

INFORME DE LA COMISIÓN DE HACIENDA RECAÍDO EN EL PROYECTO DE LEY QUE ESTABLECE NUEVOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y CREA UN ORGANISMO COORDINADOR INDEPENDIENTE DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL.

HONORABLE CÁMARA:

La Comisión de Hacienda informa el proyecto de ley mencionado en el epígrafe, en cumplimiento del inciso segundo del artículo 17 de la ley N° 18.918, Orgánica Constitucional del Congreso Nacional, y conforme a lo dispuesto en el inciso segundo del artículo 226 del Reglamento de la Corporación.

CONSTANCIAS REGLAMENTARIAS PREVIAS

1.- Origen y urgencia

La iniciativa tuvo su origen en la Cámara de Diputados por un mensaje de S.E. la Presidenta de la República, con urgencia suma.

2.- Artículos que la Comisión Técnica dispuso que fueran conocidas por ésta.

La Comisión Técnica consideró que son de competencia de la Comisión las siguientes disposiciones: los incisos segundo y tercero del artículo 72°-7; artículo 83°; inciso final del artículo 85°; inciso segundo del artículo 86°; inciso final del artículo 87°; inciso primero del artículo 90°; inciso segundo del artículo 91°; artículo 93°; artículo 94°; inciso final del artículo 97°; artículos 118° y 119°; artículo 212°; artículo 212°-11; artículos transitorios números 13, 21 y 22. La Comisión acordó extender su competencia al inciso segundo del artículo 85, por considerar que tiene incidencia en materias administrativas o presupuestarias del Estado.

3.- Disposiciones o indicaciones rechazadas

Indicación del Ejecutivo, del siguiente tenor:

“Al artículo primero

-Para modificar el número 4 en el siguiente sentido:

a) Modifícase su artículo 85 en el siguiente sentido:

Suprímese el inciso final.”.

4.- Modificaciones introducidas al texto aprobado por la Comisión Técnica y calificación de normas incorporadas

Indicación del Ejecutivo:

1) “Al artículo primero

-Para modificar el número 4 en el siguiente sentido:

- a) Modifícase su artículo 85 en el siguiente sentido:
Sustitúyese en el inciso segundo la palabra “setenta” por “veinte”.
- b) Elimínase el inciso final de su artículo 97.”.

2) Indicación de los señores Aguiló; Auth; De Mussy; Monsalve; Lorenzini; Ortiz; Schilling; Jaramillo; Rincón, y Macaya, para sustituir el inciso final del artículo 85, por el siguiente:

“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.”.

Las modificaciones no requieren quórum especial.

5.- Disposiciones que no fueron aprobadas por unanimidad

Ninguna.

6.- Se designó Diputado Informante al señor **Javier Macaya**.

Asistieron a la Comisión, durante el estudio del proyecto, las siguientes personas:

MINISTERIO DE ENERGÍA

- ✓ Sr. Máximo Pacheco, ministro.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

- ✓ Andrés Romero, Secretario Ejecutivo.
- ✓ Carolina Zelaya, Jefa de División Jurídica.

DIPRES

- ✓ Sr. Manuel Villalobos, jefe sector coordinación. Boletín N° 10240-08.
- ✓ Sra. Marcia Busch, analista presupuestario sector Energía y Competitividad.

MINISTERIO DE HACIENDA

- ✓ Sra. Marcela Palominos Coordinadora del área de crecimiento económico sustentable y gestión de recursos naturales.

Descripción del contenido del proyecto

El Mensaje señala lo siguiente:

Las principales propuestas contenidas en el presente proyecto de ley pueden agruparse en siete grandes capítulos.

1. Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional

Existe consenso en torno a la necesidad de contar con un único coordinador del sistema eléctrico independiente de los actores del mercado. Para tal efecto, se crea por ley un organismo independiente, sin fines de lucro, ad hoc y dotado de personalidad jurídica propia. Dicho organismo desarrollará una función de interés público, sin embargo, no formará parte de la administración del Estado aunque se le aplicarán las normas de transparencia y acceso a la información pública. Este organismo que se denominará Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional tendrá como base las funciones de los actuales CDEC.

2. Planificación Energética y de la Expansión de la Transmisión

Se han redefinido los sistemas de transmisión, orientando su caracterización a la funcionalidad de éstos por sobre criterios técnicos. En esta nueva definición se distingue los Sistemas de Transmisión Nacional (actualmente Troncal) como aquellos que permiten la conformación de un mercado común, interconectando los demás segmentos del sistema de transmisión, para abastecer la demanda eléctrica bajo diversos escenarios; los Sistemas de Transmisión Zonal (actualmente Subtransmisión) corresponden a aquellos cuya finalidad esencial es el abastecimiento de los usuarios sometidos a regulación de precios, pero reconociendo que su uso también es compartido con clientes libres y con generación que inyecta en ellos; los Sistemas Dedicados (actualmente transmisión adicional), son aquellos cuya finalidad esencial es el abastecimiento de clientes libres o la inyección de centrales generadoras; en los Polos de Desarrollo se distingue un nuevo segmento de transmisión destinado a la infraestructura que permite la evacuación de la producción de la generación, y finalmente, están los Sistemas de interconexión internacional, en que se establece la obligación del Coordinador de coordinar la operación técnica y económica de los sistemas de interconexión internacional.

3. Polos de Desarrollo

Bajo este concepto de Polo de Desarrollo se propone formalizar la existencia de las zonas con altos potenciales de generación, que son identificados por el Ministerio de Energía en el contexto de la planificación energética quinquenal de largo plazo, considerando el interés público en desarrollar zonas en que existen los recursos o condiciones para la producción de energía eléctrica.

4. Definición de Trazados

Se ha optado por un modelo mixto con un mayor rol del Estado, pero dejando en manos del sector privado el desarrollo de los proyectos, la tramitación de permisos y la negociación de las indemnizaciones asociadas a las respectivas servidumbres.

5. Acceso Abierto

Se extiende el alcance del acceso abierto a todas las instalaciones de transmisión, resguardando las capacidades existentes y las previstas de utilizar por los actuales usuarios. Para el caso de los sistemas de transmisión dedicada, se regula cómo se adquiere el derecho a acceso abierto ante la concurrencia de diversos solicitantes a éste.

6. Remuneración del sistema

El proyecto busca que la transmisión eléctrica no sea una barrera para la competencia, entregando señales de simplicidad y transparencia de los cálculos de costos con el fin de propiciar menores costos de suministro. Para tal efecto, se unifica el proceso de calificación de las instalaciones de transmisión de cada segmento en un solo proceso y se entregan mayores certezas a los inversionistas en redes de transmisión, extendiendo la garantía del retorno de sus inversiones eficientes a 20 años.

7. Desarrollo Normativo, Regulación, Seguridad y Calidad de Servicio

Para fortalecer el desarrollo normativo, el proyecto propone medidas que buscan:

- a. Establecer un proceso estandarizado de elaboración, revisión y actualización de la normativa sectorial;
- b. Definir responsables según tipo de normativa;
- c. Mejorar en la fiscalización y cumplimiento de la norma;
- d. Consagrar los principios de seguridad y calidad de servicio en la Ley, y
- e. Establecer un sistema de compensaciones a usuarios finales que hayan sido afectados por indisponibilidad de suministro o de instalaciones.

El proyecto de ley se estructura en dos artículos permanentes y veintitrés artículos transitorios.

El artículo primero permanente introduce una serie de modificaciones en la ley general de servicios eléctricos y se estructura en seis numerales:

1.- Constitución de sociedades de giro de generación eléctrica con domicilio en Chile.

Se introduce un artículo 8 bis, nuevo, que dispone que quienes exploten el giro de generación, tienen obligación de constituirse con domicilio en Chile.

2. Coordinación y operación del sistema eléctrico nacional

La iniciativa incorpora un nuevo Título II BIS, referido a la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional, con el objeto de relevar las disposiciones que rigen dicha coordinación y operación, y regular de manera coherente y ordenada dichas normas que actualmente se encuentran dispersas en la ley.

Este título reemplaza los artículos 137° y 138°, dedicados a los principios de coordinación de la operación y la sujeción de los coordinados a ésta, reconociendo las funciones que actualmente tiene el CDEC. Asimismo, adiciona nuevas funciones al Coordinador.

Asimismo, este título precisa la responsabilidad individual de los coordinados en el cumplimiento de las obligaciones que emanan de la ley.

3.-Sistemas de transmisión eléctrica

A continuación se reemplaza el actual Título III de la Ley, denominado “De los Sistemas de Transporte de Energía” por uno nuevo, referido a los Sistemas de Transmisión Eléctrica. Este título se estructura en cinco capítulos.

a.- Generalidades

En el primer capítulo, se definen el sistema de transmisión y los cinco segmentos que lo componen, distinguiendo los sistemas Nacional, Zonal, Dedicados, para Polos de Desarrollo y de Interconexión Internacional.

Asimismo, este capítulo define el acceso abierto y los derechos y deberes tanto de los propietarios de las redes de transmisión como de quienes acceden a éstas. También establece los principios dentro de los cuales deben desarrollarse los intercambios internacionales de energía eléctrica.

b.- Planificación de la Transmisión

Este capítulo se refiere a la planificación de la transmisión. Dispone el desarrollo de un proceso de planificación energética de largo plazo, con un horizonte de al menos 30 años, a cargo del Ministerio de Energía con un esquema de participación ciudadana y se establece un proceso de planificación de la transmisión con un horizonte de al menos 20 años, liderado por la Comisión Nacional de Energía, y considerando la participación de las empresas del sector y la ciudadanía. El plan de expansión de la transmisión finaliza con la dictación de decretos de expansión. Para las obras nuevas, se asegura su remuneración por cinco períodos tarifarios (20 años).

c.- Calificación de las Instalaciones de Transmisión

En el Capítulo III se regula el proceso de calificación de las instalaciones de transmisión a través de un proceso cuadrienal y se determina la desconexión de aquellas líneas y subestaciones que no sean necesarias para el sistema eléctrico.

d.- Tarificación de la Transmisión

El Capítulo IV regula la tarificación de la transmisión, disponiendo que 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 por parte de los usuarios sometidos a regulación de precios es determinado por la CNE cada cuatro años.

En el proceso de tarificación, se reconocen los costos eficientes de adquisición e instalación, de acuerdo con valores de mercado. El procedimiento finaliza con un Informe Técnico de la Comisión como base para la dictación del correspondiente Decreto Tarifario.

e.- Remuneración de la Transmisión

El Capítulo V regula la remuneración de la transmisión, señalando que las empresas propietarias de las instalaciones existentes en los sistemas de transmisión nacional, zonal y para polos de desarrollo deberán percibir el valor anual de la transmisión, siendo éste el total de su remuneración. La remuneración se establece a partir de la suma de los ingresos tarifarios reales y un cargo único por uso, de actualización semestral, asociado a cada segmento y aplicado directamente a los usuarios finales.

4.- Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional

El proyecto incorpora, a continuación, un nuevo Título VI bis, sobre el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional y que

regula, básicamente su naturaleza jurídica, la administración y dirección a cargo de un consejo directivo, el proceso de nominación de sus integrantes, y el financiamiento.

5.- Adecuaciones a la LGSE

Como consecuencia de la nueva regulación, los demás numerales del artículo primero permanente derogan y modifican artículos de la ley general de servicios eléctricos, con el objeto de relevar y ordenar en forma coherente en los Títulos II BIS y III, las normas que se encuentran dispersas en la Ley.

6.- Transición

Los artículos transitorios 1° al 9°, regulan la transición de los actuales CDEC al nuevo Coordinador.

Los artículos transitorios 10° al 15°, regulan la vigencia de los procesos de planificación energética y de la transmisión; de calificación de las instalaciones, y de tarificación.

El artículo 16° regula la implementación del Sistema de Información Pública del Coordinador del Sistema.

El artículo 17° establece que el plazo para certificar el cumplimiento de la normativa técnica correspondiente de las instalaciones existentes.

El artículo 18° regula la remuneración de los servicios complementarios que se estén prestando a la fecha de publicación de la ley.

El artículo 19° fija plazos para la dictación de los reglamentos que establezcan las disposiciones necesarias para la ejecución de la ley.

El artículo 20° establece la transición de la remuneración de la transmisión nacional a partir de la remuneración troncal.

El artículo 21° contempla aumentos de dotaciones para el año 2016 con el objeto de fortalecer al Ministerio de Energía, la Comisión Nacional de Energía, y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

El artículo 22°, establece la correspondiente imputación presupuestaria del mayor gasto que represente la aplicación de la ley.

Por último, el artículo 23°, contempla una delegación de facultades para la dictación, a través de un decreto con fuerza de ley, de un texto refundido, coordinado y sistematizado de la ley general de servicios eléctricos.

Incidencia en materia presupuestaria y financiera

El informe financiero N° 113 de 6 de agosto de 2015, de la Dirección de Presupuestos del Ministerio de Hacienda, dispone lo siguiente:

La implementación de este proyecto de ley implica un gasto fiscal anual en régimen de \$ 2.024.225 miles, a lo que se agregan gastos por una vez ascendentes a \$ 1.287.667 miles asociados a estudios iniciales, habilitación de dependencias, y los gastos indirectos de las nuevas contrataciones.

El mayor gasto fiscal que irroque la aplicación de esta ley durante su primer año presupuestario de 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 los recursos de la partida Tesoro Público, de la Ley de Presupuestos del Sector Público. En los años siguientes se estará a lo considerado en la Ley de Presupuestos.

DEBATE DE LAS NORMAS SOMETIDAS A LA CONSIDERACIÓN DE LA COMISIÓN.

El señor **Máximo Pacheco (Ministro de Energía)**, explica el proyecto y señala que forma parte de la agenda de Energía del Gobierno, la cual tiene un alto costo, siendo un sistema anacrónico, que registra 6 puntos de congestión y que requiere más competencia. Asevera que el sistema de transmisión es una barrera a la competencia y que, además, se registra 14 horas promedio al año de cortes eléctricos. Por esta razón se requiere una nueva ley que estimule la competencia, mejore el suministro, supere la congestión y produzca más energía limpia al menor precio.

Destaca que el proyecto contempla la existencia de un coordinador único nuevo que reemplaza al CEDEC, el cual es controlado por los actores del sector, lo cual genera potenciales conflictos entre ellos, como también con la sociedad, siendo este el órgano de despacho, queremos que sea independiente. Destaca que se transparentaran los costos de distribución mediante el “etiquetado” y se ayudara a respetar el medio ambiente.

Considera que los temas más conflictivos, para los efectos de esta Comisión son los siguientes:

1. Polos de Desarrollo. Explica que tienen como propósito potenciar el desarrollo de energía limpia como sucede con la energía eólica y solar, incorporando elementos de valoración social tales como la comunidad que habita esas cuencas, considerando quiénes son y cuáles son sus intereses. Se quiere que la generación sea distribuida cerca de donde está el consumo y que también uno pueda generar energía y entregarla a la red.
2. Cómo se paga el servicio de transmisión. Indica que no se paga como un modelo de concesión clásico. En este caso, transcurridos 20 años de una concesión de transmisión eléctrica llega el momento en que el Estado determina el valor y fija la tarifa, en el fondo se fija como precio el valor del servicio y no el de la infraestructura.

El señor **Andrés Romero (Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía)**, procede a leer las indicaciones presentadas por el Ejecutivo, las cuales se transcriben a continuación:

“AL ARTÍCULO PRIMERO

- Para modificar el número 4 en el siguiente sentido:

a) Modifícase su artículo 85 en el siguiente sentido:

- i. Sustitúyese en el inciso segundo la palabra “setenta” por “veinte”, y*
- ii. Suprímese el inciso final.*

b) Elimínase el inciso final de su artículo 97.”.

Respecto a la primera de ellas, contenida en el numeral i. de la letra a), comenta que cuando se discutió la norma se introdujo una restricción para el desarrollo de éstos polos, en términos que para poder decretarlos tenía que acreditarse que un 70% de los proyectos que estaban en ese polo provenían de fuentes renovables no convencionales. El Ejecutivo consideró que ese guarismo no tenía un sustento técnico, es más inviabiliza el desarrollo de polos. Dada la discusión que se generó en la Comisión de Minería y Energía, creemos razonable adecuar el porcentaje a lo que hoy la Ley Eléctrica exige como cuota obligatoria, que es un 20%. Cree que con ese porcentaje no se inhibe el desarrollo de los polos.

En cuanto a la segunda modificación que se presenta, contenida en el numeral ii. de la letra a), refiere que la Comisión de Minería y Energía incorporó al artículo 85 un inciso final del siguiente tenor *“La determinación por parte del Ministerio de dichos Polos de Desarrollo será sometida a evaluación ambiental estratégica, conforme a lo establecido en el párrafo uno*

bis del título segundo de la ley 19.300 sobre bases generales del medioambiente.”, que la presente indicación propone eliminar. A juicio del Ejecutivo ese proceso de evaluación previo no se requiere, toda vez que los polos de desarrollo estarán incorporados a la planificación energética que hace el Ministerio cada 5 años. Sostiene que le hicieron presente a la Comisión Técnica que la indicación parlamentaria era inadmisibile.

Por último, explica que la tercera indicación, contenida en la letra b), mediante la cual se busca eliminar el inciso final del artículo 97, también encuentra su razón en el hecho de haberse incorporado a través de una indicación parlamentaria inadmisibile que agregó un inciso final del siguiente tenor: *“Sin perjuicio de los derechos y adjudicaciones que establece la presente ley, una vez transcurrido el plazo de amortización de la inversión correspondiente, el Estado consolidará la propiedad y titularidad tanto del trazado como de la infraestructura cuya construcción y operación fue licitada y adjudicada.”*. Sostiene que cambiar la titularidad del trazado no guarda relación con el mecanismo de valoración y pago de los sistemas de transmisión, ya que el usuario no paga infraestructura sino un servicio determinado, con estándares de calidad y desempeño. Es por ello que después de los primeros 20 años donde se cobra lo que la empresa licitante ganó por un pago anual, el Estado a través de la Comisión Nacional de Energía, le determina la tarifa que corresponda para reemplazo de materiales.

El señor **Lorenzini**, plantea punto de Reglamento y señala que la indicación contenida en el numeral i. de la letra a) se debe tener por no presentada por cuanto sólo es de competencia de la Comisión el inciso final del artículo 85 del proyecto.

El señor **De Mussy**, considera que no corresponde entregar a la competencia de la Comisión determinados incisos de una disposición, ya que el artículo debe estudiarse como un todo.

El señor **Melero**, de la lectura de la disposición, sostiene que la definición de polos de desarrollo implica un costo para el Estado, por lo que no resulta indiferente que se exija un 70% o un 20% de energías renovables no convencionales. Cree que toda la norma tiene incidencia financiera y debiera ser competencia de la Comisión.

El señor **Felipe Venegas (Abogado, asesor legislativo Ministerio de Energía)**, entiende que la Comisión de Hacienda tiene la facultad de determinar de su competencia ciertas normas que, sin perjuicio de no haber sido consideradas por la Comisión Técnica, tienen impacto financiero o presupuestario.

Al señor **Auth (Presidente de la Comisión)**, también le extraña que se llame a la Comisión a discutir y a votar sólo una parte de una disposición.

Considera que la norma en comento tiene un evidente impacto financiero si el porcentaje de energías renovables no convencionales influye en la viabilidad del polo.

El señor **Monsalve**, consulta si el Ejecutivo hizo observación de la inadmisibilidad de la indicación parlamentaria cuando fue presentada en la Comisión de Minería y Energía.

Pide al Gobierno explicar el supuesto impacto financiero de las indicaciones parlamentarias, en que se basaría su inadmisibilidad.

El señor **Auth (Presidente de la Comisión)**, consigna que sí se efectuaron las observaciones correspondientes. Considera que es paradójico que una Comisión Técnica introduzca una indicación que tiene impacto financiero y que no pueda ser analizado en la Comisión de Hacienda.

El señor **Andrés Romero (Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía)**, fundamenta la inadmisibilidad de las indicaciones parlamentarias y señala que todas ellas tienen impacto financiero ya que generan estudios que no se contemplaban originalmente en la propuesta; crea una nueva atribución al Ministerio de Energía ya que actualmente no determina Polos de Desarrollo y además el informe financiero no contempla los costos del estudio de evaluación ambiental.

El señor **Monsalve**, considera que si se entrega una facultad para determinar polos de desarrollo necesariamente se deberá hacer un estudio que determine el porcentaje mínimo de energía renovable no convencional, razón por la cual no cree que signifique un costo extra lo del porcentaje referido.

El señor **Schilling**, pregunta cómo se rebaja del total a 20% si se quiere buscar energía más limpia. Asimismo, si los “fierros” importan tan poco a las empresas sería mejor que el Estado los recupere para sí. Considera que el Estado gasta para establecer la franja fiscal, la cual se entrega casi en propiedad a las empresas licitadas, razón por la cual pregunta cómo se evita el “efecto guitarra”.

El señor **Aguiló**, considera que la licitación de la transmisión de energía eléctrica es análoga a una concesión de carreteras, razón por la cual lo más razonable es que, en el primer caso, la infraestructura también quede para el Estado.

El señor **Monsalve**, estima que una evaluación ambiental estratégica es necesaria para que el establecimiento de un polo de desarrollo sea sustentable desde el ángulo ambiental. Estima que si una licitación hubo rentabilidad, luego de los 20 años, se pregunta cómo se beneficia el Estado al término de la respectiva concesión.

El señor **Máximo Pacheco (Ministro de Energía)**, respecto al mínimo de un 70% de energías renovables no convencionales, asevera que constituye un impedimento para el desarrollo de este tipo de energías en lo que respecta a las mini-hidro, por cuanto legalmente se consideran como tales si no superan los 20 megawatt. Añade que si la exigencia es tan alta y el conjunto de mini-hidros no le alcanzan, no podrán ser polos de desarrollo y no tendrán la oportunidad de construir conjuntamente una línea de transmisión. Aclara que los “fierros” no son gratis, pero lo que se cobra es por la transmisión de energía de un punto a otro.

Precisa que si transcurridos 20 años, la empresa licitada no ha depreciado todas sus inversiones, interviene la Comisión Nacional de Energía para calificar cuánto cobrará los próximos años, lo cual hace necesario determinar el valor de reemplazo de la infraestructura llegándose a un valor tarifa, repitiéndose 5 años después el mismo ejercicio.

Sostiene que es la falta de planificación de transmisión eléctrica lo que lleva al “efecto guitarra”, lo cual no sucederá si es el Estado el que determina por donde va a pasar la línea de transmisión.

Finalmente, hace presente que en el caso de concesiones de carreteras el Estado procede a expropias los terrenos por donde dicha carretera pasará, lo cual no sucede en el caso de las líneas de transmisión eléctrica.

La señora **Sara Larraín (Directora Ejecutiva Chile Sustentable)**, considera que la existencia de un operador independiente es muy positiva y que el proyecto agrega un tercer nivel concesional, mediante el instrumento de concesión de polos de desarrollo, a los dos niveles ya existentes, correspondiendo uno al Ministerio de Obras públicas más el de Transmisión de energía eléctrica vigente. Estima que el sistema actual se caracteriza por la exclusión del Estado del segmento de la transmisión; por el hecho de que los consumidores pagaran las holguras de los polos de desarrollo con la capacidad ociosa de la línea de transmisión y por fomentar en gran escala la integración de todo el sistema de transmisión eléctrico nacional.

Respecto de las indicaciones presentadas por el Ejecutivo al artículo 85, señala que hay que considerar como elementos de discusión que la norma propuesta acota la definición de polo de desarrollo, porque estos dan

origen a nuevos sistemas de transmisión, que gatillan una franja de interés público (que se evalúa ambientalmente) y un sistema de remuneración nuevo, que permite pagar hasta por 28 años la capacidad ociosa de las líneas. Afirma que en proyecto original, este plazo era de 40 años.

En cuanto al por qué se definió un guarismo de 70%, explica que el objetivo de la política en materia energética, como señala el mensaje, es permitir diversificar las fuentes de energía y ampliar el mercado. Opina que las mini-hidro serán absorbidas por las empresas que tienen el 80% de los derechos de aguas, cuales son, ENDESA, COLBUN y GENER. Sostiene que el establecimiento de un 70% tiene como propósito dejar fuera de la captura de polos de desarrollo a los actuales poseedores de derechos de aguas dado que las líneas asociativas nunca fueron pensadas para las grandes empresas.

Respecto a la evaluación ambiental estratégica, expresa que esta tiene como propósito obtener un balance de los intereses territoriales como así mismo el guarismo de 70% introduce un balance de mercado, en lo que se refiere a la indicación del Ejecutivo que persigue suprimir el inciso final del artículo 97, señala que en los polos de desarrollo el Estado paga el estudio de franja, asimismo paga la evaluación ambiental estratégica, la franja fiscal el Estado la impone por decreto y luego de aprobada la franja se dicta el decreto de franja fiscal, el privado se adjudica la licitación y se transforma en dueño completo de la línea de transmisión y de la franja, esto es no solo el “fierro” sino también el territorio. Opina que construye un blindaje por parte del Estado a la empresa licitada, que no tienen los agricultores, las comunidades indígenas, etc.

Frente a consulta de señor Jaramillo, responde que las cooperativas pueden elaborar un proyecto si tienen derecho de agua. Sostiene que si los polos de desarrollo se abren a las grandes centrales eléctricas, estas coparan el mercado, de tal forma, que al establecer un 70% de energías renovables no convencionales se está protegiendo al pequeño.

Sostiene que la empresa licitada paga la servidumbre de la línea de transmisión, costo que transfiere al usuario, construye torres e infraestructura cuyo costo también transfiere al consumidor, debiendo estos últimos también pagar durante 28 años la capacidad ociosa de las líneas de transmisión eléctricas de los polos de desarrollo.

El señor **Rincón**, considera, a partir de la exposición de la señora Larraín, que habría que entender que la franja fiscal finalmente se regala a la empresa licitada.

El señor **Monsalve**, entiende que el costo del megawatt podría bajar, pregunta cómo se llega a eso, porque pareciera existir una contradicción con el objetivo de bajar los costos cuando los consumidores deberán pagar por una capacidad ociosa hasta por 28 años. Opina que la licitación de un sistema de transmisión de energía eléctrica, si bien se basa en una servidumbre, finalmente adquiere un carácter perpetuo, dado que el mismo operador será tarifado y seguirá ahí. También solicita se aclare bien las implicancias del guarismo 70% versus 20% en cuanto a la forma cómo se garantiza la diversidad de generación.

El señor **Máximo Pacheco (Ministro de Energía)**, aclara que no hay una franja fiscal, el Estado no expropia, no es dueño, se trata de una servidumbre. Si el dueño del terreno negocia con los transmisores no hay concesión. Si el dueño no llega a un acuerdo, existiendo un bien superior, el Estado da la concesión y establece la servidumbre fijándose el precio por arbitraje.

En lo que se refiere al pago del servicio, señala que hay dos etapas.

Si no hay línea de transmisión y el Estado considera importante que existe se procede a una licitación y se adjudica al que cobra menos por la transmisión y, posteriormente, el particular procede a los demás trámites tales como autorizaciones. Explica que el Estado reconoce un monopolio natural, de forma que cuando se renueva por un nuevo periodo, ve cuánto cuesta reponer, el valor de la operación y tarifica por 4 años. Asevera que quieren que la transmisión sea planificada y bajar la rentabilidad de las empresas con el objeto de bajar los costos.

En cuanto a los polos de desarrollo, explica que el Estado identifica áreas de expansión de sistemas de transmisión, procede a efectuar una labor de coordinación de tal forma que mediante un esfuerzo cooperado un proyecto que individualmente no se podría solventar por el costo de la línea de transmisión.

El señor **Rincón**, pregunta si existe información si existe información acerca de un promedio porcentual de energía renovable no convencional en las cuencas.

El señor **Máximo Pacheco (Ministro de Energía)**, explica que la idea de establecer un 70% de energía renovable no convencional en los polos de desarrollo constituye un golpe definitivo al impulso de las mini-hidro que para estos efectos la ley les ha puesto un límite de 20 megawatt, limitación que no rige para la energía eólica y solar. Añade que Chile tiene en la actualidad 55 mini-hidro y que el Gobierno quiere, durante su mandato, llegar a la construcción de 100.

El señor **Auth (Presidente de la Comisión)**, procede a leer una indicación suscrita por la mayoría de los diputados miembros de la Comisión, mediante la cual se reemplaza el inciso final del artículo 85 por el siguiente: “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.”.

El señor **Máximo Pacheco (Ministro de Energía)**, manifiesta el apoyo del Ejecutivo a la indicación trascrita, manifestando su voluntad en orden a que reemplace aquella que se refiere a la supresión del inciso final del mismo artículo.

El señor **Andrés Romero (Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía)**, manifiesta que está demostrado que las generadoras tiene tres variables para asignar los contratos a clientes libres regulados, se considera la competencia, restricciones del sistema de transmisión y precio en relación a su desarrollo.

Agrega que han intervenido sobre los dos primeros elementos, bajando los precios en base al cambio de las condiciones de competencia. Advierte que es clave para la competencia el sistema de transmisión y que el precio final de la transmisión es muy poco, aproximadamente un 5%. Agrega que cuando hay poca transmisión sube el riesgo y no se aloja nueva competencia

Explica que el polo de desarrollo persigue generar energía más barata y posibilitar que los pequeños puedan generar proyectos que produzcan mayor competencia.

El señor **De Mussy**, manifiesta que suscribió la indicación parlamentaria antes trascrita y señalar que está de acuerdo con el guarismo de 20%, consulta cuál es el mecanismo para evitar que un solo actor absorba un polo de desarrollo.

El señor **Máximo Pacheco (Ministro de Energía)**, advierte que el tema de la titularidad de los derechos de agua es un tema que se está tratando de la modificación del Código de Aguas, considerando que es usual que los grandes propietarios de tales derechos en la práctica no los usan.

El señor **Auth (Presidente de la Comisión)**, estima que se deben establecer límites para que no sea solo uno el que se apropie de un polo de desarrollo.

El señor **Andrés Romero (Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía)**, sostiene que no es posible que un solo actor se apodere de un polo de desarrollo por cuanto el proyecto exige la coordinación de múltiples actores.

El señor **Monsalve**, advierte que tanto Sara Larraín como el Ministro de Energía desean que se introduzcan nuevos actores y que sean pequeños, razón por la cual solicita que el Ministerio sincere su posición en cuanto a cómo se garantizarán estos proyecto desde un punto de vista legal.

El señor **Máximo Pacheco (Ministro de Energía)**, considera que la diferencia fundamental con la diferencia antagónica, en lo que respecta al guarismo 70% es que imposibilita la creación de nuevas mini-hidro, como ha señalado anteriormente.

El señor **Silva**, entiende que los polos de desarrollo constituyen un problema de acción colectiva frente al cual se ha optado por el mecanismo de la coordinación para lograr la interacción de pequeños actores, diferentes tipos y más energía limpia disponible. Eso se puede hacer de manera que los costos sean más bajos.

Cree que el objetivo principal del proyecto se logra bien, ya que primero hay que lograr que haya energía y, en segundo lugar, se debe establecer un polo de desarrollo.

Llama su atención que se hayan declarado admisibles en la Comisión de Minería y Energía las indicaciones de los parlamentarios que abiertamente afectaban el derecho de propiedad y el rol del Estado.

VOTACIÓN

La Comisión Técnica dispuso como de competencia de la Comisión de Hacienda los los incisos segundo y tercero del artículo 72°-7; artículo 83°; inciso final del artículo 85°; inciso segundo del artículo 86°; inciso final del artículo 87°; inciso primero del artículo 90°; inciso segundo del artículo 91°; artículo 93°; artículo 94°; inciso final del artículo 97°; artículos 118° y 119°; artículo 212°; artículo 212°-11; artículos transitorios números 13, 21 y 22, los cuales son del siguiente tenor: (en negrita lo de competencia)

“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 181º y evitar en todo momento el doble pago de servicios.

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 85°.- Definición Polos de Desarrollo. 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 setenta 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.

La determinación por parte del Ministerio de dichos Polos de Desarrollo será sometida a evaluación ambiental estratégica, conforme a lo establecido en el párrafo uno bis del título segundo de la ley 19.300 sobre bases generales del medioambiente.

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 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, persevera 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 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 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 30 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.

Sin perjuicio de los derechos y adjudicaciones que establece la presente ley, una vez transcurrido el plazo de amortización de la inversión correspondiente, el Estado consolidará la propiedad y titularidad tanto del trazado como de la infraestructura cuya construcción y operación fue licitada y adjudicada.

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.

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

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 Subsecretaría 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 Subsecretaría 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, pasando los actuales incisos cuarto, quinto, sexto y séptimo, a ser los incisos tercero, cuarto, quinto y sexto.

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 décimo tercero.- 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 vigésimo primero.- Incrementase la dotación consignada en la Ley de Presupuestos del Ministerio de Energía 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 vigésimo segundo.- 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.”.

Indicación del Ejecutivo

AL ARTÍCULO PRIMERO

Para modificar el número 4 en el siguiente sentido:

a) Modifícase su artículo 85 en el siguiente sentido:

- i. Sustitúyese en el inciso segundo la palabra “setenta” por “veinte”, y
- ii. Suprímese el inciso final.

b) Elimínase el inciso final de su artículo 97.

Indicación parlamentaria

Indicación de los señores Aguiló; Auth; De Mussy; Monsalve; Lorenzini; Ortiz; Schilling; Jaramillo; Rincón, y Macaya, para sustituir el inciso final del artículo 85, por el siguiente:

“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.”.

La comisión acuerda votar en forma conjunta las disposiciones de competencia, con excepción de los artículos 85 y 97 sobre los cuales hay indicaciones que se votarán en forma separada.

La Comisión acuerda extender su competencia al inciso segundo del artículo 85, por considerar que tiene incidencia en materias administrativas o presupuestarias del Estado.

Votación conjunta de las normas de competencia, con excepción de los artículos 85 y 97.

Sometidas a votación las normas referidas son aprobadas por el voto unánime de los Diputados presentes, señores Pepe Auth (Presidente de la Comisión); Sergio Aguiló; Felipe De Mussy; Enrique Jaramillo; Pablo Lorenzini; Javier Macaya; Patricio Melero; Manuel Monsalve; José Miguel Ortiz; Ricardo Rincón; Alejandro Santana; Marcelo Schilling, y Ernesto Silva.

Votación de los artículos 85 y 97 sobre los que inciden indicaciones.

La Comisión acuerda rechazar la indicación del Ejecutivo que incide en la supresión del inciso final del artículo 85, por el voto unánime contrario de los Diputados presentes, señores Pepe Auth (Presidente de la Comisión); Sergio Aguiló; Felipe De Mussy; Enrique Jaramillo; Pablo Lorenzini; Javier Macaya; Patricio Melero; Manuel Monsalve; José Miguel Ortiz; Ricardo Rincón; Alejandro Santana; Marcelo Schilling, y Ernesto Silva.

Sometidos a votación los artículo 95 y 97 con la indicación del Ejecutivo que incide en el inciso segundo del artículo 85 y en el inciso final del artículo 97, más la indicación parlamentaria que sustituye el inciso final del artículo 85, son aprobados por el voto unánime de los Diputados presentes, señores Pepe Auth (Presidente de la Comisión); Sergio Aguiló; Felipe De Mussy; Enrique Jaramillo; Pablo Lorenzini; Javier Macaya; Patricio Melero; Manuel Monsalve; José Miguel Ortiz; Ricardo Rincón; Alejandro Santana; Marcelo Schilling, y Ernesto Silva.

Se designa Diputado informante al señor **Javier Macaya**.

Tratado y acordado en sesión de fecha 13 de enero de 2016, con la asistencia de los Diputados señores Pepe Auth (Presidente de la Comisión); Sergio Aguiló; Felipe De Mussy; Enrique Jaramillo; Pablo Lorenzini; Javier Macaya; Patricio Melero; Manuel Monsalve; José Miguel Ortiz; Ricardo Rincón; Alejandro Santana; Marcelo Schilling, y Ernesto Silva.

SALA DE LA COMISIÓN, a 13 de enero de 2016.



PATRICIO VELÁSQUEZ WEISSE
Abogado Secretario de la Comisión