad de días quince entre el 1 de noviembre del periodo asociado a la Cuota y la fecha de publicación del presente decreto.
1	Si la fecha de entrada en vigencia del presente decreto es anterior al periodo asociado a la correspondiente Cuota.

Las centrales generadoras que inyecten directamente su producción 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 sobre aquellas instalaciones de subtransmisión que se encuentran en la ruta de mínima distancia eléctrica hacia la barra en que exista precio de nudo fijado conforme al Artículo 162° de la Ley, y simultáneamente, estén sujetas a pago por las centrales generadoras indicadas en la tabla precedente.

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

La proporción señalada en el inciso anterior será establecida por la Dirección de Peajes, en adelante "DP" del CDEC respectivo, y corresponderá al pago correspondiente al uso de instalaciones que se encuentran en la ruta de mínima distancia eléctrica hacia la barra en que exista precio de nudo fijado conforme al Artículo 162° de la Ley, y que no se encuentren sujetas a pago por el resto de las centrales generadoras indicadas en la tabla precedente.

La diferencia entre el pago señalado en el inciso anterior y el total de cada Cuota deberá ser repartida entre las centrales generadoras cuyo pago corresponda al uso de instalaciones que se encuentran en la ruta de mínima distancia eléctrica señalada, y que simultáneamente se encuentren sujetas a pago por las centrales generadoras indicadas en la tabla precedente.

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 periodo de 12 meses correspondiente a cada Cuota.

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 clientes finales, deberán concurrir al pago por el uso de dichos sistemas.

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

3.3. CAMINO DE MÍNIMA DISTANCIA ELÉCTRICA

Para efecto del presente Decreto y para la aplicación de los procedimientos que corresponda realizar a la DP del CDEC respectivo, se entenderá como camino o ruta de mínima distancia eléctrica, a aquel que se determine conforme a la suma de las reactancias de los tramos que componen cada camino desde el punto de inyección o retiro de cada sistema de subtransmisión, a la barra en que exista precio de nudo fijado conforme al Artículo 162° de la Ley.

La DP del CDEC respectivo, con ocasión de la modificación, adición o retiro de cualquier instalación en los sistemas de subtransmisión, deberá comunicar a las empresas subtransmisoras de dicho sistema, a la Comisión y a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, en adelante "la Superintendencia", los nuevos caminos de mínima distancia eléctrica que correspondan considerar.

Sin perjuicio de lo anterior, a partir de la fecha de la comunicación referida en el inciso precedente, la DP deberá publicar en su sitio de dominio electrónico, en formato de planilla de cálculo disponible en forma gratuita para cualquier interesado, el camino de mínima distancia eléctrica de todos los puntos de inyección o retiro de cada sistema de subtransmisión acompañado de una memoria de cálculo.

4. DERECHOS Y OBLIGACIONES CON EL PAGO

Por la prestación del servicio de transporte, y adicionalmente al pago por uso, las empresas subtransmisoras 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.

5.1. Peaje de Subtransmisión por Energía

El peaje por energía se determinará mediante la expresión:

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

5.2. Peaje de Subtransmisión Por Potencia

El pago por potencia se determinará mediante la expresión:

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

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 o cliente de subtransmisión que realice retiros de energía o 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 o cliente de subtransmisión que efectúe retiros, conforme a lo indicado en los numerales 6, 7 y 8 del presente artículo.

6.1. PAGO POR ENERGÍA

El pago por unidad de energía en kWh se determinará mediante la expresión:

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

6.2. PAGO POR POTENCIA

El pago por unidad de potencia en kW se determinará mediante la expresión:

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

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 fijado conforme al Artículo 171° de la Ley en la barra de inyección asociada a la barra de retiro del sistema de subtransmisión. Se expresa en [\$/kWh].

PNPT : Precio de nudo de potencia fijado conforme al Artículo 171° de la Ley en la barra de inyección asociada a la barra de retiro del sistema de subtransmisión. 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.

Las expresiones consideradas para determinar los valores de FEPE y FEPP serán las siguientes:

a) Barras de Retiro en Tensiones de Distribución

Estas serán aquellas barras de retiro en sistemas de subtransmisión, cuyos retiros de energía o potencia están destinados a clientes sometidos a regulación de precios o a clientes libres en tensión de distribución.

Para la determinación de los factores FEPE y FEPP aplicables en barras de retiro en tensiones de distribución, se deberán considerar las siguientes expresiones:

$$FEPE = 1 + FEPE_T + FEPE_L$$

$$FEPP = 1 + FEPP_T + FEPP_L$$

Donde,

FEPE_T : Factor de expansión de pérdidas de energía por concepto de transformación desde el nivel de tensión definido para la barra de inyección asociada, hasta el nivel de tensión de la barra de retiro del sistema de subtransmisión. Se expresa en [%] y se determina según lo establecido en el numeral 8.2.1 del presente artículo.

FEPP_T : Factor de expansión de pérdidas de potencia por concepto de transformación desde el nivel de tensión definido para la barra de inyección asociada, hasta el nivel de tensión de la barra de retiro del sistema de subtransmisión. Se expresa en [%] y se determina según lo establecido en el numeral 8.2.1 del presente artículo.



FEPE_L : Factor de expansión de pérdidas de energía por concepto de transmisión desde la barra de inyección asociada, hasta la barra de retiro del sistema de subtransmisión. Se expresa en [%] y se determina según lo establecido en el numeral 8.2.2 del presente artículo.

FEPP_L : Factor de expansión de pérdidas de potencia por concepto de transmisión desde la barra de inyección asociada, hasta la barra de retiro del sistema de subtransmisión. Se expresa en [%] y se determina según lo establecido en el numeral 8.2.2 del presente artículo.

b) Barras de Retiro en Tensiones Mayores a la de Distribución

Para la determinación de los factores FEPE y FEPP aplicables en barras de retiro en tensiones mayores a la de distribución, se deberá considerar lo establecido en el numeral 8.2.3 del presente artículo.

7.3. Valor Anual de Subtransmisión

VASTxE: Valor anual de subtransmisión por energía. Se expresa en [\$/kWh]

VASTxP: Valor anual de subtransmisión por potencia. Se expresa en [\$/kW/mes]

Las expresiones consideradas para determinar los valores de VASTxE y VASTxP serán las siguientes:

a) Barras de Retiro en Tensiones de Distribución

Estas serán aquellas barras de retiro en sistemas de subtransmisión cuyos retiros de energía o potencia están destinados a clientes sometidos a regulación de precios o a clientes libres conectados en tensión de distribución.

Para la determinación del VASTxE y VASTxP aplicable en barras de retiro en tensiones de distribución, se deberán considerar las siguientes expresiones:

$$VASTxE = CBTE + CBLE$$

$$VASTxP = CBTP + CBLP$$

Donde,

CBTE : Cargo Base por concepto de transformación de energía desde el nivel de tensión definido para la barra de inyección asociada, hasta el nivel de tensión de la barra de retiro del sistema de subtransmisión. Se expresa en [\$/kWh] y se determina según lo establecido en el numeral 8.3.1 del presente artículo.

CBTP : Cargo Base por concepto de transformación de potencia desde el nivel de tensión definido para la barra de inyección asociada, hasta el nivel de tensión de la barra de retiro del sistema de subtransmisión. Se expresa en [\$/kW/mes] y se determina según lo establecido en el numeral 8.3.1 del presente artículo.

CBLE : Cargo Base por concepto de transmisión de energía desde la barra de inyección asociada, hasta la barra de retiro del sistema de subtransmisión. Se expresa en [\$/kWh] y se determina según lo establecido en el numeral 8.3.2 del presente artículo.

CBLP : Cargo Base por concepto de transmisión de potencia desde la barra de inyección asociada, hasta la barra de retiro del sistema de subtransmisión. Se expresa en [\$/kW/mes] y se determina según lo establecido en el numeral 8.3.2 del presente artículo.

b) Barras de Retiro en Tensiones Mayores a la de Distribución

Para la determinación del VASTxE y VASTxP aplicable en barras de retiro en tensiones mayores a la de distribución, se deberá considerar lo establecido en el numeral 8.3.3 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. Se expresa en [%].

FAIP : Factor de ajuste de inyección por potencia cuya determinación se detalla en el numeral 8.4 del presente artículo. Se expresa en [%].

8. DETERMINACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE LAS FÓRMULAS TARIFARIAS

8.1. PRECIOS DE NUDO

Para cada barra de retiro del sistema de subtransmisión se determinará una única barra de inyección asociada, mediante el procedimiento establecido en el numeral 8.5 del presente artículo.

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 que se fijen conforme al Artículo 171° de la Ley.

8.2. FACTORES DE EXPANSIÓN DE PÉRDIDAS

Los factores de expansión de pérdidas a que se refiere el numeral 7.2 anterior, serán los correspondientes al sistema de subtransmisión en el cual se ubica la barra de retiro de subtransmisión conforme se establece en los numerales siguientes.

Dichos factores serán aplicables a todas las instalaciones que formen parte de la ruta de conexión a que se refiere el numeral 8.5 del presente artículo.

8.2.1. Factores de Expansión de Pérdidas por Concepto de Transformación en Tensiones de Distribución

Para cada barra de retiro del sistema de subtransmisión se determinará una única barra de inyección asociada, mediante el procedimiento establecido en el numeral 8.5 del presente artículo.

De acuerdo al nivel de tensión de la barra de retiro del sistema de subtransmisión y con respecto a la barra de inyección asociada, los factores de expansión de pérdidas por concepto de transformación serán los indicados en la tabla siguiente:

Sistema	FEPE _T [%]	FEPP _T [%]
SIC 1	0,508%	0,564%
SIC 2	0,638%	0,630%
SIC 3	0,412%	0,467%
SIC 4	1,608%	2,041%
SIC 5	1,230%	1,279%
SIC 6	0,516%	0,567%
SING	0,598%	0,514%

8.2.2. Factores de Expansión de Pérdidas por Concepto de Transmisión en Tensiones de Distribución

Para cada barra de retiro del sistema de subtransmisión se determinará una única barra de inyección asociada, mediante el procedimiento establecido en el numeral 8.5 del presente artículo. Asimismo, se utilizará dicho procedimiento para establecer los tramos de línea que forman parte de la ruta de conexión entre la barra de retiro y la correspondiente barra de inyección asociada.

De acuerdo al nivel de tensión *i* de cada tramo de línea de subtransmisión, que forma parte de la ruta de conexión entre la barra de retiro y la correspondiente barra de inyección asociada, los cargos FEPE_L y FEPP_L a considerar se calcularán mediante las siguientes expresiones:

$$FEPE_L = \sum_{i=1}^n (FEPE_{L-i} \cdot km_i)$$

$$FEPP_L = \sum_{i=1}^n (FEPP_{L-i} \cdot km_i)$$

Donde,

n : Número de tramos de líneas de subtransmisión desde la barra de inyección asociada, hasta la barra de retiro del sistema de subtransmisión.

km_i : Longitud de cada tramo de línea *i*, expresada en kilómetros.

FEPE_{L-i}, FEPP_{L-i} : Factor de expansión de pérdidas de energía y potencia, respectivamente, por concepto de transmisión para el tramo de línea *i* en nivel de tensión correspondiente. Ambos parámetros corresponden a lo establecido en la tabla siguiente:

Sistema	FEPE _{L-i} [%]			DX	FEPP _{L-i} [%]			
	220	154	110		220	154	110	
SIC 1			0,1349%	0,0806%	0,2362%	0,1060%	0,1143%	0,1901%
SIC 2	0,0314%		0,0759%	0,0824%		0,0366%	0,0851%	0,0917%
SIC 3	0,0090%		0,0417%	0,0399%		0,0106%	0,0461%	0,0459%
SIC 4	0,1108%	0,0078%	0,0393%	0,0803%		0,1384%	0,0488%	0,1063%
SIC 5	0,0204%	0,0500%		0,1219%		0,0137%	0,0421%	0,1209%
SIC 6	0,0010%		0,0499%	0,0535%	0,0332%	0,0008%	0,0345%	0,0510%
SIC 6 (*)	0,0173%					0,0141%		
SING	0,0069%		0,0280%	0,0867%		0,0078%	0,0312%	0,0926%

(*) Recargos aplicables solamente al tramo Punta Barranco → Punta Gallan del sistema SIC 6.

8.2.3. FEPE y FEPP Aplicable a Barras de Retiro en Tensiones Mayores a la de Distribución

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:

Sistema	Barra de Retiro	FEPE-1	FEPP-1	Sistema	Barra de Retiro	FEPE-1	FEPP-1
SIC 1	Algarrobo 110	1,8176%	2,0140%	SIC 4	Quinta 066	3,4074%	7,7559%
SIC 1	Cardones 110	0,2654%	0,3818%	SIC 4	Rancagua 066	0,8383%	1,3461%
SIC 1	Diego de Almagro 110	0,1233%	0,1271%	SIC 4	Rengo 066	4,9957%	10,5498%
SIC 1	El Salvador 110	0,4787%	0,4786%	SIC 4	San Fernando 066	0,8701%	2,0150%
SIC 1	Fundicion 110	0,2528%	0,3641%	SIC 4	Tap San Rafael CGE 066	4,5343%	6,6130%
SIC 1	Las Luces 110	1,9035%	2,1985%	SIC 4	Villa Alegre 066	0,9892%	2,1520%
SIC 1	Manto Verde 110	0,4663%	0,4608%	SIC 5	C. Bio Bio 066	1,0050%	1,3089%
SIC 1	Matta 110	0,2524%	0,3636%	SIC 5	Cerro Chepe 066	1,4644%	2,0206%
SIC 1	Minera del Carmen 110	3,1322%	6,0617%	SIC 5	Chiguayante 066	4,2353%	7,6616%
SIC 1	Pan de Azucar 066	0,0277%	0,0636%	SIC 5	Collipulli 066	10,2467%	20,9677%
SIC 1	Pan de Azucar 110	0,0118%	0,0252%	SIC 5	Coronel 1 066	0,0094%	0,0022%
SIC 1	Potrerosillos 110	0,4641%	0,4571%	SIC 5	Eka Nobel 154	0,8404%	1,0837%
SIC 1	Punta Toro 110	18,8150%	21,8632%	SIC 5	Horcones 066	4,0340%	2,1883%
SIC 1	Romeral 110	0,4863%	0,7830%	SIC 5	Lautaro 066	7,4898%	16,0628%
SIC 1	Tap Impulso 110	1,5711%	2,2319%	SIC 5	Lirquen 066	2,9307%	5,4809%
SIC 1	Tierra Amarilla 110	1,0397%	1,4053%	SIC 5	Oxy 154	0,8432%	1,0873%
SIC 2	Calera 060	1,7402%	2,6423%	SIC 5	Petrodow 154	0,8380%	1,0805%
SIC 2	Enlace Maitenes 110	2,6313%	3,3878%	SIC 5	Petropower 066	0,6774%	0,8404%
SIC 2	La Calera 110	2,8675%	4,3716%	SIC 5	Petrox 066	0,6770%	0,8400%
SIC 2	Las Vegas 044	5,2064%	8,3711%	SIC 5	Renaico 066	8,2568%	16,6330%
SIC 2	Miraflores 044	0,5621%	0,3723%	SIC 5	San Pedro CGET 066	1,5766%	2,0835%
SIC 2	Quilpue 110	1,0452%	1,2117%	SIC 5	San Vicente 066	0,8779%	1,1336%



Table with 6 columns: SIC, System Name, and two percentage columns. Lists various systems like Lo Aguirre 110, Lo Espejo 110, Metro I 110, etc.

8.2.4. FEPE y FEPP Aplicable a Otras Barras de Retiro en Tensiones Mayores a la de Distribución

En barras de retiro diferentes a las señaladas en el punto 8.2.3, le serán aplicables los factores FEPE y FEPP establecidos en el punto 10.4.

8.3. CARGOS POR CONCEPTO DE PAGO DEL VALOR ANUAL DE SUBTRANSMISIÓN

8.3.1. Cargo Base por Concepto de Transformación

Para cada barra de retiro del sistema de subtransmisión se determinará una única barra de inyección asociada, mediante el procedimiento establecido en el numeral 8.5 del presente artículo.

De acuerdo al nivel de tensión de la barra de retiro del sistema de subtransmisión y con respecto a la barra de inyección asociada, los cargos CBTE y CBTP se determinarán de acuerdo a lo que a continuación se indica:

CBTE_i = CBTE_0 * (a * IPMI_i / IPMI_0 + b * IPMN_i / IPMN_0 + c * IPC_i / IPC_0 + d * IPMBI_i / IPMBI_0 + e * IPM_i / IPM_0 + f * IPace_i / IPace_0 + g * IPCu_i / IPCu_0 + h * IPal_i / IPal_0)

CBTP_i = CBTP_0 * (a * IPMI_i / IPMI_0 + b * IPMN_i / IPMN_0 + c * IPC_i / IPC_0 + d * IPMBI_i / IPMBI_0 + e * IPM_i / IPM_0 + f * IPace_i / IPace_0 + g * IPCu_i / IPCu_0 + h * IPal_i / IPal_0)

Los valores de los parámetros CBTE_0 y CBTP_0 se establecen a continuación:

Table with 3 columns: Sistema, CBTE_0 [\$/kWh], CBTP_0 [\$/kW/mes]. Lists values for SIC 1, SIC 2, SIC 3, SIC 4, SIC 5, SIC 6, and SING.

Los valores para los coeficientes a, b, c, d, e, f, g y h corresponden a los definidos en la tabla del numeral 9.1 del presente artículo.

Las condiciones de determinación de los valores de IPMI, IPMN, IPC, IPMBI, IPM, IPace, IPCu e IPal, así como los valores de IPMI_0, IPMN_0, IPC_0, IPMBI_0, IPM_0, IPace_0, IPCu_0 e IPal_0 se establecen en el numeral 9.2 del presente artículo.

8.3.2. Cargo Base por Concepto de Transmisión

Para cada barra de retiro del sistema de subtransmisión se determinará una única barra de inyección asociada, mediante el procedimiento establecido en el numeral 8.5 de este artículo. Asimismo, se utilizará dicho procedimiento para establecer los tramos de línea que forman parte de la ruta de conexión entre la barra de retiro y la correspondiente barra de inyección asociada.

De acuerdo al nivel de tensión correspondiente de cada tramo de línea de subtransmisión, que forma parte de la ruta de conexión entre la barra de retiro y la correspondiente barra de inyección asociada, los cargos CBLE y CBLP a considerar se determinarán de la siguiente forma:

CBLE_i = CBLE_0 * (a * IPMI_i / IPMI_0 + b * IPMN_i / IPMN_0 + c * IPC_i / IPC_0 + d * IPMBI_i / IPMBI_0 + e * IPM_i / IPM_0 + f * IPace_i / IPace_0 + g * IPCu_i / IPCu_0 + h * IPal_i / IPal_0)

CBLP_i = CBLP_0 * (a * IPMI_i / IPMI_0 + b * IPMN_i / IPMN_0 + c * IPC_i / IPC_0 + d * IPMBI_i / IPMBI_0 + e * IPM_i / IPM_0 + f * IPace_i / IPace_0 + g * IPCu_i / IPCu_0 + h * IPal_i / IPal_0)

Adicionalmente, para efectos de establecer los valores aplicables de los cargos bases por conceptos de transmisión, se deben considerar las siguientes expresiones y valores base:

CBLE = sum_{i=1}^n {CBLE_i * km_i}

CBLP = sum_{i=1}^n {CBLP_i * km_i}

Donde,

n : Número de tramos de líneas de subtransmisión desde la barra de inyección asociada, hasta la barra de retiro del sistema de subtransmisión.

km_i : Longitud de cada tramo de línea i, en kilómetros.

CBLE_i y CBLP_i : Cargos determinados mediante la expresión indicada anteriormente, considerando los valores para los coeficientes a, b, c, d, e, f, g y h reestablecidos en la tabla indicada en el numeral 9.1 del presente artículo. Asimismo, las condiciones de determinación de los valores de IPMI, IPMN, IPC, IPMBI, IPM, IPace, IPCu e IPal, así como los valores de IPMI_0, IPMN_0, IPC_0, IPMBI_0, IPM_0, IPace_0, IPCu_0 e IPal_0 se señalan en el numeral 9.2 de este artículo.

CBLE_0 y CBLP_0 : Cargos determinados conforme a los valores de la siguiente tabla, de acuerdo al nivel de tensión correspondiente del tramo en cuestión y la barra de inyección asociada a la barra de retiro del sistema de subtransmisión.

Table with 6 columns: Sistema, 220, 154, 110, 100-30, Dx. Lists values for SIC 1, SIC 2, SIC 3, SIC 4, SIC 5, SIC 6, SIC 6 (*), and SING.

(*) Recargos aplicables solamente al tramo Punta Barranco -> Punta Gallan del sistema SIC 6.

8.3.3. VASTxE y VASTxP Aplicable a Barras de Retiro en Tensiones Mayores a la de Distribución

Para el listado de barras de retiro en las tensiones que se indican y en el sistema de subtransmisión que corresponda, los valores de VASTxE y VASTxP corresponden a los que a continuación se indican:

VASTxE = VASTxE_0 * (a * IPMI_i / IPMI_0 + b * IPMN_i / IPMN_0 + c * IPC_i / IPC_0 + d * IPMBI_i / IPMBI_0 + e * IPM_i / IPM_0 + f * IPace_i / IPace_0 + g * IPCu_i / IPCu_0 + h * IPal_i / IPal_0)

VASTxP = VASTxP_0 * (a * IPMI_i / IPMI_0 + b * IPMN_i / IPMN_0 + c * IPC_i / IPC_0 + d * IPMBI_i / IPMBI_0 + e * IPM_i / IPM_0 + f * IPace_i / IPace_0 + g * IPCu_i / IPCu_0 + h * IPal_i / IPal_0)

Los valores de los parámetros VASTxE_0 y VASTxP_0 se señalan a continuación:

Table with 6 columns: Sistema, Barra de Retiro, VASTxE_0 [\$/kWh], VASTxP_0 [\$/kW/mes]. Lists values for various systems and their corresponding retiro bars.

Los valores para los coeficientes a, b, c, d, e, f, g y h corresponden a los definidos en la tabla indicada en el numeral 9.1 del presente artículo.

8.3.4. VASTxE y VASTxP Aplicable a Otras Barras de Retiro en Tensiones Mayores a la de Distribución

En barras de retiro diferentes a las señaladas en el punto 8.2.3, le serán aplicables los cargos base establecidos en el punto 10.4.



Las condiciones de determinación de los valores de IPMI, IPMN, IPC, IPMBI, IPM, IPace, IPcu e IPal, así como los valores de IPMI_o, IPMN_o, IPC_o, IPMBI_o, IPM_o, IPace_o, IPcu_o e IPal_o se establecen en el numeral 9.2 del presente artículo.

8.4. 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 sistema de subtransmisión, en adelante "inyecciones efectivas o reales" (InRe), y los retiros efectivos realizados dentro de cada sistema referidos a las barras de inyección, conforme a lo establecido en el numeral 8.5 del presente artículo, utilizando para ello los factores de expansión de pérdidas respectivos definidos en el numeral 7.2 de este artículo, en adelante, "inyecciones tarifarias" (InTa).

El 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 la siguiente expresión:

$$FAIE = \frac{\sum_{i=1}^n InReE_i}{\sum_{i=1}^n InTaE_i} \quad FAIP = \frac{\sum_{i=1}^n InReP_i}{\sum_{i=1}^n InTaP_i}$$

Dentro de los primeros 10 días hábiles de cada mes, 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 inmediatamente anterior. 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.

8.5. BARRA DE INYECCIÓN ASOCIADA

Para cada barra de retiro de un sistema de subtransmisión se deberá establecer la barra de inyección asociada y la ruta de conexión. Para ello, se determinarán todas las rutas posibles de conexión a las barras en que exista precio de nudo fijado conforme al Artículo 171° de la Ley, seleccionando la barra asociada al camino de mínima distancia eléctrica. Para ello se considerarán las instalaciones interconectadas entre sí, independientemente de las condiciones de operación. Se entenderá como barra de inyección asociada, a la que resulte de este procedimiento.

9. INDEXACIÓN

9.1. COEFICIENTES DE INDEXACIÓN

Los valores para los coeficientes a, b, c, d, e, f, g y h aplicables a las fórmulas de los numerales 3.1 y 8.3 del presente artículo corresponden a los que a continuación se indican:

Sistema	a	b	c	d	e	f	g	h
SIC 1	0,349	0,171	0,480					
SIC 2	0,342	0,162	0,496					
SIC 3			0,520	0,182	0,149	0,077	0,036	0,036
SIC 4	0,367	0,157	0,476					
SIC 5	0,372	0,162	0,466					
SIC 6	0,321	0,163	0,516					
SING	0,338	0,181	0,481					

9.2. DEFINICIÓN DE LOS ÍNDICES Y VALORES BASE DE INDEXACIÓN

La definición de los índices considerados en las fórmulas de los numerales 3.1 y 8.3 del presente artículo es la siguiente:

- IPMI_i : Índice de Precios al por Mayor para Productos Importados del Sector de Industrias Manufactureras, o el que lo reemplace, para el segundo mes anterior a aquél en que las tarifas resultantes serán aplicadas, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas ("INE").
- IPMN_i : Índice de Precios al por Mayor para Productos Nacionales del Sector de Industrias Manufactureras, o el que lo reemplace, para el segundo mes anterior a aquél en que las tarifas resultantes serán aplicadas, publicado por el INE.
- IPC_i : Índice General de precios al consumidor, o el que lo reemplace, publicado por el INE. Se utilizará el valor correspondiente al segundo mes anterior a aquél en que las tarifas resultantes serán aplicadas.
- IPMBI_i : Índice de precios al por mayor, total productos importados, o el que lo reemplace, publicado por el INE. Se utilizará el valor correspondiente al segundo mes anterior a aquél en que las tarifas resultantes serán aplicadas.
- IPM_i : Índice General de Precios al por Mayor, o el que lo reemplace, publicado por el INE. Se utilizará el valor correspondiente al segundo mes anterior a aquél en que las tarifas resultantes serán aplicadas.

IPace_i : Índice de precio del acero, calculado como el promedio de los últimos 3 meses, que terminan con el tercer mes anterior a aquél en que las tarifas resultantes serán aplicadas, del Global Steel Prices Index publicado por la CRU Steel Price Index (www.cruspi.com), o el que lo reemplace.

IPcu_i : Índice de precio del cobre, expresado en centavos de dólar por libra (cUS\$/lb), calculado como el promedio del precio nominal medio mensual de los últimos 3 meses de la libra de cobre refinado en la Bolsa de Metales de Londres; precio que calcula la Comisión Chilena del Cobre, en adelante "Cochilco" y que se publica mensualmente en su "Boletín Mensual" o el que lo reemplace. Para estos efectos se considerará los 3 meses que terminan con el tercer mes anterior a aquél en que las tarifas resultantes serán aplicadas.

IPal_i : Índice de precio del aluminio, expresado en centavos de dólar por libra (cUS\$/lb), calculado como el promedio del precio nominal medio mensual de los últimos 3 meses de la libra de aluminio en la Bolsa de Metales de Londres; precio que calcula Cochilco y que se publica mensualmente en su "Boletín Mensual" o el que lo reemplace. Para estos efectos se considerará los 3 meses que terminan con el tercer mes anterior a aquél en que las tarifas resultantes serán aplicadas.

Los valores base para los índices definidos en este numeral y que serán utilizados en las fórmulas de los numerales 3.1 y 8.3 del presente artículo son los que a continuación se indica:

Índice	Valor base	Mes
IPMI _o	90,57	Octubre de 2005
IPMN _o	87,82	Octubre de 2005
IPC _o	121,82	Octubre de 2005
IPMBI _o	85,73	Octubre de 2005
IPM _o	84,90	Octubre de 2005
IPace _o	130,47	Jul.05 - Sep.05
IPcu _o	170,40	Jul.05 - Sep.05
IPal _o	82,97	Jul.05 - Sep.05

9.3. 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 para los cargos bases por conceptos de transformación y transmisión, las cuotas a que se refiere el numeral 3.1 del presente artículo, y los cargos por pago del valor anual de subtransmisión a que se refiere el numeral 8.3 anterior, como resultado de la respectiva indexación.

10. CONDICIONES DE APLICACIÓN

10.1. CONDICIONES GENERALES

Será obligación de las empresas subtransmisoras, contar con los dispositivos de medida apropiados de demanda de potencia y energía en las barras de inyección o retiro que pertenezcan al respectivo sistema.

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 las pérdidas, las refiera a la tensión y punto de retiro.

Cuando la ruta a que hace referencia el numeral 8.5 del presente artículo contenga tramos que no pertenezcan a sistemas de subtransmisión, la componente de precio de nudo se deberá recargar en dichos tramos, sólo en las pérdidas medias. Para ello, deberán utilizarse los factores de pérdidas a que hace referencia el numeral 7.2 del presente artículo.

Si un mismo cliente 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

La definición de horas de punta de cada sistema de subtransmisión dependerá del sistema eléctrico del cual sean abastecidos, quedando éstas establecidas en el decreto de precios de nudo vigente que se dicte semestralmente conforme a la Ley.

10.3. DETERMINACIÓN DE LOS CARGOS POR PEAJE Y PAGO POR USO

10.3.1. Cargo por Energía

El cargo mensual por peaje de energía a que hace referencia el numeral 5.1, así como el pago a que hace referencia el numeral 6.1, se aplicarán en todos los meses del año y se obtendrá multiplicando los kWh medidos en la barra de retiro del sistema de subtransmisión por el peaje establecido en el numeral correspondiente. 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 por Potencia

El cargo mensual por peaje de potencia a que hace referencia el numeral 5.2, así como el pago a que hace referencia el numeral 6.2, se aplicarán en todos los meses del año, aún cuando no existan retiros medidos de energía, y se obtendrá multiplicando el peaje establecido en el numeral correspondiente por la potencia de facturación en la barra de retiro del sistema de subtransmisión.



La potencia de facturación se determinará mensualmente conforme al sistema de facturación por demanda máxima leída en los términos y condiciones establecidas en el decreto de precio de nudo vigente que se dicte semestralmente conforme a la Ley.

10.4. NUEVAS BARRAS DE RETIRO

Tanto el peaje a que hace referencia el numeral 5 como el pago señalado en el numeral 6 aplicables a las nuevas barras de retiros a que se refiere el numeral 10.5.1, todos del presente artículo, se determinarán conforme a los factores y cargos de este numeral, independientemente del nivel de tensión en que se encuentren.

Para la determinación de los factores de expansión de pérdidas, deberán utilizarse las expresiones establecidas en el numeral 7.2.a). Asimismo, para la determinación del Valor Anual de Subtransmisión a que hacen referencia los numerales 5 y 6, deberán utilizarse las expresiones establecidas en el numeral 7.3.a).

a) Factores de Expansión de Pérdidas por Concepto de Transformación

Sistema	FEPE _T			
	a 154 kV	a 110 kV	a 100-30 kV	a Dx
SIC 1		0,279%	0,288%	0,432%
SIC 2		0,166%	0,176%	0,550%
SIC 3		0,153%	0,153%	0,408%
SIC 4	0,021%	0,071%	1,044%	1,628%
SIC 5	0,014%	0,014%	0,513%	0,847%
SIC 6		0,021%	0,168%	0,516%
SING		0,018%	0,024%	0,472%

b) Factores de Expansión de Pérdidas por Concepto de Transmisión

Sistema	FEPEL-i [%]				
	220	154	110	100-30	Dx
SIC 1			0,0850%	0,0806%	0,2362%
SIC 2	0,0311%		0,0781%	0,0824%	
SIC 3	0,0090%		0,0412%	0,0399%	
SIC 4	0,1108%	0,0077%	0,0393%	0,0801%	
SIC 5	0,0152%	0,0452%		0,1186%	
SIC 6	0,0010%		0,0499%	0,0536%	0,0332%
SIC 6 (*)	0,0173%				
SING	0,0071%		0,0223%	0,1140%	

c) Cargos base por concepto de transformación

Sistema	CBTEo [\$/kWh]				Sistema	CBTPo [\$/kW/mes]			
	154	110	100-30	Dx		154	110	100-30	Dx
SIC 1		0,525	0,629	1,367	SIC 1		373,94	448,16	973,25
SIC 2		0,332	0,476	1,451	SIC 2		174,35	249,36	760,66
SIC 3		0,205	0,210	1,032	SIC 3		106,27	108,97	535,95
SIC 4	0,019	0,040	0,702	1,652	SIC 4	11,73	24,59	426,71	1,003,84
SIC 5	0,083	0,083	0,471	1,040	SIC 5	51,24	51,24	289,98	640,89
SIC 6		0,008	0,421	1,349	SIC 6		4,23	231,00	739,55
SING		0,221	0,396	1,537	SING		109,89	197,58	766,19

d) Cargos base por concepto de transmisión para barras de retiro en tensiones de distribución

Sistema	CBLPi [\$/kWh/km]				Sistema	CBLPi [\$/kW/mes/km]					
	220	154	110	100-30		Dx	220	154	110	100-30	Dx
SIC 1			0,035	0,208	0,096	SIC 1			24,87	124,38	57,50
SIC 2	0,015		0,047	0,176		SIC 2	7,80		25,11	88,42	
SIC 3	0,012		0,046	0,107		SIC 3	6,04		23,73	55,39	
SIC 4	0,020	0,028	0,033	0,045		SIC 4	11,83	17,04	19,16	28,43	
SIC 5	0,006	0,033		0,061		SIC 5	3,87	18,59		31,37	
SIC 6	0,018		0,022	0,058	1,029	SIC 6	9,46		12,02	31,71	555,77
SIC 6 (*)	0,402					SIC 6 (*)	217,00				
SING	0,012		0,092	0,058		SING	5,71		46,19	28,05	

(*) Recargos aplicables solamente al tramo Punta Barranco → Punta Gallan del área 6.

En los casos de nuevas barras de retiro en tensiones para las cuales no se han definido factores de expansión de pérdidas conforme a lo señalado en a) y b), se deberán identificar los sistemas en los cuales existen dichos factores y utilizar aquellos que presenten el menor valor en el mes en que deben ser aplicados.

Asimismo, en los casos de nuevas barras de retiro en tensiones para las cuales no se han definido recargos por transformación o transmisión conforme a lo señalado en c) y d), se deberán identificar los sistemas en los cuales existen dichos recargos y utilizar aquellos que presenten el menor valor en el mes en que deben ser aplicados.

e) Otras consideraciones

El resto de las consideraciones necesarias para establecer el peaje de subtransmisión aplicable en las nuevas barras de retiros, corresponde a las determinadas en el presente decreto.

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 subtransmisoras 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:

- a) El pago anual de las centrales generadoras por concepto de peajes de inyección establecidos conforme al presente decreto; y

- b) El pago mensual por uso asociado a los usuarios de subtransmisión por los retiros de energía o potencia que realizan desde los sistemas de subtransmisión, compuesto por un cargo por peaje de energía y otro de potencia, respectivamente, de acuerdo a la aplicación establecida en el presente decreto.

La determinación de los pagos por inyección y por retiro a cada empresa subtransmisora 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. INGRESOS ASOCIADOS A COSTOS ESTÁNDARES DE INVERSIÓN, MAN- TENCIÓN, 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 subtransmisoras 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 empresa subtransmisora, respecto al AVI+COMA total de subtransmisión de cada sistema. Para tal efecto, se deberá determinar un factor de distribución de ingresos para cada empresa subtransmisora ("FDI"). En la determinación de esta proporción, no se consideran las instalaciones que han sido calificadas como instalaciones prescindibles, en virtud del primer Estudio del Valor Anual de Subtransmisión, las que a continuación se identifican:

Sistema	Instalación
SIC 1	Pajonales 110->Incahuasi 110
SIC 1	Pan de Azúcar 66->Guayacán 66
SIC 1	El Sauce 66->Combarbalá 66
SIC 2	Tap San Felipe 44->San Felipe 44
SIC 2	Tap San Rafael 44->San Rafael 44
SIC 2	Juncal 44->Hnos. Clark 44
SIC 2	Tap Rungue 44->Ffcc Rungue 44
SIC 2	Esperanza 110->Las Vegas 110
SIC 3	Tap Recoleta 110->Tap Chacabuco 110
SIC 4	Estructura101 66 -> Paine 66
SIC 4	Estructura101 66 -> Fátima 66 (Circuito N°2)
SIC 4	Estructura 4 66 -> Cachapoal 66
SIC 4	Isla de Maipo 66 -> El Monte 66
SIC 4	Chocalán 66 -> Mandinga 66
SIC 4	Nihue 66 -> Las Arañas 66
SIC 4	Rapel 66 -> Matancilla 66
SIC 4	Nancagua 66 -> Paniahue 66
SIC 5	Coronel 66 -> Corcovado 66
SIC 5	Corcovado 66 -> Tap Lota-Frontel 66
SIC 6	La Unión 66 -> Tres Bocas 66

La proporción a que se refiere el inciso anterior deberá ser actualizada semestralmente por la DP del CDEC respectivo y comunicada mediante un informe a la Comisión antes del día 15 del mes de marzo y septiembre de cada año, a efectos de que ésta la informe y publique con ocasión de la indexación de los peajes de subtransmisión establecida en el presente decreto, en forma previa a su aplicación. Para tal efecto, sólo serán consideradas aquellas instalaciones que se encuentren en operación a febrero o agosto de cada año, según corresponda.

En cada actualización semestral sólo podrán ser agregadas aquellas instalaciones que se encuentren en operación y cumplan con las disposiciones establecidas en el punto b) iii) del presente numeral. El AVI+COMA de las instalaciones de subtransmisión que se agreguen, retiren o modifiquen semestralmente, 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) que se establece en el literal i) siguiente indexado a la fecha para la cual se realiza el cálculo.

i. (AVI+COMA)_o

Para todos los efectos, el (AVI+COMA)_o en pesos del 31 de diciembre de 2005 a considerar será el de la tabla siguiente:

Sistema	AVI+COMA _o [M\$]
SIC 1	16.696.652
SIC 2	17.217.829
SIC 3	42.856.574
SIC 4	26.638.630
SIC 5	22.060.929
SIC 6	13.913.505
SING	13.019.014

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

ii. Indexación del (AVI+COMA)

Para efectos de determinar el FDI deberán considerarse los valores de AVI+COMA en miles de pesos de febrero y agosto de cada año, según cual sea el informe semestral que deba informar la DP del CDEC respectivo.



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

$$(AVI+COMA) = (AVI+COMA)_0 \cdot \left(a \cdot \frac{IPMI_t}{IPMI_0} + b \cdot \frac{IPMN_t}{IPMN_0} + c \cdot \frac{IPC_t}{IPC_0} + d \cdot \frac{IPMBI_t}{IPMBI_0} + e \cdot \frac{IPM_t}{IPM_0} + f \cdot \frac{IPace_t}{IPace_0} + g \cdot \frac{IPcu_t}{IPcu_0} + h \cdot \frac{IPal_t}{IPal_0} \right)$$

Los valores para los coeficientes a, b, c, d, e, f, g y h se obtienen de la tabla indicada en el numeral 9.1 del presente artículo.

Las condiciones de determinación de los valores de IPMI, IPMN, IPC, IPMBI, IPM, IPace, IPcu e IPal, así como los valores de IPMI₀, IPMN₀, IPC₀, IPMBI₀, IPM₀, IPace₀, IPcu₀ e IPal₀ se establecen en el numeral 9.2 del presente artículo.

iii. Nuevas Instalaciones

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

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 y el resultado de dicha calificación, indicando el sistema de subtransmisión dentro del cual la instalación debiera ser considerada. Sin perjuicio de lo anterior, las nuevas instalaciones deberán cumplir con lo establecido en los incisos 1° y 2° del Artículo 75° de la Ley. En dicho informe, se establecerá además el Valor de Inversión a considerar para efectos de lo establecido en el numeral 10.5.1 letra b) del presente artículo. Tanto el informe como sus antecedentes de respaldo deberán ser comunicados al solicitante, a la empresa subtransmisora, 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 aquellas que componen el (AVI+COMA)₀ de la letra b) punto i) del presente numeral.

Para las nuevas instalaciones, se debe utilizar la fórmula del literal ii), considerando para los valores de los indexadores lo siguiente:

Índice	Cálculo de Febrero del año n	Cálculo de Agosto del año n
IPMI	Diciembre del año (n-1)	Junio del año (n)
IPMN	Diciembre del año (n-1)	Junio del año (n)
IPC	Diciembre del año (n-1)	Junio del año (n)
IPMBI	Diciembre del año (n-1)	Junio del año (n)
IPM	Diciembre del año (n-1)	Junio del año (n)
IPace	Sep.(n-1) - Nov.(n-1)	Mar.(n) - May.(n)
IPcu	Sep.(n-1) - Nov.(n-1)	Mar.(n) - May.(n)
IPal	Sep.(n-1) - Nov.(n-1)	Mar.(n) - May.(n)
IPMI ₀	IPMI del numeral 9.2 para el segundo mes anterior a aquél en que la instalación fue puesta en servicio.	
IPMN ₀	IPMN del numeral 9.2 para el segundo mes anterior a aquél en que la instalación fue puesta en servicio.	
IPC ₀	IPC del numeral 9.2 para el segundo mes anterior a aquél en que la instalación fue puesta en servicio.	
IPMBI ₀	IPMBI del numeral 9.2 para el segundo mes anterior a aquél en que la instalación fue puesta en servicio.	
IPM ₀	IPM del numeral 9.2 para el segundo mes anterior a aquél en que la instalación fue puesta en servicio.	
IPace ₀	IPace del numeral 9.2 cuyo tercer mes de la ventana de cálculo corresponde el tercer mes anterior a aquél en que la instalación fue puesta en servicio.	
IPcu ₀	IPcu del numeral 9.2 cuyo tercer mes de la ventana de cálculo corresponde el tercer mes anterior a aquél en que la instalación fue puesta en servicio.	
IPal ₀	IPal del numeral 9.2 cuyo tercer mes de la ventana de cálculo corresponde el tercer mes anterior a aquél en que la instalación fue puesta en servicio.	

Los valores para los coeficientes a, b, c, d, e, f, g y h se obtienen de la tabla indicada en el numeral 9.1 del presente artículo.

Los índices IPMI, IPMN, IPC, IPMBI, IPM, IPace, IPcu e IPal, están señalados en el numeral 9.2 del presente artículo.

iv. Instalaciones Puestas en Servicio entre el 31 de diciembre de 2005 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 2005 y la entrada en vigencia del presente decreto, se regirán por las mismas condiciones establecidas en el literal iii.

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.

10.5.2. 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 subtransmisoras.

Para ello, determinará para cada empresa subtransmisora, un factor de distribución de la recaudación asociado al costo de la diferencia entre las pérdidas medias indicadas en las tablas 10.4.a) y b), 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 las contribuciones a la disminución o aumento de las pérdidas que cada empresa subtransmisora haga en el respectivo 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 los factores señalados en el numeral 8.4.

10.6. CARGOS POR POTENCIA REMANENTE

Podrá aplicarse un cargo por potencia remanente a aquellos usuarios o clientes cuyos retiros de energía sean nulos, debiendo el cliente comprometerse con la empresa subtransmisora por el pago

del remanente que tuviere por concepto de demanda máxima en horas de punta, asociada al cargo mensual por peaje de potencia establecido conforme al numeral 10.3.2 del presente artículo.

10.7. 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.

10.8. SERVICIO POR MENOS DE 12 MESES

En el caso de aquellos clientes que soliciten servicio de transporte por menos de 12 meses, las condiciones y el precio del servicio de transporte deberán ser acordadas con la empresa subtransmisora que en cada caso corresponda.

10.9. 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 clientes.

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.

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 o clientes, 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 cliente o usuario y a la DP del CDEC respectivo, lo siguiente:

- Período de facturación, día-mes-año;
- Nombre del sistema de subtransmisión;
- Identificación de la barra de retiro de subtransmisión y nivel de tensión del retiro;
- La barra de inyección asociada a la barra de retiro, conforme al numeral 8.5 del presente artículo;
- 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.
- Registro de las unidades físicas medidas para:
 - Energía,
 - 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.
- Factor de diversidad;
- Energía facturada;
- Potencia de facturación;
- Valores para el PNET y PNEP;
- Valores para el FEPE y FEPP;
- Valores para el VASTxE y VASTxP;
- Valores para el FAIE y FAIP; y
- Valor del factor de distribución de ingresos.

Artículo Tercero: El presente decreto entrará en vigencia al tercer día hábil después de su publicación en el Diario Oficial sin perjuicio de lo señalado en las disposiciones transitorias.

Artículo Cuarto: 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.

Artículo Quinto: Una vez vencido el período de vigencia del presente decreto, los valores establecidos en él y sus fórmulas de indexación seguirán rigiendo conforme a lo señalado en el Artículo 112° de la Ley.

Artículo Sexto: Déjase sin efecto el decreto supremo N°349 de 21 de diciembre de 2007 de este Ministerio.

13. DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Artículo Primero: Mientras no corresponda la primera actualización de índices conforme se establece en el numeral 9.3 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 subtransmisora 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 en el Diario Oficial del presente decreto.



Artículo Segundo: Para efectos de la aplicación del Artículo Segundo permanente de este decreto y mientras no entre en vigencia el decreto de precios de nudo correspondiente al semestre siguiente a la fecha de publicación del presente decreto, la Comisión informará los ajustes necesarios para la determinación de los precios de nudo aplicables a clientes regulados en zonas de concesión de empresas distribuidoras a que hace referencia el numeral 6 del artículo primero del Decreto de Precio de Nudo vigente a la fecha de publicación del presente decreto.

Artículo Tercero: Las disposiciones del decreto de precios de nudo que se encuentre vigente a la fecha de entrada en vigencia del presente decreto, serán sustituidas por las disposiciones contenidas en éste en todas aquellas materias en que existe duplicidad de interpretación o tratamiento.

Artículo Cuarto: Dentro de los 3 días corridos siguientes a la fecha de publicación del presente decreto, la Comisión pondrá a disposición de la DP del CDEC respectivo, el listado de instalaciones de subtransmisión junto con el correspondiente porcentaje asociado a la valorización del (AVI+COMA) y el camino de mínima distancia eléctrica a que hace referencia el numeral 8.5 del Artículo Segundo permanente, para cada sistema de subtransmisión, a que se refiere el literal i) del punto b) del numeral 10.5.1 del artículo recién citado.

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 del listado referido anteriormente a las empresas subtransmisoras de cada sistema.

Una vez establecida la asignación antes indicada, la DP contará con un plazo máximo de 30 días corridos para determinar el FDI de cada empresa subtransmisora, considerando el (AVI+COMA) indexado al mes de publicación del presente decreto e incluyendo las nuevas instalaciones a que se refieren los literales iii) y iv) del punto b) del 10.5.1 del Artículo Segundo permanente, que se encuentren en operación al mes de publicación del presente decreto.

El FDI de cada empresa subtransmisora determinado conforme a este artículo se entenderá vigente desde la entrada en vigencia del presente decreto y hasta la siguiente actualización semestral que corresponda conforme al numeral 10.5.1 del Artículo Segundo permanente.

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.

Anótese, tómese razón y publíquese.- Por orden de la Presidenta de la República, Hugo Lavados Montes, Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción.

Lo que transcribe para su conocimiento.- Saluda atentamente a usted, Jean Jacques Duhart Saurel, Subsecretario de Economía, Fomento y Reconstrucción.

SUBSECRETARÍA DE PESCA

PRORROGA VEDA EXTRACTIVA DEL RECURSO LOCO EN ÁREA QUE INDICA

Núm. 1.718 exento.- Santiago, 31 de diciembre de 2008.- Visto: Lo informado por la División de Administración Pesquera de esta Subsecretaría de Pesca mediante Informe Técnico (R.Pesq.) N° 100-2008, contenido en el Memorandum Técnico (R.Pesq.) N° 100-2008, de fecha 18 de noviembre de 2008; por el Consejo Zonal de Pesca de la XV, I y II Regiones, mediante Oficio Ord./ZI/N° 380033808 de fecha 10 de diciembre de 2008; por el Consejo Zonal de Pesca de la III y IV Regiones, mediante oficio Ord./Z2/ N° 11512 de fecha 15 de diciembre de 2008; por el Consejo Zonal de Pesca de la V a la IX Regiones e Islas Oceánicas, mediante Oficio Ord. N° 430079608 de fecha 9 de diciembre de 2008; por el Consejo Zonal de Pesca de la XIV, X y XI Regiones, mediante oficio Ord./Z4/N° 249 de fecha 27 de noviembre de 2008; lo dispuesto en el artículo 32 N° 6 de la Constitución Política de la República; el DFL N° 5 de 1983; Ley General de Pesca y Acuicultura N° 18.892 y sus modificaciones, cuyo texto refundido fue fijado por el DS N° 430, de 1991; los decretos exentos N° 243 de 2000, N° 409 y N° 436, ambos de 2003, y N° 1.593 de 2005, todos del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción; el DS N° 19 de 2001, del Ministerio Secretaría General de la Presidencia; la resolución N° 1.600 de 2008, de la Contraloría General de la República.

Considerando:

Que mediante decreto exento N° 1.593 de 2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, se prorrogó hasta el 31 de diciembre de 2008, la veda extractiva del recurso loco *Concholepas concholepas* en el área marítima comprendida entre la I y XI Regiones, establecida por decreto exento N° 243 de 2000, del mismo Ministerio.

Que los antecedentes disponibles respecto de dicho recurso no permiten establecer que se haya producido una recuperación de la abundancia de los stocks en el área vedada.

Que esta incertidumbre amerita prolongar el período de protección del recurso de forma que se provean las condiciones apropiadas para la restauración de sus poblaciones, con el fin de evitar nuevos riesgos de conservación y posibilitar la recuperación de los stocks parentales a niveles que permitan reiniciar su explotación comercial en el mediano plazo.

Que el artículo 48 letra a) de la Ley General de Pesca y Acuicultura, establece la facultad y el procedimiento para establecer vedas extractivas por especie en un área determinada.

Que se han evacuado los informes técnicos de la Subsecretaría de Pesca y de los Consejos Zonales de Pesca correspondientes.

Que no obstante lo anterior, en este caso el pronunciamiento de los Consejos Zonales de Pesca de la III y IV Regiones y de la XIV, X y XI Regiones, fue adoptado sin el número mínimo de miembros exigido en el artículo 152 de la Ley General de Pesca y Acuicultura, por lo que este Ministerio prescindirá de dichos informes, de acuerdo con la facultad contenida en el artículo 151 inciso 3° de la misma ley.

Decreto:

Artículo 1°.- Prorrógase la veda extractiva del recurso loco *Concholepas concholepas*, en el área marítima comprendida entre la XV y XI Regiones, establecida mediante decreto exento N° 243 de 2000, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, hasta el 31 de diciembre de 2011.

Artículo 2°.- Durante el período de veda extractiva, prohíbese la captura, comercialización, transporte, procesamiento, elaboración y almacenamiento de la especie vedada y de los productos derivados de ella, incluida en lo correspondiente la Región Metropolitana, de conformidad con lo dispuesto en los artículos 110, 119 y 139 de la Ley General de Pesca y Acuicultura.

Artículo 3°.- Se exceptúan de lo señalado en los artículos precedentes las áreas de manejo y explotación de recursos bentónicos establecidas o que se establezcan de conformidad con lo dispuesto en el artículo 48 letra d) de la Ley General de Pesca y Acuicultura, las que se regirán para estos efectos, por sus respectivos planes de manejo debidamente aprobados por la Subsecretaría de Pesca.

Artículo 4°.- Lo dispuesto en el presente decreto es sin perjuicio de la veda biológica establecida para el recurso loco *Concholepas concholepas*, mediante decreto exento N° 409 de 2003, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

Artículo 5°.- El Servicio Nacional de Pesca podrá mediante resolución establecer medidas y procedimientos, para lograr un efectivo cumplimiento de las disposiciones del presente decreto.

Artículo 6°.- La infracción a lo dispuesto en el presente decreto, será sancionada en conformidad con el procedimiento y las penas contempladas en la Ley General de Pesca y Acuicultura.

Anótese, comuníquese y publíquese.- Por orden de la Presidenta de la República, Hugo Lavados Montes, Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción.

Lo que transcribo para su conocimiento.- Jorge Chocair Santibáñez, Subsecretario de Pesca.

Los derechos de Propiedad Industrial comprenden:

Las marcas, patentes de invención, los modelos de utilidad, los dibujos y diseños industriales, los esquemas de trazado o topografías de circuitos integrados, indicaciones geográficas y denominaciones de origen

Instituto Nacional de Propiedad Industrial

Presentada y aceptada a tramitación una solicitud de registro, un extracto de ésta deberá ser publicado en el Diario Oficial



Infórmese en el Instituto Nacional de Propiedad Industrial
www.inapi.cl

DIARIO OFICIAL - Suplemento Marcas aparece todos los Viernes