

VALPARAÍSO, 19 de enero de 2016

A S.E. EL
PRESIDENTE DEL
H. SENADO

Con motivo del mensaje, informes y demás antecedentes que tengo a honra pasar a manos de V.E., la Cámara de Diputados ha tenido a bien prestar su aprobación al proyecto de ley que establece un nuevo sistema de transmisión eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional, correspondiente al boletín N°10240-08, del siguiente tenor:

PROYECTO DE LEY:

"Artículo 1°.- Introdúcense las siguientes modificaciones en el decreto con fuerza de ley N°4/20.018, de 2006, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado de la ley General de Servicios Eléctricos:

1) Modifícase el artículo 7° en el siguiente sentido:

a) Reemplázase en el inciso tercero la expresión "troncal y de subtransmisión" por "nacional, zonal y para polos de desarrollo de generación".

b) Reemplázase en el inciso cuarto la expresión "troncal" por "nacional" e incorpórese a continuación de la palabra "abiertas" la siguiente frase "o cerradas sujetas a las obligaciones de información y publicidad a que se refiere el inciso séptimo del artículo 2° de la ley N°18.046".

c) Reemplázase en el inciso séptimo las expresiones "troncal" por "nacional".

d) Elimínanse los incisos octavo y noveno.

2) Intercálase, a continuación del artículo 8°, el siguiente artículo 8° bis, nuevo:

"Artículo 8° bis.- Todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien explote a cualquier título centrales generadoras interconectadas al sistema eléctrico y sujetas a coordinación del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante el Coordinador, deberá constituir sociedades de giro de generación eléctrica con domicilio en Chile.".

3) Intercálase, a continuación del artículo 72°, el siguiente Título II BIS, nuevo:

"Título II BIS: De la Coordinación y operación del
Sistema Eléctrico Nacional

Artículo 72°-1.- Principios de la Coordinación de la Operación. La operación de las instalaciones eléctricas que operen interconectadas entre sí, deberá coordinarse con el fin de:

1.- Preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico;

2.- Garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico, y

3.- Garantizar el acceso abierto a los sistemas de transmisión, en conformidad a esta ley.

Esta coordinación deberá efectuarse a través del Coordinador, de acuerdo a las normas técnicas que determinen la Comisión, la presente ley y la reglamentación pertinente.

Adicionalmente, el Coordinador deberá realizar la programación de la operación de los sistemas medianos en que exista más de una empresa generadora, conforme a la ley, el reglamento y las normas técnicas. Dichas empresas deberán sujetarse a esta programación del Coordinador.

El Coordinador sólo podrá operar directamente las instalaciones sistémicas de control, comunicación y monitoreo necesarias para la coordinación del sistema eléctrico.

Artículo 72°-2.- Obligación de Sujetarse a la Coordinación del Coordinador. Todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien opere, a cualquier título, centrales generadoras, sistemas de transporte, instalaciones de distribución e instalaciones de clientes libres y que se interconecten al sistema, en adelante "coordinado", estará obligado a sujetarse a la coordinación del sistema que efectúe el Coordinador y a proporcionarle oportunamente toda la información que éste le solicite para el cumplimiento de sus funciones.

Asimismo, estarán sujetos a la coordinación de la operación del Coordinador los sistemas de

almacenamiento de energía que se interconecten al sistema eléctrico. El reglamento definirá las normas de optimización y remuneración que le sean aplicables a esta clase de instalaciones.

También estarán sujetos a la coordinación los medios de generación que se conecten directamente a instalaciones de distribución, a que se refiere el inciso sexto del artículo 149° y que no cumplan con las condiciones y características indicadas en el artículo 149° bis, en adelante "pequeños medios de generación distribuida.

El Coordinador podrá auditar y verificar la información entregada por los coordinados.

La omisión del deber de información, sea que medie requerimiento de información o cuando proceda sin mediar aquél, así como la entrega de información falsa, incompleta o manifiestamente errónea, serán sancionadas por la Superintendencia.

Asimismo, corresponderá al Coordinador tomar todas las medidas tendientes a optimizar un mejor servicio, así como también velar por un adecuado funcionamiento de las instalaciones, para ello el Coordinador gestionará inspecciones al menos una vez al año para dar cumplimiento a lo dispuesto en este inciso.

Artículo 72°-3.- Coordinación del Mercado Eléctrico. Asimismo, le corresponderá al Coordinador la coordinación y determinación de las transferencias económicas entre empresas sujetas a su coordinación, para lo que deberá calcular los costos marginales instantáneos del sistema, las transferencias

resultantes de los balances económicos de energía, potencia, servicios complementarios, uso de los sistemas de transmisión, y todos aquellos pagos y demás obligaciones establecidas en la normativa vigente respecto del mercado eléctrico.

Artículo 72°-4.- Procedimientos Internos del Coordinador. Para su funcionamiento el Coordinador podrá definir procedimientos internos, los que estarán destinados a determinar las normas internas que rijan su actuar, las comunicaciones con las autoridades competentes, los coordinados y con el público en general, y/o las metodologías de trabajo y requerimientos de detalle que sean necesarios para el adecuado cumplimiento y ejecución de sus funciones y obligaciones, los que deberán ajustarse a las disposiciones de la ley, el reglamento, normas técnicas que dicte la Comisión y demás normativa vigente.

Artículo 72°-5.- Atribuciones del Coordinador relativas al Acceso Abierto. Para el cumplimiento del fin señalado en el N°3 del artículo 72-1, el Coordinador deberá autorizar la conexión a los sistemas de transmisión por parte de terceros y establecer los requisitos y exigencias a la que ésta deberá sujetarse, debiendo instruir las medidas necesarias para asegurarla dentro de los plazos definidos en la respectiva autorización.

Asimismo, el Coordinador deberá determinar fundadamente la capacidad técnica disponible de los sistemas de transmisión dedicados y autorizar el uso de dicha capacidad.

Artículo 72°-6.- Seguridad del Sistema Eléctrico. El Coordinador deberá exigir el cumplimiento de la normativa técnica, en particular de los estándares contenidos en ella y los requerimientos técnicos que éste instruya, incluyendo la provisión de los servicios complementarios a que hace referencia el artículo 72°-7, a toda instalación interconectada, o que se interconecte al sistema eléctrico, o que sea modificada por toda instalación que se interconecte al sistema eléctrico, o que sea modificada por su propietario, sean éstos empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras o clientes no sometidos a regulación de precios, y que sean exigibles conforme a la normativa vigente, en términos de su aporte a la coordinación de la operación del sistema eléctrico.

El Coordinador, con el fin de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, deberá instruir la prestación obligatoria de los servicios complementarios definidos por la Comisión en conformidad a lo dispuesto en el artículo 72°-7 siguiente.

Artículo 72°-7.- Servicios Complementarios. Los coordinados deberán prestar al sistema eléctrico los servicios complementarios que dispongan, que permitan realizar la coordinación de la operación a que se refiere el artículo 72°-1, conforme la normativa técnica que dicte la Comisión. En caso que sean insuficientes los recursos disponibles para la prestación de estos servicios, el Coordinador podrá instruir su implementación obligatoria a través de un proceso de licitación o instalación directa, de acuerdo a los requerimientos del sistema.

La Comisión definirá los servicios complementarios mediante resolución exenta, considerando las necesidades de seguridad y calidad de los sistemas eléctricos y las características tecnológicas de éstos.

La valorización de los equipos necesarios para la prestación de estos servicios y los recursos técnicos requeridos en la operación del sistema eléctrico, podrán ser determinados mediante estudios de costos eficientes o como resultado de licitaciones, los que serán efectuados por el Coordinador mediante bases aprobadas por la Comisión. Los resultados de los estudios de costos señalados precedentemente podrán ser sometidos al dictamen del Panel dentro de los diez días siguientes a su comunicación.

Para estos efectos, anualmente el Coordinador presentará a la Comisión una propuesta de los servicios complementarios requeridos por el sistema eléctrico, señalando la vida útil de las instalaciones, según corresponda, y los que pueden ser valorizados a través de un proceso de licitación o a través de un estudio de costos. Dicha propuesta se desarrollará considerando un proceso público y participativo. Las etapas, plazos e hitos procedimentales necesarios para llevar a cabo el proceso de participación serán establecidas por el Coordinador.

La Comisión, considerando la propuesta señalada en el inciso anterior, definirá los servicios complementarios, su mecanismo de pago y remuneración, su vida útil cuando corresponda, y dependiendo de la naturaleza de los mismos y de las condiciones de mercado observadas, definirá los que serán valorizados

a través de un proceso de licitación y aquellos que serán valorizados a través de un estudio de costos eficientes.

Las inversiones asociadas a nuevos equipos instruidos mediante instalación directa, serán remuneradas durante un período equivalente a su vida útil considerando la anualidad de éstas, considerando la tasa de descuento señalada en el artículo 118 y los costos de operación, mantenimiento y administración eficiente que determine la Comisión. Asimismo, aquellos equipos que se instruyan mediante licitación, recibirán una remuneración igual al valor de adjudicación de la oferta durante la vida útil.

La remuneración de la prestación de los servicios complementarios deberá ser compatible con lo señalado en el artículo 181° y evitar en todo momento el doble pago de servicios.

Artículo 72°-8.- Sistemas de Información Pública del Coordinador. El Coordinador deberá implementar sistemas de información pública que contengan las principales características técnicas y económicas de las instalaciones sujetas a coordinación. Dichos sistemas deberán contener, al menos, la siguiente información:

a) Características técnicas detalladas de todas las instalaciones de generación, transmisión y clientes libres sujetas a coordinación, tales como, eléctricas, constructivas y geográficas; y de instalaciones de distribución, según corresponda;

b) Antecedentes de la operación esperada del sistema, tales como costos marginales esperados,

previsión de demanda, cotas y niveles de embalses, programas de operación y mantenimiento, stock de combustibles disponible para generación, entre otros;

c) Antecedentes relativos al nivel del cumplimiento de la normativa técnica de las instalaciones de los coordinados;

d) Antecedentes de la operación real del sistema, incluyendo las desviaciones respecto de la operación programada;

e) Información respecto a las transferencias económicas que debe determinar entre las empresas sujetas a coordinación, tales como costos marginales reales, demanda real por barra y retiro, antecedentes de cargo por uso de los sistemas de transmisión, de servicios complementarios, y en general de todos aquellos pagos que le corresponda calcular de acuerdo a la normativa vigente;

f) Información con las características principales respecto de los contratos de suministro vigentes entre empresas suministradoras y clientes, incluyendo al menos fecha de suscripción del contrato, plazos de vigencia, puntos y volúmenes de retiros acordados en los respectivos contratos, salvo aquellos aspectos de carácter comercial y económico contenido en los mismos;

g) Información respecto a estudios e informes que deba elaborar el Coordinador en cumplimiento de la normativa vigente, así como los resultados que de ellos emanen;

h) Los informes de las auditorías desarrolladas o solicitadas por el Coordinador, e

i) Toda aquella información que determine el Reglamento, la Norma Técnica, o le sea solicitada incorporar por el Ministerio de Energía, la Comisión o la Superintendencia.

Será de responsabilidad del Coordinador asegurar la completitud, calidad, exactitud y oportunidad de la información publicada en los respectivos sistemas de información.

Artículo 72°-9.- Monitoreo de la Competencia en el Sector Eléctrico. Con el objetivo de garantizar los principios de la coordinación del sistema eléctrico, establecidos en el artículo 72°-1, el Coordinador monitoreará permanentemente las condiciones de competencia existentes en el mercado eléctrico.

En caso de detectar indicios de actuaciones que podrían llegar a ser constitutivas de atentados contra la libre competencia, conforme las normas del Decreto con Fuerza de Ley N°1, del año 2004, del Ministerio de Economía, Fomento y Turismo, el Coordinador deberá ponerlas en conocimiento de la Fiscalía Nacional Económica o de las autoridades que corresponda.

Artículo 72°-10.- Monitoreo de la Cadena de Pagos. Le corresponderá, asimismo, al Coordinador adoptar las medidas pertinentes que tiendan a garantizar la continuidad en la cadena de pagos de las transferencias económicas sujetas a su coordinación, conforme a lo dispuesto en el reglamento. Asimismo, el Coordinador deberá informar en tiempo y forma a la Superintendencia cualquier conducta que ponga en riesgo la continuidad de dicha cadena.

Artículo 72°-11.- Coordinación de los Intercambios Internacionales de Energía. El Coordinador será responsable de la coordinación de la operación técnica y económica de los sistemas de interconexión internacional, debiendo preservar la seguridad y calidad de servicio en el sistema eléctrico nacional, y asegurar la utilización óptima de los recursos energéticos del sistema en el territorio nacional. Para ello, deberá sujetarse a las disposiciones establecidas en el decreto supremo al que hace referencia el artículo 82°.

Artículo 72°-12.- Responsabilidad de los Coordinados. Los coordinados serán responsables individualmente por el cumplimiento de las obligaciones que emanen de la ley, el reglamento, las normas técnicas que dicte la Comisión y de los procedimientos, instrucciones y programaciones que el Coordinador establezca.

Artículo 72°-13.- Del Desempeño del Sistema de Eléctrico y de los niveles de Seguridad de Servicio. El Coordinador deberá elaborar reportes periódicos del desempeño del sistema eléctrico, con indicadores de corto, mediano y largo plazo, tales como, costo marginal, costo de suministro, niveles de congestión del sistema de transmisión, niveles óptimos de despacho, cantidad y duración de fallas, generación renovable no convencional, entre otros.

La elaboración de los reportes deberá ser al menos anual, iniciando en el mes de marzo de cada año. Tendrán el carácter de públicos y deberán ser comunicados a la Comisión y a la Superintendencia en un

plazo de quince días, posterior a la conclusión de dicho reporte.

Artículo 72°-14.- Fiscalización de las funciones y obligaciones del Coordinador. Le corresponderá a la Superintendencia la fiscalización del cumplimiento de las funciones y obligaciones que la ley le asigna al Coordinador y a los consejeros de dicho organismo, pudiendo ordenarle las modificaciones y rectificaciones que correspondan y/o aplicar las sanciones que procedan.

Artículo 72°-15.- De la construcción, interconexión, puesta en servicio y operación de las Instalaciones Eléctricas. Las instalaciones de generación, las instalaciones de transmisión y las instalaciones de interconexión al sistema de clientes libres, deberán ser declaradas en construcción por la Comisión, a solicitud de cada interesado, a través del correspondiente acto administrativo. Esta declaración sólo se podrá otorgar a aquellas instalaciones que cuenten con los permisos, órdenes de compra y demás antecedentes que permitan acreditar fehacientemente la construcción de dichas instalaciones o los avances reales en la construcción, conforme lo determine el reglamento.

Toda unidad generadora, instalación de transmisión y de cliente libre deberá comunicar por escrito su fecha de interconexión al sistema, con una anticipación no inferior a seis meses, a la Comisión, a la Superintendencia y al Coordinador.

Las empresas propietarias de unidades generadoras, instalaciones de transmisión y los

propietarios de instalaciones de clientes libres deberán cumplir cabalmente los plazos informados con el fin de preservar el cumplimiento de los objetivos establecidos en el artículo 72°-1. Todo atraso o prórroga en los mismos, deberá presentarse al Coordinador y deberá estar debidamente justificado por un informe de un consultor independiente contratado al efecto, el que podrá ser auditado por el Coordinador. No obstante, en casos calificados y previo informe de seguridad del Coordinador, la Comisión podrá eximir a una empresa del cumplimiento de este plazo.

Se entenderá por puesta en servicio al período que comprende la energización de las instalaciones, sus pruebas y hasta la certificación de cumplimiento por parte de éstas de la normativa técnica. La mencionada certificación será un requisito previo a la entrada en operación de las instalaciones.

Sólo podrán iniciar su puesta en servicio, aquellas instalaciones que hayan sido declaradas en construcción por la Comisión y que cuenten con la respectiva autorización por parte del Coordinador para energizar dichas instalaciones. La energización de toda instalación deberá ser comunicada a la Superintendencia, por lo menos con quince días de anticipación.

La operación de las instalaciones interconectadas al sistema eléctrico no comprende la etapa de puesta en servicio. Sin perjuicio de lo anterior, los propietarios, arrendatarios, usufructuarios o quienes interconecten instalaciones al sistema eléctrico que estén en etapa de puesta en

servicio, deberán sujetarse a la coordinación del Coordinador y tendrán la calidad de coordinados.

Sólo podrán entrar en operación aquellas instalaciones solicitadas por sus propietarios y que cuenten con la certificación del cumplimiento normativo y la aprobación del Coordinador.

Sólo las instalaciones de generación que se encuentren en operación tendrán derecho a participar en las transferencias de potencia a que hace referencia el artículo 149°. Las inyecciones de energía en la etapa de puesta en servicio, se remunerarán por las normas generales de transferencia. Sin perjuicio de lo anterior, en esta etapa, dichas inyecciones no deberán ser consideradas para la determinación del costo marginal del Sistema, ni para la repartición de ingresos por capacidad.

Artículo 72°-16.- Retiro, modificación y desconexión de instalaciones. El retiro, modificación, desconexión, o el cese de operaciones sin que éste obedezca a fallas o a mantenimientos programados, de unidades del parque generador y de las instalaciones del sistema de transmisión, deberán comunicarse por escrito al Coordinador, a la Comisión y a la Superintendencia, con una antelación no inferior a veinticuatro meses en el caso de unidades generadoras y treinta y seis meses respecto de instalaciones de transmisión. Adicionalmente, tratándose de instalaciones del sistema de transmisión nacional, zonal y para polos de desarrollo, su retiro, modificación, desconexión, o el cese de operaciones sin que éste obedezca a fallas o a mantenimientos

programados, deberá ser autorizado previamente por la Comisión, previo informe de seguridad del Coordinador. La Comisión en estos casos podrá negar el retiro o la desconexión o cese de operaciones basado en el carácter de servicio público de los servicios que sustentan dichas instalaciones.

No obstante, en casos calificados y previo informe de seguridad del Coordinador, la Comisión podrá eximir a una empresa del cumplimiento de los plazos señalados en el presente artículo. Asimismo, la Comisión podrá prorrogar hasta por doce meses los plazos establecidos en el inciso anterior en caso de determinar que el retiro, modificación, desconexión o cese de operaciones de una instalación del sistema puede generar riesgos para la seguridad del mismo, previo informe de seguridad del Coordinador.

Las infracciones a este artículo se sancionarán por la Superintendencia en conformidad a las disposiciones legales aplicables.

Artículo 72°-17.- Normas Técnicas para el funcionamiento de los sistemas eléctricos. La Comisión deberá analizar permanentemente los requerimientos normativos para el correcto funcionamiento del sector eléctrico, y fijará mediante resolución exenta, la normativa técnica que rija los aspectos técnicos, de seguridad, coordinación, calidad, información y económicos del funcionamiento de dicho sector. Para ello, anualmente, establecerá un plan de trabajo que permita proponer, facilitar y coordinar el desarrollo de éstas.

Estas normas serán establecidas considerando un procedimiento público y participativo, en el que deberán participar, al menos, el Coordinador y representantes de las empresas coordinadas.

La Comisión deberá mantener disponible permanentemente en su sitio web, para cualquier interesado, la normativa técnica vigente e informar sobre los procesos de cambios normativos en desarrollo.

El Coordinador, deberá comunicar a la Comisión cualquier elemento que permita perfeccionar, mejorar o completar la normativa técnica, pudiendo proponer modificaciones o nueva normativa según el caso.

Artículo 72°-18.- Compensaciones por Incumplimiento de los estándares normativos de disponibilidad. Sin perjuicio de las sanciones que corresponda, todo evento de indisponibilidad de suministro o de instalaciones que supere los estándares a los que hace referencia el artículo 72°-6, deberán ser informadas por el Coordinador a la Superintendencia para que ésta instruya a las concesionarias respectivas o al mismo Coordinador, el cálculo y abono de una compensación por evento en caso de indisponibilidad de suministro o de instalaciones, según corresponda.

Las compensaciones por incumplimiento de los estándares de indisponibilidad de suministro corresponderán a la energía no suministrada durante ese evento, valorizada al costo de falla de corta duración definido en la normativa técnica.

Los usuarios finales afectados por las indisponibilidades, serán compensados por su suministrador en la facturación más próxima. La

compensación se hará sin perjuicio del o los actos administrativos de la Superintendencia que determinen la responsabilidad por la interrupción.

Dentro de los diez días siguientes de haber realizado el abono, y conforme a lo que se indique en el reglamento, los suministradores que han abonado deberán informar al Coordinador, entre otros datos, los montos y cantidad de usuarios compensados, para que éste, en ejercicio de sus facultades, proceda a requerir la contribución a quienes la Superintendencia individualice como responsables, a prorrata de dicha responsabilidad. Lo anterior, sin perjuicio de lo que se resuelva en las impugnaciones judiciales que se puedan interponer, ni de las acciones de repetición contra quienes finalmente resulten responsables, en cuyo caso y de existir diferencias, estas deberán ser reliquidadas por la misma entidad y pagadas por el o los responsables.

En el caso de compensaciones por incumplimiento de los estándares de indisponibilidad de instalaciones, éstas corresponderán a los sobrecostos incurridos por el sistema eléctrico. El reglamento deberá establecer la forma de cálculo de dicho sobrecosto como la determinación de los afectados por la respectiva indisponibilidad a quienes haya que compensar.

Las compensaciones abonadas que correspondan a indisponibilidades de instalaciones de transmisión nacional, zonal, de polos de desarrollo o dedicadas, utilizadas por concesionarias de servicio público de distribución para el suministro de usuarios sometidos a regulación de precios, serán descontadas del valor anual de la transmisión por tramo del período siguiente

y hasta que el monto de dicha compensación sea cubierto.

Las compensaciones abonadas que correspondan a indisponibilidades de instalaciones de generación serán descontadas del pago anual de la potencia firme y hasta que el monto de dicha compensación sea cubierto.”.

Artículo 72-19.- Disposiciones Reglamentarias. Un reglamento regulará las materias necesarias para la debida y eficaz implementación de las disposiciones contenidas en el presente título.

4) Reemplázase el Título III por el siguiente:

“Título III: De los Sistemas de Transmisión Eléctrica
Capítulo I: Generalidades

Artículo 73°.- Definición de Sistema de Transmisión. El “sistema de transmisión o de transporte de electricidad” es el conjunto de líneas y subestaciones eléctricas que forman parte de un sistema eléctrico, y que no están destinadas a prestar el servicio público de distribución, cuya operación deberá coordinarse según lo dispone el artículo 72°-1 de esta ley.

En cada sistema de transmisión se distinguen líneas y subestaciones eléctricas de los siguientes segmentos: “sistema de transmisión nacional”, “sistema de transmisión para polos de desarrollo”, “sistema de transmisión zonal” y “sistema de transmisión dedicado”. Una vez determinados los límites de cada uno de estos sistemas de transmisión, se incluirán en él todas las instalaciones que sean necesarias para asegurar la continuidad de tal sistema.

Forman parte también del sistema de transmisión los sistemas de interconexión internacionales, los que se someterán a las normas especiales que se dicten al efecto.

El reglamento establecerá las materias necesarias para la debida y eficaz implementación de las disposiciones contenidas en el presente título.

Artículo 74°.- Definición de Sistema de Transmisión Nacional. El sistema de transmisión nacional es aquel sistema que permite la conformación de un mercado eléctrico común, interconectando los demás segmentos de la transmisión, y estará constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que permiten el desarrollo de este mercado y posibilitan el abastecimiento de la totalidad de la demanda del sistema eléctrico, frente a diferentes escenarios de disponibilidad de las instalaciones de generación, incluyendo situaciones de contingencia y falla, considerando las exigencias de calidad y seguridad de servicio establecidas en la presente ley, los reglamentos y las normas técnicas.

Artículo 75°.- Definición de Sistema de Transmisión para Polos de Desarrollo. Los sistemas de transmisión para polos de desarrollo estarán constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas, destinadas a transportar la energía eléctrica producida por medios de generación ubicados en un mismo polo de desarrollo, hacia el sistema de transmisión, haciendo un uso eficiente del territorio nacional.

Los polos de desarrollo serán determinados por el Ministerio de Energía en conformidad a lo dispuesto en el artículo 85°.

Artículo 76°.- Definición de Sistemas de Transmisión Dedicados. Los sistemas de transmisión dedicados estarán constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas que, encontrándose interconectadas al sistema eléctrico, están destinadas esencialmente para el suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios, o para permitir a los generadores inyectar su producción al sistema eléctrico, sin perjuicio del uso por parte de clientes regulados de estos sistemas de transmisión dedicados.

El transporte por sistemas dedicados se regirá por lo previsto en los respectivos contratos de transporte entre los usuarios y los propietarios de las instalaciones, sin perjuicio de la regulación de precios para el pago del uso efectuado por parte de clientes regulados de este tipo de instalaciones.

Artículo 77°.- Definición de Sistema de Transmisión Zonal. Cada sistema de transmisión zonal estará constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que, encontrándose interconectadas al sistema eléctrico, están dispuestas esencialmente para el abastecimiento de clientes regulados, territorialmente identificables, sin perjuicio del uso por parte de clientes libres o medios de generación de estos sistemas de transmisión zonal.

Artículo 78°.- Definición de Sistema de Interconexión Internacional. Los sistemas de

interconexión internacional estarán constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas destinadas a transportar la energía eléctrica para efectos de posibilitar su exportación o importación, desde y hacia los sistemas eléctricos ubicados en el territorio nacional. Los términos y condiciones en que se efectuará dicho intercambio de energía se establecerán en el decreto supremo a que hace referencia el artículo 82° y demás normativa aplicable.

Artículo 79°.- Definición de Acceso Abierto. Las instalaciones de los sistemas de transmisión del sistema eléctrico están sometidas a un régimen de acceso abierto, pudiendo ser utilizadas por terceros bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias entre todos los usuarios, a través del pago de la remuneración del sistema de transmisión que corresponda de acuerdo con las normas de este Título.

Los propietarios de instalaciones de los sistemas de transmisión, con excepción del sistema dedicado, no podrán negar el acceso al servicio de transporte o transmisión a ningún interesado por motivos de capacidad técnica, sin perjuicio que, en virtud de las facultades que la ley o el reglamento le otorguen al Coordinador para la operación coordinada del sistema eléctrico, se limiten las inyecciones o retiros sin discriminar a los usuarios.

Los señalados propietarios de instalaciones de transmisión deberán permitir la conexión a sus instalaciones a quien lo solicite, sin discriminaciones de ninguna especie u origen, debiendo en su caso

efectuar las ampliaciones, adecuaciones, modificaciones y refuerzos que sean necesarios para dicha conexión.

El Coordinador aprobará la conexión a los sistemas de transmisión previa verificación que la solución de conexión propuesta permita cumplir con los criterios de operación óptima y acceso abierto del sistema respectivo. Asimismo, le corresponderá al Coordinador establecer los pagos, a partir de la aplicación de las tarifas que determine el Ministerio de Energía, previo informe de la Comisión, por concepto de costos de conexión, adecuaciones, obras adicionales o anexas o derechos de uso de dichas instalaciones, así como los requisitos técnicos y plazos para realizar dichas obras, conforme al procedimiento que determine el reglamento.

En todo caso, el propietario de las instalaciones de transmisión sometidas a acceso abierto deberá participar en el proceso de conexión, formulando las observaciones y sugerencias que estime pertinentes para procurar la operación segura del sistema. En la respectiva autorización de conexión, el Coordinador deberá pronunciarse aceptando o rechazando fundadamente las observaciones planteadas por el propietario de las instalaciones de transmisión sometidas a acceso abierto. Dentro de los diez días siguientes a la comunicación de la autorización de conexión, el propietario podrá presentar una discrepancia ante el Panel, el que emitirá su dictamen en un plazo máximo de treinta días corridos contados desde la respectiva audiencia a que hace referencia el artículo 211.

Los propietarios de instalaciones de los sistemas de transmisión deberán dar las facilidades

necesarias para que terceros ejecuten las obras que deban realizarse, accedan en tiempo y forma a subestaciones, patios, salas de control, y a todas aquellas instalaciones a las que se deba ingresar o hacer uso para materializar la nueva conexión.

Sin perjuicio de las atribuciones de los demás organismos contemplados en la ley, corresponderá a la Superintendencia la fiscalización del cumplimiento de las condiciones de acceso abierto.

Artículo 80°.- Acceso Abierto en los Sistemas de Transmisión Dedicados. Los propietarios de las instalaciones de los sistemas dedicados no podrán negar el servicio a ningún interesado cuando exista capacidad técnica de transmisión, sin perjuicio de la capacidad contratada o de los proyectos propios que se hayan contemplado al momento de diseñar la capacidad del sistema dedicado, conforme a las normas del presente artículo. Asimismo, dichos propietarios no podrán negar el acceso a empresas concesionarias de servicio público de distribución para el suministro de usuarios sometidos a regulación de precios. Cuando se tratare de instalaciones de sistemas dedicados existentes, el o los propietarios de éstas deberán informar al Coordinador el uso estimado de la capacidad excedente en proyectos propios, actualizando además la concreción de dichos proyectos.

El Coordinador determinará fundadamente la capacidad técnica disponible de los sistemas de transmisión dedicados, sin considerar las congestiones de transmisión debido a limitaciones de capacidad de otros tramos de transmisión. Para estos efectos, el

propietario del sistema dedicado deberá poner en conocimiento del Coordinador los contratos de transporte existentes y los proyectos que impliquen el uso de la capacidad del sistema dedicado. Dichos contratos, deberán a lo menos constar por escritura pública, incluir las fechas de los compromisos y establecer las obligaciones y derechos de cada parte.

Para hacer uso de la capacidad técnica de transmisión disponible, el o los interesados deberán presentar al Coordinador junto con la solicitud de uso de dicha capacidad, una garantía a beneficio del propietario del sistema dedicado respectivo que caucione la seriedad de la solicitud, conforme a los plazos, órdenes de prelación, formatos, requisitos y procedimiento que determine el reglamento y la norma técnica respectiva. A contar del momento que el Coordinador aprueba la solicitud de acceso respectiva, la capacidad técnica de transmisión solicitada por el interesado no será considerada por el Coordinador como capacidad técnica de transmisión disponible.

La o las instalaciones del solicitante deberán haber sido declaradas en construcción de conformidad lo señalado en el artículo 72°-15, dentro del plazo señalado por el Coordinador en su respectiva autorización. Transcurrido dicho plazo sin que las instalaciones hayan sido declaradas en construcción caducará la referida aprobación.

El uso de la capacidad autorizada por el Coordinador será transitoria mientras no se concreten los proyectos señalados en el inciso primero o no se ejerzan los derechos de uso pactados contractualmente. Transcurridos quince años desde la fecha de la

respectiva autorización, ésta se transformará en definitiva.

El uso de la capacidad de los sistemas dedicados deberá ajustarse a los estándares de seguridad y calidad de servicio con los que fue diseñado el respectivo sistema en base a la información de diseño entregada por el propietario, lo que deberá ser determinado por el Coordinador.

Los propietarios de instalaciones de transmisión dedicados deberán permitir la conexión a sus instalaciones a quien cuente con la autorización del Coordinador, debiendo en su caso posibilitar las adecuaciones, modificaciones y refuerzos que sean necesarios para dicha conexión. Los costos de estas obras serán de cargo del solicitante, los que deberán reflejar precios de mercado en procesos abiertos y competitivos. En caso de existir discrepancias entre el solicitante y el propietario de las instalaciones dedicadas respecto a los costos de conexión y aspectos del proyecto, éstas podrán ser presentadas y resueltas por el Panel de Expertos.

El Reglamento establecerá los criterios y condiciones para determinar la capacidad técnica de transmisión disponible y el o los períodos de tiempo en que ésta exista.

Artículo 81°.- Presunción de Uso de los Sistemas de Transmisión. Toda empresa eléctrica que inyecte energía y potencia al sistema eléctrico con plantas de generación propias o contratadas, así como toda empresa eléctrica que efectúe retiros de energía y potencia desde el sistema eléctrico para

comercializarla con distribuidoras o con clientes finales, hace uso de los sistemas de transmisión respectivos para todos los efectos legales.

Artículo 82°.- Intercambio Internacional de Energía. La exportación y la importación de energía eléctrica desde y hacia los sistemas eléctricos ubicados en territorio nacional, no se podrá efectuar sin previa autorización del Ministerio de Energía, la que deberá ser otorgada por decreto supremo, previo informe de la Superintendencia, de la Comisión y del Coordinador, según corresponda.

El decreto supremo deberá definir los aspectos regulatorios aplicables a la energía destinada al intercambio, establecer las condiciones generales de la operación, incluyendo al menos el plazo de duración y las condiciones específicas en que se autoriza la exportación o importación, tales como el modo de proceder a la exportación o importación de energía eléctrica, las condiciones bajo las que se puede suspender o interrumpir el intercambio de energía en caso de generar alguna amenaza o perturbación a la seguridad sistémica nacional, el régimen de acceso a dichas instalaciones, y las causales de caducidad por eventuales incumplimientos de las condiciones de autorización o por un cambio relevante en las circunstancias bajo las que se otorga el permiso.

Con todo, las condiciones de operación establecidas en el permiso de exportación o importación deberán asegurar la operación más económica del conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico y

garantizar el cumplimiento de los estándares de seguridad y calidad del suministro eléctrico.

El reglamento establecerá los requisitos, plazos y procedimientos a los que se deberá sujetar la respectiva solicitud de exportación o importación de energía eléctrica.

Capítulo II: De la Planificación Energética y de la Transmisión

Artículo 83°.- Planificación Energética. Cada cinco años, el Ministerio de Energía deberá desarrollar un proceso de planificación energética de largo plazo, para los distintos escenarios energéticos de expansión de la generación y del consumo, en un horizonte de al menos treinta años.

El proceso de planificación energética deberá incluir escenarios de proyección de oferta y demanda energética y en particular eléctrica, considerando la identificación de polos de desarrollo de generación, generación distribuida, intercambios internacionales de energía, y objetivos de eficiencia energética entre otros, elaborando sus posibles escenarios de desarrollo. Asimismo, la planificación deberá considerar dentro de sus análisis los planes estratégicos con los que cuenten las regiones en materia de energía. Anualmente, el Ministerio podrá actualizar la proyección de la demanda, los escenarios macroeconómicos, y los demás antecedentes considerados

en los escenarios definidos en el decreto a que hace referencia el artículo 86.

Por razones fundadas el Ministerio de Energía podrá desarrollar el proceso de planificación energética antes del vencimiento del plazo señalado en el inciso primero.

El reglamento establecerá el procedimiento y las demás materias necesarias para la implementación eficaz del presente artículo.

Artículo 84°.- Procedimiento de Planificación Energética. Al menos veinticuatro meses antes del vencimiento del plazo del decreto que fije la planificación energética de largo plazo, el Ministerio deberá dar inicio al proceso. Dentro de los ocho meses siguientes al inicio del proceso señalado precedentemente, el Ministerio deberá emitir un informe preliminar de planificación energética.

Con la antelación que señale el reglamento, el Ministerio deberá abrir un registro de participación ciudadana, en el que se podrán inscribir toda persona natural o jurídica con interés en participar en el proceso, conforme a las normas que establezca el Ministerio de Energía por resolución dictada al efecto.

Artículo 85°.- Definición Polos de Desarrollo. En la planificación energética de largo plazo, el Ministerio deberá identificar las áreas donde pueden existir polos de desarrollo de generación.

Se entenderá por polos de desarrollo a aquellas zonas geográficas territorialmente identificables en el país, donde existen recursos o condiciones de alto

potencial para la producción de energía eléctrica proveniente de energías renovables y, al menos, en un veinte por ciento de energías renovables no convencionales, cuyo aprovechamiento, utilizando un único sistema de transmisión, resulta de interés público, es eficiente económicamente y es coherente con la conservación del patrimonio ambiental y la preservación de la naturaleza.

Las obras nuevas de los sistemas de transmisión para polos de desarrollo, deberán someterse al estudio de franja que dispone el artículo 93, sometiéndose a evaluación ambiental estratégica conforme lo señalado en dicho artículo.

Artículo 86°.- Decreto de Planificación Energética. Conforme a lo señalado en el artículo 83°, el Ministerio elaborará escenarios energéticos posibles para el horizonte de largo plazo.

Antes del vencimiento del plazo del respectivo período quinquenal de planificación, el Ministerio de Energía, mediante decreto exento expedido bajo la fórmula "por orden del Presidente de la República", deberá definir dichos escenarios energéticos, incluyendo sus respectivos polos de desarrollo, debiendo acompañar los antecedentes fundantes que correspondan.

Artículo 87°.- Planificación de la Transmisión. Anualmente la Comisión deberá llevar a cabo un proceso de planificación de la transmisión, el que deberá considerar, al menos, un horizonte de veinte años. Esta planificación abarcará las obras de expansión necesarias del sistema de transmisión nacional, de

polos de desarrollo, zonal, dedicadas utilizadas por concesionarias de servicio público de distribución para el suministro de usuarios sometidos a regulación de precios y de interconexión internacional, según corresponda.

En este proceso se deberá considerar la planificación energética de largo plazo que desarrolle el Ministerio de Energía a que se refiere el artículo 83° y los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación que establece la ley para el sistema eléctrico. Por tanto, la planificación de la transmisión deberá realizarse considerando:

a) La minimización de los riesgos en el abastecimiento, considerando eventualidades, tales como aumento de costos o indisponibilidad de combustibles, atraso o indisponibilidad de infraestructura energética, desastres naturales o condiciones hidrológicas extremas;

b) La creación de condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia, propendiendo al mercado eléctrico común para el abastecimiento de la demanda a mínimo costo con el fin último de abastecer los suministros a mínimo precio;

c) Instalaciones que resulten económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del sistema eléctrico, en los distintos escenarios energéticos que defina el Ministerio en conformidad a lo señalado en el artículo 86°, y

d) La posible modificación de instalaciones de transmisión existentes que permitan realizar las

expansiones necesarias del sistema de una manera eficiente.

El proceso de planificación que establece el presente artículo deberá contemplar las holguras o redundancias necesarias para incorporar los criterios señalados precedentemente, y tendrá que considerar la información sobre criterios y variables ambientales y territoriales disponible al momento del inicio de éste, incluyendo los objetivos de eficiencia energética, que proporcione el Ministerio de Energía en coordinación con los otros organismos sectoriales competentes que correspondan. Para estos efectos, el Ministerio deberá remitir a la Comisión, dentro del primer trimestre de cada año, un informe que contenga los criterios y variables señaladas precedentemente.

Asimismo, el proceso a que se refiere el presente artículo deberá considerar la participación ciudadana en los términos establecidos en el artículo 90°.

Para efectos de la planificación de la transmisión deberá considerarse como tasa de actualización la tasa social de descuento establecida por el Ministerio de Desarrollo Social para la evaluación de proyectos de inversión de acuerdo a lo dispuesto en la ley N°20.530. En el caso que dicho Ministerio no fije la tasa mencionada, esta deberá ser calculada por la Comisión, en conformidad a lo que señale el reglamento.

Artículo 88°.- Incorporación en el Plan de Expansión de Sistemas de Transmisión para Polos de Desarrollo. Si, por problemas de coordinación entre

distintos propietarios de proyectos de generación, que no sean entidades relacionadas según los términos señalados en la ley N°18.045, de Mercados de Valores, la totalidad o parte de la capacidad de producción de uno o más polos de desarrollo definidos por el Ministerio de Energía en el decreto respectivo no pudiere materializarse, la Comisión podrá considerar en el plan de expansión anual de la transmisión sistemas de transmisión para dichos polos de desarrollo. El reglamento podrá establecer la obligación para que los proyectos de generación incorporados en el polo caucionen su materialización futura.

Asimismo, la Comisión podrá incorporar en dicho plan, como sistemas de transmisión para polos de desarrollo, líneas y subestaciones dedicadas, nuevas o existentes, con el objeto de permitir su uso por nuevos proyectos de generación, pudiendo modificar sus características técnicas, como trazado, nivel de tensión o capacidad de transporte en magnitudes mayores a las previstas originalmente. Para estos efectos, el Coordinador deberá informar a la Comisión, con la periodicidad que determine el reglamento, los proyectos de transmisión informados a dicho organismo. El reglamento deberá establecer la antelación con la que los desarrolladores y promotores de proyectos deberán informar éstos al Coordinador.

Para dichos efectos, las soluciones de transmisión deberán cumplir con los siguientes requisitos:

a) Que la capacidad máxima de generación esperada que hará uso de dichas instalaciones justifique técnica y económicamente su construcción;

b) Que la capacidad máxima de generación esperada, que hará uso de dichas instalaciones, para el primer año de operación, sea mayor o igual al veinticinco por ciento de su capacidad;

c) Que los proyectos de generación indicados en la letra b) anterior hayan sido declarados en construcción conforme lo señalado en el artículo 72°-15;

d) Que la solución de transmisión sea económicamente eficiente para el Sistema Eléctrico, y

e) Que la solución de transmisión sea coherente con los instrumentos de ordenamiento territorial vigentes.

Artículo 89°.- Obras Nuevas y Obras de Ampliación de los Sistemas de Transmisión. Son obras de expansión de los respectivos sistemas de transmisión las obras nuevas y obras de ampliación.

Son obras de ampliación aquellas que aumentan la capacidad o la seguridad y calidad de servicio de líneas y subestaciones eléctricas existentes. Se entenderá por obras nuevas aquellas líneas o subestaciones eléctricas que no existen y son dispuestas para aumentar la capacidad o la seguridad y calidad de servicio del sistema eléctrico.

No corresponderán a obras de ampliación aquellas inversiones necesarias para mantener el desempeño de las instalaciones conforme a la normativa vigente.

Podrán incorporarse como obras de expansión elementos que permitan garantizar la seguridad y

calidad de servicio, tales como, sistemas de control y comunicación.

Artículo 90°.- Participantes y Usuarios e Instituciones Interesada. La Comisión abrirá un registro de participación ciudadana, en el que se podrán inscribir las empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras y usuarios no sometidos a regulación de precios que se encuentren interconectados al sistema eléctrico, en adelante los “participantes”, y toda persona natural o jurídica con interés en participar en el proceso, en adelante “usuarios e instituciones interesadas”.

El reglamento deberá especificar el procedimiento o trámite a través del que se hará público el llamado a los usuarios e instituciones interesadas, y la información que éstos deberán presentar para su registro. Asimismo, establecerá los medios y la forma en que la Comisión hará público los distintos documentos sometidos a un proceso de participación ciudadana, la oportunidad y forma de entregar sus observaciones, y el mecanismo de actualización del registro.

En todo caso, los antecedentes que solicite la autoridad para constituir dicho registro deberán estar dirigidos a acreditar la representación, el interés y la correcta identificación de cada usuario o entidad, y no podrán representar discriminación de ninguna especie.

Las notificaciones y comunicaciones a los participantes y usuarios e instituciones interesadas

podrán efectuarse a través de medios electrónicos, de acuerdo a la información que contenga el registro.

Artículo 91°.- Procedimiento de Planificación de la Transmisión. Dentro de los primeros quince días de cada año, el Coordinador deberá enviar a la Comisión una propuesta de expansión para los distintos segmentos de la transmisión, la que deberá considerar lo dispuesto en el artículo 87°, y podrá incluir los proyectos de transmisión presentados a dicho organismo por sus promotores. Los proyectos de transmisión presentados al Coordinador por sus promotores deberán contener como requisitos mínimos los siguientes: descripción del proyecto e identificación de generadores de electricidad. Estos antecedentes deberán ser validados por el Coordinador.

La Comisión, dentro de los cinco días contados desde la recepción de la propuesta del Coordinador, deberá publicarla en su sitio web y deberá convocar, mediante un medio de amplia difusión pública, a una etapa de presentación de propuestas de proyectos de expansión de la transmisión. Los promotores de dichos proyectos de expansión deberán presentar a la Comisión sus propuestas fundadas dentro del plazo de sesenta días corridos desde la convocatoria, las que deberán ser publicadas en su sitio web.

El reglamento establecerá los requisitos y la forma en que deberán presentarse las propuestas de expansión del Coordinador y de los promotores de proyectos.

En el plazo que señale el reglamento, la Comisión emitirá un informe técnico preliminar con el

plan de expansión anual de la transmisión, el que deberá ser publicado en su sitio web. Dentro del plazo de diez días a contar de la recepción del informe técnico preliminar, los participantes y usuarios e instituciones interesadas podrán presentar sus observaciones a la Comisión.

Dentro de los treinta días siguientes al vencimiento del plazo para presentar observaciones, la Comisión emitirá y comunicará el informe técnico final del plan de expansión anual, aceptando o rechazando fundadamente las observaciones planteadas, el que deberá ser publicado en su sitio web.

Dentro de los quince días siguientes a la comunicación del informe técnico final, los participantes y usuarios e instituciones interesadas podrán presentar sus discrepancias al Panel de Expertos, el que emitirá su dictamen en un plazo máximo de cincuenta días corridos contados desde la respectiva audiencia a que hace referencia el artículo 211°.

Para los efectos anteriores, se entenderá que existe discrepancia susceptible de ser sometida al dictamen del Panel, si quien hubiere formulado observaciones al informe técnico preliminar, persevere en ellas, con posterioridad al rechazo de las mismas por parte de la Comisión, como también, si quien no hubiere formulado observaciones al informe técnico preliminar, considere que se debe mantener su contenido, en caso de haberse modificado en el informe técnico final.

Si no se presentaren discrepancias, dentro de los tres días siguientes al vencimiento del plazo para

presentarlas, la Comisión deberá remitir al Ministerio de Energía el informe técnico definitivo con el plan de expansión anual de la transmisión. En el caso que se hubiesen presentado discrepancias, la Comisión dispondrá de quince días desde la comunicación del dictamen del Panel, para remitir al Ministerio de Energía el informe técnico definitivo con el plan de expansión anual de la transmisión, incorporando lo resuelto por el Panel.

Artículo 92°.- Decretos de Expansión de la Transmisión. El Ministro de Energía, dentro de quince días de recibidos el informe técnico definitivo de la Comisión a que hace referencia el artículo anterior, mediante decreto expedido bajo la fórmula "por orden del Presidente de la República", fijará las obras de ampliación de los sistemas de transmisión que deban iniciar su proceso de licitación en los doce meses siguientes.

Las obras nuevas de los sistemas de transmisión que deban iniciar su proceso de licitación o estudio de franja, según corresponda, en los doce meses siguientes, serán fijadas por el Ministro de Energía, dentro de los sesenta días siguientes de recibido el informe técnico definitivo, mediante decreto exento expedido bajo la fórmula "por orden del Presidente de la República". En dicho decreto se deberán distinguir aquellas obras nuevas que deben sujetarse al procedimiento para la determinación de sus franjas preliminares, en adelante e indistintamente "Estudio de Franja", en caso de ser necesario, y de acuerdo a lo que se señala en los artículos siguientes.

Para la definición de las obras nuevas que requieren de la determinación de una franja preliminar, el Ministerio considerará criterios, tales como, los niveles de tensión de las instalaciones, el propósito de uso, las dificultades de acceso a o desde polos de desarrollo de generación, la complejidad de su implementación y la magnitud de las mismas, de acuerdo a lo que se establezca en el reglamento.

En caso que sea requerido por otras leyes, se entenderá que los obligados a ejecutar las obras de expansión del sistema de transmisión cuentan con la calidad de concesionarios de los servicios eléctricos. Lo anterior es sin perjuicio de lo dispuesto en las leyes N°s 19.300 y 20.283, y demás normas legales pertinentes.

Las empresas podrán efectuar proyectos de expansión zonal que no se encuentren dentro del plan de expansión fijado por el Ministerio de Energía. En el siguiente proceso de valorización, la Comisión calificará la pertinencia de estas obras teniendo en consideración, no sólo la mayor eficiencia en el segmento, sino que también el diseño global de los sistemas de transmisión y distribución. Para el caso que la Comisión evalúe positivamente la pertinencia de dichas obras, su valorización se realizará considerando la efectuada para instalaciones similares.

Artículo 93°.- Procedimiento para la determinación de franjas. Una vez publicado en el Diario Oficial el decreto que fija las obras nuevas, el Ministerio deberá dar inicio al Estudio de Franja para aquellas obras nuevas que requieren de la determinación

de una franja preliminar, el que será sometido a evaluación ambiental estratégica, conforme a lo establecido en el párrafo 1° bis del Título II de la ley N°19.300, sobre Bases Generales del Medio Ambiente. El señalado procedimiento concluirá con la dictación de un decreto exento del Ministerio, expedido bajo la fórmula “por orden del Presidente de la República”, que fijará la franja preliminar, la que por causa de utilidad pública podrá ser gravada con una o más servidumbres de aquellas señaladas en los artículos 50 y siguientes de la ley, en lo que les sea aplicable.

El estudio preliminar de franja y su respectiva Evaluación Ambiental Estratégica deberá tener en especial consideración, respecto de las alternativas que pondere, los criterios y patrones de sustentabilidad por donde pudieren pasar las franjas. El estudio preliminar de franja deberá someterse en la etapa más temprana posible al proceso de Consulta Indígena contemplado en el Convenio 169 de la Organización Internacional del Trabajo. Además, en todas sus etapas, y mientras no esté determinada oficialmente la franja definitiva, se velará siempre por asegurar el máximo de certidumbre jurídica a favor de las personas y territorios sujetos a dichos estudios.

El estudio será licitado, adjudicado y supervisado por el Ministerio en conformidad a las bases técnicas y administrativas que éste elabore, y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles actuará como organismo técnico asesor.

El financiamiento del Estudio de Franja se establecerá a través de un presupuesto anual elaborado

por la Subsecretaría de Energía. Este presupuesto será financiado conforme a lo señalado en el artículo 212°-13.

El Estudio de Franja contemplará franjas alternativas en consideración a criterios técnicos, económicos, ambientales y de desarrollo sustentable.

El señalado estudio deberá contener, a lo menos, lo siguiente:

- a) Las franjas alternativas evaluadas;
- b) Una zona indirecta de análisis o de extensión, a cada lado de la franja, que tenga la función de permitir movilidad al futuro proyecto;
- c) Levantamiento de información en materias de uso del territorio y ordenamiento territorial;
- d) Levantamiento de información vinculada a áreas protegidas y de interés para la biodiversidad;
- e) Levantamiento de la información socioeconómica de comunidades y descripción de los grupos de interés;
- f) Levantamiento de las características del suelo, aspectos geológicos y geomorfológicos relevantes de las franjas alternativas;
- j) Diseño de ingeniería que permita identificar las franjas alternativas;
- h) Identificación y análisis de aspectos críticos que podrían afectar la implementación de las franjas alternativas;
- i) Indicación de los caminos, calles y otros bienes nacionales de uso público y de las propiedades

fiscales, municipales y particulares que se ocuparán o atravesarán, individualizando a sus respectivos dueños;

j) Un análisis general del costo económico de las franjas alternativas, y

k) Un análisis general de aspectos sociales y ambientales, en base a la información recopilada.

Para el adecuado desarrollo del estudio regulado en los incisos precedentes, el Ministerio podrá ingresar a todas las propiedades fiscales, municipales y particulares en que sea necesario, a través de la o las personas que para tal efecto designe.

Un reglamento, expedido por intermedio del Ministerio de Energía, establecerá las disposiciones necesarias para la adecuada ejecución del proceso de determinación de franjas preliminares.

Artículo 94°.- Aprobación por el Consejo de Ministros para la Sustentabilidad. El estudio a que se refiere el artículo precedente, concluirá con un informe del Ministerio que contenga la franja alternativa a proponer al Consejo de Ministros para la Sustentabilidad establecido en los artículos 71° y siguientes de la ley N°19.300, sobre Bases Generales del Medio Ambiente. El Consejo de Ministros para la Sustentabilidad, deberá acordar el uso de la propuesta de franja, para efectos que el Ministerio dicte un decreto exento expedido bajo la fórmula "por orden del Presidente de la República" que fije la franja preliminar, la que por causa de utilidad pública podrá ser gravada con una o más servidumbres de aquellas señaladas en los artículos 50° y siguientes de la ley,

en lo que les sea aplicable, para las obras nuevas sometidas a Estudio de Franja, sin perjuicio de lo resuelto en la correspondiente resolución de calificación ambiental. Dichas servidumbres se impondrán una vez que el adjudicatario de los derechos de ejecución y explotación del proyecto de obra nueva defina el trazado y cuente con la correspondiente resolución de calificación ambiental para la ejecución del proyecto. El mencionado decreto será publicado en el Diario Oficial y en el sitio web del Ministerio. Además, deberá ser publicado en los medios que establece el artículo 27° bis de la presente ley, debiendo entenderse que los propietarios de los predios comprendidos en la franja preliminar se encuentran notificados del eventual gravamen que se les podrá imponer una vez dictado el decreto a que se refiere el artículo 97°.

El gravamen establecido a través del decreto exento del Ministerio de Energía que fija la franja preliminar, se extinguirá una vez transcurridos cinco años contados desde la fecha de dictación de dicho decreto. Con todo, el referido plazo podrá prorrogarse por causas justificadas por una sola vez y hasta por dos años.

Artículo 95°.- Bases de Licitación del Coordinador de Obras Nuevas y de Ampliación. Corresponderá al Coordinador efectuar una licitación pública internacional de los proyectos de expansión contenidos en los decretos señalados en el artículo 92°. El costo de la licitación será de cargo del Coordinador.

Las bases de licitación de las obras nuevas y de ampliación serán elaboradas por el Coordinador y, a lo menos, deberán especificar las condiciones objetivas que serán consideradas para determinar la licitación, la información técnica y comercial que deberán entregar las empresas participantes, los requisitos técnicos y financieros que deberán cumplir los oferentes, los plazos, las garantías, la descripción del desarrollo del proceso y de las condiciones de adjudicación, así como las características técnicas de las obras de transmisión. Asimismo, las bases deberán contener las garantías de ejecución y operación de los proyectos y las multas por atraso en la entrada en operación de los proyectos.

El Coordinador podrá agrupar una o más obras de ampliación y obras nuevas con el objeto de licitarlas y adjudicarlas conjuntamente.

Tratándose de la licitación de las obras de ampliación, la empresa propietaria deberá participar en la supervisión de la ejecución de la obra, conforme lo determine el reglamento.

La Comisión podrá fijar el valor máximo de las ofertas de las licitaciones de las obras de expansión en un acto administrativo separado de carácter reservado, que permanecerá oculto hasta la apertura de las ofertas respectivas, momento en el que el acto administrativo perderá el carácter reservado. El Coordinador deberá licitar nuevamente aquellas obras cuya licitación haya sido declarada desierta por no haberse presentado ninguna oferta económica inferior al valor máximo señalado precedentemente.

Artículo 96°.- Decreto que fija los derechos y condiciones de ejecución y explotación de obras nuevas y Decreto de adjudicación de construcción de obras de ampliación. El Coordinador en un plazo no superior a sesenta días de recibidas las propuestas, deberá resolver la licitación y adjudicará los derechos de ejecución y explotación del proyecto de obra nueva, o la adjudicación de la construcción y ejecución de las obras de ampliación, según corresponda, en conformidad a las bases. Asimismo, se comunicará el resultado de la licitación a la empresa adjudicataria de la obra nueva respectiva y a las empresas transmisoras propietarias de las obras de ampliación, según corresponda, y se informará a la Comisión y a la Superintendencia respecto de la evaluación de los proyectos y de la adjudicación.

Dentro de los cinco días siguientes a dicho informe, la Comisión remitirá al Ministro de Energía un informe técnico con los resultados de la licitación, incluyendo en el caso de las obras de ampliación el A.V.I.+C.O.M.A. a remunerar a la empresa transmisora propietaria de dicha obra, con todos los antecedentes del proceso. Sobre la base de dicho informe técnico, el Ministerio dictará un decreto supremo, expedido bajo la fórmula "por orden del Presidente de la República", que fijará, tratándose de las obras nuevas:

- a) Los derechos y condiciones de ejecución y explotación de la obra nueva;
- b) La empresa adjudicataria;
- c) Las características técnicas del proyecto;
- d) La fecha de entrada en operación;

e) El valor de la transmisión por tramo de las nuevas obras, conforme al resultado de la licitación, y

f) Las fórmulas de indexación del valor señalado en la letra e) anterior.

En el caso de las obras de ampliación, el decreto señalado en el inciso anterior fijará:

a) El propietario de la o las obras de ampliación;

b) La empresa adjudicataria encargada de la construcción y ejecución de la obra o las obras de ampliación;

c) Las características técnicas del proyecto;

d) La fecha de entrada en operación;

e) El V.I. adjudicado;

f) El A.V.I. determinado a partir del VI señalado en la letra anterior;

g) El C.O.M.A que corresponderá aplicar hasta el siguiente proceso de valorización, y

h) Las fórmulas de indexación del valor señalado en la letra g) anterior.

Artículo 97°.- Procesos posteriores a la adjudicación para obras nuevas sometidas al procedimiento para la determinación de franjas. El adjudicatario de los derechos de ejecución y explotación del proyecto de obra nueva que debe sujetarse a Estudio de Franja, deberá someter al sistema de evaluación de impacto ambiental, conforme a lo dispuesto en la ley N°19.300, sobre Bases Generales del Medio Ambiente, el respectivo proyecto,

determinando el trazado sobre la base de la franja preliminar fijada mediante el decreto establecido en el artículo 94°.

Una vez obtenida la resolución de calificación ambiental de acuerdo a lo definido en la ley N°19.300, sobre Bases Generales del Medio Ambiente, el Ministerio dictará un decreto exento suscrito bajo la fórmula “por orden del Presidente de la República”, mediante el que determinará el trazado definitivo y la franja de seguridad asociada a dicho trazado, constituyéndose, por el solo ministerio de la ley, servidumbre eléctrica sobre la referida franja.

El mencionado decreto será publicado en el Diario Oficial y en el sitio web del Ministerio. Además, deberá ser publicado en los medios que establece el artículo 27° bis de la presente ley, con el objeto de notificar a los propietarios de predios comprendidos en el trazado definitivo, y para el cual se solicitará la concesión eléctrica definitiva.

El titular del proyecto será considerado titular de concesión eléctrica para los efectos del artículo 31° bis y 34° bis de la presente ley.

Dentro de los treinta días siguientes a la publicación en el Diario Oficial del decreto referido en el inciso segundo, el titular del proyecto lo deberá reducir a escritura pública, a su costo. A partir de la fecha de reducción a escritura pública, el titular del proyecto deberá iniciar las gestiones para hacer efectivas las servidumbres conforme a los artículos 62° y siguientes de la ley.

En todo lo no regulado en el presente Capítulo, será aplicable, en lo que corresponda, lo dispuesto en el Capítulo V, del Título II, de la presente ley.

Artículo 98°.- Situación excepcional de Modificaciones de trazados. En caso que, una vez obtenida la resolución de calificación ambiental y durante la ejecución del proyecto, el titular del mismo requiera excepcionalmente modificar el trazado definitivo, deberá, en forma previa, solicitar en forma fundada la aprobación del Ministerio, el que deberá evaluar los antecedentes que justifican tal modificación y una vez obtenida la autorización de éste, el proyecto deberá sujetarse a lo dispuesto en la ley N°19.300, sobre Bases Generales del Medio Ambiente.

Calificada favorablemente la modificación del proyecto, el Ministerio procederá a modificar el decreto señalado en el artículo anterior, el que deberá ser publicado y reducido a escritura pública en los términos y condiciones señalados en dicho artículo.

Artículo 99°.- Remuneración de las Obras de Expansión. Las obras nuevas contenidas en los respectivos decretos que fijan el plan de expansión para los doce meses siguientes, señalados en el artículo 92° serán adjudicadas a una empresa de transmisión que cumpla con las exigencias definidas en la presente ley y la demás normativa aplicable. La licitación se resolverá según el valor anual de la transmisión por tramo que oferten las empresas para cada proyecto y sólo se considerarán de manera referencial el V.I. y C.O.M.A. definidos en el aludido decreto.

El valor anual de la transmisión por tramo resultante de la licitación y su fórmula de indexación constituirá la remuneración de las obras nuevas y se aplicará durante cinco períodos tarifarios, transcurridos los cuales las instalaciones y su valorización deberán ser revisadas y actualizadas en el proceso de tarificación de la transmisión correspondiente.

La licitación de la construcción y ejecución de las obras de ampliación contenidas en el decreto señalado en el artículo 92°, se resolverán según el V.I. ofertado. El propietario de la obra de ampliación será el responsable de pagar al respectivo adjudicatario la referida remuneración, de acuerdo a lo que señalen las bases.

Por su parte, el propietario de la obra de ampliación recibirá como remuneración de dicha obra el A.V.I. más el C.O.M.A. correspondiente. El A.V.I. será determinado considerando el V.I. adjudicado y la tasa de descuento correspondiente utilizada en el estudio de valorización vigente al momento de la adjudicación. El A.V.I. resultante de la licitación corresponderá a la remuneración del adjudicatario por cinco períodos tarifarios, transcurridos los cuales las instalaciones y su valorización deberán ser revisadas y actualizadas en el proceso de tarificación de la transmisión correspondiente, a que se hace referencia en el capítulo IV del presente Título.

Las obras de ampliación adjudicadas deberán ser consideradas en los procesos tarifarios siguientes para los efectos de determinar el C.O.M.A. aplicable.

Los pagos por el servicio de transporte o transmisión a la empresa propietaria de las obras nuevas y obras de ampliación de transmisión se realizarán de acuerdo con lo establecido en los artículos 115° y siguientes.

Capítulo III: De la Calificación de las Instalaciones de Transmisión

Artículo 100°.- Calificación de las Instalaciones de los Sistemas Transmisión. Las líneas y subestaciones eléctricas de cada sistema de transmisión nacional, para polos de desarrollo, de transmisión zonal y de los sistemas dedicados serán determinadas cuatrienalmente por la Comisión mediante resolución exenta dictada al efecto.

La Comisión deberá incorporar a la señalada resolución de calificación, en el momento en que entren en operación, las instalaciones futuras de transmisión, de construcción obligatoria, contenidas en los respectivos decretos de expansión, como aquellas otras que entren en operación dentro del período de vigencia de la referida resolución.

Las líneas y subestaciones eléctricas sólo podrán pertenecer a un segmento del sistema de transmisión.

En la resolución a que hace referencia el inciso primero, la Comisión podrá agrupar una o más áreas territoriales para conformar los respectivos sistemas de transmisión zonal. Tanto dicha agrupación como la incorporación de la línea o subestación en una de éstas, deberá mantenerse por tres períodos

tarifarios, salvo que éstas fueren calificadas en otro segmento.

En este proceso se deberán definir asimismo la desconexión de aquellas líneas y subestaciones que no sean necesarias para el sistema eléctrico, considerando los antecedentes que emanen de los procesos de planificación de transmisión.

Para efectos de la calificación de las líneas y subestaciones eléctricas, tres meses antes del vencimiento del plazo señalado en el artículo 107°, el Coordinador deberá remitir a la Comisión el listado de instalaciones contenido en los sistemas de información a que hace referencia el artículo 72°-8.

Artículo 101°.- Informe Técnico de Calificación de Instalaciones e instancias de Participación. Dentro de los noventa días corridos siguientes a la recepción de la información señalada en el artículo anterior, la Comisión deberá emitir un informe técnico preliminar con la calificación de todas las líneas y subestaciones del sistema de transmisión. Los participantes y usuarios e instituciones interesadas referidos en el artículo 90°, dispondrán de quince días para presentar sus observaciones a dicho informe.

Dentro de los quince días siguientes al vencimiento del plazo para presentar observaciones, la Comisión emitirá y comunicará el informe técnico final de calificación de líneas y subestaciones de transmisión, aceptando o rechazando fundadamente las observaciones planteadas.

Dentro de los diez días siguientes a la comunicación del informe técnico final, los

participantes y usuarios e instituciones interesadas podrán presentar sus discrepancias al Panel de Expertos, el que emitirá su dictamen en un plazo de treinta días contados desde la respectiva audiencia a que hace referencia el artículo 211°.

Para los efectos anteriores, se entenderá que existe discrepancia susceptible de ser sometida al dictamen del Panel, si quien hubiere formulado observaciones técnicas al informe técnico preliminar, perseverare en ellas, con posterioridad al rechazo de las mismas por parte de la Comisión, como también, si quien no hubiere formulado observaciones técnicas al informe técnico preliminar, considere que se debe mantener su contenido, en caso de haberse modificado en el informe técnico final.

Concluido el plazo para presentar discrepancias, o emitido el Dictamen del Panel, según corresponda, la Comisión deberá, mediante resolución exenta, aprobar el informe técnico definitivo con la calificación de las líneas y subestaciones de transmisión para el cuatrienio siguiente, la que deberá ser publicada en su sitio web.

Capítulo IV: De la Tarificación de la Transmisión

Artículo 102°.- De la Tarificación. El valor anual de las instalaciones de transmisión nacional, zonal, de sistema de transmisión para polos de desarrollo y el pago por uso de las instalaciones de transmisión dedicadas utilizadas por parte de los usuarios sometidos a regulación de precios será determinado por la Comisión cada cuatro años en base a

la valorización que se establece en los artículos siguientes de las instalaciones.

Las empresas eléctricas que interconecten sus instalaciones de transmisión al sistema eléctrico sin que estas formen parte de la planificación de que trata el artículo 87°, serán consideradas como obras existentes para efectos de su valorización, siempre y cuando la ejecución de estas obras hayan sido autorizadas excepcionalmente por la Comisión, previo informe fundado que justifique la necesidad y urgencia de la obra y su exclusión del proceso de planificación de la transmisión, aprobado por el Coordinador, de acuerdo a lo que señale el reglamento.

Artículo 103°.- Definición de V.A.T.T., V.I., A.V.I. y C.O.M.A. Para cada tramo de un sistema de transmisión se determinará el "valor anual de la transmisión por tramo", compuesto por la anualidad del "valor de inversión", en adelante "V.I." del tramo, más los costos anuales de operación, mantenimiento y administración del tramo respectivo, en adelante "COMA", ajustados por los efectos de impuestos a la renta y depreciación correspondiente, de conformidad a la metodología que establezca el reglamento.

Cada tramo del sistema de transmisión estará compuesto por un conjunto mínimo de instalaciones económicamente identificables, agrupadas según los criterios que establezca el reglamento.

El V.I. de una instalación de transmisión es la suma de los costos eficientes de adquisición e instalación de sus componentes, de acuerdo con valores

de mercado, determinado conforme a los incisos siguientes.

En el caso de las instalaciones existentes, el V.I. se determinará en función de sus características físicas y técnicas, valoradas a los precios de mercado vigentes de acuerdo a un principio de adquisición eficiente.

Sin perjuicio de lo anterior, respecto de los derechos relacionados con el uso de suelo, los gastos y las indemnizaciones pagadas para el establecimiento de las servidumbres utilizadas, para efectos de incluirlos en el V.I. respectivo se considerará el valor efectivamente pagado, indexado de acuerdo a la variación que experimente el Índice de Precios al Consumidor. Para estos efectos, el Coordinador deberá elaborar y mantener un catastro de las servidumbres existentes y sus respectivas valorizaciones. Sólo se valorizarán aquellas servidumbres en las que se acredite fehacientemente el valor efectivamente pagado por ellas. Las discrepancias que surjan sobre esta materia podrán ser sometidas al dictamen del Panel de Expertos.

En el caso de Obras de Expansión, se considerará lo señalado en el artículo 99°.

La anualidad del V.I., en adelante "A.V.I.", se calculará considerando la vida útil de cada tipo de instalación, la fecha de entrada en operación de la instalación y considerando la tasa de descuento señalada en el artículo 118°.

Para cada segmento de los sistemas de transmisión señalados en el artículo 100° y para cada

sistema de transmisión zonal, el C.O.M.A. se determinará como los costos de operación, mantenimiento y administración de una única empresa eficiente y que opera las instalaciones permanentemente bajo los estándares establecidos en la normativa vigente, conforme lo especifique el reglamento.

Artículo 104°.- Vida Útil de las Instalaciones. La vida útil para efectos de determinar la anualidad del valor de inversión indicada en el artículo precedente será determinada por la Comisión. Para estos efectos, en la oportunidad que fije el reglamento, la Comisión comunicará a los participantes y usuarios e instituciones interesadas definidos en el artículo 90° un informe técnico preliminar que contenga las vidas útiles de los elementos de transmisión, el que deberá ser publicado en su sitio web.

A más tardar veinte días contados desde la publicación de dicho informe, los participantes y usuarios e instituciones interesadas podrán realizar observaciones, las que deberán ser aceptadas o rechazadas fundadamente en el informe técnico definitivo, el que será publicado en el sitio web de la Comisión dentro de los veinte días siguientes a la recepción de las observaciones.

Si se mantuviesen observaciones, los participantes y usuarios e instituciones interesadas podrán presentar sus discrepancias ante el Panel de Expertos en un plazo de diez días contados desde la publicación. El Panel resolverá las discrepancias en un plazo de veinte días contados desde la respectiva audiencia a que hace referencia el artículo 211°.

Para los efectos anteriores, se entenderá que existe discrepancia susceptible de ser sometida al dictamen del Panel, si quien hubiere formulado observaciones técnicas al informe técnico preliminar, perseverare en ellas, con posterioridad al rechazo de las mismas por parte de la Comisión, como también, si quien no hubiere formulado observaciones técnicas al informe técnico preliminar, considere que se debe mantener su contenido, en caso de haberse modificado en el informe técnico final.

La Comisión comunicará y publicará en su sitio web el informe técnico definitivo de vida útil de las instalaciones, incorporando lo resuelto por el Panel, dentro de los diez días siguientes a la comunicación de su dictamen. En caso de no haberse presentado discrepancias, la Comisión comunicará y publicará en su sitio web el informe técnico definitivo dentro de los cinco días de vencido el plazo para presentarlas.

Las vidas útiles de las instalaciones contenidas en la resolución de la Comisión que aprueba el informe técnico definitivo a que hace referencia el inciso anterior, se aplicarán por tres períodos tarifarios consecutivos. Excepcionalmente, los nuevos elementos por avances tecnológicos o nuevos desarrollos, que no hayan sido considerados en la resolución señalada, deberán ser incorporados, para efectos de fijar su vida útil, en las bases preliminares a que hace referencia el artículo 107°.

Artículo 105°.- Del o los Estudios de Valorización de los Sistemas de Transmisión. Dentro del plazo señalado en el artículo 107°, la Comisión deberá

dar inicio al o los estudios de valorización de las instalaciones del sistema de transmisión nacional, zonal, del sistema de transmisión para polos de desarrollo, y de las instalaciones de los sistemas de transmisión dedicada utilizada por usuarios sometidos a regulación de precios, cuyo proceso de elaboración será dirigido y coordinado por la Comisión.

Artículo 106°.- Participación Ciudadana. Las empresas participantes y usuarios e instituciones interesadas a que hace referencia el artículo 90°, podrán participar del proceso y estudio de valorización de instalaciones conforme a las normas contenidas en los artículos siguientes y en el reglamento.

Artículo 107°.- Bases del o los Estudios Valorización. A más tardar veinticuatro meses antes del término del periodo de vigencia de las tarifas de los sistemas de transmisión, la Comisión enviará a los participantes y usuarios e instituciones interesadas, las bases técnicas y administrativas preliminares para la realización del o los estudios de valorización de las instalaciones del sistema nacional, zonal, de transmisión para polos de desarrollo y el pago por uso de las instalaciones de transmisión dedicadas por parte de los usuarios sometidos a regulación de precios.

Las bases técnicas preliminares del o los estudios deberán contener, al menos, lo siguiente:

- a) Tasa de descuento calculada de acuerdo a lo establecido en los artículos 118° y 119°;
- b) Economías de ámbito y escala;
- c) Modelo de valorización, y

d) Metodología para la determinación del pago por uso de las instalaciones de transmisión dedicadas por parte de los usuarios sometidos a regulación de precios.

Por su parte, el reglamento determinará los criterios de selección de las propuestas del o los consultores para la realización del o los estudios, las garantías que éstos deberán rendir para asegurar su oferta y la correcta realización del o los estudios, incompatibilidades y todas las demás condiciones, etapas y obligaciones del o los consultores que deban formar parte de la bases administrativas y técnicas.

A partir de la fecha de recepción de las bases técnicas y administrativas preliminares y dentro del plazo de quince días, los participantes y usuarios e instituciones interesadas podrán presentar sus observaciones ante la Comisión.

Vencido el plazo anterior y en un término no superior a quince días, la Comisión les comunicará las bases técnicas y administrativas definitivas, aceptando o rechazando fundadamente las observaciones planteadas.

Si se mantuviesen controversias, cualquiera de los participantes o usuarios e instituciones interesadas, podrán presentar sus discrepancias al Panel, en un plazo máximo de diez días contado desde la recepción de las bases técnicas definitivas. El panel de expertos deberá emitir su dictamen dentro del plazo de treinta días contados desde la respectiva audiencia a que hace referencia el artículo 211°.

Para los efectos anteriores, se entenderá que existe controversia susceptible de ser sometida al

dictamen del Panel, si quien hubiere formulado observaciones a las bases técnicas y administrativas preliminares, persevere en ellas, con posterioridad al rechazo de las mismas por parte de la Comisión, como también, si quien no hubiere formulado observaciones a las bases técnicas y administrativas preliminares, considere que se debe mantener su contenido, en caso de haberse modificado en las bases técnicas y administrativas definitivas.

Transcurrido el plazo para formular discrepancias o una vez emitido el dictamen del Panel, la Comisión deberá formalizar las bases técnicas y administrativas definitivas a través de una resolución que se publicará en un medio de amplio acceso y se comunicará a los participantes y usuarios e instituciones interesadas.

Artículo 108°.- Licitación y Supervisión del Estudio de Valorización. Conjuntamente con la publicación de las bases definitivas, la Comisión deberá llamar a licitación pública internacional del o los estudios de valorización de instalaciones de transmisión que correspondan.

El o los estudios de valorización serán adjudicados y supervisados en conformidad a las bases definitivas señaladas en el artículo anterior, por un Comité integrado por un representante del Ministerio de Energía, uno de la Comisión, que será quien lo presidirá, un representante del segmento de generación, uno del sistema de transmisión nacional, uno del segmento de transmisión zonal, uno del segmento de distribución, un representante de los clientes libres,

y un representante del Coordinador, los que serán designados en la forma que establezca el reglamento.

El reglamento establecerá las normas sobre designación, constitución, funcionamiento, obligaciones y atribuciones de este comité, el plazo máximo del proceso de licitación y la forma en que se desarrollará el o los estudios.

El o los estudios deberán realizarse dentro del plazo máximo de ocho meses a contar del total trámite del acto administrativo que aprueba el contrato con el consultor, sin perjuicio de la obligación del consultor respecto de la audiencia pública a que se refiere el artículo 111°.

Artículo 109°.- Financiamiento del Estudio de Valorización. Las empresas de transmisión nacional, zonal y de sistemas de transmisión para polos de desarrollo deberán concurrir al pago del o los estudios de valorización de instalaciones, conforme a lo dispuesto en el reglamento. El valor resultante del proceso de adjudicación del estudio o los estudios serán incorporados en el proceso de valorización respectivo como parte del C.O.M.A.

Artículo 110°.- Resultados del Estudio de Valorización. Los resultados del o los estudios de valorización deberán especificar y distinguir, a lo menos, lo siguiente:

a) El V.I. y A.V.I por tramo de las instalaciones calificadas como de transmisión nacional, transmisión zonal y de transmisión para polos de desarrollo en la resolución exenta de la Comisión a que hace referencia el artículo 100°;

b) Los costos de operación, mantenimiento y administración por tramo de las instalaciones pertenecientes al sistema de transmisión nacional, para las instalaciones pertenecientes a los sistemas zonal y para las instalaciones de transmisión para polos de desarrollo;

c) El valor anual de las instalaciones de transmisión nacional, zonal, de sistemas de transmisión para polos de desarrollo y de las instalaciones de transmisión dedicada utilizada por parte de los usuarios sometidos a regulación de precios, y

d) La determinación de las correspondientes fórmulas de indexación y su forma de aplicación para los valores indicados anteriormente, durante el período de cuatro años.

Para el caso de la transmisión para polos de desarrollo, se considerará sólo la porción de las líneas y subestaciones dedicadas, nuevas o existentes, según corresponda, cuyas características técnicas hubiesen sido modificadas conforme a lo señalado en el artículo 88°.

Artículo 111°.- Audiencia Pública. La Comisión, en un plazo máximo de cinco días contado desde la recepción conforme del o los estudios, convocará a una audiencia pública a los participantes y a los usuarios e instituciones interesadas, audiencia en que el consultor deberá exponer los resultados del o los estudios de valorización. El reglamento establecerá el procedimiento y las demás normas a que se sujetará la audiencia pública.

Artículo 112°.- Informe Técnico y Decreto de Valorización. Concluido el procedimiento de audiencia pública conforme al artículo anterior, dentro del plazo de tres meses, la Comisión deberá elaborar un informe técnico preliminar basado en los resultados del o los estudios de valorización, el que deberá ser comunicado a las empresas transmisoras, a los participantes y a los usuarios e instituciones interesadas, al Coordinador, y se hará público a través de un medio de amplio acceso.

El informe técnico preliminar de la Comisión deberá contener las materias señaladas en el artículo 110°.

A partir de la recepción del informe técnico preliminar, los participantes y los usuarios e instituciones interesadas dispondrán de diez días para presentar sus observaciones a la Comisión.

Dentro de los veinte días siguientes al vencimiento del plazo para presentar observaciones, la Comisión emitirá y comunicará el informe técnico final de valorización de instalaciones de transmisión, aceptando o rechazando fundadamente las observaciones planteadas.

Dentro de los diez días siguientes a la comunicación del informe técnico final, los participantes y usuarios e instituciones interesadas podrán presentar sus discrepancias al Panel de Expertos, el que emitirá su dictamen en un plazo de cuarenta y cinco días contados desde la respectiva audiencia a que hace referencia el artículo 211°.

Para los efectos anteriores, se entenderá que existe discrepancia susceptible de ser sometida al dictamen del Panel, si quien hubiere formulado observaciones técnicas al informe técnico preliminar, perseverare en ellas, con posterioridad al rechazo de las mismas por parte de la Comisión, como también, si quien no hubiere formulado observaciones técnicas al informe técnico preliminar, considere que se debe mantener su contenido, en caso de haberse modificado en el informe técnico.

Si no se presentaren discrepancias, dentro de los tres días siguientes al vencimiento del plazo para presentarlas, la Comisión deberá remitir al Ministerio de Energía el informe técnico definitivo de valorización de instalaciones y sus antecedentes. En el caso que se hubiesen presentado discrepancias, la Comisión dispondrá de veinte días desde la comunicación del dictamen del Panel, para remitir al Ministerio de Energía el informe técnico definitivo de valorización, incorporando lo resuelto por dicho Panel, y sus antecedentes.

El Ministro de Energía, dentro de veinte días de recibido el informe técnico de la Comisión, mediante decreto expedido bajo la fórmula "por orden del Presidente de la República" y sobre la base de dicho informe, fijará el valor anual de las instalaciones de transmisión nacional, zonal, de sistema de transmisión para polos de desarrollo y de las instalaciones de transmisión dedicada utilizadas por parte de los usuarios sometidos a regulación de precios.

Artículo 113°.- Vigencia Decreto Tarifario. Una vez vencido el período de vigencia del decreto de señalado en el artículo anterior, los valores establecidos en él seguirán rigiendo mientras no se dicte el siguiente decreto conforme al procedimiento legal. Dichos valores podrán ser reajustados por las empresas de transmisión, en la variación que experimente el Índice de Precios al Consumidor desde la fecha en que debía expirar el referido decreto, previa publicación en un diario de circulación nacional efectuada con quince días de anticipación.

No obstante lo señalado en el inciso anterior, las empresas de transmisión deberán abonar o cargar a los usuarios del sistema de transmisión, de acuerdo con el procedimiento que establezca el reglamento, las diferencias que se produzcan entre lo efectivamente facturado y lo que corresponda acorde a los valores que en definitiva se establezcan, por todo el período transcurrido entre el día de terminación del cuatrienio a que se refiere el artículo anterior y la fecha de publicación del nuevo decreto.

Las reliquidaciones que sean procedentes serán reajustadas de acuerdo al Índice de Precios al Consumidor a la fecha de publicación de los nuevos valores, por todo el período a que se refiere el inciso anterior.

En todo caso, se entenderá que los nuevos valores entrarán en vigencia a contar del vencimiento del cuatrienio para el que se fijaron los valores anteriores.

Capítulo V: De La Remuneración de la Transmisión

Artículo 114°.- Remuneración de la Transmisión. Las empresas propietarias de las instalaciones existentes en los sistemas de transmisión nacional, zonal y para polos de desarrollo deberán percibir anualmente el valor anual de la transmisión por tramo correspondiente a cada uno de dichos sistemas, definido en el artículo 103°. Este valor constituirá el total de su remuneración anual. Asimismo, los propietarios de las instalaciones de transmisión dedicada utilizada por parte de usuarios sometidos a regulación de precios, deberán percibir de los clientes regulados la proporción correspondiente a dicho uso.

Para los efectos del inciso anterior, dentro de cada uno de los sistemas de transmisión nacional y zonal, se establecerá un cargo único por uso, de modo que la recaudación asociada a éste constituya el complemento a los ingresos tarifarios reales para recaudar el valor anual de la transmisión de cada tramo definido en el decreto señalado en el artículo 112°. Se entenderá por "ingreso tarifario real por tramo" a la diferencia que resulta de la aplicación de los costos marginales de la operación real del sistema, respecto de las inyecciones y retiros de potencia y energía en dicho tramo.

Asimismo, se establecerá un cargo único de modo que la recaudación asociada a éste remunere la proporción de las instalaciones de transmisión dedicada utilizada por parte de usuarios sometidos a regulación de precios, considerando la proporción de ingresos tarifarios reales asignables a ellos.

Del mismo modo, se establecerá un cargo único de manera que la recaudación asociada a éste remunere

la proporción de las instalaciones para polos de desarrollo no utilizada por la generación existente. El valor anual de la transmisión para polos de desarrollo no cubierta por dicho cargo, será asumida por los generadores que inyecten su producción en el polo correspondiente.

Los cargos únicos a que hace referencia el presente artículo serán calculados por la Comisión en el informe técnico respectivo y fijado mediante resolución exenta.

El reglamento deberá establecer los mecanismos y procedimientos de reliquidación y ajuste de los cargos por uso correspondientes, de manera de asegurar que la o las empresas señaladas perciban la remuneración definida en el inciso primero de este artículo.

Artículo 115°.- Pago de la Transmisión. El pago de los sistemas de transmisión nacional, zonal y de transmisión dedicada utilizada por parte de usuarios sometidos a regulación de precios será de cargo de los consumidores finales libres y regulados, y se regirá por las siguientes reglas:

a) El cargo por uso del sistema de transmisión nacional se determinará en base a la diferencia entre el 50% del valor anual de los tramos de transmisión nacional y los ingresos tarifarios reales disponibles del semestre anterior, de cada uno de dichos tramos, dividida por la suma de la energía proyectada total a facturar a los suministros finales del sistema interconectado para el mismo semestre;

b) El cargo por uso de cada sistema de transmisión zonal se determinará en base a la diferencia entre el 50% del valor anual de la transmisión por tramo y los ingresos tarifarios reales disponibles del semestre anterior, dividida por la suma de la energía proyectada total a facturar a los suministros finales en dicho sistema para el mismo semestre;

c) El cargo por uso de los sistemas de transmisión dedicada utilizada por parte de consumidores finales regulados se determinará en base a la diferencia entre el 50% del valor anual de la transmisión por tramo asignada y la proporción de los ingresos tarifarios reales disponibles del semestre anterior, dividida por la suma de la energía proyectada total a facturar a los suministros finales en el sistema interconectado para el mismo semestre.

Los cargos únicos a que hace referencia el presente artículo serán calculados semestralmente por la Comisión en el informe técnico respectivo y fijado mediante resolución exenta, con ocasión de la determinación de los precios de nudo definidos en el artículo 162°. Dichos valores, así como las reliquidaciones o ajustes a que hubiere lugar, serán calculados por el Coordinador, según lo señalado en esta ley y conforme a los procedimientos que el reglamento establezca.

Las boletas o facturas a usuarios libres o regulados extendidas por sus respectivos suministradores deberán señalar separadamente los cobros por concepto de transmisión nacional, zonal, para polos de desarrollo, de instalaciones de

transmisión dedicada utilizada por parte de usuarios sometidos a regulación de precios, distribución y cualquier otro cargo que se efectúe en ella, en la forma y periodicidad que determine el reglamento.

Artículo 116°.- Pago por uso de los Sistemas para Polos de Desarrollo. Para efectos de la determinación del cargo único para la remuneración de la proporción no utilizada por centrales generadoras existentes en los sistemas de transmisión para polos de desarrollo, se entenderá como proporción no utilizada aquella resultante de la diferencia entre uno y el cociente entre la suma de la capacidad instalada de generación, respecto de la totalidad de la capacidad instalada de transmisión. Dicha proporción distinguirá las líneas y subestaciones dedicadas, nuevas de las existentes, según corresponda, cuyas características técnicas hubiesen sido modificadas conforme a lo señalado en el artículo 88°, según lo establezca el reglamento.

Si transcurrido los cinco periodos tarifarios a que hace referencia el artículo 99° no se ha utilizado la capacidad total de transporte prevista, se extenderá este régimen de remuneración hasta por dos periodos tarifarios adicionales. A partir de entonces, sólo se considerará la capacidad de la generación existente, para su valorización y remuneración.

El pago de los sistemas de transmisión para polos de desarrollo de cargo de los consumidores finales libres y regulados, se determinará en base a la diferencia entre el 50% de la proporción del valor anual de los tramos, asignada a dichos consumidores, y

la proporción de los ingresos tarifarios reales disponibles del semestre anterior, dividida por la suma de la energía proyectada total a facturar a los suministros finales del sistema interconectado para el mismo semestre.

El reglamento establecerá los mecanismos y procedimientos para la correcta determinación de dichos pagos.

Artículo 117°.- Repartición de Ingresos. Dentro de cada sistema de transmisión nacional, zonal, para polos de desarrollo y transmisión dedicada utilizada por usuarios sometidos a regulación de precios, los ingresos percibidos por concepto de cargo semestral por uso e ingresos tarifarios reales, serán repartidos entre los propietarios de las instalaciones de cada sistema de acuerdo con lo siguiente:

a) De la recaudación mensual total de cada segmento y sistema, se pagará en primer lugar el valor anual de la transmisión por tramo de las instalaciones declaradas como obra nueva y obra de ampliación, conforme lo señalado en el artículo 89° y de acuerdo a las fórmulas de indexación de éste, y la proporción de la transmisión dedicada utilizada por usuarios sometidos a regulación de precios.

b) En cada segmento y sistema, el resto de las instalaciones recibirán el remanente de la recaudación a prorrata del A.V.I.+C.O.M.A. de las instalaciones resultante del o los estudios de valorización, conforme las fórmulas de indexación de los mismos.

c) En cada sistema y segmento, las diferencias que se produzcan entre la recaudación total y el valor

anual de la transmisión por tramo, deberán ser consideradas en el período siguiente a fin de abonar o descontar dichas diferencias según corresponda, en el cálculo del cargo para el próximo período.

d) El Coordinador deberá realizar todos los cálculos necesarios para la repartición de ingresos a que hace referencia el presente artículo, de acuerdo a lo establecido en la normativa vigente y deberá resguardar que la recaudación anual asignada a cada tramo no sea superior a su valorización anual.

Artículo 118°.- Tasa de Descuento. La tasa de descuento que deberá utilizarse para determinar la anualidad del valor de inversión de las instalaciones de transmisión será calculada por la Comisión cada cuatro años de acuerdo al procedimiento señalado en el artículo siguiente. Esta tasa será aplicable después de impuestos, y para su determinación se deberá considerar el riesgo sistemático de las actividades propias de las empresas de transmisión eléctrica en relación al mercado, la tasa de rentabilidad libre de riesgo, y el premio por riesgo de mercado. En todo caso la tasa de descuento no podrá ser inferior al siete por ciento ni superior al diez por ciento.

El riesgo sistemático señalado, se define como un valor que mide o estima la variación en los ingresos de una empresa eficiente de transmisión eléctrica con respecto a las fluctuaciones del mercado.

La tasa de rentabilidad libre de riesgo corresponderá a la tasa interna de retorno promedio ofrecida por el Banco Central de Chile o la Tesorería General de la República para un instrumento reajutable

en moneda nacional. El tipo de instrumento y su plazo deberán considerar las características de liquidez, estabilidad y montos transados en el mercado secundario de cada instrumento en los últimos dos años a partir de la fecha de referencia del cálculo de la tasa de descuento, así como su consistencia con el horizonte de planificación de la empresa eficiente. El período considerado para establecer el promedio corresponderá a un mes y corresponderá al mes calendario de la fecha de referencia del cálculo de la tasa de descuento.

El premio por riesgo de mercado se define como la diferencia entre la rentabilidad de la cartera de inversiones de mercado diversificada y la rentabilidad del instrumento libre de riesgo definida en este artículo.

La información nacional o internacional que se utilice para el cálculo del valor del riesgo sistemático y del premio por riesgo deberá permitir la obtención de estimaciones confiables desde el punto de vista estadístico.

De este modo, la tasa de descuento será la tasa de rentabilidad libre de riesgo más el premio por riesgo multiplicado por el valor del riesgo sistemático.

Artículo 119°.- Procedimiento de Cálculo de la Tasa de Descuento. Antes de cinco meses del plazo señalado en el artículo 107° para comunicar las bases preliminares del o los estudios de valorización, la Comisión deberá licitar un estudio que defina la metodología de cálculo de la tasa de descuento, los

valores de sus componentes, conforme a lo señalado en el artículo anterior.

Finalizado dicho estudio, la Comisión emitirá un informe técnico con la tasa de descuento, cuyo valor deberá ser incorporado en las bases preliminares a que se refiere el artículo 107°, para efectos de ser observado por las empresas participantes y usuarios e instituciones interesadas a que se refiere el artículo 90°, y sometido al dictamen del Panel en caso de discrepancias, con ocasión de dicho proceso. El informe técnico señalado precedentemente deberá acompañarse como antecedente en las bases preliminares señaladas.

Artículo 120°.- Peajes de Distribución. Los concesionarios de servicio público de distribución de electricidad estarán obligados a prestar el servicio de transporte, permitiendo el acceso a sus instalaciones de distribución, tales como líneas aéreas o subterráneas, subestaciones y obras anexas, en las condiciones técnicas y de seguridad que se establezcan, para que terceros den suministro a usuarios no sometidos a regulación de precios ubicados dentro de su zona de concesión.

Quienes transporten electricidad y hagan uso de estas instalaciones conforme al inciso anterior estarán obligados a pagar al concesionario un peaje igual al valor agregado de distribución vigente en la zona en que se encuentra el usuario, dentro de la respectiva área típica, ajustado de modo tal que si los clientes no regulados adquirieran su potencia y energía a los precios de nudo considerados para establecer la tarifa de los clientes sometidos a regulación de precios de la

concesionaria de servicio público de distribución en la zona correspondiente, el precio final resultará igual al que pagarían si se les aplicara las tarifas fijadas a la referida concesionaria en dicha zona.

Serán aplicables a este servicio las disposiciones establecidas en los artículos 126°, en lo referente a la garantía para caucionar potencias superiores a 10 kilowatts, 141° y 225°, letra q).

El Ministerio de Energía, previo informe de la Comisión, fijará estos peajes con ocasión de la fijación de tarifas de distribución correspondiente. El reglamento establecerá el procedimiento para la fijación y aplicación de dichos peajes.

Las discrepancias que se produzcan en relación a la fijación de peajes de distribución señalada en el presente artículo podrán ser sometidas al dictamen del Panel de Expertos de acuerdo al procedimiento señalado en el artículo 211°.

Artículo 121°.- Facturación, mora, título ejecutivo factura. En caso de mora o simple retardo en el pago de las facturas que se emitan entre las empresas sujetas a coordinación del Coordinador, éstas podrán aplicar sobre los montos adeudados el interés máximo convencional definido en el artículo 6° de la ley N°18.010, vigente el día del vencimiento de la obligación respectiva.

Las facturas emitidas por las empresas de transmisión para el cobro de la remuneración del sistema de transmisión tendrán mérito ejecutivo.

Artículo 122°.- Garantías para proyectos de inversión en Sistemas de Transmisión. Las empresas de transmisión tendrán derecho a dar en garantía para la obtención de un financiamiento para la construcción y ejecución de un proyecto de transmisión nacional, zonal y para polos de desarrollo, los derechos de ejecución y explotación de obras nuevas pertenecientes a dichos sistemas de transmisión, que se hayan fijado a través del decreto del Ministerio de Energía a que se refiere el artículo 92. Para dichos efectos, se podrá optar por las siguientes alternativas:

1° Constituir una prenda civil sobre los derechos que para dichas empresas nacen del decreto indicado precedentemente. La prenda se entenderá constituida y se registrará por las reglas generales del Código Civil, efectuándose la tradición mediante la entrega por parte de la empresa de transmisión al acreedor prendario, del decreto en donde consten los derechos dados en prenda.

2° Ceder condicionalmente los derechos objeto del citado decreto, sujeto a la condición suspensiva de incumplimientos contemplados en el respectivo contrato de crédito celebrado entre la empresa transmisora y su o sus acreedores.

3° Otorgar un mandato irrevocable en los términos del artículo 241 del Código de Comercio, al o los acreedores de la empresa de transmisión para percibir las tarifas a que tenga derecho esta última de acuerdo al decreto referido en el inciso primero. Podrá convenirse en dicha cesión condicional, que el o los acreedores deberán imputar los montos percibidos en virtud del mandato con los correspondientes a la deuda

existente entre la empresa de transmisión y dicho acreedor. La imputación de los montos percibidos se realizará de acuerdo a las reglas acordadas por las partes en el contrato de crédito en cuestión o, a falta de ellas, a las contenidas en el Código Civil.

En caso de otorgarse uno o más de los contratos indicados en los numerales anteriores, la empresa de transmisión deberá dar cumplimiento a lo indicado en el inciso siguiente, debiendo, además, el comprador en remate de los derechos ejecutados o el adquirente de los mismos por haberse cumplido la condición suspensiva en cuestión, reunir los requisitos establecidos en esta ley y en las bases de licitación de las obras de expansión, al igual que lo hiciera la empresa deudora, en los términos prescritos en el inciso siguiente.

Deberá ser sometido a la aprobación de la Comisión, las bases del remate a efecto de acreditar el cumplimiento de las exigencias establecidas en el inciso anterior, en forma previa al mismo. Tratándose de la cesión condicional del derecho, la empresa transmisora deberá notificar a la Comisión y a la Superintendencia de este hecho. El no cumplimiento por parte de la adquirente o cesionaria de los requisitos indicados en el inciso anterior, resolverá de pleno derecho la compra o cesión de los derechos de la cedente. La adquisición de los derechos de crédito no implicará la extinción de las obligaciones originadas por la normativa eléctrica de la empresa cedente, salvo que se demuestre la imposibilidad material de dar cumplimiento a las mismas y así lo resuelvan en conjunto la Superintendencia y la Comisión.".

5) Suprímese el artículo 123°.

6) Modifícase el inciso segundo del artículo 128° en el siguiente sentido:

a) Intercálase a continuación del punto seguido la siguiente frase: "Para las empresas de transmisión, el interés deberá ser igual a la tasa de descuento establecida en el artículo 118°."

b) Reemplázase en la última oración la palabra "El" por "Para las empresas generadoras y distribuidoras, el".

7) Elimínase en el inciso quinto del artículo 134° el párrafo final "contado desde la respectiva presentación.", pasando la coma que le antecede a ser un punto aparte.

8) Reemplázase en el inciso final del artículo 135° ter la sigla "CDEC" por la expresión "Coordinador", las dos veces que aparece.

9) Reemplázase en los incisos segundo, tercero, cuarto y sexto del artículo 135° quinquies, las veces que aparece, la sigla "CDEC" por "Coordinador".

10) Suprímense los artículos 137° y 138°.

11) Reemplázase en los incisos segundo y tercero del artículo 146° ter, cada vez que aparece, el guarismo "137°" por "72°-1".

12) Suprímese el artículo 146° quáter.

13) Modifícase el artículo 149° en el siguiente sentido:

a) Reemplázase en el inciso segundo el guarismo "137°" por "72°-1";

b) Reemplázase en el inciso tercero la expresión "organismo de coordinación de la operación o CDEC" por la expresión "Coordinador";

c) Reemplázase en el inciso cuarto el guarismo "137°" por "72°-1", y

d) Reemplázase en el inciso quinto la expresión "troncal, de subtransmisión" por "nacional, zonal".

14) Reemplázase en el inciso segundo del artículo 149° quáter, la expresión "a las Direcciones de Peajes de los CDEC" por "al Coordinador".

15) Elimínase el artículo 150°.

16) Modifícase el artículo 150° bis en el siguiente sentido:

a) Reemplázase en el inciso primero, la expresión "la Dirección de Peajes del CDEC respectivo" por "el Coordinador".

b) Reemplázase en el inciso tercero la expresión "a la Dirección de Peajes del CDEC respectivo" por "al Coordinador".

c) Sustitúyense en el inciso sexto, las frases "Las Direcciones de Peajes de los CDEC" y "las señaladas Direcciones de Peajes", en ambos casos, por la expresión "el Coordinador".

d) Sustitúyense en el inciso noveno, las frases "La Dirección de Peajes del CDEC respectivo" y "a la Dirección de Peajes", por las expresiones "el Coordinador" y "al Coordinador", respectivamente.

e) Modifícase el inciso décimo en el siguiente sentido:

i. Sustitúyese, la frase "la Dirección de Peajes del CDEC respectivo" por "el Coordinador"; la frase "la referida Dirección" por "el referido Coordinador"; y, la expresión "la Dirección de Peajes" por "el Coordinador";

ii. Reemplázase la oración "aplicable a las discrepancias previstas en el número 11 del artículo 208°" por la frase "establecido en el artículo 211°".

17) Modifícase el artículo 150° ter en el siguiente sentido:

a) Reemplázase en el inciso decimocuarto la frase "los factores de penalización de energía del sistema correspondiente," por la siguiente "la razón entre el precio de nudo de energía en dicho punto particular del sistema y el precio de nudo de energía en el punto de inyección, ambos".

b) Reemplázase en el inciso decimoséptimo la expresión "la Dirección de Peajes correspondiente" por "el Coordinador".

c) Reemplázase en el inciso decimoctavo la expresión "cada Dirección de Peajes" por "el Coordinador".

d) Modifícase el inciso décimonoveno en el siguiente sentido:

i. Reemplázase la expresión "inciso primero del artículo 119°" por la frase "inciso segundo del artículo 149°";

ii. Reemplázase la expresión "dicha Dirección" por "el Coordinador,".

e) Reemplázase en el inciso final la frase "la Dirección de Peajes que corresponda" por "el Coordinador".

18) Modifícase el artículo 155° en el siguiente sentido:

a) Reemplázase, en el número 2.- del inciso primero, la frase "del cargo único por concepto de uso del sistema de transmisión troncal, señalado en la letra a) del artículo 102°" por "los cargos señalados en los artículos 115°, 116° y 212°-13".

b) Modifícase el inciso tercero del siguiente modo:

i. Reemplázase, en el primer párrafo, la frase "el sistema de transmisión troncal conforme señala el artículo 102°" por "los sistemas de transmisión conforme señalan los artículos 115° y 116°".

ii. Agrégase el siguiente párrafo tercero y final:

"- Cargo por Servicio Público a que hace referencia el artículo 212°-13.".

19) Modifícase el artículo 157° en el siguiente sentido:

a) Reemplázase en el inciso primero la expresión "generación-transporte" por "generación".

b) Sustitúyese en el inciso tercero la expresión "las Direcciones de Peajes de los CDEC

respectivos, de manera coordinada" por "el Coordinador".

20) Modifícase el artículo 162° en el siguiente sentido:

a) Intercálase en el número 1, entre las expresiones "instalaciones existentes y" y "en construcción" la expresión "aquellas declaradas por la Comisión".

b) Reemplázanse en el número 2 el guarismo "166°" por "165°" y la frase "El valor así obtenido se denomina precio básico de la energía" por "Los valores así obtenidos, para cada una de las barras, se denominan precios básicos de la energía".

c) Elimínase el número 4.

d) Modifícase el número 5 en el siguiente sentido:

i. Sustitúyense la frase "subestaciones troncales" por "barras del sistema de transmisión nacional" y la palabra "subestación" por la palabra "barra".

ii. Intercálase entre la primera coma y la expresión "se calcula" la siguiente frase: "y que no tenga determinado un período básico de potencia,".

e) Reemplázase el número 6 por el siguiente:

"6.- El cálculo de los factores de penalización de potencia de punta a que se refiere el número 5 anterior, se efectúa considerando las pérdidas marginales de transmisión de potencia de punta, considerando el programa de obras de generación y

transmisión señalado en el número 1 de este artículo, y".

f) Sustitúyese, en el número 7, la expresión ", y" por un punto aparte.

g) Elimínase el número 8.

21) Reemplázase en el inciso final del artículo 163° la expresión "en un CDEC" por "entre las empresas sujetas a coordinación".

22) Reemplázase en el artículo 165° la expresión "de los CDEC" por "del Coordinador".

23) Reemplázanse, en el número 2 del artículo 167°, la palabra "troncal" por "nacional" y el guarismo "102°" por "115°".

24) Reemplázase en el inciso primero del artículo 170° la expresión "CDEC" por "Coordinador".

25) Reemplázanse, en el inciso primero del artículo 177°, la coma que sigue a la palabra "definitivas", que pasa a ser punto seguido, y la frase "las que en todo caso deberán ser aprobadas por ésta antes de once meses del término de vigencia de los precios vigentes y serán públicas" por la siguiente oración: "Si se mantuviesen controversias, las empresas podrán presentar sus discrepancias al Panel, en un plazo máximo de diez días contado desde la recepción de las bases técnicas definitivas. El panel de expertos deberá emitir su dictamen dentro del plazo de treinta días contados desde la respectiva audiencia a que hace referencia el artículo 211°. En todo caso, las bases definitivas deberán ser aprobadas por la Comisión

antes de once meses del término de vigencia de los precios vigentes.”.

26) Reemplázase, en el artículo 181°, la frase “y del cargo único por concepto de uso del sistema de transmisión troncal, señalado en la letra a) del artículo 102°” por la siguiente “los cargos señalados en los artículos 115°, 116° y 212°-13”.

27) Incorpórase, en el artículo 184°, el siguiente inciso cuarto y final, nuevo:

“Las discrepancias que se produzcan en relación a la fijación de los precios de los servicios, a que se refiere el número 4 del artículo 147°, podrán ser sometidos al dictamen del Panel de Expertos conforme al procedimiento establecido en el artículo 211°.”.

28) Reemplázase el artículo 208° por el siguiente:

“Artículo 208°.- Serán sometidas al dictamen del Panel de Expertos las discrepancias que se produzcan en relación con las materias que se señalen expresamente en la presente ley o en el reglamento, y en otras leyes en materia energética.

Asimismo, serán sometidas a dicho dictamen, las discrepancias que se susciten entre el Coordinador y las empresas sujetas a su coordinación en relación a los procedimientos técnicos, instrucciones y cualquier otro acto de coordinación de la operación del sistema y del mercado eléctrico que emane del Coordinador, en cumplimiento de sus funciones.

Podrán, asimismo, someterse al dictamen del Panel de Expertos las discrepancias que las empresas

eléctricas tengan entre sí con motivo de la aplicación técnica o económica de la normativa del sector eléctrico y que, de común acuerdo, sometan a su dictamen.".

29) Reemplázase en la letra b) del artículo 210°, la expresión "en el artículo 208°" por la siguiente: "en la presente ley o reglamento u en otras leyes en materia energética.".

30) Modifícase el artículo 211° en el siguiente sentido:

a) Reemplázase el inciso segundo por el siguiente:

"Requerida la intervención del Panel de Expertos, éste en el más breve plazo, deberá notificar a las partes y los interesados las discrepancias presentadas. Asimismo, se convocará a una sesión especial, debiendo establecer en ella un programa de trabajo que considerará una audiencia pública con las partes y los interesados, de la que se dejará constancia escrita, entendiéndose siempre que la Comisión y la Superintendencia tienen la condición de interesados en lo que respecta a las esferas de sus respectivas atribuciones. Dicha audiencia deberá realizarse no antes del plazo de diez días contados desde la notificación de las discrepancias. El Panel evacuará el dictamen dentro del plazo de treinta días contados desde la realización de la audiencia, salvo que la normativa legal o reglamentaria establezca un plazo diferente. El dictamen será fundado y todos los

antecedentes recibidos serán públicos desde la notificación del dictamen.”.

b) Intercálase, en el inciso tercero, entre la expresión “participen” y la frase “en el procedimiento respectivo”, la siguiente expresión: “, en calidad de partes,”.

c) Reemplázase el inciso final por el siguiente:

“No obstante, el Ministro de Energía, mediante resolución exenta fundada, podrá, dentro del plazo de diez días contado desde la notificación del dictamen, declararlo inaplicable, en caso que se refiera a materias ajenas a las señaladas en el artículo 208°.”.

31) Modifícase el artículo 212° en el siguiente sentido:

a) Reemplázanse, los incisos primero y segundo, del artículo 212°, por los siguientes:

“El financiamiento del Panel se establecerá a través de un presupuesto anual, el que deberá ser aprobado por la Subsecretaria de Energía en forma previa a su ejecución. Este presupuesto será financiado conforme a lo señalado en el artículo 212°-13. Para estos efectos, el Panel deberá presentar a la Subsecretaria de Energía, antes del 30 de septiembre de cada año, el presupuesto anual para el siguiente año.

El presupuesto del Panel de Expertos deberá comprender los honorarios de sus miembros y del secretario abogado, los gastos en personal administrativo y demás gastos generales.

El procedimiento de recaudación del cargo por servicio público para el financiamiento del Panel y su pago se efectuará en la forma que señale el reglamento.”.

b) Suprímese el actual inciso tercero.

32) Intercálase, a continuación del artículo 212°, el siguiente Título VI bis, nuevo:

“Título VI BIS

Del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional

Artículo 212°-1.- Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, el Coordinador. El Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional es el organismo técnico e independiente encargado de la coordinación de la operación del conjunto de instalaciones del sistema eléctrico nacional que operen interconectadas entre sí.

El Coordinador es una corporación autónoma de derecho público, sin fines de lucro, con patrimonio propio y de duración indefinida. Su domicilio será la ciudad de Santiago, sin perjuicio de que pueda establecer oficinas o sedes a lo largo del país. El Coordinador podrá celebrar todo tipo de actos y contratos con sujeción al derecho común.

El Coordinador no forma parte de la Administración del Estado, no siéndole aplicable las

disposiciones generales o especiales, dictadas o que se dicten para el sector público, salvo expresa mención. Su organización, composición, funciones y atribuciones se regirán por la presente ley y su reglamento.

Artículo 212°-2.- Transparencia y publicidad de la información. El principio de transparencia es aplicable al Coordinador, de modo que deberá mantener a disposición permanente del público, a través de su sitio electrónico, los siguientes antecedentes debidamente actualizados, al menos, una vez al mes:

- a) El marco normativo que le sea aplicable.
- b) Su estructura orgánica u organización interna.
- c) Las funciones y competencias de cada una de sus unidades u órganos internos.
- d) Sus estados financieros y memorias anuales.
- e) La composición de su Consejo Directivo y la individualización de los responsables de la gestión y administración.
- f) Información consolidada del personal.
- g) Toda remuneración percibida en el año por cada integrante de su Consejo Directivo y del Director Ejecutivo, por concepto de gastos de representación, viáticos, regalías y, en general, todo otro estipendio. Asimismo, deberá incluirse, de forma global y consolidada, la remuneración total percibida por el personal del Coordinador.

Asimismo, el Coordinador deberá proporcionar toda la información que se le solicite, salvo que concurra alguna de las causales de secreto o reserva

que establece la ley y la Constitución, o que su publicidad, comunicación o conocimiento afecte el debido cumplimiento de las funciones del Coordinador o derechos de las personas, especialmente en el ámbito de su vida privada o derechos de carácter comercial o económico. El procedimiento para la entrega de la información solicitada se deberá realizar en los plazos y en la forma que establezca el reglamento. Toda negativa a entregar la información deberá formularse por escrito y deberá ser fundada, especificando la causal legal invocada y las razones que en cada caso motiven su decisión.

La información anterior deberá incorporarse a sus sitios electrónicos en forma completa, y de un modo que permita su fácil identificación y un acceso expedito.

Corresponderá al Director Ejecutivo velar por el cumplimiento de la obligación que establece este artículo y se le considerará para estos efectos el jefe superior del órgano. Serán aplicables a su respecto, lo dispuesto en los artículos 8°, 47 y 48 de la ley N°20.285, sobre Acceso a la Información Pública. En caso de incumplimiento, las sanciones serán aplicadas por el Consejo para la Transparencia.

Artículo 212°-3: Administración y Dirección del Coordinador.

La dirección y administración del Coordinador estará a cargo de un Consejo Directivo, compuesto por siete consejeros, los que serán elegidos conforme al artículo 212-5. Al Consejo Directivo le corresponderá

la representación judicial y extrajudicial del organismo.

El Coordinador contará con un Director Ejecutivo, que será designado y/o removido por el Consejo Directivo en la forma y con el quórum establecido en el artículo 212-8. Le corresponderá al Director Ejecutivo:

a) La ejecución de los acuerdos y directrices adoptados por el Consejo Directivo;

b) La supervisión permanente de la administración y funcionamiento técnico del organismo;

c) Proponer al Consejo Directivo la estructura organizacional del Coordinador; y

d) Las demás materias que le delegue el Consejo Directivo.

Los miembros del Consejo Directivo, el Director Ejecutivo y el personal del Coordinador no tendrán el carácter de personal de la Administración del Estado y se regirán exclusivamente por las normas del Código del Trabajo. No obstante, a éstos se les extenderá la calificación de empleados públicos sólo para efectos de aplicarles el artículo 260° del Código Penal.

El Coordinador deberá contar con una estructura interna y personal necesario e idóneo para el cumplimiento de sus funciones, la que será determinada por el Consejo Directivo. Para estos efectos, el Consejo Directivo deberá elaborar los Estatutos del Coordinador, los que deberán regular la organización interna de la institución y contener las normas que aseguren su adecuado funcionamiento.

Artículo 212°-4.- Deber del Consejo Directivo de velar por el cumplimiento de las funciones del Coordinador y normativa. Le corresponderá al Consejo Directivo del Coordinador velar por el cumplimiento de las funciones que la normativa vigente asigna al Coordinador y adoptar las medidas que sean necesarias para asegurar dicho cumplimiento, en el ámbito de sus atribuciones. El Consejo Directivo deberá informar a la Superintendencia y a la Comisión cualquier hecho o circunstancia que pueda constituir una infracción a la normativa eléctrica vigente por parte de las empresas sujetas a su coordinación, identificando al propietario de las instalaciones pertinentes, cuando corresponda.

Artículo 212°-5.- Del Consejo Directivo del Coordinador. Los miembros del Consejo Directivo serán elegidos, en un proceso público y abierto, por el Comité Especial de Nominaciones, de una o más ternas de candidatos al cargo confeccionada por una empresa especializada, los que deberán acreditar experiencia profesional en el sector eléctrico o en las demás áreas que defina dicho Comité y reunir las condiciones de idoneidad necesarias para desempeñar el cargo. Las especificaciones técnicas de la empresa especializada y los aspectos operativos del procedimiento de elección de los consejeros del Consejo Directivo del Coordinador serán establecidas en el reglamento.

Los consejeros durarán cuatro años en su cargo, pudiendo ser reelegidos. El Consejo Directivo se renovará parcialmente cada dos años.

Los consejeros podrán ser removidos de su cargo por el Comité Especial de Nominaciones por causa

justificada, por el mismo quórum calificado fijado para su elección. La destitución, remoción de uno cualquiera de los miembros del Consejo Directivo, será decretada por el Comité especial de Nominaciones, a solicitud de la Superintendencia, por causa justificada y conforme al procedimiento establecido en el reglamento que se dicte al efecto, el que establecerá las definiciones, plazos, condiciones y procedimiento para el ejercicio de la presente atribución.

El Consejo Directivo designará entre sus miembros a un presidente y a su respectivo suplente para que ejerza las funciones de aquél en caso de ausencia o impedimento de cualquier naturaleza.

Los consejeros cesarán en sus funciones por alguna de las siguientes circunstancias:

- a) Término del período legal de su designación;
- b) Renuncia voluntaria;
- c) Destitución o remoción por causa justificada, y
- d) Incapacidad sobreviniente que le impida ejercer el cargo por un periodo superior a tres meses consecutivos o seis meses en un año.

En caso de cesación anticipada del cargo de consejero, cualquiera sea la causa, el Comité Especial de Nominaciones se constituirá, a petición de la Comisión, para elegir un reemplazante por el tiempo que restare para la conclusión del período de designación del consejero cuyas funciones hayan cesado anticipadamente, salvo que éste fuese igual o inferior a seis meses.

El Consejo Directivo deberá sesionar con la asistencia de, a lo menos, cuatro de sus miembros. Sin perjuicio de lo anterior, los acuerdos se entenderán adoptados cuando cuenten con el voto favorable de la mayoría de los miembros del Consejo, salvo que esta ley o el Reglamento exijan una mayoría especial. El que presida tendrá voto decisorio en caso de empate. El Consejo Directivo deberá celebrar sesiones ordinarias con la periodicidad que establezcan los Estatutos Internos, y extraordinarias cuando las cite especialmente el Presidente, por sí o a requerimiento escrito de dos o más consejeros.

El Consejo Directivo podrá delegar parte de sus facultades en el Director Ejecutivo o los ejecutivos principales del Coordinador.

Asimismo, este Consejo podrá, por quórum calificado, asignar un nombre de fantasía al Coordinador.

Artículo 212°-6.- Incompatibilidades. El cargo de consejero del Consejo Directivo es de dedicación exclusiva y será incompatible con todo cargo o servicio remunerado que se preste en el sector público o privado. No obstante, los consejeros podrán desempeñar funciones en corporaciones o fundaciones, públicas o privadas, que no persigan fines de lucro, siempre que por ellas no perciban remuneración.

Asimismo, es incompatible la función de consejero con la condición de tenedor, poseedor o propietario de acciones o derechos, por sí o a través de terceros, de una persona jurídica sujeta a la

coordinación del Coordinador, de sus matrices, filiales o coligadas.

Las personas que al momento de su nombramiento les afecte cualquiera de dichas condiciones deberán renunciar a ella. Las incompatibilidades contenidas en el presente artículo se mantendrán por seis meses después de haber cesado en el cargo por cualquier causa. La infracción de esta norma será sancionada por la Superintendencia, pudiendo servir de causa justificada para la remoción del respectivo consejero.

Las incompatibilidades previstas en este artículo no regirán para las labores docentes o académicas siempre y cuando no sean financiadas por los coordinados, con un límite máximo de doce horas semanales. Tampoco regirán cuando las leyes dispongan que un miembro del Consejo Directivo deba integrar un determinado comité, consejo, directorio, u otra instancia, en cuyo caso no percibirán remuneración por estas otras funciones.

Cuando el cese de funciones se produzca por término del periodo legal del cargo o por incapacidad sobreviniente, el consejero tendrá derecho a gozar de una indemnización equivalente al total de las remuneraciones devengadas en el último mes, por seis meses. Si durante dicho período incurriere en alguna incompatibilidad perderá el derecho de gozar de tal indemnización desde el momento en que se produzca la infracción.

La infracción de lo dispuesto en el presente artículo será sancionada por la Superintendencia,

pudiendo servir de causa justificada para la remoción del respectivo consejero.

Artículo 212°-7.- Comité Especial de Nominaciones. El Comité Especial de Nominaciones estará compuesto por un representante del Ministerio de Energía, uno de la Comisión Nacional de Energía, uno del Consejo de Alta Dirección Pública, uno del Panel de Expertos, un decano de una facultad de ciencias o ingeniería de una Universidad del Consejo de Rectores y uno del Tribunal de Defensa de la Libre Competencia. La composición y funcionamiento del Comité Especial de Nominaciones y las demás normas que lo rijan serán establecidas por la Comisión mediante resolución dictada al efecto.

Todos los acuerdos del Comité deberán ser adoptados por el voto favorable de, al menos, cuatro de sus seis miembros.

Los integrantes del Comité no percibirán remuneración ni dieta adicional por el desempeño de sus funciones.

Artículo 212°-8.- Del Director Ejecutivo. El Director Ejecutivo deberá ser elegido y removido por el voto favorable de cinco de los Consejeros del Consejo Directivo de una terna de candidatos al cargo confeccionada por una empresa especializada. Las especificaciones técnicas de la empresa especializada y los aspectos operativos del procedimiento de elección del Director Ejecutivo serán establecidas en el estatuto interno del Coordinador.

El Director Ejecutivo responde personalmente de la ejecución de los acuerdos del Consejo.

Artículo 212°-9.- Responsabilidad del Coordinador y de los miembros del Consejo Directivo. Las infracciones a la normativa vigente en que incurra el Coordinador en el ejercicio de sus funciones darán lugar a las indemnizaciones de perjuicios correspondientes, según las reglas generales.

El Consejo Directivo es un órgano colegiado, que ejerce las funciones que la ley y la normativa eléctrica le asigna. Los consejeros deberán actuar en el ejercicio de sus funciones con el cuidado y diligencia que las personas emplean ordinariamente en sus propios negocios.

Las deliberaciones y acuerdos del Consejo Directivo deberán constar en un acta, la que deberá ser firmada por todos aquellos consejeros que hubieren concurrido a la respectiva sesión. Asimismo, en dichas actas deberá contar el o los votos disidentes del o los acuerdos adoptados por Consejo Directivo, para los efectos de una eventual exención de responsabilidad de algún consejero. Los estatutos internos del Coordinador deberán regular la fidelidad de las actas, su mecanismo de aprobación, observación y firma. Las actas del Consejo Directivo serán públicas.

Los consejeros son personalmente responsables de los acuerdos y actos que suscriban, así como de su ejecución, debiendo responder administrativamente conforme a lo señalado en el inciso sexto del presente artículo. Sin perjuicio de lo anterior, el Coordinador responderá civilmente de los hechos de los miembros del Consejo Directivo, incurridos en el ejercicio de su cargo, salvo que aquellos sean constitutivos de crímenes o simples delitos. Según corresponda, el

Coordinador tendrá derecho a repetir en contra de él o los consejeros responsables.

En caso de ejercerse acciones judiciales en contra de los miembros del Consejo Directivo por actos u omisiones en el ejercicio de su cargo, el Coordinador deberá proporcionarles defensa. Esta defensa se extenderá para todas aquellas acciones que se inicien en su contra por los motivos señalados, incluso después de haber cesado en el cargo.

La Superintendencia podrá aplicar sanciones consistentes en multas a los consejeros por su concurrencia a los acuerdos del Consejo Directivo que tengan como consecuencia la infracción de la normativa sectorial. Asimismo, los miembros del Consejo Directivo podrán ser sancionados por la infracción a su deber de vigilancia sobre las acciones del Coordinador, tales como, verificar que mantenga la contratación de personal idóneo para el adecuado ejercicio de las funciones del Coordinador. También podrán ser sancionados con multas los consejeros que infrinjan lo establecido en el artículo 212-6, relativo a sus incompatibilidades. Estas multas tendrán como tope máximo, para cada infracción, 30 unidades tributarias anuales por consejero. El consejero sancionado tendrá derecho, mientras posea la calidad de miembro del Consejo Directivo, a pagar la correspondiente multa mediante un descuento mensual máximo de un 30% de su remuneración bruta mensual hasta enterar su monto total.

Artículo 212°-10.- Remuneración del Consejo Directivo y del Director Ejecutivo. Los consejeros

recibirán una remuneración bruta mensual equivalente a la establecida para los integrantes del Panel de Expertos en el inciso cuarto del artículo 212. La remuneración del Director Ejecutivo será fijada por el Consejo Directivo.

Artículo 212°-11.- Financiamiento y Presupuesto Anual del Coordinador. El financiamiento del Coordinador se establecerá a través de un presupuesto anual, el que deberá ser aprobado por la Comisión en forma previa a su ejecución. Este presupuesto será financiado conforme a lo señalado en el artículo 212°-13.

Para estos efectos, el Consejo Directivo del Coordinador deberá presentar a la Comisión, antes del 30 de septiembre de cada año, el presupuesto anual del Coordinador, el que además deberá detallar el plan de trabajo para el respectivo año calendario, identificando las actividades que se desarrollarán, los objetivos propuestos y los indicadores de gestión que permitan verificar el cumplimiento de dichos objetivos. El presupuesto deberá permitir cumplir con los objetivos y funciones establecidas para el Coordinador en la normativa eléctrica vigente.

La Comisión justificadamente podrá observar y solicitar modificaciones al presupuesto anual del Coordinador, las que necesariamente deberán ser incorporadas por dicho organismo.

La Comisión deberá aprobar el presupuesto anual del Coordinador antes del 19 noviembre de cada año.

El Consejo Directivo, en cualquier momento y en forma debidamente justificada, podrá presentar a la

Comisión para su aprobación uno o más suplementos presupuestarios. En caso de aprobación, la Comisión deberá ajustar el cargo por servicio público a que hacer referencia el artículo 212°-13 con el objeto financiar dicho suplemento.

Adicionalmente, dentro de los primeros treinta días de cada año, el Coordinador deberá presentar a la Comisión la ejecución presupuestaria del año calendario inmediatamente anterior.

Artículo 212°-12.- Patrimonio del Coordinador. El patrimonio del Coordinador estará conformado por los bienes muebles, inmuebles, corporales o incorporeales, que se le transfieran o adquieran a cualquier título, como asimismo por los ingresos que perciba por los servicios que preste.

Artículo 212°-13.- Cargo por Servicio Público. El presupuesto del Coordinador, del Panel de Expertos y el estudio de franja que establece el artículo 93, será financiado por la totalidad de usuarios finales, libres y sujetos a fijación de precios, a través de un cargo por servicio público, el que será fijado anualmente por la Comisión, mediante resolución exenta e informado antes del 19 de noviembre de cada año, con el objeto de que el cargo señalado sea incorporado en las respectivas boletas o facturas a partir del mes de diciembre del año anterior del período presupuestario correspondiente.

Este cargo se calculará considerando la suma de los presupuestos anuales del Coordinador, el Panel de Expertos y el estudio de franja, dividido por la suma

de la energía proyectada total a facturar a los suministros finales para el año calendario siguiente.

El monto a pagar por los usuarios finales corresponderá al cargo por servicio público multiplicado por la energía facturada en el mes correspondiente. En el caso de los clientes sujetos a fijación de precios, este valor será incluido en las cuentas respectivas que deben pagar a la empresa distribuidora, las que a su vez deberán efectuar el pago de los montos recaudados mensualmente al Coordinador. Asimismo, en el caso de los clientes libres, este cargo deberá ser incorporado explícitamente en las boletas o facturas entre dichos clientes y su suministrador, los que deberán a su vez traspasar mensualmente los montos recibidos de parte de los clientes al Coordinador.

El Coordinador deberá repartir los ingresos recaudados a prorrata de los respectivos presupuestos anuales de dicho organismo, del Panel de Expertos y el elaborado por la Subsecretaría de Energía para el estudio de franja, según corresponda.

Los saldos a favor o en contra que se registren deberán imputarse al ejercicio de cálculo del presupuesto correspondiente del año siguiente.

El procedimiento para la fijación y la recaudación del cargo por servicio público, así como su pago se efectuará en la forma que señale el reglamento.”.

33) Suprímese el artículo 220°.

34) Elimínase el inciso primero del artículo 223°.

35) Modifícase el artículo 225° en el siguiente sentido:

a) Elimínase la letra b).

b) Reemplázase la letra y) por la siguiente:

“y) Energía Firme: Capacidad de producción anual esperada de energía eléctrica que puede ser inyectada al sistema por una unidad de generación de manera segura, considerando aspectos como la certidumbre asociada a la disponibilidad de su fuente de energía primaria, indisponibilidades programadas y forzadas. El detalle de cálculo de la energía firme, diferenciado por tecnología, deberá estar contenido en la Norma Técnica que la Comisión dicte para estos efectos.”.

c) Reemplázase la letra z) por la siguiente:

“z) Servicios complementarios: recursos técnicos con los que deberán contar las instalaciones de generación, transmisión, distribución y de clientes no sometidos a regulación de precios para la coordinación de la operación del sistema en los términos dispuestos en el artículo 72°-1. Son servicios complementarios aquellas prestaciones que permiten efectuar, a lo menos, un adecuado control de frecuencia, control de tensión y plan de recuperación de servicio, tanto en condiciones normales de operación como ante contingencias.”.

Artículo 2°.- Elimínase el artículo 16 B de la ley N°18.410, que crea la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Artículo primero.- El Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, para todos los efectos legales, es el continuador legal de los Centros de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central, CDEC SIC, y del Sistema Interconectado del Norte Grande, CDEC SING, a partir de la fecha señalada en el inciso siguiente, sin perjuicio de los derechos recíprocos que puedan existir de conformidad a los artículos transitorios siguientes.

El Coordinador deberá estar plenamente constituido y ejerciendo las funciones establecidas en la presente ley el 1° de enero de 2018. En el tiempo que medie entre la publicación de la presente ley en el Diario Oficial y la fecha señalada precedentemente, el CDEC SIC y el CDEC SING deberán seguir operando y ejerciendo las funciones que la normativa eléctrica les asigna.

Artículo segundo.- El Consejo Directivo del Coordinador deberá estar constituido a más tardar el 30 de junio de 2017. Para estos efectos, la Comisión deberá, antes del 31 de diciembre de 2016, convocar al Comité Especial de Nominaciones a que hace referencia el artículo 212°-7. Su composición, funcionamiento, las especificaciones técnicas de la empresa especializada y los procedimientos de la primera elección de los miembros del Consejo Directivo deberán ser establecidas por la Comisión mediante resolución exenta.

Artículo tercero.- El presupuesto anual del CDEC SING y del CDEC SIC correspondiente al año 2017 deberá contemplar una glosa o partida que considere los gastos y costos necesarios de implementación del Coordinador y de su Consejo Directivo correspondiente a dicho año calendario.

Artículo cuarto.- El Consejo Directivo deberá presentar a la Comisión para su aprobación, antes del 30 de septiembre de 2017, el presupuesto anual del Coordinador para el año siguiente, el que, además, deberá detallar el plan de trabajo para el respectivo año calendario, identificando las actividades que se desarrollarán, los objetivos propuestos y los indicadores de gestión que permitan verificar el cumplimiento de dichos objetivos, conforme a las funciones definidas en la presente ley.

Para los efectos del financiamiento del Coordinador, el cargo único por servicio público a que hace referencia el artículo 212°-13 deberá ser incorporado en las boletas o facturas emitidas a partir del mes de noviembre de 2017.

Artículo quinto.- El Consejo Directivo del Coordinador constituido conforme al artículo segundo transitorio, deberá presentar a la Comisión, a más tardar cuarenta y cinco días corridos desde su constitución, los Estatutos Internos del Coordinador.

Asimismo, a más tardar ciento veinte días corridos desde su constitución, el Consejo Directivo del Coordinador deberá designar al Director Ejecutivo y a los Ejecutivos principales del organismo conforme a la estructura interna definida en sus Estatutos, la que deberá contemplar unidades, departamento o gerencias

que les permita cumplir con las funciones de planificación, coordinación de la operación, coordinación de mercado eléctrico, administración, de información e estadísticas, entre otras. La elección de estos profesionales deberá efectuarse a través de un proceso público, informado y transparente, y sobre una terna de candidatos propuesta por una empresa especializada, de acuerdo a las especificaciones técnicas y procedimentales definidas en los Estatutos Internos del Coordinador.

Artículo sexto.- Los miembros del Directorio del CDEC SIC y del CDEC SING, así como los directores de las direcciones técnicas en ejercicio de dichos organismos, podrán ser propuestos por la empresa especializada a que hace referencia el artículo 2° y 5° transitorios para efectos de la elección de los consejeros del Consejo Directivo y los cargos de Director Ejecutivo o ejecutivos principales del Coordinador. En caso que éstos resulten electos, deberán renunciar a sus cargos en los respectivos CDEC.

Artículo séptimo.- Los miembros titulares o suplentes del Directorio del CDEC SING y del CDEC SIC que se encuentren en ejercicio, a la fecha de publicación de la presente ley en el Diario Oficial, continuarán en sus cargos hasta el 31 de diciembre de 2017, sin perjuicio que deban renunciar a sus cargos por la casual señalada en el artículo 6 ° transitorio anterior.

Artículo octavo.- Para los efectos de asegurar la continuidad de las funciones del CDEC, que serán asumidas por el Coordinador, el primero no podrá disponer de los bienes de su propiedad que sean

necesarios para el cumplimiento de dichas funciones hasta doce meses después de iniciadas las mismas, salvo que éstos hayan sido adquiridos previamente por el Coordinador. El Coordinador deberá pagar al CDEC por el uso o goce temporal de dichos bienes, de acuerdo a los valores de mercado vigentes.

Sin perjuicio de lo anterior, los CDEC deberán ceder al Coordinador el sistema SCADA a precio contable a 31 de diciembre de 2017, el que deberá ser pagado dentro de los primeros seis meses del 2018.

Artículo noveno.- Para los efectos laborales y previsionales, el Coordinador es el continuador legal del CDEC SIC y del CDEC SING. En especial se aplicará lo dispuesto en el artículo 4° del Código del Trabajo.

Artículo décimo.- El proceso de planificación anual de la transmisión troncal correspondiente al año 2016 no se regirá por las normas legales de la presente ley, manteniéndose vigentes a su respecto las disposiciones contenidas en el decreto con fuerza de ley N°4/20.018, de 2006, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado de la ley General de Servicios Eléctricos.

Por su parte, las normas contenidas en los artículos 87° y siguientes relativas a la planificación de la transmisión entrarán en vigencia a partir del 1° de enero de 2017. Para estos efectos, la propuesta de planificación anual de la transmisión del Coordinador a que hace referencia el inciso primero del artículo 91°, deberá ser enviada a la Comisión en el plazo señalado en dicho artículo por los respectivos CDEC.

Artículo undécimo.- Dentro de los noventa días siguientes a la publicación en el diario oficial de la

presente ley, el Ministerio de Energía deberá dar inicio al proceso de planificación energética a que hace referencia los artículos 83° y siguientes.

Artículo duodécimo.- Durante la vigencia del decreto del Ministerio de Energía que fija las tarifas de subtransmisión y sus respectivas fórmulas de indexación para el cuatrienio 2016-2019, la repartición de los ingresos asociados al pago por uso mensual que efectúen 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, se regirá por las siguientes disposiciones:

a) El ingreso a percibir asociados a costos estándares de inversión, mantención, operación y administración de las instalaciones que entraren en operación durante el cuatrienio correspondiente y no consideradas en el Informe Técnico que haya dado origen al decreto señalado, corresponderá al A.V.I.+C.O.M.A. de éstas.

b) El ingreso de las demás instalaciones corresponderá a la diferencia entre el monto total recaudado y la suma de los ingresos señalados en la letra a) precedente. El monto resultante deberá ser distribuido entre las empresas propietarias u operadoras de instalaciones de subtransmisión sobre la base de la proporción que represente el A.V.I.+C.O.M.A. de cada propietario u operador respecto al A.V.I.+C.O.M.A. total de cada sistema de subtransmisión.

Para efectos de lo señalado en el inciso anterior, la Comisión clasificará fundadamente las nuevas instalaciones en operación dentro de los sistemas de transmisión que corresponda, y determinará

su A.V.I.+C.O.M.A. en base al valor de instalaciones de características similares, contenidas en el Informe Técnico referido en la letra a) anterior.

Las modificaciones a las condiciones de aplicación que en virtud de la presente ley corresponda efectuar sobre el decreto señalado en el inciso primero, deberán ser establecidas mediante Decreto del Ministerio de Energía, previo informe de la Comisión, dentro de los noventa días siguientes a la publicación en el diario oficial de la presente ley.

Asimismo, las modificaciones de las condiciones de aplicación que en virtud de la presente ley correspondan efectuar sobre el decreto vigente que fija las instalaciones del sistema troncal para el cuatrienio 2016-2019, deberán ser establecidas mediante Decreto del Ministerio de Energía, previo informe de la Comisión, dentro de los noventa días siguientes a la publicación en el diario oficial de la presente ley. El área de influencia común, el valor de la transmisión por tramo y sus componentes con sus fórmulas de indexación, se mantendrán vigentes hasta el 31 de diciembre de 2019.

Artículo decimotercero.- La Comisión deberá dar inicio al proceso de valorización de los sistemas de transmisión señalado en el artículo 105° el primer día hábil de enero de 2018.

La tasa de descuento que se utilizará en el proceso de valorización de los sistemas de transmisión para el cuatrienio 2020-2024, no podrá ser inferior al siete por ciento ni superior al diez por ciento.

Artículo decimocuarto.- Para efectos de dar inicio al primer proceso de calificación de

instalaciones de transmisión y al primer proceso de cálculo de la tasa de descuento a que hacen referencia los artículos 100° y 119°, respectivamente, el plazo señalado en dichos artículos para iniciar los respectivos procesos deberá contabilizarse a partir de 1° de enero de 2018.

Artículo decimoquinto.- A partir de la publicación en el Diario Oficial de la presente ley, deberá iniciarse el proceso de calificación de aquellas nuevas instalaciones que se hayan incorporado al sistema eléctrico. Para estos efectos, la Dirección de Peajes de los CDEC respectivos deberá informar a la Comisión dichas instalaciones.

Artículo decimosexto.- A más tardar el 30 de septiembre de 2017, el CDEC SIC y el CDEC SING deberán implementar de manera conjunta el Sistema de Información Pública del Coordinador a que hace referencia el artículo 72-8, a lo menos, con la información señalada en las letras a) y d) de dicho artículo, así como toda aquella información que le sea solicitada incorporar por la Comisión con la debida antelación.

Artículo decimoséptimo.- Toda instalación existente a la fecha de publicación de la presente ley deberá certificar el cumplimiento de la normativa técnica correspondiente, en conformidad a lo establecido en el artículo 72°-15. Para ello, dentro del plazo de doce meses desde la publicación de la presente ley, la Superintendencia deberá autorizar los organismos certificadores independientes respectivos. Vencido el plazo anterior, los propietarios de instalaciones existentes tendrán un plazo no superior a

dieciocho meses para realizar la certificación a sus instalaciones. En caso de que la certificación de la instalación no pueda ser obtenida por razones fundadas, excepcionalmente el coordinado deberá proponer al Coordinador para su aprobación, el plazo en el que ejecutará las adecuaciones pertinentes, presentando un plan de trabajo con una duración acorde a la magnitud de adecuaciones a realizar, el que no podrá superar 30 meses.

Artículo decimoctavo.- Los servicios complementarios que se estén prestando a la fecha de publicación de la presente ley, se seguirán prestando y remunerando en conformidad a las normas que la presente ley deroga, hasta el 31 de diciembre de 2017.

Por su parte, antes del mes de junio de 2017, los CDEC respectivos deberán presentar a la Comisión la propuesta de servicios complementarios a que hace referencia el inciso tercero del artículo 72°-7, señalando los que pueden ser valorizados a través de un proceso de licitación o a través de un estudio de costos. A más tardar dentro de los treinta días siguientes contados desde la presentación de dicha propuesta, la Comisión definirá los servicios complementarios, metodología de pago y su mecanismo de valorización.

Artículo decimonoveno.- Dentro del plazo de ciento veinte días contado desde la publicación de la presente ley en el Diario Oficial, se deberán dictar los reglamentos que establezcan las disposiciones necesarias para su ejecución. No obstante, mientras los referidos reglamentos no entren en vigencia, dichas disposiciones se sujetarán en cuanto a los plazos,

requisitos y condiciones a las disposiciones de esta ley y a las que se establezcan por resolución exenta de la Comisión.

Artículo vigésimo.- El régimen de recaudación, pago y remuneración de la transmisión troncal que la presente ley modifica y el de la transmisión nacional, se regirán por las siguientes reglas:

a) El régimen de recaudación, pago y remuneración de la transmisión troncal que modifica la presente ley, se aplicará hasta el 31 de diciembre de 2018 a las instalaciones troncales existentes y posteriormente a las del sistema nacional.

No obstante lo anterior, el cálculo de los pagos para el año 2018 deberá ser realizado de conformidad a lo siguiente:

1. Los ingresos tarifarios esperados serán valorizados igual a cero. Por su parte, los ingresos tarifarios reales de los tramos del sistema de transmisión nacional serán descontados íntegramente del cálculo del cargo unitario aplicable a clientes finales por el uso del sistema nacional para el año siguiente, particularmente en este caso el año 2019, conforme lo especifique la resolución exenta que la Comisión dicte para estos efectos.

2. El Valor Anual de la Transmisión por Tramo de las instalaciones del sistema de transmisión troncal: Nueva Crucero Encuentro 500/220 kV, Nueva Crucero Encuentro 500 kV-Los Changos 500 kV, Los Changos 500/220 kV, Los Changos 220 kV-Kapatur 220 kV, Los Changos 500 kV-Cumbres 500 kV, Cumbres 500 kV-Nueva Cardones-500 kV, serán remuneradas en su totalidad, mediante un cargo único, por los clientes finales, libres y regulados, que forman parte de los sistemas

SIC y SING en la proporción de tiempo en que el flujo por el tramo Los Changos 500 kV-Cumbres 500 kV, presente direcciones hacia cada uno de los referidos sistemas. Los ingresos tarifarios reales de los tramos de las instalaciones señaladas precedentemente serán descontados del respectivo cargo único correspondiente al año 2019.

3. La proporción de tiempo en que el flujo por el tramo Los Changos 500 kV-Cumbres 500 kV, presente direcciones hacia cada uno de los referidos sistemas, se calculará en términos esperados para el año 2018, manteniéndose fija durante todo el período que medie entre los años 2019 y 2034, ambos inclusive.

4. El cálculo del pago por inyección de las centrales generadoras considerará el uso esperado de las instalaciones del sistema eléctrico interconectado, calculando las prorratas de participación en cada tramo para cada central, ajustadas por la proporción que corresponda de aplicar las reglas de pertenencia al Área de Influencia Común. Las prorratas ajustadas se aplicaran sobre la valorización anual de cada tramo, excluyendo los tramos de las instalaciones señaladas en el numeral 2 precedente.

b) Para el período que media entre 1 de enero de 2019 y el 31 de diciembre de 2034 se aplicará el siguiente régimen de pago por las instalaciones del sistema de transmisión nacional:

1. Los ingresos tarifarios esperados serán valorizados igual a cero.

2. Los ingresos tarifarios reales de los distintos tramos de las instalaciones de transmisión nacional, así como de los tramos de las instalaciones señaladas en el número 2 de la letra a) precedente,

serán descontados del respectivo cargo único del año siguiente, de conformidad a lo dispuesto en la letra d) siguiente.

3. Las instalaciones del sistema de transmisión nacional que entren en operación a partir del 1 de enero de 2019, serán pagadas íntegramente por los consumidores finales libres y regulados, mediante un cargo único nacional, exceptuando las instalaciones señaladas en el número 2 de la letra a) precedente.

4. El pago del sistema de transmisión nacional por parte de las centrales generadoras se efectuará de acuerdo a las siguientes reglas:

a) El pago de cada central generadora existente al 31 de diciembre de 2018, se calculará a partir de las prorratas de uso esperado para el cálculo de pago del año 2018, sin considerar los ingresos tarifarios reales y esperados. Estas prorratas de uso se mantendrán fijas durante todo el período que medie entre los años 2019 y 2034, ambos inclusive, aplicándose éstas sobre el valor anual de transmisión de cada tramo, debidamente indexado.

b) El pago de las centrales generadoras para el período 2019-2034 se ajustará anualmente por los factores de ajuste contenidos en la siguiente tabla:

Año	Factores de ajuste pago centrales
2019	80%
2020	75%
2021	69%
2022	64%
2023	59%
2024	53%

2025	48%
2026	43%
2027	37%
2028	32%
2029	27%
2030	21%
2031	16%
2032	11%
2033	5%
2034	0%

c) Las centrales generadoras que entren en operación a partir del 1° de enero de 2019, concurrirán al pago por el uso del sistema de transmisión nacional conjuntamente con las centrales generadoras existentes, a contar del año en que ingresen, en la proporción que corresponda a dicho año y para cada año siguiente, de acuerdo a la tabla anterior. Para estos efectos, se establecerá una prorrata en función de la capacidad instalada de las nuevas centrales respecto de la capacidad instalada total, que considera las centrales existentes al 31 de diciembre de 2018 y las nuevas centrales. Dicha proporción, conformará la disminución del pago de las centrales existentes, manteniendo la prorrata por uso esperado indicada en la letra a) precedente para estas últimas. La proporción correspondiente de cada nueva central será aplicada para determinar su correspondiente pago.

5. Una vez determinados los pagos asociados a la totalidad de las centrales eléctricas, se deberán aplicar las reglas de exenciones de peajes a las centrales de medios de generación renovables no

convencionales que esta ley deroga. Las mencionadas exenciones serán remuneradas por los consumidores finales libres y regulados. Para dichos efectos tendrán un tratamiento equivalente al resto de las exenciones de pago de centrales descritos en el presente artículo. La metodología para determinar el cálculo para la aplicación de esta regla de pago se especificará en una resolución exenta que la Comisión dicte al efecto.

c) Sin perjuicio de lo señalado precedentemente, los propietarios de las centrales generadoras podrán sujetarse a un mecanismo de rebaja del pago por uso del sistema de transmisión nacional en forma proporcional a la energía contratada con sus clientes finales, libres o regulados. El monto de esta rebaja será incorporada a la determinación del cargo único nacional aplicable a los usuarios finales.

Para los efectos de determinar el monto de la rebaja del pago por uso del sistema de transmisión nacional por parte de las centrales generadoras, se aplicarán las siguientes reglas:

1. Las empresas generadoras que celebren contratos de suministro eléctrico una vez publicada la ley y cuyo inicio de suministro sea posterior al 1° de enero de 2019, se exceptuarán del pago de transmisión por inyección que le corresponde, en la proporción entre la energía contratada en dicho período para el correspondiente año y la energía firme de la totalidad de sus centrales generadoras. Sin perjuicio de lo anterior, dicha proporción no podrá ser superior a 100%.

2. Las empresas generadoras que tengan contratos de suministro vigentes al momento de la

publicación de la presente ley, podrán optar por efectuar una modificación a dichos contratos, que tenga por objeto descontar el monto por uso de la transmisión nacional incorporado en el precio del respectivo contrato de suministro, de manera tal de poder acceder a la rebaja del pago de la transmisión asociada al volumen de energía contratada, en las mismas condiciones señaladas en el numeral 1 precedente.

Para estos efectos, la empresa generadora deberá descontar del precio del respectivo contrato de suministro un cargo equivalente por transmisión (CET), el que será determinado por la Comisión, en forma independiente para cada empresa generadora que lo solicite. La metodología para determinar dicho cargo deberá estar contenida en una resolución exenta que la Comisión dicte al efecto.

Una vez que la Comisión determine el valor del CET a descontar, la empresa generadora deberá presentar, para aprobación de la Comisión, la modificación del respectivo contrato de suministro en la que se materialice el descuento de dicho monto del precio total de la energía establecida en el contrato. Esta modificación contractual deberá ser suscrita con acuerdo del respectivo cliente.

3. Se establece el plazo de dos años a contar de la publicación de la presente ley, para que las empresas generadoras puedan ejercer la facultad de optar a la rebaja señalada en el numeral 2 precedente. Para el caso que no ejerza dicha facultad, se les aplicará el régimen de pago señalado en la letra b), número 4.

d) Para efectos de determinar el cargo por el uso del sistema de transmisión nacional aplicable a los clientes finales, libres y regulados, para el período que medie entre 1° de enero de 2019 y el 31 de diciembre de 2034, se aplicarán las siguientes reglas:

1. Las disminuciones de pagos por el uso de las instalaciones del sistema de transmisión nacional por parte de las centrales generadoras serán asumidas íntegramente por los consumidores finales libres y regulados mediante un cargo único.

2. Los ingresos tarifarios esperados serán valorizados igual a cero.

3. Los ingresos tarifarios reales de los tramos del sistema de transmisión nacional serán descontados íntegramente del cálculo del cargo único aplicable a clientes finales, libres o regulados, por el uso del sistema de transmisión nacional para el correspondiente año siguiente.

4. Para los clientes finales, libres o regulados con una potencia conectada igual o superior a 15.000 kilowatts se aplicaran los siguientes cargos únicos, determinados según las reglas que a continuación se señalan:

a) Se establecerán cuatro cargos únicos diferenciados por el sector desde donde se efectúen los retiros de energía. Para tales efectos se definen cuatro sectores, según si las barras desde donde se efectúa el consumo han pertenecido al SING o al SIC previo a la interconexión, y conjuntamente según si las referidas barras se encuentran fuera o dentro del Área de Influencia Común vigente en cada año de cálculo. Para efectos de lo anterior, se entenderá que las

nuevas barras de suministro que aparezcan a partir del 1° de enero de 2018 se asociarán a las barras que pertenecían al SIC previo a la interconexión, si se interconectan al sur de Los Changos 500 kV.

b) Se determinará un cargo único de transición de cada sector como la valorización de las instalaciones de transmisión nacional, incluidas las instalaciones que entren en operación a partir del 1 de enero de 2019 señaladas en la letra b), número 3, asociadas al correspondiente sector, más la suma de las valorizaciones de las instalaciones señaladas en la letra a), número 2, asignada al correspondiente sector de acuerdo a la metodología descrita en el mismo numeral, descontando la valorización de los pagos de las centrales generadoras de conformidad a lo señalado en las letras b), número 4, y c) anteriores, asociadas al correspondiente sector y descontando los ingresos tarifarios reales del año anterior de las instalaciones asociadas al correspondiente sector, todo lo anterior dividido por el consumo total esperado en el correspondiente sector.

c) Se define un cargo único nacional referencial, como la valorización de la totalidad de las instalaciones del sistema de transmisión nacional, incluidas las instalaciones que entren en operación a partir del 1 de enero de 2019 señaladas en la letra b), número 3, e incorporada la valorización total de las instalaciones indicadas en la letra a), número 2, descontando la valorización de los pagos de las centrales generadoras del correspondiente año de conformidad a lo señalado en las letras b), número 4, y c) anteriores, y descontando los ingresos

tarifarios reales totales del año anterior, todo lo anterior, dividido por los retiros totales del sistema.

d) Sobre la base de lo señalado precedentemente, se define el cargo único a clientes finales con una potencia conectada igual o superior a 15.000 kilowatts a aplicar a cada sector como una fracción anual del cargo único de transición determinado conforme a lo establecido en el literal b) anterior, más el cargo nacional referencial determinado conforme el literal c) precedente multiplicado por la diferencia de uno y la referida fracción anual. La fracción anual señalada precedentemente tendrá un valor igual a uno para el año 2019 y disminuirá progresivamente en un quinceavo cada año, de modo tal de alcanzar un valor igual a cero en el año 2034.

5. Para los clientes finales, libres o regulados, con una potencia conectada inferior a 15.000 kilowatts se determinará un único cargo equivalente que permita remunerar, en proporción a sus consumos, el sistema de transmisión nacional, el que corresponderá al promedio ponderado de los cuatro cargos determinados conforme el literal d) del numeral 4 anterior, ponderados por el consumo esperado total de los clientes finales con potencia conectada inferior a 15.000 kilowatts para el Área y grupo de barras correspondiente asociado de cada cargo.

6. El detalle de cálculo de los cargos determinados en la presente letra d), así como la forma en que se descontarán los Ingresos Tarifarios para la determinación de éstos, será establecido en la resolución exenta que la Comisión dicte para estos efectos.

Artículo vigesimoprimer.- Incrementase la dotación consignada en la ley de Presupuestos del Sector Público del año 2016 en 25 cupos, según la siguiente distribución:

- a) Subsecretaría de Energía, en 9 cupos;
- b) Comisión Nacional de Energía, en 8 cupos, y
- c) Superintendencia de Electricidad y Combustibles, en 8 cupos.

Artículo vigesimosegundo.- El mayor gasto que represente la aplicación de esta ley durante el primer año presupuestario de entrada en vigencia se financiará con cargo al presupuesto del Ministerio de Energía, y en lo que faltare el Ministerio de Hacienda podrá suplementarlo con cargo a la partida presupuestaria del Tesoro Público.

Artículo vigesimotercero.- Facúltase al Presidente de la República para que, dentro del plazo de un año contado desde la publicación de esta ley, mediante uno o más decretos con fuerza de ley expedidos a través del Ministerio de Energía, introduzca al decreto con fuerza de ley N°4, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, ley General de Servicios Eléctricos, las adecuaciones de referencias, denominaciones, expresiones y numeraciones, que sean procedentes a consecuencia de las disposiciones de esta ley.

Esta facultad se limitará exclusivamente a efectuar las adecuaciones que permitan la comprensión armónica de las normas legales contenidas en el decreto con fuerza de ley N°4, de 2006, referido con las disposiciones de la presente ley, y no podrá incorporar

modificaciones diferentes a las que se desprenden de esta ley.".

Hago presente a Vuestra Excelencia que el artículo 1°, número 4, del proyecto de ley, en lo relativo al inciso final del artículo 95 que propone incorporar, fue aprobado en general por 94 votos a favor.

En tanto, en su votación particular, el artículo 1°, número 4, del proyecto de ley, en lo relativo al inciso final del artículo 95 que propone incorporar, fue aprobado con el voto afirmativo de 84 diputados.

En todos los casos anteriores, la votación se produjo respecto de un total de 119 diputados en ejercicio.

De esta manera se dio cumplimiento a lo prescrito en el artículo 66, inciso tercero, de la Constitución Política de la República.

Dios guarde a V.E.

MARCO ANTONIO NÚÑEZ LOZANO
Presidente de la Cámara de Diputados

MIGUEL LANDEROS PERKIĆ
Secretario General de la Cámara de Diputados