

INFORME DE LA COMISIÓN DE MINERÍA Y ENERGÍA, recaído en el proyecto de ley, en segundo trámite constitucional, que regula sistemas de transporte de energía eléctrica, establece un nuevo régimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos e introduce las adecuaciones que indica a la Ley General de Servicios Eléctricos.

BOLETÍN N° 2.922-08

HONORABLE SENADO:

Vuestra Comisión de Minería y Energía tiene el honor de informaros el proyecto de ley de la referencia, en segundo trámite constitucional, iniciado en Mensaje de S.E. el Presidente de la República, del 6 de mayo de 2002.

Se deja constancia de que S.E. el Presidente de la República ha hecho presente la urgencia para el despacho de esta iniciativa en todos sus trámites, en el carácter de "simple".

La Sala de la Corporación acordó, con fecha 4 de noviembre del año en curso, que el proyecto fuera conocido por la Comisión de Minería y Energía.

Se hace presente que este proyecto fue discutido, en el primer informe, en general y en particular, por acuerdo de Comités refrendado por la Sala.

Concurrieron al estudio de la iniciativa, además de sus miembros, el Honorable Senador señor Sergio Páez y los Honorables Diputados señores Carlos Kuschel y Waldo Mora.

NORMAS DE QUÓRUM

Se hace presente a vuestras Señorías que los artículos 71-27 y 71-39 contenidos en el artículo 1°; el inciso final del artículo 104-6, contenido en el artículo 2°, y el inciso séptimo del artículo 134, del artículo 3° del proyecto, deben ser votados con quórum de ley orgánica constitucional, de conformidad al inciso segundo del artículo 63 de la Constitución Política de la República, en atención a que inciden en la Ley N° 18.575, Orgánica Constitucional de Bases Generales de la Administración del Estado.

OBJETIVO DEL PROYECTO

El objetivo fundamental del proyecto es fortalecer algunos aspectos específicos del régimen regulatorio aplicable al sector eléctrico, entre los que se cuentan, la regulación de los sistemas de transporte de electricidad; el régimen de precios aplicable a los sistemas eléctricos medianos; los ingresos por capacidad; el mercado de servicios complementarios que otorgan confiabilidad a los sistemas eléctricos, y la adecuación de ciertos conceptos relativos a la capacidad, seguridad y confiabilidad de los servicios eléctricos.

A las sesiones en que se analizó el proyecto de ley en informe, asistieron especialmente invitados:

Del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción:

- El Ministro, señor Jorge Rodríguez.
- El Jefe de la División Jurídico Legislativa, señor Enrique Sepúlveda.
- La Jefa de la División de Desarrollo de Mercados, señora Andrea Butelmann.

De la Comisión Nacional de Energía:

- El Secretario Ejecutivo, señor Luis Sánchez Castellón.

De AES Gener S.A.:

- El Gerente General, señor Luis Felipe Cerón.
- El Gerente de Regulación y Desarrollo, señor Juan Inostroza.

A.G.: De la Asociación de Empresas de Servicio Público

- El Gerente General, señor Rafael Salas.

De Chilectra S.A.:

- El Gerente General, señor Rafael López Rueda.
- El Fiscal, señor Gonzalo Vial.
- El Gerente de Regulación, señor Guillermo Pérez del Río.
- El Jefe Departamento Regulación Técnica, señor Cristián Núñez.

De Chilquinta Energía S.A.:

- El Gerente General, señor Cristián Arnolds.
- El Subgerente de Regulación, señor Sergio Barrientos.

De Colbún S.A.:

- El Gerente General, señor Francisco Courbis.
- El Director de Planificación y Estudios, señor Eduardo Calderón.

De la Compañía General de Electricidad S.A.:

- El Gerente General, señor Guillermo Matta.
- El Gerente Comercial, señor Jorge Vita.
- El Subgerente Comercial, señor Francisco Sánchez.

De Emelectric S.A.:

- El Gerente de Regulación, señor Alfonso Toro.

De Endesa S.A.:

- El Gerente Comercial, señor Alan Fischer.
- El Gerente de Trading y Comercialización, señor José Venegas.

Iglesis.

- El Gerente de Generación Chile, señor Claudio

De Gas Atacama:

- El Gerente General, señor Rudolf Araneda.
- El Gerente Comercial, señor Pedro de la Sotta.
- El Jefe de Estudios, señor Gustavo Venegas.

De Gasoducto del Pacífico:

- El Gerente General, señor John Scott.
- El Director, señor Antonio Bacigalupo.
- El Abogado, señor Cristián Araya.
- El Consultor, señor Juan Cembrano.

De Guacolda S.A.:

- El Gerente General, señor Sergio del Campo.
- El Gerente Comercial, señor Marco Arróspide
- El Asesor Externo, señor Felipe del Solar.

De HQI Transelec S.A.:

- El Gerente General, señor Denis Pelletier.
- El Gerente Comercial, señor Raúl Valpuesta.
- El Asesor, señor Gabriel Bitrán.

De Saesa S.A.:

- El Gerente General, señor Jorge Brahm.

De Tractebel Andino S.A.:

- El Gerente de Desarrollo para América Latina,
señor Henk Bataille.

Cristóbal Cuadra. - Los Asesores, señores José Antonio Urrutia y

Del Instituto Libertad:

Correa. - El Encargado Área Economía, señor Juan Luis

ANTECEDENTES JURÍDICOS

1) Decreto con Fuerza de Ley N° 1, del Ministerio de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos.

2) Ley N° 18.575, Orgánica Constitucional de Bases Generales de la Administración del Estado.

ANTECEDENTES DE HECHO

1.- Descripción del marco regulatorio vigente.-

La actual legislación eléctrica, contenida en el decreto con fuerza de ley N° 1, de Minería, de 1982, diseñó, con el objetivo de organizar el mercado eléctrico nacional, un modelo de prestación de los servicios eléctricos a través de empresas privadas que operan tanto en mercados competitivos, como en segmentos no competitivos sometidos a regulación de precios y de calidad de suministro.

Consistente con dicha visión, se definen diferentes segmentos o ámbitos de actividad; en algunos de ellos se privilegia la libertad de emprendimiento y el establecimiento libre de los precios -cuando las condiciones naturales de los mercados lo permiten-, mientras que en otros segmentos, en los cuales se verifica la existencia de monopolios naturales, se aplican regulaciones tendientes a simular condiciones de precios y calidad similares a los que se obtendrían en condiciones de competencia.

De este modo, la legislación vigente reconoce tres segmentos de actividad: la generación, la transmisión, y la distribución de energía eléctrica, cuyas principales características se describen continuación.

a) Generación

Está constituida por el proceso tecnológico destinado a transformar las fuentes energéticas primarias en energía eléctrica transportable y utilizable en los centros de consumo.

En este segmento no existen barreras legales para la entrada de nuevos actores, lo cual es consistente con la posibilidad de establecer competencia en este ámbito, en la medida en que no se identifican condiciones de monopolio natural. Sin perjuicio de las condiciones de libre entrada al mercado de la generación, la ley establece la facultad de la autoridad para obligar a la interconexión de las instalaciones eléctricas, con el objetivo de garantizar la eficiencia y la seguridad del sistema.

La coordinación del sistema de generación en su conjunto se establece a través de un centro coordinador denominado Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC). Este organismo, que es administrado por titulares de empresas generadoras, elabora los planes de operación de todas las centrales generadoras del sistema, con el objetivo de garantizar que el suministro global se efectúe con un adecuado nivel de seguridad y a un costo económico mínimo.

Los generadores enfrentan demandas que provienen de los siguientes tres mercados básicos:

- Empresas concesionarias de distribución. Representan al mercado de las empresas distribuidoras, siendo las correspondientes ventas básicamente efectuadas a precios regulados, denominados precios de nudo.

- Grandes Clientes. Constituido por clientes finales con potencia conectada superior a 2000 kw, mercado en que las ventas pueden efectuarse a precios libremente pactados.

- Otros Generadores (Mercado Spot). Mercado que se deriva del sometimiento a los planes de operación coordinada de centrales generadoras por el CDEC, dónde el generador debe vender o comprar energía al precio spot, determinado por el costo marginal instantáneo de generación, que es definido en forma horaria por el mismo CDEC.

b) Transmisión

La transmisión es la actividad destinada a transportar la energía desde los puntos de generación hasta los centros de consumo masivos, considerándose para estos efectos, como instalaciones de transmisión a todas las líneas y subestaciones de transformación que operan en tensión nominal superior a 23 kV.

Este servicio presenta significativas economías de escala, e indivisibilidad en la inversión, existiendo, por lo tanto, tendencias a

su operación como monopolio. Por este motivo, la legislación eléctrica lo define como un segmento regulado en el sistema.

Los propietarios de los sistemas de transmisión, establecidos como concesionarios de líneas de transporte, o cuyas instalaciones usen bienes nacionales de uso público, deben permitir el paso de la energía de aquellos interesados en transportarla a través de estas líneas. A cambio, el interesado en hacer uso de estas instalaciones debe indemnizar al propietario. Para estos efectos, se establece que los proveedores de estos servicios obtienen un ingreso proveniente de la diferencia entre pérdidas marginales y medias de transmisión, y un peaje a ser determinado entre el dueño del sistema y el usuario. En la medida en que los valores finales están sujetos a negociación entre las partes, las discrepancias deben ser sometidas a tribunales arbitrales.

c) Distribución

La distribución es la actividad destinada a llevar la energía hacia los usuarios finales, comprendiéndose para ello a todas las instalaciones, líneas y transformadores que operan en tensión nominal igual o inferior a 23 kV. Su carácter de monopolio natural hace necesario establecer precios regulados para los suministros a clientes finales.

La actividad de distribución se desarrolla bajo la modalidad de concesiones de distribución. Las empresas concesionarias de distribución son libres en cuanto a decidir sobre qué zonas solicitan la concesión, pero tienen la obligación de dar servicio en sus zonas de concesión ya otorgadas.

Las tarifas a cobrar a los clientes con capacidad conectada inferior a 2000 kW dentro de sus zonas de concesión, son fijadas por la autoridad, pero se pueden pactar libremente los precios de suministro con clientes de capacidad superior a la indicada.

La tarifa regulada de distribución resulta de la suma de dos componentes:

- Precio de nudo, fijado por la autoridad en el punto de interconexión de las instalaciones de transmisión con las de distribución, y

- Valor Agregado de Distribución (VAD), también fijado por la autoridad sectorial.

Como el precio de nudo corresponde al precio aplicable a la compra de energía para consumos sometidos a regulación de precios, la distribuidora recauda sólo el VAD, componente que le permite

cubrir los costos de operación y mantención del sistema de distribución, así como rentar sobre todas las instalaciones.

2.- Mensaje de S.E. el Presidente de la República.- Al fundar la iniciativa legal, el Ejecutivo señala los siguientes aspectos:

I. Antecedentes y objetivos del proyecto

a) Evolución del marco regulatorio

Expresa que el sistema regulatorio, vigente desde 1982, ha permitido un desarrollo satisfactorio del sector eléctrico, además de su tránsito desde un sistema de propiedad estatal a otro de propiedad mayoritariamente privada, sin alteraciones en los niveles de calidad y seguridad entre 1982 y 1990. Asimismo, ha permitido un rápido proceso de crecimiento, con altas tasas de inversión durante la última década, la diversificación de la oferta en generación, e importantes reducciones en los costos de producción transporte y distribución, en particular en los últimos 10 años.

Indica que, no obstante los logros alcanzados, durante los últimos años se han detectado dificultades en la operación del sector, algunas de ellas originadas en vacíos o limitaciones de la regulación, en su mayoría derivadas de las transformaciones que el sector ha experimentado a raíz de su dinámico crecimiento.

Manifiesta que los problemas detectados se refieren a diversos aspectos de la organización y regulación del sector. En particular, se observan dificultades en los mecanismos de operación coordinada de los sistemas, a raíz de la creciente complejidad de ellos y de los mercados; limitaciones en los sistemas de regulación de precios en algunos segmentos de la industria, que inciden en el objetivo de asegurar la inversión y el desarrollo de la calidad y seguridad de suministro, y, por otra parte, dificultan el libre acceso de prestadores al mercado, reduciendo la competitividad de éste; falta de precisión en algunas definiciones sobre responsabilidades y derechos de prestadores y consumidores, y, finalmente, limitaciones en los grados de transparencia de los procesos regulatorios.

b) Proceso de modernización de la regulación impulsado por el Gobierno

El Mensaje explica que para resolver las dificultades mencionadas, el Gobierno ha fijado una política regulatoria de mediano y largo plazo, cuyo objetivo es modernizar integralmente la regulación del sector, adaptándola a las necesidades de su desarrollo futuro.

Añade que los principales temas identificados en dicha política son los siguientes:

- Perfeccionamiento de la estructura de organización de los sistemas y los mercados.

- Perfeccionamiento de los sistemas de regulación de precios a nivel de generación.

- Perfeccionamiento de los sistemas y procedimientos de regulación de cargos por uso de los sistemas de transmisión.

- Perfeccionamiento de los procedimientos y sistemas de regulación de cargos por los servicios de distribución.

- Ampliación del segmento no regulado del mercado.

- Modificación del sistema de regulación de precios aplicable en sistemas eléctricos de tamaño mediano verticalmente integrados y con oferta concentrada.

- Establecimiento de sistemas remunerados de prestación de servicios complementarios, distinguiéndolos de los bienes y servicios básicos que se transan, cuales son: la energía y la potencia.

- Perfeccionamiento de los procedimientos y sistemas aplicables en situaciones críticas de escasez y restricción de suministro.

- Creación de una instancia independiente de resolución de discrepancias sobre fijaciones de precios regulados.

c) Prioridades actuales

El Ejecutivo señala que diversas circunstancias coyunturales experimentadas por el sector eléctrico en los últimos años han derivado en un mayor riesgo de déficit de capacidad y disponibilidad de energía, en mayores riesgos respecto a la confiabilidad de los sistemas, y en una tendencia al aumento de los costos de suministro para los próximos años.

Agrega que atendida la constatación anterior, se ha determinado la necesidad de priorizar la modernización de aquellos

aspectos regulatorios que inciden directamente en el desarrollo de las inversiones esenciales para la seguridad y confiabilidad del suministro y que, a su vez, favorecen la creación de condiciones de mayor competencia en el mercado.

Expresa que, por esta razón, se ha resuelto incluir en la presente iniciativa sólo aquellas materias que apuntan a desentrabar o facilitar las inversiones necesarias para mantener el equilibrio entre el crecimiento de la oferta y de la demanda, conservar costos de suministro razonables, y mejorar las condiciones de confiabilidad y de calidad en la operación de los sistemas.

Indica que con ello, el Gobierno no abandona los demás desafíos regulatorios que ha constatado en el sector eléctrico, sino que quiere implementar una modernización parcial inmediata, que permita corregir, en el corto plazo, las dificultades más urgentes que entraban el desarrollo de la actividad.

Explica que, de este modo, busca avanzar rápidamente en ciertos temas esenciales, pero, al mismo tiempo, continuar el estudio y la elaboración de un proyecto de ley que abordará los demás aspectos regulatorios que requieren perfeccionamientos. Añade que dichos aspectos también tienen importancia para el buen funcionamiento de los sistemas y mercados del sector eléctrico en el largo plazo, pero revisten una menor urgencia para los objetivos básicos y prioritarios antes mencionados.

El Mensaje agrega que el presente proyecto de ley incluye disposiciones relacionadas con los siguientes objetivos fundamentales:

- Reactivar las inversiones en transmisión, cuya postergación representa “cuellos de botella” relevantes para el suministro eléctrico en diversos puntos de los sistemas, afectando la calidad y los costos para los consumidores, y viabilizar la inversión en instalaciones de interconexión entre los sistemas interconectados nacionales existentes, SIC y SING.

- Reducir el riesgo regulatorio relacionado con los procesos de regulación de precios a nivel de generación.

- Introducir un sistema de peajes de distribución, de modo de facilitar la diversificación del suministro a los clientes no regulados, establecidos dentro de las áreas de concesión de las empresas distribuidoras.

Adaptar el sistema de regulación de precios en sistemas medianos y aislados, tales como los existentes en las regiones de

Aysén y Magallanes, a las condiciones y estructura de la industria (propios de ellos), de modo de que el sistema de precios incentive la inversión óptima de largo plazo y permita así lograr reducciones en los costos para el consumidor final.

Introducir un método de remuneración de servicios complementarios en la operación de los sistemas, que incentive inversiones y modos de operación que favorezcan la confiabilidad y la calidad, y reduzcan los costos de operación.

II. Ideas matrices del proyecto

El Mensaje señala que la consecución de los objetivos prioritarios descritos en el acápite anterior, debido a la rapidez que imponen los problemas que se busca atender, de modo de contar en el corto plazo con los perfeccionamientos normativos esenciales para el desarrollo eficiente del sector eléctrico, exigen concentrar la presente iniciativa en algunos aspectos específicos del marco regulatorio aplicable a dicho sector.

Agrega que, en efecto, como se ha indicado antes, la opción del Ejecutivo de abordar los perfeccionamientos más urgentes en la presente iniciativa obedece en gran parte a la necesidad de implementar dichas medidas en un breve plazo, evitando así la innecesaria dilación de estas correcciones prioritarias, que se produciría si ellas se incluyeran en una revisión global del marco regulatorio del sector.

Expresa que, de este modo, la presente iniciativa se presenta como una propuesta normativa acotada y circunscrita a los aspectos regulatorios específicos que se estiman imprescindibles de modernizar o corregir en lo inmediato, a fin de eliminar las trabas o dificultades que en la actualidad representan el mayor entorpecimiento para el desarrollo de la actividad.

Indica que, en consecuencia, el proyecto de ley no se plantea como una modificación abierta de la regulación del sector eléctrico, sino que se estructura sobre ideas matrices precisas y determinadas, que son las siguientes:

1) Nueva regulación de los sistemas de transporte de electricidad.

2) Regulación de un sistema de peajes en distribución.

3) Nueva regulación del régimen de precios aplicable a los diferentes segmentos de los sistemas eléctricos medianos, es

decir, sistemas con una capacidad instalada superior a 1500 kW e inferior a 200 mW.

4) Perfeccionamientos de la regulación de los ingresos del segmento generación, por concepto de capacidad.

5) Formalización de un mercado de servicios complementarios destinados a conferir mayor confiabilidad a los sistemas eléctricos.

III. Fundamentos de la regulación de sistemas de transporte de electricidad

a) Descripción del segmento transmisión de energía eléctrica

El Ejecutivo señala que la regulación de los diferentes segmentos de la actividad eléctrica se basa en una tarificación marginalista, que tiene como objetivo una asignación eficiente de los recursos y una utilización óptima de los mismos a través de toda la cadena productiva. Añade que si bien los diferentes segmentos presentan particularidades en su estructura, tanto técnica como de costos, este principio marginalista atraviesa el mercado eléctrico en su conjunto.

Indica que el segmento transmisión ha ido adquiriendo una importancia cada vez más gravitante dentro de los mercados eléctricos, fenómeno que no sólo se observa en Chile, sino también a nivel mundial. En efecto, a medida que los procesos de desregulación en países de la región, en Europa y en Estados Unidos han pasado a etapas más avanzadas, se ha entendido que las posibilidades de tener un mercado de generación competitivo, con una adecuada calidad de suministro, dependen de modo fundamental de la tarificación que el regulador establezca para la actividad económica de transmisión. No obstante el consenso respecto a la idea anterior, no ha habido acuerdo respecto a cuál es la mejor solución para tarificar la transmisión y, por ende, en distintos países se observan dificultades para compatibilizar la propiedad y administración privada de este segmento, con una expansión adecuada a las necesidades de crecimiento de los sistemas.

El Mensaje agrega que nuestro país no ha estado ajeno a este fenómeno. De hecho, en un primer período de la aplicación del DFL N° 1, el segmento generación-transmisión se consideraba como uno solo, sobre la base del supuesto de que las economías de escala para el conjunto no eran significativas.

Añade que, sin embargo, a poco andar, se constató que la transmisión tiene, en sí misma, importantes economías de

escala, que tienden a convertirla en un monopolio dentro de la cadena productiva. Ello quedó reflejado en la modificación efectuada a la Ley General de Servicios Eléctricos en el año 1990, que introdujo los conceptos y reglas relativas a los pagos de peajes al sistema de transmisión como una renta necesaria para complementar los ingresos del propietario de los medios de transporte, no cubierta por los ingresos tarifarios marginalistas.

Agrega que no considerar las economías de escala presentes en el segmento de transmisión provoca un desequilibrio financiero que impide que éste sea rentable, pues los costos marginales con los cuales se le tarifica resultan inferiores a los costos medios del negocio de transmisión. En ese sentido, la teoría marginalista se convierte sólo en un referente o marco para el sistema de transmisión, debiendo el regulador hacer las correcciones necesarias para establecer los equilibrios financieros adecuados, y el correcto desarrollo y funcionamiento del mercado eléctrico en su conjunto.

Indica que, de esta forma, hoy los transmisores reciben, en forma explícita o directa de parte de los generadores, lo que se podría denominar un “ingreso variable”, que se origina a partir de la valorización a costo marginal de corto plazo de las inyecciones (ventas) y retiros (compras) en los diferentes nodos del sistema, denominado Ingresos Tarifarios. Por otra parte, reciben un ingreso fijo, que resulta de prorratear, entre quienes utilizan determinadas instalaciones, la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo más el costo de operación y mantenimiento de éstas (AVNR & COYM). Así, el pago o financiamiento del sistema de transmisión por parte de los clientes finales o demanda es indirecto, toda vez que está implícito en los precios de equilibrio en los cuales se transa la energía entre clientes finales y generadores.

Manifiesta que el sistema descrito se estableció en el entendido de que entregaría los incentivos para una adecuada operación y mantención de los sistemas de transmisión, y para motivar las decisiones de inversión destinadas a la expansión de la red.

El Ejecutivo explica que, sin embargo, en los últimos años, los mencionados incentivos no han operado correctamente, pues el transmisor, al recibir los ingresos que le permiten cubrir sus costos totales con independencia de las saturaciones o situaciones de escasez que se produzcan en el sistema, no ha impulsado inversiones en nuevas instalaciones, provocando importantes cuellos de botella en el sistema.

Agrega que, por otra parte, la legislación vigente si bien considera a la transmisión como actividad económica y establece una remuneración para tal efecto, no la define con características de servicio público, no existiendo entonces la obligación de los propietarios de la red para expandir el sistema.

b) Problemas específicos de la regulación vigente

1. Falta de claridad en determinación de peajes.

El Mensaje señala que la estructura actual de peajes combina de manera particular los conceptos de pago por uso y por comercialización de la electricidad producida por las centrales de generación.

Agrega que, en efecto, la existencia de un peaje básico, que se determina a partir de un concepto denominado “área de influencia”, que apunta a establecer aquellas instalaciones que se ven directa y necesariamente afectadas por las inyecciones de potencia y energía de una central generadora, hace que el generador pague dicho peaje aun cuando venda toda su producción al mercado spot, es decir, sin comercializar la energía con clientes finales a través de contratos.

Indica que el pago por comercialización, por su parte, aparece bajo la figura de peajes adicionales, los que deben ser pagados por el generador cuando establece contratos de suministro fuera de su área de influencia.

Expresa que aunque en teoría esta estructura tarifaria puede parecer apropiada para determinar el monto que cada generador debe pagar al transportista, en la práctica se han presentado innumerables dificultades en su aplicación. Añade que dichas dificultades se refieren, en primer lugar, a la falta de claridad en la definición legal del área de influencia, lo que ha generado diversas interpretaciones en sucesivos acuerdos de peaje. En segundo término, las negociaciones bilaterales de peajes entre generadores y propietarios de los sistemas de transmisión, mecanismo que la ley privilegia para el establecimiento de los montos de peajes, han terminado, por lo general, recurriendo a comisiones arbitrales ad-hoc, lo que ha generado largos períodos de debate e incertidumbre respecto a los resultados del mismo y, paralelamente, ha derivado en fallos sustancialmente diferentes para similares conjuntos de instalaciones.

Explica que, por esta razón, el costo del peaje se ha convertido en un ítem difícil de determinar ex ante para un nuevo inversionista en generación que desea ingresar al sistema, constituyéndose en un factor de riesgo que opera como una barrera de entrada a la industria de generación.

2. Integración vertical y barreras de entrada.

El Mensaje señala que los sistemas de transmisión constituyen la infraestructura que permite el acceso de los

productores al mercado, y de los consumidores a las opciones de suministro. Añade que su desarrollo adecuado y la no discriminación en la distribución de sus costos entre distintos usuarios, son condiciones esenciales para que el mercado de energía eléctrica funcione en forma eficiente.

Explica que, como se ha señalado, el sistema de determinación de peajes actual no da garantías de una aplicación no discriminatoria para todos los usuarios, dado que los peajes individuales se han determinado en forma bilateral y diversa a través del tiempo.

Agrega que, por otro lado, en la mayor parte de las legislaciones comparadas se reconoce la inconveniencia de que la propiedad de los sistemas de transmisión principales esté en empresas relacionadas con las que operan en suministro y comercialización de energía, ya que se producen incentivos al uso discriminatorio de la transmisión como instrumento de competencia desleal. Añade que éste no es el caso de Chile, donde actualmente la ley no impone condición alguna para la propiedad de la transmisión, y donde el grado de integración vertical transmisión-generación ha sido alto hasta hace poco.

Destaca que, en efecto, hasta principios del año 2001, las principales instalaciones de transmisión en el Sistema Interconectado Central eran de propiedad de ENDESA S. A., una de las principales empresas generadoras presente en el sistema. En el Sistema Interconectado del Norte Grande, por su parte, las instalaciones de transmisión pertenecen a diversas empresas generadoras y, en varios casos, se han desarrollado como resultado de los contratos que éstas han acordado con grandes clientes.

Indica que esta situación, unida a la falta de claridad en la forma de cálculo y fijación de peajes, ha ocasionado que el costo de acceder al mercado presente un alto grado de riesgo para nuevos inversionistas en generación.

c) Aspectos centrales de un nuevo esquema de tarificación en transmisión

El Mensaje señala que existe consenso, a nivel general, acerca de la importancia del diseño tarifario para los pagos de peajes, ya que un mecanismo bien diseñado puede permitir a los usuarios, generadores y demanda, tener los incentivos necesarios para un adecuado uso de los recursos del sistema y, a partir de correctas señales tarifarias, adoptar las decisiones de inversión y localización más óptimas, tanto privadas como sociales.

Advierte que, de este modo, la regulación en transmisión debiera apuntar a generar los incentivos de eficiencia económica

y técnica, de modo que la red se desarrolle a mínimo costo, se logren adecuados niveles de confiabilidad, se adapte a los requerimientos de generadores y consumidores para maximizar la utilización óptima de los recursos del sistema, se remunere adecuadamente al propietario del sistema de transmisión, y no se vea obstaculizada la competencia en la generación por trabas en los segmentos naturalmente monopólicos.

En este contexto, la definición de los principios rectores en que se sustenta el proyecto de ley que se presenta, se basa en las siguientes consideraciones:

- Los sistemas de transmisión de alto voltaje son las vías que permiten que existan mercados de energía eléctrica. Por lo mismo, benefician a todo participante del mercado, permitiéndole compartir reservas de generación, aumentando la confiabilidad del producto y reduciendo los costos, con independencia de si físicamente cada uno de ellos usa la red, si la usa en forma permanente, o sólo en algunas condiciones de operación.

- La existencia de la red es condición necesaria para que cualquiera pueda comercializar energía en el mercado. Por lo tanto, al menos en principio, todo el que quiera participar en el mercado debería pagar parte de los costos de inversión.

- Las decisiones económicas que determinan las necesidades de transmisión dependen en gran medida de factores de largo plazo. Por un lado, el consumo se ubica geográficamente en función de múltiples variables de largo plazo; por el otro, las centrales generadoras son inversiones de larga vida útil, de modo que quienes las realizan, lo hacen en función de las posibilidades técnicas existentes en cuanto a ubicación, observando el comportamiento de los centros de consumo.

- En conjunto, los costos de transmisión en sistemas como los existentes en Chile son pequeños en relación al costo total de suministro al consumidor final, del orden del 10% al 12 % del costo total. Sin embargo, los costos de transmisión pueden ser muy distintos para un suministro que para otro, dependiendo de la forma en que la oferta y la demanda se localizan. Por lo mismo, la señal de localización debe existir para evitar distorsiones en casos extremos.

- La transmisión de más alto voltaje es un monopolio natural dentro de ciertos rangos de capacidad. Si bien es posible construir líneas alternativas, debido a la existencia de fuertes economías de escala e indivisibilidades en la inversión, para los sistemas de más alto voltaje es difícil que las opciones que satisfacen demandas individuales sean económicamente factibles.

- El sistema de precios de un monopolio como la transmisión debe cumplir con las siguientes condiciones: propender al financiamiento de las inversiones que eficientemente deban realizarse en el largo plazo; dar señales de inversión en transmisión adecuadas a los inversionistas; ser susceptible de aplicarse en forma transparente, y por lo tanto simple, y dar señales de uso de corto plazo que favorezcan la optimización de su utilización en la operación del sistema interconectado.

El mensaje explica que, sobre la base de las consideraciones anteriores, se definieron los siguientes principios básicos que apoyan la configuración de un esquema regulatorio de la transmisión:

a. Actividad de transmisión.

Señala que el esquema tarifario debe definir si la actividad de transmisión tendrá o no carácter de servicio público, lo cual implica definir los grados de obligatoriedad para proporcionar el servicio de transporte.

b. La red que permite que el mercado se desarrolle.

Expresa que se debe definir el concepto de "Transporte" y sus diferentes componentes esenciales para el desarrollo de la competencia en el sector, debiendo, si es necesario, caracterizar los distintos tramos de la red a través de conceptos como Red Principal, Secundaria y de Distribución. Esto permite generar un esquema de remuneración para cada componente, con los beneficios para los usuarios de tener claridad de los pagos que deben realizar en cada uno de ellos.

c. El mecanismo de expansión de la red y su reconocimiento tarifario.

Indica que resulta imprescindible definir un mecanismo a través del cual los agentes del mercado asuman, en forma consensuada las necesidades futuras del sistema de transmisión, con criterios óptimos y beneficios mutuos e identificables.

d. La forma en que se recuperan los costos de la red existente y futura.

Manifiesta que esto dice relación con el procedimiento de cálculo de los peajes, existiendo consenso también en que debe ser un mecanismo claro, simple y transparente, que permita a cualquier agente tomar las decisiones, tanto de inversión como de localización, en forma oportuna e informada. Se debe definir la estructura tarifaria la

existencia o no de costos fijos(conexión) y variables(uso del sistema) y su peso entre ambas componentes.

e. Qué usuarios de la red pagan y cómo lo hacen.

Destaca que ha sido otro elemento controvertido en la tarificación de los sistemas de transmisión, ya que el esquema a adoptar debe definir si serán sólo los generadores, o los generadores y la demanda en forma explícita, los que deberán solventar el costo del sistema de transmisión. En caso de que la demanda deba pagar en forma explícita, es necesario identificar claramente la proporción y mecanismo a través del cual solventa el sistema de transmisión.

IV Fundamentos y contenido de la nueva regulación del régimen de precios para sistemas eléctricos medianos

El Ejecutivo señala que la política energética aplicada en Chile a partir de la reforma desarrollada en la década de los 80, concibe a los componentes del sector energético interactuando con la lógica de los mercados competitivos. En ese contexto, la política de precios tiende a reflejar en ellos los costos reales de la prestación de los suministros.

Expresa que los altos costos de los insumos energéticos en las zonas de Aysén y Magallanes, por ejemplo, y particularmente en el caso de Aysén, son reflejo de esta política, pues su condición de aislamiento geográfico por un lado, y sus bajas demandas, por el otro, no justifican económicamente la existencia de una infraestructura que permita aprovechar economías de escala y de ámbito.

Agrega que los problemas específicos en la tarificación actual de los Sistemas Medianos, son los siguientes:

a) Niveles tarifarios

Explica que el nivel tarifario de cualquier consumidor regulado está compuesto básicamente por la adición de los siguientes dos componentes:

- Precio de Nudo: Costo de Generación de electricidad y de transmisión desde los centros de producción hasta las fronteras de los centros de consumo.

- Costo de Distribución: Costos asociados a la distribución de electricidad desde dichas fronteras hasta las instalaciones de los consumidores.

Añade que el primer componente se determina cada seis meses para cada uno de los sistemas eléctricos, mientras que el segundo componente se determina cada cuatro años y su cálculo fija el nivel de costo de la distribución para cada una de las empresas de distribución.

Indica que el último proceso de fijación de distribución se realizó en el año 2000 y, como resultado, se determinó que el nivel de costo de distribución que le corresponde a empresas como EDELAYSEN y EDELMAG, son similares al de otras empresas tales como Emelectric y Saesa que se abastecen desde el Sistema Interconectado Central. Agrega que, sin embargo el componente de generación (precio de nudo) muestra una importante diferencia.

A continuación, el Mensaje presenta una comparación de la factura mensual para un cliente con un consumo típico y emplazado en distintas comunas (los valores se expresan en pesos a junio de 2001 (c/IVA)):

COMUNA	EMPRESA	RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL
SANTIAGO	CHILECTRA	5,264	252,652	5,278,888
TEMUCO	CGE	5,992	280,979	5,426,440
PUERTO MONTT	SAESA	6,805	355,259	5,859,835
PUNTA ARENAS	EDELMAG	8,341	389,292	8,230,974
COIHAIQUE	EDELAYSEN	10,552	526,733	11,001,175

Explica que el cuadro anterior resulta ilustrativo de las distorsiones que arroja el régimen tarifario vigente, al aplicarlo en sistemas aislados como los señalados.

b) Plan de Obras

El Ejecutivo añade que, por otra parte, la legislación vigente establece que el nivel de las tarifas de generación debe determinarse, entre otros parámetros, en función de un plan de obras de carácter indicativo diseñado por la autoridad.

Refiere que, como se ha observado antes, la mayor contribución al nivel tarifario final, en zonas como Aysén y Magallanes, está dado por el componente de precio de generación.

Explica, a continuación, que la ejecución de un plan de obras óptimo se basa en el concepto económico de existencia de competencia perfecta. Lo anterior, dado que el óptimo económico monopólico es distinto al óptimo económico global o social en que se basa el plan de obras.

Agrega que la teoría microeconómica demuestra que el óptimo monopólico está dado por el cruce de la curva de demanda con la curva de ingreso marginal, a diferencia del óptimo global que está dado por el cruce de la curva de demanda con la de costos marginales.

Explica que en los casos de Aysén y Magallanes, es evidente la ausencia de todo nivel de competencia, pues son sistemas en que sólo existe un operador, integrado verticalmente en generación, transporte y distribución, resultando esta situación conveniente vista la presencia de economías escala.

Concluye que lo anterior hace aconsejable tarifificar los servicios en forma integrada, considerando criterios de costos medios eficientes, más que el actual mecanismo de costos marginales.

V Seguridad de servicio y propuesta de creación de mercado de servicios complementarios

1. Transferencias entre generadores

El Mensaje señala que la regulación vigente reconoce la existencia de un mercado único o principal, en que los integrantes del segmento de generación efectúan transferencias de energía -establecidas en el DFL N° 1- y transferencias de potencia -establecidas a nivel reglamentario-. De este modo, se configura la existencia de un mercado en el cual se conciben sólo los productos energía y potencia.

Expresa que la existencia del "producto potencia" permite, teóricamente, que el segmento generación perciba ingresos por capacidad, estables y permanentes, los cuales para los sistemas interconectados nacionales, representan entre el 20 y 30% de los ingresos totales del mercado de energía y potencia, en función de la cantidad y las características de la capacidad instalada que aporte cada generador al sistema.

Indica que la mayoría de las regulaciones internacionales, en cambio, incluyen la existencia de ingresos por capacidad, con objetivos diversos y a través de distintos mecanismos, los cuales a lo menos pretenden reducir la incertidumbre o aumentar la estabilidad en los ingresos de los generadores y reducir la aversión al riesgo por parte de nuevos generadores, todo esto para conseguir niveles aceptables de confiabilidad en el sistema.

Explica que la confiabilidad del sistema eléctrico se traduce en que los usuarios y los consumidores cuenten con un suministro eléctrico de calidad, para lo cual es imprescindible que se realicen las

inversiones suficientes y, al mismo tiempo, que éstas sean operadas con aceptables niveles de seguridad.

Agrega que los mecanismos que definen los ingresos por capacidad permanecen como un debate abierto en la regulación eléctrica de los mercados internacionales, con diversas actuaciones de los agentes reguladores de acuerdo a objetivos regulatorios específicos, las cuales van desde estabilizar ingresos volátiles en la generación para reducir aversión al riesgo, hasta la asignación de capacidad de generación a través de las más distintas formas y procedimientos, o bien exigir a los consumidores determinados niveles de contratación de capacidad.

Añade que la ausencia de un reconocimiento legal para los ingresos por capacidad correspondientes al segmento de generación, ha provocado una sensación de incertidumbre e inestabilidad que ha impedido un adecuado desarrollo del sector.

2. Problemas específicos de la regulación vigente

El Ejecutivo explica que, en general, los problemas presentes en la regulación vigente nacen a partir del hecho de que el énfasis regulatorio ha estado puesto en dar respuesta a las necesidades económicas del mercado eléctrico, más que en aspectos de operación técnica del mismo.

a. Conceptualización de confiabilidad

Señala que en el ámbito de la confiabilidad de los sistemas eléctricos, el marco conceptual establecido en nuestra regulación requiere ser mejorado y actualizado. Añade que en nuestra normativa, existe terminología que no se adecúa a los desarrollos regulatorios existentes en Norteamérica y Europa, que han evolucionado de manera importante en el concepto de confiabilidad de los sistemas eléctricos.

Indica que este concepto no existe formalmente en nuestra regulación y sólo está parcialmente recogido a través de las exigencias de calidad y seguridad de servicio establecidas reglamentariamente. La ausencia de un marco conceptual claro en esta materia ha permitido que los conflictos suscitados entre los generadores deriven en divergencias de forma y de fondo, tanto para problemáticas de orden técnico, como económico.

b. Potencia Firme o ingresos por capacidad

Expresa que un problema común a ambos sistemas interconectados del país, dice relación con la jerarquía regulatoria y, la consecuente definición de los ingresos por capacidad. Éstos sólo se

reconocen en nuestra regulación a través de disposiciones reglamentarias, bajo el concepto potencia firme.

Agrega que, visto lo anterior, siempre existe la posibilidad de que futuras reglamentaciones que apunten a perfeccionar la potencia firme, terminen modificando en sí mismo el concepto de potencia firme lo cual genera incertidumbre y a la vez se constituye en una potencial fuente de conflictos y judicialización de pagos en el segmento de generación.

c. Confiabilidad en el SING

Indica que las características del Sistema Interconectado del Norte Grande del país (SING) lo constituyen en un sistema eléctrico con problemas estructurales que lo distinguen y sobre el cual casi no existe precedente en el mundo. Esto, debido a la presencia de grandes bloques de oferta y demanda concentrados en muy pocos agentes, sumado a la existencia de un sistema de transmisión que no se ha desarrollado armónicamente desde un punto de vista sistémico, sino que se ha desarrollado principalmente para evacuar expresamente los grandes bloques de oferta y demanda presentes en el sistema.

Explica que, en este escenario, se hace imprescindible la existencia de una regulación que genere señales que incentiven la prestación de respaldos y servicios que permitan preservar la seguridad del sistema. Añade que la carencia de tal regulación es una de las causas que ha contribuido a que la operación del SING se lleve a cabo sin todos los resguardos necesarios para evitar colapsos totales del sistema.

d. Confiabilidad en el SIC

Señala que la principal característica del Sistema Interconectado Central del país (SIC) que afecta la confiabilidad del mismo, resulta ser la importante presencia de oferta de origen hidráulico. Añade que esta oferta, año a año, queda supeditada a las condiciones hidrológicas que se presenten durante el invierno lo cual, sumado a un cuadro deprimido de inversiones en el segmento de generación, configura escenarios de riesgo de déficit, los cuales se han vislumbrado como probables durante los últimos años.

Explica que, visto lo anterior, se dice que el SIC enfrenta un problema de suficiencia de recursos de generación. Agrega que en este contexto, la existencia de ingresos por capacidad cobra vital importancia ya que ésta es la principal señal que permite alentar la inversión en capacidad de generación de rápida instalación, recurso fundamental para enfrentar condiciones hidrológicas adversas.

3.- Tramitación en el Senado.- La iniciativa legal en estudio ingresó al Senado el día 4 de noviembre del año en curso, siendo remitida para su estudio a la Comisión de Minería y Energía.

4.- Observaciones recibidas.- Durante el estudio de la iniciativa se solicitó la opinión de todas las empresas relacionadas con el sector eléctrico, sobre el texto despachado por la Honorable Cámara de Diputados.

A continuación, se consignan las respuestas recibidas por las empresas invitadas a exponer a la Comisión:

- Chilectra S.A.

“I.- EL SECTOR ELÉCTRICO: BREVE DESCRIPCIÓN.

El sistema eléctrico opera sobre la base de tres actividades: la generación, la transmisión y la distribución de energía eléctrica.

Estas tres actividades corresponden a las distintas etapas que conforman un sistema eléctrico, que no es otra cosa que el conjunto de instalaciones que posibilita la disposición organizada y eficiente de la energía eléctrica.

La Generación, corresponde a la etapa de producción de la electricidad. En Chile, dicha producción es realizada por centrales hidráulicas y térmicas.

La Transmisión, corresponde al transporte de la electricidad desde las centrales productoras hacia los centros de consumo.

La Distribución, constituye la última etapa del proceso y consiste en la entrega de la energía eléctrica al usuario final. Esta etapa se caracteriza por la masividad, tanto de clientes (4.000.000 en Chile) como de instalaciones (por ejemplo, 2.000.000 de postes).

Las tres etapas brevemente descritas corresponden a actividades industriales y económicas distintas y de gestión independientes. Nuestra legislación recoge esta realidad en el DFL N° 1 del Ministerio de Minería de 1982, en adelante DFL N° 1, de manera que cada una de dichas actividades tienen especificado un procedimiento de tarificación independiente.

II. GÉNESIS DEL PROYECTO DE LEY DENOMINADO LEY CORTA.

Con fecha 6 de mayo de 2002, por Mensaje del Presidente de la República presentado ante la Cámara de Diputados se inició la tramitación del proyecto conocido como "Ley Corta", el cual introduce "modificación a la ley general de servicios eléctricos en materia de tarificación y pago de la transmisión, de los sistemas aislados, de los servicios complementarios, de los precios de nudo y de los peajes en distribución".

En el Mensaje de este proyecto el Ejecutivo hace una descripción del sistema eléctrico nacional, abordando sus distintos segmentos, la evolución del marco regulatorio, el proceso de modernización de la regulación impulsado por el Gobierno y define, dentro de ese proceso más amplio, las prioridades actuales. En concordancia con dichas prioridades más urgentes, el Gobierno precisa las ideas matrices del proyecto, que condicionan las materias que el mismo puede abordar.

La tramitación de esta ley ha generado largas e intensas discusiones sobre las distintas materias que abarca. Es por ello que el proyecto final viene a constituir el fruto de un esfuerzo serio, que ha logrado el consenso de los segmentos de generación, transmisión y la autoridad regulatoria. Un esfuerzo donde se ha preferido emplear el tiempo necesario, y no la precipitación, aún existiendo las urgencias que motivaron la presentación del referido proyecto. Y no ha podido ser de otra manera, porque legislar con prisas en materias de suyo complejas es un ejercicio plagado de riesgos, que puede resultar en enormes daños para la economía nacional.

Por lo anterior, resulta sorprendente entonces, que dentro del contexto referido, el Ejecutivo haya estimado del caso efectuar indicaciones de última hora al proyecto, discutidas por la Comisión de Minería y Energía de la Cámara de Diputados entre la medianoche del día 8 y la madrugada del día 9 de octubre recién pasados. Como se señalará más adelante, tales indicaciones no sólo se alejan radicalmente de las ideas matrices del proyecto, sino que introducen enormes riesgos al único sector que no ha presentado problemas de inversiones, calidad de servicio y precios, esto es, el sector de la distribución.

En efecto, las últimas indicaciones introducidas abarcan materias tan complejas y decisivas para la industria de la distribución de energía eléctrica, como lo son, entre otras, la determinación del valor agregado de distribución (VAD) que es determinante en el proceso de tarificación del servicio público de distribución de energía eléctrica.

Estas materias de suyo merecerían un estudio y análisis tan acucioso y completo como el que se llevó a cabo para dar forma al actual proyecto en lo relativo a las materias originales para los que fue concebido.

III LAS INDICACIONES NO SE AVIENEN CON LAS IDEAS MATRICES DEL PROYECTO.

Estas últimas indicaciones del Ejecutivo no se avienen con las ideas matrices del proyecto, claramente expuestas en el Mensaje del mismo.

Al respecto cabe precisar que las ideas matrices o fundamentales del proyecto de ley, de acuerdo al Mensaje N° 102-346, son las siguientes:

a) Nueva regulación de los sistemas de transporte de electricidad.

b) Regulación de un sistema de peajes en distribución.

c) Nueva regulación del régimen de precios aplicable a los diferentes segmentos de los sistemas eléctricos medianos, es decir, sistemas con una capacidad instalada superior a 1500 Kw. e inferior a 200 MW.

d) Perfeccionamientos a la regulación de los ingresos del segmento generación, por concepto de capacidad.

e) Formalización de un mercado de servicios complementarios destinados a conferir mayor confiabilidad a los sistemas eléctricos.

Las indicaciones a que nos hemos referido, dicen relación con las siguientes materias:

a) La creación del denominado "Panel de Expertos" (artículo 130 D.F.L. N° 1. Indicación presentada por el ejecutivo con fecha 27 de agosto de 2003).

b) Un nuevo texto relativo a las discrepancias que pueden presentar las empresas al panel de expertos. (Agrega un nuevo texto al final del nuevo inciso cuarto del artículo 116 del DFL N° 1).

c) El procedimiento de cálculo de los componentes del Valor Agregado de Distribución (VAD), que no es otra cosa que la fijación de las tarifas de distribución, (Se reemplaza el artículo 107 del DFL N° 1).

d) Una nueva definición de entradas de explotación. Concepto esencial para la tarificación de la distribución. (Se sustituye el inciso segundo del artículo 116, del DFL N° 1).

e) Introduce modificaciones al artículo referido al Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de las empresas de distribución, materia que junto al VAD es uno de los dos procedimientos esenciales en la fijación de las tarifas de distribución. (Se sustituye el artículo 118, del DFL N°1).

Las modificaciones indicadas en los literales b) al e) precedentes, fueron introducidas por indicaciones presentadas por el Ejecutivo con fecha 06 de octubre de 2003.

De la sola mención de las materias que abordan las indicaciones referidas, aparece evidente que ellas no tienen relación directa con las ideas matrices o fundamentales del proyecto.

Es tan clara la conclusión anterior, que el Ejecutivo, en su Mensaje, si bien establece como uno de sus objetivos el de perfeccionar la regulación de la distribución (punto N° 3), en el punto N°4 acota las materias específicas que se incluirían en el proyecto "ley corta", sobre la base de definir "Prioridades actuales", dejando los temas de distribución, contenidos en las indicaciones que se critican, para una posterior legislación. Ello no es menor, por cuanto el Mensaje reconoce que hay problemas urgentes a resolver, y que no están radicados en la distribución.

Sobre este particular el mensaje señala que el mayor riesgo de déficit de capacidad y disponibilidad de energía "ha determinado la necesidad de priorizar la modernización de aquellos aspectos regulatorios que tienen inciden más directamente en el desarrollo de las inversiones esenciales para la seguridad y confiabilidad del suministro, y que a su vez, favorecen la creación de condiciones de mayor competencia en el mercado".

Es del caso señalar que la Constitución Política de la República contiene expresa normativa sobre los alcances de las modificaciones a un proyecto de ley. En efecto, su artículo 66 establece, en su inciso primero, que *"Todo proyecto puede ser objeto de adiciones o correcciones en los trámites que corresponda, tanto en la Cámara de Diputados como en el Senado; pero en ningún caso se admitirán las que no tengan relación directa con las ideas matrices o fundamentales del proyecto"*. (el énfasis es nuestro)

En este mismo sentido, el artículo 70 de la Carta Fundamental precisa en su inciso segundo que *“En ningún caso se admitirán las observaciones que no tengan relación directa con las ideas matrices o fundamentales del proyecto, a menos que hubieran sido consideradas en el mensaje respectivo”*.

De las normas referidas se concluye que no es factible admitir, en la tramitación de un proyecto de ley, adiciones, correcciones o indicaciones, que no tengan relación directa con las ideas matrices o fundamentales del proyecto, las cuales, conforme lo dispone el inciso final del artículo 23 del citado cuerpo legal, son *“aquellas contenidas en el mensaje o moción, según corresponda”*.

IV DEFICIENCIAS DE LAS ÚLTIMAS INDICACIONES.

1. Panel de Expertos (artículos 130 -134).

1.1 Impugnación de las decisiones del Panel de Expertos.

El proyecto no contempla ningún tipo de recurso jurisdiccional en contra de las decisiones del panel de expertos. Esto implica sustraer dichas decisiones a la normativa constitucional y legal vigente, en oposición a lo dispuesto en el artículo 19, N° 3, inciso 5° de la Constitución Política., que consagra el principio del debido proceso.

Es ilegal que el panel de expertos no pueda ser fiscalizado y eventualmente revisadas sus decisiones.

1.2 Facultades exclusivas de la CNE.

El proyecto dispone que el Ministro Presidente de la Comisión Nacional de Energía, con acuerdo del Consejo Directivo, sea el único órgano facultado para declarar inaplicable lo resuelto por el panel de expertos.

Esta facultad no se justifica. No se vislumbran razones por las cuales aquella facultad quede radicada exclusivamente en la CNE. Esta norma pone de manifiesto que es necesario que las decisiones del Panel de Expertos queden sujetas a algún tipo de control.

Se ajusta más a la igualdad ante la ley consagrada en nuestra Constitución, que tanto la autoridad como las empresas afectadas puedan recurrir las resoluciones del panel de expertos ante un ente distinto

de la Administración, como lo son el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia o los Tribunales Ordinarios de Justicia.

Al respecto el artículo 73 de la Constitución Política de la República dispone expresamente que “ni el Presidente de la República ni el Congreso pueden, en caso alguno, ejercer funciones judiciales, avocarse causas pendientes, revisar los fundamentos o contenidos de sus resoluciones o hacer revivir procesos fenecidos”. El Consejo de Ministros de la Comisión Nacional de Energía y su presidente – miembros del ejecutivo – no puede revisar los fundamentos y contenidos de los dictámenes del panel de expertos.

2. Determinación del Valor Agregado de Distribución (artículo 107).

2.1 Participación de distintos interesados en el proceso de fijación tarifaria.

El proyecto se hace eco de una tendencia reciente en materia de regulación de servicios básicos, en que mediante una audiencia pública se le permite a cualquier interesado hacer observaciones al procedimiento de fijación tarifaria.

No vemos inconveniente en la instauración de una audiencia de participación ciudadana. Ella le otorga la debida transparencia al proceso y le permite a la autoridad contrastar diversas observaciones. Sin embargo, el proyecto del Ejecutivo ha ido mucho más allá de lo que se contempla en otras regulaciones, ya que además de la audiencia pública, crea instancias de participación vinculantes, en las que actores como representantes de generadores y de clientes pasan a tener la misma preponderancia que la propia autoridad, lo que ciertamente no garantiza que los acuerdos alcanzados, si es que llegaren a existir, tengan como objetivo maximizar el bien común.

La propuesta del ejecutivo además de conllevar serias deficiencias prácticas, está sujeta a reparos legales por contradecir la igualdad de la ley.

2.1.1. Deficiencias prácticas.

Como se señaló anteriormente, el proyecto de ley incorpora a un grupo importante de actores al procedimiento de fijación tarifaria: las empresas generadoras y los clientes libres (artículo 107 inciso segundo), los cuales cuentan con iguales derechos a los de las empresas distribuidoras y de la propia autoridad.

Las últimas indicaciones conciben el estudio de los Valores Agregados de Distribución en seis etapas: bases del estudio, adjudicación y designación del consultor, supervisión del estudio, audiencia pública en que expone el informe final, fijación de tarifas básicas preliminares y fijación de tarifas definitivas. En todas y cada una de tales etapas, además de la autoridad y las empresas generadoras, intervienen en forma vinculante representantes de empresas generadoras y de clientes.

Así, las empresas generadoras y los clientes libres podrán realizar observaciones a las bases sobre las cuales se realizará el estudio de costos. En caso de no ser acogidas sus observaciones pueden llevar la controversia al panel de expertos. De esta manera, se podrán presentar tantas controversias como clientes libres y generadoras existan, sin perjuicio que cada uno de dichos interesados puede presentar tantas observaciones como estimen pertinente.

También se contempla que dos representantes, uno de las generadoras y otro de los clientes libres, participen en la designación del consultor que realizará el estudio de costos. Adicionalmente, representantes de generadoras y de clientes libres también estarán a cargo de dirigir y supervisar el estudio de costos.

Asimismo, todos los clientes libres y las empresas generadoras individualmente podrán presentar todas las observaciones que estimen pertinentes a dicho estudio. El consultor en su informe final estará obligado a responder “expresamente” dichas observaciones sean cuales fueren.

Luego se realiza una audiencia pública en que pueden intervenir todas las empresas generadoras y clientes libres y realizar todas las observaciones que estimen pertinentes. Luego la Comisión fija las tarifas básicas preliminares. Nuevamente las generadores y los clientes libres pueden recurrir al panel de expertos y presentar tantas controversias como estimen pertinentes, las cuales deben ser resueltas por el panel de expertos.

Resueltas las controversias, la Comisión fijara las tarifas definitivas, las cuales nuevamente podrán ser recurridas ante el panel de expertos por todos los clientes libres y empresas generadoras.

Respecto de los restantes usuarios interesados, la ley no precisa claramente la forma en que estos intervienen, solo realiza algunas exigencias y en lo restante se remite a un reglamento que deberá dictarse. La ley se limita a señalar que se deben inscribir en un registro con anterioridad al inicio del procedimiento de fijación tarifaria (esta exigencia no rige ni para los clientes libres ni para las generadoras) y que un reglamento determina la forma en que dichos particulares intervendrán, (nuevamente

esta limitación no rige para las generadoras y clientes libres las cuales participan sin ninguna restricción).

Ahora bien, sea cual fuere la forma en que podrán intervenir dichos usuarios e instituciones interesadas, la ley en lo restante le asigna iguales derechos que a las generadoras. Así, dichos usuarios podrán presentar controversias ante el panel de expertos relativas a las bases del estudio, al estudio mismo y a las tarifarias básicas preliminares y las tarifas definitivas. Todas dichas controversias deberán ser resueltas por el panel de expertos en los breves plazos que la ley les señala.

Esta descripción permite vislumbrar que el procedimiento fijado por la autoridad resultará impracticable.

Por otra parte, el aumento de los derechos de las empresas generadoras y de los clientes libres en el procedimiento de fijación tarifaria va acompañado de una restricción importante de los derechos de las empresas distribuidoras. Así por ejemplo en la comisión que elige y supervisa el trabajo del Consultor que efectuará el estudio, la gran mayoría de las Distribuidoras no se encontrarán representadas.

Fuera de ello la regulación es excesivamente pobre. No entrega ninguna norma que señale la forma en que interviene los representantes de las empresas generadoras y clientes libres en el comité que adjudica y supervisa el estudio de costos, tampoco señala cómo se designa dicho representante, etc.

En definitiva, de implementarse un sistema como el propuesto en las últimas indicaciones a la ley corta, se pasaría a gravar al sector de distribución de una manera nunca vista, lo que es absolutamente desmedido si se considera que es la distribución precisamente el único sector que no ha presentado problemas de inversión, ni ha afectado la calidad del servicio negativamente como otros segmentos del negocio.

2.1.2. Inconvenientes legales.

Además de resultar impracticable, el referido sistema no se ajusta a las normas constitucionales vigentes y vulnera el espíritu de la fijación de tarifas por parte de la autoridad.

i) No se ajusta a la Constitución porque las generadoras, los clientes no sujetos a fijación de tarifas, los Usuarios e Instituciones Interesadas, como es natural, tenderán a representar sus propios intereses y, por ello, no necesariamente el interés general ni el bien común.

El proceso de fijación de tarifas por parte de la autoridad tiene por objeto salvaguardar el bien común frente a lo que se ha considerado un monopolio natural. Es por ello que el artículo 1° de la Constitución atribuye al Estado la finalidad de promover el bien común, y éste es el ente llamado por nuestra normativa fundamental a “promover la integración armónica de todos los sectores de la nación” y a “contribuir a crear las condiciones sociales que permitan a todos y a cada uno de los integrantes de la comunidad nacional su mayor realización espiritual y material posible...” (Art. 1° Constitución Política).

La CNE es el órgano estatal que por ley debe velar por el bien común y el interés general en estas materias.

En consecuencia, permitir la participación directa de intereses particulares en el procedimiento de fijación de tarifas para distribución implicaría que el fin de promover y preservar el interés general y el bien común se compartiría entre el órgano estatal llamado a ello y particulares que, en la consecución de sus propios intereses, están determinados por ellos mismos y no por el bien común, lo que resulta contradictorio.

La conclusión anterior no se contradice con la posibilidad que cualquier interesado que se sienta afectado pueda manifestar su opinión, pero no dentro del procedimiento mismo, sino que ante y a través de la autoridad.

Implicaría asimismo, una discriminación arbitraria en el trato que deben dar el Estado y sus organismos en materia económica, de acuerdo al artículo 19 N°22 de la Constitución, al llamar a actores económicos con intereses propios y muchas veces contradictorias a participar en un procedimiento tan decisivo para la actividad de la distribución de energía eléctrica como el de fijación de tarifas.

Además, la fórmula que contiene el proyecto atenta contra la igualdad ante la ley consagrada en el artículo 19 N° 2 de la Constitución, según el cual en Chile no hay persona ni grupo privilegiados y que prohíbe a la ley y a la autoridad establecer diferencias arbitrarias.

En efecto, arbitraria sería la diferencia que se establecería entre los distintos afectados al permitir la participación de algunos de ellos y no la de otros sin que existiera fundamento racional para la discriminación.

ii) Vulnera el espíritu que justifica la fijación de tarifas por parte de la autoridad, pues somete a toda una industria al escrutinio y al control de otros actores particulares que se encuentran en las dos puntas de su proceso productivo económico: los proveedores del

principal insumo del negocio y los mismos clientes. No ha sido ésta la intención ni el espíritu de la ley, que no es otro que permitir al Estado cumplir su función de promotor del bien común y articulador de intereses particulares en función de dicho bien común.

2.2. Tarificación de la Distribución

El proyecto de ley pretende cambiar el sistema de tarificación hoy existente que se ha aplicado por más de veinte años. Para ello, el ejecutivo propone un cambio radical que en nada se asemeja al hoy existente ni a ninguno otro que exista hoy en la legislación chilena. Parece por ello sorprendente que cada vez que el ejecutivo regula una materia tarifario recurra a un procedimiento distinto a lo que contemplan las leyes vigentes.

La legislación contempla hoy dos estudios de costos, uno a cargo de la autoridad, representada por la CNE y otro a cargo de las empresas. El ejecutivo propone, en cambio, un estudio único adjudicado y súper vigilado, como se ha expresado, por un conjunto de personas que responden a intereses excesivamente heterogéneo.

3. Peajes de distribución (artículo 71-43).

El ejecutivo ha omitido señalar los criterios con que se deben determinar el peaje de distribución. Del contexto de la ley se presupone que el peaje debe ser igual al VAD, pero aquello no se señala precisamente. Por el contrario, el proyecto indica que el Ministerio de Economía, previo informe de la Comisión, fijará dichos peajes y remite dicha materia al reglamento. Ello es incorrecto porque la fijarse el VAD quedó determinado el peaje, por ello el Ministerio se debe limitar a establecer las fórmulas tarifarias que representarán los peajes que pagarán los clientes y no fijar los peajes como erróneamente señala la ley.

Estimamos que si el ejecutivo ha sido claro en sostener públicamente que el peaje de distribución es igual al VAD, aquello debería quedar igualmente claro en la ley.

4. Fijación del VNR.

El ejecutivo ha incluido una norma que impide a las empresas recurrir a los tribunales de justicia cuando la Superintendencia de acuerdo a la normativa vigente determina el VNR. Aquello resulta absurdo y constituiría una causal de inmunidad en caso que la fijación del VNR sea abusiva. Así, si una empresa no informa el VNR la Superintendencia podría fijar el VNR que quisiera el incluso podría llegar al absurdo de ser igual a

cero. En tal caso de acuerdo al proyecto de ley, la empresa no podría recurrir a los Tribunales de Justicia.

5. Inconsistencias.

Como evidencia del escaso tiempo de análisis que se le dedicó a las últimas indicaciones, es posible encontrar varias inconsistencias entre las normas que se incorporarían y las que no se modifican. En la ley vigente existen una serie de normas que presuponen que el sistema de fijación tarifaria se base en dos estudios y no en uno, como se está proponiendo. A modo ejemplar el artículo 107 bis, habla de “los estudios”.

Esa y otras inconsistencias demuestran que el proyecto no se ha estudiado detenidamente.

V. CONCLUSIONES.

La distribución es una etapa del sector eléctrico que no ha presentado problemas de falta de inversión, precios ni de calidad del servicio.

Por ello, ha resultado sorprendente el intento del Ejecutivo de legislar sobre la marcha y con indicaciones de última hora que son claves para la distribución.

Contrasta asimismo el tiempo de análisis y discusión dedicado a la transmisión, alrededor de 18 meses, con el tiempo dedicado al análisis de la distribución. Materias tan relevantes como son la tarificación del VAD deben ser objeto de un análisis exhaustivo.

Finalmente, las indicaciones presentadas por el Ejecutivo a última hora presentan graves problemas de índole práctico, técnicos y legales.”.

- Chilquinta Energía S.A.

“¿Qué es la distribución de electricidad?

Para que los clientes usen energía eléctrica en sus actividades, se necesita la interacción coordinada de cuatro actividades económicas, que se describen simplificada a continuación:

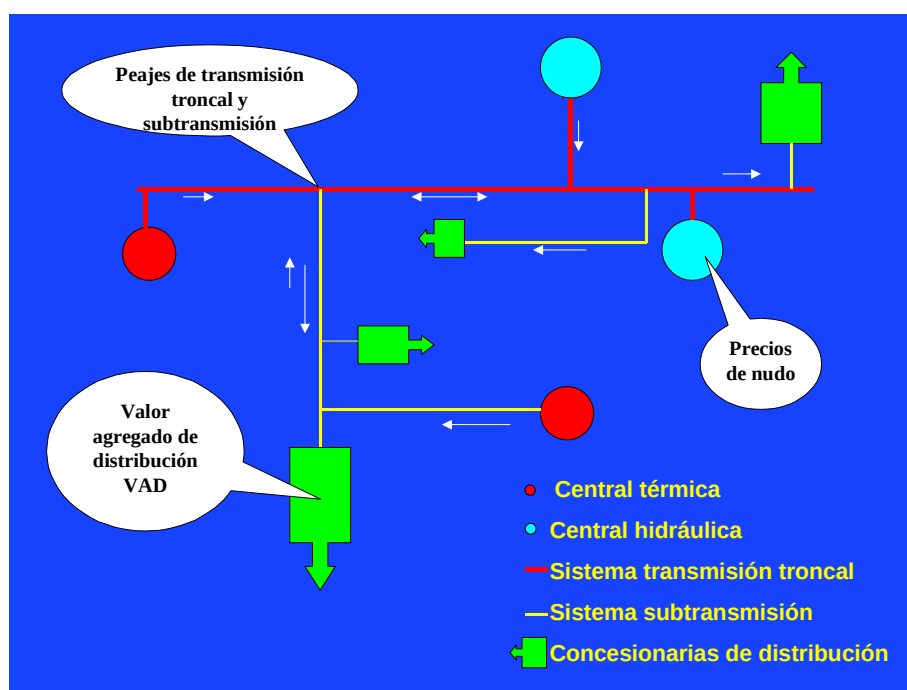
- Generación: consistente en la producción de energía eléctrica en centrales térmicas o hidráulicas,

- Transmisión troncal: consistente en el transporte de energía eléctrica desde las centrales de generación hasta los grandes centros urbanos o grandes clientes,

- Subtransmisión: consistente en el transporte de energía eléctrica desde la transmisión troncal hasta la entrada a los sistemas de distribución. En ocasiones, a estos sistemas de subtransmisión se pueden conectar directamente centrales de generación, sin pasar por redes de transmisión troncal, cuando tales centrales se localizan en torno a grandes centros urbanos o grandes clientes,

Distribución: consistente en las actividades de transporte de energía eléctrica desde las redes de subtransmisión hasta los clientes finales, de compra de energía a generadores, y el ciclo comercial con los clientes (lectura, reparto de boleta, recaudación, atención de reclamos, entre otras).

En la siguiente figura se muestra cómo interactúan estas actividades económicas.



En Chile existen 35 empresas distribuidoras, las que atienden a 4 millones de clientes, contando para ello con 55.000 kilómetros de redes en media tensión. Las instalaciones de transporte de transmisión y distribución representan inversiones por más de 3.500 millones de dólares.

El proyecto de ley corta

El Mensaje Nº 102-346, con el que se inicia el proyecto de ley corta, en el capítulo que describe las prioridades actuales, indica que esta es una “propuesta normativa acotada y circunscrita a los específicos aspectos regulatorios que se estiman imprescindibles de modernizar o corregir de inmediato” y que son los siguientes:

- Sistemas de transmisión eléctrica
- Sistema de peajes en distribución
- Precios en sistemas eléctricos medianos (Aysén y Magallanes)
- Ingresos de generación por concepto de capacidad
- Mercado de servicios complementarios en sistemas eléctricos

Estas son las materias que se espera incluya la ley corta.

Síntesis de problemas y soluciones en generación y transmisión

En el sector de generación se identifican los siguientes problemas:

- Falta de inversión en nueva capacidad de generación,
- Reticencia de generadores a firmar contratos con distribuidores (actualmente ya existen casos de distribuidoras sin contratos),
- Barreras entrada al mercado de generación y concentración del mercado de generación

En la ley corta se abordan algunos de estos problemas, a través de las siguientes soluciones:

- Reduce la banda de precio libre de 10% a 5%, para fijar precio de nudo,
- Establece que el precio de nudo de la potencia será igual al costo marginal de la potencia,
- Establece la prestación de servicios complementarios (desconexión de emergencia, regulación de voltaje y frecuencia, compensación de energía reactiva, otros),
- Establece procedimientos de cálculo y pago de peajes en transmisión.

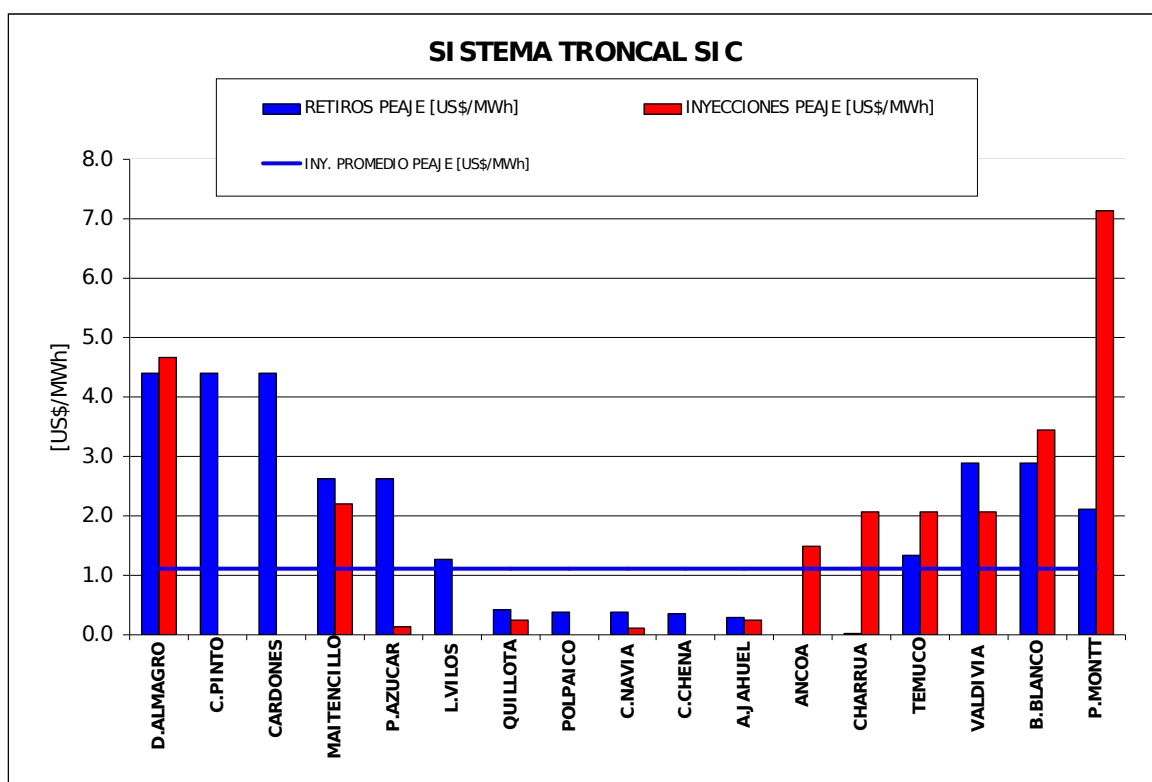
Sin embargo, hay otros temas de fondo que no son abordados en la ley corta:

- Artículo 99 bis, compensaciones a todo evento.

Si bien una reciente modificación del Reglamento de la ley eléctrica acota en forma razonable los períodos en que corresponde compensar a los clientes regulados en situaciones de racionamiento, persiste todavía en la ley la obligación a compensar por racionamientos en cualquier escenario de sequía, insinuando con ello que el precio de la energía debiera incluir una capacidad de generación de respaldo excesiva. No parece adecuado que el precio de la energía deba incluir respaldos para cualquier condición de sequía, por lo que la ley debiera especificar en qué condiciones de racionamiento por déficit de energía, no correspondería pagar compensación a clientes,

- Operación independiente del CDEC. El CDEC no es un organismo que opere con independencia de los intereses particulares de los generadores y transmisores que lo integran, y es recomendable darle una estructura y operación que garantice dicha independencia, y que además toda la información que administra sea de público acceso para cualquier persona. Ello redundaría en condiciones más seguras de operación del sistema interconectado, y en un funcionamiento más competitivo del mercado eléctrico.

En el sector de transmisión troncal, sin perjuicio que la solución definida en la ley corta resolvería sus problemas, es claro también que el sistema de cálculo de peajes en el troncal genera subsidios cruzados desde clientes libres (<50MW) y regulados de la zona central, a los clientes libres (<50MW) y regulados fuera de la zona central. Este efecto se aprecia en el gráfico siguiente.



Respecto del sector de subtransmisión, es muy adecuado que éste se haya incluido en forma explícita en la legislación eléctrica, ya que hasta ahora sus precios son definidos sólo porque ellos se necesitan para construir la cadena de precios generación - transmisión troncal – subtransmisión - distribución. Sin embargo, es necesario depurar su articulado de algunas inconsistencias de redacción.

Ley corta y los problemas que crea en distribución

Peajes en distribución (artículo 71-43 de la ley corta)

El proyecto de ley corta introduce en un único artículo el siguiente objetivo de la ley corta: “introducir un sistema de peajes en distribución, de modo de facilitar la diversificación del suministro a los clientes no regulados establecidos dentro de las áreas de concesión de las empresas distribuidoras”.

Dicho artículo establece que:

- Los concesionarios están obligados a permitir acceso a sus instalaciones para que terceros accedan a clientes libres.

- Los terceros, por el uso de instalaciones de distribución, pagarán peajes que como máximo serán iguales al valor agregado de distribución (VAD) vigente.

Considerando que la única forma razonable, y factible de aplicar a los clientes, es calcular los VAD a costo medio, necesariamente el peaje de distribución debe ser igual al VAD, para evitar efectos indeseados sobre los clientes regulados, como un alza de tarifas, que podría ocurrir si los clientes libres dejan de usar las mismas redes que los clientes regulados.

Además, en nuestra opinión, y para que efectivamente existan peajes en redes de distribución, se deben resolver, necesariamente en la ley, los siguientes temas asociados a peajes en distribución:

- Tratamiento de las pérdidas de energía. El proyecto de ley corta establece que los peajes se pagarán en función de la potencia del cliente. En realidad, el peaje de distribución deberá considerar el pago de potencia, pérdidas de energía y costos fijos que resulten relevantes.

- Procedimientos de conexión de clientes de terceros. Los clientes suministrados por terceros mediante peajes de distribución, deben estar sujetos a las mismas condiciones de financiamiento de instalaciones y garantías de uso de la potencia, que se establece en los artículos 75 y 76 del DFL 1/82, para los clientes del concesionario.

- Procedimientos de facturación y cobro. La ley no establece los derechos del concesionario en caso que quien haga uso de peajes en distribución, no pague dichos peajes. Actualmente, si el cliente final no paga, el concesionario tiene el derecho a suspender el suministro. La ley corta debiera considerar que esa misma medida se aplicará al cliente final si su suministrador no paga los peajes de distribución.

- Morosidad. Actualmente, todas las obligaciones derivadas del servicio para con la empresa suministradora, que es el mismo distribuidor, quedan radicadas en el inmueble del cliente. Es necesario que la ley corta considere que las obligaciones derivadas del pago de peajes de distribución, también queden radicadas en el inmueble del cliente.

En nuestra opinión, las materias anteriores deben ser tratadas en la ley corta, y no sólo en un eventual reglamento.

Cálculo de VAD (artículo 4 -19 y siguientes de la ley corta)

Reconociendo que el mecanismo actual de fijación VAD y tarifas de distribución tiende a acentuar las divergencias entre las empresas y la CNE, y aunque resolver este hecho podría estar más allá de los objetivos iniciales del proyecto de ley, se propuso que una posible solución debiera incluir:

- Recurrir al panel de expertos, propuesto por el Ejecutivo con motivo de la solución divergencias en los procesos de tarifas de transmisión.

- Continuar con el proceso de dos estudios por área típica (uno de la CNE y otro de las empresas), establecer una instancia de acuerdo entre la CNE y las empresas, y ante eventuales divergencias, que el panel de expertos resuelva en forma vinculante y eligiendo uno de los dos estudios.

Sin embargo, yendo mucho más allá de una solución acotada a resolver el problema de divergencias en el cálculo de tarifas de distribución, el Ejecutivo presentó indicaciones que modifican radicalmente todo el procedimiento de cálculo de dichas tarifas, sin una discusión previa, ni dándose el tiempo necesario para analizar y resolver todos los efectos que, cambios de esta magnitud, acarrearán.

A continuación se analizan dichas indicaciones.

En primer término, se reemplaza el procedimiento de dos estudios (uno de la CNE y otro de las empresas, que se ponderan 2/3 y 1/3 respectivamente), por un estudio contratado por un comité que dirige el regulador y en el que puede participar entre otros, la empresa regulada.

El proyecto de ley, en el caso de la distribución, pretende hacer participar directamente a generadores, clientes y cualquier otra institución que muestre interés, en la presentación de divergencias al panel de expertos sobre los estudios tarifarios. Dicho panel de expertos debe resolverlas con efectos vinculantes para las partes.

Esta nueva parte del procedimiento de cálculo de tarifas de distribución, que permite a cualquiera presentar divergencias, transforma al nuevo proceso en uno peor que el vigente. Este procedimiento transforma el proceso de fijación de tarifas en algo extremadamente engorroso y creemos que lo hará muy difícil de administrar para el regulador, quien perderá su capacidad de dirigirlo.

Adicionalmente, deja al distribuidor en una posición muy desmedrada para defender sus legítimos intereses.

En ninguna legislación eléctrica se contempla un esquema de este tipo, con más de dos partes en el estudio de las tarifas.

En este sentido, es adecuado colocar la legislación chilena al nivel de otros países, incrementando las instancias de participación de los interesados, pero sin introducir con ello distorsiones en los procesos tarifarios. La participación de terceros, distintos del regulador y la empresa regulada, debe expresarse en audiencias públicas de presentación de los estudios tarifarios, y en la presentación de observaciones al regulador. Es el regulador quien debe ponderar las observaciones de terceros y, si lo estima conveniente, incluirlas como propias.

Por otra parte, en la Cámara de Diputados se rechazó una indicación que pretendía modificar el procedimiento de verificación de la rentabilidad de la industria (globalmente, no puede resultar inferior a 6% ni superior a 14%).

La indicación consistía en considerar en el cálculo de la rentabilidad, los ingresos por los servicios complementarios que prestan los concesionarios.

Por los motivos que principalmente se expresan a continuación, esta indicación representa una modificación equivocada de las reglas de la industria de distribución.

Por una parte, la ley eléctrica ya considera la fijación de precios de 25 servicios complementarios, por lo que no tiene sentido que además se incluyan estos ingresos, a los precios que se fijen, en el cálculo de consistencia de la actividad de distribución (VAD). En fecha reciente, la CNE ha dado inicio al proceso de fijación de precios de 24 servicios complementarios, dejando la fijación del último, peajes en distribución, una vez que se resuelva la ley corta.

La misma ley eléctrica establece que estos 25 servicios complementarios no forman parte del VAD, motivo más que claro para no considerar sus ingresos en la verificación de consistencia del VAD.

Por otra parte, si se estuviese pensando en redefinir en su totalidad la forma en que se tarifica la actividad de distribución, y ese no es el objeto del Mensaje, dicha eventual modificación sólo podría analizarse en un contexto mucho más amplio, tanto en tiempo como en el alcance de tal modificación legal. Ello acarrea una tramitación larga, para analizar detenida y prolijamente sus consecuencias, al igual como se ha procedido en esta ley corta con las modificaciones de la generación y transmisión.

Todo este largo proceso se necesitaría con el propósito de asegurar que el sector de distribución, el que hasta la fecha jamás ha mostrado problemas para invertir, pueda continuar realizando sus inversiones en base a reglas razonables y estables.

El propósito de tener pronto una ley corta, en nuestra opinión, es incompatible con modificaciones profundas de la tarificación de la distribución, sin poner en riesgo las inversiones en distribución.

Clientes libres (artículo 4 -11 de la ley corta)

Este artículo establece un límite de 500 kW para calificar como cliente libre, nivel que entra en vigencia dos años después de publicada la ley. A los distribuidores este aspecto no les causa problema, siempre que los peajes estén bien definidos y sean iguales al VAD.

Pero, además, con dicho artículo los clientes entre 500 y 2.000 kW podrían cambiar entre regulado y libre o libre y regulado, después de un período mínimo de tres años en cada régimen. Es necesario eliminar de la ley corta este cambio entre regulado y libre, ya que en caso contrario se producirán graves problemas a los distribuidores, los que consisten por una parte en un arbitraje de precios (tales clientes preferirán a los generadores cuando el precio de generación esté bajo el precio de nudo, mientras que cuando el precio de generación sea superior al precio de nudo tales clientes pretenderán ser suministrados por los distribuidores). Por otra parte, se crean problemas a los contratos de suministro de los distribuidores (esto ocurre porque los distribuidores deben, por reglamento, tener contratos de suministro para los tres próximos años, y no será posible contar con contratos de suministro para clientes indeterminados que inesperadamente pretendan volver a ser regulados, especialmente en condiciones de escasez de energía). Debiera establecerse que si un cliente opta por ser libre, entonces deberá permanecer en esa condición.

Finalmente, en este aspecto, se faculta al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción para rebajar el límite de clientes libres, previa consulta a la Comisión Resolutiva. Para asegurar reglas estables, la reducción del límite sólo debiera ser posible mediante modificación de la ley.

Contratos de energía con generadores (artículo 4 – 8 – b) de la ley corta)

Sin explicación alguna, se introdujo la siguiente indicación: “SEC podrá determinar en qué fechas las distribuidoras efectuarán licitaciones de bloques de energía a medida que sus contratos vayan expirando”.

Es difícil entender qué ventaja tendría para el mercado de la generación esta indicación. Esta condición no facilita ningún proceso de licitación y, por el contrario, los entorpece, porque interfiere con las políticas del distribuidor para cumplir con sus obligaciones de contar con contratos de suministro. Al respecto, cabría preguntarse si SEC será responsable cuando en las fechas que ella determine no se reciban ofertas de generadores.

Indicaciones que ingresen al H. Senado

Se ha anunciado por parte del Ejecutivo, el envío de nuevas indicaciones al proyecto de ley corta en materias de distribución. Una vez conocidos los textos definitivos de las nuevas indicaciones respecto de las materias que hemos tratado, o sobre nuevas materias, nos interesa dar a conocer nuestra opinión a los H. Senadores.

Ley corta, oportunidad para mejorar problemas que introdujo modificación del DFL 1, el año 1999. Calidad de servicio

A raíz de interrupciones registradas tanto en el SIC como en el SING, se ha hecho necesario explicitar en la ley las obligaciones y derechos de todos los participantes (generadores, transmisores, distribuidores y clientes) respecto de los conceptos de calidad asociados al suministro eléctrico. En nuestra opinión, no es suficiente una modificación reglamentaria para resolver del todo estos temas, ya que podría no tener sustento en la ley.

En temas específicos, se requiere definir procedimientos administrativos de pago de compensaciones entre generadores, transmisores, distribuidores y clientes, donde el principio sea "el que falla paga".

Además, pareciera ser justo que el monto de las compensaciones sea igual a cuando ocurre un racionamiento por déficit de generación.

Un ejemplo de cómo se dificulta este tema lo constituye el artículo 16B ley 19.613, el que considera el siguiente procedimiento de pago de compensaciones por interrupciones no autorizadas por la ley o los reglamentos (interrupciones distintas a las provocadas en caso de racionamiento por déficit de generación):

- El distribuidor compensa a cliente final independiente de quién ocasiona la falla.

- Altamente difícil para el distribuidor repetir contra cualquier causante de una falla. Cabe recordar que se requieren cuatro distintas actividades para que un cliente final cuente con suministro de energía (generación, transmisión troncal, subtransmisión, y distribución), y en cualquiera de ellas puede estar el responsable de una interrupción al cliente final. Normalmente, ante fallas en generación o transmisión troncal, e inclusive subtransmisión, el distribuidor no tiene ni tendrá contratos con todas las empresas integrantes del sector, por lo que en caso de querer repetir en contra del responsable de la interrupción, su única opción será un juicio de larguísima tramitación y dudoso resultado.

- La compensación que debe pagar el distribuidor es el doble de la energía al costo de falla, mientras que la compensación que la ley dice debiera pagar un generador en condiciones de racionamiento, es sólo una vez la energía fallada.

A casi cuatro años de esta modificación legal, no se vislumbra una corrección, y esta sería una ocasión muy propicia para resolver el problema creado por la ley 19.613.”.

- Compañía General de Electricidad CGE.

“Descripción del Sector Eléctrico en Chile.

El Sector Eléctrico esta estructurado en tres segmentos de actividad: la generación, la transmisión y la distribución de energía eléctrica. En algunos de estos segmentos se ha considerado la existencia de mercados competitivos, mientras que en otros, se ha constatado la existencia de condiciones de monopolio natural, por lo que se encuentran sometidos a regulación de precios y de calidad de suministro.

La actividad de generación corresponde a la etapa de transformación de las fuentes energéticas primarias en energía eléctrica transportable y utilizable en los centros de consumo, en otras palabras, a la etapa de producción de la electricidad.

Los generadores satisfacen requerimientos de suministro de: a) empresas concesionarias de servicio público de distribución, cuyas ventas se efectúan a precios regulados (precios de nudo), en la proporción que ellas abastecen a clientes sujetos a fijación de precios, los cuales son fijados semestralmente por la autoridad; b) clientes no sujetos a fijación de precios, para los cuales la legislación reconoce capacidad de negociación, por lo que los precios de venta responden a los acuerdos suscritos entre las partes, y; c) otros generadores, en cuyo caso las ventas se efectúan a precio spot, considerando la operación de centrales generadoras definida por los Centros de Despacho Económico existentes.

En este segmento los agentes participantes no están obligados a realizar inversiones para garantizar el suministro de los nuevos consumos.

La actividad de transmisión es aquella destinada a transportar la energía desde las centrales productoras hasta los grandes centros de consumo. Las instalaciones de transmisión están conformadas por las líneas y subestaciones que operan en tensión nominal superior a 23 KV.

Los propietarios de líneas eléctricas sujetas a concesión o que usen bienes nacionales de uso público están obligados a permitir el uso de sus postes o torres para el establecimiento de otras líneas eléctricas, y el uso de las demás instalaciones necesarias para el paso de la energía eléctrica. Para ello, los interesados deben indemnizar a los propietarios por el uso que hagan de las instalaciones.

En este segmento, al igual que en el de generación, los agentes participantes no están obligados a efectuar inversiones, ya sea en nuevas instalaciones o en las instalaciones ya existentes, que permitan garantizar el abastecimiento de los nuevos consumos.

La actividad de distribución es aquella destinada a llevar la energía desde las instalaciones de transmisión hacia los usuarios finales. Las instalaciones comprendidas en este segmento son las líneas y transformadores que operan en tensión nominal igual o inferior a 23 KV.

Los concesionarios de distribución de energía eléctrica están obligados a otorgar suministro en condiciones de precio regulado, dentro de su zona de concesión, a los usuarios sujetos a fijación de precios, que corresponden, principalmente, a aquellos cuya potencia conectada es inferior o igual a 2000 KW.

La tarifa final regulada de distribución resulta de la suma de dos componentes: el precio de nudo en el punto de interconexión de las instalaciones de transmisión con las de distribución, el cual es fijado semestralmente por la autoridad, y el valor agregado de distribución (VAD) también fijado por la autoridad sectorial. El precio de nudo corresponde al precio de transferencia por el suministro de energía y potencia entre la distribuidora y la generadora, e incluye los costos asociados a la generación propiamente tal y a los costos de inversión, operación y mantenimiento de las instalaciones de transmisión. Por otra parte, el VAD está conformado por los costos de inversión de las redes de distribución, las pérdidas de energía y potencia en ellas, los costos de operación y mantenimiento y los costos de atención de comercialización (atención de clientes). Por esto, es claro que en el VAD se tarifica el segmento de distribución de energía eléctrica.

El valor agregado por concepto de costos de distribución se basa en el supuesto de una empresa modelo y considera:

- Costos fijos por concepto de gastos de administración, facturación y atención del usuario, independiente de su consumo;

- Pérdidas medias de distribución en potencia y energía;

- Costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada. Los costos anuales de inversión se calculan considerando el valor nuevo de reemplazo (VNR), de instalaciones adaptadas a la demanda, su vida útil, y una tasa de actualización, igual al 10% real anual.

El proceso de determinación de las componentes del valor agregado de distribución clasifica a las empresas en áreas típicas definidas por la Comisión Nacional de Energía (CNE). Las tarifas de distribución no están basadas en los costos reales incurridos por una empresa de distribución dada, sino sobre la inversión, operación, mantenimiento y estándares administrativos y eficiencia de operaciones de la empresa modelo.

El retorno sobre la inversión para una distribuidora depende de su desempeño relativo a los estándares determinados por la Comisión Nacional de Energía para la empresa modelo. El sistema tarifario permite que aquellas más eficientes, obtengan retornos superiores a los de la empresa modelo, sin embargo sí existen limitaciones para la tasa de rentabilidad económica de la industria, la cual no debe diferir en más de cuatro puntos de la tasa de actualización empleada para la determinación de los costos de inversión ($10\% \pm 4\%$) en los procesos de fijación de las componentes del valor agregado de distribución, y en más de cinco puntos ($10\% \pm 5\%$), en los períodos entre fijaciones de VAD.

Principales problemas existentes actualmente en el Sector Eléctrico.

Diversas circunstancias experimentadas en el sector eléctrico en los últimos años, han derivado en un mayor riesgo de déficit de capacidad y disponibilidad de energía, en mayores riesgos respecto a la confiabilidad de los sistemas, y en una tendencia al aumento de los costos de suministro para los próximos años. Así, actualmente:

- No existe interés por invertir en los sectores de generación y transmisión troncal

- No existe interés por parte de las generadoras de suscribir contratos a precio regulado con las empresas distribuidoras

- En el sistema troncal, existen importantes instalaciones que se encuentran en el límite de sus capacidades

- Existe una gran cantidad de divergencias relacionadas con el pago de peajes que los generadores efectúan a los transmisores, debido a la poca claridad de la reglamentación existente (áreas de influencia, nudos básicos)

Compañía General de Electricidad

CGE es un holding que ha concentrado, desde sus inicios, sus operaciones en el sector energético, principalmente en Chile, participando fundamentalmente en los mercados de transmisión y distribución de energía eléctrica y en distribución, transporte y almacenamiento de gas.

Luego de la adquisición, en abril de 2003, de la Compañía Eléctrica del Río Maipo, el Grupo CGE se constituyó en el distribuidor de energía eléctrica más grande en términos de cantidad de clientes y en el segundo en importancia en ventas físicas.

En el segmento de la distribución de energía eléctrica, el Grupo CGE abastece actualmente a más de 1.950.000 clientes en Chile y Argentina. Sus operaciones en Chile abarcan parte de la Región Metropolitana, desde la IV a la IX Región y la XII Región del país, abasteciendo a más de 1.375.000 clientes, directamente a través de CGE e indirectamente a través de sus filiales Conafe, Emec, Río Maipo y Edelmag.

El cuadro que se muestra a continuación permite dimensionar el sistema eléctrico de distribución operado en Chile por CGE y sus filiales a diciembre de 2002:

Sistema de Distribución en Chile	CGE	Filiales ¹	Total en Chile
Líneas de Media Tensión (km)	6.645	6.748	13.393
Líneas de Baja Tensión (km)	8.264	7.290	15.554
Capacidad instalada en transformadores de distribución propios (MVA)	797	763	1.560
Capacidad instalada en transformadores particulares (MVA)	1.030	703	1.733
Número de clientes	658.432	696.130	1.354.562

¹ sólo para efectos de dimensionar el sistema eléctrico de CGE se incluye Río Maipo, a pesar que al 31 de diciembre de 2002 no era una filial de CGE

Tabla: Algunos indicadores de CGE y sus filiales

El mercado que enfrenta la Compañía General de Electricidad presenta un crecimiento sostenido en el tiempo, tanto en ventas físicas de energía, como en número de clientes. El crecimiento en estas variables se explica principalmente por el crecimiento demográfico y el crecimiento del producto geográfico de las zonas de concesión.

Las tarifas de suministro de energía eléctrica a clientes regulados se ajustan periódicamente, en conformidad con lo establecido en el artículo 114º del DFL N° 1 de 1982 del Ministerio de Minería (Ley General de Servicios Eléctricos) y según lo dispuesto en el Decreto N° 632 de 2000 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

Del mismo modo, las tarifas de compra de energía a los productores y los recargos por transformación y transporte son regulados por los Decretos de Fijación de Precios de Nudo del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

Así, durante el año 2002, como consecuencia de la aplicación de los decretos mencionados, en CGE se produjo, individualmente, una disminución en términos reales del 1,2% en el nivel promedio de precios a público correspondiente a tarifas reguladas, el que se explica por una disminución real del valor agregado de distribución del orden de 0,3% además de una caída en la remuneración del sistema de transmisión y en los precios de compra de energía en el Sistema Interconectado Central del orden del 1,7%

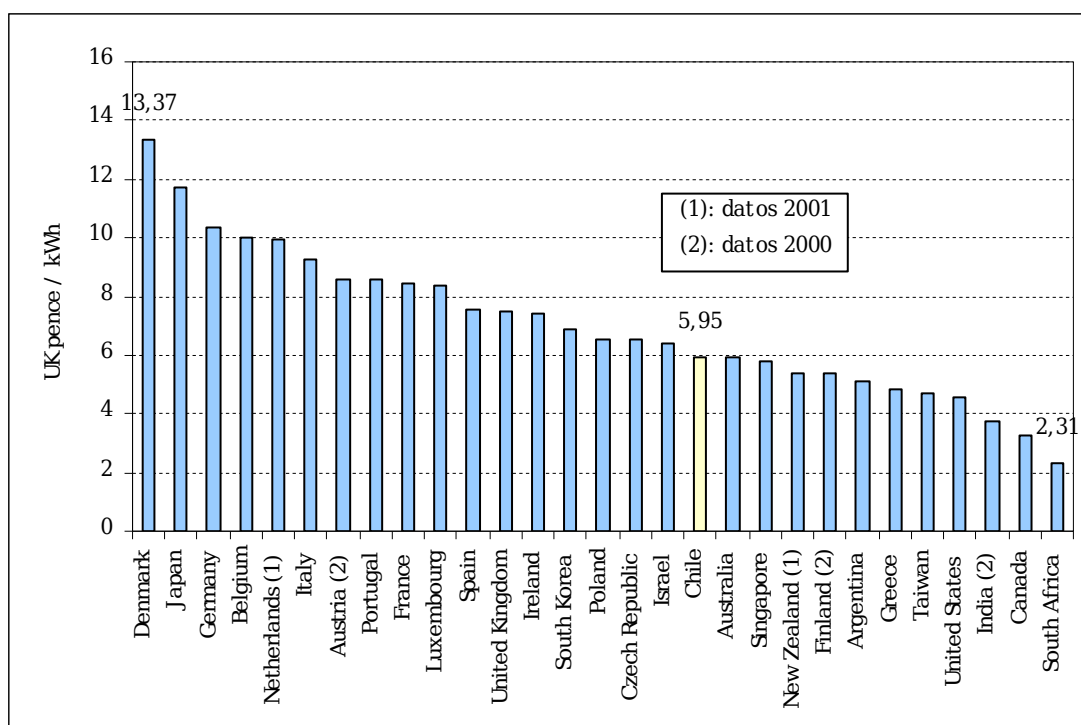
El suministro de energía eléctrica de CGE, individualmente, es provisto por Endesa, con quien mantiene un contrato vigente hasta el 31 de diciembre de 2009, el que asegura el adecuado abastecimiento de energía eléctrica a sus clientes en el largo plazo, en los términos previstos por la Ley General de Servicios Eléctricos y su Reglamento.

Nivel de Tarifas en Chile y el Mundo

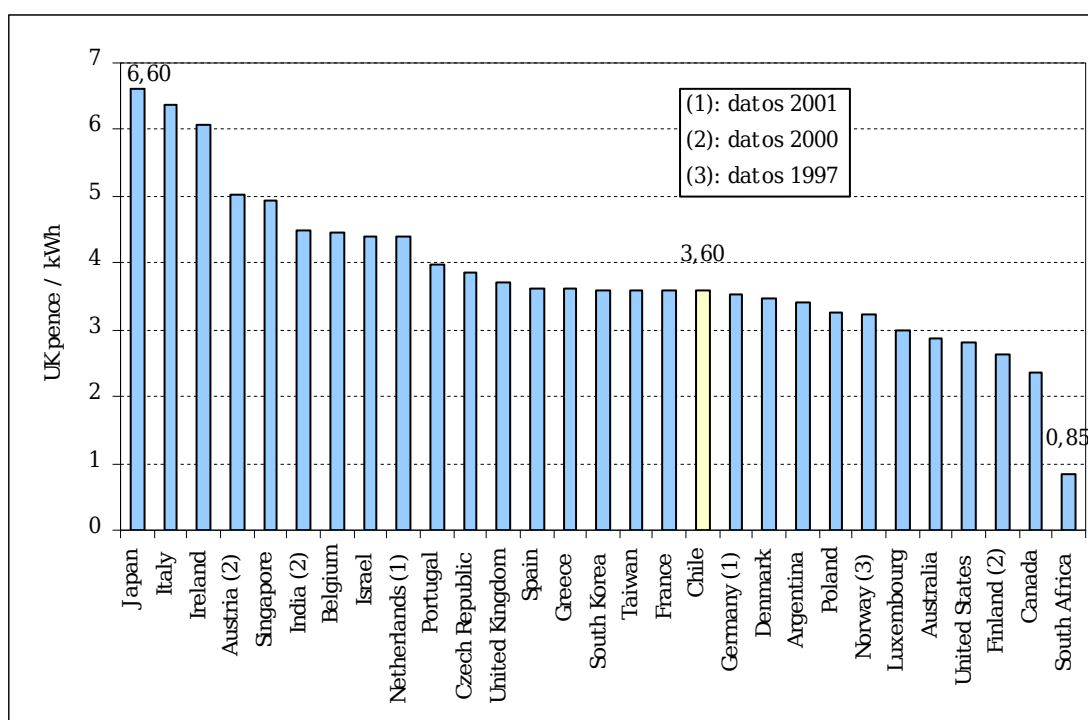
A continuación se presentan cuadros comparativos del nivel de precios de energía eléctrica para clientes residenciales e industriales en distintos países, en los cuales se incluyen impuestos locales con excepción del IVA.

Los antecedentes mostrados han sido extraídos del documento "Issue 29 – Prices at 1 Jan 2002" preparado por Electricity Association, considerando el tipo de cambio existente al 31 de diciembre de 2001, un consumo promedio de 3.300 KWH/año para los clientes

residenciales y una demanda de 2,5 MW, con un factor de carga de 40%, para los clientes industriales.



Cuadro: Comparación de precios de electricidad para clientes residenciales



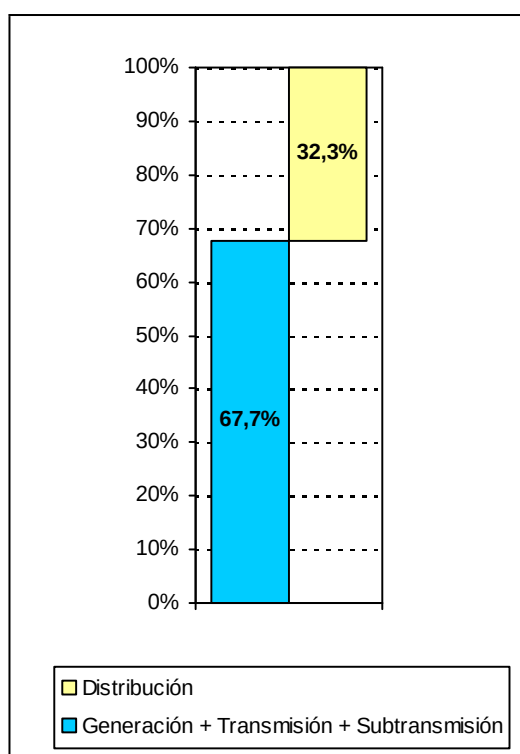
Cuadro: Comparación de precios de electricidad para clientes industriales

De la información presentada, es posible concluir que el nivel de tarifas finales vigentes en Chile, tanto para clientes residenciales como industriales, incluidas las etapas de generación, transmisión-subtransmisión y distribución, es muy adecuado al compararse con el de otros países.

Composición de Tarifas Reguladas Finales a Público

Si bien, como se presentó en el punto precedente, el nivel final de tarifas es adecuado, es relevante considerar el aporte que efectúan los distintos segmentos de la industria. Esto se presenta en el gráfico que se incluye a continuación.

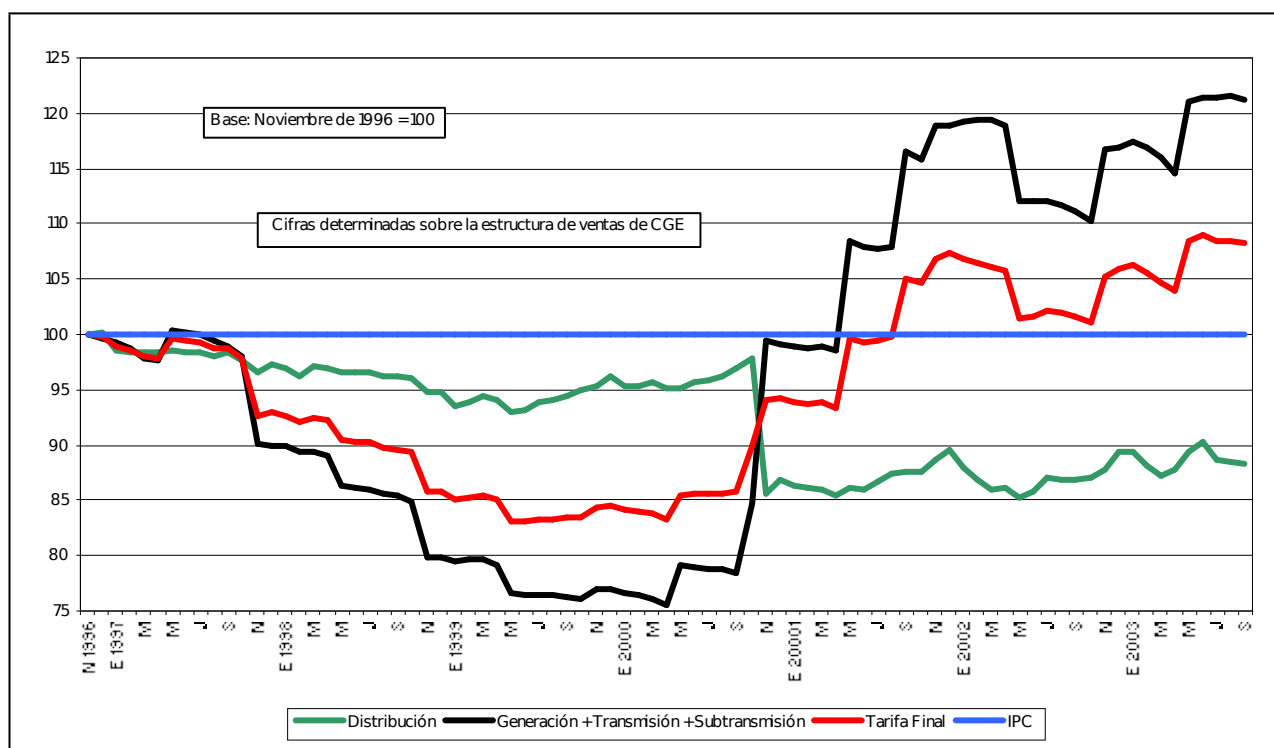
Las cifras están determinadas sobre la estructura de ventas individual de CGE, considerando las tarifas reguladas vigentes al 30 de septiembre de 2003.



Cuadro: Composición de Tarifas Reguladas Finales a Público

Como se aprecia, el valor agregado de distribución (VAD) representa menos de un tercio de la tarifa regulada final -el resto está constituido por las componentes asociadas a los precios de generación, transmisión y subtransmisión-, por lo que cualquier modificación introducida en el valor agregado de distribución, sólo impacta en esa proporción las tarifas finales a público.

Por otra parte, en el gráfico siguiente es posible apreciar el alza experimentada por la tarifa final a clientes regulados en los últimos años, la cual se debe, fundamentalmente, a incrementos de los precios de generación, transmisión y subtransmisión.



Cuadro: Variación real de tarifas reguladas por componentes

Se observa, con claridad, la importante reducción que se produjo el año 2000 en el nivel del valor agregado de distribución, como resultado del proceso de fijación de sus componentes, la que, sin lugar a dudas, constituye la más significativa que se haya aplicado.

Objetivos del Proyecto de Modificación del DFL N° 1-1982 del Ministerio de Minería

Con fecha 6 de mayo de 2002 se inició, en la H. Cámara de Diputados, la tramitación del proyecto de modificación del DFL N° 1-1982 del Ministerio de Minería, Ley General de Servicios Eléctricos. En el Mensaje de este proyecto, el Ejecutivo incluyó los antecedentes y objetivos del proyecto, para lo cual describió el marco regulatorio vigente, la evolución de dicho marco regulatorio, el proceso de modernización de la regulación impulsado por el Gobierno y las prioridades actuales. Del mismo modo, en el Mensaje referido se señalan las ideas matrices del proyecto, los fundamentos de la regulación de sistemas de transporte de electricidad, el contenido del proyecto de ley en materia de transmisión, los fundamentos y el contenido de la nueva regulación del régimen de precios para sistemas

eléctricos medianos; y se abordan aspectos de la seguridad de servicio y la propuesta de creación de mercado de servicios complementarios.

Dentro de dicho contexto, el Gobierno señaló los objetivos fundamentales perseguidos en el proyecto de ley:

- Reactivar las inversiones en transmisión, cuya postergación representa cuellos de botella relevantes para el suministro eléctrico en diversos puntos de los sistemas, afectando la calidad y los costos para los consumidores, y viabilizar la inversión en instalaciones de interconexión entre los sistemas interconectados nacionales existentes, SIC y SING.

- Reducir el riesgo regulatorio relacionado a los procesos de regulación de precios a nivel de generación.

- Introducir un sistema de peajes de distribución, de modo de facilitar la diversificación del suministro a los clientes no regulados establecidos dentro de las áreas de concesión de las empresas distribuidoras.

- Adaptar el sistema de regulación de precios en sistemas medianos y aislados, tales como los existentes en las regiones de Aysén y Magallanes, a las condiciones y estructura de la industria propios de ellos, de modo de que el sistema de precios incentive la inversión óptima de largo plazo, y permita así lograr reducciones en los costos para el consumidor final.

- Introducir un sistema de remuneración de servicios complementarios en la operación de los sistemas, que incentive inversiones y modos de operación que favorezcan la confiabilidad y calidad, y reduzcan los costos de operación.

La intención de alcanzar los objetivos señalados, en los plazos impuestos por los problemas que se intenta solucionar, llevó a la autoridad a concentrar el proyecto de modificación de ley en algunos aspectos específicos del marco regulatorio. Por ello, en virtud de lo indicado en el Mensaje Nº 102-346, ya referido, dicho proyecto de ley se presentó como una propuesta normativa acotada y circunscrita a los específicos aspectos regulatorios que se estimaron imprescindibles de modernizar o corregir en lo inmediato, para remover las trabas o dificultades que en la actualidad representan el mayor entorpecimiento para el desarrollo de la actividad, sin plantearse como una modificación abierta de la regulación del

sector eléctrico, sino que estructurándolo sobre precisas y determinadas ideas matrices. Ellas son las siguientes:

- Nueva regulación de los sistemas de transporte de electricidad.

- Regulación de un sistema de peajes en distribución.

- Nueva regulación del régimen de precios aplicable a los diferentes segmentos de los sistemas eléctricos medianos, es decir, sistemas con una capacidad instalada superior a 1500 KW e inferior a 200 MW.

- Perfeccionamientos a la regulación de los ingresos del segmento generación, por concepto de capacidad.

- Formalización de un mercado de servicios complementarios destinados a conferir mayor confiabilidad a los sistemas eléctricos.

Principales observaciones sobre proyecto de ley en lo referido al segmento de distribución de energía eléctrica

La tramitación de esta ley ha sido larga y acuciosa, habiéndose generado un prolongado e intenso debate sobre las distintas materias que abarca. Por esto, el proyecto final constituye el resultado de un esfuerzo serio, que ha logrado el consenso de los segmentos de generación, transmisión y la autoridad regulatoria. Un esfuerzo donde se ha preferido emplear el tiempo necesario, y no la precipitación, aún existiendo las urgencias que motivaron la presentación del referido proyecto. Y no ha podido ser de otra manera, porque legislar con prisa en lo materias complejas representa un enorme riesgo, que se puede traducir en un enorme daño para la economía nacional.

Por lo anterior, resulta sorprendente que el Ejecutivo haya efectuado indicaciones de última hora al proyecto, las cuales afectan fundamentalmente al segmento de distribución de energía eléctrica, sobre todo teniendo en cuenta que comprenden materias complejas y decisivas. Dichas materias merecen, por sí mismas, un estudio y análisis tan completo y detallado como el que se ha realizado en aquellas contenidas originalmente en el proyecto.

Así, con el ánimo de contribuir a una tramitación rápida del proyecto de ley, manteniendo sus aspectos fundamentales, se incluyen los que, a juicio de CGE, constituyen los aspectos más relevantes que se debe abordar de modo de obtener consenso en dicho proyecto.

1. Proceso de determinación de las componentes del Valor Agregado de Distribución.

El procedimiento incluido en el proyecto de ley establece la elaboración de un único estudio, adjudicado y supervisado por un comité en el que las distribuidoras participarán minoritariamente, pudiendo ser impugnado por “los participantes” y “usuarios e instituciones interesadas”, los cuales pueden no estar relacionados directamente con la materia que se intenta regular.

Dicho estudio consta de varias etapas:

a) emisión de bases técnicas y administrativas del estudio,

b) definición de áreas típicas,

c) observaciones por parte de las distribuidoras, los participantes o las empresas e instituciones interesadas a las bases y definición de áreas típicas; de no haber acuerdo es posible concurrir al Panel de Expertos,

d) contratación, a través de una licitación pública nacional o internacional, adjudicación y supervisión del estudio por parte del comité ya referido,

e) emisión de informes parciales para que las empresas distribuidoras y participantes puedan presentar observaciones, emisión del informe final que contiene los resultados del estudio,

f) audiencia pública en la que el consultor expone los resultados del estudio a las empresas distribuidoras, los participantes y usuarios e instituciones interesadas,

h) observaciones de las distribuidoras, los participantes y usuarios e instituciones interesadas,

i) determinación de valores agregados de distribución y tarifas básicas preliminares,

j) de existir discrepancias por parte de las distribuidoras, los participantes o las empresas e instituciones interesadas, ellas se presentan al Panel de Expertos, el que debe informar los nuevos valores agregados y estructurar las nuevas tarifas básicas preliminares,

k) la Comisión Nacional de Energía efectúa el chequeo de rentabilidad y los ajustes de valores agregados de distribución si correspondiere,

l) de existir discrepancias por parte de las distribuidoras, los participantes o las empresas e instituciones interesadas, ellas se presentan al Panel de Expertos, el que debe evacuar su dictamen final.

Como es posible apreciar, el nivel de complejidad del procedimiento es muy elevado, existiendo instancias para que las empresas generadoras, los usuarios no sujetos a fijación de precios o las empresas e instituciones interesadas impugnen cada una de las etapas del estudio. Por ello, el referido procedimiento resulta impracticable, tanto desde el punto de vista de la gran cantidad de partes involucradas en su desarrollo, como desde la perspectiva del plazo establecido para su implementación, el que sin duda puede extenderse mucho más allá de nueve meses, considerando la posibilidad que el Panel de Expertos pueda intervenir hasta tres veces en dicho proceso, a requerimiento de cualquier parte.

Además, en el proceso se ha impuesto una importante reducción en el nivel de participación de las empresas concesionarias de distribución, así como en sus derechos.

Por ello, la Asociación de Empresas de Servicio Público (ASEP) ha planteado mantener los dos estudios definidos actualmente en la ley, con la diferencia que sea la CNE quien proponga, sobre la base de dichos estudios, las componentes del VAD y, en caso de no existir acuerdo con las empresas, se requiera la intervención del Panel de Expertos, el cual resolvería a favor de uno de ellos. Esta metodología resulta muy apropiada para garantizar la transparencia de los procesos de determinación de las componentes del VAD, así como el nivel adecuado de los resultados que se obtengan, los cuales deben ser determinados en base a criterios de carácter técnico.

2. El rol de “participantes” y “usuarios e instituciones interesadas”

De acuerdo a lo dispuesto en el proyecto de ley, y en conformidad con lo indicado en el numeral precedente, los “participantes” y los “usuarios e instituciones interesadas” podrán observar los procesos de fijación de tarifas de cada uno de los segmentos (transmisión troncal, subtransmisión y distribución) y en las diferentes etapas de ellos (comentarios directos en la definición de las bases de los estudios y audiencias públicas para los resultados propiamente tales).

No existen inconvenientes en la instauración de una audiencia de intervención ciudadana, pero no resulta entendible que se incorpore como actores en los procedimientos de tarificación a las empresas generadoras, los clientes libres y a los usuarios e instituciones interesadas con iguales derechos que las empresas distribuidoras y la propia autoridad.

Al respecto, la autoridad (CNE) debe ser la llamada a representar los intereses de la sociedad en los procesos de fijación de tarifas, por lo que no es adecuado, bajo ninguna circunstancia, que las facultades que se pretende otorgar a las otras entidades interesadas les permitan recurrir al Panel de Expertos en cualquiera de las etapas del proceso, en caso que la CNE no acepte sus observaciones. De hecho, esta situación sólo se traduce en procesos menos técnicos y más engorrosos.

3. Peajes de distribución

Es claro que el objetivo de establecer mecanismos de peajes en instalaciones de distribución debe ser el de garantizar condiciones de competencia por el suministro de energía eléctrica para aquellos clientes que no se encuentren sujetos a fijación de precios.

a. El artículo 71-43^o establece que “el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, previo informe de la Comisión, fijará estos peajes en conjunto y con ocasión de la fijación de tarifas de distribución correspondiente. El reglamento establecerá el procedimiento para la fijación y aplicación de dichos peajes.”.

Al respecto, el Ejecutivo ha omitido señalar los criterios con que se debe determinar el peaje de distribución, indicando solamente que ellos serán fijados por el Ministerio. Sin embargo, al fijarse el VAD, necesariamente queda determinado el peaje de distribución, ya que según lo señalado en el mismo artículo, quienes hagan uso de las instalaciones de las empresas concesionarias estarán obligados a pagar un peaje “igual al valor agregado de distribución”, por lo que el Ministerio sólo debería limitarse a establecer las fórmulas que representen dicho peaje y no a fijarlo como se señala.

b. En el mismo artículo se determina que: “quienes transporten electricidad y hagan uso de estas instalaciones conforme al inciso anterior, estarán obligados a pagar al concesionario un peaje máximo por unidad de potencia retirada igual al valor agregado de distribución vigente en la zona en que se encuentra el usuario, dentro de la respectiva área típica”.

Como ya se señaló, las pérdidas de energía forman parte del VAD, por lo cual parece necesario no limitar la determinación y aplicación del peaje de distribución a “unidades de potencia

retirada”, ya que ineludiblemente dicha limitación se traduce en la obligación de incorporar factores que permitan considerar dichas pérdidas de energía en unidades de potencia retirada, introduciendo nuevas fuentes de desajustes entre los costos de las empresas (en este caso el costo de las pérdidas de energía) y los ingresos de ellas para solventarlos.

c. Adicionalmente, es necesario establecer que los usuarios que deban pagar peajes de distribución estén sometidos a las mismas condiciones que los usuarios regulados en materias tales como suspensión de suministro por falta de pago, garantías para caucionar el uso de la potencia por un tiempo adecuado, facultad para solicitar aportes de financiamiento reembolsables, etc.

d. La metodología que se utilice para calcular dichos peajes, no sólo debe considerar las condiciones para un adecuado cálculo técnico–económico del nivel global de peajes en distribución, sino que también debe considerar las condiciones de aplicación a los clientes finales, ya que debido a que actualmente las tarifas finales incluyen precios de compra y valor agregados promedios por sectores y comunas, la definición de cargos de acceso por el uso de las instalaciones de distribución podría generar incentivos para que aquellos clientes que utilizan una menor infraestructura de distribución y/o transmisión-subtransmisión sean atendidos por terceros, capturando los subsidios existentes. Esto podría redundar en un incremento de las tarifas definidas para los clientes regulados.

La situación anterior se minimiza estableciendo como condición que las instalaciones de distribución que sea necesario usar para dar suministro a usuarios no sujetos a fijación de precios dentro de zonas de concesión de servicio público, sólo puedan pertenecer a empresas concesionarias de distribución que operen en dicha zona.

e. Para el caso en que se generen controversias, entre las empresas distribuidoras y la autoridad, en la fijación de peajes que efectúe el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción y de manera análoga a lo establecido con ocasión de la determinación de las fórmulas tarifarias definitivas para cada empresa y sector de distribución, es necesario establecer instancias que permitan presentarlas ante el Panel de Expertos.

4. Usuarios no sujetos a fijación de precios

a. El proyecto de ley señala que los suministros para usuarios con potencia conectada superior a 500 KW podrán ser contratados a precio libre. Particularmente, se establece que los clientes con potencia conectada superior a 500 KW e inferior o igual a 2000 KW tienen el derecho a optar por un régimen de tarifa regulada o de precio libre, con un período mínimo de tres años de permanencia en cada régimen. Al respecto,

se establece que esta circunstancia entrará en vigencia dos años después de ser publicada la ley.

En relación con ello, se requiere que el plazo para la entrada en vigencia de la reducción del límite de clientes no regulados se extienda de dos a tres años, con el objeto de facilitar la incorporación de nuevos actores al mercado de generación, aumentando la competencia de este segmento y reduciendo el efecto negativo que la liberalización de precios generaría en condiciones de escasez de suministro. Adicionalmente, el plazo de tres años es consistente con aquél para el cual las distribuidoras se encuentran obligadas a disponer permanentemente del abastecimiento de energía que les permita satisfacer el total de necesidades proyectadas (artículo 240º del DS N° 327/1997, Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos).

Asimismo, la facultad que se le otorga a los clientes con potencia conectada entre 500 y 2000 KW de alternar su condición de cliente regulado y no regulado tiene importantes efectos en los contratos de suministro de las empresas distribuidoras, no es consecuente con la intención de avanzar en la liberalización del mercado e, incluso, podría llevar a distorsiones del mercado mediante arbitraje de precios de parte de estos clientes. Además, dicha posibilidad de alternancia puede traducirse en sobreinversiones del sistema de distribución, las cuales pueden redundar en incrementos de tarifas para los clientes regulados, o bien, en un perjuicio económico para la distribuidora. Por todo lo anterior, resulta necesario eliminar esta facultad.

b. Además, en la misma indicación, se establece que el Ministerio de Economía, previo informe de la Comisión Resolutiva, podrá rebajar el límite de 500 KW señalado anteriormente.

En dicho sentido, se requiere que para establecer una razonable estabilidad, las nuevas modificaciones que se efectúen sobre el límite de clientes no regulados sólo sean posibles mediante cambios en la ley eléctrica.

5. Panel de Expertos

El proyecto no contempla ningún tipo de recurso jurisdiccional en contra de las decisiones del Panel de Expertos. Por lo anterior, se estima que se debe incluir la procedencia de recursos que permitan la fiscalización y la revisión de las decisiones del Panel de Expertos.

Por otra parte, no se vislumbran las razones por las cuales se radica en el Ministro Presidente de la CNE la facultad para declarar inaplicable lo resuelto por el Panel de Expertos. Tal facultad debería

corresponder a un ente distinto de la Administración, como lo es el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia o los Tribunales Ordinarios de Justicia.

6. Inclusión de otros servicios en “Entradas de Explotación”

El Ejecutivo, mediante indicación de fecha 1º de octubre de 2003, efectuó una proposición de modificación del artículo 116º del DFL N° 1-1982, la cual fue declarada inadmisibles. En ella, se pretendió incorporar dentro de las “entradas de explotación” que se emplean para la determinación de la tasa de rentabilidad económica de la industria, todos los ingresos obtenidos por servicios no asociados a suministros de energía eléctrica que se encuentren sujetos a fijación de precios.

Al respecto, es necesario hacer presente que esta innovación no hace más que incrementar la rentabilidad tarifaria de la industria y sin que, en la práctica, dicho incremento se presente. Lo anterior se traduce en una señal negativa para los inversionistas, ya que, sin lugar a dudas, cuando se introducen cambios en las reglas bajo las cuales efectuaron sus inversiones se produce una pérdida de confianza. Esto parece contrario a la intención del Ejecutivo de incentivar las inversiones.

Además, no resulta razonable incorporar estos ingresos en las “entradas de explotación”, sin incluir sus costos en los “costos de explotación” y la infraestructura requerida en el “valor nuevo de reemplazo” de las concesionarias.

Por otra parte, estos servicios no deben ser considerados empleando los mismos plazos y las mismas tasas de descuento que se emplean para efectos de la fijación de tarifas de suministro de energía eléctrica, ya que las condiciones en que ellos se prestan difieren en forma importante, particularmente en lo que dice relación con la vida útil de la infraestructura asociada e ellos.

Adicionalmente, puede resultar atractivo, para las empresas concesionarias de servicio público de distribución, dejar de prestar algunos de los servicios no relacionados con suministros de energía eléctrica que se encuentren sujetos a fijación de precios, ya que la incorporación de ellos en la determinación de la tasa de rentabilidad económica de la industria, sumada al hecho que no existe obligatoriedad en la prestación de ellos, podría afectar sus tarifas finales a público por consumo de energía y potencia. Esta situación se podría traducir en un perjuicio directo a los usuarios.

- HQI TRANSELEC S.A.

“HQI Transelec Chile S.A. es la empresa propietaria y operadora de la gran mayoría de las instalaciones de transmisión eléctrica que conforman el Sistema Interconectado Central, SIC, como asimismo de una fracción del Sistema Interconectado del Norte Grande, SING. En el SING, el sistema de transmisión de la empresa se extiende desde la ciudad de Arica hasta la ciudad de Antofagasta, cubriendo un total de 701 kilómetros. En el SIC, las instalaciones de la empresa abarcan un total de 2.200 kilómetros desde la localidad de Paposo en la II Región hasta Chiloé en la X Región. En total, Transelec posee 7.770 kilómetros de líneas de transmisión de simple y doble circuito en voltajes de 66 kV a 500 kV. Las instalaciones de transformación de Transelec poseen una capacidad total de 8.120 MVA.

Transelec es una sociedad anónima abierta cuyos accionistas son Hydro-Québec y el Fondo Monetario Internacional. El accionista mayoritario es Hydro-Québec, la más grande compañía de servicios eléctricos de Canadá -responsable de la totalidad del servicio eléctrico en la provincia de Québec- y una de las más grandes de América del Norte. Transelec es la mayor inversión de Hydro-Québec fuera de América del Norte.

El proyecto de ley conocido como “Ley Corta”, que modifica el Decreto con Fuerza de Ley N° 1 de 1982 de Minería, redefine el tratamiento que la regulación da a transmisión eléctrica. Los conceptos principales que inspiran dicho tratamiento son los siguientes:

- Describe la transmisión como un sector con propósito específico.
- Establece la obligatoriedad de prestar el servicio de transmisión sujeto a fijación de precios por el Regulador.
- Distingue la transmisión troncal de los sistemas de subtransmisión y los sistemas adicionales.
- Establecía que las empresas de transmisión troncal debían ser de giro exclusivo e introducía limitaciones a la propiedad del sistema troncal para evitar la integración vertical y facilitar la competencia en generación y comercialización. (El artículo que contenía dichas disposiciones fue eliminado en la sesión plenaria de la Cámara de Diputados)
- Considera un proceso de identificación consensuada de las inversiones en el sistema troncal, las que serían reconocidas en los precios regulados de transmisión.

- El proceso de tarificación considera la participación de todos los usuarios y agentes económicos interesados

- Las controversias que surjan por aplicación de la presente ley serán resueltas por un Panel de experto. Entidad independiente, autónoma en sus decisiones y sus dictámenes son vinculantes para las partes.

En la discusión del proyecto en la Cámara de Diputados, el texto original se ha enriquecido con el aporte de todos los sectores de la industria. Sin embargo, algunas modificaciones introducidas a última hora desvirtúan aspectos medulares del proyecto.

En el presente documento se enumeran las principales observaciones que HQI Transelec tiene al proyecto presentado a la Comisión de Minería y Energía del H. Senado. Dichas observaciones y las soluciones propuestas tienen como objetivo lograr que se cumplan los siguientes principios:

CERTEZA JURÍDICA: minimizar las incertidumbres, indefiniciones y ambigüedades que permanecen en el texto actual y que impedirán un desarrollo fluido de la inversión y la operación en el sector eléctrico.

JUSTA RETRIBUCIÓN: garantizar una retribución para el transmisor que no sea ni más ni menos que aquella que la ley le otorga al transmisor por el cumplimiento de su rol en el mercado eléctrico.

SIMPLEZA PROCEDIMENTAL: simplificar los procedimientos de aplicación de la nueva normativa, de forma de minimizar los conflictos y acelerar la resolución de aquellos que se susciten.

ORDEN INSTITUCIONAL: cautelar un ordenamiento institucional que maximice la competencia y minimice las posibilidades de comportamientos reñidos con ella y con la transparencia.

1.- INDEFINICIONES AMBIGÜEDADES E INCERTIDUMBRES

Artículo 71°-2

En este artículo se establecen las características que deberán cumplir las instalaciones de transmisión para pertenecer al Sistema de Transmisión Troncal. En el segundo inciso de este artículo se indica lo siguiente:

“Las instalaciones pertenecientes a cada uno de los tramos del sistema de transmisión troncal deberán cumplir al menos con las siguientes características:

Mostrar una variabilidad relevante en la magnitud y dirección de los flujos de potencia, como resultado de abastecer en forma óptima una misma configuración de demanda para diferentes escenarios de disponibilidad del parque generador existente, considerando las restricciones impuestas por el cumplimiento de las exigencias de calidad y seguridad de servicio, incluyendo situaciones de contingencia y falla.”

La letra e) del citado artículo indica:

e) Que la línea tenga tramos con flujos bidireccionales relevantes.

Se propone:

- Eliminar el término “al menos” en el primer párrafo del segundo inciso.

- Eliminar las palabras “y dirección” en la letra a) del segundo inciso

- Eliminar la letra e) del segundo inciso.

JUSTIFICACIÓN

Se propone eliminar el término “al menos” porque la lectura obvia es que se podrán agregar, a nivel reglamentario, otras exigencias adicionales, yendo más allá de lo requerido por la Ley. Esto abre un espacio de incertidumbre inconveniente.

La letra a) del segundo inciso dice que, cada uno de los tramos deberá “Mostrar una variabilidad relevante en la magnitud “y dirección” de los flujos de potencia...”. La exigencia copulativa de que el flujo sea variable en magnitud y sentido puede ocasionar que el sistema troncal no mantenga su continuidad. En efecto, exigir la variabilidad en la dirección del flujo (es decir, que tenga flujo en ambos sentidos o sea, bidireccional) no puede garantizarse siempre en todos y cada uno de los tramos. Después de la entrada de una central grande el flujo puede quedar en un solo sentido en un tramo durante algunos años, aunque la magnitud del mismo varíe sustancialmente dependiendo del despacho de las centrales. Ese tramo

podría dejar de ser del troncal por la exigencia mencionada, debiendo serlo para mantener la continuidad del sistema troncal.

Por las razones indicadas debiera eliminarse la letra e) donde se exige que la línea tenga tramos con flujos bidireccionales.

Artículo 71°-3

Originalmente en el inciso segundo de este artículo se indicaba que las instalaciones que constituyen los sistemas de subtransmisión serían definidas mediante decreto supremo del Ministerio de Economía, previo informe técnico de la CNE. El artículo 71°-3 original era el siguiente:

Al aceptarse la indicación presentada por algunos diputados, con una redacción alternativa al artículo 71°-3, se omitió la existencia del citado decreto.

Se propone reponer el inciso eliminado para considerar nuevamente la existencia de un decreto supremo que identifique las instalaciones que conformarán cada sistema de Subtransmisión.

JUSTIFICACIÓN

Previo al inicio de los estudios que realizarán las empresas para determinar el Valor Anual de cada Sistema de Subtransmisión, se hace imprescindible contar con una clara y única definición de cómo dichos sistemas estarán conformados.

Otros artículos del texto legal (Art. 71°-37, Art. 1° Transitorio) hacen referencia al Decreto que debe definir los Sistemas de Subtransmisión, dejando en evidencia la necesidad de contar con él.

Artículo 71°-11

En el primer inciso del artículo 71°-11, se le ha asignado en forma sorpresiva durante el último trámite en la Cámara de Diputados el carácter de indicativo al estudio de Transmisión Troncal. Este cambio tan significativo, viene a alterar la concepción de la Ley Corta en lo más medular puesto que se le da rango de meramente referencial a un estudio que valoriza las instalaciones existentes de los Sistemas Troncales e identifica las ampliaciones necesarias para el normal funcionamiento del sistema eléctrico.

El inciso primero del artículo 71°-11 indica *“Cada cuatro años se realizará un estudio “indicativo” de transmisión troncal, cuyo proceso de elaboración será dirigido y coordinado por la Comisión. El*

estudio deberá comprender el análisis de cada Sistema de Transmisión Troncal existente y contener las siguientes materias:.....”

Se propone eliminar la palabra “indicativo” introducida en el primer inciso del citado artículo 71°-11.

JUSTIFICACIÓN

El mensaje con el que el Presidente de la República envió el proyecto de ley para su trámite constitucional al Congreso, que uno de los aspectos centrales del nuevo esquema de tarificación en transmisión, lo constituye el definir un mecanismo que permita concensuar la expansión de la red y su reconocimiento tarifario. Para ello, sostiene, que “resulta imprescindible definir un mecanismo a través del cual los agentes del mercado asuman en forma consensuada las necesidades futuras del sistema de transmisión, con criterios óptimos y de beneficios mutuos e identificables.”.

Es para ese fin que se la ley contempla un estudio que considera la participación de generadores, transmisores, distribuidores, grandes clientes y de cualquier interesado, que es sometido a audiencia pública y que las discrepancias que surjan son resueltas por un Panel de Expertos. Todo lo anterior mediante un proceso ordenado y acotado que involucra el esfuerzo de la autoridad y de todos los agentes del mercado. En ese contexto, no tiene sentido otorgarle a dicho estudio el carácter de indicativo.

Los precios de la transmisión troncal serán fijados por la autoridad en base a los resultados del estudio de transmisión troncal. Al ser este estudio indicativo, también lo serían las tarifas, lo que no tiene lógica ni aplicación.

El proyecto de ley dispone que para identificar las necesidades de inversiones en transmisión, el estudio debe considerar las nuevas centrales en ejecución y aquellas con compromiso firme de construcción. Es decir, no interfiere con la libre decisión de inversión de los generadores.

El proyecto establece que los CDEC pueden proponer la suspensión, el atraso o adelanto de obras de transmisión que resulten de los estudios, dando la flexibilidad necesaria al sistema.

Artículo 1° Transitorio

En el Artículo 1° Transitorio se identifican las instalaciones que se considerarán integrantes de los sistemas de transmisión

troncal y del Área de Influencia Común, para la primera fijación de valores por tramos.

Se propone incorporar al listado las obras sobre el sistema troncal que se encuentran en ejecución y cuya puesta en servicio está programada para el año 2004.

Dichas obras corresponden al tramo Charrúa-Ancoa 500 kV, la nueva línea Ancoa-Itahue y la transformación de 220/154 kV en Itahue.

JUSTIFICACIÓN

La fecha de puesta en servicio de las obras a incorporar al listado, se encuentra comprometida para enero de 2004 (Línea Ancoa – Itahue 220 kV) y julio 2004 (Línea Charrúa- Ancoa transformada de 220 a 500 kV).

La no incorporación de dichas obras en el listado de instalaciones que conformarán el sistema de transmisión troncal, implica que sólo podrán pasar a ser parte de éste una vez concluido el estudio de transmisión troncal, cuyo proceso de elaboración tiene un plazo estimado de dos años. Durante este plazo, las inversiones no serían reconocidas en tarifas y por lo tanto no serían pagadas por quienes las usan y se benefician de ellas.

Artículo 3° Transitorio

El proyecto original del ejecutivo permitía, que las nuevas normas sobre transmisión troncal se pudiesen aplicar a contar de 75 días después de publicada la nueva ley. En el intertanto, en carácter provisional y reliquidable continuaban rigiendo las reglas de la actual legislación.

Para ello la CNE determinaría en un plazo de 60 días los V.I. que regirían hasta la realización del primer estudio de transmisión troncal, en base a los valores contenidos en los contratos vigentes.

Indicaciones introducidas eliminaron la determinación de los V.I. por parte de la CNE obligando a que la normativa vigente se prolongue por dos años más a partir de la publicación de la ley en carácter provisional y reliquidable. (Plazo estimado para realización del estudio de transmisión troncal y publicación del primer decreto de transmisión troncal)

Se propone reponer las disposiciones transitorias sobre la transmisión troncal propuestas por el ejecutivo, con las modificaciones que se destacan a continuación, pasando estas a constituir el artículo 3° transitorio, renumerándose los siguientes artículos consecuentemente:

JUSTIFICACIÓN

No tiene sentido mantener por dos años más la aplicación de las disposiciones sobre peajes que hoy rigen, motivo principal de cambios en la ley que permitirían reactivar las inversiones.

Las recientes modificaciones al Reglamento Eléctrico de la actual ley, introducidas por la autoridad el 8 de octubre recién pasado, no soluciona el problema de fondo al que se ven enfrentados los propietarios de instalaciones de transmisión para percibir la remuneración que le corresponde. Dicho problema radica en que los valores de peajes que deberá calcular el CDEC según las nuevas disposiciones reglamentarias, continúan siendo referenciales, es decir aquellas empresas que se ven favorecidas con las nuevas disposiciones llegarán a pronto acuerdo, en tanto quienes se vean afectadas por un aumento significativo de sus peajes buscarán el fallo en equidad de un tribunal arbitral.

No sería justo por un lado aprobar disposiciones transitorias que obligan a los propietarios de instalaciones de transmisión troncal a efectuar las inversiones que se requieren con urgencia y por otro desechar las disposiciones transitorias que evitarían dilatar la fijación de la justa remuneración que le corresponde.

Artículo 4° Transitorio

Este artículo señala que en un plazo no superior a doce meses desde publicado el decreto que define los sistema de subtransmisión (que ya no existe), la CNE dará inicio al proceso de fijación de tarifas de subtransmisión. Dicho proceso dura más de doce meses.

No existe ninguna disposición que establezca cómo se pagará en el intertanto la subtransmisión, en un período que podría alcanzar dos años desde publicada la ley.

Se propone agregar un segundo inciso al artículo 4° transitorio (que si se acepta la proposición precedente, pasaría a ser el artículo 5° transitorio) donde se indique que mientras se publica el primer decreto que fija los precios de subtransmisión, éstos corresponderán a los recargos de transformación y distancias actualmente vigentes y que se utilizan para establecer los precios de nudo en barras distintas a las del sistema troncal.

JUSTIFICACIÓN

Los recargos de transformación y distancia son los precios que actualmente pagan los clientes regulados por la subtransmisión. Estos precios son captados por los generadores quienes pagan al transmisor los peajes.

La aplicación de estos recargos no alterarían los costos que enfrentan los clientes finales por la subtransmisión.

Se eliminaría un vacío de remuneración de la subtransmisión que se produce al eliminarse el concepto de servidumbre de paso en la nueva ley.

2.- RETRIBUCIÓN AL TRANSMISOR

El Artículo 71°-9

En este artículo se define el Valor de Inversión (V.I.) de una instalación de transmisión como los costos de adquisición e instalación de sus componentes de acuerdo con valores de mercado y que se determinará en función de sus características físicas y técnicas, valoradas a precios de mercado vigentes.

Sin embargo, una indicación introdujo un inciso tercero donde se indica que respecto de los derechos relacionados con el uso del suelo a incorporar en el V.I., los gastos e indemnizaciones se considerarán al valor efectivamente pagado, indexado por IPC.

Se propone eliminar la indicación incorporada como inciso tercero del artículo 71°-9.

JUSTIFICACIÓN

La obligación impuesta a las empresas de transmisión de valorar los pagos por las servidumbres de paso a valores históricos de adquisición, no sólo se constituiría en un perjuicio económico severo para el inversionista.

En efecto, el reconocer las servidumbres a precios actuales y no históricos tiene la racionalidad de incorporar en la tarifa tanto los elementos positivos como negativos. Es así como en la medida que la ciencia progresa, el V.I. debe incorporar los menores costos de inversión producto de mejoras tecnológicas y materiales de menor costo que el que se

pagó históricamente. Si no se incorporan asimismo aquellos ítemes que a través del tiempo se han valorizado, se estaría cometiendo una injusticia o una asimetría regulatoria que el inversionista nunca pudo haber previsto (i.e. las tarifas sólo podrían bajar)

Valorar las servidumbres a precios históricos de adquisición serían un precedente que llevaría a múltiples inconsistencias, a saber:

a) Inconsistencia con la aplicación práctica que esta regulación ha tenido a través del tiempo en transmisión.

b) Asimetría con el resto de las regulaciones de servicios públicos chilenos: servicios sanitarios y telecomunicaciones; inconsistencia con el modelo regulatorio chileno para servicios públicos.

c) Inconsistencia con todos los fallos arbitrales que ha habido relacionados con peajes de transmisión.

d) Es un tema que nunca ha estado controvertido entre generadores y transmisores, pues los generadores entienden que sobre las servidumbres de paso se aplica el mismo concepto de VNR que rige en toda la Ley Eléctrica.

e) Es un tema que nunca ha sido controvertido en el seno del CDEC.

Asimismo, este criterio tendría los siguientes efectos indeseados:

f) Daño al inversionista. Es relevante señalar que cuando Hydro Québec Internacional compró Transelec lo hizo en función del VNR vigente que incorporaba valores de mercado para las servidumbres, tal como de hecho los incorpora el libro de VNR actualmente en aplicación en el CDEC. Asimismo, las proyecciones de ingresos futuros se hicieron sobre la base de la regla de tarificación que siempre se aplicó y sobre la que nadie nunca planteó una objeción.

g) Aplicabilidad. Dada la historia de los activos de transmisión de Transelec (previamente de Endesa privada y anteriormente de Endesa estatal), no existen en la práctica antecedentes de valores históricos pagados por muchas de las servidumbres de paso sobre la que operan líneas y subestaciones de la empresa.

h) Magnitudes involucradas. Para Transelec este cambio regulatorio significaría un perjuicio importante, ya que tendría que asumir una pérdida económica que se estima entre 30 y 60 millones de

dólares Valoradas a precios de mercado, las servidumbres de paso representan alrededor de un 15% del VNR troncal de Transelec, lo que se traduce en menos de un 0,5% de la tarifa a cliente final residencial. Visto así, el reconocer las servidumbres a valores actuales o de mercado casi no afecta al cliente final. Sin embargo, desde el punto de vista de la transmisora y de su principal accionista Hydro Québec, se trata de un componente del valor económico de sus activos altamente gravitante.

3.- SIMPLIFICACIÓN DE PROCEDIMIENTOS

Artículo 71°-7

En el primer inciso de este inciso se señala que toda empresa eléctrica que inyecte energía al sistema así como aquellas que efectúen retiros deberán celebrar contratos con los propietarios de los sistemas de transmisión troncal y de subtransmisión.

El inciso tercero del mismo artículo indica que las facturas emitidas por las empresas de transmisión para el cobro de su remuneración tendrán mérito ejecutivo.

Se propone agregar al término del inciso tercero la frase “aún cuando no se hubiese celebrado el contrato señalado en el inciso primero de este artículo”.

JUSTIFICACIÓN

Todos los servicios públicos existentes en el país contemplan a favor del concesionario respectivo, facultades de desconectar al usuario moroso y de interponer acción ejecutiva. El transmisor por ser un servicio de uso compartido, en numerosas ocasiones se ve impedido de llevar a cabo la desconexión del usuario moroso.

El objetivo que se persigue con el inciso tercero es que las empresas de transmisión puedan hacer efectivo los cobros de su remuneración en forma expedita, ante la imposibilidad en algunos casos de suspender el servicio por no pago.

Este objetivo se podría ver afectado si la facultad de cobro con mérito ejecutivo queda supeditada a la voluntad de la contraparte de suscribir el contrato exigido en el primer inciso de este artículo.

Artículo 130

El punto 12 del artículo 130 señala que entre las materias que podrán ser sometidas al dictamen del panel de expertos, están

las discrepancias que las empresas eléctricas tengan entre sí con motivo de la aplicación de la ley y que de “común acuerdo”, sometan a su dictamen.

Se propone eliminar las palabras “de común acuerdo”.

JUSTIFICACIÓN

Es importante que las partes que tengan discrepancias entre sí respecto de la aplicación de ley, deban obligatoriamente someterla al Panel de Expertos porque en caso contrario la parte que se encuentre en una posición favorecida no dará su acuerdo para someter la discrepancia a su consideración, y por lo tanto a la parte afectada sólo le cabría recurrir a los tribunales ordinarios.

Si no se elimina la idea de que concurrir al panel debe ser de común acuerdo entre las partes, esta instancia pasaría a ser de carácter voluntario.

Es importante eliminar esta frase de modo que no sea necesario contar con un acuerdo de la contraparte para recurrir al Panel de Expertos.

4.- ORDENAMIENTO INSTITUCIONAL

Artículo 71°-5

Originalmente el proyecto contemplaba que las empresas de transmisión troncal deberían ser de giro exclusivo. Disponía además, limitaciones a la participación accionaria de los generadores y distribuidores en la transmisión troncal.

Dicho artículo, que había sido modificado para no alterar los derechos de propiedad de quienes eventualmente contarán con activos propios previos a ser declarados troncales, fue completamente eliminado. El artículo eliminado se reproduce en anexo adjunto.

Se propone reponer el artículo 71°-5 recomendado por la Comisión de Minería y Energía de Cámara de Diputados y que fuese eliminado en la sesión plenaria de dicha Cámara, renumerándose consecuentemente los artículos siguientes.

JUSTIFICACIÓN

Uno de los principales aspectos de la normativa vigente que ha sido motivo de críticas, se refiere a que ésta no sólo permite sino que alienta la integración vertical generación-transmisión-distribución, la

que puede originar limitaciones a la competencia que debe primar en la generación y la comercialización de la electricidad. En la práctica, varias empresas generadoras y distribuidoras se han integrado hacia transmisión.

El Mensaje Presidencial, con el que se envió el proyecto de ley al Congreso, identifica como uno de los problemas específicos de la regulación vigente la integración vertical y las barreras de entrada. Sin duda una desintegración vertical permitirá un funcionamiento más competitivo del mercado eléctrico lo que en definitiva conduce a precios más bajos y estables para los clientes.

El proyecto de Ley Corta enviado al Congreso para su proceso legislativo contiene disposiciones relativas a transmisión que en su concepción general corresponden a la visión moderna en materias de transmisión que se ha implementado en las actualizaciones de las normativas eléctricas en otros países. La transmisión es vista en esos países como un sector con características de monopolio natural cuyo rol principal es permitir la mayor fluidez en la operación de los mercados competitivos de generación y suministro, otorgando libre acceso a la red a estos agentes y garantizando un trato no discriminatorio entre los distintos usuarios.

En muchos casos se ha establecido la independencia de la propiedad de los sistemas troncales respecto a las empresas de generación y de distribución y por otra limitado al transmisor respecto a su participación en otras áreas del negocio eléctrico.”.

- SAESA.-

Presentó su exposición en un documento power point, que se acompaña como anexo del presente informe.

- AES GENER S.A.

Introducción

En el presente documento se plantean las observaciones de AES Gener al proyecto de ley, en segundo trámite constitucional, que regula sistemas de transporte de energía eléctrica, establece un nuevo régimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos e introduce adecuaciones a la Ley general de Servicios Eléctricos, que en adelante denominaremos proyecto de Ley Corta.

Queremos partir agradeciendo la invitación a indicar nuestras observaciones, efectuada por el Honorable Senador señor Jorge Lavandero, Presidente de la Comisión de Minería y Energía del Senado. En esta parte introductoria deseamos explicar el contenido del documento, el cual comentará sólo dos aspectos de los tres mencionados, a

saber: sistemas de transporte de energía eléctrica y adecuaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos.

En una primera parte se indicará un breve análisis conceptual de los elementos que consideramos necesarios que se tengan en cuenta en una regulación de transmisión, para posteriormente pasar a las observaciones propiamente tales al proyecto de Ley Corta.

I Elementos a considerar en la Regulación de la Transmisión

¿Cuál es el problema de transmisión?

Una regulación de transmisión debe propender a que los costos de transmisión se asignen correctamente a los usuarios del sistema, de modo que la transmisión sea efectivamente un agente que permita la conexión de distintas fuentes de generación para abastecer los consumos del sistema eléctrico, fuentes que deben competir en igualdad de condiciones de modo que el resultado final sea la instalación de unidades generadoras que permitan abastecer el consumo al mínimo costo posible, cumpliendo con las normas de calidad y confiabilidad que la regulación defina.

¿Qué pasa si no se resuelve correctamente?

Una incorrecta asignación del pago de transmisión originará problemas en toda la cadena de producción: en el segmento de Generación se instalarán centrales en lugares económicamente ineficientes, lo que originará que en el segmento de Transmisión no se construyan las obras óptimas, generándose problemas de sobreinversión o subinversión, que acarrearán mayores costos a los consumidores, ya sea por la vía de mayores precios (sobreinversión) o desabastecimiento (subinversión).

Elementos Básicos de Regulación de Transmisión Eléctrica

A diferencia de otros sectores, como por ejemplo Empresas Sanitarias en donde la totalidad de las instalaciones sirven a un conjunto de usuarios no individualizables y en donde no se conoce que usuario fuerza las expansiones, en la Transmisión es perfectamente identificable el usuario o conjunto de usuarios que demandan la expansión del sistema, a saber:

- Generadores ubicados hacia atrás en la cadena de producción
- Consumidores ubicados hacia delante en la cadena de producción

Visto así, un Sistema de transmisión es la agregación de instalaciones que sirven a generadores ó a consumidores, pero no a los dos al mismo tiempo. Cada instalación del sistema debe ser remunerada bajo las siguientes premisas:

- Correcta asignación de los pagos a cada tipo de usuario (generador ó consumidor).
- Los usuarios pagadores deben resolver las expansiones del sistema, de modo que sus instalaciones permitan inyectar o retirar energía en las condiciones de calidad y confiabilidad requeridas

Se puede observar entonces que el sistema de pago es relevante no sólo para asignar correctamente los costos, sino que también tiene incidencia en la forma como se regule la expansión del sistema. Un buen sistema de pago permite expansión sin necesidad de elementos adicionales para asegurarlas (tales como planificación o intervención del estado). Por su parte, un mal sistema de pago originará problemas adicionales, como la necesidad de controlar y planificar las expansiones, situación que ocurría con la propuesta original que incluía un mal sistema de asignación de pagos (cada línea del sistema se pagaba 50% por los generadores y 50% por los consumidores, sin ningún análisis caso a caso de la utilidad de cada línea a cada tipo de usuario), razón por la cual se requería de intervención del estado para coordinar y decidir inversiones.

Asignación de pagos de la transmisión

La nueva propuesta actualmente contenida en el proyecto de Ley Corta resuelve bastante bien la problemática de asignación de costos a los usuarios, destacándose los siguientes elementos en ella:

- adecuada asignación de los pagos de peaje a los usuarios de transmisión, efectuando una correcta identificación de usuarios.

- el beneficiado con la instalación es el que la paga: generador que inyecta, cuando la energía fluye hacia el Mercado, representado por el Area de Influencia Común (AIC); consumo que retira cuando la energía fluye desde el AIC al consumo. Por su parte, en el interior del AIC se aplican porcentajes modelados en base al mismo concepto, que originan un 80% del pago de cargo de los generadores que inyectan y un 20% de los pagos de cargo de los consumidores que retiran.

- esta asignación de peajes contiene y reconoce todos los elementos de una buena regulación de transporte, tales como el correcto incentivo de localización para las centrales y consumos; adecuada competencia entre las distintas opciones de generación (hidroeléctricas en distintas cuencas, centrales a gas cerca o lejos de los consumos, etc);

transporte permite el acceso al mercado de los distintos usuarios (inyecciones y retiros); seguridad de suministro al permitir acceso a diversas fuentes y lo más relevante, un menor costo al usuario final.

La propuesta no requiere de ninguna señal adicional para lograr todos los objetivos mencionados.

Mecanismo de expansión

El Mecanismo para efectuar expansiones y ampliaciones del sistema troncal propuesto en el proyecto de Ley Corta, puede resumirse como sigue:

Cada 4 años un consultor hace Estudio de Transmisión Troncal que identifica ampliaciones y expansiones. Un Comité integrado por: CNE (1), Ministerio de Economía (1), Transportistas (2), Generadores (2), Distribuidores (1), Clientes Libres (1) licita, adjudica y supervisa el estudio. Dentro de este Comité, el representante de la CNE coordina las actividades.

Los resultados del estudio son expuestos en una Audiencia Pública, en la que pueden participar todos los actores que adquieren la categoría de participantes, previa petición de ella. Las observaciones y controversias que se originen en dicha audiencia deben ser resueltas por el Ministerio de Economía y la CNE y en último término, ante la persistencia de ellas, serían dirimidas por un Panel de Expertos.

Una vez resuelto la anterior, previo informe de la CNE, el Ministerio de Economía define ampliaciones y expansiones por decreto, siendo el transmisor existente el encargado de hacer las ampliaciones. Por su parte, en las expansiones se licita el valor de peaje y empresa que la hace.

Finalmente, el CDEC revisará anualmente el estudio, para adecuarlo a la realidad de cada momento.

Consideramos que este mecanismo tiene excesiva coordinación de un organismo único y es aplicable cuando existen monopolios naturales, situación que no se da en las expansiones y ampliaciones de transmisión.

En efecto, se tiene monopolio natural cuando se cumplen las siguientes condiciones:

- a) Subaditividad de la función de costos.

b) Empresa que logra relación precio cantidad tal que no permite que otros entren con posibilidades

En la expansión de la Transmisión se cumple sólo la primera condición ya que existen combinaciones de precio cantidad que rentan a nuevos entrantes (Beaumol) y no hay barreras a la entrada (costos que la incumbente no tiene y los entrantes si).

Por ello consideramos innecesario introducir excesivos mecanismos de coordinación, ya que más que ayudar, en definitiva tendrán consecuencias negativas, tales como:

- Se producirá rigidez innecesaria (basta mirar como los planes indicativos de generación cambian cada 6 meses)

- La información que los generadores tienen que entregar respecto a sus proyectos, a objeto de poder efectuar el estudio, se tornan vinculantes. Con ello lo más probable es que los generadores no informen ningún proyecto y será imposible la planificación de la transmisión sin una parte importante de las inversiones que las originan, cuales son las centrales de generación.

- Se pierde la posibilidad de competencia en un segmento en que ella es posible

- No se obtienen los menores precios
- Asimetría de información producirá una captura del regulador

- No se obtiene el óptimo para la sociedad (Efecto Averch-Johnson)

- Mayores costos para los usuarios
- Fuerza a tener que planificar ambientes competitivos, como generación e interconexiones

Los conceptos aquí indicados nos llevan a sugerir las modificaciones indicadas en el punto II observaciones, para los artículos 71-11 a 71-26.

Conclusión Final

En opinión de AES Gener estamos frente a un proyecto de ley que perfeccionará el marco regulatorio vigente, destacándose los siguientes aspectos:

- Una adecuada asignación de pagos de los sistemas de transmisión que entrega correctas señales de localización

- Los proyectos de distinta índole y distinta localización competirán sin subsidios ni barreras de entrada (costos de los nuevos y que la incumbente no tiene)

- Se busca mayor competencia y por ende menores precios en el segmento de clientes menores a 2 MW, vía reducción de banda y tamaño de clientes y precisión de los peajes en zonas de distribución

- Los servicios complementarios debieran adquirir un rol preponderante en mantener y mejorar la calidad y confiabilidad del servicio

- Correctas señales para proyectos de interconexión no troncales

Consideramos que se debe modificar la forma de determinación de expansiones, de modo que no recaiga en un organismo único que las centralice.

II Observaciones de AES Gener a proyecto de Ley Corta eléctrica

En base a los conceptos vertidos, AES Gener presenta a continuación sus observaciones al proyecto de Ley Corta.

La secuencia seguida para dichas observaciones es la siguiente:

- a) se reproduce en letra cursiva el artículo o parte de él, que se quiere comentar.

- b) a continuación se indican los comentarios a dicho artículo destacados en negrita.

- c) en algunos casos en letra cursiva se indica un conjunto de artículos a comentar; en dichos casos, habitualmente por la extensión no se reproduce dicho conjunto de artículos.

Los artículos no reproducidos ni mencionados en este texto, no contienen comentarios.

Observaciones

Artículo 71-6.- 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 aquellas instalaciones del sistema de transmisión troncal y de los sistemas de subtransmisión y adicionales que

correspondan conforme a los artículos siguientes, y deberá pagar los respectivos costos de transmisión, en la proporción que se determine de acuerdo a las normas de este Título.

Los propietarios de medios de generación conectados al sistema eléctrico respectivo cuya fuente sea no convencional, tales como geotérmica, eólica, solar, biomasa, mareomotriz, pequeñas y microcuencas hidrográficas y otras similares determinadas fundadamente por la Comisión, cuyos excedentes de potencia suministrada al sistema eléctrico no superen los 9.000 kilowatts, estarán liberados del pago de peajes por el uso de los sistemas de transmisión troncal. Mientras la capacidad agregada de tales excedentes de potencia no supere el 5% de la capacidad instalada total del sistema eléctrico, los propietarios de los medios de generación señalados deberán pagar los peajes correspondientes determinados conforme a las normas generales de peajes, ponderados por un factor proporcional único igual al cociente entre el excedente agregado por sobre el 5% y dicho 5% de la capacidad total instalada del sistema eléctrico respectivo.

Comentarios:

1) en el último párrafo el factor único mencionado será siempre igual a cero mientras se mantenga la condición de que la capacidad agregada en tales excedentes no supere el 5%, por lo que no se ve utilidad del párrafo; suponemos que busca reflejar la condición de que se supere dicho porcentaje, en tal caso, debe plantearse la situación de que pasa cuando la capacidad agregada supere el 5% y los generadores en tal condición deberían pagar peajes en la proporción en que lo superan solamente.

2) Sin pronunciarnos acerca de la procedencia o no de un incentivo a energías renovables, consideramos que este no debiera hacerse a costa de que el resto de los usuarios tenga que pagar la proporción de peaje que dichas energías no pagan. Consideramos más correcto usar un esquema similar al usado para la reducción de emisiones.

Artículo 71-9.- El V.I. de una instalación de transmisión es la suma de los costos 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 del sistema de transmisión troncal, definidas en el decreto a que se refiere el artículo 71-2, el V.I. se determinará en función de sus características físicas y técnicas, valoradas a los precios de mercado vigentes.

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.

En el caso de instalaciones futuras, que resulten recomendadas como expansiones óptimas para sistemas de transmisión troncal existentes en el estudio de transmisión troncal y que se establezcan en el respectivo decreto, el V.I. económicamente eficiente será determinado con carácter referencial por el citado decreto. El valor de inversión de instalaciones futuras que deberá reflejarse definitivamente en el pago del servicio de transmisión será el que resulte de la licitación a que se refieren los artículos 71-21 y 71-22.

La anualidad del V.I., en adelante "A.V.I." del tramo, se calculará considerando la vida útil económica de cada tipo de instalación que lo componga, según se indique en el reglamento y considerando la tasa de descuento señalada en el artículo 100 de esta ley.

Comentarios:

1) La redacción sugiere que el valor de inversión de las instalaciones existentes sería el sistema de transmisión existente, valorado a los costos de materiales de hoy, dejando fuera la innovación tecnológica. Debería usarse el concepto de Valor Nuevo de Reemplazo, el cual considera que los precios también pueden cambiar por innovación tecnológica.

2) Una redacción más adecuada sería: "El V.I. de una instalación de transmisión existente es la suma de los costos de adquisición e instalación de un sistema nuevo que otorgue el mismo servicio de transmisión que la instalación original, particularmente en lo que se refiere a capacidad de transmisión y calidad del servicio".

3) En relación al penúltimo párrafo del artículo, se plantean dos tipos de licitaciones. Al respecto consideramos que debiera existir la licitación asociada a instalaciones nuevas solamente, la que abarca perfectamente ampliaciones. Esta observación se trata in extenso en el artículo correspondiente.

Los comentarios siguientes se refieren al conjunto de artículos 71-11 hasta 71-26 y corresponden a un concepto de fondo incorporado en dicho articulado, que se refiere al concepto de imponer un estudio de planificación que define las obras de transmisión futuras. No se incluye dicho articulado nuevamente, ya que existen muchos caminos para

solucionar lo anterior, ya sea modificando las partes de dicho articulado que correspondan o planteando una base nueva de artículos que rescaten parte del contenido actual, pero eliminen lo que a nuestro juicio no se condice con la filosofía de la Ley.

Comentarios:

Los elementos que debieran considerarse para solucionar lo anterior son los siguientes:

Alternativa 1:

Mantener la estructura del articulado existente, con las siguientes modificaciones e incorporaciones:

1) El estudio mencionado en los artículos 71-11 sólo tendrá carácter indicativo en lo que se refiere a las posibilidades de expansión del sistema de transmisión. Por lo tanto, el plan de expansión que se menciona en el artículo 71-16 sería sólo referencial.

2) En relación a la audiencia pública mencionada en el artículo 71-17, consideramos que debiera efectuarse en cada ocasión que se requiera una decisión de incorporar una nueva obra, sea que ella está contemplada en el estudio referencial o no. En dicha audiencia pública se deberían asignar votos en proporción a los pagos que dicha obra generaría, de modo que el universo de los futuros pagadores de la obra constituiría el 100% de los votos. Existiendo mayoría absoluta(50% +1) de aprobación de la obra en dicho universo, la obra es llevada adelante y debe ser pagada por el 100% de los pagadores.

3) La mayoría que votó a favor de la obra debiera ser la encargada de llevar adelante la licitación, en los términos indicados en el artículo 71-22. Esta licitación debiera ser supervisada por la CNE. No se requiere una licitación como la indicada en el artículo 71-21, rescatándose de dicho artículo el concepto de valor techo de la licitación solamente, el que debiera incorporarse a la licitación indicada en el artículo 71-22.

4) Los interesados en la obra que no resulten pagadores, podrán adquirir derecho a voto, comprometiéndose al pago de la obra en firme, en la proporción que adquieran derechos, teniendo como retribución durante la operación de la obra, los derechos financieros y de congestión, en los términos indicados en los artículos 71-44 a 71-50.

Alternativa 2:

Aplicar a las decisiones de expansión del sistema troncal, la metodología incorporada en el articulado 71-44 a 71-50, aplicable a interconexiones entre sistemas, con las adecuaciones que corresponda.

Artículo 71-29.- La obligación de pago de las empresas usuarias del respectivo sistema de transmisión troncal y la repercusión de ese pago en los usuarios finales, se regirán por las siguientes reglas:

A) A los usuarios finales se aplicará un cargo único, por concepto de uso del sistema troncal, en sus consumos de energía efectuados hasta una potencia de cincuenta megawatts..... (no se reproduce el resto del artículo).

Comentario:

El cargo único debiera ser aplicado sólo a los clientes regulados.

Artículo 71-43.- Los concesionarios de servicio público de distribución de electricidad estarán obligados a prestar el servicio de transporte, permitiendo el acceso a sus instalaciones, tales como líneas aéreas o subterráneas, subestaciones y obras anexas, 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 máximo por unidad de potencia retirada, igual al valor agregado de distribución vigente en la zona en que se encuentra el usuario, dentro de la respectiva área típica.... (no se reproduce el resto del artículo)

Comentario:

El peaje aplicable a los usuarios que transporten electricidad por instalaciones de distribución debiera contener señales de localización, cuando el área geográfica así lo justifique.

Comentario acerca del articulado 71-44 a 71-50 (no se reproduce el articulado):

Comentario:

El mecanismo propuesto en este articulado nos parece adecuado y sólo debe ser optimizado para permitir cualquier tipo de interconexión (nacional o internacional), sin provocar efectos discriminatorios para alguna de ellas.

Artículo 4° 11) Agrégase la siguiente letra d), nueva, en el inciso segundo del artículo 90:

“d) Cuando la potencia conectada del usuario final sea superior a 500 kilowatts. En este caso, el usuario final tendrá derecho a optar por un régimen de tarifa regulada o de precio libre, por un período mínimo de tres años de permanencia en cada régimen.

Comentario:

La opción debiera ser por una sola vez y mantener la categoría de cliente libre o regulado.

Artículo 4° 13) Intercálase, a continuación del artículo 91, el siguiente artículo 91 bis, nuevo:

“Artículo 91 bis.- Todo propietario de instalaciones eléctricas que operen interconectadas entre sí, sean éstos empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras o clientes no sometidos a regulación de precios, deberá prestar en el respectivo sistema eléctrico los servicios complementarios de que disponga, que permitan realizar la coordinación de la operación a que se refiere el artículo 81, conforme a las normas de seguridad y calidad de servicio en dicho sistema.

Las exigencias de seguridad y calidad de servicio para cada sistema serán establecidas en la norma técnica que al efecto dicte el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, con informe de la Comisión.

El organismo de coordinación de la operación o CDEC deberá establecer los requisitos técnicos mínimos que deberá cumplir toda instalación 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 los objetivos de seguridad y calidad de servicio. Las exigencias correspondientes deberán contar con informe favorable de la Comisión antes de su puesta en vigencia.

El CDEC respectivo deberá definir, administrar y operar los servicios complementarios necesarios para garantizar la operación

del sistema, sujetándose a las exigencias de seguridad y calidad de servicio establecidas en la normativa vigente y minimizando el costo de operación del respectivo sistema eléctrico.

Los propietarios de las instalaciones interconectadas entre sí deberán declarar los costos en que incurren por la prestación de los respectivos servicios complementarios con su debida justificación, conforme lo determine el reglamento. Las prestaciones de servicios complementarios serán valorizadas por el CDEC correspondiente. El reglamento establecerá el sistema de precios de los servicios complementarios que, considerando las características de los mismos, sea compatible con los precios de energía y potencia que esta ley establece.”

Comentario:

La definición de los servicios complementarios requeridos por cada sistema eléctrico debe recaer en un Reglamento, el CDEC es sólo un organismo coordinador de la operación y por lo tanto no puede normar al respecto. Por otra parte, de acuerdo a las funciones establecidas en el Reglamento Eléctrico, sólo le compete al CDEC la coordinación de la operación de tales servicios, y no directamente su administración y operación directa en sí, por lo cual debe reemplazarse en este artículo la frase “El CDEC respectivo deberá definir, administrar y operar los servicios complementarios...” por la frase “El CDEC respectivo deberá coordinar la operación de los servicios complementarios...”.

Por las mismas razones expuestas, el CDEC tampoco tiene competencia para establecer los requisitos técnicos mínimos que debe cumplir cada instalación, de modo que debe modificarse también dicho párrafo, estableciendo que dichos requisitos debieran ser materia de una norma al respecto.

Artículo 4°17) Modifícase el artículo 101 del siguiente modo:

a) En el inciso primero:

1) Intercálase la expresión “conforme lo establezca el reglamento” entre la frase “cada empresa deberá comunicar a la Comisión” y la expresión “la potencia”, entre comas (,).

2) Reemplázase la expresión “seis meses” por “cuatro meses”.

3) Agrégase, a continuación del punto aparte (.), que se reemplaza por una coma (,), la siguiente frase: “expresados en moneda real al final del período informado, de acuerdo con los mecanismos de indexación de cada contrato.”.

b) *En el inciso segundo, sustitúyese la expresión “diez por ciento” por “cinco por ciento”.*

c) *En el inciso tercero:*

1) *Sustitúyese, en el número 1, la expresión “efectivo” por la frase “informado conforme al inciso primero,”.*

2) *Reemplázase en el primer párrafo del número 3, la expresión “más de diez por ciento” por “más de cinco por ciento”.*

3) *Intercálase en el segundo párrafo del número 3, a continuación de la frase “todos los precios de nudo”, las expresiones “, sólo en su componente de energía,”; y reemplázase la frase “banda de diez por ciento” por “banda de cinco por ciento”.*

Comentario:

Si bien se reconoce un avance en este artículo, la sola reducción de la banda no es suficiente para cumplir con el objetivo de la Ley, cual es que los precios regulados no se aparten de los precios libres. Para una correcta comparación se deben tomar en cuenta las distintas características de ambos tipos de clientes.

ARTÍCULO TRANSITORIO 1º.- No se reproduce el artículo por la extensión.

Comentario:

Eliminar la línea 12 Los Vilos 220 Quillota 220 del Area de Influencia Común del SIC.

Artículo 9º.- El Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción, previo informe de la Comisión Nacional de Energía y mediante un decreto dictado bajo la fórmula “por orden del Presidente de la República”, determinará las ampliaciones de los sistemas troncales que, en su caso, requieren construcción inmediata para preservar la seguridad del suministro. En el mismo decreto establecerá sus características técnicas, los plazos para el inicio de las obras y entrada en operaciones de las mismas.

Para estos efectos, los centros de despacho económicos de carga, en el plazo de sesenta días a contar de la entrada en vigencia de esta ley, deberán efectuar una recomendación, acordada por la mayoría de sus miembros, sobre las ampliaciones que reúnan las condiciones indicadas en el inciso anterior.

El decreto aludido en el inciso primero de este artículo considerará las siguientes dos situaciones posibles:

a) *En el caso de extensiones del sistema troncal que requieren construcción inmediata y que correspondan a líneas o subestaciones troncales calificadas como nuevas, la construcción y la remuneración de dichas instalaciones se regirán por las normas establecidas en el artículo 71-22 del decreto con fuerza de ley N° 1, de 1982, del Ministerio de Minería.*

Los plazos y términos bajo los cuales la Comisión Nacional de Energía llamará a la licitación contemplada en el artículo 71-22 se establecerán en el aludido decreto.

b) *En el caso de ampliaciones de instalaciones existentes del sistema troncal que requieren construcción inmediata, éstas serán de construcción obligatoria para las empresas propietarias de dichas instalaciones, debiendo sujetarse a las condiciones fijadas en el respectivo decreto para su ejecución.*

El V.I. de cada ampliación de instalaciones existentes será determinado con carácter referencial por el referido decreto. Para la determinación del V.I. que deberá reflejarse definitivamente en el pago del servicio de transmisión, las empresas propietarias de las instalaciones deberán licitar la construcción de las obras a empresas calificadas, a través de procesos de licitación públicos, abiertos y transparentes, auditables por la Superintendencia.

Estas instalaciones serán remuneradas conforme a las disposiciones generales sobre peajes previstas en la ley. Para estos efectos, el centro de despacho económico de carga que corresponda considerará el V.I. referencial a partir de su puesta en servicio y el V.I. definitivo una vez que el Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, lo establezca mediante un decreto, lo que dará origen además a las reliquidaciones que correspondan, las que serán realizadas por el centro de despacho económico de carga respectivo.

Comentario:

Consideramos que la parte del sistema que requiere de inversiones es la zona al sur de Charrúa. Para ello existen dos alternativas: ampliación del sistema Charrúa Temuco 220 KV o interconexión con el sur de Argentina (equivalente a aumento de generación en el sur). Actualmente existen los mecanismos e incentivos para efectuar cualquiera de dichas opciones, sobretodo considerando que la propia propuesta de ley resuelve el problema de asignación de peajes, situación actualmente no resuelta y que originó la falta de inversión en dicha área.

Por lo anterior no vemos necesidad de dicho artículo, el cual se aparta del espíritu del resto de la normativa , por lo que proponemos la eliminación de este artículo.”.

- COLBÚN S.A.

“En este documento se describen en forma resumida los comentarios de Colbún S. A. al proyecto de modificación del DFL N° 1/82 que ingresó al Senado a fines de octubre del presente año.

El proyecto de modificación del DFL N° 1/82 ingresado al Senado luego de su discusión por la Cámara de Diputados contiene mejoras importantes respecto del proyecto original, particularmente en materias de transmisión, las que son necesario destacar.

- Distribución de los costos del sistema de transmisión entre los usuarios con criterios económicos, sin subsidios cruzados (con las excepciones que se mencionan más adelante) y sin transferencias de riqueza significativas entre los agentes.

- Señales económicas que orientan a un desarrollo eficiente del sistema eléctrico en su conjunto (Generación + Transmisión + Gasoductos).

- Entrega un marco regulatorio que permite el desarrollo de las interconexiones entre sistemas tanto nacionales e internacionales sobre una misma base, de acuerdo a sus ventajas competitivas y sin subsidios.

Lo anterior se ha traducido en la introducción de diversas indicaciones conteniendo las siguientes mejoras:

- Definición del Sistema Troncal y área de influencia común.

- Asignación de los pagos en el área de influencia común y resto del sistema troncal entre los usuarios de acuerdo al uso físico.

- Eliminación de restricciones de propiedad a las empresas propietarias de instalaciones de transmisión troncal.

- Introducción de un tratamiento de interconexiones entre sistemas eléctricos independientes coherente con la normativa de otros sistemas eléctricos de la región, lo que permitirá ejecutar aquellos proyectos de interconexión entre sistemas, ya sea nacionales o internacionales, que se justifiquen por mérito propio, en igualdad de condiciones y sin la necesidad de otorgar subsidios.

- Inclusión de un panel de expertos para la resolución de controversias.

- Reducción del límite de potencia conectada de los cliente libres.

No obstante que durante la evolución del proyecto de Ley Corta se han producido importantes avances, introduciendo soluciones al problema de la transmisión que guardan coherencia con los conceptos económicos que sustentan el conjunto de la ley y entregar señales económicas que permiten orientar el desarrollo del conjunto del sistema de manera eficiente y segura, se han mantenido algunas disposiciones del proyecto original que no guardan una adecuada consistencia con este avance y mantienen una orientación que transforma al regulador en un ente planificador, aspecto que es indispensable corregir.

Asimismo, es necesario mejorar y/o precisar otros temas que aborda el proyecto así como completar materias que no se han abordado de manera suficientemente completa, y que son esenciales para que éste proyecto pueda cumplir cabalmente los objetivos que lo motivaron desde sus inicios.

A continuación se señalan las materias más relevantes que en opinión de Colbún S. A. requieren ser mejoradas en esta instancia legislativa.

1. Decisiones de expansión del sistema troncal: El esquema planteado en el proyecto desvirtúa el rol del regulador y lo transforma en un ente planificador al tomar sobre sí la responsabilidad del desarrollo de la transmisión. Entregar al regulador el rol de planificador sin tener claramente identificados los beneficios que esto podría reportar agregará nuevos y mayores problemas que entrabarán aun más las inversiones en este sector, por lo que requiere modificar de manera sustantiva este aspecto del proyecto.

Los estudios que se realicen respecto de las necesidades de transmisión del sistema eléctrico para orientar su desarrollo en el mediano plazo, deben tener un carácter estrictamente indicativo. La realización de las expansiones y ampliaciones del sistema troncal debe quedar sometida a la aprobación de los usuarios que pagarán por ellas y la autoridad debe participar en este proceso verificando la voluntad de los usuarios de pagar por las nuevas instalaciones y representando los intereses de los clientes regulados.

La aprobación de proyectos de expansión del sistema troncal debe ser un procedimiento expedito y transparente que no imponga restricciones innecesarias a la evolución del mercado.

Para lograr lo anterior se requieren al menos los siguientes cambios mínimos al proyecto.

- Dar el carácter indicativo a los estudios de transmisión troncal.

- Establecer un mecanismo expedito para definir expansiones, en el cual los usuarios que pagarán por ellas sean quienes resuelvan su ejecución.

- Eliminar la facultad de la autoridad de establecer como expansiones obligatorias los proyectos de interconexión u otras expansiones.

Dependiendo de la solución que se adopte en esta materia, se requerirá efectuar modificaciones sustantivas en varios artículos del proyecto de ley.

2. Transferencias de potencia en interconexiones entre sistemas independientes: Para que las interconexiones entre sistemas independientes, nacionales o de otros países, tengan un tratamiento consistente y acorde con las normas más avanzadas imperantes en la región, se requiere precisar la manera de considerar las transferencias de potencia entre un sistema y otro de manera que los ingresos tarifarios de potencia que se generen en la línea de interconexión, sean consistentes con la potencia firme inyectada al sistema importador y la potencia firme retirada del sistema exportador.

El actual proyecto presenta una inconsistencia ya que las potencias inyectadas y retiradas en uno y otro sistema no corresponden a las potencias firmes, asignando además, parte de los beneficios de la línea de interconexión a agentes que no han contratado derechos de uso, lo que constituye una mala señal de inversión.

Para corregir lo anterior se requiere introducir indicaciones a los artículos 71-48 al 71-50 del proyecto.

3. Subsidio cruzado entre consumidores en los pagos del sistema troncal: Parece razonable que exista un subsidio entre los clientes regulados que por su ubicación en el sistema pagarían menos en beneficio de otros que paguen más, de manera que todos los consumidores regulados paguen lo mismo. Sin embargo, este subsidio cruzado debe limitarse sólo a los clientes regulados y no extenderse a los clientes libres, ya

que de lo contrario clientes regulados de la zona central del SIC estarán subsidiando proyectos privados de clientes libres que se ubiquen en los extremos del SIC. De este modo, el límite para el cargo uniforme debe fijarse para todos los clientes regulados y para los clientes industriales y mineros con una potencia conectada menor o igual a 2.000 kW, y no para todos los clientes finales con potencia conectada inferior a 50 MW, como los establece el artículo 71-29, letra A.

4. Incentivo a generación que utilicen fuentes de generación renovables: Si se desea implementar una política pública que fomente el desarrollo de ciertas fuentes de energía renovable a través de subsidios, éstos deben entregarse en forma directa y con cargo a todos los contribuyentes, y no con cargo a un grupo en particular como lo establece el proyecto actual al discriminar a la generación que usa fuentes tradicionales de energía, ya que el peaje que no pagan los proyectos con fuentes de energía renovables debe ser pagado por los primeros.

Lo anterior requiere modificar el artículo 71-6.

5. Constitución y características del dictamen del panel de expertos: Dado que en la mayoría de los casos las controversias que deberá resolver el panel de expertos, además de tener aspectos técnicos también tendrán aspectos legales, la constitución de dicho panel debiera estar constituida por ingenieros y abogados, y no sólo ingenieros como lo establece el proyecto actual. También el carácter del panel de expertos debiera ser similar al que tienen los tribunales arbitrales y por ende debiera estar sujeto a la tuición de los Tribunales de Justicia y a todas las normas asociadas a este tipo de instancias. Finalmente debe eliminarse que el dictamen del panel de expertos pueda ser declarado inaplicable temporalmente por el Ministro Presidente de la Comisión Nacional de energía, aunque sea con acuerdo del Consejo Directivo, ya que ello equivale a invalidar temporalmente una sentencia por la vía administrativa.

Lo anterior requiere hacer indicaciones a los artículos 131 y 133 del proyecto.

6. Definición del precio de nudo definitivo: Con el objeto de asegurar el suministro a las empresas distribuidoras debe resguardarse que el precio de nudo sea una señal de precio eficiente. Para ello, en su cálculo debe considerarse el hecho que los clientes regulados tienen un perfil de demanda muy diferente al de los clientes libres, que hace que el costo asociado al suministro de los clientes regulados sea superior al de los clientes libres. Este hecho debe reflejarse en la determinación del precio de nudo definitivo después de realizar la comparación del precio teórico calculado por la CNE con el Precio Medio Libre.

Lo anterior requiere de una indicación al artículo 4° N° 17 del proyecto que modifica el artículo 101 del DFL N° 1/82.

7. Definición del área de influencia inicial: Debe corregirse el error en la definición del área de influencia común del artículo 2° transitorio, ya que en la tabla respectiva del artículo mencionado se incluye un circuito del tramo Quillota-Los Vilos 220 kV. El área de influencia común abarca desde la subestación Charrúa 220 kV hasta Quillota 220 kV, y no hasta los Vilos 220 kV.

8. Revisión de coherencia y consistencia: Atendiendo que el proyecto ha evolucionado de manera importante respecto a su concepción original, debe hacerse una revisión exhaustiva del proyecto de manera de asegurar la consistencia de las disposiciones que se establecen en los distintos artículos, y así corregir algunos errores que existen en el proyecto actual.”.

- Endesa.

“En opinión de ENDESA, el proyecto propuesto incorpora a la Ley Eléctrica disposiciones acertadas en cuanto a clarificar responsabilidades y actuaciones de los distintos agentes del mercado, principalmente respecto de los propietarios de los sistemas de transmisión.

En particular, el proyecto:

- Intenta sistematizar la valorización y expansión del Sistema de Transmisión Troncal estimulando inversiones eficientes en generación y transmisión. Aunque, como se verá más adelante, todavía existen problemas con la planificación obligatoria para los agentes.

- Busca perfeccionar la regulación en cuanto a la inversión, uso y pago de las instalaciones de transmisión, materias que han sido producto de continuas divergencias entre los agentes. Pero, como también se verá, introduce subsidios que parecen inadecuados.

- Confirma que las interconexiones deben tratarse en su mérito económico y evita que se les asignen subsidios a cuenta de alzas de tarifas a clientes.

- Mejora el ajuste de los precios regulados a los precios de mercado toda vez que al estrechar la banda de comparación con el precio medio libre cobrado por las empresas generadoras de un 10% a 5%, se entrega una señal de estabilidad.

Sin embargo, el proyecto de Ley deriva al reglamento aspectos de importante definición (Servicios Complementarios) y además no enfrenta ni da respuesta a otros grandes problemas que presenta actualmente el sector eléctrico y su regulación entre los que cabe señalar:

Exposición de los generadores a condiciones de riesgo que no son remuneradas ni compensadas en los precios regulados.

En años secos el aporte hidroeléctrico se reduce a un 40% del consumo anual, lo que lleva consigo que los costos de generación se elevan hasta 10 veces respecto de lo normal.

Por otra parte, los precios regulados son calculados asumiendo que en el futuro, el sistema eléctrico contará, en promedio, con el aporte hidroeléctrico antes señalado.

El riesgo de no contar con la energía esperada en el cálculo de los precios de nudo ha llevado a los generadores a no contratar esa energía que no está disponible en condiciones de sequía, pues les resulta altamente oneroso.

Como consecuencia de lo anterior, algunas empresas distribuidoras han tenido dificultad en contratar suministro con los generadores, lo que se trató de solucionar obligándolos a suministrarlas con la promulgación de la Resolución Ministerial N°88.

Sin perjuicio de que esa medida sea cuestionable desde el punto de vista legal, un efecto inmediato es que ella desincentiva aún más la inversión, pues genera incertidumbre en el marco regulatorio y claridad de las reglas del juego, lo que se constituye en un riesgo para el inversionista.

Cabe señalar que la seguridad de suministro a todo evento, incluso para aquellos años de sequía, tiene un costo muy elevado, pues llevaría a un sobre dimensionamiento del parque generador del país con un alto costo en nuevas inversiones.

El diseño del sistema de precios en el mercado Chileno contempla que puede haber racionamientos cuando hay sequías extremas, pues el precio regulado asume que en esos casos el precio spot alcanzará el valor del costo de racionamiento. Sin embargo, con el ajuste al sistema tarifario que se propone mas adelante, es posible que sin necesidad de incurrir en los altos costos de inversiones que implica asegurar el suministro en años de sequía, se pueda resolver tanto el problema de las empresas distribuidoras que actualmente no cuentan con contrato de suministro como el necesario ajuste de la demanda a la oferta disponible en esos casos.

Observaciones al proyecto de ley

Riesgo de sobre dimensionamiento injustificado del sistema de transmisión.

Un aspecto de particular relevancia en el proyecto de ley dice relación con la incorporación de la planificación centralizada del sistema eléctrico que se contempla a través del estudio de expansión del sistema de transmisión.

Este estudio que es definido por un tercero, contemplará inversiones en transmisión que el propio proyecto de ley obliga a unos a construir y a otros a pagarlas, mediante el mecanismo de los peajes correspondientes. Estas obligaciones, que podrían incluso ser de carácter inconstitucional, llevan en sí el riesgo de que se realicen inversiones inorgánicas e injustificadas decididas por ese tercero, más allá de las socialmente necesarias.

Por este motivo, se propone complementar el mecanismo de definición de inversiones en transmisión con lo siguiente:

1. Las obras de expansión y proyectos de interconexión especificados en el estudio de expansión deberán someterse, por separado, a la aprobación de los agentes que ven afectados sus pagos incrementales por transmisión, con lo cual se garantiza que no haya barreras de entrada.

2. Se sugiere que para aprobar una expansión de transmisión se obtenga el voto positivo de los agentes que sumen más del 50% de la estimación de incrementos de pago de peajes que origina la expansión. El voto en contra debe ser fundado y respaldado con un estudio económico que lo justifique.

3. Si una obra y/o proyecto no es aprobada y la CNE (o el estudio de expansión) demuestra que existe un beneficio social que amerita su aprobación y realización, la CNE podrá recurrir a un procedimiento de insistencia pública de aprobación.

4. En esta insistencia la CNE podrá aprobar que los agentes que estén interesados en que igualmente se haga la obra, aumenten sus proporciones de pago para lograr el 50% de aprobación y recauden los ingresos tarifarios asociados. En este caso, la CNE representará la proporción de pagos que corresponda a retiros para clientes regulados.

Urgencia de la Ley

Endesa ve con preocupación que se hayan incorporado al proyecto de ley nuevas indicaciones de última hora en materia de tarifas de distribución, cuyo debate puede demorar la aplicación de las urgentes nuevas normas de peaje.

Observaciones particulares a los artículos del proyecto de ley

Titulo III; Artículo 71-6

Se señala en este artículo que la generación no convencional con potencia suministrada menor que 9.000 kW, estará liberada del pago de peajes por usar el Sistema de Transmisión Troncal. Este artículo introduce un subsidio a las energías no convencionales de parte de los demás generadores del sistema eléctrico.

Al respecto, sin perjuicio de que el concepto de “no convencional” puede ser ambiguo y generar oportunismo de parte de algunos agentes, consideramos que este aporte debe ser hecho por quienes son directamente beneficiados por la incorporación de estas nuevas tecnologías, cual es el consumidor final. Por ello se propone que el costo de la exención se pague por medio de un cargo adicional por concepto de peajes a los clientes o en su defecto se de un subsidio directo a tales generadores a través de, por ejemplo, un franquicia tributaria.

Titulo III; Artículo 71-11

El estudio de transmisión troncal considerará las centrales informadas por las empresas generadoras con decisión a firme de construirse en los próximos cuatro años.

Por razones de prudencia empresarial y dado el riesgo que implica el compromiso de informar nuevas obras de generación, estimamos que ellas no se comunicarán antes de que estén con un importante grado de avance, al menos en su evaluación económica, y con responsables claramente definidos. Al respecto, hay que tener presente que en casos de nuevas plantas de generación como por ejemplo, centrales de ciclo combinado, la decisión de construir se toma con al menos 30 meses de anticipación. Es por ello que inevitablemente los estudios de expansión siempre quedarán desactualizados dentro de los 4 años.

Al respecto se propone que el referido estudio al menos se realice cada dos años.

Titulo III; Artículo 71-22

Este artículo que define lo que son las nuevas líneas de transmisión y subestaciones troncales y las líneas de interconexión, no es espejo del 71-21 que trata de las ampliaciones del sistema troncal.

En efecto, para las obras nuevas que sean ampliaciones del sistema troncal se establece que el V.I no podrá exceder el 15% del V.I. referencial, señalado en el decreto respectivo, y que sólo en caso que ese valor se exceda, una vez realizada la licitación definitiva de la obra, éste será incorporado en el V.I. definitivo. En cambio para nuevas líneas troncales, siempre será el valor resultante de la licitación de la obra el que se incorporará al V.I. definitivo.

Consideramos que no hay justificación técnica para un tratamiento distinto en ambos casos y que la licitación de nuevas obras debe tener en ambas situaciones un tope y re-análisis en relación al V.I. referencial. En ambos casos si la obra tiene un costo mayor en un determinado porcentaje al valor indicado en el estudio de expansión, lo razonable es rehacerlo.

Titulo III; Artículo 71-25 y 71-47

Estos artículos tratan sobre la operación y transferencias de energías a través de líneas que interconectan sistemas eléctricos. Al respecto cabe señalar que parece haber contradicción entre ambos.

En efecto, mientras el artículo 71-25 señala “que los sistemas que se interconectan a través de líneas no calificadas como troncales se mantendrán como sistemas independientes y entre ellos operarán precios libres”, el artículo 71-47 establece que las transferencias de energía a través de éstas serán a costos marginales.

Titulo III; Artículo 71-43

Este artículo establece que las centrales generadoras con capacidad instalada menor a 9.000 kW, conectada directamente a instalaciones de un sistema de distribución, estarán liberados del pago de peajes por el respectivo uso hasta el 10% de capacidad instalada dentro de esa área.

Al respecto, a través de la exención de pago de los correspondientes peajes en la zona de distribución nuevamente existe en esta norma un subsidio a un tipo particular de centrales, lo cual no tiene justificación económica. Adicionalmente, no queda expresamente señalado si estas centrales estarán afectas o no al pago de los peajes del sistema troncal en relación con el cual también se benefician. En caso que se establezca tal exención, cabe nuevamente lo indicado respecto al subsidio de tecnologías de generación no convencionales en cuanto a que sea el beneficiado el que asuma los costos de los peajes que le hubiera correspondido pagar a estas centrales o en su defecto, que tal subsidio sea a través de métodos más directos como son franquicias tributarias.

Artículo 91

Mediante la incorporación del inciso tercero a este artículo 91 se elimina el hecho de que hoy los ingresos por potencia de los generadores consideran además de la suficiencia, la seguridad de servicio. Esto es debido a que esta última se pasa a remunerar como servicios complementarios con la incorporación del artículo 91 bis.

Al respecto, es importante que se incorpore al proyecto de ley una norma de transición entre un sistema de pago y otro, que permita a los generadores no ver mermados sus ingresos debido a que se elimina de manera inmediata la variable seguridad dentro de la remuneración de potencia en tanto no se ha implantado aún el pago de los servicios complementarios por retrasos en la incorporación de las respectivas normas en el reglamento.

Artículo 90, se agrega letra d)

Mediante esta norma se establece que el usuario final con potencia conectada superior a 500 kW, podrá optar a tarifa regulada o libre con permanencia mínima de tres años en cada régimen.

Consideramos que se debiera ampliar la permanencia a 5 años en cada régimen de precio, para evitar la especulación. Alternativamente, que el paso a tarifa libre sea definitivo al ejercerse la opción.

Se reemplaza el Artículo 107

En el proceso de fijación de la tarifa de distribución concurren por derecho las empresas de distribución y en calidad de participantes las empresas generadoras y los clientes libres.

Consideramos que no corresponde la participación del sector generación en la fijación de estas tarifas de distribución toda vez que se presentan conflictos de intereses, al ser las distribuidoras clientes de las generadoras. Esto se refuerza ya que el sector generación se mueve por variables totalmente distintas al de la distribución, no teniendo know how ni experiencia en el particular negocio de la distribución.

ARTICULOS TRANSITORIOS: Artículo 1, segunda letra b)

En las instalaciones del área de influencia del Sistema Interconectado Central (SIC), se incluye la línea N° 12; de barra Los Vilos 220 kV a barra Quillota 220 kV.

Al parecer la incorporación de esta línea es un error, dado que no cumple las condiciones para ser considerada una instalación del Sistema de Transmisión Troncal Común.

ARTICULOS TRANSITORIOS: Artículos 7 y 10

El artículo 7 señala que los contratos de peajes suscritos antes del 6 de mayo continuarán vigentes hasta el término de la vigencia establecida en ellos. Por otra parte, el artículo 10 señala que no serán aplicables los peajes unitarios establecidos en el proyecto de ley a los clientes libres que hayan suscrito contratos de suministro con fecha anterior al 6 de mayo de 2002. Además, establecen que el costo de peajes por retiros a clientes libres que según lo anterior no se puedan aplicar, será distribuido entre todos los generadores usuarios de esas líneas. Al respecto, cabe señalar:

1. La exención de pago y la separación de contratos según su fecha de suscripción, incentivará la búsqueda y aplicación de mecanismos oportunistas para obviar y/o postergar indefinidamente la aplicación de la ley, en contra de lo que se busca que es precisamente normalizar a la brevedad el pago de peajes.

2. Tampoco tiene sentido económico ni jurídico que al prorratearse esos peajes otros generadores (terceros ajenos a una relación contractual) absorban mayores costos sin tener parte en el asunto.

3. El caso específico de contratos bilaterales entre un generador, un cliente libre y un cobrador de peajes, debe ser solucionado entre éstos. Cualquier exención que quiera hacerse allí debe ser muy acotada en el tiempo y no puede repercutir en otros generadores o clientes ajenos a esa relación. ¿Por qué una nueva unidad generadora que entre el 2004 va a tener que asumir más costos de peaje derivados de un contrato bilateral entre otro generador y uno de sus clientes libres?.

TRATAMIENTO DEL RIESGO HIDROLÓGICO

El principal problema que enfrenta la generación hidroeléctrica en Chile y su futuro desarrollo no es un tema de derechos de agua, ni la forma de remunerar los peajes de transmisión, es el tratamiento tarifario del riesgo hidrológico y la Resolución Ministerial 88, que obliga a suministrar energía a empresas distribuidoras, elementos que castigan fuertemente la rentabilidad de los activos eléctricos presentes o futuros y sus posibilidades de participar en el mercado eléctrico con igualdad competitiva a la generación térmica.

Como muestra de ello, cabe destacar que luego de la puesta en servicio de la Central Ralco de Endesa, por primera vez en 30 años no existirá una central hidroeléctrica en construcción en Chile.

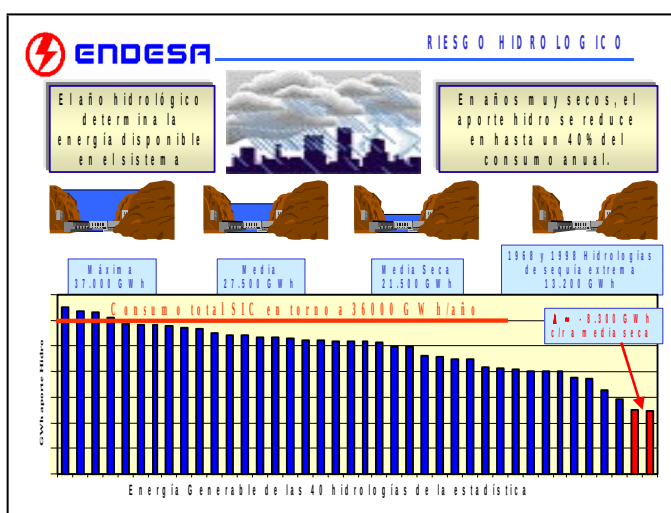
Con el objeto de corregir esta circunstancia en el marco de las observaciones al proyecto específico de Ley Corta, Endesa propone incluir en esta Ley una corrección definitiva al problema de riesgo

que está impidiendo la contratación de energía por parte de las empresas distribuidoras.

2.1.- Riesgo Hidrológico

El año hidrológico determina la energía disponible en el sistema, ya que en años muy secos el aporte hidrológico puede reducirse en hasta un 40% del consumo anual. Esto significa que en los años de extrema sequía dejan de estar presentes en el sistema más de 8000 GWh, en relación a años calificados como medianamente secos.

Cuando hay afluentes normales, con el Plan de Obras existente la demanda se abastece utilizando aportes hidráulicos, de gas y carbón. El costo marginal de generación se ubica en torno a los 18 US\$/MWh. Pero, cuando el año es extremadamente seco desaparece gran parte del aporte hidráulico. Y para abastecer la demanda con el mismo Plan de Obras, hay que utilizar petróleo e incluso puede quedar demanda sin abastecer (Costo de Falla). El costo marginal de generación puede llegar hasta 140 US\$/MWh.



La conjunción de las situaciones normales, que son la mayoría de los casos (38 de 40 hidrologías) y de las situaciones de sequía, menos frecuentes (2 de 40 hidrologías), está presente en el cálculo de los precios regulados, que no es más que el precio promedio de todas las condiciones hidrológicas. Por ejemplo:

$$\text{PRECIO MEDIO EQUIVALENTE} = (18 * 38 + 140 * 2) / 40 = 24 \text{ US\$/MWh}$$

Este elevado riesgo hidrológico ha obligado a las empresas generadoras a modificar sus políticas comerciales, buscando quedar menos expuestas en el mercado de contratos. El siguiente ejercicio es clarificador:



típicos: Para el SIC los siguientes niveles de precios son

= 18 US\$/MWh. Precio spot en escenario de hidrologías normales

140 US\$/MWh o más. Precio spot en escenario de hidrología seca = 90 a

Precio de Nudo Energía = 24 US\$/MWh.

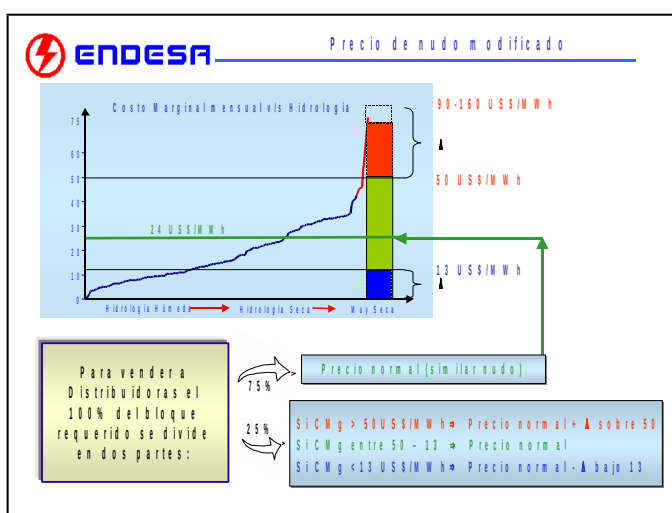
Sobre la base de lo anterior, si el generador contrata energía a Precio de Nudo puede ocurrir que si se da una hidrología normal, el generador puede ganar $24 - 18 = 6$ MMUS\$ por cada 1.000 GWh contratados. Pero en cambio, si se da sequía extrema, el generador puede perder $100 - 24 = 76$ MMUS\$ por cada 1.000 GWh contratados.

Este riesgo hace imposible la contratación. Si un generador arriesga 3.000 GWh (energía que existe en año normal pero incierta en sequía extrema) y los contrata a Precio de Nudo, está arriesgando una pérdida de 220 MMUS\$ contra una ganancia en año normal de 18 MMUS\$. (Debe considerarse que 3.000 GWh equivalen casi a un Ciclo Combinado).

Por lo tanto, si no se corrige el fondo del problema, la Resolución Ministerial 88 se convertirá en una carga creciente para las empresas generadoras. Esto es así ya que la energía asociada a esa resolución crecerá más del doble en los siguientes 3 años, llegando a cerca del 8 % de las ventas en el SIC. Son precisamente entre 5.000 a 8.000 GWh que faltan en los dos años más secos (y que pueden originar falla) los que no encontrarían generadores dispuestos a contratarlos en las condiciones de regulación de riesgo actuales.

2.2.- Proposición

Se propone como solución ante esta situación que afecta el desarrollo de centrales hidroeléctricas, que el suministro a clientes regulados se separe en dos bloques. Uno normal y otro con traspaso de riesgo, cuyo precio reacciona cuando el costo de generación sube o baja de ciertos umbrales. Esto permite cierto grado de traspaso de riesgo al cliente, atenuado eso sí, porque es en un porcentaje de su suministro, porcentaje relacionado con la energía que falta en el sistema en años de sequía extrema o que sobra en mucha abundancia.



Luego el precio de nudo regulado sería un ponderado del precio asociado a estos dos bloques, manteniendo como promedio el precio actual. Lo que se explica de la siguiente forma:

Para vender a Distribuidoras el 100% del bloque requerido se divide en dos partes:

1) Un 75% a precio normal (similar nudo)

2) Un 25% con traspaso de riesgo, de modo que:

Si $CMg > 50US\$/MWh$: Precio normal + \square sobre

50

Si CMg entre 50 – 13: Precio normal

Si $CMg < 13 US\$/MWh$: Precio normal - \square bajo 13

De esta manera el precio con traspaso de riesgo en promedio es idéntico al sin traspaso. Además, al ponderar 75% al precio sin traspaso y 25% al con traspaso, el efecto en caso de sequía se atenúa considerablemente.


Los efectos inmediatos esperados de estas modificaciones son que se acabaría el problema de la Resolución Ministerial 88 y las distribuidoras sin contratos podrían contratar su suministro. Por otra parte, pierde sentido la discusión acerca del artículo 99 bis del DFL 1/82, ya que este artículo podría operar sin ser freno a las inversiones, se renovarían el interés de inversionistas en nuevos proyectos, se posibilitaría la administración comercial de las energías en riesgo y se permitiría la recuperación de los costos de desarrollo.

Además, esto generaría una señal correcta a la demanda que permitiría un óptimo económico tanto en condiciones secas como húmedas, ya que al tener esta señal de precios el consumo se orientaría adecuadamente. También en condiciones húmedas se incentivaría un consumo a menores precios y en sequía se incentivaría naturalmente al ahorro dando una correcta señal para administrar eventuales déficit.

2.3.- Efecto en tarifas

Dado un precio normal de 24 US\$/MWh, el precio base se ajustaría al alza para aquel mes cuyo CMg mensual supere los 50 US\$/MWh (Sequía), es decir el precio ajustado sería igual a $75\% * 24 + 25\% * (24 + \square \text{ sobre } 50)$. Si suponemos un CMg mensual igual a 108 US\$/MWh, valor correspondiente al CMg más alto detectado en la sequía del año hidrológico 98-99, el precio ajustado sería igual a $75\% * 24 + 25\% * \{24 + (108 - 50)\}$. Luego el precio ajustado al alza (en caso extremo) sería 18,0 + 20,5, es decir 38,5 US\$/MWh.

Análogamente el precio base se ajustaría a la baja para aquel mes cuyo CMg mensual sea inferior a los 13 US\$/MWh (Hidr. Húmeda), es decir el precio ajustado sería igual a 75%



El im pacto en las tarifas sería:

Precio condición Actual:	Propuesta: Sequía Ext. Normal Húmeda			
Energía	24,0	38,5	24,0	20,8
Potencia	9,0	9,0	9,0	9,0
V.A.D.	35,0	35,0	35,0	35,0
Total	68,0	82,5	68,0	64,8

Por tanto, en un escenario catastrófico de sequía extrema, en dicho mes el alza de precios transitoria para el consumidor final sería del orden de 20%, la que éste podría atenuar en proporción directa a sus ahorros de energía.

* $24 + 25\% * (24 - \square \text{ bajo } 13)$). Si suponemos un CMg mensual igual a 0 US\$/MWh, valor correspondiente al CMg más bajo en hidrologías húmedas, el precio ajustado sería igual a $75\% * 24 + 25\% * \{24 + (0 - 13)\}$. Luego el precio ajustado a la baja (en caso extremo) sería igual a $18,0 + 2,8$, es decir 20,8 US\$/MWh.

Por tanto, en un escenario catastrófico de sequía extrema, el alza de precios transitoria para el consumidor final sería sólo del orden de 20%, la que éste podría atenuar en proporción directa a sus ahorros de energía.”.

- GAS ATACAMA GENERACIÓN LTDA.

“Si se considera que la actual ley eléctrica (DFL N°1/82) se encuentra vigente por más de veinte años, es esperable que la nueva ley esté vigente por un plazo similar o mayor, es decir al menos hasta el año 2020. El proyecto de Ley debe enfocarse entonces a solucionar los desafíos energéticos del país en este período.

Suponiendo un crecimiento del consumo eléctrico en el rango 6 a 8 %, se concluye que Chile requerirá la instalación de más de 30 nuevas centrales generadoras en los próximos 20 años, más del doble de la capacidad actual, lo cual implica inversiones de orden de US\$ 9,000 millones. Por lo anterior es indispensable que la nueva ley no se concentre en soluciones de corto plazo, las próximas dos o tres centrales generadoras, sino que dé señales de largo plazo que permitan enfrentar el desafío de instalar más de 30 centrales en forma adecuada. Estas señales deben permitir:

- Llevar a cabo las inversiones en las 30 nuevas centrales requeridas
- Permitir la diversificación de fuentes, cuencas, y tecnologías
- Promover competencia entre generadores y el uso eficiente de activos
- Asegurar expansión eficiente, oportuna y con los equipamientos de seguridad y calidad requeridos
- Permitir soluciones ambientalmente sustentables

Para lograr dar estas señales se debe tener especial cuidado en la regulación de los sistemas de transmisión así como en los pagos por potencia y calidad.

A continuación se describen las propuestas específicas de GasAtacama.

1. Regulación del Transmisión

a) Distribución del pago del Sistema Troncal:

Si analizamos la experiencia internacional vemos que el pago del sistema de transmisión se distribuye en promedio en un 20% por inyección y en un 80% por retiro, con cierta independencia del grado de enmallamiento, justamente lo contrario de lo propuesto en el proyecto de Ley (80% inyección, 20% retiro).

Más aún, el distribuir el pago por transmisión con preferencia a retiros es coherente con los servicios que presta en sistema Troncal, los cuales incluyen no sólo el servicio de transporte de electricidad, sino que además el servicio de creación de mercado, y el de respaldo-seguridad de suministro.

Se estima que mantener el esquema de distribución propuesto en proyecto de Ley:

- Se limita el acceso de nuevos entrantes y competencia en generación
- Facilita el free-riding de comercializadores de energía que se benefician de un sistema interconectado por el que no pagan
- Se incentiva la instalación de centrales cerca a la RM, lo cual es incompatible con la diversificación del uso de las fuentes, seguridad de suministro de largo plazo y efectos ambientales aceptables
- Se favorece a las empresas generadoras que operan alrededor de Santiago

En consecuencia, GasAtacama recomienda que el pago del Troncal sea distribuido en un 50% entre inyección y retiro (esquema 50/50). Lo anterior permite no sólo mantener la señal de eficiencia de localización sino además reflejar adecuadamente los costos y beneficios del sistema de transmisión entre sus usuarios.

La propuesta de GasAtacama ratifica la necesidad de contar con un sistema troncal fuerte que juegue el papel señalado, el cual es de beneficio de todos los actores del sistema y que, a diferencia de un sistema de transmisión individual, no es de uso exclusivo de un usuario, en donde la inyección debe pagar la mayor parte de la transmisión.

Esta propuesta recibe como crítica que sería un subsidio para actores alejados de Santiago. Sin embargo, esta crítica no tiene fundamento, dado que el consumidor final siempre termina pagando el costo total; en cambio lo que verdaderamente se logra es eliminar las barreras de entrada impuestas por los actores actuales, lo que explica el rechazo que se percibe.

b) Pago del Sistema de Subtransmisión:

Se requiere asegurar la completitud de pagos, de manera similar al sistema Troncal, considerando la expansión por escalones (con holguras eficientes) de los sistemas de transmisión, para lo cual sólo es necesario mejorar la redacción del proyecto actual.

c) Interconexiones:

La Asignación de Derechos Transables propuesta en el proyecto de ley fomenta la construcción interconexiones medianas, que mantengan un cierto diferencial de precios entre los sistemas (esto pues este diferencial de precios es parte del pago del sistema de transmisión para quién posea los derechos).

GasAtacama propone que se aumente la viabilización de la materialización de una interconexión adecuada (que tienda a igualar precios en beneficio de los usuarios) vía:

- Asegurar disponibilidad de grandes bloques de contratos,
- Analizar tiempo de concesión requerido,
- Asegurar que el sistema no sea una barrera a la competencia, vía:
 - Limitar la exclusividad hasta que la línea esté copada o,
 - Permitir la sustitución del proyecto con la compensación debida

2. Regulación en Calidad y Seguridad

El proyecto de ley plantea la creación un mercado de Servicios Complementarios (SS/CC) que administre la entrega y el pago de servicios de calidad, pero elimina señales esenciales de inversión en calidad existentes actualmente en los pagos por potencia, las cuales aseguran que estos recursos existan, condición necesaria para luego poder administrarlos.

Más aún, el proyecto es demasiado general en el tratamiento de los SS/CC lo que dificulta su implementación. En efecto el proyecto no aborda temas esenciales respecto del mercado de SS/CC, tales como: no identifica los SS/CC ni su forma de medición o valorización, y no clarifica las fuentes de financiamiento de los pagos, ni su forma de distribución.

En opinión de GasAtacama no es correcto eliminar las señales de inversión en calidad existentes en los pagos por potencia, y se requiere definir en la ley aspectos claves del funcionamiento de mercado de SS/CC, los que no pueden dejarse para el reglamento. Se propone:

- Mantener las señales de calidad existentes en los pagos por Potencia y de esta manera dar las señales de inversión suficientes en cantidad pero que sean además adecuadas para otorgar prestaciones de calidad, ya que el costo de invertir en equipamiento que permita entregar calidad es marginal si la decisión se toma antes de realizar la inversión

- Crear un mercado de SS/CC el cual cubra los costos operativos de entrega de servicios de calidad, especificando en la ley los servicios mínimos requeridos, su forma de pago y financiamiento.

- Dar obligatoriedad a los consumidores de disponer de relés de baja frecuencia, según disponga cada CDEC al confeccionar sus políticas de seguridad. Esto permite reducir el costo para los consumidores frente a contingencias inevitables en el sistema.”.

- TRACTEBEL.

“El grupo Tractebel es el segundo inversionista extranjero en el mercado eléctrico chileno. Posee inversiones similares tanto en el Sistema Interconectado Central como en el Sistema Interconectado del Norte Grande. Debido a lo anterior, a Tractebel no le interesa privilegiar o perjudicar el desarrollo de un sistema u otro. Por el contrario, el principal objetivo que Tractebel persigue en este período de modificaciones al marco regulatorio del sector eléctrico no es otro que velar por un desarrollo armónico y sustentable del mercado eléctrico chileno. En efecto, los intereses de Tractebel, en lo que a modificaciones al marco legal se refiere, se alinean con los de los intereses del país y sus consumidores.

Una de las principales razones de lo señalado en el párrafo precedente tiene su origen en el sencillo hecho de que la competencia siempre termina por beneficiar a los consumidores y eso es precisamente lo que Tractebel busca: abrir mercados que hoy están cautivos para generar la posibilidad de competir en igualdad de condiciones con otros actores relevantes del SIC como AESGener y Endesa.

Tractebel esta plenamente consciente de que la legislación actual, que data del año 1981, ha sido un pilar fundamental en la promoción de proyectos de inversión en el sector eléctrico y que dicha legislación ha conseguido generar hasta hoy las inversiones necesarias con apego irrestricto a reglas de libre mercado. No obstante, como bien ha dicho el Sr. Ministro, ésta ley requiere hoy de ciertas perfecciones para resolver problemas graves y urgentes que presenta actualmente el Sistema Interconectado Central en materia de inversiones en generación y transmisión. La forma de resolver estos problemas es lo que hoy preocupa a Tractebel y para esto se propone una solución que, sin desconocer las características de monopolio natural que tiene la actividad de la transmisión eléctrica, se ajusta plenamente a reglas de mercado.

Hoy el diagnóstico del sector eléctrico es claro y no difiere mucho del que existía hace dos años cuando se comenzó a discutir la "Ley Corta". El SIC, el sistema eléctrico que va desde Taltal hasta Puerto Montt y abastece al 93 % de los chilenos, enfrenta una grave falta de inversiones en los últimos años en lo que dice relación con nuevas plantas de generación y los sistemas de transmisión. Existe un fundado temor de que las instalaciones existentes y proyectadas de generación no podrán cubrir la demanda de la población en el mediano plazo y largo. Conforme a estudios del propio gobierno, la demanda de energía eléctrica subirá sustancialmente en los próximos años y se requerirán entre 10 y 15 centrales de ciclo combinado en los próximos 10 años. Estas inversiones no se están realizando y, probablemente, no estarán en funcionamiento cuando sea requerido. Por otra parte, también existen los famosos "cuellos de botella de transmisión" en ciertos sectores (como el que va desde Charrúa a Temuco) que ponen en riesgo el suministro en algunos sectores del sur del país. Esto llevará a que escasee la electricidad, suba su precio, y que existan racionamientos a partir del año 2006. Ahora, si la hidrología de los próximos años es seca, los racionamientos podrían ocurrir a partir del año 2005.

Como es sabido, el desabastecimiento que se podría producir por efecto de condiciones hidrológicas adversas y la consecuente alza de precios favorece a las generadoras del SIC que tienen centrales a gas y están ubicadas cerca de los centros de consumo (Colbun y Aes Gener).

Para dar solución al temido déficit del SIC y a sus actuales problemas en transmisión eléctrica, existen en el corto y mediano plazo 3 opciones:

La primera es instalar entre 10 y 15 nuevos ciclos combinados en los próximos 10 años en el SIC y realizar todos los reforzamientos en los sistemas de transmisión que dichas centrales demandarían. En esta línea de solución, el único proyecto que ha avanzado en materia de tramitación legal y permisos es el proyecto Candelaria de

Colbún. Este proyecto, que hoy enfrenta una fuerte resistencia en la comunidad local y es de ciclo abierto (no incorpora turbina a vapor), no hace bajar los precios como lo haría un ciclo combinado (incorpora turbina a vapor). Por otra parte, se acaba de presentar el EIA del proyecto Campanario (390 MW en ciclo combinado) en la octava región. Este proyecto, además de involucrar cuantiosas inversiones en materia de transmisión, recién comienza su etapa de aprobación ambiental y por ende tardará varios años en ser una realidad. Los otros posibles proyectos sólo han sido anunciados por el gobierno pero no por los inversionistas, las empresas eléctricas, quienes no han manifestado un compromiso real y serio de concretarlos. Sin ir más lejos, el propio presidente de Endesa, principal inversionista del sector, señaló en la prensa unos días atrás (27 de octubre de 2003) que *“aún falta para que Endesa tenga proyectos concretos”*. Lo mismo señaló a otro medio de prensa su colega de Gener, quien reconoció abiertamente que *“todavía tienen que seguir con los estudios, antes de poner en marcha nuevas iniciativas de inversión”*.

Cabe destacar que los dos proyectos aludidos precedentemente, si llegaran a concretarse, se abastecerían de gas natural proveniente de la cuenca de Neuquen en Argentina. Dicha cuenca cuenta hoy con reservas limitadas para consumos chilenos y está sujeta a redes de servicio público en Argentina.

La segunda solución que se ha discutido es una eventual interconexión del SIC con el sur de Argentina. Sin perjuicio de que ésta interconexión se pueda hacer algún día, creo que dada la difícil situación por la que atraviesa hoy el país vecino (incluido por cierto el sector energético), no hace aconsejable resolver nuestros problemas de abastecimiento por esta vía. Además, no debemos olvidar que cuando existe sequía en la zona central de Chile también la hay al otro lado de la cordillera por lo que esta interconexión nunca brindará el respaldo que necesitamos en caso de sequía.

La tercera opción es interconectar el SIC con el sistema del norte (SING). Como es sabido, en el norte de nuestro país existe capacidad instalada de generación sobrante. Vale decir, al SING le sobra lo que al SIC hoy le hace falta. Se ha estimado que esta interconexión cuesta alrededor de US\$ 500 millones y se puede materializar en 3 años. La razón por la cual esta interconexión aún no se ha realizado es debido a que, conforme a las reglas de pago de las líneas de transmisión vigentes, de hacerse este proyecto el costo del mismo debería ser asumido prácticamente en su integridad por los que inyectan energía en él, esto es, los generadores del norte. Los beneficios que éstos generadores percibirían al poder colocar su energía en el SIC, no alcanzan a cubrir el costo de los US \$500 millones y por esto la inversión no se ha hecho. Esta opción es fuertemente combatida por los generadores del SIC ya que, de materializarse, los precios de la luz en el SIC bajarían (al inyectársele 1.200 MW adicionales) y a los

generadores del SIC (Endesa, Colbún y GENER) les interesa que el precio de la luz –que es el producto que ellos venden- suba y no que baje.

Las ventajas de hacer una interconexión SIC-SING son múltiples. En efecto, una eventual interconexión no sólo incrementa la oferta de electricidad en el SIC disminuyendo la posibilidad de desabastecimiento sino que además permite una mejor utilización del parque generador en su conjunto (térmico-hídrico). Por otra parte, se evita depender de una sola cuenca de gas en el sur de Argentina (cuyas reservas son sustancialmente menores a la cuenca que abastece los gasoductos del norte y cuyo sistema de transporte es un servicio público sujeto a las necesidades y prioridades del Gran Buenos Aires). En el SING existen dos gaseoductos que dependen de una cuenca dedicada a la minería y de redes que no tienen carácter de servicio público en Argentina sino que están dedicadas a Chile. Asimismo, la interconexión permite contar con una mayor oferta energética en menor plazo diversificando la matriz energética nacional y ambientalmente hablando es más factible.

Los grandes beneficiados con un proyecto de interconexión SIC-SING serían, indudablemente, las empresas generadoras del norte del país pero también se verían favorecidos los consumidores del SIC (la inmensa mayoría de los chilenos) los que verían bajar sus costos de la luz, y contarían con un servicio más confiable. Tractebel cree que ésta es la solución más concreta, en el corto y mediano plazo, para que el SIC cuente con un suministro más barato y seguro.

Al leer el mensaje presidencial del presente proyecto de ley se concluye claramente que la solución del potencial desabastecimiento del SIC, pasa por interconectar el SIC con el SING. No obstante, en los casi dos años de discusión en la Comisión, el proyecto ha sufrido un importante número de cambios por parte del Ejecutivo que han hecho que éste perdiera su espíritu original. En efecto, el proyecto de ley que hoy se discute ya no fomenta una posible interconexión entre el SIC y el SING sino que la obstaculiza y, adicionalmente, introduce normas que se contraponen con el mensaje presidencial y abordan materias que no estuvieron contempladas en las ideas matrices del proyecto.

Para que se haga la interconexión SIC-SING, según el texto actual del proyecto, tendrían que ponerse de acuerdo las empresas generadoras del Norte con las del Sur. Sabido es que a éstas últimas no les interesa la interconexión, puesto que les traerá más competencia y les hará bajar los precios y por lo tanto nunca estarán de acuerdo en hacerla. Para nadie es un misterio los intereses que hay en juego en el mercado eléctrico nacional y las fuertes presiones que pueden provenir de uno u otro sector para apoyar o no la idea de un proyecto de interconexión.

Hay quienes sostienen que la interconexión entre el SIC y el SING es de vital importancia para el país y que debe ser pagada en un 100% por los consumidores porque el costo de la energía eléctrica será más bajo para la inmensa mayoría de los chilenos.

Otros reclaman que la interconexión SIC-SING sólo favorece a un grupo de empresas que habría tomado malas decisiones de inversión en el pasado y que hoy pretende, por la vía de un subsidio, rentabilizar dichas inversiones.

Lo concreto es que el Congreso tiene hoy el deber de legislar para que todos los chilenos tengamos un suministro de electricidad más seguro y al menor costo posible. Para esto, debemos crear una ley que permita un desarrollo armónico del sector y resuelva el desabastecimiento inminente del SIC en forma realista y eficiente.

Tractebel jamás ha pretendido que se fuerce una interconexión a toda costa para transferir riquezas a la empresa privada y tampoco cree que la interconexión deba ser “subsidiada” por los consumidores porque ellos no son los únicos beneficiarios de un proyecto de interconexión SIC-SING. Lo que a Tractebel le interesa es que se legisle teniendo en cuenta los efectos que la ley tendrá sobre el mercado eléctrico en el mediano y largo plazo y con una visión de país. Esto implica fomentar proyectos de interconexión que sean beneficiosos para los consumidores de Chile y crear las condiciones para que dichos proyectos sean rentables desde el punto de vista de la empresa privada.

Un claro ejemplo práctico de lo señalado en el párrafo anterior lo constituye el caso del Metro S.A. Dicha empresa recientemente debió declarar desierta su licitación de consumos eléctricos (su principal insumo) futuros debido a que enfrentó una fuerte pretensión de alza de precios por parte de sus proveedores (Chilectra y Colbun). Una forma práctica y transparente que tienen hoy los honorables senadores de saber si la interconexión es beneficiosa para los consumidores del SIC es indagar acerca de los precios ofertados en dicha licitación y compararlos con los precios que estarían dispuestas a ofrecer al Metro las generadoras del Norte si existiera una línea de interconexión financiada conforme a los beneficios que dicha línea genera.

Hoy el Sistema Interconectado Central (SIC) es un mercado que, en el mejor de los casos, enfrenta una situación sumamente incierta en el mediano y largo plazo. Es un mercado en el que más del 90% de la oferta de electricidad se encuentra dominada por tan sólo tres empresas. En el SIC vive más del 93% de los chilenos. Este porcentaje de la población hoy depende de las decisiones de inversión de estas tres empresas y por más que el Ejecutivo anuncie alegremente por la prensa una serie de proyectos de generación todos sabemos que dichos proyectos

tardan varios años en materializarse aún después de que han sido formalmente presentados por las empresas y aprobados por las autoridades respectivas y que, por último, las empresas no los ejecutarán hasta que sean rentables. Para muestra de lo anterior tenemos el caso Ralco que tardó varios años desde que se anunció hasta su materialización definitiva.

Es obvio que a las empresas generadoras del norte de Chile les interesa que exista interconexión porque con ello verán aumentar su demanda y podrán competir en el SIC. Por dicha razón éstas empresas promueven la interconexión. También es obvio que a las generadoras del SIC les interesa mantener cautivo su mercado a un precio que puedan controlar y pretendan evitar la baja de precios que se generaría con la competencia que traería una interconexión SIC-SING. Lo importante es no defender intereses económicos de particulares sino velar por una ley justa que proteja a los consumidores asegurándoles un suministro de electricidad seguro y al menor precio posible.

La fórmula para la obtención de este objetivo es simple y lógica: la interconexión SIC-SING debe hacerse sólo si disminuye los costos de los consumidores y nos provee de un suministro más seguro. ¿Quién debe pagar por esta interconexión?, la respuesta también es lógica y simple: sus beneficiarios a prorrata del beneficio que la interconexión les reporta.

Lamentablemente, la interconexión “privada” que regula el proyecto del gobierno no incorpora el importantísimo criterio sentado en el artículo 71-12 del proyecto: las expansiones del sistema de transmisión deben estar constituidas por líneas de transmisión que minimicen el costo total actualizado de abastecimiento para los consumidores. Este criterio, propuesto por el Ejecutivo y aprobado por la Comisión de Minería y Energía, es el que debe primar al momento de definir la ejecución de una línea de interconexión y para ello los consumidores deben tener representación en el proceso de toma de decisión. En otras palabras, que la interconexión sea un proyecto eficiente que beneficie a todos los consumidores de Chile bajando los precios y aportando de manera significativa a una mayor seguridad de suministro.

Si la línea de interconexión disminuye el costo de abastecimiento para los consumidores debe ser construida y bajo el esquema contemplado en el proyecto en su estado actual no lo será jamás porque los artículos pertinentes no incorporan una visión de país y no fijan un mecanismo para que los consumidores del SIC (más del 93% de los chilenos), los principales beneficiados con la interconexión junto a los generadores del norte, estén representados en el proceso de toma de decisión. Es imposible que las empresas del norte logren un acuerdo directo con los millones de consumidores del SIC que es lo que se pretende en la “interconexión privada” planteada por el ejecutivo.

Hoy nadie duda de los beneficios de la interconexión y hasta la propia CNE ha incorporado en su plan de obras una interconexión de 600 MW con llegada a Santiago. El problema es que bajo el esquema planteado por el Ejecutivo la interconexión nunca se hará y los grandes perdedores serán los consumidores de Chile.

Las inversiones que deberían realizarse en el SIC para tener generación equivalente a 1.200 MW, que es lo que podría aportar la interconexión al SIC, superan con creces la inversión requerida para hacer la línea de interconexión y las generadoras del SIC no concretarán las referidas inversiones hasta que no sean rentabilizadas vía precio por la autoridad. Evidentemente, esto se traduce en un mayor costo para la mayoría de los consumidores del país. Según el plan de obras de la propia CNE instalar en el SIC 1.200 MW tiene un costo superior a los 900 millones de dólares.

A juicio de Tractebel lo importante es que, en definitiva, la ley que se promulgue permita a los actores del mercado eléctrico estudiar la posible interconexión comparándola económicamente con la opción de aumentar la capacidad de producción en forma aislada de cada uno de los sistemas por separado; esta comparación se debe hacer desde una perspectiva de largo plazo, y considerando todos los beneficios y costos cuantificables para el conjunto del mercado.

Quiero dejar muy en claro que siempre ha sido la posición de Tractebel que la decisión final de interconectar dependa de que se demuestre, mediante un estudio serio e independiente, que la interconexión genera beneficios netos positivos para el mercado en su conjunto al compararla con la manutención de los sistemas operando en forma independiente. Una vez determinado esto, se debe establecer un sistema de pagos por la interconexión en el cual los diversos actores del mercado se distribuyan el costo del proyecto proporcionalmente a la distribución de los beneficios medidos en el estudio antes citado. Es evidente que ningún segmento del mercado pagará más de los beneficios que recibe, por lo tanto el proyecto sólo se financiará si todos los que pagan por él obtienen beneficios netos positivos y nadie subsidia a nadie.

El Ejecutivo ha declarado que su propuesta provee una solución “de mercado”, porque deja la decisión de realizar el proyecto a la empresa transportista de electricidad que propone el proyecto, y a los productores y comercializadores de energía. Esto implica, por tanto, que los consumidores no forman parte de la definición de “mercado” del Ejecutivo, o bien, que los intereses de los consumidores de Chile serán resguardados por las empresas productoras, vendedoras y transmisoras de energía eléctrica. Todos sabemos que no es así.

En un mercado imperfectamente competitivo como el mercado eléctrico las soluciones que son buenas para las empresas no lo son necesariamente para los consumidores y es por esto que debemos proteger a los consumidores de Chile.

Lo anterior se puede advertir nítidamente cuando se consideran los posibles beneficios y costos de una interconexión en la práctica. Efectivamente, al comparar el desarrollo de dos sistemas interconectados entre sí vs. los dos sistemas operando aislados, los posibles beneficios se reflejan en un menor costo, y un menor precio global para los consumidores finales, cualquiera sea la mejor alternativa. Lógicamente, la interconexión sólo se realizará si sus beneficios totales, respecto a seguir un desarrollo de dos sistemas aislados, son mayores que los costos directos del proyecto. Sin embargo, si los consumidores no están correctamente representados por una voz con capacidad técnica al menos igual a la de las empresas, como ocurre en la propuesta del Ejecutivo, tampoco serán correctamente introducidos en la ecuación los beneficios de reducción de precios en el largo plazo. Las empresas productoras y comercializadoras, en conjunto, se benefician si los precios se mantienen más altos, por lo tanto, difícilmente estarán dispuestos a avalar el proyecto, es decir, sus decisiones no los llevarán a buscar el mejor resultado posible para los consumidores.

En el proyecto en su estado actual el Ejecutivo está exigiendo que un proyecto de interconexión sólo se realice cuando los beneficios para algunos productores sean mayores que el costo total de la línea, lo que es equivalente a decir que sólo se realizarán proyectos con rentabilidad global muy por encima de la tasa normal de la industria. Con esto se está penalizando fuertemente la interconexión respecto al desarrollo aislado de los sistemas. Esto no tiene sentido económico, y representa una pérdida de bienestar económico para el país y los consumidores de Chile.

La propuesta del Ejecutivo se basa en un supuesto que no se da en el mercado eléctrico: que las normas que regulan el mercado para que se comporte todo lo posible como si fuera competitivo, lo logran perfectamente. Para un mercado que tiene un número tan pequeño de productores que son capaces de llegar a acuerdos entre ellos muy fácilmente, este es un supuesto muy poco realista. Por ello es arriesgado dejar a las empresas la decisión y el financiamiento de proyectos que desde el punto de vista global benefician principalmente al consumidor, reduciendo el precio y el control del mercado para un reducido grupo de productores que hoy dominan el mercado del SIC.

Es parte de la experiencia práctica que en aquellos países en que se ignoró la imperfección del mercado eléctrico al regular la transmisión y las interconexiones (que son muy pocos) el sistema se ha encontrado con constantes bloqueos de los proyectos de transporte que aumentan la competencia en algunos nichos de mercado. Por ello la

tendencia regulatoria actual es volver, en materias de la gran transmisión, a esquemas con mayor participación de la autoridad reguladora. Lo que debe cautelarse es que las decisiones de ésta estén condicionadas a cumplir estrictamente con criterios de eficiencia en lo económico y de transparencia en los procedimientos.

Resulta evidente que en general mientras más altos son los beneficios por reducción de precios para los consumidores de un mercado, más altos son los costos para los generadores del mismo mercado. Si son los generadores quienes tienen en sus manos la decisión, el proyecto difícilmente se llevará a cabo. Como es obvio, el desabastecimiento o escasez de cualquier producto conlleva un alza en el precio del mismo. Esto rige plenamente para el “producto” electricidad por lo que, de no lograr una solución eficiente para el posible desabastecimiento del SIC, los millones de chilenos que viven en la zona que va de Tal Tal a Chiloé experimentarán, en el mediano plazo, fuertes alzas en los precios de la luz (si es que tenemos luz). Esto sin lugar a dudas beneficia a los generadores del SIC.

Las soluciones llamadas “de mercado” para la decisión y financiamiento de infraestructura que es parte de un monopolio natural, y que determina la entrada y grado de competitividad en el mercado para diversos actores, usualmente terminan constituyendo barreras para la competencia; siempre o casi siempre se corre el riesgo de que las partes que pierden, puedan obstaculizar el desarrollo de los proyectos, justamente porque los intereses de los que ganan no están representados adecuadamente. Situaciones de “bloqueo” se dan en diversos países donde ciertos actores temen perder rentas que desaparecerían al aumentar la competencia.

¿Por qué lo que fue exitoso en el caso del gas no funcionaría en el caso de la interconexión eléctrica?

La propuesta del ejecutivo pretende aplicar las normas que rigieron la interconexión gasífera a la interconexión eléctrica y esto claramente constituye un error. En el caso del gas, los consumidores de este insumo, que eran los potenciales beneficiados, fueron los que participaron directamente en la subasta de capacidad de transporte (open season). Efectivamente, en el caso de los gasoductos, los generadores de electricidad, consumidores de gas, podían beneficiarse de la interconexión gasífera. Fueron ellos los que “compraron” capacidad de transporte de gas. Lo hicieron porque el precio de la fuente energética básica bajaría, y así lo harían sus costos de producción; y participaron todos los generadores por igual. Esto equivale a decir que en el caso eléctrico participaran todos los consumidores por igual.

En síntesis, la propuesta del Ejecutivo en materia de interconexiones deja fuera al principal actor, beneficiario y financista de

una eventual interconexión: al consumidor de energía eléctrica, que no tiene representación directa en el mercado, excepto a través del Regulador.

En lo que a pagos de transmisión se refiere, no hay que perder de vista un hecho esencial e indiscutible (que rara vez se menciona) a la hora de efectuar cualquier análisis sobre la materia: independientemente del esquema de pagos por proveedor o cliente, es el usuario final el que finalmente paga la transmisión, ya sea por una u otra vía. De hecho, con el esquema actual, basta considerar una postergación de las inversiones en generación, que sumado al incremento de la demanda del sistema, origina un alza en los precios a los usuarios finales, por lo que los inversionistas instalarán sus nuevas centrales sólo una vez que el alza en los precios permita rentabilizar el conjunto generación – transporte, (efecto integración), de dichas nuevas centrales. Esto es lo que hoy está ocurriendo en el SIC y por eso lo realmente importante del esquema que se seleccione como método de pago es saber cual de ellos permite evitar el incremento de las tarifas vía el efecto integración generación – transmisión, generar una mayor competencia vía apertura de mercado y mejorar la calidad de suministro. Las consecuencias de aplicar un esquema de pago de peajes que se basa en cargar directamente a los proveedores (generadores) las inversiones en transmisión termina produciendo un alza de las tarifas para los clientes finales y se constituye en una importante barrera de entrada para potenciales nuevos actores en la industria de generación.

El negocio de la transmisión no representa más de un 5% del total del precio que los generadores finalmente le cobran a sus clientes libres o regulados. Si el cargo por el uso del sistema de transmisión troncal se transparenta a los consumidores finales y éstos pagan su costo en función de sus retiros las tarifas serán más bajas. Lo anterior se explica porque actualmente cualquier oferta de suministro de electricidad de un generador a un cliente incorpora en el precio de la energía y potencia ofrecido al cliente el costo de la transmisión y al no transparentarse este costo en la cuenta el cliente siempre termina pagando más de lo que corresponde.

La incorporación de los costos de transmisión en la oferta de tarifas es común para todos los generadores, independientemente si el generador se encuentra en las cercanías del cliente o no.

Por ejemplo, pensemos en el caso de un cliente en La Serena. Los generadores de la zona central del SIC le ofrecerán a este cliente tarifas de electricidad considerando el pago de peajes por los tramos de líneas entre Santiago y La Serena. Por su parte la empresa Guacolda, que mantiene sus unidades de generación al norte del cliente, aunque físicamente se encuentra más cerca del mismo, ofrecerá un precio al cliente levemente inferior a lo ofrecido por los generadores del SIC, de manera de

maximizar su excedente. En este caso el cliente paga la transmisión a través del pago de su tarifa al proveedor que se encuentra más cercano. El fenómeno económico indicado, se origina por el hecho de existir una integración generación – transmisión, y se aplica a todos los clientes que se encuentren en una condición del tipo señalada, traduciéndose concretamente en un incremento en las tarifas a los mismos.

En este ejemplo la situación sería radicalmente distinta si los peajes de transmisión de la red troncal fuesen pagados en términos unitarios, según los consumos asociados a los mismos, esto es en US\$/MWH. En dicha condición, con un cargo único para cualquier cliente, la competencia se incrementa en el sistema, pues para el cliente de La Serena cualquier generador, en cualquier ubicación dentro del sistema, puede competir efectuando una oferta, lo cual necesariamente se traducirá que el precio final ofertado al cliente, más el cargo por transmisión, será inferior a la tarifa existente considerando un escenario legal del tipo actual o el contenido en la propuesta del Ejecutivo.

Por último, Tractebel quiere llamar la atención de los honorables senadores para que se hagan todos los esfuerzos posibles a fin de evitar la introducción de distorsiones de mercado que no tienen lógica económica o social. En este sentido nos preocupa el subsidio establecido en el artículo 71-30 del proyecto. Si bien es deseable que la pequeña industria y los consumidores residenciales de las zonas alejadas del país cuenten con un subsidio que les permita contar con energía a precios razonables, el límite fijado en el proyecto (50 MW) hace que los consumidores residenciales de la zona central terminen subsidiando a grandes empresas ubicadas en zonas extremas. A fin de ilustrar lo que implica establecer el subsidio en dicho límite (50 MW) podemos decir que, en general, bajo los 100 kW (0.1 MW) se agrupa la casi totalidad de lo que se conoce como PYMES. En este nivel de consumo (0.1 MW) están todos los talleres artesanales, la mayoría de las empresas manufactureras, almacenes, talleres de servicios mecánicos y, en general, pequeñas industrias. Entre 2 MW y 5 MW tenemos a las empresas que se ven en los barrios industriales de Santiago como Indura, AGA, Soprole, Cocesa, Madeco, etc.

Sobre 5MW están las empresas que generalmente se conectan directamente a redes de 66KV, 110KV o 220kV. Estas son empresas singulares de gran tamaño como el Metro, las Empresas Papeleras tipo CMPC de Talagante, Puente Alto, y las mineras mayores como Disputada, Andina, etc.

Considerando lo anterior, creemos que el subsidio no debería sobrepasar los 2 MW que es el límite establecido para los cliente libres en la legislación actual y que este beneficio sólo debe aplicarse a los consumidores regulados y deben ser excluidos los cliente libres.”.

- Gasoducto del Pacífico.**ELECTRICIDAD "EFECTOS COSTOS DE TRANSMISION**

Reconociendo la necesidad efectiva de regular el sector eléctrico dadas las características de monopolio natural que presenta la actividad de la transmisión, un estudio técnico encargado por nuestra empresa, Gasoducto del Pacífico S.A., sostiene que el proyecto de modificación a la ley corta –recientemente aprobado por la Cámara de Diputados-, introduce cambios en la dirección correcta en cuanto a los costos de transmisión, pero no suficientes.

A nuestro juicio, debería considerar una reducción en el porcentaje del costo de transmisión asignado a los generadores que sea compatible con el principio de los costos incrementales para evitar que se castigue injustificadamente las decisiones de localización de los inversionistas, reducción que no implica subsidio alguno.

Principales aspectos a considerar:

1. En la actividad de transmisión de electricidad se producen naturalmente economías de escala significativas (el costo de transmitir cada unidad disminuye al aumentar la capacidad de transporte). Ejemplo:

- El costo de transmitir 100 MW a 200 kilómetros es US\$ 75 millones

- El costo de transmitir 200 MW a 200 kilómetros es US\$ 100 millones.

- Así, el costo de transmitir 200 MW no es el doble del de transmitir 100 MW, sino que sólo un 35% superior.

2. Lo anterior genera un monopolio natural, por lo que se hace conveniente regular la actividad, esto es, fijar precios que permitan optimizar la utilización de los recursos y a la vez permitan cubrir los costos totales del inversionista.

3. Idealmente los precios regulados deben entregar señales para lograr el mejor uso de los recursos, en base a: i) los costos reales asociados a los requerimientos de obras adicionales (“costos incrementales” o “señal de localización”), y ii) un ingreso complementario que permita cubrir el 100% de los costos de inversión.

4. Así, el costo de transmisión para un nuevo proyecto de generación eléctrica debiera ser igual al costo incremental, esto es, el mayor costo de transporte que involucre el desarrollo de la central. La decisión del inversionista en generación debe ser independiente de los costos históricos de transmisión del sistema eléctrico, es decir, estos costos no deben ser pagados por los generadores en función de su localización.

5. Como no es fácil la determinación de dicho precio en forma exacta, debería aplicarse un valor dentro del rango de cortes incrementales bajo supuestos razonables de crecimiento de la oferta y la demanda.

6. El proyecto de reforma introduce cambios en la dirección correcta en cuanto a los costos de transmisión, pero no es suficiente.

7. Del análisis de una central en la VIII Región se concluye que el costo por transmisión supera el rango razonable de costos incrementales, generando una discriminación arbitraria en las señales de localización de futuros proyectos. Ejemplo:

	Concepción	Charrúa
Costo real	0 a 12 US\$/kW	0 a 12 US\$/kW
Precio regulación vigente	20 a 25 US\$/kW	15 a 20 US\$/kW
Precio con modificación propuesta	19 US\$/kW	14 US\$/kW

8. Por lo tanto, la reforma debería considerar una reducción en el porcentaje del costo de transmisión asignado a los generadores que sea compatible con el principio de los costos incrementales para evitar que se castigue injustificadamente las decisiones de localización de los inversionistas, reducción que no implica subsidio alguno. En concreto, se propone modificar el proyecto de reforma de la Ley a objeto de permitir que el costo en función de la localización se sitúe dentro del rango de los costos incrementales, de la siguiente manera: en el caso de sistemas existentes, susceptibles de ampliaciones, separar el 80% de la propuesta vigente en dos componentes: uno que represente la mitad y sea función de la localización y otro, común a todos los generadores independientemente de su localización, que permita cubrir en conjunto con la primera mitad el 80% de los costos de transmisión.

9. La nueva regulación debería además considerar las externalidades positivas:

- Diversidad de fuentes de suministro y transporte, eliminando el riesgo de concentración de un único proveedor de suministro y transporte de gas natural.

- Menores restricciones medioambientales fuera de la zona central del país.

10. ¿Interconexión energética con Argentina? No es un proyecto, ya es una realidad a través de los gasoductos existentes por lo que la lógica económica llevaría a aprovechar inversiones ya realizadas y disponibles en capacidad de transporte (GP por ejemplo tendría capacidad para abastecer hasta 4 centrales de generación en forma simultánea).”

A continuación, se transcriben los documentos presentados por las demás empresas a quienes se consultó su opinión:

- Cooperativa Eléctrica Chillán COPELEC.

“La Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Chillán Ltda., manifiesta su interés en colaborar a través de sus observaciones en la tramitación de las modificaciones a la Ley general de Servicios Eléctricos DFL 1 (Ley Corta Eléctrica) que actualmente se estudia en el Senado de la República.

En general se concuerda con las modificaciones al DFL 1; sin embargo hacemos nuestros reparos respecto de lo indicado en el artículo N° 71 – 43, en lo que concierne al pago de peajes por el uso de instalaciones de la empresa distribuidora, tanto para dar servicio por parte de generadoras a clientes libres en Zona de concesión de la distribuidora, como para las inyecciones de energía por parte de pequeños generadores (menores 9.000 KW) en las condiciones ahí indicadas.

El VAD, representa un valor ideal de costos de distribución, determinado sobre la base de una “empresa ideal” con máxima eficiencia y que representa a un conjunto de empresas de distribución de similares características. En términos simples, un valor ideal y promedio; por lo demás evaluado sobre situaciones de costos pasados tomados de lo sucedido con la empresa de referencia en el estudio respectivo. De esta manera el valor de VAD no contendrá los nuevos elementos de costos en que se incurrirá por el transito de las potencias adicionales para clientes libres.

Técnicamente, el transito de las potencias necesarias para abastecer a los clientes libres afectará el nivel de pérdidas en las líneas, si bien para usuarios que ya estaban siendo abastecidos por las líneas, y que pasarían a ser clientes libres por sus niveles de potencias, estas pérdidas estaban consideradas de alguna manera, en el caso de nuevos usuarios clientes libres, esto no será así, aún cuando las líneas de distribución tengan la capacidad técnica para hacerlo. En el caso particular de la Cooperativa por su condición de distribuidora rural, esto podría ser significativo en sus costos debido principalmente a la longitud de sus líneas que por lo mismo dará la posibilidad a usuarios normalmente aislados, de poder acceder a precios libres; sin embargo, insistimos las pérdidas que resulten del transporte de la energía para esos clientes libres tendrá que ser asumido por la empresa distribuidora. Si bien el VAD entre sus componentes tiene una parte que representa las pérdidas del sistema de distribución, estas corresponderán a una situación pasada y que no contendrá el efecto de nuevos clientes libres.

Otra razón técnica por la que creemos que el sólo pago del VAD como valor de peaje, en el uso de instalaciones de la distribuidora para dar servicio a clientes libres, no representa los reales costos en que incurriría la distribuidora por el hecho de dar tránsito a potencias adicionales sobre sus instalaciones, corresponde al deterioro y consiguiente disminución de vida útil de las instalaciones por su mayor uso. Si existe capacidad técnica de las líneas para permitir el servicio a un cliente libre, esto será exigido tanto por el cliente como por el generador interesado, sin embargo ello vetará la capacidad de crecimiento de la propia empresa distribuidora para dar servicio a usuarios regulados según sus propias expectativas de desarrollo, lo que obligará a adelantar inversiones de ampliación de capacidad de líneas, con los consiguientes mayores costos, que en el caso propio de la Cooperativa, con instalaciones rurales, resultan de mayor envergadura respecto de una instalación urbana, por la ostensible menor densidad de clientes, el largo de líneas y por ende mayor costo de transporte de materiales, así como las condiciones propias de la ruralidad que hacen mucho más difícil el acceso a cualquier punto de las instalaciones en general.

Respecto de la transmisión de energías inyectadas por pequeños generadores (menores 9.000 KW), que si bien la Cooperativa apoya su creación, los argumentos de mayores pérdidas en el sistema de la distribuidora por el tránsito de esas energías hasta los puntos de retiro, también son válidas, razón por la cual debieran ser consideradas a lo menos como peaje. Además, técnicamente este tipo de centrales generadores representarán un riesgo de falla adicional sobre las instalaciones de la distribuidora, que debiera ser considerado.”

- EDELMAG.

“Nos referimos al Oficio N° ME/21/2003 de fecha 5 de noviembre de 2003, mediante el cual por encargo del Presidente de la Comisión de Minería y Energía, Honorable senador señor Jorge Lavandero, invita a nuestra empresa a remitir las observaciones pertinentes al proyecto de ley que regula los sistemas de transporte de energía eléctrica, establece un nuevo régimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos e introduce las adecuaciones que indica a la Ley General de Servicios Eléctricos, Boletín N° 2.922-08 de la Comisión de Minería y Energía del Senado.

Al respecto indicamos a usted que nos adherimos y compartimos íntegramente el documento remitido por la Compañía General de Electricidad S.A. (CGE), denominado Visión de Compañía General de Electricidad Proyecto de Modificación del DFL N° 1-1982 del Ministerio de Minería.

No obstante lo anterior, en lo particular referido a los sistemas eléctricos de capacidad instalada de generación inferior a 200

MW y superior a 1.500 kW (sistemas medianos), señalamos las observaciones que se indican a continuación:

1. TARIFICACIÓN DE LOS SEGMENTOS GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN

La incorporación del concepto de sistemas medianos en el proyecto de ley se fundamenta en las distorsiones del actual modelo de tarificación en el segmento generación – transmisión, los que se traducen en un castigo a las opciones de generación de mayor tamaño y menores costos medios. Lo anterior fue señalado en el mensaje de S.E. el Presidente de la República, con el que se inicia la discusión de este proyecto de Ley.

Consecuentemente con lo indicado, en el artículo 104-6, inciso segundo se señala que “El Ministro fijará las tarifas de generación y de transmisión y sus respectivas fórmulas de indexación para el período siguiente, mediante decreto supremo expedido bajo la fórmula “por orden del Presidente de la República”, el que deberá publicarse en el Diario Oficial dentro de los siguientes quince días de recibido el informe de la Comisión”.

Al respecto, destacamos que en el texto original se señalaba que “El Ministro fijará las tarifas de generación, de transmisión y de distribución y sus respectivas fórmulas de indexación para el período siguiente, mediante decreto supremo expedido bajo la fórmula “por orden del Presidente de la República”, el que deberá publicarse en el Diario Oficial dentro de los siguientes quince días de recibido el informe de la Comisión”.

En la discusión del artículo se acordó eliminar de este inciso segundo la expresión “y de distribución”, quedando de manifiesto la intención de modificar únicamente el régimen tarifario de los segmentos generación – transmisión de los sistemas medianos.

Producto de esta modificación es necesario eliminar del artículo 104-2, inciso segundo lo siguiente: “No obstante, en los casos en que las instalaciones de generación y transmisión, o una proporción de ellas mayor al 50%, pertenezca a una misma empresa con sistemas verticalmente integrados, el nivel de tarifas de las instalaciones correspondientes se fijará de modo de cubrir el costo total de largo plazo global de la empresa”.

Además es necesario eliminar del artículo 104-5 la expresión “y de distribución” en los incisos primero y tercero.

2. PLANES DE EXPANSIÓN

En el artículo 104-7 se señala que, “Los planes de expansión en instalaciones de generación y transmisión a que se refiere el artículo 104-4, que resulten de los estudios referidos en los artículos precedentes y que sean establecidos en el o en los decretos respectivos, tendrán carácter de obligatorios para las empresas que operen en sistemas medianos, mientras dichos planes se encuentren vigentes”.

Al respecto solicitamos que se reemplace el vocablo “obligatorios” por “indicativos”, debido a que el plan de expansión se define para una proyección de demanda y proyección de precios de combustibles y otros costos asociados a las opciones tecnológicas de generación y transmisión, lo que involucra gran incertidumbre.

3. PRIMERA FIJACIÓN TARIFARIA

El artículo transitorio N° 5 señala que, “En los sistemas de capacidad instalada superior a 1.500 kilowatts e inferior a 200 megawatts, la primera fijación tarifaria conforme a lo señalado en los artículos 104-1 y siguientes del decreto con fuerza de ley N° 1, de 1982, del Ministerio de Minería, se efectuará en forma coincidente con el cálculo del precio de nudo, cuyo proceso se inicie inmediatamente a continuación de la fecha de publicación de esta ley.

En el período que medie entre la fecha de publicación de esta ley y la fecha de la fijación señalada en el inciso anterior, la Comisión Nacional de Energía efectuará la fijación de precios de los segmentos de generación y transmisión de estos sistemas, conforme a los criterios establecidos en los artículos 104-1 y siguientes del decreto con fuerza de ley N° 1, de 1982, del Ministerio de Minería, y oyendo a las empresas que operen en los sistemas eléctricos respectivos.”.

Al respecto indicamos que de acuerdo a lo definido en el artículo 104-3, inciso primero, “Los costos incrementales de desarrollo y los costos totales de largo plazo de los segmentos de generación y de transmisión se calcularán, respectivamente, para un conjunto eficiente de instalaciones de generación y transmisión que permitan abastecer la demanda proyectada en cada sistema mediano. El reglamento establecerá la metodología detallada de cálculo de costos y de proyección de demanda, así como las características de las bases de los estudios que deberán realizarse para la fijación de precios a nivel de generación y transmisión”.

De lo anterior se deriva que no es posible iniciar el proceso de tarificación sin conocer el reglamento. Por lo anterior proponemos modificar el artículo transitorio N° 5 reemplazando en el inciso primero “cuyo

proceso se inicie inmediatamente a continuación de la fecha de publicación de esta ley” por “cuyo proceso se inicie inmediatamente a continuación de la fecha de publicación del reglamento”.

Adicionalmente solicitamos que en el período que medie entre la fecha de publicación del reglamento y la fecha de la fijación tarifaria, la Comisión Nacional de Energía fije los precios de los segmentos de generación y transmisión de estos sistemas, conforme a los criterios actualmente vigentes, para lo cual proponemos modificar el inciso segundo del artículo 4 transitorio N° 5 como sigue: “En el período que medie entre la fecha de publicación del Reglamento y la fecha de la fijación señalada en el inciso anterior, la Comisión Nacional de Energía efectuará la fijación de precios de los segmentos de generación y transmisión de estos sistemas, conforme a los criterios establecidos en los artículos 96 y siguientes del decreto con fuerza de ley N° 1, de 1982, del Ministerio de Minería.”.

- Arauco Generación.

“A continuación se presentan las observaciones de Arauco Generación S.A. al Proyecto de Ley que modifica el DFL N°1/82 del Ministerio de Minería, el cual se encuentra en segundo trámite constitucional, en la Comisión de Minería y Energía del Senado.

Artículo 1 del Proyecto de Ley:

Artículo 71-7: El inciso segundo de este artículo libera del pago de peajes por el uso de los sistemas de transmisión troncal a las centrales de hasta 9.000 kilowatts, cuya fuente sea no convencional.

Seguidamente se incluye un párrafo, el cual, en nuestra interpretación, tendría como objetivo limitar este beneficio una vez que el total de la generación no convencional de centrales de hasta 9.000 kW supere el 5% de la capacidad total instalada del sistema, imponiendo la obligación del pago a dichas centrales según las normas generales de peajes, pero ponderando los peajes así obtenidos, por un factor que representa, porcentualmente, cuánto ha excedido esta generación no convencional al 5% del total de la generación instalada en el sistema.

El párrafo es el siguiente:

“Mientras la capacidad agregada de tales excedentes de potencia no supere el 5% de la capacidad instalada total del sistema eléctrico, los propietarios de los medios de generación señalados, deberán pagar los peajes correspondientes determinados conforme a las normas generales de peajes, ponderados por un factor proporcional único igual al cuociente entre el excedente agregado por sobre el 5% y dicho 5% de la capacidad instalada del sistema eléctrico respectivo.”.

(se ha subrayado con el fin de destacar)

En nuestra opinión, existe una contradicción en la redacción de este párrafo por los siguiente motivos:

i) Pone como requisito para el pago de peajes que la capacidad instalada no supere el 5%. En la práctica, con esa condición, todas las centrales no convencionales deberían pagar peajes siempre.

ii) Seguidamente, indica que el pago se pondera por un factor igual a "*al cuociente entre el excedente agregado por sobre el 5% y dicho 5% de la capacidad instalada del sistema eléctrico respectivo.*" Sin embargo, como requisito previo se indica que la capacidad de generación no convencional no debe sobrepasar del 5%.

Por lo expuesto, sugerimos cambiar la redacción de este párrafo, por la siguiente:

"Cuando la capacidad agregada de tales excedentes de potencia exceda el 5% de la capacidad instalada del sistema, los propietarios de los medios de generación señalados deberán pagar los peajes correspondientes determinados conforme a las normas generales de peajes, ponderados por un factor proporcional único igual al cuociente entre el excedente agregado por sobre el 5% y dicho 5% de la capacidad instalada del sistema eléctrico respectivo. La aplicación de este criterio en ningún caso podrá significar que los pagos resultantes sean superiores al 100% de los peajes calculados según las reglas generales".

El párrafo a continuación del punto seguido se agrega para prevenir el hipotético caso en que la generación no convencional de centrales inferiores a 9.000 kW exceda el 10% de la capacidad total del SIC, en cuyo caso el factor de ponderación de peajes sería superior a uno, máximo peaje admisible para cualquier generador.

Artículo 71-30.-

Letra A):

Primer inciso: Esta letra impone un cargo único a los usuarios finales, por uso del sistema troncal.

La redacción de A) se refiere a "usuarios finales", término que no se emplea en las otras redacciones de la ley, que usualmente se refiere a "centrales de generación eléctrica" o "empresas que efectúen retiros". Estos dos últimos términos se refieren a actores que participan en el mercado eléctrico, ya sea como productores de energía o como comercializadores de energía, por lo cual, el término "usuarios finales"

debería corresponder a empresas distribuidoras o clientes libres (usuarios no sometidos a regulación de precios).

Por tanto, para una redacción más clara y de fácil comprensión, sugerimos agregar en el primer renglón de A), a continuación de “usuarios finales”, la frase: “sean estas empresas distribuidoras o usuarios no sometidos a regulación de precios”.

Quinto Inciso: Este inciso establece la reliquidación de las diferencias que se produzcan entre las recaudaciones obtenidas por el pago del cargo único por parte de los usuarios finales y los pagos realizados por las empresas que efectúan retiros desde el sistema troncal.

Sin embargo, la redacción indica que la reliquidación será “entre empresas que retiran energía del sistema troncal”, pero no se indica el responsable de realizar esta reliquidación.

A nuestro juicio, para facilitar esta operación, es conveniente que sea la Dirección de Peajes del CDEC la encargada de realizar la reliquidación y que ésta se haga previo a la determinación del pago de peajes conforme al artículo 71-34.

Para ello, sugerimos agregar en el quinto renglón del inciso quinto de la letra A), la frase “por el CDEC respectivo”, antes de la frase “entre las empresas que retiran energía del sistema troncal.”.

En su defecto, se debe clarificar que la reliquidación será entre el propietario del sistema troncal y las empresas que retiran energía del sistema troncal, para lo cual se debe agregar en el quinto renglón del inciso quinto de la letra A), la frase “por el propietario del sistema troncal”, antes de la frase “entre las empresas que retiran energía del sistema troncal.”.

Artículo 4 del Proyecto de Ley:

Numeral 12): El último inciso de este numeral establece un mecanismo de “estabilización” de precios aplicables a la energía inyectada por medios de generación cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema eléctrico no superen los 9.000 kilowatts y la forma en que se realizará el despacho y coordinación de estas centrales por el CDEC respectivo.

Al respecto, como única empresa presente en el CDEC-SIC, representante de autoprodutores que inyectan sus excedentes de potencia en el SIC, indicamos a Ud. que la coordinación de dichos excedentes por parte del CDEC no requiere de consideraciones ni

procedimientos especiales, los cuales crearán incentivos erróneos y discriminaciones innecesarias. Por otra parte, no queda claro el alcance de la estabilización de precios a que se refiere este numeral.

Lo que Arauco Generación S.A. ha detectado que se requiere como incentivo a la conexión de aporte de autoprodutores al sistema es clarificar suficientemente que los procedimientos usuales utilizados en el CDEC respectivo se apliquen a los excedentes de todos los autoprodutores, sin distinción de los aportes que realizan. Por tanto, solicitamos a esa Comisión se elimine del último inciso del numeral 14) la frase “así como los mecanismos de estabilización de precios aplicables a la energía inyectada por medios de generación cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema eléctrico no superen los 9.000 kilowatts y la forma en que se realizará el despacho y la coordinación de estas centrales por el CDEC respectivo”.

Se solicita agregar. Como punto seguido la siguiente frase: “El despacho y la coordinación de los medios de generación conectados al sistema eléctrico cuya fuente sea no convencional los realizará por el CDEC respectivo, en cuyo caso los procedimientos utilizados en el respectivo CDEC, serán de aplicación solamente a los excedentes suministrables al sistema.”.

- Energía Verde.

“Los artículos no reproducidos ni mencionados en este texto, no contienen comentarios.

OBSERVACIONES

Artículo 71-9.- El V.I. de una instalación de transmisión es la suma de los costos 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 del sistema de transmisión troncal, definidas en el decreto a que se refiere el artículo 71-2, el V.I. se determinará en función de sus características físicas y técnicas, valoradas a los precios de mercado vigentes.

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.

En el caso de instalaciones futuras, que resulten recomendadas como expansiones óptimas para sistemas de transmisión troncal existentes en el estudio de transmisión troncal y que se establezcan en el respectivo decreto, el V.I. económicamente eficiente será determinado con carácter referencial por el citado decreto. El valor de inversión de instalaciones futuras que deberá reflejarse definitivamente en el pago del servicio de transmisión será el que resulte de la licitación a que se refieren los artículos 71-21 y 71-22.

La anualidad del V.I., en adelante "A.V.I." del tramo, se calculará considerando la vida útil económica de cada tipo de instalación que lo componga, según se indique en el reglamento y considerando la tasa de descuento señalada en el artículo 100 de esta ley.

Comentarios:

1) La redacción sugiere que el valor de inversión de las instalaciones existentes sería el sistema de transmisión existente, valorado a los costos de materiales de hoy, dejando fuera la innovación tecnológica. Debería usarse el concepto de Valor Nuevo de Reemplazo, el cual considera que los precios también pueden cambiar por innovación tecnológica.

2) Una redacción más adecuada sería: "El V.I. de una instalación de transmisión existente es la suma de los costos de adquisición e instalación de un sistema nuevo que otorgue el mismo servicio de transmisión que la instalación original, particularmente en lo que se refiere a capacidad de transmisión y calidad del servicio".

3) En relación con el penúltimo párrafo del artículo, se plantean dos tipos de licitaciones. Al respecto consideramos que debiera existir la licitación asociada a instalaciones nuevas solamente, la que abarca perfectamente ampliaciones. Esta observación se trata in extenso en el artículo correspondiente.

Los comentarios siguientes se refieren al conjunto de artículos 71-11 hasta 71-26 y corresponden a un concepto de fondo incorporado en dicho articulado, que se refiere al concepto de imponer un estudio de planificación que define las obras de transmisión futuras. No se incluye dicho articulado nuevamente, ya que existen muchos caminos para solucionar lo anterior, ya sea modificando las partes de dicho articulado que correspondan o planteando una base nueva de artículos que rescaten parte del contenido actual, pero eliminen lo que a nuestro juicio no se condice con la filosofía de la Ley.

Los elementos que debieran considerarse para solucionar lo anterior son los siguientes:

Alternativa 1:

Mantener la estructura del articulado existente, con las siguientes modificaciones e incorporaciones:

1) El estudio mencionado en los artículos 71-11 sólo tendrá carácter indicativo en lo que se refiere a las posibilidades de expansión del sistema de transmisión. Por lo tanto, el plan de expansión que se menciona en el artículo 71-16 sería sólo referencial.

2) En relación a la audiencia pública mencionada en el artículo 71-17, consideramos que debiera efectuarse en cada ocasión que se requiera una decisión de incorporar una nueva obra, sea que ella está contemplada en el estudio referencial o no. En dicha audiencia pública se deberían asignar votos en proporción a los pagos que dicha obra generaría, de modo que el universo de los futuros pagadores de la obra constituiría el 100% de los votos. Existiendo mayoría absoluta(50% +1) de aprobación de la obra en dicho universo, la obra es llevada adelante y debe ser pagada por el 100% de los pagadores.

3) La mayoría que votó a favor de la obra debiera ser la encargada de llevar adelante la licitación, en los términos indicados en el artículo 71-22. Esta licitación debiera ser supervisada por la CNE. No se requiere una licitación como la indicada en el artículo 71-21, rescatándose de dicho artículo el concepto de valor techo de la licitación solamente, el que debiera incorporarse a la licitación indicada en el artículo 71-22.

4) Los interesados en la obra que no resulten pagadores, podrán adquirir derecho a voto, comprometiéndose al pago de la obra en firme, en la proporción que adquieran derechos, teniendo como retribución durante la operación de la obra, los derechos financieros y de congestión, en los términos indicados en los artículos 71-44 a 71-50.

Alternativa 2:

Aplicar a las decisiones de expansión del sistema troncal, la metodología incorporada en el articulado 71-44 a 71-50, aplicable a interconexiones entre sistemas, con las adecuaciones que corresponda.

Artículo 71-29.- La obligación de pago de las empresas usuarias del respectivo sistema de transmisión troncal y la repercusión de ese pago en los usuarios finales, se regirán por las siguientes reglas:

A) A los usuarios finales se aplicará un cargo único, por concepto de uso del sistema troncal, en sus consumos de energía efectuados hasta una potencia de cincuenta megawatts.... (no se reproduce el resto del artículo).

Comentarios:

El cargo único debiera ser aplicado sólo a los clientes regulados.

Artículo 71-43.- Los concesionarios de servicio público de distribución de electricidad estarán obligados a prestar el servicio de transporte, permitiendo el acceso a sus instalaciones, tales como líneas aéreas o subterráneas, subestaciones y obras anexas, 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 máximo por unidad de potencia retirada, igual al valor agregado de distribución vigente en la zona en que se encuentra el usuario, dentro de la respectiva área típica.... (no se reproduce el resto del artículo)

Comentario:

El peaje aplicable a los usuarios que transporten electricidad por instalaciones de distribución debiera contener señales de localización, cuando el área geográfica así lo justifique.

Comentario acerca del articulado 71-44 a 71-50 (no se reproduce el articulado):

El mecanismo propuesto en este articulado nos parece adecuado y sólo debe ser optimizado para permitir cualquier tipo de interconexión (nacional o internacional), sin provocar efectos discriminatorios para alguna de ellas.

Artículo 4° 11) Agrégase la siguiente letra d), nueva, en el inciso segundo del artículo 90:

“d) Cuando la potencia conectada del usuario final sea superior a 500 kilowatts. En este caso, el usuario final tendrá derecho a optar por un régimen de tarifa regulada o de precio libre, por un período mínimo de tres años de permanencia en cada régimen.

Comentario:

La opción debiera ser por una sola vez y mantener la categoría de cliente libre o regulado.

Artículo 4° 13) Intercálase, a continuación del artículo 91, el siguiente artículo 91 bis, nuevo:

“Artículo 91 bis.- Todo propietario de instalaciones eléctricas que operen interconectadas entre sí, sean éstos empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras o clientes no sometidos a regulación de precios, deberá prestar en el respectivo sistema eléctrico los servicios complementarios de que disponga, que permitan realizar la coordinación de la operación a que se refiere el artículo 81, conforme a las normas de seguridad y calidad de servicio en dicho sistema.

Las exigencias de seguridad y calidad de servicio para cada sistema serán establecidas en la norma técnica que al efecto dicte el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, con informe de la Comisión.

El organismo de coordinación de la operación o CDEC deberá establecer los requisitos técnicos mínimos que deberá cumplir toda instalación 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 los objetivos de seguridad y calidad de servicio. Las exigencias correspondientes deberán contar con informe favorable de la Comisión antes de su puesta en vigencia.

El CDEC respectivo deberá definir, administrar y operar los servicios complementarios necesarios para garantizar la operación del sistema, sujetándose a las exigencias de seguridad y calidad de servicio establecidas en la normativa vigente y minimizando el costo de operación del respectivo sistema eléctrico.

Los propietarios de las instalaciones interconectadas entre sí deberán declarar los costos en que incurren por la prestación de los respectivos servicios complementarios con su debida justificación, conforme lo determine el reglamento. Las prestaciones de servicios complementarios serán valorizadas por el CDEC correspondiente. El reglamento establecerá el sistema de precios de los servicios complementarios que, considerando las características de los mismos, sea compatible con los precios de energía y potencia que esta ley establece.”.

Comentario:

La definición de los servicios complementarios requeridos por cada sistema eléctrico debe recaer en un Reglamento, el CDEC es sólo un organismo coordinador de la operación y por lo tanto no puede normar al respecto. Por otra parte, de acuerdo a las funciones establecidas en el Reglamento Eléctrico, sólo le compete al CDEC la coordinación de la operación de tales servicios, y no directamente su administración y operación directa en sí, por lo cual debe reemplazarse en este artículo la frase “El CDEC respectivo deberá definir, administrar y operar los servicios complementarios...” por la frase “El CDEC respectivo deberá coordinar la operación de los servicios complementarios...”.

Por las mismas razones expuestas, el CDEC tampoco tiene competencia para establecer los requisitos técnicos mínimos que debe cumplir cada instalación, de modo que debe modificarse también dicho párrafo, estableciendo que dichos requisitos debieran ser materia de una norma al respecto.

Artículo 4°17) Modifícase el artículo 101 del siguiente modo:

a) En el inciso primero:

1) Intercálase la expresión “conforme lo establezca el reglamento” entre la frase “cada empresa deberá comunicar a la Comisión” y la expresión “la potencia”, entre comas (,).

2) Reemplázase la expresión “seis meses” por “cuatro meses”.

3) Agrégase, a continuación del punto aparte (.), que se reemplaza por una coma (,), la siguiente frase: “expresados en moneda real al final del período informado, de acuerdo con los mecanismos de indexación de cada contrato.”.

b) En el inciso segundo, sustitúyese la expresión “diez por ciento” por “cinco por ciento”.

c) En el inciso tercero:

1) Sustitúyese, en el número 1, la expresión “efectivo” por la frase “informado conforme al inciso primero,”.

2) Reemplázase en el primer párrafo del número 3, la expresión “más de diez por ciento” por “más de cinco por ciento”.

3) Intercálase en el segundo párrafo del número 3, a continuación de la frase “todos los precios de nudo”, las expresiones “, sólo en su componente de energía,”; y reemplázase la frase “banda de diez por ciento” por “banda de cinco por ciento”.

Comentario:

Si bien se reconoce un avance en este artículo, la sola reducción de la banda no es suficiente para cumplir con el objetivo de la Ley, cual es que los precios regulados no se aparten de los precios libres. Para una correcta comparación se deben tomar en cuenta las distintas características de ambos tipos de clientes.

ARTÍCULO TRANSITORIO 1º.- El decreto que debe definir, para cada sistema eléctrico los sistemas de subtransmisión, deberá ser dictado en los términos indicados en el artículo 71-3, que esta ley introduce en el decreto con fuerza de ley N° 1, de 1982, del Ministerio de Minería, dentro de los cuarenta y cinco días siguientes a su publicación.

Se considerarán instalaciones integrantes de los sistemas de transmisión troncal de cada sistema, para la primera fijación de valores por tramo y del área de influencia común, para la primera determinación de peajes, las siguientes:

a) Sistema Interconectado del Norte Grande

(SING):

Número	Tramo		Tensión (kV)
	De Barra	A Barra	
1	Tarapaca 220	Lagunas 220	220
2	Crucero 220	Lagunas 220	220

b) Sistema Interconectado Central (SIC):

Número	Tramo		Tensión (kV)
	De Barra	A Barra	
1	Ancoa 500	Alto Jahuel 500	500
2	Ancoa 500	Alto Jahuel 500	500
3	Diego de Almagro 220	Carrera Pinto 200	220
4	Carrera Pinto 200	Cardones 220	220
5	Cardones 220	Maitencillo 220	220
6	Cardones 220	Maitencillo 220	220
7	Maitencillo 220	Pan de Azúcar 220	220
8	Maitencillo 220	Pan de Azúcar 220	220
9	Pan de Azúcar 220	Los Vilos 220	220
10	Pan de Azúcar 220	Los Vilos 220	220
11	Los Vilos 220	Quillota 220	220
12	Los Vilos 220	Quillota 220	220
13	Polpaico 220	Quillota 220	220

Número	Tramo		Tensión (kV)
	De Barra	A Barra	
14	Polpaico 220	Quillota 220	220
15	Alto Jahuel 220	Polpaico 220	220
16	Alto Jahuel 220	Polpaico 220	220
17	Cerro Navia 220	Polpaico 220	220
18	Cerro Navia 220	Polpaico 220	220
21	Chena 220	Cerro Navia 220	220
22	Chena 220	Cerro Navia 220	220
23	Alto Jahuel 220	Chena 220	220
24	Alto Jahuel 220	Chena 220	220
25	Charrúa 220	Ancoa 220	220
26	Charrúa 220	Ancoa 220	220
27	Charrúa 220	Ancoa 220	220
28	Temuco 220	Charrúa 220	220
30	Valdivia 220	Temuco 220	220
31	Barro Blanco 220	Valdivia 220	220
32	Puerto Montt 220	Barro Blanco 220	220
33	Puerto Montt 220	Temuco 220	220
34	Paine 154	Alto Jahuel 154	154
35	Rancagua 154	Paine 154	154
36	Itahue 154	Rancagua 154	154
37	Punta Corte 154	Alto Jahuel 154	154
38	San Fernando 154	Punta Corte 154	154
40	Teno 154	San Fernando 154	154
42	Alto Jahuel 500	Alto Jahuel 220	220
43	Alto Jahuel 500	Alto Jahuel 220	220
44	Ancoa 220	Ancoa 220	500
45	Ancoa 220	Ancoa 220	500
46	Alto Jahuel 154	Alto Jahuel 220	220

Se considerarán instalaciones del área de influencia común en la primera determinación de la misma, las siguientes:

a) Sistema Interconectado del Norte Grande (SING):

Número	Tramo	Tensión
1	Estación Cruceros	220

b) Sistema Interconectado Central (SIC):

Número	Tramo		Tensión (kV)
	De Barra	A Barra	
1	Ancoa 500	Alto Jahuel 500	500
2	Ancoa 500	Alto Jahuel 500	500

12	Los Vilos 220	Quillota 220	220
13	Polpaico 220	Quillota 220	220
14	Polpaico 220	Quillota 220	220
15	Alto Jahuel 220	Polpaico 220	220
16	Alto Jahuel 220	Polpaico 220	220
17	Cerro Navia 220	Polpaico 220	220
18	Cerro Navia 220	Polpaico 220	220
21	Chena 220	Cerro Navia 220	220
22	Chena 220	Cerro Navia 220	220
23	Alto Jahuel 220	Chena 220	220
24	Alto Jahuel 220	Chena 220	220
42	Alto Jahuel 500	Alto Jahuel 220	220
43	Alto Jahuel 500	Alto Jahuel 220	220
44	Ancoa 500	Ancoa 220	500
45	Ancoa 500	Ancoa 220	500
25	Charrúa 220	Ancoa 220	220
26	Charrúa 220	Ancoa 220	220
27	Charrúa 220	Ancoa 220	220

Comentario:

Eliminar la línea 12 Los Vilos 220 Quillota 220 del Area de Influencia Común del SIC.

Artículo 9°.- El Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción, previo informe de la Comisión Nacional de Energía y mediante un decreto dictado bajo la fórmula “por orden del Presidente de la República”, determinará las ampliaciones de los sistemas troncales que, en su caso, requieren construcción inmediata para preservar la seguridad del suministro. En el mismo decreto establecerá sus características técnicas, los plazos para el inicio de las obras y entrada en operaciones de las mismas.

Para estos efectos, los centros de despacho económicos de carga, en el plazo de sesenta días a contar de la entrada en vigencia de esta ley, deberán efectuar una recomendación, acordada por la mayoría de sus miembros, sobre las ampliaciones que reúnan las condiciones indicadas en el inciso anterior.

El decreto aludido en el inciso primero de este artículo considerará las siguientes dos situaciones posibles:

a) En el caso de extensiones del sistema troncal que requieren construcción inmediata y que correspondan a líneas o subestaciones troncales calificadas como nuevas, la construcción y la remuneración de dichas instalaciones se regirán por las normas establecidas

en el artículo 71-22 del decreto con fuerza de ley N° 1, de 1982, del Ministerio de Minería.

Los plazos y términos bajo los cuales la Comisión Nacional de Energía llamará a la licitación contemplada en el artículo 71-22 se establecerán en el aludido decreto.

b) En el caso de ampliaciones de instalaciones existentes del sistema troncal que requieren construcción inmediata, éstas serán de construcción obligatoria para las empresas propietarias de dichas instalaciones, debiendo sujetarse a las condiciones fijadas en el respectivo decreto para su ejecución.

El V.I. de cada ampliación de instalaciones existentes será determinado con carácter referencial por el referido decreto. Para la determinación del V.I. que deberá reflejarse definitivamente en el pago del servicio de transmisión, las empresas propietarias de las instalaciones deberán licitar la construcción de las obras a empresas calificadas, a través de procesos de licitación públicos, abiertos y transparentes, auditables por la Superintendencia.

Estas instalaciones serán remuneradas conforme a las disposiciones generales sobre peajes previstas en la ley. Para estos efectos, el centro de despacho económico de carga que corresponda considerará el V.I. referencial a partir de su puesta en servicio y el V.I. definitivo una vez que el Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, lo establezca mediante un decreto, lo que dará origen además a las reliquidaciones que correspondan, las que serán realizadas por el centro de despacho económico de carga respectivo.

Comentario:

Consideramos que la parte del sistema que requiere de inversiones es la zona al sur de Charrúa. Para ello existen dos alternativas: ampliación del sistema Charrúa Temuco 220 KV o interconexión con el sur de Argentina (equivalente a aumento de generación en el sur). Actualmente existen los mecanismos e incentivos para efectuar cualquiera de dichas opciones, sobretodo considerando que la propia propuesta de ley resuelve el problema de asignación de peajes, situación actualmente no resuelta y que originó la falta de inversión en dicha área.

Por lo anterior no vemos necesidad de dicho artículo, el cual se aparta del espíritu del resto de la normativa, por lo que proponemos la eliminación de este artículo.”.

- GUACOLDA S.A.

I. Comentarios generales

En términos globales se considera positiva la discusión sobre el Proyecto de Ley Corta Eléctrica, propuesta por el Ejecutivo, pues debiera tender a reducir la incertidumbre en el sector eléctrico, atraer nuevas inversiones y hacer más eficiente la operación y el desarrollo del sistema en su conjunto (generación, transmisión y distribución).

Esta iniciativa es un paso importante, pero no suficiente, para iniciar el debate de fondo relativo a una mayor apertura y transparencia del mercado eléctrico, lo que se lograría mediante la completa liberación de los precios de nudo. Esta apertura permitiría eliminar completamente la incertidumbre regulatoria que enfrentan hoy los inversionistas en materia de precios, asegurando el necesario incentivo a las inversiones en generación.

II. Comentarios específicos

II.1 Fórmula de asignación de pago de peajes del sistema de transmisión troncal

Durante la tramitación de la Ley Corta, se introdujeron dos modificaciones al proyecto que apuntan a los siguientes objetivos específicos:

1° Evitar la discriminación entre los consumidores, particularmente en los montos de peajes que se asignan tanto a los consumidores que se encuentran ubicados dentro de la denominada Área de Influencia Común (AIC) como aquellos localizados fuera de ella.

2° Garantizar la normal ejecución de los contratos de suministro de electricidad suscritos con anterioridad a la fecha de envío del Proyecto de Ley a la Cámara de Diputados.

La primera modificación, que tiene carácter de permanente, establece el pago de peaje mediante un cargo único para todos los consumidores (regulados y no regulados), por el consumo hasta los primeros 50 MW (Art. 71-29).

De no mantenerse la modificación anterior, se producirá una fuerte diferencia de pagos de peaje entre los consumidores ubicados dentro y fuera del AIC.

En efecto, si bien todos los consumidores pagarán el 20% de las instalaciones que contenga el AIC, los consumidores ubicados fuera del AIC, regulados y no regulados, serán adicionalmente gravados con el pago del 100% de las instalaciones de su respectiva zona, por cuanto el proyecto así lo establece cuando los flujos de la energía se alejan del AIC, que es la condición normal y esperada de operación en dichas zonas.

Esta situación indeseable tendrá consecuencias negativas para el desarrollo regional del país, pues afectará la competitividad de la industria localizada en las regiones III, IV, IX y X, la que necesariamente deberá enfrentar precios de suministro eléctrico bastante más altos que los que hoy día posee.

La segunda modificación, de carácter transitorio, busca asegurar que las condiciones bajo las cuales se firmaron contratos de suministro de electricidad, antes de la entrada en vigencia de la Ley Corta, se mantengan luego de su promulgación y que las nuevas condiciones rijan sólo para los contratos que se suscriban con posterioridad. Las diferencias de peajes que surjan entre la aplicación del nuevo y del antiguo método, serán absorbidas por las empresas generadoras hasta que venzan todos los contratos suscritos con la ley vigente (Art. Transitorio N° 10).

De no mantenerse esta modificación, se producirá una alteración en la normal ejecución de los contratos de suministro de electricidad vigentes, previéndose el surgimiento de un sinnúmero de conflictos en el sector eléctrico, pues las partes que se sientan afectadas por la imposición de una nueva forma de determinar los peajes recurrirán a los mecanismos arbitrales que contemplan este tipo de contratos, para zanjar las diferencias.

Por lo tanto Eléctrica Guacolda sostiene sobre la base de la mencionada argumentación, que el proyecto aprobado en la Cámara de Diputados en lo que respecta a la forma de asignar el pago de peajes del sistema de transmisión troncal debe mantenerse sin alteraciones por cuanto es un conjunto armónico y coherente que impide la transferencia de riqueza entre generadores y entre consumidores.

II.2 Interconexión SING-SIC

Si bien desde un punto de vista técnico la interconexión del SING con el SIC propuesta por los generadores del Norte Grande implicaría un desafío no menor en cuanto a mantener los estándares de seguridad de suministro del SIC, dada la fragilidad del sistema norte y las magnitudes de potencia que se pretenden exportar y hacer llegar a un único punto, nuestra posición es que la inversión en líneas de transmisión para este tipo de interconexiones debe ser completamente pagada de acuerdo

con las reglas que se han establecido en la Ley Corta, dependiendo si ésta pasa a ser parte del sistema troncal o no.

No nos resulta razonable que se aplique una regla distinta y que los generadores y consumidores del SIC sean quienes subsidien proyectos cuyo objetivo final es tratar de rentar las sobre inversiones que realizaron los generadores del SING.

En definitiva, las interconexiones deben ser viables en la medida que las inversiones necesarias para materializarlas sean más competitivas que las inversiones en nuevas fuentes de generación desarrollables dentro del propio SIC.

En consideración a lo anterior, estamos de acuerdo con el tratamiento que la Ley Corta Eléctrica aprobada en la Cámara de Diputados le da a las interconexiones.

- Hidroeléctrica Guardia Vieja S.A. e Hidroeléctrica Aconcagua S.A.

“Deseo agradecer la oportunidad que se ha brindado a mis representadas, Hidroeléctrica Guardia Vieja S.A. e Hidroeléctrica Aconcagua S.A. para comentar el proyecto de ley que introduce diversas modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos.

Con el objeto de constituir un aporte concreto a la elaboración de tan importante iniciativa legal, circunscribiré mis comentarios a cuatro puntos específicos: el artículo 71-3 que se agrega a la ley vigente, el 91 vigentes que se modifica y el artículo 7° Transitorio del Proyecto de Ley.

1.- El artículo 71-3 que se agregará de acuerdo al artículo 1° del Proyecto señala:

“Cada sistema de subtransmisión estará constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que están dispuestas para el abastecimiento exclusivo de grupos de consumidores finales libres o regulados, territorialmente identificables, que se encuentren en zonas de concesión de empresas distribuidoras, pero que los flujos en las líneas no sean atribuidos exclusivamente al consumo de un cliente, o a la producción de una central generadora o de un grupo reducido de centrales generadoras”.

Solicitamos se agregue en el inciso primero del artículo 71-3 la frase “que hagan uso de las servidumbres a que se refiere el artículo 50 y las que usen bienes nacionales de uso público en su trazado” entre las palabras “eléctricas” y “que”, ya que es un requisito del libre acceso

a los sistemas de transmisión el hecho de que éstos se hayan construido en virtud de una concesión eléctrica.

2.- En la modificación al artículo 91 de la Ley vigente, de acuerdo con el artículo 4° N°12 del Proyecto, al parecer se omitió la frase “que pertenezcan al CDEC respectivo” ya que las transferencias de potencia firme se realizan al interior de estos organismos. El no limitar esta normativa a sus miembros, obligaría a incorporarse a los CDEC a una serie de autoprodutores y pequeños productores, vulnerando su libertad de asociación y además incorporándole una carga económica adicional que disminuiría su viabilidad económica, contraviendo el estímulo explícito que se pretende dar a las fuentes de energía no convencionales.

3.- En el artículo transitorio N°7 del Proyecto enviado al H. Senado se mantiene la obligación del proyecto original de modificar los contratos de peajes de transmisión, a nivel troncal o de Subtransmisión, celebrados con posterioridad al 6 de Mayo de 2002.

Esta fecha se mantiene desde la redacción de la iniciativa legal y dado el tiempo transcurrido y que los proyectos de ley que se presentaron en esa fecha difieren sustancialmente de los que se discuten ahora, es que solicitamos eliminar ese artículo transitorio. Puede que además, este artículo afecte derechos adquiridos tanto de usuarios como de propietarios de los sistemas de transmisión.”.

- CENELCA S.A.

“A continuación formulamos dos observaciones precisas respecto del proyecto remitido por la H. Cámara de Diputados.

1) El artículo Artículo 4°, N° 16, letra d) del Proyecto modifica el N°6 del Artículo 99 de la Ley actualmente en vigencia, reemplazando en el cálculo de los factores de penalización la expresión “para el sistema de transmisión operando con un nivel de carga tal que dicho sistema esté económicamente adaptado”, por la siguiente considerando el programa de obras de generación y transmisión señalado en el número 1 de este artículo”, esto es, considera expresamente para el cálculo de dichos factores un plan de obras futuro, que puede materializarse o no.

Los factores de penalización dan cuenta de los costos marginales de transmisión (pérdidas eléctricas) entre las diferentes subestaciones troncales en las cuales se efectúa el cálculo de precio de nudo. Al igual que los precios de nudo, estos factores rigen por los seis meses siguientes, y por lo tanto deben considerar para su cálculo sólo las instalaciones existentes al momento de la fijación. De lo contrario, se pueden producir alteraciones en los precios relativos entre las diferentes

subestaciones que significarían desincentivos para contratar suministro eléctrico en algunas de ellas.

En este mismo sentido, proponemos mantener el artículo vigente, pero agregando la palabra “existente” a continuación de “sistema de transmisión”, a fin de explicitar dicho concepto.

2) El Artículo 4° N°12 del Proyecto de Ley modifica el artículo 91 de la Ley vigente, incorporando al sistema de cálculo de la potencia firme que actualmente se realiza al interior de los CDEC a autoprodutores y pequeños productores.

En nuestra opinión dicha normativa debe aplicarse únicamente a los miembros de los CDEC respectivos, pues de lo contrario la viabilidad económica de proyectos de menos de 9.000 kW por parte de empresas o personas se vería seriamente afectada, particularmente en las zonas en que, durante períodos de escasez, su existencia se hace más sensible y necesaria (como la zona al Sur de Subestación Charrúa).”.

- IBENER.

“Opinión de Ibener S.A. con relación al Proyecto de Modificación a la Ley General de Servicios Eléctricos

El proyecto de reforma al sector eléctrico chileno, denominado "ley corta", modifica aspectos regulatorios específicos, que pretenden remover ciertas trabas y solucionar las dificultades que existen en la actualidad y que representan un freno al desarrollo de la actividad eléctrica del país.

Contenido del Proyecto

Las ideas centrales del proyecto están resumidas en los siguientes puntos:

1. Nueva regulación de los sistemas de transporte de electricidad.

2. Regulación de un sistema de peajes a nivel de distribución.

3. Nueva regulación del régimen de precios aplicable a los diferentes segmentos de los sistemas eléctricos medianos, es decir, sistemas con una capacidad instalada superior a 1500 kW e inferior a 200 mW.

4. Perfeccionamientos a la regulación de los ingresos del segmento generación, por concepto de capacidad.

5. Formalización de un mercado de servicios complementarios destinados a conferir mayor confiabilidad a los sistemas eléctricos.

Para lograr los objetivos implícitos en los puntos anteriores, el proyecto considera:

a) Rediseñar los sistemas de transmisión, estableciendo un sistema de transmisión troncal (STT) compuesto por todas las instalaciones económicamente eficientes y necesarias para su funcionamiento, definidas por decreto supremo expedido por el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción; un sistema secundario de transmisión (SST) o subtransmisión, al servicio de los distribuidores y clientes libres, y un sistema de transmisión adicional (STA), compuesto por las instalaciones restantes.

b) Crear, para el sistema de transmisión troncal, un procedimiento de valorización y de desarrollo de sus instalaciones, que tiene como base un estudio único, encargado en forma independiente a un consultor a través de una licitación pública internacional, con definición de bases técnicas y administrativas, que son revisadas y observadas por todos los usuarios e interesados en el proceso de tarificación. El estudio es supervisado a través de un comité, integrado por representantes de las empresas eléctricas, de los consumidores, de la Comisión Nacional de Energía y del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. El estudio de expansión y valorización de la transmisión troncal deberá hacerse cada cuatro años.

c) Posibilitar la interconexión entre el Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), para lo cual, si la línea de interconexión es recomendada en el estudio de transmisión troncal, deberá hacerse mediante una licitación internacional.

d) Distribuir el costo del sistema de transmisión troncal por mitades, entre las empresas generadoras y los usuarios (distribuidores y grandes consumidores).

e) Limitar el acceso a la propiedad de las empresas que operan el sistema de transmisión troncal, las que deben constituirse como sociedades anónimas de giro exclusivo; de manera que ningún generador o distribuidor (ni gran usuario) pueda tener más del 8% del capital accionario de una empresa operadora o dueña del sistema de transmisión troncal, y las mismas empresas generadoras o distribuidoras o

grandes usuarios no pueden, en conjunto, tener más del 40% del capital accionario total de las empresas propietarias u operadoras del sistema de transmisión troncal.

f) Establecer un nuevo modelo de precios para los sistemas eléctricos intermedios o medianos, que operan entre 1.500 y 200.000 KW (Aysén, Coyhaique y Magallanes), basado en una metodología que considera el costo incremental de desarrollo y el costo total de largo plazo.

g) Reconocer en la ley la existencia de un mercado de servicios complementarios, adicional al mercado habitual de energía eléctrica y potencia, y entregar los productos que se transarían en este mercado así como la forma de remuneración a una regulación determinada por vía de reglamento.

h) Reducir la banda de los precios de clientes libres (que disponen de más de 2.000 KW de potencia) que se considera para la fijación de precios de nudo (que es el precio al cual las generadoras entregan electricidad a las distribuidoras), de $\pm 10\%$ a $\pm 5\%$. Esto significa que el precio de nudo estará más cercano al precio de mercado o de los clientes libres (lo que significa que en vez de oscilar entre un 10% por encima o por debajo del precio libre, en el futuro la oscilación se hará sólo entre un 5%).

Comentarios y Observaciones

Los objetivos prioritarios que persigue el Ejecutivo al impulsar este proyecto de ley, son básicamente reactivar las inversiones en transmisión, viabilizar la inversión en instalaciones de interconexión SING-SIC, reducir el riesgo regulatorio a nivel de generación (vía precios de nudo), e introducir un sistema de peajes a nivel de distribución.

Otros objetivos secundarios son adaptar el sistema de regulación de precios en sistemas aislados y medianos, e introducir un sistema de remuneraciones de servicios complementarios.

Inversiones en transmisión

Respecto de este punto, creemos que las inversiones en transmisión se han mantenido activas sin necesidad de modificar la ley, impulsadas principalmente por los generadores y los distribuidores. En efecto, en los últimos informes de precios de nudo, elaborados por la CNE, se incluyen una serie de proyectos actualmente en construcción, todos impulsados por los usuarios de la transmisión y con el acuerdo del transportista.

La única excepción podría ser la línea 220 kV Charrúa–Temuco, que ha tenido un evidente déficit de inversión, y este déficit ocurre porque nadie se ha interesado en pagar las inversiones requeridas para suministrar a las distribuidoras de la IX y X región.

La razón por la cual no existen interesados en contratar suministro con estas distribuidoras, es porque los precios de nudo que fija la autoridad no reflejan los reales costos que tienen los generadores para suministrar a estos clientes. Además, se debe recordar que el Art. 99 bis introdujo riesgos adicionales para los generadores que suministren a este tipo de clientes, al contemplar pago de compensaciones en caso de sequía extrema.

Por otra parte, los distribuidores no tienen reales incentivos para firmar contratos de suministro ya que existe la medida emanada del Ministerio de Economía, que obliga a todos los generadores a suministrar indefinidamente a las empresas distribuidoras que no tienen contratos (RM N° 88).

Precios de nudo

Actualmente el proceso de fijación semestral del precio de nudo hace riesgoso contratar suministros de energía con las distribuidoras. Más específicamente, cuando se desarrolla un proyecto de inversión en generación, la generadora busca tener la nueva planta contratada con sus clientes libres o con la distribuidora, de manera de financiarla de la mejor forma posible. Si la contrata con un cliente libre a un precio fijo en dólares, consigue mucho mejor financiamiento a mejor tasa de interés. Sin embargo, si consigue contratos sólo con empresas distribuidoras, los financistas toman en cuenta el hecho que precio cambia cada seis meses, por lo que las condiciones de financiamiento son menos ventajosas.

En este sentido, el hecho que la banda de ajuste a los precios libres sea de $\pm 5\%$, será una ayuda para acercar los precios regulados a la realidad del mercado, sin embargo, hay factores importantes que desincentivan la venta a las distribuidoras y por lo tanto la inversión en generación y que no están resueltos en este proyecto. Nos referimos a la actual obligación de pagar compensaciones a los clientes regulados en caso de sequías extremas (Artículo 99 bis) y a la obligación impuesta de vender energía a las distribuidoras que no tienen contratos (RM 88).

A nuestro juicio, si las distribuidoras tuvieran incentivos más fuertes que las obligaran a tomar contratos para poder suministrar a sus clientes, y si los precios de venta a estos clientes fueran completamente libres, no se daría la actual situación de falta de contratos.

Peajes de distribución

Actualmente es evidente la falta de competencia real por los clientes libres ubicados en las áreas de concesión de las empresas distribuidoras. En el SIC, el límite para ser considerado cliente libre es de 2 MW y existen numerosos clientes ubicados, por ejemplo, dentro de las ciudades, que exceden este límite. Sin embargo, prácticamente no hay ningún cliente libre en el área de concesión de una distribuidora que sea suministrado directamente por una empresa generadora.

Lo anterior se debe, en gran medida, al hecho de que los peajes de distribución no se conocen de antemano, por lo que las modificaciones del proyecto de ley van en el sentido correcto de transparentar la información del mercado.

A nuestro juicio, con estos cambios se dan las condiciones para mejorar la competencia en el sector eléctrico, y es posible aumentarla aún más disminuyendo el límite de 2 MW de potencia conectada para ser considerado cliente libre.

Servicios complementarios

Con relación a los Servicios Complementarios, que son aquellos "productos eléctricos" necesarios para apoyar los servicios básicos que se entregan a los consumidores y que constituyen un soporte para la transmisión de la potencia con una cierta calidad aceptable, aunque están mencionados genéricamente algunos en el proyecto de ley, no están definidos todos los servicios necesarios y tampoco está definido cómo se remunerarán.

A juicio de Ibener S.A., el respectivo CDEC debiera administrar y procurar "todos" los servicios complementarios requeridos en la transmisión.

En un esquema de precios regulados, el costo de los servicios complementarios que entreguen las empresas debe ser transferido al cliente final, vía precio de nudo, pues es el cliente final quien se ve beneficiado por la existencia de estos servicios.

Actualmente sólo algunos de los servicios complementarios (reserva en giro y regulación de frecuencia) se remuneran vía precios de nudo (a los generadores que tienen contratos a precios regulados) y vía pago de potencia firme (a todos) y creemos que la remuneración de todos los servicios complementarios debiera ser materia de ley y no de reglamento.

Conclusiones

Finalmente, en opinión de Ibener S.A. el proyecto de Ley debe ser modificado para solucionar los siguientes inconvenientes:

a) Establece una planificación centralizada de la transmisión. La importante participación estatal y de las propias transmisoras, impacta en la generación y produce ineficiencias y desincentivos a la inversión en generación.

b) Impone al CDEC, y por lo tanto a las empresas de generación y transmisión, una cuota de responsabilidad en la realización de la planificación de las obras de transmisión. Ello excede las funciones operativas del CDEC y diluye la responsabilidad de la adecuada planificación de las inversiones en transmisión, que debiera ser función exclusiva de las empresas de este rubro.

c) Fija un alto retorno a las inversiones de la transmisora (10% real) y con bajo riesgo, lo cual producirá un incentivo perverso a sobre invertir en transmisión.

d) No modifica el pago de compensaciones en caso de sequías extremas (Art. 99 bis), que es uno de los principales desincentivos a firmar contratos de suministro con las empresas distribuidoras.

e) Se fortalece el monopolio de la transmisión al facultar sólo al transmisor existente a realizar las ampliaciones.

f) No está definida la remuneración de los servicios complementarios, lo cual debiera ser materia de ley para dar estabilidad y mayor certidumbre a los participantes de la industria.

- **Petropower Energía Ltda.**

"I INTRODUCCIÓN

El siguiente documento es un conjunto de ideas generales y observaciones en particular respecto a una visión de los temas y objetivos de la discusión de la ley eléctrica llevada en una primera etapa por la Honorable Cámara de Diputados y actualmente ingresada al Senado.

La situación en relación a la condición energética que presenta en la actualidad el país ha impulsado a las autoridades a enviar una serie de reformas a la actual normativa del sector eléctrico chileno. Ninguna duda cabe de la real importancia que tiene para la economía del país contar con una regulación adecuada en aquellas industrias y ramas de

la actividad económica que se caracterizan por su complejidad tecnológica y la existencia de un número limitado de actores y proveedores.

Uno de los aspectos más relevantes para el diseño de estas regulaciones es que estas incentiven la búsqueda de la mayor eficiencia en la generación, transporte y distribución de la electricidad y que además esta llegue al menor precio posible al consumidor final, ya sean estos industriales, comerciales ó domiciliarios. Debe esta normativa, además, sustentarse en juicios valóricos y de visión futura que aseguren el desarrollo de la sociedad, de manera que tanto los derechos y expectativas de la comunidad queden suficientemente resguardados-.

Esta leyes deben ser tratadas en un conjunto consistente y armónico de tal forma que permitan a la sociedad entender que estas regulaciones conforman un todo orgánico, que no genere asimetrías entre sus partes o postergue indefinidamente soluciones e inversiones que con urgencia requiere el desarrollo de nuestra economía y que refleje el interés de las autoridades, empresarios y el público en general en disponer de un suministro de electricidad seguro y abundante que viabilice inversiones y proyectos prioritarios para el desarrollo económico del país.

Se requiere también que este conjunto de leyes y normativas sean estables en el tiempo, que responda a la coherencia de las señales económicas que dinamizan las actividades de los otros sectores, que aseguren la libertad de emprendimiento y la competencia, que aseguren la legítima rentabilidad a los inversionistas y sean un aporte importante al desarrollo tecnológico de la ingeniería nacional. Un aspecto no menos relevante es el hecho que este conjunto de regulaciones amplíen la matriz energética disponible para el país de tal forma que supere la actual escasez de recursos energéticos y la dependencia que de este hecho se deriva.

Si bien es cierto que los cambios estructurales de la economía y de la sociedad explican el actual comportamiento de la intensidad energética del país, no es menos cierto que también hay factores de eficiencia en el uso energético y del comportamiento de las naturales expectativas de la población respecto a la mejora de sus estándares de vida, como lo expresa la OLADE (1), “los clientes no realizan análisis dinámicos complicados del tipo costo/beneficio para elegir entre opciones disponibles, sencillamente compran la cocina, la lavadora o el electrodoméstico que está al alcance de su presupuesto familiar” por lo cual también es posible derivar que los inversionistas que acometen proyectos de fuerte incidencia en la actividad económica de la sociedad esperan que ésta a través de sus sistemas y empresas eléctricas, les proporcionen este fluido vital para sus emprendimientos, si éste no tiene las suficientes señales de su disponibilidad en términos de cantidad y precio, buscará otros espacios económicos más favorable, con lo cual el conjunto social pierde una oportunidad.

II LA REGULACIÓN ELÉCTRICA NACIONAL

Desde su modificación en la década del 80, el marco regulatorio nacional debió adaptarse al proceso de privatización de la economía, lo que significó el traspaso de la casi totalidad de las empresas eléctricas en poder del estado a diferentes inversionistas previo su correspondiente saneamiento financiero y el establecimiento de un marco regulatorio que creó un ambiente de competencia entre los diversos actores del mercado eléctrico mayorista (MEM).

En el año 1982 se dictó el Decreto DFL1 elaborado por la CNE (Comisión Nacional de Energía) con el propósito de dar las señales económicas que permitieran el desarrollo del sector mediante las indicaciones del modelo tarifario y regular las actividades de transmisión y distribución mediante la consolidación de la institucionalidad regulatoria por parte del Estado.

En el año 1985 se dictó el Decreto N° 6 del Ministerio de Economía que implementó el Reglamento de Coordinación de Centrales Generadoras a través del CDEC (Centro de Despacho Económico de Carga).

El 12 de Febrero de 1990 y producto de la sequía del año anterior, se introdujo el artículo 99 y se modificó el artículo 51, que establece las indemnizaciones a cancelar a los clientes por energía no suministrada, Con motivo de los conflictos surgidos a partir de la sequía que afectó al SIC el año 1998, la institucionalidad eléctrica efectuó cambios adicionales en la legislación en Junio de 1999 entrando en vigencia la Ley 19.613 que modificó el DFL 1/82 y la Ley Orgánica 18.410 de la SEC (Superintendencia de Electricidad y Combustibles). Lo anterior obliga a las empresas a compensar a los usuarios a todo evento de falta de suministro eliminando la causal de fuerza mayor, que eximían de pago de compensaciones cuando la hidrología estaba fuera de rango. En este mismo sentido establece las compensaciones que deben pagar las Distribuidoras ante las fallas de suministro cuando no haya racionamiento y define el costo de las transferencias entre generadoras en el caso de falla que deben definirse según el costo marginal de la generadora más cara.(artículo 99 bis) Posteriormente el marco regulatorio se ha ido modificando por diferentes Resoluciones Ministeriales (del ministerio de Economía) con el objeto de solucionar una serie de problemas coyunturales relativamente importantes del sector y que han tenido fuerte impacto en este mercado mayorista (ej. RM 52 que elimina el concepto de Contraflujos para el establecimiento del peaje básico y la RM 88 que establece la obligatoriedad de venta de E.E. a las distribuidoras sin contrato y a precio spot).

III SITUACIÓN Y EFECTOS DEL MARCO REGULATORIO EN EL MEM

Un dato muy importante es el cambio de la composición de la matriz energética del país debido a la incorporación del Gas Natural a partir de la interconexión de gasoductos con Argentina y a la instalación de varias centrales de Ciclo Combinado especialmente en las cercanías del centro de carga de los sistemas.

Otro hecho de gran relevancia es el término en el mediano plazo de la construcción de centrales hidráulicas de embalse que permiten regulación, debido en parte a las derivadas medioambientales y al hecho que ENDESA, que fue en el pasado quien marcaba las pautas para su construcción, ha definido otras pautas que no están centradas en la generación hidráulica.

También como condicionante al desarrollo del marco regulatorio y del MEM es la configuración física y económica de los sistemas de transmisión que fueron concebidos para la evacuación de la E.E. hidráulica del Sur para los grandes centros de consumo del centro del país.

Y por último, otro hecho decisivo, es la compra de las grandes empresas eléctricas por parte de consorcios extranjeros y que han importado sus problemas de reestructuración financiera al interior del MEM definiendo a las empresas eléctricas del país como generadoras de flujos de caja que van a aliviar los problemas financieros de sus matrices o filiales del exterior.

Los hechos anteriores han motivado a los diferentes cambios regulatorios que han debido ser realizados en la mayoría de los casos por presión de las empresas o bajo la presión de problemas de emergencia que obligan a la autoridad a normar en la coyuntura.

Las derivaciones de estas situaciones de causa y efecto son las siguientes:

- Ha transformado al MEM en uno de los sectores de la economía más litigantes.

- Las normativas no son cumplidas o discutidas y postergadas, especialmente en lo correspondiente a multas y compensaciones.

- No ha permitido generar las necesarias señales de inversión en generación en cuanto a oportunidad y ubicación.

- Ha permitido que la institucionalidad sea objeto de grandes presiones por parte de las empresas.

- No se ha definido los procedimientos de cálculo de peaje para el tránsito de E.E. en líneas de transmisión y distribución.

- Ha estancado la figura del Cliente Libre en las zonas de concesión de las distribuidoras.

- Mantiene grandes barreras de entrada al sector.

- La institucionalidad define regulaciones sin visión de largo plazo.

- No ha asegurado el crecimiento de la oferta energética para abastecer las demandas del corto plazo.

- No hay claridad en la tarificación de los diversos tramos del sector.

- Efectos en la operación del mercado spot, determinación de los precios de nudo, comercializadores, bolsa de energía, servicios complementarios etc.

Todo lo anterior ha llevado a las autoridades a enviar tanto al Parlamento como a la sociedad en general, para su discusión y aprobación una serie de modificaciones al marco regulatorio, con el objeto de superar estas deficiencias y llegar a satisfacer las necesidades energéticas antes de que aparezcan las situaciones de crisis que ya en algunas zonas se vislumbran como un hecho de alta probabilidad.

IV OBSERVACIONES Y PROPOSICIONES PARA LA DISCUSIÓN DEL NUEVO MARCO REGULATORIO

Este análisis no parte del hecho que toda la institucionalidad del sector es deficiente ni que ha operado mal, al contrario, el buen diseño inicial de la legislación vigente permitió el desarrollo dinámico del MEM y que permitió sustentar los altos índices de crecimiento de la economía desde mediados de los 80 hasta fines del 90, lo diferente es que las nuevas situaciones tecnológicas, la dependencia energética, el cambio de propiedad de las empresas, las demandas crecientes de energía etc., hacen imperativo su modificación y adaptación a las nuevas realidades del corto plazo.

Cualquier propuesta de marco regulatorio debe basarse en dos pilares fundamentales para cumplir correctamente su rol social y económico:

Satisfacer la demanda y hacerlo al menor costo posible en relación a la calidad ofrecida para la sociedad.

Para lograr de la mejor forma estos objetivos, los elementos que debe establecer y mejorar un nuevo marco regulatorio son los siguientes:

4.1 Barreras de entrada y concentración en la generación

Si bien el sector ha mostrado escenarios competitivos en los últimos años (la guerra de los gasoductos, la competencia por clientes libres y la disminución de los precios de nudo) el país muestra altos índices de concentración comparado con países de igual y mayor desarrollo (Endesa posee el 56 %, Gener 21,8 % y Colbún 16 %) la nueva legislación debe procurar escenarios más abiertos de tal forma que la estructura no permita la concertación para manejar los precios de nudo principalmente, y no permitir la entrada de nuevos actores en generación, dado que precios altos inducen a nuevas incorporaciones. Si bien la teoría y la práctica comprueban que las economías de escala tienden a agotarse al nivel de los 3 GW de generación, el escenario de barreras de entrada se puede dar por medio de la coordinación de filiales en distribución y transmisión, en la propiedad de grandes volúmenes de derechos de agua que además debe ser paliado por:

- Abrir la matriz energética hacia la generación térmica de tal forma que el insumo agua sea menos relevante en su configuración.

- Otro mecanismo que debe motivar a la desconcentración es ligar más estrechamente los precios de nudo con la banda de precios para clientes libres.

4.2 Determinación de los precios de nudo

El precio de nudo está estrechamente relacionado con el tema anterior, Si el precio libre no es del todo libre y está relacionado con el de nudo, la forma que este último se determine tiene gran influencia en la remuneración de la capacidad instalada lo que se establece a través del precio de la potencia. Como lo anterior está asociado a las inversiones necesarias para instalar una unidad generadora es imperativo definir:

- Que contemplen los costos fijos.

- El costo de instalar un gasoducto.

- El costo del transporte y de los equipos de mitigación ambiental etc.

De tal forma que al despachar una central a costo marginal proyectado en 48 meses, ambos precios (potencia y energía) financien la inversión y la operación de la central.

Este punto es de vital importancia en la medida que su indefinición retrasa la instalación de nuevas unidades, ya sea que están indicadas en el plan de obras de la CNE, debido a que el precio de nudo debe reconocer los costos totales de producir el KWh marginal.

Un mecanismo relevante para la solución de este problema, es decir disminuir la relevancia de los precios de nudo, es la reducción de los clientes regulados o cautivos en áreas de concesión, esta situación plantea resolver la disminución de los límites para acceder a la condición de cliente libre y la definición de los cálculos de costo de peaje en transmisión y especialmente en la distribución.

4.3 Operación del mercado spot

Si bien el principio de despacho marginalista es conceptualmente correcto para la operación económica del sistema, ha existido mucha controversia respecto a un despacho eficiente en la medida de la relación existente entre generadores y estos el interior del CDEC. Por lo tanto esta potencial falta de transparencia se debería no tanto en la determinación del costo si no debido a las presiones que se ejercerían al interior de este organismo. Propuestas para la solución de esta situación deberían venir por medio de:

- Transformar al CDEC en una sociedad anónima.
- Determinar que los contratos entre los generadores y sus clientes no sean independientes del despacho de tal forma que estos despachos se establezcan a costo marginal o de falla.
- Controlar la capacidad de regulación interanual que algunas empresas disponen y que pueden tener la tentación de aumentar el riesgo del sistema y su natural consecuencia en los precios teniendo en cuenta que el actual sistema no existe una señal clara de precios que induzca claramente a quien la posea, a cuidarla en la eventualidad de déficit del sistema.

4.4 Incentivos en la situación de crisis y para la seguridad del sistema

Si bien este es una situación de gran complejidad técnica, el marco regulatorio permite la posibilidad potencial que los generadores vía el manejo del costo de falla les pueda parecer atractivo el producir esta condición. Como el sistema establece el racionamiento parejo en la eventualidad de una crisis, se podría pensar que el sistema al ser solidario diluye la responsabilidad en esta situación.

También es relevante en esta situación, el hecho que las transferencias entre generadoras en caso de crisis (como lo fue durante la sequía del año 1998) sean realizadas a costo de falla, hizo que las empresas no tuvieran incentivos en invertir en seguridad con el propósito de evitar el pago de compensaciones a los usuarios ya que se produce una situación de indiferencia entre invertir y compensar, más aún teniendo en frente la posibilidad de litigio y reclamaciones que disminuyen y alargan casi indefinidamente los pagos a los usuarios afectados.

Propuestas para estas situaciones van por el lado de:

- Incorporar un mercado de seguros que sean incluidos en contratos de prioridad que incentiven el ahorro en casos de crisis.

- La compensación entre el precio de nudo y el costo de falla debe ser incorporado sólo para los clientes regulados de tal forma que los clientes libres establezcan mecanismos de seguro en sus contratos.

- Establecer un sistema de contratos tipo para clientes libres que incorporen esquemas de seguros a los contratos anteriores.

Pero para el caso de las inversiones que aumenten la seguridad del sistema, estos deben venir por el lado que el marco regulatorio establezca remuneraciones por sistemas de reserva a ser usadas en períodos de crisis:

- Remuneración por reserva en frío.
- Remuneración por reserva en caliente.
- Remuneración por reserva en giro.

- Remuneración por relé de frecuencia.

En todo caso un proceso continuo de perfeccionamiento del marco regulatorio debe hacer desaparecer la regulación por medio de la fijación del precio de nudo

El tema de las compensaciones y multas establecido en el artículo 99 bis debería ser eliminado de lograr un correcto marco de remuneraciones de servicios complementarios.

4.5 Integración vertical

La desintegración vertical evita la posibilidad o tentación que una matriz favorezca a una filial de otro segmento del MEM ya sea por preferencias de acceso y redes, transferencia de subsidios cruzados reducción de costos debido a economías de escala etc.

La integración vertical en los diferentes segmentos del MEM tiene diferentes lecturas ya sea desde el punto de vista de su utilidad, su inevitabilidad o sus efectos negativos de cara al consumidor final y a los efectos globales sobre la economía. De todas formas un sistema que postule la transparencia del mercado debería establecer mecanismos de desintegración sólo en la medida que los costos de regular o normar no sean más altos que los beneficios de la desintegración. Alternativas para lograr efectos de transparencia y menores costos son:

- Normar la participación accionaria de las empresas en otros segmentos del MEM.
- Perfeccionar la legislación antimonopolios especialmente en lo que atañe a esta industria.
- Desconcentrar el segmento de distribución incorporando la figura de los comercializadores en las áreas de concesión.

4.6 Tarificación de las redes de transmisión y distribución

Un tema central y muy debatido para la modificación y perfeccionamiento de la legislación eléctrica vigente es lo que tiene que ver con la remuneración que deben recibir los dueños de estas redes, la transparencia del acceso y métodos de cálculo, claros y definidos.

Muchas son las teorías y principios vigentes en los diversos países, que se derivan de sus particulares topologías y mercados, pero para el caso chileno estas particularidades obligan a un cuidadoso marco regulatorio más aún tratándose de un monopolio natural que debe ser

regulado por el estado en beneficio de la sociedad y considerando los legítimos intereses de los dueños de las líneas.

No es el propósito de este documento entrar en la discusión teórica de lo que define la tarificación de la transmisión y la distribución, sino que proponer los criterios más importantes a discutir e incorporar en el nuevo marco regulatorio.

Para la transmisión se propone:

- Eliminar la ambigüedad en la definición de las áreas de influencia y en la definición de la sub estación básica estableciendo el criterio del mínimo de instalaciones, equipos y líneas que un generador hace uso para el tránsito de su energía.

- Establecer diferentes áreas de influencia para los generadores de tal forma que éstas reflejen verdaderamente su localización y su ámbito natural de venta de energía.

- Establecer claramente los factores GGDF (generalized generation distribution factor) y GLDF (generalized load distribution factor) de tal forma que tanto el generador como el cliente asuman los costos reales derivados de su localización y los volúmenes de energía transitadas y la definición de las prorratas responda a realidad del uso de las líneas y equipos del transmisor.

- Que el punto anterior incorpore el concepto de los contraflujos de tal manera que los pagos por transmisión reflejen de la manera más fiel posible el uso físico real de la transmisión.

- Definir un método claro y de universal aceptación para el cálculo de los Valores Nuevos de Reemplazo (VNR) y los Costos de Operación y Mantenimiento (CoyM)

La definición correcta de los temas anteriores deberán dar las señales de localización de las inversiones, el momento más adecuado a que estas se produzcan y acercar la generación y la transmisión a los sectores del sistema que requieren con más urgencia estos proyectos, además elimina la negociación directa entre el transmisor y el cliente que ha generado una serie de conflictos y arbitrajes causa también de una jurisprudencia confusa e inexacta que ha paralizado a sector en la definición de este tema.

En el caso de la Distribución y la Sub transmisión se tiene que este es el segmento en el cual se observa el mayor grado de autonomía respecto a la fijación de sus rentabilidades y su ámbito de acción. Tratándose de un monopolio natural dentro de su ámbito de concesión, un

buen y moderno marco regulatorio, deberá entregar desde este segmento las mayores señales de precios a la baja para el consumidor final.

Para este segmento se propone:

- Definición precisa para la remuneración del uso de servidumbres que implique el acceso objetivo de las generadoras a las líneas de distribución.

- Definir un modelo para el cálculo del Valor Agregado de Distribución que sea de universal aceptación.

- Ampliar la banda de Clientes Libres Hasta el límite de 200 KW.

- Introducir elementos asociados a la regulación de los price-caps, (revisión de tarifas que se establece cada cuatro años).

- Establecer la competencia mediante la creación de la figura de los Comercializadores, es decir que otras empresas diferentes a la del concesionario puedan comercializar energía en el área concedida.

V LA LEY CORTA

Del breve resumen anterior referido a las modificaciones al marco regulatorio, se desprende que este tema es de enorme implicancia para el futuro de la E.E. del país y por lo tanto elemento clave en el desarrollo del país.

Tratándose de aspectos normativos en que la operación y los intereses de las empresas del MEM se ven afectadas ya sea en sentido positivo o negativo y siendo este mercado el más litigante de la economía, se preveía que la discusión intensa y extensa de estos temas iba a tomar un tiempo tan largo que iba a ser incompatible con las necesidades de funcionamiento y desarrollo de la economía nacional.

Por esta razón tanto las autoridades de gobierno como las empresas, la institucionalidad eléctrica y el parlamento acordaron en un primer paso acotar la discusión y aprobación de un reducido número de los temas más urgentes que están frenando las inversiones y el crecimiento del sector y poniendo en riesgo la seguridad del sistema y la oferta de generación para no entrar en períodos de crisis o racionamiento. Los aspectos que legisla la Ley Corta son los siguientes:

- Tarificación de los sistemas de transmisión de tal forma de reactivar las inversiones en este segmento y viabilizar las inversiones en las interconexiones de los sistemas nacionales.

- Reducir el riesgo regulatorio asociado a los precios a nivel de generación.

- Introducir un sistema de cálculo de peajes de distribución de tal forma de diversificar el suministro a nivel de clientes regulados dentro de las áreas de concesión de las Distribuidoras.

- Modificar el sistema de regulación de precios en sistemas aislados pequeños o medianos (ej. Aysén y Magallanes) de modo que se incentive las inversiones de largo plazo y disminuir costos para el consumidor final.

- Introducir un sistema de remuneración de servicios complementarios para incentivar las inversiones en seguridad y reserva del sistema. Un buen sistema de remuneraciones, debería llevar a la eliminación de artículo 99 bis, que es una de las razones más poderosas por la cual las empresas generadoras no realizan inversiones en plantas nuevas.

Las proposiciones de estos temas fueron presentadas una a una en los capítulos anteriores de este documento excepto en el tema relacionado a los sistemas aislados, cuya discusión abarca temas específicos de la región que deben ser tratados entre las autoridades, las empresas y las comunidades regionales.

VI ASPECTOS NO CONTEMPLADOS Y CRÍTICABLES EN LA DISCUSIÓN DE LA LEY ELÉCTRICA

Hay un tema específico que es de vital importancia para el desarrollo energético del país especialmente en la zona Sur, y que es lejos la de mayor riesgo energético en los próximos años, el de la Cogeneración. Llama poderosamente la atención que tanto el proyecto de ley como las proyecciones de obras de la CNE incorporen en la matriz energética, fuentes de suministro, que si bien son de un gran potencial futuro, distan lejos de ser una solución en términos de costo y cantidad para la solución de espacios energéticos del país dentro de los siguientes 15 años (geotermia, energía eólica y solar por ej.) mientras tanto la cogeneración no está ni siquiera mencionada, siendo que es la fuente de mayor potencial de desarrollo especialmente en el Sur del país y que o no están incorporados en la discusión o bien están incorrectamente planteados con negativos efectos para las economías en importantes regiones del país.

1.- COGENERACIÓN

La cogeneración como un proceso de generación de energía eléctrica en conjunto con otro proceso industrial, es uno de los

fenómenos más empleados y e impulsados (e incluso subsidiados) en los más avanzados sistemas eléctricos del mundo.

La cogeneración es empleada para:

- Hacer económicamente viables procesos industriales que de otra forma no lo serían.

- Bajar notablemente los precios de la E.E. en el área de influencia de estas generadoras.

- Usar como combustible materiales que de otra forma significan un costo su disposición o eliminación produciendo notables impactos económicos favorables en las economías locales.

- Creación de parques industriales especialmente para la mediana industria en la cual pueden disponer de los insumos E.E. y E. Térmica a precios bajos y que hagan competitivos sus productos, etc.

Muchos son los impactos positivos de la Cogeneración de tal forma que los países que cuentan con los sistemas eléctricos más desarrollados lo emplean intensivamente (ej. En Finlandia la cogeneración por biomasas representa un 20 % de la oferta eléctrica en el país que tiene en mayor consumo de electricidad per cápita del mundo) . Por otra parte en EEUU todas las plantas de Cogeneración son subsidiadas en las legislaciones eléctricas de los diferentes estados.

La zona (y en general el sur del país) cuenta con la mayor oferta de combustibles para la cogeneración:

- Biomasas, que lo componen desechos de la actividad maderera y forestal (y diferente a lo usado por la industria de la celulosa y el papel) y con una capacidad potencial de generación de 1.000 MW.

- Derivados del petróleo con una capacidad de generación de 400 MW.

- Derivados de la industria petroquímica con una capacidad de generación de 200 MW.

- Desechos municipales con una capacidad de generación de 300 MW.

Especialmente en los casos de los dos primeros, las tecnologías están disponibles en el país, sus equipos son cada día más

económicos y eficientes y hay varias plantas ya funcionando en este esquema, con lo cual el país está en condiciones de evaluar sus resultados.

Se propone para el desarrollo e incorporación de esta tecnología, proponer en la ley eléctrica:

- Definir para las plantas de cogeneración un despacho constante en la base, en razón a una correcta auditoría energética.

- Eliminar todo factor de penalización para los bloques provenientes de la cogeneración en los nodos y barras donde estas plantas inyecten E.E.

- Definir que en los llamados a licitación para contratos entre clientes libres y generadores en las áreas de influencia de las cogeneradoras, siempre se deba de contar con una oferta proveniente de estas plantas.

- Establecer que las distribuidoras cercanas a las zonas de instalación de una o más cogeneradoras, siempre deben contar con bloque de E.E. provenientes de esas plantas y que los precios al consumidor final representen esta ventaja.

2.- INTERCONEXIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS

Se ha planteado, a lo largo de la discusión de la ley eléctrica, el tema de la interconexión de sistemas eléctricos (SIC-SING y SIC-SIA) como una de las opciones más rápidas y eficientes de superar la falta de oferta eléctrica de corto plazo. Dos son las razones que se esgrimen para esa proposición:

- Aprovechar la oferta eléctrica derivada del exceso de capacidad de generación del SING (2/3 de su capacidad instalada).

- Desestacionalizar la demanda con la conexión al SIA (Sistema Interconectado Argentino) y estabilizar la señal de precios derivadas de esta conexión.

Si bien lo anterior es uno de los objetivos de largo plazo dentro de la idea y concepto de la integración energética del cono sur y que ha sido postulada por todos los gobiernos de la región, varios son sus aspectos negativos tanto para el ámbito regional y también nacional:

- La interconexión con el SING, elimina para los próximos años cualquier proyecto de generación en el sur de Chile siendo

esta la zona más deficitaria del país con sus naturales consecuencias negativas en relación a la ampliación de la matriz energética, desarrollo e incorporación de tecnologías y mayores puestos de trabajo.

- El origen de la sobreoferta energética del SING deriva de la más incorrecta decisión de inversiones de los últimos años en la industria energética, lo cual mantiene financieramente complicadas a las empresas involucradas en esos proyectos.

- Esta interconexión representa un salvavidas injusto para esas empresas derivados de una decisión legislativa y una señal incorrecta para otras áreas de la economía.

- Las empresas que lo impulsan exigen que las inversiones para esta interconexión sean realizadas por otras empresas (no ellas) y que sea el país a través del estado que subsidie esas obras

- Los efectos sobre la disminución de precios son nulos, pues en la proyección de los valores de nudo emitido semestralmente por la CNE para los próximos años ya está incorporado el efecto de esta interconexión, incluso la CNE proyecta la elevación de estos costos en caso de la realización de esta obra.

- Aumenta la concentración propietaria en el sistema.

- Incorpora un sistema asimétrico al SIC con sus naturales efectos en los flujos de potencia.

- Incorpora al SIC la alta tasa de fallas del SING que ha tenido muy complicado a este sistema con frecuentes acusaciones entre sus empresas integrantes.

- Incorpora al estado como un actor económico relevante en el MEM a través de su participación societaria en una de esas empresas.

- La interconexión con el SIA, no permite desestacionalizar la demanda debido a los escasos flujos de potencia proyectados para su tránsito.

- También incorpora todos los elementos de inestabilidad de precios, derivados de la particular condición del mercado energético argentino.

Muchas son las razones para plantear la inconveniencia de postular como primera opción para la solución de los

futuros déficit de E.E. en el país a las interconexiones de los sistemas, pero lo más preocupante para la región y el sur del país son sus efectos negativos en cuanto a las inversiones en generación, ampliación de la matriz energética, incorporación de tecnologías, aumento de puestos de trabajo, precios de energía más baratos y viabilidad de proyectos industriales relacionados especialmente con la industria maderera y petroquímica y la creación de parques industriales para la mediana industria.

Creemos que este tema no ha sido debatido en la profundidad necesaria e invitamos que esta sea la ocasión de realizarla en función de las señales de desarrollo energético del país.”.

- Sociedad Eléctrica Santiago S.A.

“Tengo el agrado de enviar a continuación nuestras observaciones al Proyecto de Ley Corta que regula los sistemas de transporte de energía eléctrica, establece un nuevo régimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos e introduce adecuaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos.

Se indica el artículo del proyecto de ley que se comenta y a continuación el comentario.

Respecto de los artículos no reproducidos ni mencionados, no tenemos comentarios.

OBSERVACIONES

Artículo 71-6.-

Comentarios:

1) en el último párrafo el factor único mencionado será siempre igual a cero mientras se mantenga la condición de que la capacidad agregada en tales excedentes no supere el 5%, por lo que no se ve utilidad del párrafo; suponemos que busca reflejar la condición de que se supere dicho porcentaje, en tal caso, debe plantearse la situación de que pasa cuando la capacidad agregada supere el 5% y los generadores en tal condición deberían pagar peajes en la proporción en que lo superan solamente.

2) Sin pronunciarnos acerca de la procedencia o no de un incentivo a energías renovables, consideramos que este no debiera hacerse a costa de que el resto de los usuarios tenga que pagar la proporción de peaje que dichas energías no pagan. Consideramos más correcto usar un esquema similar al usado para la reducción de emisiones.

Artículo 71-9 Comentarios:

1) La redacción sugiere que el valor de inversión de las instalaciones existentes sería el sistema de transmisión existente, valorado a los costos de materiales de hoy, dejando fuera la innovación tecnológica. Debería usarse el concepto de Valor Nuevo de Reemplazo, el cual considera que los precios también pueden cambiar por innovación tecnológica.

2) Una redacción más adecuada sería: “El V.I. de una instalación de transmisión existente es la suma de los costos de adquisición e instalación de un sistema nuevo que otorgue el mismo servicio de transmisión que la instalación original, particularmente en lo que se refiere a capacidad de transmisión y calidad del servicio”.

3) En relación al penúltimo párrafo del artículo, se plantean dos tipos de licitaciones. Al respecto consideramos que debiera existir la licitación asociada a instalaciones nuevas solamente, la que abarca perfectamente ampliaciones. Esta observación se trata in extenso en el artículo correspondiente.

Los comentarios siguientes se refieren al conjunto de artículos 71-11 hasta 71-26 y corresponden a un concepto de fondo incorporado en dicho articulado, que se refiere al concepto de imponer un estudio de planificación que define las obras de transmisión futuras. No se incluye dicho articulado nuevamente, ya que existen muchos caminos para solucionar lo anterior, ya sea modificando las partes de dicho articulado que correspondan o planteando una base nueva de artículos que rescaten parte del contenido actual, pero eliminen lo que a nuestro juicio no se condice con la filosofía de la Ley.

Los elementos que debieran considerarse para solucionar lo anterior son los siguientes:

Alternativa 1:

Mantener la estructura del articulado existente, con las siguientes modificaciones e incorporaciones:

1) El estudio mencionado en los artículos 71-11 sólo tendrá carácter indicativo en lo que se refiere a las posibilidades de expansión del sistema de transmisión. Por lo tanto, el plan de expansión que se menciona en el artículo 71-16 sería sólo referencial.

2) En relación a la audiencia pública mencionada en el artículo 71-17, consideramos que debiera efectuarse en cada ocasión que se requiera una decisión de incorporar una nueva obra, sea que ella

está contemplada en el estudio referencial o no. En dicha audiencia pública se deberían asignar votos en proporción a los pagos que dicha obra generaría, de modo que el universo de los futuros pagadores de la obra constituiría el 100% de los votos. Existiendo mayoría absoluta (50% +1) de aprobación de la obra en dicho universo, la obra es llevada adelante y debe ser pagada por el 100% de los pagadores.

3) La mayoría que votó a favor de la obra debiera ser la encargada de llevar adelante la licitación, en los términos indicados en el artículo 71-22. Esta licitación debiera ser supervisada por la CNE. No se requiere una licitación como la indicada en el artículo 71-21, rescatándose de dicho artículo el concepto de valor techo de la licitación solamente, el que debiera incorporarse a la licitación indicada en el artículo 71-22.

4) Los interesados en la obra que no resulten pagadores, podrán adquirir derecho a voto, comprometiéndose al pago de la obra en firme, en la proporción que adquieran derechos, teniendo como retribución durante la operación de la obra, los derechos financieros y de congestión, en los términos indicados en los artículos 71-44 a 71-50.

Alternativa 2:

Aplicar a las decisiones de expansión del sistema troncal, la metodología incorporada en el articulado 71-44 a 71-50, aplicable a interconexiones entre sistemas, con las adecuaciones que corresponda.

Artículo 71-29.-

Comentarios:

El cargo único debiera ser aplicado sólo a los clientes regulados.

Artículo 71-43.-

Comentario:

El peaje aplicable a los usuarios que transporten electricidad por instalaciones de distribución debiera contener señales de localización, cuando el área geográfica así lo justifique.

Comentario acerca del articulado 71-44 a 71-50 :

El mecanismo propuesto en este articulado nos parece adecuado y sólo debe ser optimizado para permitir cualquier tipo de interconexión (nacional o internacional), sin provocar efectos discriminatorios para alguna de ellas.

Artículo 4° 11)

Comentario:

La opción debiera ser por una sola vez y mantener la categoría de cliente libre o regulado.

Artículo 4° 13)

Comentario:

La definición de los servicios complementarios requeridos por cada sistema eléctrico debe recaer en un Reglamento, el CDEC es sólo un organismo coordinador de la operación y por lo tanto no puede normar al respecto. Por otra parte, de acuerdo a las funciones establecidas en el Reglamento Eléctrico, sólo le compete al CDEC la coordinación de la operación de tales servicios, y no directamente su administración y operación directa en sí, por lo cual debe reemplazarse en este artículo la frase “El CDEC respectivo deberá definir, administrar y operar los servicios complementarios...” por la frase “El CDEC respectivo deberá coordinar la operación de los servicios complementarios...”.

Por las mismas razones expuestas, el CDEC tampoco tiene competencia para establecer los requisitos técnicos mínimos que debe cumplir cada instalación, de modo que debe modificarse también dicho párrafo, estableciendo que dichos requisitos debieran ser materia de una norma al respecto.

Artículo 4°17)

Comentario:

Si bien se reconoce un avance en este artículo, la sola reducción de la banda no es suficiente para cumplir con el objetivo de la Ley, cual es que los precios regulados no se aparten de los precios libres. Para una correcta comparación se deben tomar en cuenta las distintas características de ambos tipos de clientes.

ARTÍCULO TRANSITORIO 1°.- Comentario:

Eliminar la línea 12 Los Vilos 220 Quillota 220 del Area de Influencia Común del SIC.

Artículo 9°.-

Comentario:

Consideramos que la parte del sistema que requiere de inversiones es la zona al sur de Charrúa. Para ello existen dos alternativas: ampliación del sistema Charrúa Temuco 220 KV o interconexión con el sur de Argentina (equivalente a aumento de generación en el sur). Actualmente existen los mecanismos e incentivos para efectuar cualquiera de dichas opciones, sobretodo considerando que la propia propuesta de ley resuelve el problema de asignación de peajes, situación actualmente no resuelta y que originó la falta de inversión en dicha área.

Por lo anterior no vemos necesidad de dicho artículo, el cual se aparta del espíritu del resto de la normativa , por lo que proponemos la eliminación de este artículo.”.

- Edelnor S.A.

“OBSERVACIONES LEY CORTA

Sobre Interconexión entre Sistemas Nacionales

Conforme al mensaje presidencial, la “Ley Corta” pretende introducir reformas al marco regulatorio del sector eléctrico que permitan reducir barreras de entrada al mercado, es decir, tratar de hacer dicho mercado más competitivo para los actuales y futuros actores, y asegurar más competencia a mediano plazo. Al mismo tiempo, esta ley busca mejorar los incentivos necesarios para generar nuevas inversiones en transmisión y generación y, de esta forma, resolver el déficit de energía al que se verá enfrentado el SIC en el corto y mediano plazo, dada la clara insuficiencia de nuevas inversiones.

Posibilitar una eventual interconexión entre el SIC y el SING es uno de los objetivos centrales e idea y matriz del Proyecto de Ley Corta. Todas las situaciones de hecho que en su momento gatillaron el abandono de una reforma estructural al sector eléctrico y llevaron al ejecutivo a optar por una “Ley Corta”, con soluciones concretas a problemas urgentes, continúan hoy plenamente vigentes. En efecto, el SIC enfrenta hoy una posibilidad cierta de desabastecimiento en el corto y mediano plazo. Para resolver el problema de desabastecimiento se requiere de a lo menos diez a quince centrales que debieran construirse en los próximos diez años. Hoy dichos proyectos no existen y con certeza, no estarán en funcionamiento cuando sean requeridos. Es bien sabido que un proyecto hidroeléctrico, entre obtención de permisos y construcción, requiere entre 6 a 10 años, y uno térmico no menos de cuatro años.

El SIC sigue siendo un sistema con una fuerte dependencia de la generación hídrica y con una marcada inestabilidad en los precios. Todos estos problemas siguen plenamente vigentes y la

interconexión SIC-SING podría contribuir de manera importante a solucionarlos.

La zona central de nuestro país presenta serias restricciones desde el punto de vista ambiental y de seguridad de abastecimiento de gas para la instalación de nuevas centrales térmicas. Sobre este último punto, es un hecho conocido que los gasoductos de la zona central se abastecen de una cuenca de gas en Argentina, cuyo sistema de transporte es un servicio público sujeto a las necesidades y prioridades del gran Buenos Aires. En el SING existen dos gaseoductos que dependen de una cuenca con menores precios de gas, menores restricciones y de redes que no tienen carácter de servicios público en Argentina.

En el mediano plazo la interconexión aportaría al SIC unos 1.200 MW de generación térmica, equivalente a tres centrales de ciclo combinado, con un costo de inversión del orden de los US\$ 500 millones y un período de construcción entre dos y tres años. De acuerdo a los análisis realizados el país pierde del orden de US\$ 20.000.000 anuales por no tener ambos sistemas interconectados.

La interconexión SIC-SING no sólo podría incrementar la oferta de electricidad en el SIC, sino que además de permitir una mejor utilización del parque generador en su conjunto (térmico-hídrico), permitiría una apertura de los mercados, incrementando los niveles de competencia en la industria eléctrica y conllevando una reducción concreta de tarifas versus un escenario con sistemas aislados. Adicionalmente, la interconexión permitiría contar con una mayor y más segura oferta energética en menor plazo y diversificaría la matriz energética del país al incorporar a un sistema unificado los combustibles del norte (una cuenca de gas con menos restricciones, carbón, diesel) y los puertos por los cuales ingresan algunos de dichos combustibles a Chile.

La Ley Corta en su actual redacción implica que la interconexión, única solución viable al desabastecimiento del SIC, nunca se hará, lo que conllevará un alza de los precios de la energía en el SIC (lo que beneficia a las generadoras allí instaladas), ya que al aplicar el sistema de tarificación propuesto, dicha interconexión debiera ser pagada exclusivamente por los generadores del norte, los que no obstante beneficiarse del proyecto, dicho beneficio no alcanza a cubrir los costos del mismo.

El proyecto de interconexión debe ser costeadado por todos los que se benefician del mismo. Entre estos, claramente estarán las generadoras del Norte, pero también reportará beneficios a los generadores del SIC, y lo que es más importante, a los consumidores del SIC, que verán bajar sus precios, y sin apagones o racionamientos. En este

sentido, la interconexión debe ser considerada como parte del sistema troncal y el peaje total ser financiado en partes iguales por:

- Los propietarios de las centrales de generación eléctrica, a prorrata del uso esperado que sus inyecciones hacen de la interconexión.

- Las empresas que efectúan retiros, a prorrata del uso esperado que sus retiros hacen de la interconexión.

El esquema propuesto permite hacer viable la interconexión y asignar de manera justa los peajes correspondientes.”.

- ELECTROANDINA.

“I. En artículo 71.6. Se impone la obligación de acceso abierto a terceros para uso compartido de las líneas adicionales que hacen uso de servidumbres y las que usen bienes nacionales de uso público, cuando exista capacidad técnica de transmisión determinada por el CDEC, independientemente de la capacidad contratada.

Observación:

Las líneas de transporte adicional construidas en el marco de una relación contractual al amparo del DFL 1 consideran como base para su diseño los contratos entre las partes, pudiendo –según sea el caso- instalar líneas de respaldo que el cliente considera necesarias o incorporar holguras para los crecimientos esperados de la demanda materia del contrato.

Estimamos que debería respetarse los límites contractuales para las líneas adicionales en servicio con anterioridad a la publicación de la modificación legal y hacer vigente el libre acceso por disponibilidad de capacidad técnica para las líneas adicionales en servicio con posterioridad a esta fecha.

II. En el artículo 71.30 se señala que habrá un cargo único por uso del sistema troncal para todos los clientes regulados y para los clientes libres por sus primeros 50MW, es decir, se establece un subsidio desde quienes les correspondería técnicamente un menor pago (usuarios cerca del área de influencia común) hacia quienes deberían asumir un cargo unitario mayor (usuarios alejados del centro de carga).

Independientemente de las consideraciones microeconómicas involucradas en una incorrecta asignación de costos,

existen dos observaciones mayores respecto de la forma como se pretende aplicar el subsidio que hacen aconsejable su reconsideración.

Observación 1:

Con el esquema propuesto, donde reciben el subsidio por igual los clientes regulados y los clientes industriales alejados, se daría el absurdo que los clientes residenciales de Santiago –en el SIC- y los de Calama y Tocopilla –en el SING- se harían cargo de buena parte del peaje de las grandes industrias alejadas.

Como ejemplo, en el SING, según cálculos preliminares, una gran minera conectada a la subestación Lagunas, por sus primeros 50MW recibiría un “subsidio” de unos 800.000 US\$ anuales.

En consecuencia. - De persistir el cargo único, este debería incluir sólo unos pocos MW –no más de 2MW- y debería eliminarse de los beneficiados por “subsidio” a los clientes libres.

Observación 2:

Los contratos vigentes de las generadoras con las empresas distribuidoras fueron obtenidos en negociaciones, en el entendido que el precio de venta sería el precio de nudo y que uno de los costos fundamentales para la generadora sería el peaje de transmisión.

Con las modificaciones propuestas, el precio de venta o precio de nudo se incrementará, como consecuencia de la disminución de la banda de clientes libres al 5%.

Si la motivación fundamental de la disminución del cargo por peaje para los clientes lejanos pretende dar una señal para que las generadoras contraten con las empresas distribuidoras que hoy no tienen contratos, y permitan la construcción de las líneas de transmisión (Charrúa – Temuco), no parece lógico que este beneficio se traspase a las demás generadoras con contratos vigentes con empresas distribuidoras, las que a su vez recargarán el cargo por transmisión troncal de los clientes cercanos al centro de carga.

En consecuencia.- De persistir el cargo único, para los proveedores de contratos con empresas distribuidoras vigentes, si correspondiera ser subsidiado, no debería ser objeto del beneficio, el que sólo se aplicaría a las renovaciones efectuadas mediante licitación pública.

III. En el artículo 71-30.1 se señala que cualquier línea de transmisión sea troncal o de otra naturaleza, que interconecte sistemas eléctricos independientes, permitiendo minimizar el costo total

actualizado de abastecimiento para los consumidores conforme al artículo 71-12, será financiada conforme al esquema de peajes contemplado en esta ley.

Observación:

Respecto de estas líneas de interconexión, en los artículos 71-23 y 71-26 se propone en forma contradictoria su asimilación a línea troncal o línea adicional de un sistema único, perdiendo en consecuencia su característica de línea de interconexión en forma inmediata.

Lo anterior supone la desaparición de una de las dos áreas de influencia común, pasando en consecuencia uno de los sistemas a ser absorbido en forma inmediata por el otro.

Se entenderá el nivel de confusión que esto acarrearía a ambos sistemas, por cuanto generadores y clientes de un sistema pasan por efecto de la integración a pagar líneas del segundo sistema, además del pago de la interconexión.

Lo anterior obliga a definir una categoría especial de líneas como de interconexión, caracterización que debe mantenerse por un período razonable de tiempo, asociado al ajuste esperado de ambos sistemas, el que pudiera considerarse de entre 10 a 20 años, según se propone en el artículo 71-45.

En consecuencia.- En nuestra opinión, los esquemas de pago de peajes contemplados en la ley no pueden entenderse aplicables a una línea de interconexión, y se hace necesario implementar un esquema de cálculo de prorratas en función de los beneficios esperados que los usuarios de ambos sistemas, generadores y consumidores, obtengan por su construcción, asignación de pagos que debería ser parte integrante del estudio de expansión que recomiende su construcción.

IV. Respecto de la alternativa del desarrollo voluntario de la línea de interconexión SING-SIC, se ha puesto como modelo la reglamentación que se utiliza para líneas de inyección entre un país y otro en Sudamérica, no obstante, debe tenerse en cuenta que corresponden a conceptos muy distintos, por cuanto los sistemas de los países no operan coordinados o con CDEC único, por lo que entre ellos se generan diferenciales de precios efectivos que viabilizan la conexión.

Observación:

En el artículo 71-45 se define que la interconexión se respaldará en cuotas de transporte que obligan al pago y dan derecho a transportar energía y potencia por la línea. No obstante, en el artículo 71-46

se agrega que “la operación de los sistemas interconectados deberá ser coordinada con el fin de preservar la seguridad de servicio y garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones”.

La coordinación exigida en el artículo 71-46, equivale en la práctica a operar ambos sistemas igualando sus costos marginales (la diferencia sería sólo los factores de penalización que en una línea de corriente continua son bajos), desapareciendo los potenciales ingresos para los propietarios de la línea por precios diferenciales entre sistemas.

El artículo 71-48 establece un derecho exclusivo para establecer contratos a firme en ambos sistemas para quienes hayan adquirido las cuotas por transporte. No obstante, en la legislación eléctrica chilena no existe obligación de tener respaldo con potencia firme propia para los contratos, bastando disponer de una pequeña turbina para tener derecho ilimitado a la suscripción de contratos a firme, no siendo requisito el disponer de toda la capacidad física que los respalde.

Finalmente, el artículo 71-50 establece que –para efectos de la determinación de ingresos por potencia firme- los propietarios de los derechos de transporte declararán un retiro de potencia del sistema exportador y una inyección de potencia al sistema importador. Con la mecánica de cálculo anterior, se tenderá a igualar los reconocimientos de potencia firme en ambos sistemas, por lo que eventualmente desaparecería el beneficio para el dueño de las cuotas, el que se traspasaría efectivamente al conjunto de generadores. Más aún, debido a la metodología de cálculo de la potencia firme, puede resultar que el compromiso como mayor demanda que se reconozca en el sistema exportador a la línea, resulte mayor al reconocimiento de potencia firme en el sistema importador, con lo que se produciría un ingreso negativo al dueño de la interconexión.”.

- NORGENER S.A.

“A continuación se indican nuestras observaciones al Proyecto de Ley Corta que regula los sistemas de transporte de energía eléctrica, establece un nuevo régimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos e introduce adecuaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos.

La secuencia seguida para dichas observaciones es la siguiente:

a) se reproduce en letra cursiva el artículo o parte de él, que se quiere comentar.

b) a continuación se indican los comentarios a dicho artículo.

c) en algunos casos en letra cursiva se indica un conjunto de artículos a comentar; en dichos casos, habitualmente por la extensión no se reproduce dicho conjunto de artículos.

Los artículos no reproducidos ni mencionados en este texto, no contienen comentarios.

OBSERVACIONES

Artículo 71-6.- 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 aquellas instalaciones del sistema de transmisión troncal y de los sistemas de subtransmisión y adicionales que correspondan conforme a los artículos siguientes, y deberá pagar los respectivos costos de transmisión, en la proporción que se determine de acuerdo a las normas de este Título.

Los propietarios de medios de generación conectados al sistema eléctrico respectivo cuya fuente sea no convencional, tales como geotérmica, eólica, solar, biomasa, mareomotriz, pequeñas y microcuencas hidrográficas y otras similares determinadas fundadamente por la Comisión, cuyos excedentes de potencia suministrada al sistema eléctrico no superen los 9.000 kilowatts, estarán liberados del pago de peajes por el uso de los sistemas de transmisión troncal. Mientras la capacidad agregada de tales excedentes de potencia no supere el 5% de la capacidad instalada total del sistema eléctrico, los propietarios de los medios de generación señalados deberán pagar los peajes correspondientes determinados conforme a las normas generales de peajes, ponderados por un factor proporcional único igual al cociente entre el excedente agregado por sobre el 5% y dicho 5% de la capacidad total instalada del sistema eléctrico respectivo.

Comentarios:

1) en el último párrafo el factor único mencionado será siempre igual a cero mientras se mantenga la condición de que la capacidad agregada en tales excedentes no supere el 5%, por lo que no se ve utilidad del párrafo; suponemos que busca reflejar la condición de que se supere dicho porcentaje, en tal caso, debe plantearse la situación de que pasa cuando la capacidad agregada supere el 5% y los generadores en tal condición deberían pagar peajes en la proporción en que lo superan solamente.

2) Sin pronunciarnos acerca de la procedencia o no de un incentivo a energías renovables, consideramos que este no debiera hacerse a costa de que el resto de los usuarios tenga que pagar la proporción de peaje que dichas energías no pagan. Consideramos más correcto usar un esquema similar al usado para la reducción de emisiones.

Artículo 71-9.- El V.I. de una instalación de transmisión es la suma de los costos 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 del sistema de transmisión troncal, definidas en el decreto a que se refiere el artículo 71-2, el V.I. se determinará en función de sus características físicas y técnicas, valoradas a los precios de mercado vigentes.

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.

En el caso de instalaciones futuras, que resulten recomendadas como expansiones óptimas para sistemas de transmisión troncal existentes en el estudio de transmisión troncal y que se establezcan en el respectivo decreto, el V.I. económicamente eficiente será determinado con carácter referencial por el citado decreto. El valor de inversión de instalaciones futuras que deberá reflejarse definitivamente en el pago del servicio de transmisión será el que resulte de la licitación a que se refieren los artículos 71-21 y 71-22.

La anualidad del V.I., en adelante "A.V.I." del tramo, se calculará considerando la vida útil económica de cada tipo de instalación que lo componga, según se indique en el reglamento y considerando la tasa de descuento señalada en el artículo 100 de esta ley.

Comentarios:

1) La redacción sugiere que el valor de inversión de las instalaciones existentes sería el sistema de transmisión existente, valorado a los costos de materiales de hoy, dejando fuera la innovación tecnológica. Debería usarse el concepto de Valor Nuevo de Reemplazo, el cual considera que los precios también pueden cambiar por innovación tecnológica.

2) Una redacción más adecuada sería: “El V.I. de una instalación de transmisión existente es la suma de los costos de adquisición e instalación de un sistema nuevo que otorgue el mismo servicio de transmisión que la instalación original, particularmente en lo que se refiere a capacidad de transmisión y calidad del servicio”.

3) En relación al penúltimo párrafo del artículo, se plantean dos tipos de licitaciones. Al respecto consideramos que debiera existir la licitación asociada a instalaciones nuevas solamente, la que abarca perfectamente ampliaciones. Esta observación se trata in extenso en el artículo correspondiente.

Los comentarios siguientes se refieren al conjunto de artículos 71-11 hasta 71-26 y corresponden a un concepto de fondo incorporado en dicho articulado, que se refiere al concepto de imponer un estudio de planificación que define las obras de transmisión futuras. No se incluye dicho articulado nuevamente, ya que existen muchos caminos para solucionar lo anterior, ya sea modificando las partes de dicho articulado que correspondan o planteando una base nueva de artículos que rescaten parte del contenido actual, pero eliminen lo que a nuestro juicio no se condice con la filosofía de la Ley.

Los elementos que debieran considerarse para solucionar lo anterior son los siguientes:

Alternativa 1:

Mantener la estructura del articulado existente, con las siguientes modificaciones e incorporaciones:

1) El estudio mencionado en los artículos 71-11 sólo tendrá carácter indicativo en lo que se refiere a las posibilidades de expansión del sistema de transmisión. Por lo tanto, el plan de expansión que se menciona en el artículo 71-16 sería sólo referencial.

2) En relación a la audiencia pública mencionada en el artículo 71-17, consideramos que debiera efectuarse en cada ocasión que se requiera una decisión de incorporar una nueva obra, sea que ella está contemplada en el estudio referencial o no. En dicha audiencia pública se deberían asignar votos en proporción a los pagos que dicha obra generaría, de modo que el universo de los futuros pagadores de la obra constituiría el 100% de los votos. Existiendo mayoría absoluta (50% +1) de aprobación de la obra en dicho universo, la obra es llevada adelante y debe ser pagada por el 100% de los pagadores.

3) La mayoría que votó a favor de la obra debiera ser la encargada de llevar adelante la licitación, en los términos indicados en

el artículo 71-22. Esta licitación debiera ser supervisada por la CNE. No se requiere una licitación como la indicada en el artículo 71-21, rescatándose de dicho artículo el concepto de valor techo de la licitación solamente, el que debiera incorporarse a la licitación indicada en el artículo 71-22.

4) Los interesados en la obra que no resulten pagadores, podrán adquirir derecho a voto, comprometiéndose al pago de la obra en firme, en la proporción que adquieran derechos, teniendo como retribución durante la operación de la obra, los derechos financieros y de congestión, en los términos indicados en los artículos 71-44 a 71-50.

Alternativa 2:

Aplicar a las decisiones de expansión del sistema troncal, la metodología incorporada en el articulado 71-44 a 71-50, aplicable a interconexiones entre sistemas, con las adecuaciones que corresponda.

Artículo 71-29.- La obligación de pago de las empresas usuarias del respectivo sistema de transmisión troncal y la repercusión de ese pago en los usuarios finales, se regirán por las siguientes reglas:

A) A los usuarios finales se aplicará un cargo único, por concepto de uso del sistema troncal, en sus consumos de energía efectuados hasta una potencia de cincuenta megawatts..... (no se reproduce el resto del artículo).

Comentarios:

El cargo único debiera ser aplicado sólo a los clientes regulados.

Artículo 71-43.- Los concesionarios de servicio público de distribución de electricidad estarán obligados a prestar el servicio de transporte, permitiendo el acceso a sus instalaciones, tales como líneas aéreas o subterráneas, subestaciones y obras anexas, 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 máximo por unidad de potencia retirada, igual al valor agregado de distribución vigente en la zona en que se encuentra el usuario, dentro de la respectiva área típica.... (no se reproduce el resto del artículo)

Comentario:

El peaje aplicable a los usuarios que transporten electricidad por instalaciones de distribución debiera contener señales de localización, cuando el área geográfica así lo justifique.

Comentario acerca del articulado 71-44 a 71-50 (no se reproduce el articulado):

El mecanismo propuesto en este articulado nos parece adecuado y sólo debe ser optimizado para permitir cualquier tipo de interconexión (nacional o internacional), sin provocar efectos discriminatorios para alguna de ellas.

Artículo 4° 11) Agrégase la siguiente letra d), nueva, en el inciso segundo del artículo 90:

“d) Cuando la potencia conectada del usuario final sea superior a 500 kilowatts. En este caso, el usuario final tendrá derecho a optar por un régimen de tarifa regulada o de precio libre, por un período mínimo de tres años de permanencia en cada régimen.

Comentario:

La opción debiera ser por una sola vez y mantener la categoría de cliente libre o regulado.

Artículo 4° 13) Intercálase, a continuación del artículo 91, el siguiente artículo 91 bis, nuevo:

“Artículo 91 bis.- Todo propietario de instalaciones eléctricas que operen interconectadas entre sí, sean éstos empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras o clientes no sometidos a regulación de precios, deberá prestar en el respectivo sistema eléctrico los servicios complementarios de que disponga, que permitan realizar la coordinación de la operación a que se refiere el artículo 81, conforme a las normas de seguridad y calidad de servicio en dicho sistema.

Las exigencias de seguridad y calidad de servicio para cada sistema serán establecidas en la norma técnica que al efecto dicte el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, con informe de la Comisión.

El organismo de coordinación de la operación o CDEC deberá establecer los requisitos técnicos mínimos que deberá cumplir toda instalación 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 los objetivos de seguridad y calidad de servicio. Las exigencias correspondientes deberán contar con informe favorable de la Comisión antes de su puesta en vigencia.

El CDEC respectivo deberá definir, administrar y operar los servicios complementarios necesarios para garantizar la operación del sistema, sujetándose a las exigencias de seguridad y calidad de servicio establecidas en la normativa vigente y minimizando el costo de operación del respectivo sistema eléctrico.

Los propietarios de las instalaciones interconectadas entre sí deberán declarar los costos en que incurren por la prestación de los respectivos servicios complementarios con su debida justificación, conforme lo determine el reglamento. Las prestaciones de servicios complementarios serán valorizadas por el CDEC correspondiente. El reglamento establecerá el sistema de precios de los servicios complementarios que, considerando las características de los mismos, sea compatible con los precios de energía y potencia que esta ley establece.”.

Comentario:

La definición de los servicios complementarios requeridos por cada sistema eléctrico debe recaer en un Reglamento, el CDEC es sólo un organismo coordinador de la operación y por lo tanto no puede normar al respecto. Por otra parte, de acuerdo a las funciones establecidas en el Reglamento Eléctrico, sólo le compete al CDEC la coordinación de la operación de tales servicios, y no directamente su administración y operación directa en sí, por lo cual debe reemplazarse en este artículo la frase “El CDEC respectivo deberá definir, administrar y operar los servicios complementarios...” por la frase “El CDEC respectivo deberá coordinar la operación de los servicios complementarios...”.

Por las mismas razones expuestas, el CDEC tampoco tiene competencia para establecer los requisitos técnicos mínimos que debe cumplir cada instalación, de modo que debe modificarse también dicho párrafo, estableciendo que dichos requisitos debieran ser materia de una norma al respecto.

Artículo 4°17) Modifícase el artículo 101 del siguiente modo:

a) En el inciso primero:

1) Intercálase la expresión “conforme lo establezca el reglamento” entre la frase “cada empresa deberá comunicar a la Comisión” y la expresión “la potencia”, entre comas (,).

2) Reemplázase la expresión “seis meses” por “cuatro meses”.

3) Agrégase, a continuación del punto aparte (.), que se reemplaza por una coma (,), la siguiente frase: “expresados en moneda real al final del período informado, de acuerdo con los mecanismos de indexación de cada contrato.”.

b) En el inciso segundo, sustitúyese la expresión “diez por ciento” por “cinco por ciento”.

c) En el inciso tercero:

1) Sustitúyese, en el número 1, la expresión “efectivo” por la frase “informado conforme al inciso primero,”.

2) Reemplázase en el primer párrafo del número 3, la expresión “más de diez por ciento” por “más de cinco por ciento”.

3) Intercálase en el segundo párrafo del número 3, a continuación de la frase “todos los precios de nudo”, las expresiones “, sólo en su componente de energía,”; y reemplázase la frase “banda de diez por ciento” por “banda de cinco por ciento”.

Comentario:

Si bien se reconoce un avance en este artículo, la sola reducción de la banda no es suficiente para cumplir con el objetivo de la Ley, cual es que los precios regulados no se aparten de los precios libres. Para una correcta comparación se deben tomar en cuenta las distintas características de ambos tipos de clientes.

ARTÍCULO TRANSITORIO 1º.- El decreto que debe definir, para cada sistema eléctrico, los sistemas de subtransmisión deberá ser dictado en los términos indicados en el artículo 71-3, que esta ley introduce en el decreto con fuerza de ley N° 1, de 1982, del Ministerio de Minería, dentro de los cuarenta y cinco días siguientes a su publicación.

Se considerarán instalaciones integrantes de los sistemas de transmisión troncal de cada sistema, para la primera fijación de valores por tramo y del área de influencia común, para la primera determinación de peajes, las siguientes:

a) Sistema Interconectado del Norte Grande

(SING):

Número	Tramo		Tensión (kV)
	De Barra	A Barra	
1	Tarapaca 220	Lagunas 220	220
2	Crucero 220	Lagunas 220	220

b) Sistema Interconectado Central (SIC):

Número	Tramo		Tensión (kV)
	De Barra	A Barra	
1	Ancoa 500	Alto Jahuel 500	500
2	Ancoa 500	Alto Jahuel 500	500
3	Diego de Almagro 220	Carrera Pinto 200	220
4	Carrera Pinto 200	Cardones 220	220
5	Cardones 220	Maitencillo 220	220
6	Cardones 220	Maitencillo 220	220
7	Maitencillo 220	Pan de Azúcar 220	220
8	Maitencillo 220	Pan de Azúcar 220	220
9	Pan de Azúcar 220	Los Vilos 220	220
10	Pan de Azúcar 220	Los Vilos 220	220
11	Los Vilos 220	Quillota 220	220
12	Los Vilos 220	Quillota 220	220
13	Polpaico 220	Quillota 220	220
14	Polpaico 220	Quillota 220	220
15	Alto Jahuel 220	Polpaico 220	220
16	Alto Jahuel 220	Polpaico 220	220
17	Cerro Navia 220	Polpaico 220	220
18	Cerro Navia 220	Polpaico 220	220
21	Chena 220	Cerro Navia 220	220
22	Chena 220	Cerro Navia 220	220
23	Alto Jahuel 220	Chena 220	220
24	Alto Jahuel 220	Chena 220	220
25	Charrúa 220	Ancoa 220	220
26	Charrúa 220	Ancoa 220	220
27	Charrúa 220	Ancoa 220	220
28	Temuco 220	Charrúa 220	220
30	Valdivia 220	Temuco 220	220
31	Barro Blanco 220	Valdivia 220	220
32	Puerto Montt 220	Barro Blanco 220	220
33	Puerto Montt 220	Temuco 220	220
34	Paine 154	Alto Jahuel 154	154
35	Rancagua 154	Paine 154	154

Número	Tramo		Tensión (kV)
	De Barra	A Barra	
36	Itahue 154	Rancagua 154	154
37	Punta Corte 154	Alto Jahuel 154	154
38	San Fernando 154	Punta Corte 154	154
40	Teno 154	San Fernando 154	154
42	Alto Jahuel 500	Alto Jahuel 220	220
43	Alto Jahuel 500	Alto Jahuel 220	220
44	Ancoa 220	Ancoa 220	500
45	Ancoa 220	Ancoa 220	500
46	Alto Jahuel 154	Alto Jahuel 220	220

Se considerarán instalaciones del área de influencia común en la primera determinación de la misma, las siguientes:

a) Sistema Interconectado del Norte Grande (SING):

Número	Estación	Tensión
1	Estación Cruceros	220

b) Sistema Interconectado Central (SIC):

Número	Tramo		Tensión (kV)
	De Barra	A Barra	
1	Ancoa 500	Alto Jahuel 500	500
2	Ancoa 500	Alto Jahuel 500	500
12	Los Vilos 220	Quillota 220	220
13	Polpaico 220	Quillota 220	220
14	Polpaico 220	Quillota 220	220
15	Alto Jahuel 220	Polpaico 220	220
16	Alto Jahuel 220	Polpaico 220	220
17	Cerro Navia 220	Polpaico 220	220
18	Cerro Navia 220	Polpaico 220	220
21	Chena 220	Cerro Navia 220	220
22	Chena 220	Cerro Navia 220	220
23	Alto Jahuel 220	Chena 220	220
24	Alto Jahuel 220	Chena 220	220
42	Alto Jahuel 500	Alto Jahuel 220	220
43	Alto Jahuel 500	Alto Jahuel 220	220
44	Ancoa 500	Ancoa 220	500
45	Ancoa 500	Ancoa 220	500
25	Charrúa 220	Ancoa 220	220
26	Charrúa 220	Ancoa 220	220
27	Charrúa 220	Ancoa 220	220

Comentario:

Eliminar la línea 12 Los Vilos 220 Quillota 220 del Area de Influencia Común del SIC.

Artículo 9°.- El Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción, previo informe de la Comisión Nacional de Energía y mediante un decreto dictado bajo la fórmula "por orden del Presidente de la República", determinará las ampliaciones de los sistemas troncales que, en su caso, requieren construcción inmediata para preservar la seguridad del suministro. En el mismo decreto establecerá sus características técnicas, los plazos para el inicio de las obras y entrada en operaciones de las mismas.

Para estos efectos, los centros de despacho económicos de carga, en el plazo de sesenta días a contar de la entrada en vigencia de esta ley, deberán efectuar una recomendación, acordada por la mayoría de sus miembros, sobre las ampliaciones que reúnan las condiciones indicadas en el inciso anterior.

El decreto aludido en el inciso primero de este artículo considerará las siguientes dos situaciones posibles:

a) En el caso de extensiones del sistema troncal que requieren construcción inmediata y que correspondan a líneas o subestaciones troncales calificadas como nuevas, la construcción y la remuneración de dichas instalaciones se regirán por las normas establecidas en el artículo 71-22 del decreto con fuerza de ley N° 1, de 1982, del Ministerio de Minería.

Los plazos y términos bajo los cuales la Comisión Nacional de Energía llamará a la licitación contemplada en el artículo 71-22 se establecerán en el aludido decreto.

b) En el caso de ampliaciones de instalaciones existentes del sistema troncal que requieren construcción inmediata, éstas serán de construcción obligatoria para las empresas propietarias de dichas instalaciones, debiendo sujetarse a las condiciones fijadas en el respectivo decreto para su ejecución.

El V.I. de cada ampliación de instalaciones existentes será determinado con carácter referencial por el referido decreto. Para la determinación del V.I. que deberá reflejarse definitivamente en el pago del servicio de transmisión, las empresas propietarias de las instalaciones deberán licitar la construcción de las obras a empresas calificadas, a través de procesos de licitación públicos, abiertos y transparentes, auditables por la Superintendencia.

Estas instalaciones serán remuneradas conforme a las disposiciones generales sobre peajes previstas en la ley. Para estos efectos, el centro de despacho económico de carga que corresponda considerará el V.I. referencial a partir de su puesta en servicio y el V.I. definitivo una vez que el Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, lo establezca mediante un decreto, lo que dará origen además a las reliquidaciones que correspondan, las que serán realizadas por el centro de despacho económico de carga respectivo.

Comentario:

Consideramos que la parte del sistema que requiere de inversiones es la zona al sur de Charrúa. Para ello existen dos alternativas: ampliación del sistema Charrúa Temuco 220 KV o interconexión con el sur de Argentina (equivalente a aumento de generación en el sur). Actualmente existen los mecanismos e incentivos para efectuar cualquiera de dichas opciones, sobretodo considerando que la propia propuesta de ley resuelve el problema de asignación de peajes, situación actualmente no resuelta y que originó la falta de inversión en dicha área.

Por lo anterior no vemos necesidad de dicho artículo, el cual se aparta del espíritu del resto de la normativa , por lo que proponemos la eliminación de este artículo.”.

- CGE Transmisión.

“Observaciones de CGE Transmisión al proyecto de ley de modificación al D.F.L. Nº1/82 del Ministerio de Minería.

Comentario al ARTÍCULO 71-3

Definición de Sistemas de Subtransmisión

En el texto original del proyecto de ley, artículo 71º-3 inciso segundo, se indicaba que las instalaciones que constituirán cada sistema de subtransmisión serían definidas mediante decreto supremo del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, dictado bajo la fórmula “por orden del Presidente de la República”, previo informe técnico de la Comisión.

En el texto del artículo 71º-3 aprobado en la Comisión Minería y Energía de la Cámara de Diputados, se suprimió dicha instancia de identificación de los sistemas de subtransmisión por parte de la autoridad reguladora, quedando sólo una definición genérica de este tipo de instalaciones.

Es necesario reincorporar la disposición señalada, por cuanto en cada sistema de subtransmisión que se defina, deben quedar claramente identificadas las instalaciones que los conformarán. Además, en otros artículos de la ley se hace referencia al Decreto que se contemplaba originalmente, (art. 71º-37, art. 5º transitorio). En consecuencia proponemos que el artículo 71-3 quede como sigue:

“Artículo 71-3.- Cada sistema de subtransmisión estará constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que, encontrándose interconectadas al sistema eléctrico respectivo, están dispuestas para el abastecimiento exclusivo de grupos de consumidores finales libres o regulados, territorialmente identificables, que se encuentren en zonas de concesión de empresas distribuidoras.

Las instalaciones pertenecientes al sistema de subtransmisión deberán a lo menos cumplir con las siguientes características:

a) No calificar como instalaciones troncales según lo establecido en el artículo 71-2.

b) Que los flujos en las líneas no sean atribuidos exclusivamente al consumo de un cliente, o a la producción de una central generadora o de un grupo reducido de centrales generadoras.

Dichas instalaciones serán definidas mediante Decreto Supremo del Ministerio de economía, Fomento y Reconstrucción, dictado bajo la fórmula “por orden del Presidente de la República”, previo informe técnico de la Comisión, de acuerdo a los criterios y metodologías que establezca el reglamento”.

Comentario al ARTÍCULO 71-7

Cobros expeditos por uso del sistema de transformación y transporte

Para el caso de mora o simple retardo en el pago de las facturas que corresponda al cobro por uso de los sistemas de transmisión troncal o subtransmisión quedan sujetos a la celebración del contrato respectivo.

En la actualidad los servicios públicos tienen la capacidad de cortar el suministro en las condiciones indicadas en el párrafo precedente. Sin embargo, para el caso de la transmisión, por ser un servicio compartido entre varios usuarios, muchas veces existe la imposibilidad técnica de desconectar al usuario moroso.

El objetivo del inciso tercero de este artículo, es dar la posibilidad a la empresa de transmisión de cobrar su remuneración en forma justa y expedita. Bajo esta redacción, esta situación podría verse afectada por la voluntad de suscribir el contrato por la contraparte. En consecuencia proponemos que el artículo 71-7 quede como sigue:

“Artículo 71-7.- Las empresas señaladas en el artículo 71-6 deberán celebrar contratos de transmisión mediante escritura pública, en conformidad a la presente ley y el reglamento, con el o los representantes de las empresas propietarias u operadoras del respectivo sistema de transmisión troncal y de los sistemas de subtransmisión que corresponda.

En caso de mora o simple retardo en el pago de las facturas que emitan las empresas de transmisión troncal para el cobro de su remuneración, éstas podrán aplicar sobre los montos adeudados el interés máximo convencional definido en el artículo 6º de la ley Nº 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, incluidos los reajustes e intereses, tendrán mérito ejecutivo, sin perjuicio de que el contrato señalado en el inciso primero de este artículo se haya o no celebrado”.

Comentario al ARTÍCULO 71-39

El rol de “participantes” y “usuarios e instituciones interesadas”

De acuerdo a lo dispuesto en el proyecto de ley, los “participantes” y los “usuarios e instituciones interesadas” podrán observar los procesos de fijación de tarifas de cada un de los segmentos (transmisión troncal, subtransmisión y distribución) y en diferentes etapas de ellos (definición de bases, resultados propiamente tales)

Al respecto, la autoridad (CNE) debe ser la llamada a representar los intereses de la sociedad en los procesos de fijación de tarifas, por lo que no es adecuado, bajo ninguna circunstancia, que las facultades que se pretende otorgar a las otras entidades interesadas les permitan llevar hasta el Panel de Expertos las controversias que planteen. De hecho, esta situación sólo se traduce en procesos menos técnicos y engorrosos.

Se considera rescatable que las entidades involucradas en los diferentes procesos de fijación de tarifas participen en

dichos procesos, como es el caso de las empresas generadoras que participan en la fijación de tarifas de transmisión y distribución. Sin embargo, en los procesos de fijación de precios de generación, las empresas transmisoras y distribuidoras también debieran participar activamente, ya que están involucradas directamente.

Comentario al ARTÍCULO 130

Discrepancias entre empresas sometidas al dictamen de un panel de expertos

En el punto N° 12 de este artículo deja de manifiesto que las discrepancias en la aplicación técnica o económica de la normativa pueden ser sometidas al panel de expertos solo si existe común acuerdo entre las partes discrepantes en hacerlo.

Bajo este artículo, si una de las partes en conflicto se ve beneficiada por dicha discrepancia, podrá quedar supeditada a su voluntad su solución mediante la intervención de un panel de expertos, ya que no estará de acuerdo con recurrir a dicho panel. En consecuencia proponemos que el artículo 130 quede como sigue:

“Artículo 130 punto N° 12.- Las demás 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.”.

Comentario al ARTÍCULO 4° Transitorio

Pagos de la subtransmisión entre la definición de los sistemas de subtransmisión y la fijación de tarifas

Según el artículo 4° transitorio, el proceso de fijación de tarifas de subtransmisión se iniciará en un plazo no superior a doce meses desde la publicación del decreto que defina los sistemas de subtransmisión. Dicho proceso tiene a su vez una duración de varios meses.

Durante todo el período transcurrido entre la publicación de la ley y la fijación de los precios de subtransmisión, no existe nada previsto en el proyecto de ley que permita establecer los pagos que deben realizar los usuarios de los sistemas de subtransmisión.

Se requiere de disposiciones transitorias que fijen la forma en que se remunerarán los sistemas de subtransmisión mientras dure el primer proceso de fijación de tarifas, por ejemplo, se puede utilizar la actual metodología de fijación de precios de nudo para subestaciones principales en niveles de tensión diferentes a la tensión troncal y para

subestaciones no principales, indicadas en el Decreto de Precios de Nudo que el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción fija semestralmente. En consecuencia proponemos que el artículo 4º transitorio quede como sigue:

“Artículo 4º.- En un plazo no superior a doce meses, contado desde la publicación del decreto que defina los sistemas de subtransmisión señalado en el artículo 1º transitorio, la Comisión dará inicio al proceso de fijación de tarifas de subtransmisión, conforme a lo dispuesto en los artículos 71-36 y siguientes del decreto con fuerza de ley N° 1, de 1982, del Ministerio de Minería.

En el período comprendido entre la publicación de la presente Ley y la primera fijación de tarifas de subtransmisión indicada en el artículo 71-40, las tarifas a aplicar en forma provisoria sujeta a las condiciones del inciso 4º del artículo 71-40, serán calculadas según se indica en el decreto vigente que fije precios de nudo para los suministros de electricidad a que se refiere el número 3 del artículo 90º y que publica el Ministerio de Economía, Fometo y Reconstrucción.”.

El día 5 de noviembre, los Comités acordaron que este proyecto fuera conocido, en el primer informe, en discusión general y en particular.

DISCUSIÓN EN GENERAL

El señor Presidente ofreció el uso de la palabra al Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción, señor Jorge Rodríguez.

El señor Ministro agradeció la invitación cursada por la Comisión para exponer sobre el proyecto de ley en estudio.

Señaló que el proyecto aborda una reforma a la ley eléctrica, contenida en el decreto con fuerza de ley N° 1, de 1982, del Ministerio de Minería. Añadió que dichos cambios se concentran en algunos aspectos del mercado eléctrico que, a juicio del Ejecutivo, requieren, de modo prioritario, una reformulación del marco jurídico que los regula.

Expresó que en la actualidad se detectan varias dificultades en la operación del sector eléctrico, por ejemplo, trabas a la competencia al nivel de generación. Agregó que la calidad del servicio en transmisión es frágil debido a un problema de subinversión, provocado por una regulación incompleta. Añadió que, por otra parte, debido a las

transformaciones del sector, varios procesos tarifarios deben ser revisados en su metodología o sus procedimientos.

Indicó que la presente iniciativa legal busca asegurar el desarrollo equilibrado del sector en el mediano y el largo plazo, profundizando la competencia en el segmento de la generación y perfeccionando los sistemas de regulación de precios en generación, transmisión y distribución.

Explicó que el proyecto se concentra en los siguientes cuatro temas, tratados en los siguientes artículos: artículo 1º, De los Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica; artículo 2º, Sistemas eléctricos “medianos”; artículo 3º, Del panel de expertos, y artículo 4º, Adecuaciones varias.

A continuación, señaló que expondría sobre cada uno de los temas enunciados para, posteriormente, en el debate en particular profundizar con más detalle.

Manifestó, en cuanto al artículo 1º, De Los Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica, que tiene como finalidad las siguientes: otorgar más certeza jurídica y transparencia; facilitar un acceso abierto universal; promover la desintegración vertical; fomentar la generación pequeña ambientalmente amistosa; incentivar la interconexión privada, y crear los peajes de distribución.

En lo relativo a certeza jurídica y transparencia, indicó que a pesar de sus características de monopolio natural, el marco legal vigente no impone regulación de precios para el sector de la transmisión. Añadió que los peajes se negocian entre privados y las discrepancias son sometidas a Tribunales Arbitrales. Agregó que, si bien la ley propone una fórmula general de cálculo de peajes en caso de desacuerdo entre las partes, esta fórmula está sujeta a varias interpretaciones creando en ese sentido incertidumbre jurídica.

Expresó que esta falta de claridad en las reglas del pago de peajes no permite una proyección de los pagos de los mismos, lo que afecta las decisiones de inversión de los generadores y enfrenta a los nuevos actores en el mercado a importantes grados de incertidumbre.

A su vez, refirió que el actual sistema de precios de transmisión, al no remunerar el cien por ciento de las instalaciones, genera incentivos de subinversión, con efectos en la calidad de servicio. Añadió que la modificación legal propuesta corrige la situación existente aportando mayor certeza jurídica, pues garantiza al transmisor la remuneración de sus instalaciones, con lo que el costo de transmisión se

convierte en un costo previsible para los generadores y nuevos inversionistas.

Agregó que junto a la certeza jurídica para las inversiones y los consumidores, el proyecto, tanto para el segmento de la transmisión, como también para el de generación y el de distribución, y en todos los procedimientos administrativos relacionados con el funcionamiento de este mercado, introduce medidas tendientes a reforzar su transparencia ya sea por la vía de la mayor participación de todos los actores, incluyendo a los usuarios, o por las facilidades del acceso público a la información.

Luego, en cuanto al acceso abierto universal, destacó que los sistemas de transmisión constituyen la infraestructura que permite el acceso de los productores al mercado y de los consumidores a las opciones de suministro; en este contexto, explicó que la no discriminación en el uso de la red es una condición esencial para que el mercado de energía eléctrica funcione en forma eficiente, por lo que, con miras a este requisito, la iniciativa legal establece el principio de acceso abierto universal, impidiendo de esa forma que un transportista pueda limitar el uso de su red de forma discriminatoria.

Enseguida, manifestó que otro aspecto de suma importancia, en opinión del Ejecutivo, es lo referido a la desintegración vertical. Agregó que la teoría económica es clara en reconocer la inconveniencia de que la propiedad de los sistemas de transmisión principales (facilidad esencial) esté en mano de empresas relacionadas con las que operan en suministro y comercialización de energía, ya que se producen incentivos al uso discriminatorio de la transmisión como instrumento para impedir la libre competencia. Añadió que, lamentablemente, por razones de quórum calificado, la Cámara de Diputados no aprobó las propuestas del Mensaje en esta materia, por lo que el Ejecutivo, en pro de garantizar la libre competencia en este sector, insistirá ante esta Comisión con su propuesta original, tendiente a establecer límites a la integración vertical de las empresas operadoras de los sistemas principales de transporte.

Indicó, en cuanto a generación pequeña ambientalmente amistosa, que dada la cada vez mayor relevancia del tema medioambiental en la política energética del país, el Ejecutivo estima necesario dar más cabida a la generación pequeña ambientalmente amistosa. Añadió que para ello, garantiza que cualquiera empresa generadora conectada al sistema con centrales con potencia inferior a 9 MW y que utilice fuentes energéticas no convencionales, como las energías eólica, solar o geotérmica, entre otras, estará eximida de peajes de transmisión troncal. Además, para fomentar a las pequeñas generadoras, que por su tamaño no pertenecen al CDEC, se obliga al sistema a

comprarles su producción a precios spot, de esa forma, éstas generadoras tendrán poder de negociación en sus contratos a más largo plazo.

Manifestó, en lo referente a interconexión privada, que reconociendo que la interconexión de los sistemas eléctricos es un fenómeno mundial, la propuesta legal busca entregar todos los incentivos para la construcción de estas líneas, sin por ello crear subsidio implícito. Agregó que por ello se distingue entre líneas de interconexión reconocidas como troncales y las no troncales, estableciendo para estas últimas un régimen especial de concesión. Añadió que los inversionistas privados interesados en la construcción de estas líneas podrán negociar un derecho de uso exclusivo sobre ella, por un plazo determinado; el que les permitirá rentar la inversión con el arbitraje de precios entre ambos sistemas.

Por último, en relación al artículo 1º, en lo relativo a peajes de distribución, indicó que en la actualidad los consumidores libres al interior de las zonas de concesión de distribuidoras son en realidad clientes cautivos de ellas, sin que se pueda materializar la libre competencia entre generadoras para darle suministro. Añadió que para revertir esta situación, la propuesta legal impone el acceso abierto a las redes de distribución y crea el concepto de peaje de distribución, que será el precio que deberá pagar cualquier empresa suministradora por el uso de la red de distribución al abastecer a un consumidor libre dentro de la zona de concesión de una distribuidora. Agregó que ese peaje será un precio regulado y será igual al VAD.

A continuación, explicó los alcances del artículo 2º, relativo a sistemas eléctricos “medianos”.

Señaló que en esta materia, el proyecto de ley tiene por objetivo establecer la existencia de sistemas eléctricos intermedios cuya capacidad de generación se ubique dentro de los 1,5 y 200 MW y que por tanto presentan economías de escala y ámbito a nivel de generación-transporte. Añadió que estos sistemas en que hay un solo proveedor no generan los mismos incentivos a invertir que se dan en los sistemas más grandes y competitivos, en que cada agente afecta sólo marginalmente el precio. Agregó que, en efecto, en los sistemas medianos o pequeños el operador sabe que si invierte en equipos con menores costos de operación el precio se reducirá y no podrá rentar sus inversiones.

Expresó que reconociendo tal hecho, se propone una metodología de cálculo de precios a nivel de generación-transporte basada en el costo incremental de desarrollo y en el costo total de largo plazo. Añadió que esta metodología permitirá estimular inversiones de alto costo en equipos, los que, a su vez, son de bajo costo de operación y menor costo medio que en la situación actual.

Enseguida, se refirió al artículo 3º, sobre Panel de Expertos. Explicó que el Gobierno tiene la voluntad de reducir el riesgo regulatorio relacionado a los procesos de regulación de precios, por lo que ha propuesto la creación de una instancia independiente de resolución de conflictos. Añadió que esta instancia tendrá la responsabilidad de resolver las discrepancias que puedan surgir entre la autoridad y las empresas en los distintos procesos tarifarios así como los conflictos que surjan dentro del CDEC. Agregó que estará constituido por cinco profesionales independientes, designados por el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, mediante concurso público, y por un periodo de 6 años, renovable.

Finalmente, detalló que el artículo 4º trata diversas adecuaciones varias.

Destacó que dicho artículo 4º agrupa a un conjunto de disposiciones que adecuan artículos vigentes a las nuevas disposiciones propuestas en este proyecto o que perfeccionan algunas normas en virtud de mejorar la operación del sistema eléctrico.

Agregó que entre ellas destacan las siguientes:

Aumento de los clientes libres. Explicó que se amplía el segmento no regulado del mercado, dando la posibilidad a los actuales clientes regulados, con un potencia conectada entre 500-2000 Kw, de acogerse a la opción de la tarifa libre.

Estrechamiento de la banda de precios de nudo de 10% a 5%. Señaló que reducir la banda a alrededor de 5% representa un mejoramiento en la estabilidad de los precios, lo que es de gran importancia para la reactivación de las inversiones en generación.

Transferencia de concesiones. Expresó que se precisan las condiciones mediante las cuales se autorizarán las transferencias de concesiones entre empresas que operan en el segmento de distribución, indicándose el alcance en tarifas como producto de estas decisiones. Añadió que si la transferencia es autorizada, ésta no deberá afectar a las tarifas de los consumidores.

Nuevo procedimiento VAD. Explicó que se rediseña el proceso tarifario de distribución con el objeto de incluir la intervención del Panel de Expertos en la resolución de los conflictos entre la Autoridad y las empresas.

Expresó que todos estos cambios perfeccionarán el sistema eléctrico chileno positivamente, incentivando la inversión en el sector.

La Comisión estimó que algunas normas introducidas durante el debate en particular en la Honorable Cámara de Diputados, relativas a la forma en que se determinan las tarifas de distribución, deberían ser materia de una revisión, puesto que, en general, el sistema ha funcionado bien. Agregaron que, sin perjuicio, de ello podrían ser sujeto de modificaciones posteriores, que perfeccionen el sistema.

Puesto en votación general el proyecto, fue aprobado por la unanimidad de los miembros de la Comisión, Honorables Senadores señores Frei, Lavandero, Núñez, Orpis y Prokurica.

DISCUSIÓN EN PARTICULAR

La Comisión deja constancia que acordó no incluir en el informe las indicaciones retiradas. Lo anterior, a fin de seguir en mejor forma y orden el desarrollo de los acuerdos.

Artículo 1º

“Artículo 1º.- Incorpórase en el decreto con fuerza de ley N° 1, de 1982, del Ministerio de Minería, ley General de Servicios Eléctricos, a continuación del artículo 71, el siguiente Título III, nuevo, pasando los actuales Títulos III y IV a ser Títulos IV y V, respectivamente:

"TÍTULO III.

De los Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica”.

Puesto en votación el encabezado del artículo, fue aprobado por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Lavandero, Orpis y Prokurica.

Artículo 71-1

Este artículo establece lo siguiente:

“Artículo 71-1.- El “sistema de transmisión o de transporte de electricidad” es el conjunto de líneas y subestaciones eléctricas que forman parte de un sistema eléctrico, en un nivel de tensión nominal superior al que se disponga en la respectiva norma técnica que proponga la Comisión, y cuya operación deberá coordinarse según lo dispone el artículo 81 de esta ley.

En cada sistema de transmisión se distinguen instalaciones del “sistema de transmisión troncal”, del “sistema de subtransmisión” y del “sistema de transmisión adicional”.”.

Puesto en votación el artículo, fue aprobado por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Lavandero, Orpis y Prokurica.

Artículo 71-2

Esta norma es del tenor siguiente:

“Artículo 71-2.- Cada sistema de transmisión troncal estará constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que sean económicamente eficientes y necesarias para posibilitar el abastecimiento de la totalidad de la demanda del sistema eléctrico respectivo, bajo los 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.

Las instalaciones pertenecientes a cada uno de los tramos del sistema de transmisión troncal deberán cumplir al menos con las siguientes características:

a) Mostrar una variabilidad relevante en la magnitud y dirección de los flujos de potencia, como resultado de abastecer en forma óptima una misma configuración de demanda para diferentes escenarios de disponibilidad del parque generador existente, considerando las restricciones impuestas por el cumplimiento de las exigencias de calidad y seguridad de servicio, incluyendo situaciones de contingencia y falla.

b) Tener una tensión nominal igual o mayor a 220 kilovolts.

c) Que la magnitud de los flujos en estas líneas no esté determinada por el consumo de un número reducido de consumidores.

d) Que los flujos en las líneas no sean atribuidos exclusivamente al consumo de un cliente, o a la producción de una central generadora o de un grupo reducido de centrales generadoras.

e) Que la línea tenga tramos con flujos bidireccionales relevantes.

El reglamento establecerá el procedimiento que, en base a las características señaladas, deberá seguirse para calificar a las

instalaciones de cada sistema eléctrico como pertenecientes o no al sistema de transmisión troncal respectivo.

Las líneas y subestaciones de cada sistema de transmisión troncal serán determinadas mediante decreto supremo del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, dictado bajo la fórmula "por orden del Presidente de la República", previo informe técnico de la Comisión, según lo establecido en el artículo 71-19.

La determinación de las instalaciones que conforman los sistemas de transmisión troncal se actualizará cada cuatro años, con anterioridad al estudio de transmisión troncal que se realizará previo a la fijación de las tarifas de transmisión troncal y con ocasión de éste, mediante el mismo procedimiento y conforme a los criterios señalados en este artículo.”.

El Ejecutivo formuló las siguientes indicaciones a este artículo:

“a) Suprímase, en su inciso segundo, la expresión “al menos”.

b) Intercálase el siguiente inciso tercero, nuevo, pasando los actuales tercero, cuarto y quinto, a ser incisos cuarto, quinto y sexto, respectivamente:

“No obstante, una vez determinados los límites del sistema de transmisión troncal, se incluirán en él las instalaciones interiores que sean necesarias para asegurar la continuidad de tal sistema.”.

c) Elimínase su inciso final.”.

A su vez, el Honorable Senador señor Orpis presentó una indicación del siguiente tenor:

“Agréguese, al final del inciso cuarto la oración: “A ellas se agregarán, en el momento en que entren en operación, las instalaciones futuras de construcción obligatoria definidas mediante similar procedimiento según lo establecido en el artículo 71°.26.-“.

El señor Ministro explicó que la primera indicación, que elimina la expresión “al menos”, tiene como objetivo dar una mayor certeza a los operadores respecto a las características que se le exigen a las instalaciones de cada uno de los tramos del sistema troncal. Agregó que la filosofía que inspira el proyecto es que el que usa los tramos pague por ellos.

El Honorable Senador señor Orpis consultó por qué se exige que la línea tenga tramos con flujos bidireccionales relevantes.

La señora Pilar Bravo contestó que se requiere que tenga flujos en ambas direcciones para que sea troncal y todos paguen, ya que si fuera en un solo sentido, sería una línea privada, la que tendría que ser costeadada por su usuario.

Puesto en votación el artículo, fue aprobado, junto con las indicaciones presentadas, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Lavandero, Orpis y Prokurica.

Artículo 71-3

El artículo es del siguiente tenor:

“Artículo 71-3.- Cada sistema de subtransmisión estará constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que, encontrándose interconectadas al sistema eléctrico respectivo, están dispuestas para el abastecimiento exclusivo de grupos de consumidores finales libres o regulados, territorialmente identificables, que se encuentren en zonas de concesión de empresas distribuidoras.

Las instalaciones pertenecientes al sistema de subtransmisión deberán a lo menos cumplir con las siguientes características:

a) No calificar como instalaciones troncales según lo establecido en el artículo 71-2.

b) Que los flujos en las líneas no sean atribuidos exclusivamente al consumo de un cliente, o a la producción de una central generadora o de un grupo reducido de centrales generadoras.”.

El Ejecutivo presentó indicación para agregar el siguiente inciso final nuevo:

“Las líneas y subestaciones de cada sistema de subtransmisión serán determinadas, previo informe técnico de la Comisión, mediante decreto supremo del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, dictado bajo la fórmula “Por orden del Presidente de la República”, el que tendrá una vigencia de cuatro años.”.

El señor Ministro señaló que tiene como finalidad que el conjunto de instalaciones que cumplen el criterio de ser calificadas como de subtransmisión sean establecidas por decreto.

Por su parte, el Honorable Senador Lavandero expresó que la expresión “a lo menos” del inciso segundo crea incertidumbre, pues da la sensación que se les puede pedir mayores exigencias que las que contempla el artículo a las instalaciones de subtransmisión, por lo que solicitó eliminarla.

La Comisión acogió la idea del Honorable Senador señor Lavandero y la del Ejecutivo.

Puesto en votación el artículo, fue aprobado, junto con las indicaciones presentadas, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Lavandero, Orpis y Prokurica.

Artículo 71-4

Su texto es el siguiente:

“Artículo 71-4.- Los sistemas de transmisión adicional estarán constituidos por las instalaciones de transmisión que, encontrándose interconectadas al sistema eléctrico respectivo, están destinadas esencial y principalmente al suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios, y por aquellas cuyo objeto principal es permitir a los generadores inyectar su producción al sistema eléctrico, sin que formen parte del sistema de transmisión troncal ni de los sistemas de subtransmisión.”.

Puesto en votación el artículo, fue aprobado por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Lavandero, Orpis y Prokurica.

Artículo 71-5

El artículo es del siguiente tenor:

“Artículo 71-5.- Las instalaciones de los sistemas de transmisión troncal y de los sistemas de subtransmisión de cada 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.

En los sistemas adicionales sólo estarán sometidas al régimen de acceso abierto aquellas líneas que hagan uso de

las servidumbres a que se refiere el artículo 50 y las que usen bienes nacionales de uso público, como calles y vías públicas, en su trazado. El transporte por estos sistemas se regirá por contratos privados entre partes y conforme a lo dispuesto en las disposiciones legales pertinentes.

Los propietarios de instalaciones de los sistemas de transmisión troncal y de los sistemas de subtransmisión no podrán negar el acceso al servicio de transporte o transmisión a ningún interesado por motivos de capacidad técnica, sin perjuicio de que, en virtud de las facultades que la ley o el reglamento le otorguen al centro de despacho económico de carga, en adelante CDEC, para la operación coordinada del sistema eléctrico, se limiten las inyecciones o retiros sin discriminar a los usuarios.

Los propietarios de las instalaciones de los sistemas adicionales sometidas al régimen de acceso abierto conforme a este artículo no podrán negar el servicio a ningún interesado cuando exista capacidad técnica de transmisión determinada por el CDEC, independientemente de la capacidad contratada.”.

Puesto en votación el artículo, fue aprobado por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Lavandero, Orpis y Prokurica.

Artículo 71-6

Esta norma es del siguiente tenor:

“Artículo 71-6.- 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 aquellas instalaciones del sistema de transmisión troncal y de los sistemas de subtransmisión y adicionales que correspondan conforme a los artículos siguientes, y deberá pagar los respectivos costos de transmisión, en la proporción que se determine de acuerdo a las normas de este Título.

Los propietarios de medios de generación conectados al sistema eléctrico respectivo cuya fuente sea no convencional, tales como geotérmica, eólica, solar, biomasa, mareomotriz, pequeñas y microcuencas hidrográficas y otras similares determinadas fundadamente por la Comisión, cuyos excedentes de potencia suministrada al sistema eléctrico no superen los 9.000 kilowatts, estarán liberados del pago de peajes por el uso de los sistemas de transmisión troncal. Mientras la capacidad agregada de tales excedentes de potencia no supere el 5% de la capacidad instalada total del sistema eléctrico, los propietarios de los medios de generación

señalados deberán pagar los peajes correspondientes determinados conforme a las normas generales de peajes, ponderados por un factor proporcional único igual al cociente entre el excedente agregado por sobre el 5% y dicho 5% de la capacidad total instalada del sistema eléctrico respectivo.”.

El Ejecutivo formuló la siguiente indicación:

“Para agregar al artículo 71-6, que este artículo incorpora a la Ley General de Servicios Eléctricos, el siguiente nuevo inciso final:

“Los montos de peajes de transmisión troncal exceptuados de pago en virtud del inciso anterior, serán pagados a prorrata por las empresas que efectúan inyecciones de energía y potencia al sistema, de acuerdo al uso que cada uno de ellos haga de las instalaciones del sistema troncal, según sus inyecciones proyectadas.”.

A su vez, los Honorables Senadores señores Lavandero, Orpis y Prokurica presentaron una indicación para reemplazar, en el inciso segundo, la oración: “Mientras la capacidad agregada de tales excedentes de potencia no supere el 5%”, por “Si la capacidad agregada de tales excedentes supera el 5%”, a fin de dar una mejor redacción a la norma.

El Ministro explicó que el inciso primero establece la norma general, por la cual toda empresa que usa el sistema troncal debe pagar por su utilización.

Añadió que la indicación al inciso segundo precisa que la porción de los peajes, exceptuados de pago en el sistema troncal, de las pequeñas centrales de energía no convencionales, serán remuneradas por el resto de los generadores.

Puesto en votación el artículo, fue aprobado, junto con las indicaciones presentadas, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Lavandero, Orpis y Prokurica.

Artículo 71-7

Su texto es el siguiente:

“Artículo 71-7.- Las empresas señaladas en el artículo 71-6 deberán celebrar contratos de transmisión mediante escritura pública, en conformidad a la presente ley y el reglamento, con el o los representantes de las empresas propietarias u operadoras del respectivo

sistema de transmisión troncal y de los sistemas de subtransmisión que corresponda.

En caso de mora o simple retardo en el pago de las facturas que emitan las empresas de transmisión troncal para el cobro de su remuneración, éstas podrán aplicar sobre los montos adeudados el interés máximo convencional definido en el artículo 6º 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, incluidos los reajustes e intereses, tendrán mérito ejecutivo.”.

Los Honorables Senadores señores Lavandero, Orpis, Páez y Prokurica formularon las siguientes indicaciones, a fin de precisar la liquidación y el cobro por el uso de los sistemas de transmisión:

a) Para sustituir el inciso primero, por el siguiente:

“Las empresas señaladas en el artículo 71-6 deberán pagar a el o los representantes de las empresas propietarias u operadoras del respectivo sistema de transmisión troncal, de los sistemas de subtransmisión y de los sistemas adicionales que correspondan, los costos de transmisión de conformidad con la liquidación que efectúe la Dirección de Peajes del respectivo Centro de Despacho Económico de Carga.”.

b) Para agregar, en el inciso final, después de la palabra “transmisión” lo siguiente: “, en conformidad a la liquidación señalada en el inciso primero,”.

El señor Ministro señaló que este artículo resuelve los problemas de cobro del sistema de transmisión, ya que la liquidación la efectúa el organismo técnico del CDEC y las facturas emitidas por las empresas de transmisión tienen mérito ejecutivo.

Puesto en votación el artículo, fue aprobado, junto con las indicaciones presentadas, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Lavandero, Orpis y Prokurica.

Artículo 71-8

Su texto es el siguiente:

“Artículo 71-8.- Para cada tramo de un sistema de transmisión troncal 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”.

Cada tramo del sistema de transmisión troncal estará compuesto por un conjunto mínimo de instalaciones económicamente identificables, agrupadas según los criterios que establezca el reglamento, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 71-2.”.

Puesto en votación el artículo, fue aprobado por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Lavandero, Orpis y Prokurica.

Artículo 71-9

Este artículo es del siguiente tenor:

“Artículo 71-9.- El V.I. de una instalación de transmisión es la suma de los costos 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 del sistema de transmisión troncal, definidas en el decreto a que se refiere el artículo 71-2, el V.I. se determinará en función de sus características físicas y técnicas, valoradas a los precios de mercado vigentes.

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.

En el caso de instalaciones futuras, que resulten recomendadas como expansiones óptimas para sistemas de transmisión troncal existentes en el estudio de transmisión troncal y que se establezcan en el respectivo decreto, el V.I. económicamente eficiente será determinado con carácter referencial por el citado decreto. El valor de inversión de instalaciones futuras que deberá reflejarse definitivamente en el pago del servicio de transmisión será el que resulte de la licitación a que se refieren los artículos 71-21 y 71-22.

La anualidad del V.I., en adelante “A.V.I.” del tramo, se calculará considerando la vida útil económica de cada tipo de instalación que lo componga, según se indique en el reglamento y considerando la tasa de descuento señalada en el artículo 100 de esta ley.”.

El Asesor del Ministro, señor Enrique Sepúlveda solicitó cambiar la referencia a los artículos 71-21 y 71-22 por 71-23 y 71-24. Al respecto, la Comisión acogió dicho cambio formal.

Puesto en votación el artículo, fue aprobado, junto con la indicación presentada, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Lavandero, Orpis y Prokurica.

Artículo 71-10

Su texto es el siguiente:

“Artículo 71-10.- El valor anual de la transmisión por tramo de cada sistema de transmisión troncal se fijará cada cuatro años por el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, conforme al procedimiento establecido en los artículos siguientes.

Las empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras y usuarios no sometidos a fijación de precios de cada sistema interconectado, en adelante, los “participantes”, podrán participar por derecho propio en el procedimiento de fijación del valor de la transmisión por tramo, conforme se indica en los artículos siguientes. Los participantes deberán concurrir al pago del estudio de transmisión troncal a que se refieren los artículos siguientes y deberán proporcionar toda la información en la forma y oportunidad que lo solicite la Comisión con motivo de la fijación mencionada en este artículo.”.

Puesto en votación el artículo, fue aprobado por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Lavandero, Orpis y Prokurica.

Artículo 71-11

Su tenor es el siguiente:

“Artículo 71-11.- Cada cuatro años se realizará un estudio indicativo de transmisión troncal, cuyo proceso de elaboración será dirigido y coordinado por la Comisión. El estudio deberá comprender el análisis de cada sistema de transmisión troncal existente y contener las siguientes materias:

- a) La identificación de los sistemas troncales iniciales y sus ampliaciones futuras;
- b) Las nuevas obras de transmisión troncal;

c) Los posibles proyectos de interconexión entre sistemas independientes;

d) La calificación de líneas existentes como nuevas troncales;

e) El A.V.I. y COMA por tramo de las instalaciones existentes calificadas como troncales, y el V.I. referencial de las instalaciones a que se refieren las letras a) y b), y

f) La determinación de las correspondientes fórmulas de indexación y su forma de aplicación para los valores indicados en la letra e) anterior, a fin de mantener el valor real del A.V.I. y el COMA durante el período de cuatro años.

El estudio deberá realizarse considerando instalaciones que resulten económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del respectivo sistema eléctrico en los siguientes cuatro años. Sin perjuicio de ello, el estudio considerará un período de análisis de a lo menos diez años.

El análisis se realizará conforme a las condiciones básicas de seguridad y calidad de servicio establecidas en el reglamento y en las normas técnicas respectivas. Las ampliaciones y nuevas obras de transmisión, troncales o de otra naturaleza, serán las que minimicen el costo total actualizado de abastecimiento para los consumidores, considerando, entre otros, los costos esperados actualizados de inversión, operación y racionamiento durante el período de estudio y dadas las obras de generación siguientes:

1. Las centrales declaradas en construcción por las empresas generadoras;

2. Las centrales informadas, por las empresas generadoras, con decisión firme de comenzar la construcción en los siguientes cuatro años, y

3. Las centrales genéricas que sean identificadas por la Comisión en el plan indicativo de obras para comenzar a operar después del cuarto año.”.

El Ejecutivo presentó las siguientes indicaciones:

“a) Elimínase, en su inciso primero, la palabra “indicativo”, escrita a continuación de la frase “realizará un estudio”.

b) Reemplázase en la letra a) de su inciso primero, la conjunción “y” por una coma (,); e intercálase a continuación de la expresión “ampliaciones futuras” y antes del punto y coma (;), la expresión “y el área de influencia común correspondiente”.

c) Reemplázase, en el numeral 2 de su inciso final, la conjunción “y” por la expresión: “,considerando diversos escenarios económicos y de desarrollo eléctrico;”.”.

La Comisión, con los votos de los Honorables Senadores señores Lavandero, Orpis y Prokurica, acogió las dos primeras indicaciones del Ejecutivo y rechazó la última. Se dejó constancia que la primera indicación, que quita el carácter de indicativo al estudio, es relevante para darle mayor fuerza al estudio.

A su vez, el Honorable Senador señor Orpis formuló las siguientes:

“- Para agregar, en el encabezamiento del inciso primero, luego de las palabras “transmisión troncal”, la primera vez que aparecen, la frase. “para distintos escenarios de expansión de la generación y de interconexiones con otros sistemas eléctricos”.

- Para reemplazar, en la letra a) del inciso primero, los vocablos “ampliaciones futuras” por la frase “alternativas de ampliación futura”.

- Para añadir, en la letra b) del inciso primero, a continuación del artículo “Las” las palabras “alternativas de”.

- Para eliminar la letra c) del inciso primero.

- Para agregar, en el inciso segundo, después de la palabra “eléctrico” la frase “en las distintas alternativas de expansión,”.

- Para sustituir, en el inciso tercero, la oración “Las ampliaciones y nuevas obras de transmisión troncales o de otra naturaleza, serán las que minimicen el costo total actualizado de abastecimiento para los consumidores, considerando, entre otros, los costos esperados actualizados de inversión, operación y racionamiento durante el período de estudio y dadas las obras de generación siguientes:” por la siguiente: “Las alternativas de ampliaciones y nuevas obras de transmisión, troncales o de otra naturaleza, serán las económicamente eficientes para las transmisiones que resulten de considerar la demanda y los escenarios de expansión considerando las siguientes obras:”.

- Para intercalar, en el numeral 1 del inciso tercero, entre las palabras “centrales” y “declaradas”, lo siguiente: “e interconexiones entre sistemas eléctricos”.

- Para reemplazar el numeral 2 del inciso tercero, por el siguiente:

“2. Las alternativas de centrales e interconexiones entre sistemas eléctricos que estén siendo considerados por los distintos agentes o de manera genérica por la Comisión, considerando diversos escenarios económicos y de desarrollo eléctrico.”.

- Para suprimir el numeral 3 del inciso tercero.”.

La Comisión, con los votos de los Honorables Senadores señores Lavadero, Orpis y Prokurica, acogió las indicaciones antes señaladas, por cuanto clarifican el contenido del estudio.

Puesto en votación el artículo, fue aprobado, junto con las indicaciones presentadas, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Lavadero, Orpis y Prokurica.

Artículo 71-12

Su tenor es el siguiente:

“Artículo 71-12.- Tres meses antes de la publicación de los términos de referencia de los estudios vinculados a la fijación tarifaria de los sectores de transmisión troncal y subtransmisión y de los sistemas medianos, la Comisión abrirá un proceso de registro de instituciones y usuarios distintos de los participantes, en adelante “usuarios e instituciones interesadas”, los que tendrán acceso a los antecedentes y resultados del estudio, de acuerdo con las normas de esta ley y del reglamento.

El reglamento deberá especificar el mecanismo a través del cual se hará público el llamado a los usuarios e instituciones interesadas, y los requisitos e 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 comentarios, así como los mecanismos que la autoridad empleará para responderlos en cada una de las etapas en que dichos usuarios e instituciones interesadas participen en conformidad a esta ley.

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.”.

El Honorable Senador señor Orpis presentó la siguiente indicación:

“Reemplácese, en el inciso primero, las palabras: “los términos de referencia” por: “las bases preliminares”.

Puesto en votación el artículo, fue aprobado, junto con la indicación presentada, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Lavandero, Orpis y Prokurica.

Artículo 71-13

Su texto es el siguiente:

“Artículo 71-13.- A más tardar quince meses antes del término del período de vigencia de las tarifas de transmisión troncal, la Comisión enviará a los participantes y usuarios e instituciones interesadas, las bases técnicas preliminares para la realización del estudio del respectivo sistema troncal.

Las bases técnicas preliminares del estudio deberán indicar los niveles de seguridad y calidad de servicio vigentes y aplicables en el respectivo sistema eléctrico. Además, deberán contener los antecedentes del sistema respectivo, que permitan al consultor realizar el objetivo del estudio conforme a lo dispuesto en el artículo 71-11, entre los que se considerarán, a lo menos, los siguientes:

- a) El conjunto de instalaciones que conforman los sistemas de transmisión existentes;
- b) Los A.V.I. y COMA que sustentan los valores por tramo vigentes;
- c) Previsión de demanda por barra del sistema eléctrico;
- d) Precios de combustibles de centrales térmicas, en el horizonte de planificación del estudio;
- e) Estado hidrológico inicial de los embalses;

f) Fecha de entrada en operación, A.V.I. y COMA de las instalaciones de transmisión en construcción, y

g) Programa de obras indicativo de generación, elaborado por la Comisión, de carácter referencial.

Conjuntamente, la Comisión deberá enviar las bases administrativas preliminares del estudio, las que deberán especificar a lo menos lo siguiente:

1. Los criterios de selección de las propuestas de los consultores para la realización del estudio, indicando separadamente los criterios técnicos, administrativos y económicos;

2. Las responsabilidades y obligaciones del consultor en relación al desarrollo del estudio y sus resultados;

3. Los mecanismos de aceptación y pago del estudio;

4. La entrega de informes por parte del consultor;

5. Las diferentes etapas del estudio, considerando expresamente instancias de audiencia, así como el procedimiento para recibir y responder observaciones de los participantes, usuarios e instituciones interesadas y de la Comisión, y

6. La obligación para el consultor, de que todos sus cálculos y resultados sean reproducibles y verificables.

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 solicitar la opinión del panel de expertos, constituido conforme al artículo 130, en un plazo máximo de diez días contado desde la recepción de las bases técnicas definitivas. El panel de expertos deberá resolver la controversia por acuerdo de mayoría, dentro de los quince días siguientes al vencimiento del plazo dispuesto en el inciso anterior.

Transcurrido el plazo para formular controversias o una vez resueltas éstas, 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 usuario e instituciones interesadas.”.

A este artículo el Honorable Senador señor Orpis presentó la siguiente indicación:

“ Reemplácese, en el inciso segundo, la letra g) por la siguiente:

“g) Escenarios de expansión de generación e interconexión considerando lo indicado en el número 2 del inciso tercero del artículo 71°.11.-”.

Fundó su presentación señalando que era necesario considerar aparte de la expansión de la generación los escenarios de interconexión.

Puesto en votación el artículo, fue aprobado, junto con la indicación presentada, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Lavandero, Orpis y Prokurica.

Artículo 71-14

Su texto es el siguiente:

“Artículo 71-14.- El estudio de transmisión troncal será licitado, adjudicado y supervisado en conformidad a las bases técnicas y administrativas definitivas señaladas en el artículo anterior, por un comité integrado por un representante del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, uno de la Comisión, dos de las empresas propietarias de transmisión troncal, dos representantes de quienes inyectan en el troncal, un distribuidor y un representante de los clientes libres, designados en la forma que establezca el reglamento.

El reglamento establecerá las normas sobre designación, constitución, funcionamiento, obligaciones y atribuciones de este comité y la forma en que se desarrollará el estudio.

En todo caso, corresponderá al comité elaborar las bases administrativas para la contratación del estudio, de acuerdo con los criterios que establezca el reglamento, debiendo especificar, a lo menos, lo siguiente:

- a) Las responsabilidades y obligaciones del consultor en relación con el desarrollo del estudio y sus resultados;
- b) Los mecanismos de aceptación y pago del mismo por parte del comité;
- c) La entrega de informes por parte del consultor;
- d) Las diferentes etapas del estudio;
- e) El procedimiento para recibir y responder observaciones de los participantes, y
- f) La obligación para el consultor de que todos sus cálculos y resultados sean reproducibles y verificables.

El estudio deberá realizarse dentro del plazo máximo de ocho meses a contar de la adjudicación, sin perjuicio de la obligación del consultor respecto de la audiencia pública a que se refiere el artículo 71-17.”.

El Ejecutivo formuló indicación para suprimir el inciso tercero.

Puesto en votación el artículo, fue aprobado, junto con la indicación presentada, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Lavandero, Orpis y Prokurica.

Artículo 71-15

Este artículo es del siguiente tenor:

“Artículo 71-15.- Para los efectos de la licitación a que se refiere el artículo anterior, la Comisión publicará en medios nacionales e internacionales un llamado a precalificación de empresas consultoras, a más tardar el 15 de septiembre del año anterior a la fijación de los valores de transmisión. La Comisión formará un registro de empresas consultoras preseleccionadas, considerando antecedentes fidedignos sobre calidad y experiencia en la planificación y valorización de sistemas de transmisión.

No podrán participar en el registro mencionado empresas consultoras cuyos ingresos, en forma individual o a través de consorcios, hayan provenido de prestación de servicios a empresas de

transmisión troncal o a empresas participantes, en un monto bruto superior al 20% anual, en los dos últimos años.

La precalificación y los criterios utilizados para efectuar el registro de empresas precalificadas serán informados a las empresas de transmisión troncal y a los participantes.”.

Puesto en votación el artículo, fue aprobado, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Lavandero, Núñez, Orpis y Prokurica.

Artículo 71-16

Su texto es el siguiente:

“Artículo 71-16.- En la elaboración del plan de expansión de los sistemas de transmisión troncal, el consultor deberá tomar en consideración los proyectos de generación que le presenten las empresas generadoras. Estas presentaciones constituirán un compromiso y serán vinculantes para las partes que las formularen, en los mismos términos que los compromisos que presenten las empresas transmisoras en conformidad con lo dispuesto en el artículo 71-19. Las presentaciones deberán hacerse por escritura pública, contener una descripción del proyecto, el plazo de su ejecución, su costo y los demás términos que indique el reglamento.

Los resultados del estudio entregados por el consultor deberán especificar y distinguir, a lo menos, lo siguiente:

a) El sistema troncal existente conforme al artículo 71-2, y

b) El plan de desarrollo del o los sistemas de transmisión troncal objeto del estudio, indicando:

1. Las características y la fecha de incorporación de las ampliaciones del troncal existente, y las empresas de transmisión que deberán realizar dichas ampliaciones, para efectos del artículo 71-22;

2. El A.V.I. y COMA de las instalaciones de transmisión troncal existentes y los valores referenciales de las ampliaciones de tales instalaciones y sus fórmulas de indexación;

3. Las recomendaciones de nuevas obras de los sistemas de transmisión en su conjunto, incluyendo las nuevas líneas o subestaciones de transmisión troncal y las líneas de interconexión de sistemas, sean estas últimas troncales o no, cuya ejecución se registrará por lo dispuesto en el artículo 71-22, y

4. Los criterios y rangos bajo los cuales se mantienen válidos los supuestos del estudio.

A partir de la recepción conforme del estudio de acuerdo al contrato, y dentro del plazo de seis días, la Comisión hará público el estudio, a través de un medio de amplio acceso.”.

A este artículo el Ejecutivo formuló las siguientes indicaciones:

“a) Elimínase, en su inciso primero, las oraciones que siguen al primer punto seguido, que pasa a ser punto final.

b) Agrégase en la letra a) de su inciso segundo, a continuación de la conjunción “y”, la frase “el área de influencia común definida en la letra C) del artículo 71-29, y”.

c) Sustitúyese en la letra b) de su inciso segundo, el término “desarrollo” por “expansión”.

d) Suprímase, en el numeral 3 de la letra b) de su inciso segundo, la frase “cuya ejecución se regirá por lo dispuesto en el artículo 71-22.-, y”, reemplazando la coma (,) que le antecede por un punto(.).

e) Reemplázase en el numeral 4 de la letra b) de su inciso segundo, la expresión “supuestos del estudio” por “supuestos de cada escenario contemplado en el estudio, y”.

f) Agrégase, a continuación del numeral 4 de la letra b) de su inciso segundo, el siguiente número 5, nuevo:

“5. Las obras indicadas en los números 1) y 3) precedentes cuya licitación corresponderá efectuar en los próximos doce meses.”.

Por su parte, el Honorable Senador señor Orpis presentó las siguientes indicaciones:

“a- Para suprimir el inciso primero.

b- Para agregar, en el inciso segundo, letra b), luego de la palabra: “estudio,” la frase “, para cada escenario”.

c- Para sustituir el numeral 3 de la letra b) del inciso segundo, por el siguiente:

“Las recomendaciones de nuevas obras de los sistemas de transmisión, y”.

La Comisión y el Ejecutivo acordaron, luego de estudiar las indicaciones presentadas, realizar una redacción en conjunto. Fruto de ese acuerdo la Comisión acordó rechazar las indicaciones a), b), d), y f), presentadas por el Ejecutivo. Asimismo, aprobó las indicaciones c) y e) del Gobierno y las indicaciones del Honorable Senador señor Orpis.

Puesto en votación el artículo, fue aprobado, junto con las indicaciones antes citadas, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Lavandero, Núñez, Orpis y Prokurica.

Artículo 71-17

Su texto es el siguiente:

“Artículo 71-17.- La Comisión, en un plazo máximo de veinte días contado desde la recepción conforme del estudio, 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 estudio de transmisión troncal. El reglamento establecerá el procedimiento y las demás normas a que se sujetará la audiencia pública. En el plazo de quince días contado desde su celebración, los participantes, usuarios e instituciones interesadas podrán realizar observaciones al estudio presentado.”.

Puesto en votación el artículo, fue aprobado, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Núñez, Orpis y Prokurica.

Artículo 71-18

Su tenor es el siguiente:

“Artículo 71-18.- Concluido el procedimiento de audiencia pública conforme al artículo anterior, existiendo o no observaciones, dentro del plazo de cuarenta y cinco días, la Comisión deberá elaborar un informe técnico basado en los resultados del estudio de transmisión troncal y considerando todas las observaciones realizadas.

El informe técnico de la Comisión deberá contener lo siguiente:

a) El valor anual de transmisión por tramo, A.V.I. del tramo, y el COMA de las instalaciones existentes calificadas como troncales en el respectivo sistema de transmisión troncal, y sus fórmulas de indexación para cada uno de los siguientes cuatro años;

b) La identificación de las obras de ampliación de transmisión troncal cuyo inicio de construcción se proyecte conforme al estudio, y sus respectivos A.V.I. y COMA por tramo referenciales, de acuerdo a la fecha de entrada en operación, dentro del cuatrienio tarifario inmediato, con la o las respectivas empresas de transmisión troncal responsables de su construcción;

c) Si correspondiere, la identificación de proyectos de nuevas líneas y subestaciones troncales y de proyectos de interconexión entre sistemas eléctricos, con su respectivos V.I. y COMA referenciales y fechas de inicio de operación y de construcción, recomendados por el estudio de transmisión troncal. Los proyectos de interconexión podrán ser calificados o no como troncales, conforme a los criterios establecidos en el artículo 71-2, al considerar los dos sistemas cuya interconexión se recomienda como si constituyeran un solo sistema;

d) Los criterios y rangos bajo los cuales se mantienen válidos los supuestos del estudio, y

e) La respuesta fundada de la Comisión a las observaciones planteadas.

Dicho informe se comunicará dentro de tercer día a las empresas de transmisión troncal, a los participantes y a los usuarios e instituciones interesadas, y se hará público a través de un medio de amplio acceso.

A partir de la recepción del informe técnico, los participantes y los usuarios e instituciones interesadas dispondrán de diez días para presentar sus discrepancias a la Comisión. Dichas discrepancias serán resueltas por un panel de expertos, constituido conforme al artículo 130, dentro de treinta días.”.

A este artículo el Ejecutivo presentó las siguientes indicaciones:

“a) Sustitúyese la letra a) de su inciso segundo, por la siguiente:

“a) Las instalaciones existentes que integran el sistema troncal, el área de influencia común y el valor anual de transmisión

por tramo, A.V.I. del tramo, y el COMA de dichas instalaciones con sus fórmulas de indexación para cada uno de los siguientes cuatro años.”.

b) Intercálase en la primera oración de la letra c), a continuación de la expresión “y de proyectos de interconexión”, la palabra “troncales”.

c) Intercálase, a continuación de la letra c) de su inciso segundo, la siguiente letra d) nueva, pasando las actuales d) y e) a ser letras e) y f), respectivamente:

“d) Las obras indicadas en las letras b) y c) precedentes cuya licitación corresponderá efectuar en los próximos doce meses.”.

Por su parte, el Honorable Senador señor Orpis formuló las siguientes:

“Agregar, en el inciso segundo, letra b), a continuación de la palabra “estudio” la frase “para cada escenario posible de expansión del sistema de transmisión,”.

- Eliminar, en el inciso segundo, letra c), la frase: “y de proyectos de interconexión entre sistemas eléctricos,”; el punto seguido (.) después de la palabra “troncal”, y la oración “Los proyectos de interconexión podrán ser calificados o no como troncales, conforme a los criterios establecidos en el artículo 71-2, al considerar los dos sistemas cuya interconexión se recomienda como si constituyeran un solo sistema”.

A su vez, el Honorable Senador señor Lavandero presentó la siguiente:

Para añadir, en el inciso final, a continuación de la palabra “Comisión”, la frase “sobre el contenido de la letra a) de este artículo”.

La Comisión discutió las indicaciones antes citadas y, en conjunto con el Ejecutivo, acordó aprobar la indicación del Gobierno señalada con la letra a), y las indicaciones presentadas por los Honorables Senadores señores Orpis y Lavandero. Asimismo, rechazó las indicaciones del Ejecutivo señaladas con las letras b) y c).

Puesto en votación el artículo, fue aprobado, junto con las indicaciones antes reseñadas, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Lavandero, Núñez, Orpis y Prokurica.

Artículo 71-19

Su texto es el siguiente:

“Artículo 71-19.- Transcurrido el plazo dispuesto en el inciso final del artículo anterior sin que se haya manifestado desacuerdo, o una vez recibida la decisión del panel de expertos, la Comisión deberá remitir al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, dentro de los siguientes quince días, el informe técnico y sus antecedentes, junto con un informe que se pronuncie fundadamente sobre todas las observaciones recibidas.

El Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción, dentro de quince días de recibidos los informes, mediante decreto expedido bajo la fórmula "por orden del Presidente de la República" y sobre la base de los documentos referidos en el inciso anterior, fijará las instalaciones del sistema troncal y las demás materias señaladas en las letras a), b), c) y d) del artículo anterior.

El decreto deberá publicarse en el Diario Oficial antes del 15 de diciembre del año en que vence el decreto vigente.”.

El Ejecutivo formuló las siguientes indicaciones:

“a) Sustitúyese, en su inciso primero, la expresión “junto con un informe que se pronuncie fundadamente sobre las observaciones recibidas” por “y, en su caso, el dictamen del panel de expertos”.

b) Reemplázase, en su inciso segundo, la frase “las letras a), b), c) y d) del artículo anterior”, por “la letra a) del artículo anterior y las obras correspondientes a la letra d) del mismo artículo”.

c) Agrégase, en su inciso final, a continuación del punto final (.), que se reemplaza por una coma (,), la frase “aún antes de su toma de razón por la Contraloría General de la República.”.

Por su parte, los Honorables Senadores señores Lavandero, Orpis y Prokurica presentaron una indicación para sustituir, en el inciso segundo, la expresión “las letras a), b), c) y d)” por la siguiente: “la letra a)”.

La Comisión discutió las modificaciones propuestas y, en conjunto con el Ejecutivo, acordó aprobar la indicación del

Gobierno señalada con la letra a), y la indicación presentada por los Honorables Senadores. Asimismo, rechazó las indicaciones del Ejecutivo señaladas con las letras b) y c).

Puesto en votación el artículo, fue aprobado, junto con las indicaciones antes reseñadas, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Lavandero, Orpis y Prokurica.

Artículo 71-20

Su texto es el siguiente:

“Artículo 71-20.- Una vez vencido el período de vigencia del decreto de transmisión troncal, 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 troncal, 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 troncal 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 con el interés corriente vigente 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.”.

Puesto en votación el artículo, fue aprobado, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Lavandero, Orpis y Prokurica.

Artículo 71-21

Su texto es el siguiente:

“Artículo 71-21.- Las empresas de transmisión troncal identificadas en el decreto señalado en el artículo 71-19 como responsables de realizar las obras de ampliación del estudio de transmisión troncal tendrán la obligación de efectuar dichas obras y operar las instalaciones de acuerdo con la ley.

Las empresas señaladas en el inciso anterior deberán comunicar a la Superintendencia el inicio de la construcción de las obras e instalaciones de acuerdo con los plazos establecidos en el respectivo decreto, sin perjuicio de la obligación establecida en el artículo 148 de esta ley.

La cesión a un tercero por parte de la empresa responsable del derecho a ejecutar y explotar las obras e instalaciones correspondientes a la ampliación, deberá ser previamente informada a la Comisión. La cesionaria deberá reunir los requisitos que fija esta ley para una empresa de transmisión troncal y se subrogará en la obligación de ejecutarlas y explotarlas, en su caso, ajustándose a los plazos, especificaciones y demás obligaciones que establezca el decreto señalado en el artículo 71-19 de esta ley. En caso de incumplimiento de alguna de las obligaciones de la cesionaria, la cedente será subsidiariamente responsable de todas las indemnizaciones a que diere lugar.

En cualquier caso, las empresas de transmisión troncal, con la antelación que reglamentariamente se indique, deberán licitar la construcción de las obras a empresas calificadas, a través de procesos de licitación públicos, abiertos y transparentes, auditables por la Superintendencia, debiendo incluirse expresamente en las bases de la licitación que el V.I. de la ampliación licitada no podrá exceder el quince por ciento del V.I. referencial señalado para ella en el decreto respectivo.

Sólo en caso que la licitación se declare desierta y, en el plazo de treinta días contados desde la declaración, se acredite que existen razones fundadas de cambios importantes de los supuestos en base a los cuales fue determinado el V.I. de referencia, por medio de un estudio de consultores independientes, contratado a su cargo por la empresa responsable, el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, previo informe de la Comisión, podrá fijar, por decreto supremo expedido “por orden del Presidente de la República”, un nuevo V.I. de referencia, para que la empresa responsable convoque a una nueva licitación, sujeta en lo demás a los requisitos indicados en los incisos anteriores.

Para efectos de la determinación del V.I. definitivo conforme a lo dispuesto en el inciso tercero del artículo 71-9, la Comisión deberá informar al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción el resultado final de las licitaciones del proyecto respectivo. El Ministerio,

mediante decreto supremo expedido bajo la fórmula “por orden del Presidente de la República”, fijará dichos valores para los efectos del artículo 71-28 y siguientes.

Las empresas que incurran en incumplimiento de la obligación a que se refiere este artículo perderán el derecho a ejecutar y explotar las obras e instalaciones que se les hubieren asignado en el decreto respectivo, las que serán licitadas por la Comisión y adjudicadas por el Ministerio a empresas que cumplan las exigencias para operar sistemas de transmisión troncal.

El reglamento establecerá las normas para la realización de la licitación a que se refiere el inciso anterior, las que deberán asegurar la publicidad y transparencia del proceso, la participación igualitaria y no discriminatoria y el cumplimiento de las especificaciones y condiciones determinadas por el estudio, el informe técnico y el decreto respectivo.”.

Los Honorables Senadores señores Lavandero, Orpis y Prokurica presentaron indicaciones que cambian aspectos formales para reemplazar en los incisos primero y tercero la referencia al artículo “71-19” por “71-26”, y para sustituir, en el inciso cuarto, la frase “el quince por ciento del” por “en más de quince por ciento al”, a fin de procurar una mejor redacción de la norma.

Puesto en votación el artículo, fue aprobado, junto con las indicaciones antes citadas, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Lavandero, Orpis y Prokurica.

Artículo 71-22

Su texto es del siguiente tenor:

“Artículo 71-22.- Se entenderá por nuevas líneas y subestaciones troncales todas aquellas obras calificadas como tales por el estudio de transmisión troncal, en consideración a su magnitud, nuevo trazado e independencia respecto de las líneas troncales existentes.

Asimismo, se entenderá por líneas de interconexión aquellas instalaciones de transmisión que interconecten sistemas eléctricos independientes, las que deberán ser calificadas como troncales o no, conforme a las normas establecidas en el artículo 71-2 y siguientes.

Cuando el decreto de transmisión troncal identifique como troncales a proyectos de líneas y subestaciones troncales nuevas o de interconexión entre sistemas eléctricos independientes, la

Comisión, mediante el proceso de licitación que se establece en los artículos siguientes, deberá adjudicar, en cada caso, su ejecución y el derecho a su explotación a una empresa de transmisión que cumpla con las exigencias definidas. 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 COMA 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 nuevas líneas troncales y de las instalaciones de interconexión troncal, según corresponda, y se aplicará durante cinco períodos tarifarios, transcurridos los cuales las instalaciones y su valorización deberán ser revisadas y actualizadas en el estudio de transmisión troncal correspondiente.

Las líneas de interconexión calificadas como troncales pasarán a ser parte de un único sistema de transmisión troncal y, por tanto, estarán afectas a las mismas normas.

Los pagos por el servicio de transporte o transmisión a la empresa propietaria de las nuevas líneas de transmisión troncal y de la línea de interconexión se realizarán de acuerdo con lo establecido en los artículos 71-28 y siguientes.”.

A este artículo el Ejecutivo presentó las siguientes indicaciones:

“Para introducir las siguientes modificaciones al inciso tercero del artículo 71-22, que este artículo incorpora a la Ley General de Servicios Eléctricos:

a) Reemplázase la expresión “decreto de transmisión troncal” por “decreto sobre adecuaciones al plan de expansión de la transmisión troncal, referido en el artículo 71-26,”.

b) Sustitúyese el texto que se inicia con la expresión “la Comisión” y termina en la expresión “definidas.”, por “los mismos serán adjudicados, mediante el proceso de licitación que se establece en los artículos siguientes, en cuanto a su ejecución y al derecho a su explotación, a una empresa de transmisión que cumpla con las exigencias definidas en la presente ley.”.

A su vez, los Honorables Senadores señores Lavandero, Orpis y Prokurica presentaron las siguientes indicaciones:

1. Para agregar, en el inciso primero, luego de la palabra “troncal” la frase “o por el decreto indicado en el artículo 71-26”.

2. Para reemplazar, en el inciso primero, las palabras “su magnitud” por “la magnitud que defina el reglamento”.

3. Para eliminar el inciso segundo.

4. Para suprimir, en el inciso tercero, que pasa a ser segundo, la frase “o de interconexión entre sistemas eléctricos independientes”.

5. Para eliminar, en el inciso cuarto, que pasa a ser tercero, la frase “y de las instalaciones de interconexión troncal, según corresponda,”.

6. Para suprimir el inciso quinto.

7. Para eliminar, en el inciso sexto, que pasa a ser cuarto, las palabras: “y de la línea de interconexión”.

La Comisión y el Ejecutivo concordaron en aprobar estas indicaciones puesto que el tema de las interconexiones sería tratado en los artículos 71-43 y siguientes.

Puesto en votación el artículo, fue aprobado, junto con las indicaciones antes citadas, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Lavandero, Orpis y Prokurica.

Artículo 71-23

Su texto es el siguiente:

“Artículo 71-23.- La Comisión deberá llamar a una licitación pública internacional para adjudicar el derecho a realizar las nuevas líneas o subestaciones de transmisión troncal y del o los proyectos de interconexión troncal, según corresponda, conforme a los plazos y términos establecidos en el reglamento.

Las bases de licitación serán elaboradas por la Comisión y, a lo menos, deberán especificar las condiciones de licitación, la información técnica y comercial que deberá entregar la empresa participante, los plazos, las garantías, la descripción del desarrollo del proceso y de las condiciones de adjudicación, así como las características técnicas de las líneas o subestaciones y del o los proyectos de interconexión troncal, conforme al respectivo estudio de transmisión troncal.

La licitación considerará dos etapas. En la primera etapa, de precalificación de empresas elegibles, la Comisión determinará, en base a los antecedentes presentados, si las empresas cumplen con los requisitos técnicos, financieros y administrativos mínimos establecidos en las bases de licitación y la presente ley. En la segunda etapa, las empresas precalificadas podrán presentar ofertas o propuestas respecto del valor anual de la transmisión por tramo de la transmisión de las líneas nuevas o de las líneas de interconexión troncal, según lo dispuesto en las bases de licitación y la presente ley. Asimismo, deberán presentar los plazos y condiciones de ejecución de los proyectos respectivos.”.

El Ejecutivo formuló las siguientes indicaciones:

“a) Reemplázase su inciso primero por el siguiente:

“Artículo 71-23.- Corresponderá a la Dirección de Peajes del Centro Económico de Despacho de Carga respectivo, conforme a los plazos y términos establecidos en el reglamento, efectuar una licitación pública internacional de los proyectos señalados en el artículo anterior.”.

b) Suprímase su inciso tercero.”.

Por su parte, los Honorables Senadores señores Lavandero, Orpis y Prokurica presentaron una indicación para agregar al final del inciso primero, lo siguiente: “El costo de la licitación, se pagará a prorrata de la participación esperada de cada usuario en el pago del valor anual de la transmisión asociada a las nuevas instalaciones.”. Fundamentaron su presentación señalando que de esa forma se clarifica quién pagará el costo de la licitación.

El Ministro señaló que su indicación tiene como finalidad que la Dirección de Peajes del Centro Económico de Despacho de Carga respectivo efectúe la licitación pública internacional para adjudicar los proyectos de líneas troncales nuevas.

Puesto en votación el artículo, fue aprobado, junto con las indicaciones antes citadas, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Lavandero, Orpis y Prokurica.

Artículo 71-24

Su tenor es el siguiente:

“Artículo 71-24.- Las propuestas u ofertas serán analizadas por un comité técnico coordinado por la Secretaría Ejecutiva de la Comisión y compuesto por un representante especialmente designado por cada uno de los ministerios integrantes del Consejo Directivo de la Comisión.

La Secretaría Ejecutiva de la Comisión, en un plazo no superior a sesenta días de recibidas las propuestas, informará al Consejo Directivo de Ministros de la Comisión respecto de la evaluación de los proyectos y de la recomendación del comité técnico. El Consejo Directivo de Ministros de la Comisión deberá adjudicar el proyecto respectivo dentro de los siguientes quince días.

Dentro de los cinco días siguientes a la adjudicación, la Secretaría Ejecutiva de la Comisión informará a la empresa respectiva el resultado de la licitación y remitirá al Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción un informe técnico que servirá de base para la dictación del decreto supremo, expedido bajo la fórmula “por orden del Presidente de la República”, que fijará:

- a) La empresa adjudicataria;
- b) Las características técnicas del proyecto;
- c) La fecha de entrada en operación;
- d) El valor de la transmisión por tramo de las nuevas líneas o subestaciones de transmisión troncal y del o los proyectos de interconexión, conforme al resultado de la licitación, y
- e) Las fórmulas de indexación del valor señalado en la letra d) anterior.”.

El Ejecutivo presentó una indicación para reemplazar el encabezado del artículo 71-24, que este artículo incorpora a la Ley General de Servicios Eléctricos, por el siguiente:

“Artículo 71-24.- La Dirección de Peajes respectiva, en un plazo no superior a sesenta días de recibidas las propuestas, deberá resolver la licitación y adjudicará el proyecto en conformidad a las bases. Asimismo, comunicará el resultado a la empresa adjudicataria e informará a la Comisión 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 Economía, Fomento y Reconstrucción un informe técnico, con todos los antecedentes, que servirá de base para la dictación de un decreto supremo, expedido bajo la fórmula “Por orden del Presidente de la República”, que fijará:”.

A su vez, los Honorables Senadores señores Lavandero, Orpis y Prokurica presentaron una indicación para eliminar, en la letra d) del inciso tercero, que pasa a ser primero, lo siguiente: “y del o los proyectos de interconexión”.

La Comisión aprobó las indicaciones del Ejecutivo y la de los señores Senadores, en atención a que son consecuencia de las modificaciones ya introducidas al texto precedentemente.

Puesto en votación el artículo, fue aprobado, junto con las indicaciones antes citadas, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Lavandero, Orpis y Prokurica.

Artículo 71-25

Este artículo es del siguiente tenor:

“Artículo 71-25.- Las instalaciones de transmisión que interconecten sistemas eléctricos independientes y que no sean calificadas como troncales, se deberán operar como líneas e instalaciones adicionales pertenecientes a uno de los sistemas que interconectan y se financiarán a través de peajes determinados por contratos privados. Los sistemas que se interconectan a través de estas líneas se mantendrán como sistemas independientes y entre ellos operarán precios libres.”.

El Ejecutivo presentó una indicación para sustituir el artículo 71-25, por el siguiente:

“Artículo 71-25.- Las instalaciones de transmisión que interconecten sistemas eléctricos independientes que no sean calificadas como troncales, y que no hayan sido materializadas conforme lo establecido en el Artículo 71-45, se considerarán sistemas de transmisión adicionales en los sistemas eléctricos que interconectan. Sin perjuicio de lo señalado, la operación de los sistemas interconectados se regirá por lo dispuesto en los artículos 71-46, 71-47, 71-49 de la presente ley.”.

A su vez, los Honorables Senadores señores Lavandero, Orpis y Prokurica presentaron una indicación para reemplazarlo por el siguiente:

“71-25.- Las instalaciones de transmisión que interconecten sistemas eléctricos independientes que no hayan sido materializadas conforme a lo establecido en el Artículo 71-45, se considerarán sistemas de transmisión adicionales en los sistemas eléctricos que interconectan. Sin perjuicio de lo señalado, la operación de los sistemas interconectados se regirá por lo dispuesto en los artículos 71-46, 71-47 y 71-

49 de la presente ley. No obstante, en el caso que para la materialización de dichas instalaciones el o los interesados requieran el otorgamiento de una concesión, les serán aplicables las disposiciones del Artículo 71-45.”.

La Comisión, con el acuerdo del Ministro, acordó rechazar la indicación del Ejecutivo y aprobar la de los señores Senadores, a fin de precisar la forma en que operan las líneas adicionales

Puesto en votación el artículo, fue aprobado, en la forma señalada por la indicación de los señores Senadores antes citados, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Lavandero, Orpis y Prokurica.

Artículo 71-26

Su texto es el siguiente:

“Artículo 71-26.- Anualmente, la Dirección de Peajes del CDEC analizará la consistencia de las instalaciones de desarrollo y expansión del sistema troncal contenidas en el decreto indicado en el artículo 71-19, con los desarrollos efectivos en materia de inversión en generación eléctrica y con la evolución de la demanda. Como resultado de esta revisión, deberá recomendar, fundadamente, con los criterios utilizados en el estudio de transmisión troncal, la realización, modificación, postergación o adelantamiento de las obras de transmisión contempladas en tal decreto. Esta recomendación será comunicada a las empresas que integran el CDEC y a la Secretaría Ejecutiva de la Comisión, la que, oyendo a las empresas, deberá informar al Consejo Directivo de Ministros en el plazo de treinta días, para que éste adopte una decisión y, en su caso, se proceda a la modificación del respectivo decreto por el Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción.”.

El Ejecutivo presentó la siguiente indicación para reemplazar el artículo 71-26, por el siguiente:

“Artículo 71-26.- Anualmente, la Dirección de Peajes del CDEC analizará la consistencia de las instalaciones de desarrollo y expansión del sistema troncal contenidas en el decreto indicado en el artículo 71-19, en referencia a la letra d) del artículo 71-18, con los desarrollos efectivos en materia de inversión en generación eléctrica y con la evolución de la demanda, sobre la base de los escenarios y supuestos considerados en el mismo decreto referido. Como resultado de esta revisión, deberá recomendar, fundadamente, con los criterios utilizados en el estudio de transmisión troncal, la realización, modificación, postergación o adelantamiento de las obras de transmisión contempladas en tal decreto. Esta recomendación será comunicada a las empresas que integran el CDEC y a la Comisión, la que, oyendo a las empresas, y, si hubieren discrepancias,

al Panel de Expertos, deberá informar al Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción para que proceda a dictar un decreto de ejecución anual del plan de expansión.”.

A su vez, el Honorable Senador señor Orpis presentó una indicación para sustituirlo por el siguiente:

“La Secretaría Ejecutiva de la Comisión Nacional de Energía enviará, cada cuatro años, al CDEC un informe que contenga los resultados del estudio indicativo de expansión del sistema troncal. El informe se referirá específicamente a:

I. La identificación de las obras de ampliación de transmisión troncal, para los distintos escenarios de expansión, cuyo inicio de construcción se proyecte conforme al estudio, y su respectivo VI y COMA por tramo, de acuerdo a la fecha de entrada en operación, dentro del cuatrienio tarifario inmediato, con la o las empresas de transmisión troncal responsables de su construcción.

II. Si correspondiere, la identificación de las nuevas obras de transmisión y subtransmisión, para los distintos escenarios de expansión, con sus respectivos VI y COMA referenciales, cuyo inicio de construcción se proyecte para el cuatrienio tarifario inmediato.

Antes del 1° de enero de cada año, la Dirección de Peajes del CDEC analizará la consistencia de las instalaciones de desarrollo y expansión del sistema troncal, contenidas en el informe técnico con los desarrollos efectivos en materia de inversión en generación eléctrica y con la evolución de la demanda. Como resultado deberá recomendar fundadamente la realización de las obras de transmisión troncal. Esta recomendación será comunicada a las empresas que integran el CDEC y a la Secretaría Ejecutiva de la Comisión, la que oyendo a las empresas, deberá informar al Consejo Directivo de Ministros, en el plazo de 30 días, para que adopte una decisión.

Si surgieran discrepancias respecto de la decisión del Consejo Directivo de Ministros, entonces cualquiera de los participantes o usuarios e instituciones interesadas podrán solicitar la opinión del Panel de Expertos, al cual se refiere el Título VI de la presente ley. El reglamento establecerá los plazos y el procedimiento para resolver las controversias.

Si no existiere desacuerdo entre las partes, o una vez recibida la decisión del Panel de Expertos, el Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción, dentro de 15 días de recibidos los informes, mediante decreto expedido bajo la fórmula “Por orden del Presidente de la República” y sobre la base de los informes del Panel de Expertos y del estudio de la Secretaría Ejecutiva de la Comisión, fijará las instalaciones del sistema troncal a las que se refieren los puntos I y II de este artículo para

dicho año. El decreto deberá publicarse en el Diario Oficial antes del 15 de diciembre del año en que vence el decreto vigente.”.

Por su parte, el Honorable Senador señor Prokurica formuló una indicación para reemplazarlo por el siguiente:

“Artículo 71-26.- Corresponderá a la Dirección de Peajes del CDEC proponer con la debida antelación a la Comisión las instalaciones futuras del sistema de transmisión troncal del respectivo sistema eléctrico que deberán construirse para posibilitar el abastecimiento de la totalidad de la demanda, considerando las exigencias de calidad y seguridad de servicio vigentes, conforme a los criterios establecidos en el artículo 71-2. Dichas expansiones podrán ser ampliaciones de las instalaciones existentes o nuevas líneas y subestaciones calificadas como troncales.

La proposición de construir instalaciones futuras podrá originarse en una decisión propia de la Dirección de Peajes, en un requerimiento efectuado por la Comisión o en una solicitud de uno o más interesados, incluyendo empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras y usuarios no sometidos a fijación de precios.

En caso que la proposición se origine en una solicitud de uno o más interesados, ésta deberá contener, a lo menos, la siguiente información:

- a) Descripción de las obras de expansión;
- b) Empresa transmisora responsable de la construcción, en caso de tratarse de ampliaciones de instalaciones existentes;
- c) Fechas de inicio de construcción y de operación;
- d) A.V.I. y COMA referenciales y sus fórmulas de indexación;
- e) Informe que respalde la factibilidad técnica de las obras y justifique su calificación como instalaciones del sistema de transmisión troncal, conforme al artículo 71-2;

La proposición de la Dirección de Peajes deberá contener las mismas materias indicadas en las letras a), b), c), d) y e) del párrafo anterior y deberá estar acompañada de un informe que determine la forma cómo se verían afectados los pagos por costos de transmisión del sistema de transmisión troncal de todas las empresas que hacen uso de

dicho sistema. También se deberá acompañar las proposiciones alternativas que corresponda, en caso que exista discrepancia entre la proposición de este organismo y la solicitud de uno o más interesados.

La Comisión, en un plazo máximo de veinte días contado desde la recepción conforme de la proposición de expansión, convocará a una audiencia pública a los participantes, usuarios e instituciones interesadas, audiencia en que la Dirección de Peajes y los interesados en desarrollar proyectos alternativos, en caso que éstos existan, deberán exponer sus proposiciones. En dicha audiencia, cada proposición deberá someterse, por separado, a la aprobación de aquellas agentes que hacen uso del sistema de transmisión troncal y perciben un aumento neto de pagos por transmisión en razón de la incorporación de las nuevas instalaciones. Dichos pagos se determinarán a partir de las diferencias totales de pago de peajes tanto en inyecciones como de retiro entre los casos con y sin expansión. Para que las obras sean aprobadas, deberá concurrir con su voto positivo un porcentaje superior al 50% de las participaciones de los agentes que percibirán un aumento neto de sus pagos por dicha expansión.

En el caso que ninguna de las proposiciones de expansión sea aprobada, aquellos interesados en la materialización de alguna de ellas podrá solicitar a la Comisión que convoque a una nueva audiencia pública, a realizarse en un plazo de quince días, en la cual dichos interesados podrán incrementar voluntariamente su participación en el pago total hasta superar el 50% requerido, reduciéndose la participación de los restantes pagadores en forma proporcional. Para estos efectos cada interesado señalará el porcentaje del costo anual de la transmisión adicional que se comprometen a pagar a firme. Dicho porcentaje adicional permitirá a cada interesado constituir un derecho de uso de las instalaciones involucradas, en razón del cual percibirán por un período de veinte años los ingresos tarifarios resultantes de las diferencias que se produzcan por la aplicación de los costos marginales instantáneos y los precios de nudo de la potencia, a prorrata del valor del pago anual comprometido a firme por el interesado respecto del valor anual de la transmisión por tramo de dichas instalaciones.

Para efectos de la representación de los participantes en la audiencia pública y en la medición en los porcentajes de aprobación, se entenderá que las empresas generadoras y clientes no regulados serán representados directamente por sí mismos o por asociaciones que los representen. Los clientes regulados serán representados por la Comisión, quién no podrá comprometer, por cuenta de aquellos, participantes en los pagos mayores a las que se derivan del artículo 71-29.

Concluido el procedimiento de audiencia pública, la Comisión, en un plazo de treinta días, deberá elaborar un informe técnico sobre la proposición de la Dirección de Peajes que contendrá, si correspondiere, las siguientes materias:

- a) Recomendación de aprobar, rechazar o modificar la expansión del sistema de transmisión troncal;
- b) Descripción de las obras de expansión recomendadas;
- c) Empresas transmisoras responsables de la construcción, en caso de tratarse de ampliaciones de instalaciones existentes;
- d) Fechas de inicio de construcción y de operación;
- e) A.V.I. y COMA referenciales y sus fórmulas de indexación;
- f) Compromisos de pago adicional en firme de costos de transmisión de los interesados;
- g) Justificación de la recomendación formulada por la Comisión.

La Comisión deberá recomendar la aprobación de las proposiciones que hayan obtenido un 50% o más de los votos de los agentes que percibirán un aumento neto en los pagos por transmisión y el rechazo de aquellas que hayan obtenido una votación menor a dicho porcentaje, salvo que razones de bien público, debidamente fundamentadas, justifiquen una decisión distinta.

El informe técnico de la Comisión se comunicará dentro de tres días a las empresas de transmisión troncal, a los participantes y a los usuarios e instituciones interesadas, y se hará público a través de un medio de amplio acceso.

A partir de la recepción del informe técnico, los participantes y los usuarios e instituciones interesadas dispondrán de diez días para presentar sus discrepancias a la Comisión. Dichas discrepancias serán resueltas por un panel de expertos, constituido conforme al artículo 130, dentro de treinta días.

Transcurrido el plazo dispuesto en el párrafo anterior sin que se haya manifestado desacuerdo, o una vez recibida la

decisión del panel de expertos, la Comisión deberá remitir al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, dentro de los siguientes quince días, el informe técnico y sus antecedentes, junto con un informe que se pronuncie fundadamente sobre todas las observaciones recibidas.

El Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción, dentro de quince días de recibidos los informes, mediante decreto expedido bajo la fórmula "por orden del Presidente de la República" y sobre la base de los documentos referidos en el inciso anterior fijará las instalaciones futuras de construcción obligatoria y demás materias señaladas en las letras b), c), d), e) y f) de su informe técnico."

El Honorable Senador señor Prokurica señaló que su indicación pretende que no se les trasladen los mayores costos a los consumidores. Agregó que se resguardan los intereses de todos los interesados, ya que se establece que sea la Dirección de Peajes del CDEC quien proponga las instalaciones a construir.

El señor Ministro indicó que no le gusta el procedimiento de que se vote porque no es eficiente. Agregó que tampoco clarifica cuánto va a pagar determinada compañía por concepto de peaje, pues puede cambiar la estructura de peajes en 3 ó 4 años más.

Manifestó que le preocupa dejar tan cerrado el sistema que para arreglarlo sea necesario una modificación legal o el recurrir a los tribunales.

Por su parte, el Honorable Senador señor Orpis expresó que con votación o sin ella se recurrirá al panel de expertos. Añadió que la norma tiene que asegurar resguardos mínimos que den garantías a todos.

El Honorable Senador señor Núñez manifestó que le preocupa el hecho de que no exista votación. Añadió que, sin embargo, surge la duda de cómo evitar de que se impongan los actores más grandes en el CDEC.

Enseguida, el Honorable Senador señor Lavandero señaló que le interesa que se resguarden los intereses de los consumidores, de manera que no resulten afectados por las decisiones de las compañías.

A continuación, La Comisión aprobó la indicación del Ejecutivo, con la enmienda de reemplazar la frase "en el decreto indicado en el artículo 71-19, en referencia a la letra d) del artículo" por "informe técnico de la Comisión Nacional de Energía señalado en el artículo".

La Comisión, como consecuencia de aprobar la indicación del Ejecutivo, rechazó las indicaciones presentadas por los Honorables Senadores señores Orpis y Prokurica.

Puesto en votación el artículo, fue aprobado, junto a la indicación del Ejecutivo antes citada, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Lavandero, Núñez, Orpis y Prokurica.

Artículo 71-27

Su texto es el siguiente:

“Artículo 71-27.- Los documentos y antecedentes del proceso de fijación de tarifas de transmisión troncal serán públicos para efectos de la ley N° 18.575, una vez finalizado el proceso de fijación de tarifas de transmisión troncal. Dicha información deberá estar disponible para consulta y constituirá el expediente público del proceso.”.

Los Honorables Senadores señores Lavandero, Orpis y Prokurica presentaron una indicación para sustituir las expresiones “del proceso de fijación de tarifas” por la frase “de los procesos de fijación de tarifas y determinación de las expansiones”.

Puesto en votación el artículo, fue aprobado, junto a la indicación antes citada, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Lavandero, Orpis y Prokurica.

Artículo 71-28

Este artículo es del siguiente tenor:

“Artículo 71-28.- En cada sistema interconectado y en cada tramo, la empresa de transmisión troncal que corresponda deberá recaudar anualmente el valor anual de la transmisión por tramo de las instalaciones existentes, definido en el artículo 71-8. Este valor constituirá el total de su remuneración anual.

Para efectos del inciso anterior, la empresa deberá cobrar un peaje por tramo, equivalente al valor anual de la transmisión por tramo, definido en el artículo 71-8, menos el ingreso tarifario esperado por tramo.

El “ingreso tarifario esperado por tramo” es la diferencia que resulta de la aplicación de los costos marginales de la operación esperada del sistema, respecto de las inyecciones y retiros de potencia y energía en dicho tramo, calculados según se señala en el artículo 71-32.

Asimismo, el propietario del sistema de transmisión troncal tendrá derecho a percibir provisionalmente los ingresos tarifarios reales por tramo que se produzcan. El “ingreso tarifario real por tramo” es 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.

El reglamento deberá establecer los mecanismos y procedimientos de reliquidación y ajuste de estos ingresos tarifarios, de manera de asegurar que la o las empresas de transmisión troncal perciban la remuneración definida en el inciso primero de este artículo y, asimismo, que las empresas propietarias de medios de generación y las que efectúen retiros a que se refiere el artículo 71-7, paguen de acuerdo a los porcentajes de uso señalados en el artículo siguiente.”.

Los Honorables Senadores señores Lavandero, Orpis y Prokurica presentaron una indicación para reemplazar, en el inciso primero, la frase “la empresa de transmisión troncal que corresponda deberá” por “las empresas de transmisión troncal que correspondan deberán”.

Puesto en votación el artículo, fue aprobado, junto a la indicación antes citada, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Lavandero, Orpis y Prokurica.

Artículo 71-29

Este artículo es del siguiente tenor:

“Artículo 71-29.- La obligación de pago de las empresas usuarias del respectivo sistema de transmisión troncal y la repercusión de ese pago en los usuarios finales, se regirán por las siguientes reglas:

A) A los usuarios finales se aplicará un cargo único, por concepto de uso del sistema troncal, en sus consumos de energía efectuados hasta una potencia de cincuenta megawatts.

Para determinar el cargo único, se calculará la participación porcentual que el consumo señalado tiene en el total de la energía retirada de la respectiva barra del sistema troncal.

Los porcentajes que resulten se aplicarán al pago total por energía retirada que corresponde a dicha barra, establecido en conformidad a las letras D y E de este artículo, determinando de esta forma el aporte monetario que los consumos señalados efectúan a la remuneración del sistema troncal.

El monto del cargo único será equivalente a la suma de los aportes monetarios calculados en el inciso anterior, dividida por la energía total retirada por los consumos señalados en el párrafo primero de esta letra.

Las diferencias que se produzcan entre las recaudaciones obtenidas por la aplicación de los cargos señalados, y los pagos efectuados por la aplicación del peaje unitario indicado en la letra siguiente a los consumos señalados en esta letra deberán ser reliquidadas entre las empresas que retiran energía del sistema troncal.

B) Los propietarios de centrales de generación eléctrica pagarán un peaje de inyección que será equivalente a la suma de los pagos que les corresponden en el financiamiento de los tramos del área de influencia común y de los tramos del sistema troncal no incluidos en el área de influencia común.

Las empresas que efectúen retiros pagarán por cada unidad de energía, un peaje unitario de retiro que se establecerá por barra de retiro y será equivalente a la suma de los pagos que corresponden a dicha barra en el financiamiento de los tramos del área de influencia común y de los tramos del sistema troncal no incluidos en tal área, dividido por la energía total retirada en esa barra.

C) Área de influencia común es el área, fijada para efectos de remuneración del sistema troncal, constituida por el conjunto mínimo de instalaciones troncales entre dos nudos de dicho sistema, en la que concurren, simultáneamente, las siguientes características:

1.- Que entre dichos nudos se totalice al menos un setenta y cinco por ciento de la inyección total de energía del sistema;

2.- Que entre dichos nudos se totalice al menos un setenta y cinco por ciento de la demanda total del sistema, y

3.- Que la densidad de la utilización, dada por el cociente entre el porcentaje de inyecciones dentro del área de influencia común respecto de las inyecciones totales del sistema y el porcentaje del V.I. de las instalaciones del área de influencia común respecto del V.I. del total de instalaciones del sistema troncal, sea máxima.

El reglamento establecerá el procedimiento que, sobre la base de las características señaladas, se deberá aplicar para definir el área de influencia común del sistema de transmisión troncal, en cada sistema eléctrico. Su revisión y, en su caso, actualización, se efectuarán en el estudio de transmisión troncal.

D) En los tramos pertenecientes al área de influencia común del sistema troncal, el pago del peaje total de cada tramo se repartirá conforme a lo siguiente:

1.- Los propietarios de las centrales de generación eléctrica financiarán el ochenta por ciento del peaje total de los tramos pertenecientes al área de influencia común del sistema troncal, a prorrata del uso esperado que sus inyecciones hacen de cada tramo.

2.- Las empresas que efectúen retiros financiarán el veinte por ciento restante del peaje total de los tramos del área de influencia común del sistema troncal, a prorrata del uso esperado que sus retiros hacen de cada tramo.

E) En los tramos del sistema troncal que no pertenezcan al área de influencia común, el pago del peaje total de cada tramo se asignará de la siguiente forma:

1.- El pago final que le corresponderá pagar a cada central generadora por el uso que hacen sus inyecciones de los tramos no pertenecientes al área de influencia común, será igual al valor esperado de los pagos determinados para cada escenario de operación de acuerdo al punto 4 siguiente.

2.- El pago final que le corresponderá pagar a cada empresa que efectúe retiros, por el uso que hacen éstos de los tramos no pertenecientes al área de influencia común, será igual al valor esperado de los pagos determinados para cada escenario de operación de acuerdo al punto 5 siguiente.

3.- Para cada escenario que se pueda dar en la operación del sistema, se simulará el sentido del flujo de potencia en cada tramo.

4.- En los tramos en que el sentido del flujo se dirija hacia el área de influencia común del sistema de transmisión troncal, el pago del peaje total del tramo, definido en el artículo 71-28, se asignará a los propietarios de las centrales ubicados aguas arriba de los flujos, a prorrata del uso que sus inyecciones hacen del tramo, para dicho escenario.

5.- En los tramos en que el sentido del flujo no se dirija hacia el área de influencia común del sistema de transmisión troncal, el pago del peaje total del tramo se asignará a las empresas que efectúen retiros aguas abajo del flujo, a prorrata del uso que sus retiros hacen del tramo, para dicho escenario.

Los valores indicados en este artículo, así como las reliquidaciones a que hubiere lugar, serán calculados por el respectivo CDEC, según lo señalado en esta ley y conforme los procedimientos que el reglamento establezca.

La boleta o factura que extienda el concesionario de un servicio de distribución a sus clientes deberá señalar separadamente los cobros por concepto de energía, potencia, transmisión troncal, subtransmisión, distribución y cualquier otro cargo que se efectúe en ella, en la forma y periodicidad que determine el reglamento.”.

Los Honorables Senadores señores Lavandero, Orpis y Prokurica presentaron dos indicaciones: una, para agregar, en el párrafo primero de la letra A) del inciso primero, después de la palabra “potencia” la voz “conectada”; y otra, para sustituir, en el mismo párrafo, la palabra “cincuenta” por “dos”.

Puesto en votación el artículo, fue aprobado, junto a las indicaciones antes citadas, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Lavandero, Orpis y Prokurica.

Artículo 71-30

Su texto es el siguiente:

“Artículo 71-30.- Cualquier línea de transmisión, sea troncal o de otra naturaleza, que interconecte sistemas eléctricos independientes permitiendo minimizar el costo total actualizado de abastecimiento para los consumidores de acuerdo al artículo 71-11, será financiada conforme al esquema de peajes contemplado en esta ley.”.

El Ejecutivo presentó una indicación para sustituir al final del artículo 71, la expresión “al esquema de peajes contemplado en esta ley”, por “a lo dispuesto en los artículos 71-22, 71-25 y 71-44, según corresponda”.

A su vez, el Honorable Senador señor Orpis formuló indicación para suprimir el artículo.

La Comisión, por la unanimidad de sus miembros presentes, Honorables Senadores señores Orpis, Páez y Prokurica, rechazaron la indicación del Ejecutivo y acogieron la del Honorable Senador Orpis, para eliminar el artículo.

Puesto en votación el artículo, fue aprobado, junto a la indicación antes citada, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Orpis, Páez y Prokurica.

Artículo 71-31

Su tenor es el siguiente:

“Artículo 71-31.- Para los efectos de determinar los pagos indicados en el artículo anterior, el CDEC deberá contar con un registro público de empresas generadoras, distribuidoras y usuarios no sometidos a regulación de precios que tengan contrato directamente con generadores. Asimismo, deberá contar con un sistema público de toda la información técnica y comercial, según la modalidad y oportunidad que establezca el reglamento, que permita determinar los pagos que cada una de estas empresas y clientes deben hacer al propietario del sistema de transmisión troncal.”.

Puesto en votación el artículo, fue aprobado, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Orpis, Páez y Prokurica.

Artículo 71-32

Su texto es el siguiente:

“Artículo 71-32.- La determinación de las prorratas de las empresas usuarias, señaladas en las letras D y E del artículo 71-29, se basará en un análisis del uso esperado que las mismas hacen del sistema de transmisión troncal, el que será realizado por el CDEC sobre la base de modelos de simulación y de participación de flujos que cumplan las características definidas en el reglamento, y previamente aprobados por la Comisión. Estos modelos de simulación también serán utilizados para calcular el ingreso tarifario esperado por tramo señalado en el artículo 71-28.

Para estos efectos, el CDEC deberá simular la operación del sistema interconectado, para los siguientes cuatro años, conforme a lo indicado en el artículo 71-34, utilizando los resultados del informe técnico definitivo señalado en el artículo 71-19, y asegurando el abastecimiento de la demanda en las condiciones de seguridad y calidad que establece la ley y el reglamento. Asimismo, para dicha simulación, este

organismo deberá considerar y ponderar los distintos escenarios que se puedan dar en la operación del sistema, conforme se especifique en el reglamento, y teniendo presente a lo menos lo siguiente:

a) Para la oferta, centrales existentes y en construcción, características técnicas y costos de producción y períodos de mantenimiento programado de las mismas, las distintas condiciones hidrológicas, así como toda otra variable técnica o contingencia relevante que se requiera.

b) Para el sistema de transmisión, representación topológica de instalaciones existentes y en construcción, hasta el nivel de tensión que señale el reglamento, y sus respectivas características técnicas, y condiciones de operación acordes con las exigencias de calidad y seguridad de servicio vigentes.

c) Para la demanda de energía, su desagregación mensual y representación sobre la base de bloques de demanda por nudo, de acuerdo a las características propias de consumo de cada nudo.

d) Si, para un escenario, la participación asignable a una central resulta ser contraria al flujo del tramo en dicha condición, la prorrata de dicha central será nula en tal escenario.

e) Si, para un escenario, la participación asignable a un retiro resulta ser contraria al flujo del tramo en dicha condición, la prorrata de dicho retiro será nula en tal escenario.

El reglamento establecerá los procedimientos para determinar la participación individual de cada central y de cada barra de retiro del sistema de transmisión troncal, en el uso del respectivo tramo.

Asimismo, el reglamento establecerá el mecanismo de ajuste de la participación esperada en el uso del sistema de transmisión troncal, en caso de atrasos o adelantos de centrales generadoras o instalaciones de transmisión.”.

Puesto en votación el artículo, fue aprobado, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Orpis, Páez y Prokurica.

Artículo 71-33

Este artículo es del siguiente tenor:

“Artículo 71-33.- Si una ampliación de transmisión en un sistema de transmisión troncal establecida en el decreto de expansión

y valorización de la transmisión troncal retrasa su entrada en operación, y dicho atraso es imputable al propietario del respectivo tramo, éste deberá retribuir mensualmente, a los propietarios de las centrales generadoras afectadas, un monto equivalente al mayor costo de despacho de generación en que ellos incurrieron por congestión debida a limitación de capacidad en el tramo respectivo a consecuencia del atraso, de acuerdo con los procedimientos que establezca el reglamento.

El monto mensual máximo a pagar por la empresa transmisora por este concepto no podrá ser superior a cinco veces el valor mensual del tramo correspondiente.”.

El Ejecutivo formuló una indicación para reemplazar, en el inciso primero, la expresión “decreto de expansión y valorización” por “decreto de ejecución anual del plan de expansión de la transmisión troncal”.

Por su parte, el Honorable Senador señor Orpis presentó una indicación para eliminar, en el inciso primero, la expresión “y valorización”.

Los Honorables Senadores señores Orpis, Páez y Prokurica rechazaron la indicación del Ejecutivo y acogieron la del Honorable Senador Orpis.

Puesto en votación el artículo, fue aprobado, junto a la indicación antes citada, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Orpis, Páez y Prokurica.

Artículo 71-34

Su texto es el siguiente:

“Artículo 71-34.- Antes del 31 de diciembre del año en que se inicie la vigencia de un nuevo decreto de fijación de valores por tramo del sistema de transmisión troncal, cada CDEC deberá hacer públicos y comunicar a las empresas usuarias del sistema de transmisión troncal, los pagos por peaje que a cada una de ellas corresponda de acuerdo con su uso esperado de las instalaciones del sistema, así como el ingreso tarifario esperado por tramo, para cada uno de los siguientes cuatro años. Los peajes por tramo tendrán asociadas las mismas fórmulas de indexación establecidas en el informe técnico definitivo señalado en el artículo 71-19.

Los pagos por peaje y el ingreso tarifario esperado por tramo deberán ser revisados anualmente, y modificados en caso de que no se cumplan los supuestos de dimensionamiento, localización o fecha de

entrada en operación de instalaciones futuras, ya sea de transmisión o generación, establecidos en el informe técnico señalado en el artículo 71-19.”.

Puesto en votación el artículo, fue aprobado, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Orpis, Páez y Prokurica.

Artículo 71-35

Su tenor es el siguiente:

“Artículo 71-35.- Toda controversia que surja de la aplicación de los artículos 71-28 y siguientes deberá ser presentada antes del 31 de enero al panel de expertos definido en el Título VI de esta ley, en la forma que establezca el reglamento, el cual deberá resolver dicha controversia antes del 31 de marzo, previo informe de la Comisión.

Una vez resuelta la controversia conforme al inciso anterior, deberá procederse al pago de los peajes individuales a la empresa de transmisión troncal, en la modalidad que disponga el reglamento. En todo caso, el ejercicio de acciones jurisdiccionales no obstará al pago de los peajes señalados.”.

Puesto en votación el artículo, fue aprobado, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Orpis, Páez y Prokurica.

Artículo 71-36

Este artículo es del siguiente tenor:

“Artículo 71-36.- El valor anual de los sistemas de subtransmisión será calculado por la Comisión cada cuatro años, con dos años de diferencia respecto del cálculo de valores agregados de distribución establecido en esta ley y el reglamento.

El valor anual de los sistemas de subtransmisión se basará en instalaciones adaptadas a la demanda y eficientemente operadas, y considerará separadamente:

a) Pérdidas medias de subtransmisión en potencia y energía, y

b) Costos estándares de inversión, mantención, operación y administración anuales asociados a las instalaciones. Los costos anuales de inversión se calcularán considerando el V.I. de las

instalaciones, dimensionadas para cubrir la demanda y que permitan minimizar el costo actualizado de inversión, operación, mantenimiento y administración en el período de su vida útil, y una tasa de actualización igual al 10% real anual.”.

Puesto en votación el artículo, fue aprobado, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Orpis, Páez y Prokurica.

Artículo 71-37

Su texto es el siguiente:

“Artículo 71-37.- En cada sistema de subtransmisión identificado en el decreto a que se refiere el artículo 71-3, y en cada barra de retiro del mismo, se establecerán precios por unidad de energía y de potencia, en adelante “peajes de subtransmisión”, que, adicionados a los precios de nudo en sus respectivas barras de inyección, constituirán los precios de nudo en sus respectivas barras de retiro, de manera que cubran los costos anuales a que se refieren las letras a) y b) del artículo anterior, más los costos de la energía y la potencia inyectada.

Los usuarios de los sistemas de subtransmisión que transiten energía o potencia a través de dichos sistemas deberán pagar, a la o a las empresas propietarias de éstos, cada unidad de potencia y energía retirada a los precios señalados en el inciso anterior, de acuerdo con los procedimientos que señale el reglamento.

El pago anual por uso de sistemas de subtransmisión por parte de centrales generadoras que inyecten directamente su producción en dichos sistemas será determinado en los estudios a que se refiere el artículo 71-38. Dicho monto deberá corresponder al valor esperado que resulta de ponderar, para cada condición esperada de operación, la participación de pago de las centrales en cada tramo del sistema de subtransmisión. Para tal efecto, se considerará que en los tramos del sistema de subtransmisión que presenten dirección de flujos hacia el sistema troncal en la correspondiente condición operacional, los pagos se asignarán a las centrales que, conectadas directamente al sistema de subtransmisión, se ubiquen aguas arriba del tramo respectivo. Los tramos que en dicha condición operacional presenten la dirección de flujos contraria, se entenderán asignados a los retiros del sistema de subtransmisión en estudio.

El monto a que diere lugar dicho pago anual será descontado de los costos anuales de inversión, operación y administración a que se refiere el artículo 71-36 para efectos de la determinación de los peajes regulados aplicados sobre los retiros en dichos sistemas.

Los criterios para determinar cuándo un tramo presenta dirección hacia o desde el sistema troncal, así como los demás criterios y procedimientos necesarios para la determinación de los valores señalados, serán establecidos en el reglamento.”.

Puesto en votación el artículo, fue aprobado, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Orpis, Páez y Prokurica.

Artículo 71-38

Su tenor es el siguiente:

“Artículo 71-38.- Para los efectos de determinar el valor anual de los sistemas de subtransmisión, las empresas operadoras o propietarias de dichos sistemas, en adelante las “empresas subtransmisoras”, deberán desarrollar los estudios técnicos correspondientes, conforme a las bases que al efecto elabore la Comisión, y de acuerdo con los procedimientos que se establecen en los artículos siguientes.

Para la realización de los estudios dispuestos en el inciso anterior, la Comisión abrirá un proceso de registro de usuarios e instituciones distintas de los participantes, en adelante los “usuarios e instituciones interesadas”, las cuales tendrán acceso a los antecedentes y resultados del estudio, conforme se señale en esta ley y el reglamento. Dicho registro se deberá reglamentar en los mismos términos del registro del artículo 71-12.”.

Puesto en votación el artículo, fue aprobado, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Orpis, Páez y Prokurica.

Artículo 71-39

Su contenido es el siguiente:

“Artículo 71-39.- Antes de trece meses del término del período de vigencia de los peajes de subtransmisión, la Comisión deberá poner en conocimiento de las empresas subtransmisoras, de los participantes, usuarios e instituciones interesadas, las bases técnicas de los estudios para la determinación del valor anual de los sistemas de subtransmisión. Para estos efectos, serán participantes las empresas generadoras, las empresas distribuidoras y los usuarios no sujetos a regulación de precios.

Las empresas subtransmisoras, los participantes, los usuarios y las instituciones interesadas podrán efectuar observaciones a las bases dentro de los quince días siguientes a la fecha de su recepción. La Comisión acogerá o rechazará fundadamente estas observaciones y comunicará las bases técnicas definitivas dentro de los diez días siguientes al vencimiento del plazo referido.

Si se mantuviesen discrepancias, cualquiera de las empresas subtransmisoras, los participantes o usuarios e instituciones interesadas podrán solicitar la opinión del panel de expertos, dentro del plazo de diez días contados desde la comunicación de las bases técnicas definitivas. El panel de expertos deberá resolver las discrepancias en el plazo de quince días, contado desde el vencimiento del plazo anterior.

Vencido el plazo para formular discrepancias o una vez resueltas, la Comisión deberá formalizar las bases técnicas definitivas a través de una resolución que se publicará en un medio de amplio acceso y se comunicará a las empresas subtransmisoras, los participantes, usuarios e instituciones interesadas.

Para cada sistema de subtransmisión, el estudio será efectuado por una empresa consultora contratada por la o las empresas que operen en el respectivo sistema de subtransmisión, que será seleccionada de una lista de empresas consultoras acordada previamente con la Comisión, de acuerdo con lo que establezca el reglamento.

Antes de seis meses del término de la vigencia de las tarifas, las empresas subtransmisoras presentarán a la Comisión un informe con el valor anual de los sistemas de subtransmisión que resulte del estudio y con las fórmulas de indexación propuestas. El reglamento y las bases establecerán la forma y contenido de los antecedentes que deberán ser aportados para respaldar los resultados del estudio, los que deberán permitir la reproducción completa de los resultados señalados por parte de la Comisión.

La Comisión, en un plazo de quince días contado desde la recepción del estudio, convocará a una audiencia pública a las empresas subtransmisoras, los participantes, usuarios e instituciones interesadas, en la que el consultor expondrá los resultados del estudio de subtransmisión. El reglamento establecerá el procedimiento y las demás normas a que se sujetará esta audiencia. En el plazo de quince días contado desde su celebración, las empresas subtransmisoras, los participantes, usuarios e instituciones interesadas podrán realizar observaciones al estudio presentado.

Realizada la audiencia, la Comisión dispondrá del plazo de tres meses para revisar y, en su caso, corregir el estudio y

estructurar las tarifas correspondientes, remitiendo a las empresas subtransmisoras, los participantes, usuarios e instituciones interesadas un informe técnico que contenga las observaciones y correcciones, junto con las fórmulas tarifarias respectivas.

En caso de discrepancias, las empresas subtransmisoras, los participantes, los usuarios e instituciones interesadas deberán requerir la intervención del panel de expertos dentro del plazo de quince días, contado desde la comunicación del informe técnico, y serán dictaminadas por el panel de expertos dentro de los treinta días siguientes a su presentación.”.

Puesto en votación el artículo, fue aprobado, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Orpis, Páez y Prokurica.

Artículo 71-40

Este artículo es del siguiente tenor:

“Artículo 71-40.- Transcurrido el plazo dispuesto en el artículo anterior para formular discrepancias sin que se hayan presentado o, en su caso, evacuado el dictamen por el panel de expertos, dentro del plazo de quince días, la Comisión deberá remitir al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción el informe técnico con las tarifas de subtransmisión y sus respectivas fórmulas de indexación para el período siguiente, los antecedentes del estudio y el dictamen del panel de expertos, si correspondiere.

El Ministro fijará las tarifas de subtransmisión y sus respectivas fórmulas de indexación para el período siguiente, mediante decreto supremo expedido bajo la fórmula “por orden del Presidente de la República”, el que deberá publicarse en el Diario Oficial dentro de los siguientes quince días de recibido el informe de la Comisión.

Una vez vencido el período de vigencia del decreto señalado en el inciso anterior, los valores establecidos en él y sus fórmulas de indexación seguirán rigiendo, mientras no se dicte el siguiente decreto.

No obstante lo señalado en el inciso anterior, se deberán abonar o cargar a los usuarios, de acuerdo con el procedimiento que establezca el reglamento, las diferencias que se produzcan entre lo efectivamente facturado y lo que corresponda acorde a las nuevas tarifas, por todo el período transcurrido hasta la fecha de publicación del nuevo decreto. Las reliquidaciones que sean procedentes serán reajustadas de

acuerdo con el interés corriente vigente 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 de las tarifas del decreto anterior.

Las bases, los estudios realizados por las empresas, el dictamen del panel de expertos y los informes de la Comisión y del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción serán públicos una vez publicado el respectivo decreto en el Diario Oficial, para los efectos de la ley N° 18.575.”.

Puesto en votación el artículo, fue aprobado, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Orpis, Páez y Prokurica.

Artículo 71-41

Su texto es el siguiente:

“Artículo 71-41.- El transporte por sistemas adicionales se regirá por lo previsto en los respectivos contratos de transporte entre los usuarios y los propietarios de las instalaciones. El peaje a que da derecho dicho transporte se deberá calcular en base a un valor de transmisión anual, equivalente al valor presente de las inversiones menos el valor residual, más los costos proyectados de operación y mantenimiento, más los costos de administración, conforme se disponga en el reglamento. En todo caso, todos los antecedentes y valores para calcular el peaje deberán ser técnica y económicamente respaldados y de público acceso a todos los interesados.

En aquellos casos en que existan usuarios sometidos a regulación de precios abastecidos directamente desde sistemas de transmisión adicional, los precios a nivel de generación-transporte aplicables a dichos suministros deberán reflejar los costos que éstos importan a los propietarios de los sistemas señalados. El procedimiento de determinación de precios correspondiente será establecido en el reglamento.”.

Puesto en votación el artículo, fue aprobado, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Orpis, Páez y Prokurica.

Artículo 71-42

Su tenor es el siguiente:

“Artículo 71-42.- Los propietarios de instalaciones de los sistemas de transmisión deberán publicar en el Diario Oficial, en el mes de diciembre de cada año, tener a disposición de los interesados en un medio electrónico de acceso público, y enviar a la Comisión la siguiente información:

a) Anualidad del V.I. y COMA de cada una de sus instalaciones, según procedimientos indicados en el reglamento.

b) Características técnicas básicas según lo indicado en el reglamento.

c) Potencia máxima transitada, según lo indicado en el reglamento.”.

Puesto en votación el artículo, fue aprobado, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Orpis, Páez y Prokurica.

Artículo 71-43

Su texto es el siguiente:

“Artículo 71-43.- Los concesionarios de servicio público de distribución de electricidad estarán obligados a prestar el servicio de transporte, permitiendo el acceso a sus instalaciones, tales como líneas aéreas o subterráneas, subestaciones y obras anexas, 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 máximo por unidad de potencia retirada, igual al valor agregado de distribución vigente en la zona en que se encuentra el usuario, dentro de la respectiva área típica.

Los propietarios de medios de generación conectados directamente a instalaciones de un sistema de distribución, y cuyo excedente de potencia suministrable al sistema interconectado no supere los 9.000 kilowatts, estarán liberados del pago de peajes por el uso de las redes de dicho sistema de distribución, mientras la potencia agregada de los generadores de menos de 9.000 kilowatts conectados en el mismo sistema de distribución no supere el 10% de la demanda máxima de dicho sistema. En caso que dicha potencia agregada supere dicho porcentaje, deberán pagar peajes a la empresa distribuidora por dicho exceso, considerando tanto los costos adicionales en las zonas adyacentes a los

puntos de inyección como los ahorros de costos en el resto de la red de distribución, conforme los procedimientos que para la determinación de estos peajes establezca el reglamento.

El Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, previo informe de la Comisión, fijará estos peajes en conjunto y con ocasión de la fijación de tarifas de distribución correspondiente. El reglamento establecerá el procedimiento para la fijación y aplicación de dichos peajes.”.

El Ejecutivo presentó las siguientes indicaciones:

a) Intercálase en su inciso primero, a continuación de la expresión “acceso a sus instalaciones” y antes de la coma (,) que le sigue, las palabras “de distribución”.

b) Suprímase en su inciso segundo, las expresiones “máximo por unidad de potencia retirada,” que siguen a la palabra “peaje”.

c) Intercálase, a continuación de su inciso segundo, el siguiente inciso tercero, nuevo, pasando los actuales tercero y cuarto a ser incisos cuarto y quinto, respectivamente:

“Serán aplicable a este servicio las disposiciones establecidas en los artículos 75°, en lo referente a la garantía para caucionar potencias superiores a 10 kilowatts, 84° y 150° letra q).”.

El señor Ministro explicó las indicaciones propuestas vienen a precisar la redacción respecto a la determinación del peaje de distribución, eliminándose la referencia a un peaje máximo que inducía a confusión. Agregó que se exigen a los clientes de los generadores las mismas garantías que se piden a los clientes habituales de las distribuidoras.

Puesto en votación el artículo, fue aprobado, junto a las indicaciones del Ejecutivo, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Núñez, Orpis, Páez y Prokurica.

Artículo 71-44

Su texto es el siguiente:

“Artículo 71-44.- El desarrollo y operación de un sistema de interconexión entre sistemas eléctricos independientes ubicados dentro del territorio nacional se regirá por las disposiciones que se

establecen en los artículos siguientes y en las normas reglamentarias que se dicten para su aplicación.”.

El Ejecutivo presentó una indicación para sustituir el artículo 71-44, por el siguiente:

“Artículo 71-44.- El desarrollo y operación de líneas y demás instalaciones de interconexión entre sistemas eléctricos independientes, dentro del territorio nacional, que no hayan sido calificadas como troncales en los respectivos decretos, se regirán por las disposiciones que se establecen en los artículos siguientes y en las normas reglamentarias correspondientes.”.

A su vez, el Honorable Senador señor Orpis formuló una indicación para reemplazar, en el inciso primero, la expresión “El desarrollo” por “Sin perjuicio de lo que establece el artículo 71-25, el desarrollo”.

Por su parte, los Honorables Senadores señores Lavandero, Orpis y Prokurica presentaron una indicación para agregar el siguiente inciso segundo, nuevo:

“Una vez vencido el plazo al cual se refiere el artículo 71-45, las instalaciones de transmisión que interconecten sistemas eléctricos independientes que no sean calificadas como troncales, se considerarán sistemas de transmisión adicionales en los sistemas eléctricos que interconectan.”.

La Comisión acordó rechazar la indicación del Ejecutivo, por no ser concordante con lo establecido respecto de la interconexiones. Asimismo, aprobó las indicaciones presentadas por los señores parlamentarios.

Puesto en votación el artículo, fue aprobado, junto a las indicaciones presentadas por los Senadores antes mencionados, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Núñez, Orpis, Páez y Prokurica.

Artículo 71-45

Su texto es el siguiente:

“Artículo 71-45.- Cualquier empresa eléctrica interesada en desarrollar, operar o utilizar un sistema de interconexión entre sistemas eléctricos previamente establecidos podrá, a través de un procedimiento público, convocar a toda empresa eléctrica a un proceso de

negociación abierto, con la finalidad de determinar las características técnicas y plazos de entrada en operación de dicho proyecto, así como la participación en el pago anual que se efectuará a la empresa que lo desarrolle, por parte de quienes resulten interesados en su ejecución.

La participación en el mencionado pago anual que haya comprometido cada uno de los interesados conforme lo señalado en el inciso anterior constituirá el derecho de uso que cada uno de ellos poseerá sobre el sistema de interconexión. Tales derechos se mantendrán por el período que resulte de la negociación, que no podrá ser inferior a diez años ni superior a veinte años, al cabo del cual el sistema de interconexión pasará a regirse por las disposiciones generales establecidas en la presente ley.

El procedimiento señalado deberá ser transparente y no discriminatorio. Este procedimiento deberá desarrollarse conforme las etapas, plazos y mecanismos de entrega de información que establecerá el reglamento.”.

El Ejecutivo presentó una indicación para agregar a continuación del punto final del inciso segundo del artículo, la siguiente oración final: “Durante dicho período no se aplicará lo dispuesto en el inciso segundo del artículo 71-5.”.

La Comisión aprobó la indicación del Ejecutivo.

Puesto en votación el artículo, fue aprobado, junto a la indicación del Ejecutivo, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Núñez, Orpis, Páez y Prokurica.

Artículo 71-46

Su texto es el siguiente:

“Artículo 71-46.- La operación de los sistemas eléctricos que resulten interconectados deberá ser coordinada con el fin de preservar la seguridad del servicio y garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones.

Asimismo, el sistema de interconexión se regirá por las normas generales sobre seguridad y calidad de servicio establecidas en la presente ley y sus reglamentos.”.

Puesto en votación el artículo, fue aprobado, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Núñez, Orpis, Páez y Prokurica.

Artículo 71-47

Su tenor es el siguiente:

“Artículo 71-47.- Las transferencias de energía que resulten de la coordinación de la operación de los sistemas interconectados serán valorizadas de acuerdo a los costos marginales instantáneos de cada sistema eléctrico, los cuales serán calculados por el organismo de coordinación de la operación o CDEC que corresponda.

Las transferencias de potencia se determinarán conforme a lo establecido en el artículo 71-50 de esta ley.

Los ingresos tarifarios resultantes de las diferencias que se produzcan por la aplicación de los costos marginales instantáneos y precios de nudo de la potencia que rijan en los respectivos extremos del sistema de interconexión, serán percibidos por quienes constituyan derechos de uso sobre dicho sistema, y a prorrata de los mismos.

Para los efectos de la prestación de servicios complementarios, deberán concurrir a las respectivas transferencias quienes posean derechos de uso sobre el sistema de interconexión, a prorrata de los mismos.”.

Puesto en votación el artículo, fue aprobado, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Núñez, Orpis, Páez y Prokurica.

Artículo 71-48

Su contenido es el siguiente:

“Artículo 71-48.- Sólo las empresas que hayan constituido los derechos de uso a que se refiere el artículo 71-45 podrán convenir contratos para suministros firmes de energía y potencia, sometidos o no a fijación de precios, ubicados en cualquiera de los sistemas que resulten interconectados.

El monto de suministro firme de potencia que una empresa desee comprometer mediante tales contratos estará limitado a sus respectivos derechos de uso.

Las empresas que hayan constituido derechos de uso podrán ofertar y transferir a los posibles interesados aquellos derechos

de uso que no tengan comprometidos. Los pagos y los períodos involucrados en estas transferencias se regirán por acuerdos entre las partes.”.

Puesto en votación el artículo, fue aprobado, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Núñez, Orpis, Páez y Prokurica.

Artículo 71-49

Este artículo es del siguiente tenor:

“Artículo 71-49.- Quienes posean derechos de uso sobre el sistema de interconexión deberán pagar los correspondientes peajes por inyección o retiro en las instalaciones del sistema troncal de cada uno de los sistemas que se interconecten, determinados conforme a los procedimientos generales.”.

El Honorable Senador señor Prokurica presentó una indicación para agregar, a continuación de la palabra “generales”, la frase “que se establecen en los artículos 71-29 al 71-32 de esta ley”.

Puesto en votación el artículo, fue aprobado, junto a la indicación antes citada, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Núñez, Orpis, Páez y Prokurica.

Artículo 71-50

Su tenor es el siguiente:

“Artículo 71-50.- Las magnitudes de potencia por considerar en las transferencias a que se refiere el artículo 71-47 se establecerán para cada sistema eléctrico interconectado, independientemente del sentido de los flujos de potencia instantánea.

Cada año se deberá determinar la condición de exportador o importador de cada sistema eléctrico. Para tal efecto, se considerará como sistema exportador al sistema que posea el mayor cociente entre su capacidad propia de generación y la demanda propia en horas de máxima utilización. El sistema que presente el cociente menor se considerará importador. Para la determinación de la respectiva capacidad propia de generación se considerará la capacidad de cada unidad generadora, descontado los efectos de consumos propios, indisponibilidad y variabilidad hidrológica, según corresponda.

La transferencia de potencia a través del sistema de interconexión se determinará igual al menor valor entre la capacidad del

sistema de interconexión y la transferencia de potencia que iguala los cocientes entre capacidad propia y demanda propia en horas de máxima utilización, para cada sistema.

Se entenderá que quienes poseen derechos de uso sobre el sistema de interconexión efectúan inyecciones de potencia en el sistema importador, las cuales serán iguales a la transferencia de potencia resultante del inciso anterior, a prorrata de los derechos de uso.

Estas potencias inyectadas, incrementadas por pérdidas de potencia, corresponderán a los retiros de potencia desde el sistema exportador.

El ajuste entre demanda y oferta de potencia en cada sistema se realizará incluyendo las inyecciones o retiros de potencia señalados en este artículo.”.

Puesto en votación el artículo, fue aprobado, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Núñez, Orpis, Páez y Prokurica.

Artículo 2º

“Artículo 2º.- Incorporánse los siguientes artículos 104-1, 104-2, 104-3, 104-4, 104-5, 104-6, 104-7 y 104-8, a continuación del artículo 104, en el decreto con fuerza de ley N° 1, de 1982, del Ministerio de Minería.”.

Puesto en votación el encabezado del artículo, fue aprobado, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Núñez, Orpis, Páez y Prokurica.

Artículo 104-1

Su texto es el siguiente:

“Artículo 104-1.- En los sistemas eléctricos cuya capacidad instalada de generación sea inferior a 200 megawatts y superior a 1.500 kilowatts, en adelante, “sistemas medianos”, se deberá propender al desarrollo óptimo de las inversiones, así como operar las instalaciones de modo de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, y garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico.

En dichos sistemas se aplicarán las normas pertinentes respecto de las exigencias de seguridad y calidad de servicio, así

como las normas de obligatoriedad y racionamiento establecidas en esta ley, conforme se establezca en el reglamento.

Cuando en dichos sistemas exista más de una empresa generadora, deberán operarse todas las instalaciones interconectadas en forma coordinada, de modo de garantizar el cumplimiento de los objetivos asociados a la operación de las instalaciones establecidos en el inciso precedente. El reglamento establecerá las normas que se requieran para cumplir con la operación y administración de dicho sistema en las condiciones señaladas en este inciso.”.

Puesto en votación el artículo, fue aprobado, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Núñez, Orpis, Páez y Prokurica.

Artículo 104-2

Su tenor es el siguiente:

“Artículo 104-2.- Los planes de expansión de las instalaciones de generación y de transmisión y los precios regulados a nivel de generación y de transmisión de cada sistema mediano, se determinarán conjuntamente, cada cuatro años, mediante la elaboración de los estudios técnicos establecidos en los artículos siguientes. Los precios señalados se calcularán sobre la base del costo incremental de desarrollo y del costo total de largo plazo de los segmentos de generación y transmisión, según corresponda, de sistemas eficientemente dimensionados, y considerando el abastecimiento total de la demanda del sistema eléctrico.

La estructura general de tarifas se basará en el costo incremental de desarrollo de cada segmento. El nivel general de tarifas, por su parte, deberá ser suficiente para cubrir el costo total de largo plazo del segmento correspondiente. No obstante, en los casos en que las instalaciones de generación y transmisión, o una proporción de ellas mayor al 50%, pertenezca a una misma empresa con sistemas verticalmente integrados, el nivel de tarifas de las instalaciones correspondientes se fijará de modo de cubrir el costo total de largo plazo global de la empresa.

Para los efectos de lo establecido en el inciso anterior, los cálculos respectivos deberán considerar una tasa de actualización igual al 10% real anual.

El reglamento establecerá las condiciones y requisitos para calificar las instalaciones presentes en los sistemas medianos, como instalaciones de generación o de transmisión.”.

Puesto en votación el artículo, fue aprobado, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Núñez, Orpis, Páez y Prokurica.

Artículo 104-3

Este artículo es del siguiente tenor:

“Artículo 104-3.- Los costos incrementales de desarrollo y los costos totales de largo plazo de los segmentos de generación y de transmisión se calcularán, respectivamente, para un conjunto eficiente de instalaciones de generación y transmisión que permitan abastecer la demanda proyectada en cada sistema mediano. El reglamento establecerá la metodología detallada de cálculo de costos y de proyección de demanda, así como las características de las bases de los estudios que deberán realizarse para la fijación de precios a nivel de generación y transmisión.”.

Puesto en votación el artículo, fue aprobado, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Núñez, Orpis, Páez y Prokurica.

Artículo 104-4

Su texto es el siguiente:

“Artículo 104-4.- El costo incremental de desarrollo a nivel de generación y a nivel de transmisión es el costo medio por unidad de demanda incremental de potencia y energía de un proyecto de expansión eficiente del sistema, cuyo valor actual neto es igual a cero. Dicho costo se obtendrá de la suma de los costos de inversión de las ampliaciones y del aumento de los costos de operación, de un sistema en que se realizan las ampliaciones de capacidad de generación y transmisión que minimizan el costo actualizado de inversión, operación, mantenimiento y energía no suministrada, en un período de planificación no inferior a quince años. Para su cálculo, se deberá establecer el plan de expansión que minimiza el costo actualizado de inversión, operación y mantenimiento del sistema para el período de planificación.

Para evaluar el plan de expansión óptimo se deberá considerar la variabilidad hidrológica, así como la incertidumbre relacionada con los costos de los insumos principales, tales como los precios de combustibles y otros costos asociados a las opciones tecnológicas de generación y transmisión.

El costo total de largo plazo en el segmento de generación y de transmisión es aquel valor anual constante requerido para cubrir los costos de explotación y de inversión, en que se incurra durante el

período tarifario de cuatro años que sucede a la fijación, de un proyecto de reposición que minimiza el total de los costos de inversión y explotación de largo plazo del servicio.”.

Puesto en votación el artículo, fue aprobado, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Núñez, Orpis, Páez y Prokurica.

Artículo 104-5

Su texto es el siguiente:

“Artículo 104-5.- Antes de doce meses del término del período de vigencia de los precios de generación, de transmisión y de distribución, la Comisión deberá poner en conocimiento de las empresas que operen en sistemas medianos las bases de los estudios para la determinación del plan de expansión de las instalaciones de generación y de transmisión, y para el cálculo del costo incremental de desarrollo y el costo total de largo plazo de los segmentos de generación, de transmisión y de distribución, según corresponda. Las empresas podrán efectuar observaciones a las bases dentro de los quince días siguientes a la fecha de recibidas. La Comisión acogerá o rechazará fundadamente las observaciones de las empresas, y comunicará las bases definitivas, 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.

En cada sistema mediano, el estudio será efectuado por una empresa consultora contratada por la o las empresas que operen en el respectivo sistema, que será seleccionada de una lista de empresas consultoras acordadas previamente con la Comisión, conforme a lo que establezca el reglamento.

Cada estudio deberá identificar los planes de expansión de las instalaciones de generación y de transmisión del sistema correspondiente y los respectivos costos incrementales de desarrollo y costos totales de largo plazo para cada uno de los segmentos de generación, transmisión y distribución del sistema en cuestión.

Antes de seis meses del término de la vigencia de las tarifas, las empresas que operan en sistemas medianos presentarán a la Comisión el resultado de los estudios, indicando los planes de expansión, los costos por segmento y las fórmulas de indexación propuestas. El reglamento, las bases del estudio y el contrato respectivo, establecerán la forma y contenido de los antecedentes que deberán ser aportados para respaldar los resultados del estudio, antecedentes que deberán permitir la reproducción completa de los resultados señalados por parte de la Comisión.

Recibidos los estudios, la Comisión dispondrá de un plazo de tres meses para revisarlos, efectuar las correcciones que estime pertinentes y estructurar las tarifas correspondientes. La Comisión deberá remitir a las empresas un informe técnico que contenga las observaciones y correcciones al estudio y las fórmulas tarifarias respectivas. Las empresas dispondrán de quince días para formalizar su acuerdo o desacuerdo con la Comisión. En caso de no alcanzar acuerdo, la Comisión enviará los antecedentes al panel de expertos, el que resolverá en el plazo de quince días.”.

Puesto en votación el artículo, fue aprobado, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Núñez, Orpis, Páez y Prokurica.

Artículo 104-6

Su tenor es el siguiente:

“Artículo 104-6.- Transcurrido el plazo dispuesto en el artículo anterior sin que se haya manifestado desacuerdo o resuelto el mismo por el panel de expertos, la Comisión deberá remitir al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, dentro de los siguientes quince días, un informe técnico definitivo con las tarifas para el siguiente período, con los antecedentes de los respectivos estudios, y un informe que se pronuncie fundadamente sobre todas las observaciones presentadas oportunamente durante el proceso de tarificación.

El Ministro fijará las tarifas de generación y de transmisión y sus respectivas fórmulas de indexación para el período siguiente, mediante decreto supremo expedido bajo la fórmula “por orden del Presidente de la República”, el que deberá publicarse en el Diario Oficial dentro de los siguientes quince días de recibido el informe de la Comisión.

Una vez vencido el período de vigencia del decreto señalado en el inciso anterior, los valores en él establecidos y sus respectivas fórmulas de indexación seguirán rigiendo, mientras no se dicte el siguiente decreto.

No obstante lo señalado en el inciso anterior, se deberán abonar o cargar a los usuarios, de acuerdo con el procedimiento que establezca el reglamento, las diferencias que se produzcan entre lo efectivamente facturado y lo que corresponda acorde a las nuevas tarifas, por todo el período transcurrido hasta la fecha de publicación del nuevo decreto. Las reliquidaciones que sean procedentes serán reajustadas de acuerdo con el interés corriente vigente 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 de las tarifas del decreto anterior.

Las bases, los estudios realizados por las empresas y los informes de la Comisión, del panel de expertos y del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción serán públicos una vez publicado el respectivo decreto en el Diario Oficial, para efectos de la ley N° 18.575.”.

El Ejecutivo presentó una indicación para agregar, en el inciso segundo del artículo 104-6, a continuación de la expresión “informe de la comisión” y antes del punto final (.), la frase “,con posterioridad, se procederá a la aplicación de lo dispuesto en el inciso segundo del artículo 113”.

La Comisión aprobó la indicación del Ejecutivo, con la modificación formal de agregarla a continuación del punto final del inciso segundo.

Puesto en votación el artículo, fue aprobado, junto a la indicación del Ejecutivo, modificada en algunos aspectos formales, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Núñez, Orpis, Páez y Prokurica.

Artículo 104-7

Su texto es el siguiente:

“Artículo 104-7.- Los planes de expansión en instalaciones de generación y transmisión a que se refiere el artículo 104-4, que resulten de los estudios referidos en los artículos precedentes y que sean establecidos en el o en los decretos respectivos, tendrán carácter de obligatorios para las empresas que operen en sistemas medianos, mientras dichos planes se encuentren vigentes.

En particular, las obras de generación o de transmisión cuyo inicio de construcción se definan conforme al respectivo plan de expansión, para dentro del siguiente período de cuatro años, deberán ser ejecutadas por las empresas que operen en sistemas medianos, conforme al tipo, dimensionamiento y plazos con que ellas fueron establecidas en el señalado plan.”.

Puesto en votación el artículo, fue aprobado, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Núñez, Orpis, Páez y Prokurica.

Artículo 104-8

Su tenor es el siguiente:

“Artículo 104-8.- Los estudios que dieron origen a los planes señalados establecerán, en su oportunidad, el rango de validez de las hipótesis técnicas y económicas que sustenten la conveniencia de la implementación de estos planes en la forma, dimensión y plazos recomendados.

En el período que medie entre dos fijaciones tarifarias, las empresas podrán solicitar a la Comisión la realización de un nuevo estudio de expansión y de costos, si se produjesen desviaciones en las condiciones de oferta o de demanda que se ubiquen fuera de las tolerancias establecidas conforme lo señalado en el inciso precedente, caso en el cual los efectos tarifarios y los planes de expansión resultantes del nuevo estudio tendrán vigencia hasta el término del cuatrienio en curso.

En todo caso, las empresas siempre podrán adelantar o atrasar las inversiones respecto de las fechas establecidas en el plan de expansión vigente, sin mediar la condición establecida en el inciso precedente, previa autorización de la Comisión. En dicho caso, no habrá efectos en tarifas.”.

Puesto en votación el artículo, fue aprobado, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Núñez, Orpis, Páez y Prokurica.

Artículo 3º

“Artículo 3º.- Incorpórase, a continuación del artículo 129 del decreto con fuerza de ley N° 1, de 1982, del Ministerio de Minería, el siguiente Título VI, nuevo, pasando los actuales títulos VI, VII y VIII, a ser Títulos VII, VIII y IX, respectivamente:

“TÍTULO VI.
DEL PANEL DE EXPERTOS”.

Puesto en votación el encabezamiento del artículo, fue aprobado, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Núñez, Orpis, Páez y Prokurica.

Artículo 130

Este artículo es del siguiente tenor:

“Artículo 130.- Serán sometidas al dictamen de un panel de expertos las discrepancias que se produzcan en relación con:

1.- La determinación de las bases técnicas y administrativas definitivas previstas en el artículo 71-13;

2.- El informe técnico basado en los resultados del estudio de transmisión troncal que le corresponde a la Comisión, de acuerdo al artículo 71-18;

3.- El informe preliminar con los valores de transmisión por tramo y las fórmulas de indexación que le corresponde a la Comisión, de acuerdo al artículo 3° transitorio;

4.- Las bases de los estudios para la determinación del valor anual de los sistemas de subtransmisión, indicado en el artículo 71-39;

5.- La fijación del peaje determinado en base al valor agregado de distribución, referido en el artículo 71-43;

6.- La fijación de los peajes de subtransmisión, indicados en el artículo 71-40;

7.- Las bases de los estudios para la determinación del valor anual de los sistemas eléctricos cuyo tamaño es inferior a 200 megawatts y superior a 1.500 kilowatts en capacidad instalada de generación, en conformidad al artículo 97;

8.- La determinación de las componentes del valor agregado por concepto de costos de distribución, calculadas para el número de áreas de distribución típicas que fije la Comisión, así como la fijación de estas últimas, de acuerdo al artículo 107;

9.- La fijación de los precios de los servicios no consistentes en suministros de energía a que se refiere el número 4 del artículo 90, en conformidad al artículo 107 bis;

10.- La determinación de los costos de explotación para las empresas distribuidoras de acuerdo a lo señalado en el artículo 116;

11.- La fijación del valor nuevo de reemplazo, según lo previsto en el artículo 118, y

12.- Las demás 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.

Asimismo, se someterá a dictamen del panel de expertos los conflictos que se susciten en el interior de un CDEC, respecto de aquellas materias que se determinen reglamentariamente.”.

El Ejecutivo presentó una indicación para suprimir el número 8.

A su vez, el Honorable Senador señor Orpis formuló las siguientes indicaciones.

1. Para eliminar, en el N° 5, la expresión “determinado en base al valor agregado”.

2. Para suprimir, en el N° 12, las palabras “de común acuerdo”.

La Comisión aprobó la indicación del Ejecutivo que suprime el N° 8, con los votos de los Honorables Senadores señores Frei, Lavandero, Núñez, Orpis y Prokurica.

Posteriormente, aprobó la indicación 1. Del Honorable Senador señor Orpis, con los votos favorables de los Honorables Senadores señores Núñez, Orpis, Páez y Prokurica.

A continuación el Honorable Senador señor Orpis declaró ser partidario de dar una mayor relevancia al panel de expertos, por lo que prefería que si una de las partes quería llevar un asunto al panel lo pudiera hacer.

La Comisión rechazó la indicación 2 del Honorable Senador señor Orpis, que buscaba suprimir las palabras “de común acuerdo”, por tres votos en contra y uno a favor. Votaron en contra los Honorables Senadores señores Núñez, Páez y Prokurica. A favor el Honorable Senador Orpis.

Puesto en votación el artículo, fue aprobado, junto a las indicaciones antes citadas, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Núñez, Orpis, Páez y Prokurica.

Artículo 131

Su texto es el siguiente:

“Artículo 131.- El panel de expertos estará integrado por cinco profesionales ingenieros o licenciados en ciencias económicas que acrediten cinco años de experiencia en el área eléctrica, designados por la Comisión Resolutiva establecida en el decreto ley N° 211, de 1973, mediante concurso público de antecedentes fundado en condiciones objetivas, transparentes y no discriminatorias. El concurso público para conformar el panel de expertos deberá también ser publicado, a lo menos, en un diario de cada región.

El nombramiento de los integrantes así designados se efectuará mediante resolución del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

Los integrantes del panel de expertos ejercerán su función por seis años y podrán ser designados por un nuevo período, para lo cual deberán participar en el concurso señalado en el número anterior. La renovación de los integrantes se efectuará parcialmente cada dos años.

Una vez constituido, el panel elegirá de entre sus integrantes, al experto que lo presidirá por los siguientes dos años. El quórum mínimo para sesionar será de tres integrantes y los acuerdos se adoptarán por simple mayoría, decidiendo el voto del presidente en caso de empate.

Es incompatible la función de integrante del panel con la condición de funcionario público y también con la calidad de director, gerente, trabajador dependiente, asesor independiente, o la condición de tenedor, poseedor o propietario de acciones o derechos, por sí o a través de una persona jurídica, de empresas generadoras, transmisoras, comercializadoras y distribuidoras de energía eléctrica, sean o no concesionarias, o de sus matrices, filiales o coligadas. Las personas que al momento de su nombramiento detenten cualquiera de dichas condiciones deberán renunciar a ella. Las limitaciones contenidas en este artículo se mantendrán hasta un año después de haber terminado el período del integrante de que se trate. En todo caso, el desempeño como integrante del panel es compatible con funciones y cargos docentes.

Los integrantes del panel deberán, además, de mutuo propio o a petición de parte, inhabilitarse de intervenir en las discrepancias que se sometieren a su conocimiento, comunicándolo inmediatamente a las partes a través del secretario abogado, en caso que, personalmente, incurran en alguno de los motivos de abstención contemplados en el artículo 12 de la ley N° 19.880, con excepción de su

número 4. Si la inhabilitación fuese a petición de parte, será resuelta por el panel de expertos, con exclusión del integrante cuya inhabilitación se solicita, previo informe del secretario abogado.”.

El señor Ministro expresó que prefería que los integrantes del panel fueran profesionales ingenieros o licenciados en ciencias económicas, más que abogados. Añadió que los problemas del sector eléctrico son sumamente complejos y que requerían para su resolución de la técnica de personas con experiencia en la materia.

El Honorable Senador señor Orpis presentó una indicación para agregar en el inciso primero, a continuación de la palabra “profesionales” la siguiente frase “, dos abogados y tres”.

En votación la indicación del Honorable Senador señor Orpis se produjo un empate, ya que obtuvo 2 votos a favor y 2 en contra. Votaron a favor los Honorables Senadores señores Orpis y Prokurica, y en contra los Honorables Senadores señores Lavandero y Núñez. Repetida la votación se volvió a producir un empate a 2 votos.

Vuelta a repetir, de conformidad al Reglamento, nuevamente se empató a 2 votos, por lo que se rechazó la indicación.

Por su parte, el Honorable Senador señor Prokurica formuló indicación para reemplazar el inciso primero por el siguiente:

“Artículo 131.- El panel de expertos estará integrado por cinco profesionales, de los cuales tres deberán ser ingenieros o licenciados en ciencias económicas que acrediten cinco años de experiencia en el sector eléctrico, y dos deberán ser abogados, que acrediten cinco años de experiencia en el sector eléctrico y temas regulatorios, todos ellos designados por la Comisión Resolutiva establecida en el decreto ley N° 211, de 1973, o el Tribunal de defensa de la Libre Competencia, establecido en la ley N° 19.911, mediante concurso público de antecedentes fundado en condiciones objetivas, transparentes y no discriminatorias. El concurso público para conformar el panel de expertos deberá también ser publicado, a lo menos, en un diario de cada región.”.

En votación la indicación del Honorable Senador señor Prokurica se produjo un empate, ya que obtuvo 2 votos a favor y 2 en contra. Votaron a favor los Honorables Senadores señores Orpis y Prokurica, y en contra los Honorables Senadores señores Lavandero y Núñez. Repetida la votación se volvió a producir un empate a 2 votos.

Vuelta a repetir, de conformidad al Reglamento, nuevamente se empató a 2 votos, por lo que se rechazó la indicación del Honorable Senador señor Prokurica.

A continuación, el Honorable Senador señor Prokurica formuló las siguientes indicaciones:

1. Para reemplazar, en el inciso tercero, la palabra “dos” por “tres”.

2. Para sustituir, en el inciso cuarto, la palabra “dos” por “tres”.

La Comisión aprobó ambas indicaciones por la unanimidad de los miembros presentes, Honorables Senadores señores Núñez, Orpis, Páez y Prokurica.

A su vez, los Honorables Senadores señores Núñez, Orpis, Páez y Prokurica, presentaron una indicación para reemplazar el inciso final por el siguiente:

“Los integrantes del panel deberán inhabilitarse de intervenir en las discrepancias que se sometieren a su conocimiento, en caso que incurran personalmente en alguno de los motivos de abstención contemplados en el artículo 12 de la ley N° 19.880, con excepción de su número 4, comunicándolo inmediatamente a las partes a través del secretario abogado. Sin perjuicio de ello, las partes podrán solicitar la inhabilitación directamente al panel de expertos, el que se pronunciará con exclusión del integrante cuya inhabilitación se solicita, previo informe del secretario abogado.”.

La Comisión aprobó esta indicación por la unanimidad de los miembros presentes, Honorables Senadores señores Núñez, Orpis, Páez y Prokurica.

Puesto en votación el artículo, fue aprobado, junto a las indicaciones antes citadas, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Núñez, Orpis, Páez y Prokurica.

Artículo 132

Su texto es el siguiente:

“Artículo 132.- El panel contará con un secretario abogado, que tendrá las funciones indicadas en este Título y, especialmente, las siguientes:

a) recibir, registrar y certificar el ingreso de las discrepancias y demás presentaciones que se formulen al panel;

b) efectuar el examen de admisibilidad formal de las discrepancias que se presenten para conocimiento del panel, el cual se referirá exclusivamente al cumplimiento de los plazos fijados para cada discrepancia y de las materias indicadas en el artículo 130;

c) poner en conocimiento de los integrantes del panel, dentro de las veinticuatro horas siguientes a su presentación, las discrepancias que se sometan al dictamen del panel, y

d) las demás que señale el reglamento.

El secretario abogado será designado por la Comisión Resolutiva mediante un concurso público de antecedentes sujeto a las mismas condiciones establecidas para los integrantes del panel, permanecerá seis años en su cargo, pudiendo ser nombrado para un nuevo período y estará sujeto a las mismas incompatibilidades e inhabilidades señaladas en el artículo anterior.

Los postulantes deberán estar en posesión del título de abogado y acreditar cinco años de experiencia en áreas relacionadas con regulaciones económicas o eléctricas. El nombramiento se efectuará mediante resolución del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.”.

El Honorable Senador señor Prokurica formuló una indicación para agregar, en el inciso segundo, después de la palabra “Resolutiva” la frase “o el Tribunal de la Libre Competencia”.

Puesto en votación el artículo, fue aprobado, junto a la indicación antes citada, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Núñez, Orpis, Páez y Prokurica.

Artículo 133

Su texto es el siguiente:

“Artículo 133.- La presentación de la discrepancia deberá efectuarse por escrito, exponer claramente los puntos o materias que la sustentan, de acuerdo con el procedimiento legal en que se haya originado, sin que puedan ser adicionados, rectificadas o enmendadas las discrepancias existentes al momento de surgir la discrepancia; e indicar el

domicilio dentro de la ciudad de Santiago y el representante del requirente al cual deberán practicarse las notificaciones que correspondieren.

Requerida la intervención del panel de expertos, se convocará a una sesión especial dentro de los cinco días siguientes a la presentación de la discrepancia, 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 de Electricidad y Combustibles tienen la condición de interesados en la esfera de sus respectivas atribuciones. El panel evacuará el dictamen dentro del plazo de treinta días contados desde la presentación de la discrepancia, 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.

El dictamen del panel de expertos se pronunciará exclusivamente sobre los aspectos en que exista discrepancia, debiendo optar por una u otra alternativa en discusión, sin que pueda adoptar valores intermedios. Será vinculante para todos los que participen en el procedimiento respectivo y no procederá ninguna clase de recursos, jurisdiccionales o administrativos, de naturaleza ordinaria o extraordinaria.

No obstante, el Ministro Presidente de la Comisión Nacional de Energía, con acuerdo del Consejo Directivo, mediante resolución exenta fundada, podrá, dentro del plazo de diez días contado desde la notificación del dictamen, declararlo inaplicable temporalmente, por el período que determine la resolución exenta, en caso que se refiera a materias ajenas a las señaladas en el artículo 130 o cuando ponga en riesgo manifiesto la seguridad del suministro eléctrico.”.

El Honorable senador señor Orpis presentó las siguientes indicaciones:

1. Para agregar la siguiente oración en el inciso segundo, previo a la oración que comienza con “El dictamen..”: “Se abrirá un plazo probatorio, que no podrá exceder de diez días, si las partes así lo solicitan. El Panel apreciará la prueba de acuerdo con las reglas de la sana crítica.”.

2. Para agregar la siguiente oración, al final del inciso segundo: “En lo previsto en esta norma se aplicará supletoriamente el procedimiento con que conoce la Comisión Resolutiva”.

3. Para eliminar, en el inciso tercero, la oración: “los que participen en el procedimiento respectivo y no procederá ninguna

clase de recurso, jurisdiccionales o administrativos, de naturaleza ordinaria o extraordinaria.”.

4. Para agregar la siguiente frase al final del inciso tercero: “excepto el recurso de queja”.

5. Para eliminar el inciso quinto.

La Comisión rechazó las indicaciones por tres votos en contra y uno a favor. Votaron en contra los Honorables Senadores señores Núñez, Páez y Prokurica. Votó a favor el Honorable Senador señor Orpis.

Puesto en votación el artículo, fue aprobado, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Núñez, Orpis, Páez y Prokurica.

Artículo 134

Su texto es el siguiente:

“Artículo 134.- Los costos correspondientes al funcionamiento del panel de expertos serán determinados por el reglamento, considerando antecedentes históricos sobre el número, frecuencia, tipo y estimación de las discrepancias que se pudieren producir en conformidad a la ley.

Los costos de funcionamiento comprenderán los honorarios de los expertos y del secretario abogado, los gastos en personal administrativo y demás gastos generales. Estos costos serán de cargo de las empresas eléctricas de generación, transmisión y concesionarias de servicio público de distribución de energía eléctrica, mediante una prorrata que podrá considerar tanto el valor de sus activos como el número estimado de discrepancias que les afecten y la naturaleza o complejidad de éstas.

Corresponderá a la Comisión coordinar y ejecutar las actividades necesarias para la administración de estos gastos y para el funcionamiento del panel.

El financiamiento se efectuará en la forma que señale el reglamento, el cual deberá considerar un arancel fijo y periódico, en función de una proyección sobre el número, frecuencia y tipo de discrepancias.

Los honorarios mensuales de los integrantes del panel serán de trescientas veinte unidades tributarias mensuales, y los del secretario abogado, de ciento veinte unidades tributarias mensuales.

El panel tendrá su sede en la ciudad de Santiago y sesionará a lo menos una vez por semana para efectos de proveer el despacho de mero trámite, además de las sesiones que establezca en los programas de trabajo determinados para cada discrepancia sometida a su conocimiento.

Los integrantes del panel, el secretario abogado y el personal auxiliar del panel, no tendrán carácter de personal de la Administración del Estado. No obstante, les serán aplicables las normas sobre responsabilidad administrativa y probidad contenidas en la ley N° 18.575 y las previstas en el Título V del Código Penal sobre delitos de los empleados públicos, considerándoseles, por consiguiente, comprendidos en el artículo 260 del referido Código para estos efectos. Corresponderá a la Secretaría Ejecutiva de la Comisión o, en su caso, al Ministerio Público, ejercer la acción que corresponda según la naturaleza de la infracción.

Un reglamento, dictado mediante decreto supremo del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, desarrollará los procedimientos y materias que sean necesarios para ejecutar las disposiciones contenidas en este título.”.”.

Puesto en votación el artículo, fue aprobado, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Núñez, Orpis, Páez y Prokurica.

Artículo 4°

“Artículo 4°.- Introdúcense las siguientes adecuaciones en el decreto con fuerza de ley N° 1, de 1982, del Ministerio de Minería, ley General de Servicios Eléctricos:

1) Suprímese, en la letra b) del número 4 del artículo 2°, la expresión “o para el transporte de energía eléctrica”.

2) Intercálanse, en el número 5 del artículo 2°, a continuación de la expresión “ventas de energía eléctrica” y antes de la conjunción “y”, las palabras “el transporte de electricidad”, precedidas de una coma (,).”.

Puesto en votación el encabezamiento del artículo y sus números 1) y 2), fueron aprobados, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Núñez, Orpis, Páez y Prokurica.

Nº 3)

“3) Agrégase, como inciso final del artículo 7°, el siguiente:

“Asimismo, es servicio público eléctrico el transporte de electricidad por sistemas de transmisión troncal y de subtransmisión.”.

El Ejecutivo formuló indicación para sustituirlo, por el siguiente:

“3) Agrégase en el artículo 7°. los siguientes incisos:

“Asimismo, es servicio público eléctrico el transporte de electricidad por sistemas de transmisión troncal y de subtransmisión.

Las empresas operadoras o propietarias de los sistemas de transmisión troncal deberán estar constituidas como sociedades anónimas abiertas.

Estas sociedades no podrán dedicarse, por sí, ni a través de personas naturales o jurídicas relacionadas, a actividades que comprendan en cualquier forma, el giro de generación o distribución de electricidad.

El desarrollo de otras actividades, que no comprendan las señaladas precedentemente, sólo podrán llevarlas a cabo a través de sociedades anónimas filiales o coligadas.

La participación individual de empresas que operan en cualquier otro segmento del sistema eléctrico, o de los usuarios no sometidos a fijación de precios en el sistema de transmisión troncal, no podrá exceder, directa o indirectamente, del ocho por ciento del valor de inversión total del sistema de transmisión troncal. La participación conjunta de empresas generadoras, distribuidoras y del conjunto de los usuarios no sometidos a fijación de precios, en el sistema de transmisión troncal, no podrá exceder del cuarenta por ciento del valor de inversión total del sistema troncal. Estas limitaciones a la propiedad se extienden a grupos empresariales o personas jurídicas o naturales que formen parte de empresas de transmisión o que tengan acuerdos de actuación conjunta con las empresas transmisoras, generadoras y distribuidoras.

Los propietarios de las instalaciones construidas con anterioridad a que sean definidas como pertenecientes al sistema troncal

de acuerdo al artículo 71-2, podrán mantener la propiedad de dichas instalaciones. Respecto de ellos no se aplicarán los límites de propiedad establecidos en el inciso anterior, pudiendo sobrepasar los porcentajes del ocho y cuarenta ya señalados. Sin perjuicio de lo anterior, las instalaciones que se encuentren en esta situación deberán ser consideradas en el cómputo del límite del 40% señalado en el inciso anterior.

En todo caso, los propietarios de dichas instalaciones deberán constituir sociedades de giro de transmisión en el plazo de un año, contado desde la publicación del decreto que declara la respectiva línea o instalación como troncal, y no podrán participar en la propiedad de ninguna ampliación del sistema troncal respectivo.”.

Puesta en votación la indicación que sustituye el números 3), fue aprobada, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Núñez, Orpis, Páez y Prokurica.

Nº 4)

Su texto es el siguiente:

“4) Suprímese, en el artículo 8º, la expresión “y transporte”, que sigue a la frase “instalaciones de generación”.”.

Puesto en votación el número 4), fue aprobado, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Núñez, Orpis, Páez y Prokurica.

Nº 5)

Su texto es el siguiente:

5) Reemplázanse los incisos primero y segundo del artículo 46 por los siguientes:

“Sin la previa autorización del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, oída la Superintendencia y la Comisión, no se podrá transferir las concesiones de servicio público de distribución, o parte de ellas, sea por enajenación, arriendo, fusión, traspaso de la concesión de una persona natural a otra jurídica de la cual aquella sea asociada, transformación, absorción o fusión de sociedades, o bien por cualquier otro acto según el cual se transfiera el dominio o el derecho de explotación.

En particular, el informe de la Comisión, que el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción deberá tener presente,

indicará si la transferencia de concesión en cuestión genera o no pérdidas de eficiencia en el sistema de distribución afectado. Se entenderá que existe pérdida de eficiencia en el sistema de distribución afectado si, como producto de la transferencia de concesión señalada, la prestación del servicio de distribución en la zona abastecida por dicho sistema debe efectuarse a un costo total anual superior al mismo que la prestación referida exhibe en la situación sin transferencia.

Asimismo, y para estos efectos, se entenderá que la zona abastecida por el sistema de distribución afectado comprende la totalidad de las concesiones de distribución de las empresas que participan en la transferencia, cediendo o recibiendo la concesión cuya transferencia se analiza. A su vez, por costo de explotación se entenderá el definido en el artículo 116 de esta ley.

El Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción deberá propender a que las transferencias de concesiones no produzcan pérdidas de eficiencia en los sistemas de distribución. Sin embargo, si el informe de la Comisión evidencia la existencia de pérdidas de eficiencia por efecto de la transferencia de concesión en cuestión, el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción podrá otorgar su autorización, y la pérdida de eficiencia producto de la transferencia no deberá ser reflejada en las tarifas de los suministros sujetos a regulación de precios que se efectúen en el sistema de distribución afectado.”.

El Honorable Senador señor Orpis presentó las siguientes indicaciones:

a) En el inciso primero, elimínase la oración: “Sin la previa autorización del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, oída la Superintendencia y la Comisión, no” y sustitúyase la primera frase del inciso segundo por la siguiente: “La Comisión Nacional de Energía informará al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, si dicha transferencia de concesión, genera o no pérdidas de eficiencia en el sistema de distribución afectado”.

b) Elimínase, en el inciso cuarto, la frase: “, el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción podrá otorgar su autorización, y”.

c) Agréguese al final del inciso cuarto, la siguiente frase: “, hasta la próxima fijación tarifaria, previa calificación de la densidad de distribución, y por lo tanto de la tarifa que le corresponde al área cedida”.

El Honorable Senador Orpis señaló que la autorización previa del Ministerio es una restricción para la transferencia de concesiones.

El Asesor del Ministro, señor Enrique Sepúlveda expresó que lo que se pretende evitar es el impacto que la transferencia produce en las tarifas de los usuarios. Al respecto, el Honorable senador señor Prokurica manifestó ser partidario de proteger a los consumidores, los cuales, en algunos casos, han visto modificadas sus tarifas por estos sucesos.

La asesora de la Comisión Nacional de Energía, señora Pilar Bravo manifestó que esa norma ya existe actualmente en la ley, que lo único que se persigue es salvaguardar las tarifas a los usuarios.

En votación la indicación. La Comisión rechazó las indicaciones por tres votos en contra y uno a favor. Votaron en contra los Honorables Senadores señores Núñez, Páez y Prokurica. Votó a favor el Honorable Senador señor Orpis.

Puesto en votación el número 5), fue aprobado, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Núñez, Orpis, Páez y Prokurica.

Nºs 6) a 10)

6) Sustitúyese el artículo 51 por el siguiente:

“Artículo 51.- Los propietarios de líneas eléctricas estarán obligados a permitir el uso de sus postes, torres y otras instalaciones necesarias, para el establecimiento de otras líneas eléctricas. Esta obligación sólo es válida para aquellas líneas que hagan uso de las servidumbres a que se refiere el artículo 50 y las que usen bienes nacionales de uso público, como calles y vías públicas, en su trazado.”.

7) Deróganse los artículos 51 A al 51 G del Capítulo V, Título II.

8) Modifícase el artículo 79 en la siguiente forma:

a) Sustitúyese, en los incisos primero y segundo, la expresión “suministro” por “servicio”.

b) Intercálase el siguiente inciso segundo, nuevo, pasando los actuales incisos segundo y tercero a ser tercero y cuarto, respectivamente:

“En todo caso, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, previa consulta con las empresas distribuidoras, podrá

determinar una o más fechas en cada año en que las empresas distribuidoras efectuarán licitaciones de bloques de energía necesarias para abastecer la demanda, según lo indique el reglamento, a medida que sus contratos de energía vayan expirando.”.

9) Modifícase el inciso segundo del artículo 81 en los siguientes términos:

a) Sustitúyese la expresión “de los concesionarios que operen interconectados” por la frase “que operen interconectadas”, y

b) Reemplázase el número 3 por el siguiente:

“3.- Garantizar el acceso abierto a los sistemas de transmisión troncal y de subtransmisión, en conformidad a esta ley.”.

10) Sustitúyese, en el inciso primero del artículo 83, la expresión “y continuidad del” por la preposición “de”.”.

Puestos en votación los números 6) al 10), fueron aprobados, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Núñez, Orpis, Páez y Prokurica.

Nº 11)

Su texto es el siguiente:

“11) Agrégase la siguiente letra d), nueva, en el inciso segundo del artículo 90:

“d) Cuando la potencia conectada del usuario final sea superior a 500 kilowatts. En este caso, el usuario final tendrá derecho a optar por un régimen de tarifa regulada o de precio libre, por un período mínimo de tres años de permanencia en cada régimen.

El Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción podrá rebajar el límite de 500 kilowatts indicado en esta letra, previo informe de la Comisión Resolutiva establecida en el decreto ley N° 211, de 1973.”.

El Ejecutivo formuló una indicación para agregar en el primer párrafo de la letra d), a continuación del punto aparte (.) que pasa a ser punto seguido, la siguiente oración: “El cambio de opción deberá ser comunicado a la concesionaria de distribución con una antelación de, al menos, 12 meses.”.

A su vez, el Honorable Senador señor Prokurica presentó las siguientes indicaciones:

1- Para reemplazar, en el primer párrafo de la letra d), la palabra “tres” por “cuatro”.

2- Para añadir, en el segundo párrafo de la letra d), después de la cifra “1973” lo siguiente: “o el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, en su caso”.

Puesto en votación el número 11), fue aprobado, junto con las indicaciones antes citadas, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Núñez, Orpis, Páez y Prokurica.

Nº 12)

Su texto es el siguiente:

“12) Agréganse, en el artículo 91, los siguientes incisos tercero y cuarto, nuevos:

“Por su parte, las transferencias de potencia entre empresas que poseen medios de generación operados en sincronismo con un sistema eléctrico y que resulten de la coordinación de la operación a que se refiere el artículo 81, serán valorizadas al precio de nudo de la potencia. Estas transferencias deberán realizarse en función de la capacidad de generación compatible con la suficiencia y los compromisos de demanda de punta existentes, conforme se determine en el reglamento.

Todo propietario de medios de generación sincronizados al sistema eléctrico tendrá derecho a vender la energía que evacue al sistema al costo marginal instantáneo, así como sus excedentes de potencia al precio de nudo de la potencia, debiendo participar en las transferencias a que se refieren los incisos segundo y tercero de este artículo. El reglamento establecerá los procedimientos para la determinación de estos precios cuando los medios de generación señalados se conecten directamente a instalaciones del sistema troncal, de subtransmisión o de distribución, así como los mecanismos de estabilización de precios aplicables a la energía inyectada por medios de generación cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema eléctrico no superen los 9.000 kilowatts y la forma en la que se realizará el despacho y la coordinación de estas centrales por el CDEC respectivo.”.

Puesto en votación el número 12), fue aprobado, por la unanimidad de los miembros presentes de la

Comisión, Honorables Senadores señores Núñez, Orpis, Páez y Prokurica.

Nº 13)

Su texto es el siguiente:

“13) Intercálase, a continuación del artículo 91, el siguiente artículo 91 bis, nuevo:

“Artículo 91 bis.- Todo propietario de instalaciones eléctricas que operen interconectadas entre sí, sean éstos empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras o clientes no sometidos a regulación de precios, deberá prestar en el respectivo sistema eléctrico los servicios complementarios de que disponga, que permitan realizar la coordinación de la operación a que se refiere el artículo 81, conforme a las normas de seguridad y calidad de servicio en dicho sistema.

Las exigencias de seguridad y calidad de servicio para cada sistema serán establecidas en la norma técnica que al efecto dicte el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, con informe de la Comisión.

El organismo de coordinación de la operación o CDEC deberá establecer los requisitos técnicos mínimos que deberá cumplir toda instalación 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 los objetivos de seguridad y calidad de servicio. Las exigencias correspondientes deberán contar con informe favorable de la Comisión antes de su puesta en vigencia.

El CDEC respectivo deberá definir, administrar y operar los servicios complementarios necesarios para garantizar la operación del sistema, sujetándose a las exigencias de seguridad y calidad de servicio establecidas en la normativa vigente y minimizando el costo de operación del respectivo sistema eléctrico.

Los propietarios de las instalaciones interconectadas entre sí deberán declarar los costos en que incurren por la prestación de los respectivos servicios complementarios con su debida justificación, conforme lo determine el reglamento. Las prestaciones de servicios complementarios serán valorizadas por el CDEC correspondiente. El reglamento establecerá el sistema de precios de los servicios

complementarios que, considerando las características de los mismos, sea compatible con los precios de energía y potencia que esta ley establece.”.”.

El Honorable Senador señor Prokurica presentó una indicación para intercalar, en el inciso final del nuevo artículo 91 bis que incorpora, a continuación de la palabra “características” los siguiente: “y costos marginales”.

Puesto en votación el número 13), fue aprobado, junto con la indicación antes citada, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Núñez, Orpis, Páez y Prokurica.

N°s 14) a 18)

Sus textos son los siguientes:

“14) Intercálase en el artículo 96, inciso primero, número 2, a continuación de la expresión “costos de distribución” y antes del punto y aparte (.), la siguiente frase: “y del cargo único por concepto de uso del sistema de transmisión troncal, señalado en la letra A) del artículo 71-29”.

15) Sustitúyese el artículo 97 por el siguiente:

“Artículo 97.- En los sistemas eléctricos de capacidad instalada de generación igual o superior a 200 megawatts, los precios de nudo deberán reflejar un promedio en el tiempo de los costos marginales de suministro a nivel de generación-transporte para usuarios permanentes de muy bajo riesgo. Por su naturaleza, estos precios estarán sujetos a fluctuaciones que derivan de situaciones coyunturales, como variaciones en la hidrología, en la demanda, en los precios de combustibles y otros.

En los sistemas eléctricos de capacidad instalada de generación inferior a 200 megawatts y superior a 1.500 kilowatts, los precios de nudo se calcularán sobre la base del costo incremental de desarrollo y los costos totales de largo plazo para los segmentos de generación y transmisión, según corresponda, de sistemas eficientemente dimensionados, y considerando el abastecimiento total de la demanda del sistema eléctrico.

Los precios de nudo de los sistemas eléctricos indicados en el inciso anterior serán calculados y fijados según lo dispuesto en los artículos 104-1 y siguientes.”.

16) Modifícase el artículo 99 de la forma siguiente:

a) En el número 1, intercálase, a continuación de la expresión “en construcción,” la siguiente frase: “resultantes del estudio de transmisión troncal a que se refieren los artículos 71-11 y siguientes,”.

b) En el número 4, sustitúyese la expresión “sistema eléctrico” por “sistema de transmisión troncal” y agrégase, a continuación del punto y coma (;) final, que se sustituye por un punto seguido (.), la siguiente oración: “Los precios de nudo de energía a nivel de subtransmisión se determinarán conforme a lo establecido en los artículos 71-36 y siguientes;”.

c) En el número 5, reemplázase la expresión “sistema eléctrico” por “sistema de transmisión troncal”, y agrégase, a continuación del punto y coma (;) final, que se sustituye por un punto seguido (.), la siguiente oración: “Los precios de nudo de potencia a nivel de subtransmisión se determinarán conforme a lo establecido en los artículos 71-36 y siguientes;”.

d) En el número 6, sustitúyese la expresión “para el sistema de transmisión operando con un nivel de carga tal que dicho sistema esté económicamente adaptado”, por la siguiente: “considerando el programa de obras de generación y transmisión señalado en el número 1 de este artículo”.

17) Modifícase el artículo 101 del siguiente modo:

a) En el inciso primero:

1) Intercálase la expresión “conforme lo establezca el reglamento” entre la frase “cada empresa deberá comunicar a la Comisión” y la expresión “la potencia”, entre comas (,).

2) Reemplázase la expresión “seis meses” por “cuatro meses”.

3) Agrégase, a continuación del punto aparte (.), que se reemplaza por una coma (,), la siguiente frase: “expresados en moneda real al final del período informado, de acuerdo con los mecanismos de indexación de cada contrato.”.

b) En el inciso segundo, sustitúyese la expresión “diez por ciento” por “cinco por ciento”.

c) En el inciso tercero:

1) Sustitúyese, en el número 1, la expresión “efectivo” por la frase “informado conforme al inciso primero,”.

2) Reemplázase en el primer párrafo del número 3, la expresión “más de diez por ciento” por “más de cinco por ciento”.

3) Intercálase en el segundo párrafo del número 3, a continuación de la frase “todos los precios de nudo”, las expresiones “, sólo en su componente de energía,”; y reemplázase la frase “banda de diez por ciento” por “banda de cinco por ciento”.

18) Intercálase, en el artículo 105, a continuación de la expresión “instalaciones de distribución,” la siguiente frase: “y del cargo único por concepto de uso del sistema de transmisión troncal, señalado en la letra A) del artículo 71-29.”.

Puestos en votación los números 14) a 18), fueron aprobados, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Núñez, Orpis, Páez y Prokurica.

N°s 19), 20) y 21)

Sus textos son los siguientes:

19) Reemplázase el artículo 107 por el siguiente:

“Artículo 107.- Las componentes indicadas en el artículo anterior se calcularán cada cuatro años, para un número determinado de áreas típicas, sobre la base de un estudio de costos encargado a una empresa consultora. El estudio se basará en un supuesto de eficiencia en la política de inversiones y en la gestión de una empresa distribuidora operando en el país.

En el procedimiento de fijación de las tarifas de distribución, concurrirán, por derecho propio, las empresas concesionarias de servicio público de distribución y, en calidad de participantes, las empresas generadoras y los clientes no sujetos a fijación de tarifas. Asimismo, con la debida antelación y según se determine en el reglamento, deberá constituirse un registro de usuarios e instituciones interesados, conforme a los criterios establecidos en el artículo 71-12.

Antes de nueve meses del término del período de vigencia de las fórmulas tarifarias y según se determine reglamentariamente, la Comisión deberá poner en conocimiento de las empresas distribuidoras, de los participantes y de los usuarios e instituciones interesadas, las bases técnicas y administrativas sobre las cuales se efectuará el estudio de costos para establecer las fórmulas tarifarias para el período siguiente, incluyendo la definición de áreas típicas de distribución y los requisitos y condiciones de

elegibilidad de las empresas consultoras que podrán postular a la realización del estudio.

Las empresas distribuidoras, los participantes y los usuarios e instituciones interesadas podrán presentar sus observaciones a la Comisión, dentro de los quince días siguientes a su conocimiento. En caso que dentro de los cinco días siguientes no se produzca acuerdo con la Comisión, en el plazo de tres días, se podrá requerir la intervención del panel de expertos para que evacue su dictamen dentro de los siguientes quince días.

El acuerdo o, en su caso, el dictamen del panel de expertos a que se refiere el inciso anterior, será aplicado precisamente por la Comisión y establecerá, mediante resolución exenta, las bases técnicas y administrativas del estudio de costos, las áreas típicas y los requisitos de elegibilidad de las empresas consultoras para la realización del estudio.

El estudio se contratará a través de una licitación pública nacional o internacional, según dispongan las bases técnicas y administrativas y las condiciones o requisitos de elegibilidad definidos conforme al inciso anterior, y será adjudicado y supervisado por un comité formado por un representante del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, uno de la Comisión, dos representantes de las empresas distribuidoras, uno de los generadores y uno de los usuarios no sujetos a fijación de precios. Las empresas distribuidoras y los participantes deberán concurrir al pago del estudio de costos de las componentes, a través de un mecanismo de asignación objetivo y proporcional que se determinará reglamentariamente.

El estudio deberá ser adjudicado a más tardar siete meses antes del término del período de vigencia de las fórmulas tarifarias.

Antes de cuatro meses del término del período de vigencia de las fórmulas tarifarias, el consultor deberá enviar a la Comisión, a las empresas distribuidoras y a los participantes, un informe final que contenga los resultados del estudio. El desarrollo del estudio deberá contemplar la remisión de informes parciales para que la Comisión, las empresas distribuidoras y los participantes puedan presentar observaciones, las que deberán ser respondidas expresamente por el consultor en su informe final.

La Comisión, en el plazo de quince días contado desde la recepción del estudio, convocará a una audiencia pública a los participantes, usuarios e instituciones interesadas, en la que el consultor expondrá los resultados del estudio. El reglamento establecerá el procedimiento y las demás normas a que se sujetará esta audiencia. En el

plazo de quince días contado desde su celebración, las empresas distribuidoras, los participantes, usuarios e instituciones interesadas podrán realizar observaciones al estudio presentado. La Comisión deberá revisar dichas observaciones a efectos de ser consideradas o no en el informe respectivo.

Vencido el plazo para formular observaciones, la Comisión tendrá un plazo de diez días para comunicar a las empresas distribuidoras, los participantes, usuarios e instituciones interesadas, los valores agregados y las tarifas básicas preliminares. En caso de existir observaciones a lo informado por la Comisión, las empresas distribuidoras, los participantes, usuarios e instituciones interesadas, en el plazo de diez días, podrán presentar sus discrepancias al panel de expertos, el que deberá resolver dentro del plazo de diez días. En los diez días siguientes a la resolución de los expertos, la Comisión deberá informar los valores agregados y estructurará las tarifas básicas preliminares, que serán notificadas por la Comisión a las empresas distribuidoras, los participantes, usuarios e instituciones interesadas, mediante resolución exenta.

Dentro de los diez días siguientes a la resolución indicada en el inciso anterior, las empresas distribuidoras deberán comunicar a la Comisión, los participantes, usuarios e instituciones interesadas, los ingresos a que daría origen la aplicación de las tarifas básicas preliminares para que, con su mérito, la Comisión efectúe, en un plazo de diez días, los ajustes de valores agregados a que dé lugar la aplicación de los procedimientos establecidos en los artículos 108 y 109, y determine las fórmulas tarifarias definitivas para cada empresa y sector de distribución. Las empresas distribuidoras, los participantes y los usuarios e instituciones interesadas tendrán un plazo de cinco días para presentar sus discrepancias al panel de expertos, el que deberá evacuar su dictamen dentro de los diez días siguientes.”.

20) Sustitúyese el artículo 110 por el siguiente:

“Artículo 110.- Con los valores agregados definitivos, calculados según el procedimiento indicado en el artículo 109, la Comisión estructurará fórmulas indexadas que expresarán las tarifas en función de los precios de nudo, del costo de transmisión que corresponda a los suministros sometidos a regulación de precios y de los índices de precios de los principales insumos de la distribución. La Comisión estructurará tantas fórmulas como empresas y sectores de distribución en cada empresa se hayan definido y serán válidas para los siguientes cuatro años, salvo que se produjere una variación acumulada del Índice de Precios al Consumidor superior al cien por ciento, o bien que la tasa de rentabilidad económica antes de impuestos a las utilidades para el conjunto de todas las empresas distribuidoras, calculado según el procedimiento descrito en el artículo 108, difiera en más de cinco puntos de la tasa de actualización definida en el

artículo 106. En estos casos se deberá efectuar un nuevo estudio, salvo que las empresas concesionarias de servicio público de distribución y la Comisión, con informe favorable del panel de expertos, acuerden por unanimidad ajustar las fórmulas originales. En el caso de efectuarse un nuevo estudio, éste tendrá vigencia hasta completar el período de cuatro años.

Sin perjuicio de lo anterior, en caso de acuerdo unánime de las empresas y la Comisión y con informe favorable del panel de expertos, podrá efectuarse un nuevo estudio de costos. Las fórmulas resultantes tendrán vigencia hasta el término del período respectivo.”.

21) Derógase el artículo 111.

El Ejecutivo formuló indicaciones para suprimir los números 19), 20) y 21).

La Comisión aprobó las indicaciones del Ejecutivo.

Puestos en votación los números 19), 20) y 21), fueron aprobadas las indicaciones que los suprimen, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Núñez, Orpis, Páez y Prokurica.

- - -

A continuación, el Ejecutivo presentó una indicación para intercalar, a continuación del actual numeral 18), el siguiente número 19) nuevo,:

“19) Agrégase en el artículo 113, el siguiente inciso segundo, nuevo:

“A más tardar, dentro de treinta días siguientes a la publicación del respectivo decreto tarifario, la Comisión deberá hacer públicos, por un medio electrónico, los contenidos básicos de los estudios de costos de la Comisión y de las empresas, así como todos los antecedentes relevantes del proceso de fijación de tarifas de distribución. Asimismo, deberán quedar a disposición y de acceso público los estudios de costos que sirvieron de base a las tarifas y todos los antecedentes del proceso.”.

Puesta en votación la indicación que agrega el número 18), nuevo, fue aprobada por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Núñez, Orpis, Páez y Prokurica.

- - -

Nº 22)

Su texto es el siguiente:

“22) Agrégase, en el inciso segundo del artículo 116, a continuación del punto final (.), que pasa a ser punto seguido (.), la siguiente oración: “Dentro del plazo de diez días de recibida la resolución de la Superintendencia que informa los costos de explotación fijados, las empresas podrán presentar sus discrepancias al panel de expertos, que resolverá en el plazo de quince días.”.”.

Puesto en votación el número 22), fue aprobado, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Núñez, Orpis, Páez y Prokurica.

Nº 23)

Su contenido es el siguiente:

“23) Sustitúyese el artículo 118 por el siguiente:

“Artículo 118.- El VNR se calculará cada cuatro años, en el año anterior al cual corresponda efectuar una fijación de fórmulas tarifarias.

Para tal efecto, antes del treinta de junio del año respectivo, el concesionario comunicará a la Superintendencia el VNR correspondiente a las instalaciones de distribución de su concesión, acompañado de un informe auditado. La Superintendencia fijará el VNR, para lo cual podrá aceptar o modificar el valor comunicado por la empresa, en el plazo de tres meses. De no existir acuerdo entre el concesionario y la Superintendencia, el VNR será determinado por el panel de expertos. Los expertos deberán pronunciarse sobre el VNR antes del 31 de diciembre del año respectivo. A falta de comunicación del VNR y del informe auditado, este valor será fijado por la Superintendencia antes del 31 de diciembre de ese año, y no procederá ninguna clase de recursos en su contra, jurisdiccional o administrativo, de naturaleza ordinaria o extraordinaria.

En el plazo que medie entre dos fijaciones de VNR, éste será aumentado o rebajado en la misma proporción en que varíe el Índice de Precios al Consumidor.”.”.

El honorable Senador señor Orpis presentó una indicación para eliminar, en el inciso segundo del artículo 118, la frase final que señala “, y no procederá ninguna clase de recursos en su contra,

jurisdiccional o administrativo, de naturaleza ordinaria o extraordinaria”. Al respecto, la Comisión acogió la sugerencia presentada por el Honorable Senador señor Orpis.

Puesto en votación el número 23), fue aprobado, junto con la indicación antes citada, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Núñez, Orpis, Páez y Prokurica.

N° 24)

Su texto es el siguiente:

“24) Agrégase el siguiente artículo 119 bis, nuevo:

“Artículo 119 bis.- Las concesionarias conformadas por sociedades anónimas cerradas estarán sujetas a las normas que rigen a las sociedades anónimas abiertas y, por lo tanto, quedarán sometidas a la fiscalización de la Superintendencia de Valores y Seguros en el ámbito de su competencia.”.

Puesto en votación el número 24), fue aprobado, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Núñez, Orpis, Páez y Prokurica.

N° 25)

Su tenor es el siguiente:

“25) Introdúcense las siguientes modificaciones en el artículo 150:

a) Sustitúyese la letra b) por la siguiente:

“b) Centro de Despacho Económico de Carga: organismo encargado de determinar la operación del conjunto de instalaciones de un sistema eléctrico, incluyendo las centrales eléctricas generadoras; líneas de transmisión a nivel troncal, subtransmisión y adicionales; subestaciones eléctricas, incluidas las subestaciones primarias de distribución y barras de consumo de usuarios no sometidos a regulación de precios abastecidos directamente desde instalaciones de un sistema de transmisión; interconectadas entre sí, que permite generar, transportar y distribuir energía eléctrica de un sistema eléctrico, de modo que el costo del abastecimiento eléctrico del sistema sea el mínimo posible, compatible con una confiabilidad prefijada.”

b) Sustitúyese en la letra e) el término “seguridad” por “confiabilidad”.

c) Agréganse las siguientes letras r) a z), nuevas:

“r) Confiabilidad: cualidad de un sistema eléctrico determinada conjuntamente por la suficiencia, la seguridad y la calidad de servicio.

s) Suficiencia: atributo de un sistema eléctrico cuyas instalaciones son adecuadas para abastecer su demanda.

t) Seguridad de servicio: capacidad de respuesta de un sistema eléctrico, o parte de él, para soportar contingencias y minimizar la pérdida de consumos, a través de respaldos y de servicios complementarios.

u) Calidad de servicio: atributo de un sistema eléctrico determinado conjuntamente por la calidad del producto, la calidad de suministro y la calidad de servicio comercial, entregado a sus distintos usuarios y clientes.

v) Calidad del producto: componente de la calidad de servicio que permite calificar el producto entregado por los distintos agentes del sistema eléctrico y que se caracteriza, entre otros, por la magnitud, la frecuencia y la contaminación de la tensión instantánea de suministro.

w) Calidad del suministro: componente de la calidad de servicio que permite calificar el suministro entregado por los distintos agentes del sistema eléctrico y que se caracteriza, entre otros, por la frecuencia, la profundidad y la duración de las interrupciones de suministro.

x) Calidad de servicio comercial: componente de la calidad de servicio que permite calificar la atención comercial prestada por los distintos agentes del sistema eléctrico y que se caracteriza, entre otros, por el plazo de restablecimiento de servicio, la información proporcionada al cliente, la puntualidad en el envío de boletas o facturas y la atención de nuevos suministros.

y) Ingreso tarifario por tramo: es la diferencia que resulta de la aplicación de costos marginales, producto de la operación del sistema eléctrico, respecto de las inyecciones y retiros de energía y potencia en un determinado tramo.

z) Servicios complementarios: recursos técnicos presentes en las instalaciones de generación, transmisión, distribución y de clientes no sometidos a regulación de precios con que deberá contar cada sistema eléctrico para la coordinación de la operación del sistema en los términos dispuestos en el artículo 81. 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.”.”.

El Ejecutivo presentó una indicación para agregar, en la letra b) que este numeral, en su literal a) incorpora al artículo 150 de la Ley General de Servicios Eléctricos, el siguiente párrafo segundo:

“Cada Centro de Despacho Económico de Carga contará con un Directorio y los organismos técnicos necesarios para el cumplimiento de su función. Existirán, al menos, una Dirección de Operación y una Dirección de Peajes. El Director y el personal de cada Dirección, deberán reunir condiciones de idoneidad e independencia que garanticen a su adecuado desempeño. Estos organismos, eminentemente técnicos y ejecutivos, desarrollarán su función conforme a la ley y su reglamento.”.

La comisión aprobó la indicación del Ejecutivo.

Puesto en votación el número 25), fue aprobado, junto con la indicación antes citada, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Núñez, Orpis, Páez y Prokurica.

ARTÍCULOS TRANSITORIOS

Artículo 1º

Su texto es el siguiente:

“Artículo 1º.- El decreto que debe definir, para cada sistema eléctrico, los sistemas de subtransmisión deberá ser dictado en los términos indicados en el artículo 71-3, que esta ley introduce en el decreto con fuerza de ley N° 1, de 1982, del Ministerio de Minería, dentro de los cuarenta y cinco días siguientes a su publicación.

Se considerarán instalaciones integrantes de los sistemas de transmisión troncal de cada sistema, para la primera fijación de valores por tramo y del área de influencia común, para la primera determinación de peajes, las siguientes:

a) Sistema Interconectado del Norte Grande
(SING):

Número	Tramo		Tensión (kV)
	De Barra	A Barra	
1	Tarapacá220	Lagunas 220	220
2	Crucero 220	Lagunas 220	220

b) Sistema Interconectado Central (SIC):

Número	Tramo		Tensión (kV)
	De Barra	A Barra	
1	Ancoa 500	Alto Jahuel 500	500
2	Ancoa 500	Alto Jahuel 500	500
3	Diego de Almagro 220	Carrera Pinto 200	220
4	Carrera Pinto 200	Cardones 220	220
5	Cardones 220	Maitencillo 220	220
6	Cardones 220	Maitencillo 220	220
7	Maitencillo 220	Pan de Azúcar 220	220
8	Maitencillo 220	Pan de Azúcar 220	220
9	Pan de Azúcar 220	Los Vilos 220	220
10	Pan de Azúcar 220	Los Vilos 220	220
11	Los Vilos 220	Quillota 220	220
12	Los Vilos 220	Quillota 220	220
13	Polpaico 220	Quillota 220	220
14	Polpaico 220	Quillota 220	220
15	Alto Jahuel 220	Polpaico 220	220
16	Alto Jahuel 220	Polpaico 220	220
17	Cerro Navia 220	Polpaico 220	220
18	Cerro Navia 220	Polpaico 220	220
21	Chena 220	Cerro Navia 220	220
22	Chena 220	Cerro Navia 220	220
23	Alto Jahuel 220	Chena 220	220
24	Alto Jahuel 220	Chena 220	220
25	Charrúa 220	Ancoa 220	220
26	Charrúa 220	Ancoa 220	220
27	Charrúa 220	Ancoa 220	220
28	Temuco 220	Charrúa 220	220
30	Valdivia 220	Temuco 220	220
31	Barro Blanco 220	Valdivia 220	220
32	Puerto Montt 220	Barro Blanco 220	220
33	Puerto Montt 220	Temuco 220	220
34	Paine 154	Alto Jahuel 154	154
35	Rancagua 154	Paine 154	154

Número	Tramo		Tensión (kV)
	De Barra	A Barra	
36	Itahue 154	Rancagua 154	154
37	Punta Corte 154	Alto Jahuel 154	154
38	San Fernando 154	Punta Corte 154	154
40	Teno 154	San Fernando 154	154
42	Alto Jahuel 500	Alto Jahuel 220	220
43	Alto Jahuel 500	Alto Jahuel 220	220
44	Ancoa 220	Ancoa 220	500
45	Ancoa 220	Ancoa 220	500
46	Alto Jahuel 154	Alto Jahuel 220	220

Se considerarán instalaciones del área de influencia común en la primera determinación de la misma, las siguientes:

a) Sistema Interconectado del Norte Grande (SING):

Número		Tensión
1	Estación Cruceiros	220

b) Sistema Interconectado Central (SIC):

Número	Tramo		Tensión (kV)
	De Barra	A Barra	
1	Ancoa 500	Alto Jahuel 500	500
2	Ancoa 500	Alto Jahuel 500	500
12	Los Vilos 220	Quillota 220	220
13	Polpaico 220	Quillota 220	220
14	Polpaico 220	Quillota 220	220
15	Alto Jahuel 220	Polpaico 220	220
16	Alto Jahuel 220	Polpaico 220	220
17	Cerro Navia 220	Polpaico 220	220
18	Cerro Navia 220	Polpaico 220	220
21	Chena 220	Cerro Navia 220	220
22	Chena 220	Cerro Navia 220	220
23	Alto Jahuel 220	Chena 220	220
24	Alto Jahuel 220	Chena 220	220
42	Alto Jahuel 500	Alto Jahuel 220	220
43	Alto Jahuel 500	Alto Jahuel 220	220
44	Ancoa 500	Ancoa 220	500
45	Ancoa 500	Ancoa 220	500
25	Charrúa 220	Ancoa 220	220
26	Charrúa 220	Ancoa 220	220

27	Charrúa 220	Ancoa 220	220
----	-------------	-----------	-----

Los Honorables Senadores señores Lavandero, Núñez, Orpis y Prokurica presentaron una indicación para sustituir, en el inciso primero, la expresión “cuarenta y cinco días” por “doce meses”.

A su vez, el Ejecutivo presentó las siguientes indicaciones:

1- Reemplazar, en el inciso segundo, letra b), filas “3” y “4” de la tabla, la expresión “Carrera Pinto 200” por “Carrera Pinto 220”, y en las filas “37” y “38”, la expresión “Punta Corte 154”, por “Punta de Cortés 154”.

2- Intercalar, en el inciso segundo, letra b), entre las filas “40” y “42”, la siguiente fila:

41	Itahue 154	Teno 154	154
----	------------	----------	-----

3- Modificar, en el inciso segundo, letra b), en las filas “44” y “45”, la expresión “Ancoa 220” por “Ancoa 500”.

4- Intercalar, en el inciso segundo, a continuación de la letra b), la siguiente letra c), nueva:

“c) También se considerarán instalaciones integrantes del Sistema de Transmisión Troncal que forma parte del Sistema Interconectado Central, para la primera fijación de valores por tramos y desde la fecha de su puesta en servicio, las siguientes obras que se encuentran en ejecución:

Número	Tramo		Tensión (kV)
	De Barra	A Barra	
47	Charrúa 500	Ancoa 500	500
48	Charrúa 500	Ancoa 500	500
49	Ancoa 220	Itahue 220	220
50	Ancoa 220	Itahue 220	220
51	Charrúa 500	Charrúa 220	500
52	Charrúa 500	Charrúa 220	500
53	Itahue 220	Itahue 154	220
54	Itahue 220	Itahue 154	220

5- Sustituir, en el inciso tercero, letra a), fila 1, la expresión “Estación Cruceros” por “Subestación Crucero”.

6- Eliminar, en el inciso tercero, letra b), la fila "12" del cuadro.

7- Agregar, en el inciso tercero, a continuación de la letra b), la siguiente letra c), nueva:

"c) También se considerarán instalaciones del Área de Influencia Común del Sistema Interconectado Central en la primera determinación de la misma y desde la fecha de su puesta en servicio, las siguientes obras que se encuentran en ejecución:

Número	Tramo		Tensión (kV)
	De Barra	A Barra	
47	Charrúa 500	Ancoa 500	500
48	Charrúa 500	Ancoa 500	500
51	Charrúa 500	Ancoa 500	500
52	Charrúa 500	Ancoa 500	500

La Comisión aprobó la totalidad de las indicaciones presentadas.

Puesto en votación el artículo 1º, fue aprobado, junto con las indicaciones antes citadas, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Núñez, Orpis, Páez y Prokurica.

Artículo 2º

Su texto es el siguiente:

"Artículo 2º.- Dentro de sesenta días siguientes a la publicación de esta ley, la Comisión Nacional de Energía deberá iniciar el proceso de licitación del estudio de transmisión troncal, conforme a lo dispuesto por los artículos 71-11 y siguientes del nuevo Título III que esta ley introduce en el decreto con fuerza de ley N° 1, de 1982, del Ministerio de Minería.

Para los efectos de este primer proceso de estudio de transmisión troncal y la respectiva fijación de valores, se deberán considerar todas las instalaciones de transmisión troncal identificadas en el artículo anterior, independientemente de su propiedad."

Los Honorables Senadores señores Lavandero, Núñez, Orpis y Prokurica presentaron las siguientes indicaciones:

1- Para reemplazar, en el inciso primero, la expresión "licitación del estudio de" por "tarificación y expansión de la".

2- Para incorporar el siguiente inciso segundo, nuevo, pasando el actual segundo a ser tercero:

“Los plazos y condiciones dispuestas en los artículos 71–11 y siguientes ya indicados, que deban ser contabilizados a partir de la vigencia de las tarifas respectivas y que requieran para su aplicación de la dictación de un reglamento, mientras el mismo no se encuentre vigente, deberán estar expresa y previamente contenidas en una resolución exenta de la Comisión, a fin de dar cabal cumplimiento a lo dispuesto en el inciso anterior.”.

Puesto en votación el artículo 2º, fue aprobado, junto con las indicaciones antes citadas, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Núñez, Orpis, Páez y Prokurica.

Artículo 3º

Este artículo es del siguiente tenor:

“Artículo 3º.- El régimen de recaudación y pago por el uso de las instalaciones de transmisión troncal, previsto en los artículos 71-28, 71-29 y 71-32 del decreto con fuerza de ley N° 1, de 1982, del Ministerio de Minería, regirá desde la fecha de publicación de esta ley. No obstante, en el período que medie entre la fecha indicada y la dictación del primer decreto de transmisión troncal, los propietarios de centrales, las empresas que efectúen retiros y los usuarios finales que deban pagar los peajes de transmisión, lo harán en conformidad a las normas legales que la presente ley modifica.

El primer estudio de transmisión troncal determinará los valores de inversión, V.I., por tramo correspondientes tanto para el período transcurrido desde la publicación de la ley, como los V.I. por tramo para los cuatro años siguientes.

Sobre la base de tales valores, los centros de despacho económico de carga deberán reliquidar los pagos que deban efectuar las empresas y los usuarios finales, en su caso. Las diferencias que resulten respecto de las sumas pagadas deberán abonarse dentro de los treinta días siguientes a la reliquidación, por los propietarios de centrales y las empresas que efectúen retiros, y dentro del primer período tarifario por los usuarios finales.”.

Los Honorables Senadores señores Lavandero, Núñez, Orpis y Prokurica presentaron indicación para agregar, en el inciso primero, después de la palabra “modifica” lo siguiente “y su reglamento”.

Puesto en votación el artículo 3º, fue aprobado, junto con la indicación antes citada, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Núñez, Orpis, Páez y Prokurica.

Artículo 4º

Su texto es el siguiente:

“Artículo 4º.- En un plazo no superior a doce meses, contado desde la publicación del decreto que defina los sistemas de subtransmisión señalado en el artículo 1º transitorio, la Comisión dará inicio al proceso de fijación de tarifas de subtransmisión, conforme a lo dispuesto en los artículos 71-36 y siguientes del decreto con fuerza de ley N° 1, de 1982, del Ministerio de Minería.”.

Los Honorables Senadores señores Lavandero, Núñez, Orpis y Prokurica presentaron las siguientes indicaciones:

1.- Para sustituir, en el inciso primero, la expresión “doce” por “quince”.

2.- Para reemplazar, en el inciso primero, la frase “del decreto que defina los sistemas de subtransmisión señalado en el artículo 1º transitorio” por “de la presente ley”.

3.- Para consultar los siguientes incisos, nuevos:

“Durante el período que medie entre la fecha de publicación de la presente ley y la fecha de la primera fijación de los peajes de subtransmisión a los que se refiere el artículo 71-37 de esta ley, los pagos por uso de los sistemas de transmisión no calificados como troncales conforme las disposiciones de la presente ley se efectuarán en conformidad a las disposiciones que la presente ley modifica.

Asimismo, y durante el mismo período, los precios de nudo de energía y potencia se determinarán conforme la estructura de factores de penalización y recargos determinada en conformidad a las disposiciones que la presente ley modifica y sus respectivos decretos.”.

Puesto en votación el artículo 4º, fue aprobado, junto con las indicaciones antes citadas, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Núñez, Orpis, Páez y Prokurica.

Artículo 5º

Este artículo es del siguiente tenor:

“Artículo 5º.- En los sistemas de capacidad instalada superior a 1.500 kilowatts e inferior a 200 megawatts, la primera fijación tarifaria conforme a lo señalado en los artículos 104-1 y siguientes del decreto con fuerza de ley N° 1, de 1982, del Ministerio de Minería, se efectuará en forma coincidente con el cálculo del precio de nudo, cuyo proceso se inicie inmediatamente a continuación de la fecha de publicación de esta ley.

En el período que medie entre la fecha de publicación de esta ley y la fecha de la fijación señalada en el inciso anterior, la Comisión Nacional de Energía efectuará la fijación de precios de los segmentos de generación y transmisión de estos sistemas, conforme a los criterios establecidos en los artículos 104-1 y siguientes del decreto con fuerza de ley N° 1, de 1982, del Ministerio de Minería, y oyendo a las empresas que operen en los sistemas eléctricos respectivos.”.

Los Honorables Senadores señores Lavandero, Núñez, Orpis y Prokurica presentaron las siguientes indicaciones:

1.- Para sustituir, en el inciso primero, el texto “se efectuará en forma coincidente con el cálculo del precio de nudo, cuyo proceso se inicie inmediatamente a continuación de la fecha de publicación de esta ley”, por el siguiente: “se efectuará antes de 12 meses de publicada la presente ley”.

2.- Para reemplazar, en el inciso segundo, la oración “la Comisión Nacional de Energía efectuará la fijación de precios de los segmentos de generación y transmisión de estos sistemas, conforme a los criterios establecidos en los artículos 104-1 y siguientes del decreto con fuerza de ley N° 1, de 1982, del Ministerio de Minería, y oyendo a las empresas que operen en los sistemas eléctricos respectivos.”, por la siguiente: “los precios de generación y de transmisión se determinarán conforme a las normas que se han aplicado hasta antes de la publicación de la presente ley.”.

Puesto en votación el artículo 5º, fue aprobado, junto con las indicaciones antes citadas, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Núñez, Orpis, Páez y Prokurica.

Artículo 6°

Su texto es el siguiente:

“Artículo 6°.- La Comisión Nacional de Energía deberá proceder a la primera determinación de los peajes establecidos en el artículo 71-43 del decreto con fuerza de ley N° 1, de 1982, del Ministerio de Minería, conjuntamente con la próxima fijación de valores agregados de distribución.”.

Los Honorables Senadores señores Lavandero, Núñez, Orpis y Prokurica presentaron una indicación para sustituir la frase “con la próxima fijación de valores agregados de distribución” por el siguiente texto “con la fijación de valores agregados de distribución correspondiente al año 2004, en caso de publicarse la presente ley antes del mes de septiembre de 2004. En caso de que la presente ley no se publicara antes de la fecha indicada, la primera determinación de los peajes señalados se efectuará antes de transcurridos tres meses contados desde su publicación.”.

Puesto en votación el artículo 6°, fue aprobado, junto con la indicación antes citada, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Núñez, Orpis, Páez y Prokurica.

Artículo 7°

Su tenor es el siguiente:

“Artículo 7°.- Los contratos en las materias referentes a peajes de transmisión, sean éstos del sistema de transmisión troncal o de subtransmisión, así como en las materias de peajes a nivel de distribución, válidamente celebrados con anterioridad al día 6 de mayo de 2002 y que se encuentren vigentes a la fecha de publicación de esta ley, continuarán rigiendo hasta el vencimiento que tenían previsto en dicha fecha y producirán todos sus efectos. Aquellos contratos celebrados con posterioridad al día 6 de mayo de 2002 deberán adecuarse a las disposiciones pertinentes a esta ley, dentro del plazo máximo de un año contado desde la publicación de la misma.”.

Los Honorables Senadores señores Lavandero, Núñez, Orpis y Prokurica presentaron una indicación para reemplazarlo, por el siguiente:

“Artículo 7°.- La norma técnica a que se refiere el artículo 91 bis introducido por la presente ley, será dictada dentro de los doce

meses siguientes a la publicación de la presente ley. Una vez dictada dicha norma técnica, el CDEC correspondiente contará con un plazo máximo de treinta días para proponer a la Comisión la definición, administración y operación de los servicios complementarios que se requieran, de tal modo que ésta se pronuncie favorablemente.

Una vez que la Comisión se pronuncie favorablemente respecto a la propuesta del CDEC respectivo, éste deberá implementar las prestaciones y transferencias de los servicios complementarios que corresponda en un plazo no superior a sesenta días.

Las transferencias de potencia a que se refiere el artículo 91 comenzarán a aplicarse de acuerdo a las disposiciones de la presente ley y sus reglamentos, una vez que se encuentren implementados los servicios complementarios y en el plazo de sesenta días señalado en el inciso anterior.”.

Puesta en votación la indicación, que reemplaza el artículo 7º, fue aprobada por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Núñez, Orpis, Páez y Prokurica.

Artículo 8º

Su texto es el siguiente:

“Artículo 8º.- La circunstancia establecida en la letra d) del inciso final del artículo 90 del decreto con fuerza de ley N° 1, de 1982, del Ministerio de Minería, que permite contratar a precios libres los suministros referidos en los números 1 y 2 del mismo artículo, entrará en vigencia una vez transcurridos dos años desde la publicación de esta ley.”.

Los Honorables Senadores señores Lavandero, Núñez, Orpis y Prokurica presentaron una indicación para intercalar, a continuación de la expresión “Minería,” la expresión “introducida por el artículo 2º de esta ley,”.

Puesto en votación el artículo 8º, fue aprobado, junto con la indicación antes citada, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Núñez, Orpis, Páez y Prokurica.

Artículo 9º

Su tenor es el siguiente:

“Artículo 9°.- El Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción, previo informe de la Comisión Nacional de Energía y mediante un decreto dictado bajo la fórmula “por orden del Presidente de la República”, determinará las ampliaciones de los sistemas troncales que, en su caso, requieren construcción inmediata para preservar la seguridad del suministro. En el mismo decreto establecerá sus características técnicas, los plazos para el inicio de las obras y entrada en operaciones de las mismas.

Para estos efectos, los centros de despacho económicos de carga, en el plazo de sesenta días a contar de la entrada en vigencia de esta ley, deberán efectuar una recomendación, acordada por la mayoría de sus miembros, sobre las ampliaciones que reúnan las condiciones indicadas en el inciso anterior.

El decreto aludido en el inciso primero de este artículo considerará las siguientes dos situaciones posibles:

a) En el caso de extensiones del sistema troncal que requieren construcción inmediata y que correspondan a líneas o subestaciones troncales calificadas como nuevas, la construcción y la remuneración de dichas instalaciones se regirán por las normas establecidas en el artículo 71-22 del decreto con fuerza de ley N° 1, de 1982, del Ministerio de Minería.

Los plazos y términos bajo los cuales la Comisión Nacional de Energía llamará a la licitación contemplada en el artículo 71-22 se establecerán en el aludido decreto.

b) En el caso de ampliaciones de instalaciones existentes del sistema troncal que requieren construcción inmediata, éstas serán de construcción obligatoria para las empresas propietarias de dichas instalaciones, debiendo sujetarse a las condiciones fijadas en el respectivo decreto para su ejecución.

El V.I. de cada ampliación de instalaciones existentes será determinado con carácter referencial por el referido decreto. Para la determinación del V.I. que deberá reflejarse definitivamente en el pago del servicio de transmisión, las empresas propietarias de las instalaciones deberán licitar la construcción de las obras a empresas calificadas, a través de procesos de licitación públicos, abiertos y transparentes, auditables por la Superintendencia.

Estas instalaciones serán remuneradas conforme a las disposiciones generales sobre peajes previstas en la ley. Para estos efectos, el centro de despacho económico de carga que corresponda considerará el V.I. referencial a partir de su puesta en servicio y el V.I. definitivo una vez que el Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción,

previo informe de la Comisión Nacional de Energía, lo establezca mediante un decreto, lo que dará origen además a las reliquidaciones que correspondan, las que serán realizadas por el centro de despacho económico de carga respectivo.”.

Los Honorables Senadores señores Lavandero, Núñez, Orpis y Prokurica presentaron las siguientes indicaciones:

1.- Para agregar, en el encabezamiento del inciso tercero, a continuación de la palabra “considerará” la expresión “y calificará”.

2.- Para sustituir, en el inciso tercero, letra a), segundo párrafo, la expresión “la Comisión Nacional de Energía” por “se”.

3.- Para intercalar, en el inciso final, luego de la expresión “las que serán realizadas por” la frase “la Dirección de Peajes del respectivo”.

4.- Para eliminar, en el inciso final, la expresión “el” que antecede a la frase “centro de despacho económico de carga”, la segunda vez que aparece.

5.- Para suprimir, en el inciso final, la palabra “respectivo”.

Puesto en votación el artículo 9º, fue aprobado, junto con las indicaciones antes citadas, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Núñez, Orpis, Páez y Prokurica.

Artículo 10

Su texto es el siguiente:

“Artículo 10.- No serán aplicables los peajes unitarios que, de conformidad a esta ley, correspondiere determinar a causa de retiros de electricidad para abastecer los consumos de usuarios o clientes, si concurren las siguientes condiciones copulativas:

a) Que se trate de usuarios no sometidos a fijación de precios.

b) Que el monto de los retiros corresponda a lo contratado con una o más empresas generadoras hasta el 6 de mayo de 2002.

A aquellos usuarios que cumplan las condiciones anteriores, les serán aplicables las normas de determinación de peajes vigentes al momento de la suscripción de los respectivos contratos de suministro, y por los plazos de vigencia de los mismos. Para tal efecto, los plazos de vigencia serán aquellos convenidos con anterioridad al 6 de mayo de 2002.

Los montos de peajes de transmisión exceptuados en virtud del inciso anterior serán financiados a prorrata por los generadores del sistema, de acuerdo al uso que cada uno de ellos haga, según despacho proyectado, de las instalaciones del sistema troncal.”.

Los Honorables Senadores señores Lavandero, Núñez, Orpis y Prokurica presentaron una indicación para agregar, en el inciso final, a continuación de la expresión “sistema troncal” la expresión “, conforme lo determine la Dirección de Peajes del respectivo centro de despacho económico de carga.”.

Puesto en votación el artículo 10, fue aprobado, junto con la indicación antes citada, por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Núñez, Orpis, Páez y Prokurica.

Artículo 11

Su tenor es el siguiente:

“Artículo 11.- Dentro del plazo de sesenta días contado desde la entrada en vigencia de esta ley, deberá procederse al nombramiento de los profesionales que integrarán el panel de expertos y a la instalación del mismo, de acuerdo al procedimiento establecido en la presente ley.

Para los efectos de la renovación parcial del panel de expertos, el período inicial de vigencia del nombramiento será de cuatro años para tres de sus integrantes, y de seis años para los restantes, según designación que efectúe la Comisión Resolutiva, la cual oficiará al Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción, para efectos de que curse la correspondiente resolución de nombramiento.”.

Los Honorables Senadores señores Lavandero, Núñez, Orpis y Prokurica presentaron una indicación para reemplazar, en el inciso primero, la expresión “ sesenta” por “ciento veinte”.

Puesto en votación el artículo 11, fue aprobado, junto con la indicación antes citada, por la unanimidad de los

miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señores Núñez, Orpis, Páez y Prokurica.

La Comisión deja constancia que facultó a la Secretaría para efectuar las modificaciones formales que correspondieren, como consecuencia de los acuerdos anteriormente adoptados.

MODIFICACIONES

De conformidad con los acuerdos adoptados, vuestra Comisión de Minería y Energía tiene el honor de proponer las siguientes modificaciones al texto aprobado por la Honorable Cámara de Diputados:

Artículo 1º

Artículo 71-2

- Suprimir, en el inciso segundo, la expresión “al menos”.

- Intercalar el siguiente inciso tercero, nuevo:

“No obstante, una vez determinados los límites del sistema de transmisión troncal, se incluirán en él las instalaciones interiores que sean necesarias para asegurar la continuidad de tal sistema.”.

- Agregar, en el inciso cuarto, que pasa a ser quinto, la siguiente oración después del punto final (.), que pasa a ser seguido: “A ellas se agregarán, en el momento en que entren en operación, las instalaciones futuras de construcción obligatoria definidas mediante similar procedimiento según lo establecido en el artículo 71-26.”.

- Eliminar el inciso final.

Artículo 71-3

- Suprimir, en el inciso segundo, la expresión “a lo menos”.

- Agregar el siguiente inciso final, nuevo:

“Las líneas y subestaciones de cada sistema de subtransmisión serán determinadas, previo informe técnico de la Comisión, mediante decreto supremo del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, dictado bajo la fórmula “Por orden del Presidente de la República”, el que tendrá una vigencia de cuatro años.”.

Artículo 71-6

- Reemplazar, en el inciso segundo, la oración: “Mientras la capacidad agregada de tales excedentes de potencia no supere el 5%”, por la siguiente: “Si la capacidad agregada de tales excedentes supera el 5%”.

- Añadir el siguiente inciso final, nuevo:

“Los montos de peajes de transmisión troncal exceptuados de pago en virtud del inciso anterior, serán pagados a prorrata por las empresas que efectúan inyecciones de energía y potencia al sistema, de acuerdo al uso que cada uno de ellos haga de las instalaciones del sistema troncal, según sus inyecciones proyectadas.”.

Artículo 71-7

- Sustituir el inciso primero, por el siguiente:

“Las empresas señaladas en el artículo 71-6 deberán pagar a el o los representantes de las empresas propietarias u operadoras del respectivo sistema de transmisión troncal, de los sistemas de subtransmisión y de los sistemas adicionales que correspondan, los costos de transmisión de conformidad con la liquidación que efectúe la Dirección de Peajes del respectivo Centro de Despacho Económico de Carga.”.

- Agregar, en el inciso final, después de la palabra “transmisión”, la segunda vez que aparece, lo siguiente: “, en conformidad a la liquidación señalada en el inciso primero,”.

Artículo 71-9

- Reemplazar, en el inciso cuarto, la referencia a los artículos “71-21 y 71-22” por “71-23 y 71-24”.

Artículo 71-11

- Eliminar, en el encabezamiento del inciso primero, la palabra “indicativo”.

- Agregar, en el encabezamiento del inciso primero, luego de las palabras “transmisión troncal”, la primera vez que aparecen, la frase. “para distintos escenarios de expansión de la generación y de interconexiones con otros sistemas eléctricos”.

- Reemplazar, en la letra a) del inciso primero, los vocablos “y sus ampliaciones futuras” por la frase “, sus alternativas de ampliaciones futuras y el área de influencia común correspondiente”.

- Añadir, en la letra b) del inciso primero, a continuación del artículo “Las” las palabras “alternativas de”.

- Eliminar la letra c) del inciso primero.

- Sus letras d) y e) pasan a ser c) y d).

- Cambiar, en la letra f), que pasa a ser e), la referencia a la letra “e)” por “d)”.

- Agregar, en el inciso segundo, después de la palabra “eléctrico” la frase “en las distintas alternativas de expansión,”.

- Sustituir, en el inciso tercero, la oración “Las ampliaciones y nuevas obras de transmisión troncales o de otra naturaleza, serán las que minimicen el costo total actualizado de abastecimiento para los consumidores, considerando, entre otros, los costos esperados actualizados de inversión, operación y racionamiento durante el período de estudio y dadas las obras de generación siguientes:” por la siguiente: “Las alternativas de ampliaciones y nuevas obras de transmisión, troncales o de otra naturaleza, serán las económicamente eficientes para las transmisiones que resulten de considerar la demanda y los escenarios de expansión considerando las siguientes obras:”.

- Intercalar, en el numeral 1 del inciso tercero, entre las palabras “centrales” y “declaradas”, lo siguiente: “e interconexiones entre sistemas eléctricos”.

- Reemplazar el numeral 2 del inciso tercero, por el siguiente:

“2. Las alternativas de centrales e interconexiones entre sistemas eléctricos que estén siendo considerados por los distintos agentes o de manera genérica por la Comisión, considerando diversos escenarios económicos y de desarrollo eléctrico.”.

- Suprimir el numeral 3 del inciso tercero.

Artículo 71-12

- Reemplazar, en el inciso primero, las palabras: “los términos de referencia” por “las bases preliminares”.

Artículo 71-13

- Sustituir, en el inciso segundo, la letra g) por la siguiente:

“g) Escenarios de expansión de generación e interconexión considerando lo indicado en el número 2 del inciso tercero del artículo 71-11.”.

Artículo 71-14

- Eliminar el inciso tercero.

Artículo 71-16

- Suprimir el inciso primero.

- Reemplazar, en el inciso segundo, letra b), el término “desarrollo” por “expansión”.

- Agregar, en el inciso segundo, letra b), luego de la palabra: “estudio,” la frase “, para cada escenario”.

- Sustituir el numeral 3 de la letra b) del inciso segundo, por el siguiente:

“Las recomendaciones de nuevas obras de los sistemas de transmisión, y”.

- Reemplazar, en el inciso segundo, letra b), numeral 4, la expresión “supuestos del estudio” por “supuestos de cada escenario contemplado en el estudio.”.

Artículo 71-18

- Sustituir la letra a) del inciso segundo, por la siguiente:

“a) Las instalaciones existentes que integran el sistema troncal, el área de influencia común y el valor anual de transmisión por tramo, A.V.I. del tramo, y el COMA de dichas instalaciones con sus fórmulas de indexación para cada uno de los siguientes cuatro años.”.

- Agregar, en el inciso segundo, letra b), a continuación de la palabra “estudio” la frase “para cada escenario posible de expansión del sistema de transmisión,”.

- Eliminar, en el inciso segundo, letra c), la frase: “y de proyectos de interconexión entre sistemas eléctricos,”; el punto seguido (.) después de la palabra “troncal”, y la oración “Los proyectos de interconexión podrán ser calificados o no como troncales, conforme a los criterios establecidos en el artículo 71-2, al considerar los dos sistemas cuya interconexión se recomienda como si constituyeran un solo sistema”.

- Añadir, en el inciso final, a continuación de la palabra “Comisión”, la frase “sobre el contenido de la letra a) de este artículo”.

Artículo 71-19

- Reemplazar, en el inciso primero, la expresión “junto con un informe que se pronuncie fundadamente sobre todas las observaciones recibidas” por “y, en su caso, el dictamen del panel de expertos”.

- Sustituir, en el inciso segundo, la referencia “las letras a), b), c) y d)” por la siguiente: “la letra a)”.

Artículo 71-21

- Reemplazar, en el inciso primero, los números “71-19” por “71-26”.

- Sustituir, en el inciso tercero, la referencia al artículo “71-19” por “71-26”.

- Reemplazar, en el inciso cuarto, la frase “el quince por ciento del” por “en más de quince por ciento al”.

Artículo 71-22

- Agregar, en el inciso primero, luego de la palabra “troncal” la frase “o por el decreto indicado en el artículo 71-26”.

- Reemplazar, en el inciso primero, las palabras “su magnitud” por “la magnitud que defina el reglamento”.

- Eliminar el inciso segundo.

- Sustituir, en el inciso tercero, que pasa a ser segundo, la expresión “decreto de transmisión troncal” por “decreto sobre adecuaciones al plan de expansión de la transmisión troncal, referido en el artículo 71-26,”.

- Suprimir, en el inciso tercero, que pasa a ser segundo, la frase “o de interconexión entre sistemas eléctricos independientes”.

- Reemplazar, en el inciso tercero, que pasa a ser segundo, el texto que se inicia con la expresión “la Comisión” y termina en la expresión “definidas.”, por el siguiente: “los mismos serán adjudicados, mediante el proceso de licitación que se establece en los artículos siguientes, en cuanto a su ejecución y al derecho a su explotación, a una empresa de transmisión que cumpla con las exigencias definidas en la presente ley.”.

- Eliminar, en el inciso cuarto, que pasa a ser tercero, la frase “y de las instalaciones de interconexión troncal, según corresponda,”.

- Suprimir el inciso quinto.

- Eliminar, en el inciso sexto, que pasa a ser cuarto, las palabras: “y de la línea de interconexión”.

Artículo 71-23

- Sustituir el inciso primero, por el siguiente:

“Artículo 71-23.- Corresponderá a la Dirección de Peajes del Centro Económico de Despacho de Carga respectivo, conforme a los plazos y términos establecidos en el reglamento, efectuar una licitación pública internacional de los proyectos señalados en el artículo anterior. El costo de la licitación, se pagará a prorrata de la participación esperada de cada usuario en el pago del valor anual de la transmisión asociada a las nuevas instalaciones.”.

- Suprimir el inciso tercero.

Artículo 71-24

- Reemplazar los incisos primero y segundo, y el encabezado del inciso tercero, por el siguiente:

“Artículo 71-24.- La Dirección de Peajes respectiva, en un plazo no superior a sesenta días de recibidas las propuestas, deberá resolver la licitación y adjudicará el proyecto en

conformidad a las bases. Asimismo, comunicará el resultado a la empresa adjudicataria e informará a la Comisión 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 Economía, Fomento y Reconstrucción un informe técnico, con todos los antecedentes, que servirá de base para la dictación de un decreto supremo, expedido bajo la fórmula “Por orden del Presidente de la República”, que fijará:”.

- Eliminar, en la letra d) del inciso tercero, que pasa a ser primero, lo siguiente: “y del o los proyectos de interconexión”.

Artículo 71-25

- Sustituirlo por el siguiente:

“71-25.- Las instalaciones de transmisión que interconecten sistemas eléctricos independientes que no hayan sido materializadas conforme a lo establecido en el Artículo 71-44, se considerarán sistemas de transmisión adicionales en los sistemas eléctricos que interconectan. Sin perjuicio de lo señalado, la operación de los sistemas interconectados se regirá por lo dispuesto en los artículos 71-45, 71-46 y 71-48 de la presente ley. No obstante, en el caso que para la materialización de dichas instalaciones el o los interesados requieran el otorgamiento de una concesión, les serán aplicables las disposiciones del Artículo 71-44.”.

Artículo 71-26

- Reemplazarlo, por el siguiente:

“Artículo 71-26.- Anualmente, la Dirección de Peajes del CDEC analizará la consistencia de las instalaciones de desarrollo y expansión del sistema troncal contenidas en el informe técnico de la Comisión Nacional de Energía señalado en el artículo 71-18, con los desarrollos efectivos en materia de inversión en generación eléctrica y con la evolución de la demanda, sobre la base de los escenarios y supuestos considerados en el mismo decreto referido. Como resultado de esta revisión, deberá recomendar, fundadamente, con los criterios utilizados en el estudio de transmisión troncal, la realización, modificación, postergación o adelantamiento de las obras de transmisión contempladas en tal decreto. Esta recomendación será comunicada a las empresas que integran el CDEC y a la Comisión, la que, oyendo a las empresas, y, si hubieren discrepancias, al Panel de Expertos, deberá informar al Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción para que proceda a dictar un decreto de ejecución anual del plan de expansión.”.

Artículo 71-27

- Sustituir las expresiones “del proceso de fijación de tarifas” por la frase “de los procesos de fijación de tarifas y determinación de las expansiones”.

Artículo 71-28

- Reemplazar, en el inciso primero, la frase “la empresa de transmisión troncal que corresponda deberá” por “las empresas de transmisión troncal que correspondan deberán”.

- Cambiar, en el inciso tercero, la referencia “71-32” por “71-31”.

Artículo 71-29

- Agregar, en el párrafo primero de la letra A) del inciso primero, después de la palabra “potencia” la voz “conectada”.

- Sustituir, en el párrafo primero de la letra A) del inciso primero, la palabra “cincuenta” por “dos”.

Artículo 71-30

- Suprimirlo.

Artículo 71-31

- Pasa a ser artículo 71-30, sin enmiendas.

Artículo 71-32

- Pasa a ser artículo 71-31.

- Cambiar, en el inciso segundo, la referencia “71-34” por “71-33”.

Artículo 71-33

- Pasa a ser artículo 71-32.

- Eliminar, en el inciso primero, la expresión “y valorización”.

Artículos 71-34 a 71-36

- Pasan a ser artículos 71-33 a 71-35, respectivamente, sin enmiendas.

Artículo 71-37

- Pasa a ser artículo 71-36.
- Cambiar, en el inciso tercero, la referencia “71-38” por “71-37”.
- Cambiar, en el inciso cuarto, la referencia “71-36” por “71-35”.

Artículos 71-38 a 71-42

- Pasan a ser artículos 71-37 a 71-41, respectivamente, sin modificaciones.

Artículo 71-43

- Pasa a ser artículo 71-42.
- Intercalar, en el inciso primero, a continuación de la expresión “acceso a sus instalaciones” y antes de la coma (,) que le sigue, las palabras “de distribución”.
- Suprimir, en el inciso segundo, las expresiones “máximo por unidad de potencia retirada,” que siguen a la palabra “peaje”.
- Intercalar, a continuación del inciso segundo, el siguiente inciso tercero, nuevo, pasando los actuales tercero y cuarto a ser cuarto y quinto, respectivamente:

“Serán aplicable a este servicio las disposiciones establecidas en los artículos 75°, en lo referente a la garantía para caucionar potencias superiores a 10 kilowatts, 84° y 150° letra q).”.

Artículo 71-44

- Pasa a ser artículo 71-43.
- Reemplazar, en el inciso primero, la expresión “El desarrollo” por “Sin perjuicio de lo que establece el artículo 71-25, el desarrollo”.

- Agregar el siguiente inciso segundo, nuevo:

“Una vez vencido el plazo al cual se refiere el artículo 71-44, las instalaciones de transmisión que interconecten sistemas eléctricos independientes que no sean calificadas como troncales, se considerarán sistemas de transmisión adicionales en los sistemas eléctricos que interconectan.”.

Artículo 71-45

- Pasa a ser artículo 71-44.
- Añadir, en el inciso segundo, a continuación del punto final (.) la siguiente oración: “Durante dicho período no se aplicará lo dispuesto en el inciso segundo del artículo 71-5.”.

Artículo 71-46

- Pasa a ser artículo 71-45, sin enmiendas.

Artículo 71-47

- Pasa a ser artículo 71-46.
- Cambiar, en el inciso segundo, la referencia “71-50” por “71-49”.

Artículo 71-48

- Pasa a ser artículo 71-47.
- Cambiar, en el inciso primero, la referencia “71-45” por “71-44”.

Artículo 71-49

- Pasa a ser artículo 71-48.
- Agregar, a continuación de la palabra “generales”, la frase “que se establecen en los artículos 71-29 al 71-31 de esta ley”.

Artículo 71-50

- Pasa a ser artículo 71-49.

- Cambiar, en el inciso primero, la referencia “71-47” por “71-46”.

Artículo 2º

Artículo 104-6

- Añadir, en el inciso segundo, a continuación del punto final (.) que pasa a ser seguido lo siguiente: “Con posterioridad, se procederá a la aplicación de lo dispuesto en el inciso segundo del artículo 113.”.

Artículo 3º

Artículo 130

- Cambiar, en el Nº 4, la referencia “71-39” por “71-38”.

- Eliminar, en el Nº 5, la expresión “determinado en base al valor agregado”.

- Cambiar, en el Nº 5, la referencia “71-43” por “71-42”.

- Cambiar, en el Nº 6, la referencia “71-40” por “71-39”.

- Suprimir el Nº 8. Los Nºs 9 a 12 pasan a ser 8 a 11, respectivamente.

Artículo 131

- Reemplazar, en el inciso tercero, la palabra “dos” por “tres”.

- Sustituir, en el inciso cuarto, la palabra “dos” por “tres”.

- Reemplazar el inciso final por el siguiente:

“Los integrantes del panel deberán inhabilitarse de intervenir en las discrepancias que se sometieren a su conocimiento, en caso que incurran personalmente en alguno de los motivos de abstención contemplados en el artículo 12 de la ley Nº 19.880, con excepción de su

número 4, comunicándolo inmediatamente a las partes a través del secretario abogado. Sin perjuicio de ello, las partes podrán solicitar la inhabilitación directamente al panel de expertos, el que se pronunciará con exclusión del integrante cuya inhabilitación se solicita, previo informe del secretario abogado."

Artículo 132

- Agregar, en el inciso segundo, después de la palabra "Resolutiva" la frase "o el Tribunal de la Libre Competencia".

Artículo 4°

N° 3)

- Sustituirlo, por el siguiente:

"3) Agrégase en el artículo 7°, los siguientes incisos:

"Asimismo, es servicio público eléctrico el transporte de electricidad por sistemas de transmisión troncal y de subtransmisión.

Las empresas operadoras o propietarias de los sistemas de transmisión troncal deberán estar constituidas como sociedades anónimas abiertas.

Estas sociedades no podrán dedicarse, por sí, ni a través de personas naturales o jurídicas relacionadas, a actividades que comprendan en cualquier forma, el giro de generación o distribución de electricidad.

El desarrollo de otras actividades, que no comprendan las señaladas precedentemente, sólo podrán llevarlas a cabo a través de sociedades anónimas filiales o coligadas.

La participación individual de empresas que operan en cualquier otro segmento del sistema eléctrico, o de los usuarios no sometidos a fijación de precios en el sistema de transmisión troncal, no podrá exceder, directa o indirectamente, del ocho por ciento del valor de inversión total del sistema de transmisión troncal. La participación conjunta de empresas generadoras, distribuidoras y del conjunto de los usuarios no sometidos a fijación de precios, en el sistema de transmisión troncal, no podrá exceder del cuarenta por ciento del valor de inversión total del sistema troncal. Estas limitaciones a la propiedad se extienden a grupos empresariales o personas jurídicas o naturales que formen parte de

empresas de transmisión o que tengan acuerdos de actuación conjunta con las empresas transmisoras, generadoras y distribuidoras.

Los propietarios de las instalaciones construidas con anterioridad a que sean definidas como pertenecientes al sistema troncal de acuerdo al artículo 71-2, podrán mantener la propiedad de dichas instalaciones. Respecto de ellos no se aplicarán los límites de propiedad establecidos en el inciso anterior, pudiendo sobrepasar los porcentajes del ocho y cuarenta ya señalados. Sin perjuicio de lo anterior, las instalaciones que se encuentren en esta situación deberán ser consideradas en el cómputo del límite del 40% señalado en el inciso anterior.

En todo caso, los propietarios de dichas instalaciones deberán constituir sociedades de giro de transmisión en el plazo de un año, contado desde la publicación del decreto que declara la respectiva línea o instalación como troncal, y no podrán participar en la propiedad de ninguna ampliación del sistema troncal respectivo.”.

Nº 11)

- Reemplazar, en el primer párrafo de la letra d), la palabra “tres” por “cuatro”.

- Agregar, en el primer párrafo de la letra d), a continuación del punto final (.) que pasa a ser seguido la siguiente oración: “El cambio de opción deberá ser comunicado a la concesionaria de distribución con una antelación de, al menos, 12 meses.”.

- Añadir, en el segundo párrafo de la letra d), después de la cifra “1973” lo siguiente: “o el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, en su caso”.

Nº 13)

- Intercalar, en el inciso final del nuevo artículo 91 bis que incorpora, a continuación de la palabra “características” los siguiente: “y costos marginales”.

Nº 16)

- Cambiar, en la letra b), la referencia “71-36” por “71-35”.

- Cambiar, en la letra c), la referencia “71-36” por “71-35”.

Nº 19)

- Suprimirlo.

Nº 20)

- Eliminarlo.

Nº 21)

- Suprimirlo.

- - -

Consultar, a continuación del actual Nº 18), el siguiente número 19) nuevo:

“19) Agrégase en el artículo 113, el siguiente inciso segundo, nuevo:

“A más tardar, dentro de treinta días siguientes a la publicación del respectivo decreto tarifario, la Comisión deberá hacer públicos, por un medio electrónico, los contenidos básicos de los estudios de costos de la Comisión y de las empresas, así como todos los antecedentes relevantes del proceso de fijación de tarifas de distribución. Asimismo, deberán quedar a disposición y de acceso público los estudios de costos que sirvieron de base a las tarifas y todos los antecedentes del proceso.”.”.

- - -

Nº 22)

- Pasa a ser 20), sin enmiendas.

Nº 23)

- Pasa a ser 21).
- Eliminar, en el inciso segundo del artículo 118, la frase final que señala “, y no procederá ninguna clase de recursos en su contra, jurisdiccional o administrativo, de naturaleza ordinaria o extraordinaria”.

N° 24)

- Pasa a ser 22), sin modificaciones.

N° 25)

- Pasa a ser 23).
- Agregar, en la letra a), el siguiente párrafo segundo a la letra b) que trata:

“Cada Centro de Despacho Económico de Carga contará con un Directorio y los organismos técnicos necesarios para el cumplimiento de su función. Existirán, al menos, una Dirección de Operación y una Dirección de Peajes. El Director y el personal de cada Dirección, deberán reunir condiciones de idoneidad e independencia que garanticen su adecuado desempeño. Estos organismos, eminentemente técnicos y ejecutivos, desarrollarán su función conforme a la ley y su reglamento.”.

ARTÍCULOS TRANSITORIOS**Artículo 1º**

- Sustituir, en el inciso primero, la expresión “cuarenta y cinco días” por “doce meses”.

- Reemplazar, en el inciso segundo, letra b), filas “3” y “4” de la tabla, la expresión “Carrera Pinto 200” por “Carrera Pinto 220”, y en las filas “37” y “38”, la expresión “Punta Corte 154”, por “Punta de Cortés 154”.

- Intercalar, en el inciso segundo, letra b), entre las filas “40” y “42”, la siguiente fila:

41	Itahue 154	Teno 154	154
----	------------	----------	-----

- Modificar, en el inciso segundo, letra b), en las filas “44” y “45”, la expresión “Ancoa 220” por “Ancoa 500”.

- Intercalar, en el inciso segundo, a continuación de la letra b), la siguiente letra c), nueva:

“c) También se considerarán instalaciones integrantes del Sistema de Transmisión Troncal que forma parte del Sistema Interconectado Central, para la primera fijación de valores por tramos y

desde la fecha de su puesta en servicio, las siguientes obras que se encuentran en ejecución:

Número	Tramo		Tensión (kV)
	De Barra	A Barra	
47	Charrúa 500	Ancoa 500	500
48	Charrúa 500	Ancoa 500	500
49	Ancoa 220	Itahue 220	220
50	Ancoa 220	Itahue 220	220
51	Charrúa 500	Charrúa 220	500
52	Charrúa 500	Charrúa 220	500
53	Itahue 220	Itahue 154	220
54	Itahue 220	Itahue 154	220

- Sustituir, en el inciso tercero, letra a), fila 1, la expresión “Estación Cruceros” por “Subestación Crucero”.

- Eliminar, en el inciso tercero, letra b), la fila “12” del cuadro.

- Agregar, en el inciso tercero, a continuación de la letra b), la siguiente letra c), nueva:

“c) También se considerarán instalaciones del Área de Influencia Común del Sistema Interconectado Central en la primera determinación de la misma y desde la fecha de su puesta en servicio, las siguientes obras que se encuentran en ejecución:

Número	Tramo		Tensión (kV)
	De Barra	A Barra	
47	Charrúa 500	Ancoa 500	500
48	Charrúa 500	Ancoa 500	500
51	Charrúa 500	Ancoa 500	500
52	Charrúa 500	Ancoa 500	500

Artículo 2º

- Reemplazar, en el inciso primero, la expresión “licitación del estudio de” por “tarificación y expansión de la”.

- Incorporar el siguiente inciso segundo, nuevo, pasando el actual segundo a ser tercero:

“Los plazos y condiciones dispuestas en los artículos 71–11 y siguientes ya indicados, que deban ser contabilizados a partir de la vigencia de las tarifas respectivas y que requieran para su

aplicación de la dictación de un reglamento, mientras el mismo no se encuentre vigente, deberán estar expresa y previamente contenidas en una resolución exenta de la Comisión, a fin de dar cabal cumplimiento a lo dispuesto en el inciso anterior.”.

Artículo 3º

- Agregar, en el inciso primero, después de la palabra “modifica” la siguiente expresión “y su reglamento”.

- Cambiar, en el inciso primero, la referencia “71-32” por “71-31”.

Artículo 4º

- Sustituir, en el inciso primero, la expresión “doce” por “quince”.

- Reemplazar, en el inciso primero, la frase “del decreto que defina los sistemas de subtransmisión señalado en el artículo 1º transitorio” por “de la presente ley”.

- Cambiar, en el inciso primero, la referencia “71-36” por “71-35”.

- Consultar los siguientes incisos, nuevos:

“Durante el período que medie entre la fecha de publicación de la presente ley y la fecha de la primera fijación de los peajes de subtransmisión a los que se refiere el artículo 71-36 de esta ley, los pagos por uso de los sistemas de transmisión no calificados como troncales conforme las disposiciones de la presente ley se efectuarán en conformidad a las disposiciones que la presente ley modifica.

Asimismo, y durante el mismo período, los precios de nudo de energía y potencia se determinarán conforme la estructura de factores de penalización y recargos determinada en conformidad a las disposiciones que la presente ley modifica y sus respectivos decretos.”.

Artículo 5º

- Sustituir, en el inciso primero, el texto “se efectuará en forma coincidente con el cálculo del precio de nudo, cuyo proceso se inicie inmediatamente a continuación de la fecha de publicación

de esta ley”, por el siguiente: “se efectuará antes de 12 meses de publicada la presente ley”.

- Reemplazar, en el inciso segundo, la oración “la Comisión Nacional de Energía efectuará la fijación de precios de los segmentos de generación y transmisión de estos sistemas, conforme a los criterios establecidos en los artículos 104-1 y siguientes del decreto con fuerza de ley N° 1, de 1982, del Ministerio de Minería, y oyendo a las empresas que operen en los sistemas eléctricos respectivos.”, por la siguiente: “los precios de generación y de transmisión se determinarán conforme a las normas que se han aplicado hasta antes de la publicación de la presente ley.”.

Artículo 6°

- Cambiar la referencia “71-43” por “71-42”.

- Sustituir la frase “con la próxima fijación de valores agregados de distribución” por el siguiente texto “con la fijación de valores agregados de distribución correspondiente al año 2004, en caso de publicarse la presente ley antes del mes de septiembre de 2004. En caso de que la presente ley no se publicara antes de la fecha indicada, la primera determinación de los peajes señalados se efectuará antes de transcurridos tres meses contados desde su publicación.”.

Artículo 7°

- Reemplazarlo, por el siguiente:

“Artículo 7°.- La norma técnica a que se refiere el artículo 91 bis introducido por la presente ley, será dictada dentro de los doce meses siguientes a la publicación de la presente ley. Una vez dictada dicha norma técnica, el CDEC correspondiente contará con un plazo máximo de treinta días para proponer a la Comisión la definición, administración y operación de los servicios complementarios que se requieran, de tal modo que ésta se pronuncie favorablemente.

Una vez que la Comisión se pronuncie favorablemente respecto a la propuesta del CDEC respectivo, éste deberá implementar las prestaciones y transferencias de los servicios complementarios que corresponda en un plazo no superior a sesenta días.

Las transferencias de potencia a que se refiere el artículo 91 comenzarán a aplicarse de acuerdo a las disposiciones de la presente ley y sus reglamentos, una vez que se encuentren implementados los servicios complementarios y en el plazo de sesenta días señalado en el inciso anterior.”.

Artículo 8°

- Intercalar a continuación de la expresión “Minería,” la expresión “introducida por el artículo 2° de esta ley,”.

Artículo 9°

- Agregar, en el encabezamiento del inciso tercero, a continuación de la palabra “considerará” la expresión “y calificará”.

- Sustituir, en el inciso tercero, letra a), segundo párrafo, la expresión “la Comisión Nacional de Energía” por “se”.

- Intercalar, en el inciso final, luego de la expresión “las que serán realizadas por” la frase “la Dirección de Peajes del respectivo”.

- Eliminar, en el inciso final, la expresión “el” que antecede a la frase “centro de despacho económico de carga”, la segunda vez que aparece.

- Suprimir, en el inciso final, la palabra “respectivo”.

Artículo 10

- Agregar, en el inciso final, a continuación de la expresión “sistema troncal” la expresión “, conforme lo determine la Dirección de Peajes del respectivo centro de despacho económico de carga.”.

Artículo 11

- Reemplazar, en el inciso primero, la expresión “sesenta” por “ciento veinte”.

TEXTO PROPUESTO

En virtud de las modificaciones anteriores el proyecto de ley queda como sigue:

“PROYECTO DE LEY

Artículo 1º.- Incorpórase en el decreto con fuerza de ley N° 1, de 1982, del Ministerio de Minería, ley General de Servicios Eléctricos, a continuación del artículo 71, el siguiente Título III, nuevo, pasando los actuales Títulos III y IV a ser Títulos IV y V, respectivamente:

"TÍTULO III.

De los Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica

Artículo 71-1.- El “sistema de transmisión o de transporte de electricidad” es el conjunto de líneas y subestaciones eléctricas que forman parte de un sistema eléctrico, en un nivel de tensión nominal superior al que se disponga en la respectiva norma técnica que proponga la Comisión, y cuya operación deberá coordinarse según lo dispone el artículo 81 de esta ley.

En cada sistema de transmisión se distinguen instalaciones del “sistema de transmisión troncal”, del “sistema de subtransmisión” y del “sistema de transmisión adicional”.

Artículo 71-2.- Cada sistema de transmisión troncal estará constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que sean económicamente eficientes y necesarias para posibilitar el abastecimiento de la totalidad de la demanda del sistema eléctrico respectivo, bajo los 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.

Las instalaciones pertenecientes a cada uno de los tramos del sistema de transmisión troncal deberán cumplir con las siguientes características:

a) Mostrar una variabilidad relevante en la magnitud y dirección de los flujos de potencia, como resultado de abastecer en forma óptima una misma configuración de demanda para diferentes escenarios de disponibilidad del parque generador existente, considerando las restricciones impuestas por el cumplimiento de las exigencias de calidad y seguridad de servicio, incluyendo situaciones de contingencia y falla.

b) Tener una tensión nominal igual o mayor a 220 kilovolts.

c) Que la magnitud de los flujos en estas líneas no esté determinada por el consumo de un número reducido de consumidores.

d) Que los flujos en las líneas no sean atribuidos exclusivamente al consumo de un cliente, o a la producción de una central generadora o de un grupo reducido de centrales generadoras.

e) Que la línea tenga tramos con flujos bidireccionales relevantes.

No obstante, una vez determinados los límites del sistema de transmisión troncal, se incluirán en él las instalaciones interiores que sean necesarias para asegurar la continuidad de tal sistema.

El reglamento establecerá el procedimiento que, en base a las características señaladas, deberá seguirse para calificar a las instalaciones de cada sistema eléctrico como pertenecientes o no al sistema de transmisión troncal respectivo.

Las líneas y subestaciones de cada sistema de transmisión troncal serán determinadas mediante decreto supremo del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, dictado bajo la fórmula "por orden del Presidente de la República", previo informe técnico de la Comisión, según lo establecido en el artículo 71-19. **A ellas se agregarán, en el momento en que entren en operación, las instalaciones futuras de construcción obligatoria definidas mediante similar procedimiento según lo establecido en el artículo 71-26.**

Artículo 71-3.- Cada sistema de subtransmisión estará constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que, encontrándose interconectadas al sistema eléctrico respectivo, están dispuestas para el abastecimiento exclusivo de grupos de consumidores finales libres o regulados, territorialmente identificables, que se encuentren en zonas de concesión de empresas distribuidoras.

Las instalaciones pertenecientes al sistema de subtransmisión deberán cumplir con las siguientes características:

a) No calificar como instalaciones troncales según lo establecido en el artículo 71-2.

b) Que los flujos en las líneas no sean atribuidos exclusivamente al consumo de un cliente, o a la producción de una central generadora o de un grupo reducido de centrales generadoras.

Las líneas y subestaciones de cada sistema de subtransmisión serán determinadas, previo informe técnico de la Comisión, mediante decreto supremo del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, dictado bajo la fórmula “Por orden del Presidente de la República”, el que tendrá una vigencia de cuatro años.

Artículo 71-4.- Los sistemas de transmisión adicional estarán constituidos por las instalaciones de transmisión que, encontrándose interconectadas al sistema eléctrico respectivo, están destinadas esencial y principalmente al suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios, y por aquellas cuyo objeto principal es permitir a los generadores inyectar su producción al sistema eléctrico, sin que formen parte del sistema de transmisión troncal ni de los sistemas de subtransmisión.

Artículo 71-5.- Las instalaciones de los sistemas de transmisión troncal y de los sistemas de subtransmisión de cada 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.

En los sistemas adicionales sólo estarán sometidas al régimen de acceso abierto aquellas líneas que hagan uso de las servidumbres a que se refiere el artículo 50 y las que usen bienes nacionales de uso público, como calles y vías públicas, en su trazado. El transporte por estos sistemas se regirá por contratos privados entre partes y conforme a lo dispuesto en las disposiciones legales pertinentes.

Los propietarios de instalaciones de los sistemas de transmisión troncal y de los sistemas de subtransmisión no podrán negar el acceso al servicio de transporte o transmisión a ningún interesado por motivos de capacidad técnica, sin perjuicio de que, en virtud de las facultades que la ley o el reglamento le otorguen al centro de despacho económico de carga, en adelante CDEC, para la operación coordinada del sistema eléctrico, se limiten las inyecciones o retiros sin discriminar a los usuarios.

Los propietarios de las instalaciones de los sistemas adicionales sometidas al régimen de acceso abierto conforme a este artículo no podrán negar el servicio a ningún interesado cuando exista

capacidad técnica de transmisión determinada por el CDEC, independientemente de la capacidad contratada.

Artículo 71-6.- 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 aquellas instalaciones del sistema de transmisión troncal y de los sistemas de subtransmisión y adicionales que correspondan conforme a los artículos siguientes, y deberá pagar los respectivos costos de transmisión, en la proporción que se determine de acuerdo a las normas de este Título.

Los propietarios de medios de generación conectados al sistema eléctrico respectivo cuya fuente sea no convencional, tales como geotérmica, eólica, solar, biomasa, mareomotriz, pequeñas y microcuencas hidrográficas y otras similares determinadas fundadamente por la Comisión, cuyos excedentes de potencia suministrada al sistema eléctrico no superen los 9.000 kilowatts, estarán liberados del pago de peajes por el uso de los sistemas de transmisión troncal. **Si la capacidad agregada de tales excedentes supera el 5%** de la capacidad instalada total del sistema eléctrico, los propietarios de los medios de generación señalados deberán pagar los peajes correspondientes determinados conforme a las normas generales de peajes, ponderados por un factor proporcional único igual al cociente entre el excedente agregado por sobre el 5% y dicho 5% de la capacidad total instalada del sistema eléctrico respectivo.

Los montos de peajes de transmisión troncal exceptuados de pago en virtud del inciso anterior, serán pagados a prorrata por las empresas que efectúan inyecciones de energía y potencia al sistema, de acuerdo al uso que cada uno de ellos haga de las instalaciones del sistema troncal, según sus inyecciones proyectadas.

Artículo 71-7.- **Las empresas señaladas en el artículo 71-6 deberán pagar a el o los representantes de las empresas propietarias u operadoras del respectivo sistema de transmisión troncal, de los sistemas de subtransmisión y de los sistemas adicionales que correspondan, los costos de transmisión de conformidad con la liquidación que efectúe la Dirección de Peajes del respectivo Centro de Despacho Económico de Carga.**

En caso de mora o simple retardo en el pago de las facturas que emitan las empresas de transmisión troncal para el cobro de su remuneración, éstas podrán aplicar sobre los montos adeudados el interés máximo convencional definido en el artículo 6º 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, **en conformidad a la liquidación señalada en el inciso primero**, incluidos los reajustes e intereses, tendrán mérito ejecutivo.

Artículo 71-8.- Para cada tramo de un sistema de transmisión troncal 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”.

Cada tramo del sistema de transmisión troncal estará compuesto por un conjunto mínimo de instalaciones económicamente identificables, agrupadas según los criterios que establezca el reglamento, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 71-2.

Artículo 71-9.- El V.I. de una instalación de transmisión es la suma de los costos 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 del sistema de transmisión troncal, definidas en el decreto a que se refiere el artículo 71-2, el V.I. se determinará en función de sus características físicas y técnicas, valoradas a los precios de mercado vigentes.

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.

En el caso de instalaciones futuras, que resulten recomendadas como expansiones óptimas para sistemas de transmisión troncal existentes en el estudio de transmisión troncal y que se establezcan en el respectivo decreto, el V.I. económicamente eficiente será determinado con carácter referencial por el citado decreto. El valor de inversión de instalaciones futuras que deberá reflejarse definitivamente en el pago del servicio de transmisión será el que resulte de la licitación a que se refieren los artículos **71-23 y 71-24**.

La anualidad del V.I., en adelante “A.V.I.” del tramo, se calculará considerando la vida útil económica de cada tipo de instalación que lo componga, según se indique en el reglamento y considerando la tasa de descuento señalada en el artículo 100 de esta ley.

Artículo 71-10.- El valor anual de la transmisión por tramo de cada sistema de transmisión troncal se fijará cada cuatro años por el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, conforme al procedimiento establecido en los artículos siguientes.

Las empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras y usuarios no sometidos a fijación de precios de cada sistema interconectado, en adelante, los “participantes”, podrán participar por derecho propio en el procedimiento de fijación del valor de la transmisión por tramo, conforme se indica en los artículos siguientes. Los participantes deberán concurrir al pago del estudio de transmisión troncal a que se refieren los artículos siguientes y deberán proporcionar toda la información en la forma y oportunidad que lo solicite la Comisión con motivo de la fijación mencionada en este artículo.

Artículo 71-11.- Cada cuatro años se realizará un estudio de transmisión troncal, **para distintos escenarios de expansión de la generación y de interconexiones con otros sistemas eléctricos** cuyo proceso de elaboración será dirigido y coordinado por la Comisión. El estudio deberá comprender el análisis de cada sistema de transmisión troncal existente y contener las siguientes materias:

a) La identificación de los sistemas troncales iniciales, **sus alternativas de ampliaciones futuras y el área de influencia común correspondiente;**

b) Las **alternativas de** nuevas obras de transmisión troncal;

c) La calificación de líneas existentes como nuevas troncales;

d) El A.V.I. y COMA por tramo de las instalaciones existentes calificadas como troncales, y el V.I. referencial de las instalaciones a que se refieren las letras a) y b), y

e) La determinación de las correspondientes fórmulas de indexación y su forma de aplicación para los valores indicados en la letra d) anterior, a fin de mantener el valor real del A.V.I. y el COMA durante el período de cuatro años.

El estudio deberá realizarse considerando instalaciones que resulten económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del respectivo sistema eléctrico **en las distintas alternativas de expansión**, en los siguientes cuatro años. Sin perjuicio de ello, el estudio considerará un período de análisis de a lo menos diez años.

El análisis se realizará conforme a las condiciones básicas de seguridad y calidad de servicio establecidas en el reglamento y en las normas técnicas respectivas. **Las alternativas de ampliaciones y nuevas obras de transmisión, troncales o de otra naturaleza, serán las económicamente eficientes para las transmisiones que resulten de considerar la demanda y los escenarios de expansión considerando las siguientes obras:**

1. Las centrales e interconexiones entre sistemas eléctricos declaradas en construcción por las empresas generadoras;

2. Las alternativas de centrales e interconexiones entre sistemas eléctricos que estén siendo considerados por los distintos agentes o de manera genérica por la Comisión, considerando diversos escenarios económicos y de desarrollo eléctrico.

Artículo 71-12.- Tres meses antes de la publicación de **las bases preliminares** de los estudios vinculados a la fijación tarifaria de los sectores de transmisión troncal y subtransmisión y de los sistemas medianos, la Comisión abrirá un proceso de registro de instituciones y usuarios distintos de los participantes, en adelante “usuarios e instituciones interesadas”, los que tendrán acceso a los antecedentes y resultados del estudio, de acuerdo con las normas de esta ley y del reglamento.

El reglamento deberá especificar el mecanismo a través del cual se hará público el llamado a los usuarios e instituciones interesadas, y los requisitos e 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 comentarios, así como los mecanismos que la autoridad empleará para responderlos en cada una de las etapas en que dichos usuarios e instituciones interesadas participen en conformidad a esta ley.

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.

Artículo 71-13.- A más tardar quince meses antes del término del período de vigencia de las tarifas de transmisión troncal, la Comisión enviará a los participantes y usuarios e instituciones interesadas,

las bases técnicas preliminares para la realización del estudio del respectivo sistema troncal.

Las bases técnicas preliminares del estudio deberán indicar los niveles de seguridad y calidad de servicio vigentes y aplicables en el respectivo sistema eléctrico. Además, deberán contener los antecedentes del sistema respectivo, que permitan al consultor realizar el objetivo del estudio conforme a lo dispuesto en el artículo 71-11, entre los que se considerarán, a lo menos, los siguientes:

a) El conjunto de instalaciones que conforman los sistemas de transmisión existentes;

b) Los A.V.I. y COMA que sustentan los valores por tramo vigentes;

c) Previsión de demanda por barra del sistema eléctrico;

d) Precios de combustibles de centrales térmicas, en el horizonte de planificación del estudio;

e) Estado hidrológico inicial de los embalses;

f) Fecha de entrada en operación, A.V.I. y COMA de las instalaciones de transmisión en construcción, y

g) Escenarios de expansión de generación e interconexión considerando lo indicado en el número 2 del inciso tercero del artículo 71-11.

Conjuntamente, la Comisión deberá enviar las bases administrativas preliminares del estudio, las que deberán especificar a lo menos lo siguiente:

1. Los criterios de selección de las propuestas de los consultores para la realización del estudio, indicando separadamente los criterios técnicos, administrativos y económicos;

2. Las responsabilidades y obligaciones del consultor en relación al desarrollo del estudio y sus resultados;

3. Los mecanismos de aceptación y pago del estudio;

4. La entrega de informes por parte del consultor;

5. Las diferentes etapas del estudio, considerando expresamente instancias de audiencia, así como el procedimiento para recibir y responder observaciones de los participantes, usuarios e instituciones interesadas y de la Comisión, y

6. La obligación para el consultor, de que todos sus cálculos y resultados sean reproducibles y verificables.

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 solicitar la opinión del panel de expertos, constituido conforme al artículo 130, en un plazo máximo de diez días contado desde la recepción de las bases técnicas definitivas. El panel de expertos deberá resolver la controversia por acuerdo de mayoría, dentro de los quince días siguientes al vencimiento del plazo dispuesto en el inciso anterior.

Transcurrido el plazo para formular controversias o una vez resueltas éstas, 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 usuario e instituciones interesadas.

Artículo 71-14.- El estudio de transmisión troncal será licitado, adjudicado y supervisado en conformidad a las bases técnicas y administrativas definitivas señaladas en el artículo anterior, por un comité integrado por un representante del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, uno de la Comisión, dos de las empresas propietarias de transmisión troncal, dos representantes de quienes inyectan en el troncal, un distribuidor y un representante de los clientes libres, designados en la forma que establezca el reglamento.

El reglamento establecerá las normas sobre designación, constitución, funcionamiento, obligaciones y atribuciones de este comité y la forma en que se desarrollará el estudio.

El estudio deberá realizarse dentro del plazo máximo de ocho meses a contar de la adjudicación, sin perjuicio de la

obligación del consultor respecto de la audiencia pública a que se refiere el artículo 71-17.

Artículo 71-15.- Para los efectos de la licitación a que se refiere el artículo anterior, la Comisión publicará en medios nacionales e internacionales un llamado a precalificación de empresas consultoras, a más tardar el 15 de septiembre del año anterior a la fijación de los valores de transmisión. La Comisión formará un registro de empresas consultoras preseleccionadas, considerando antecedentes fidedignos sobre calidad y experiencia en la planificación y valorización de sistemas de transmisión.

No podrán participar en el registro mencionado empresas consultoras cuyos ingresos, en forma individual o a través de consorcios, hayan provenido de prestación de servicios a empresas de transmisión troncal o a empresas participantes, en un monto bruto superior al 20% anual, en los dos últimos años.

La precalificación y los criterios utilizados para efectuar el registro de empresas precalificadas serán informados a las empresas de transmisión troncal y a los participantes.

Artículo 71-16.- Los resultados del estudio entregados por el consultor deberán especificar y distinguir, a lo menos, lo siguiente:

a) El sistema troncal existente conforme al artículo 71-2, y

b) El plan de **expansión** del o los sistemas de transmisión troncal objeto del estudio **para cada escenario**, indicando:

1. Las características y la fecha de incorporación de las ampliaciones del troncal existente, y las empresas de transmisión que deberán realizar dichas ampliaciones, para efectos del artículo 71-22;

2. El A.V.I. y COMA de las instalaciones de transmisión troncal existentes y los valores referenciales de las ampliaciones de tales instalaciones y sus fórmulas de indexación;

3. Las recomendaciones de nuevas obras de los sistemas de transmisión, y

4. Los criterios y rangos bajo los cuales se mantienen válidos los **supuestos de cada escenario contemplado en el estudio.**

A partir de la recepción conforme del estudio de acuerdo al contrato, y dentro del plazo de seis días, la Comisión hará público el estudio, a través de un medio de amplio acceso.

Artículo 71-17.- La Comisión, en un plazo máximo de veinte días contado desde la recepción conforme del estudio, 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 estudio de transmisión troncal. El reglamento establecerá el procedimiento y las demás normas a que se sujetará la audiencia pública. En el plazo de quince días contado desde su celebración, los participantes, usuarios e instituciones interesadas podrán realizar observaciones al estudio presentado.

Artículo 71-18.- Concluido el procedimiento de audiencia pública conforme al artículo anterior, existiendo o no observaciones, dentro del plazo de cuarenta y cinco días, la Comisión deberá elaborar un informe técnico basado en los resultados del estudio de transmisión troncal y considerando todas las observaciones realizadas.

El informe técnico de la Comisión deberá contener lo siguiente:

a) Las instalaciones existentes que integran el sistema troncal, el área de influencia común y el valor anual de transmisión por tramo, A.V.I. del tramo, y el COMA de dichas instalaciones con sus fórmulas de indexación para cada uno de los siguientes cuatro años.

b) La identificación de las obras de ampliación de transmisión troncal cuyo inicio de construcción se proyecte conforme al estudio, **para cada escenario posible de expansión del sistema de transmisión**, y sus respectivos A.V.I. y COMA por tramo referenciales, de acuerdo a la fecha de entrada en operación, dentro del cuatrienio tarifario inmediato, con la o las respectivas empresas de transmisión troncal responsables de su construcción;

c) Si correspondiere, la identificación de proyectos de nuevas líneas y subestaciones troncales con su respectivos V.I. y COMA referenciales y fechas de inicio de operación y de construcción, recomendados por el estudio de transmisión troncal;

d) Los criterios y rangos bajo los cuales se mantienen válidos los supuestos del estudio, y

e) La respuesta fundada de la Comisión a las observaciones planteadas.

Dicho informe se comunicará dentro de tercer día a las empresas de transmisión troncal, a los participantes y a los usuarios e instituciones interesadas, y se hará público a través de un medio de amplio acceso.

A partir de la recepción del informe técnico, los participantes y los usuarios e instituciones interesadas dispondrán de diez días para presentar sus discrepancias a la Comisión **sobre el contenido de la letra a) de este artículo**. Dichas discrepancias serán resueltas por un panel de expertos, constituido conforme al artículo 130, dentro de treinta días.

Artículo 71-19.- Transcurrido el plazo dispuesto en el inciso final del artículo anterior sin que se haya manifestado desacuerdo, o una vez recibida la decisión del panel de expertos, la Comisión deberá remitir al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, dentro de los siguientes quince días, el informe técnico y sus antecedentes, **y, en su caso, el dictamen del panel de expertos**.

El Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción, dentro de quince días de recibidos los informes, mediante decreto expedido bajo la fórmula "por orden del Presidente de la República" y sobre la base de los documentos referidos en el inciso anterior, fijará las instalaciones del sistema troncal y las demás materias señaladas en **la letra a)** del artículo anterior.

El decreto deberá publicarse en el Diario Oficial antes del 15 de diciembre del año en que vence el decreto vigente.

Artículo 71-20.- Una vez vencido el período de vigencia del decreto de transmisión troncal, 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 troncal, 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 troncal 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 con el interés corriente vigente 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.

Artículo 71-21.- Las empresas de transmisión troncal identificadas en el decreto señalado en el artículo **71-26** como responsables de realizar las obras de ampliación del estudio de transmisión troncal tendrán la obligación de efectuar dichas obras y operar las instalaciones de acuerdo con la ley.

Las empresas señaladas en el inciso anterior deberán comunicar a la Superintendencia el inicio de la construcción de las obras e instalaciones de acuerdo con los plazos establecidos en el respectivo decreto, sin perjuicio de la obligación establecida en el artículo 148 de esta ley.

La cesión a un tercero por parte de la empresa responsable del derecho a ejecutar y explotar las obras e instalaciones correspondientes a la ampliación, deberá ser previamente informada a la Comisión. La cesionaria deberá reunir los requisitos que fija esta ley para una empresa de transmisión troncal y se subrogará en la obligación de ejecutarlas y explotarlas, en su caso, ajustándose a los plazos, especificaciones y demás obligaciones que establezca el decreto señalado en el artículo **71-26** de esta ley. En caso de incumplimiento de alguna de las obligaciones de la cesionaria, la cedente será subsidiariamente responsable de todas las indemnizaciones a que diere lugar.

En cualquier caso, las empresas de transmisión troncal, con la antelación que reglamentariamente se indique, deberán licitar la construcción de las obras a empresas calificadas, a través de procesos de licitación públicos, abiertos y transparentes, auditables por la Superintendencia, debiendo incluirse expresamente en las bases de la licitación que el V.I. de la ampliación licitada no podrá exceder **en más de quince por ciento al** V.I. referencial señalado para ella en el decreto respectivo.

Sólo en caso que la licitación se declare desierta y, en el plazo de treinta días contados desde la declaración, se acredite que existen razones fundadas de cambios importantes de los supuestos en base a los cuales fue determinado el V.I. de referencia, por medio de un estudio de consultores independientes, contratado a su cargo por la empresa

responsable, el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, previo informe de la Comisión, podrá fijar, por decreto supremo expedido “por orden del Presidente de la República”, un nuevo V.I. de referencia, para que la empresa responsable convoque a una nueva licitación, sujeta en lo demás a los requisitos indicados en los incisos anteriores.

Para efectos de la determinación del V.I. definitivo conforme a lo dispuesto en el inciso tercero del artículo 71-9, la Comisión deberá informar al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción el resultado final de las licitaciones del proyecto respectivo. El Ministerio, mediante decreto supremo expedido bajo la fórmula “por orden del Presidente de la República”, fijará dichos valores para los efectos del artículo 71-28 y siguientes.

Las empresas que incurran en incumplimiento de la obligación a que se refiere este artículo perderán el derecho a ejecutar y explotar las obras e instalaciones que se les hubieren asignado en el decreto respectivo, las que serán licitadas por la Comisión y adjudicadas por el Ministerio a empresas que cumplan las exigencias para operar sistemas de transmisión troncal.

El reglamento establecerá las normas para la realización de la licitación a que se refiere el inciso anterior, las que deberán asegurar la publicidad y transparencia del proceso, la participación igualitaria y no discriminatoria y el cumplimiento de las especificaciones y condiciones determinadas por el estudio, el informe técnico y el decreto respectivo.

Artículo 71-22.- Se entenderá por nuevas líneas y subestaciones troncales todas aquellas obras calificadas como tales por el estudio de transmisión troncal **o por el decreto indicado en el artículo 71-26**, en consideración a **la magnitud que defina el reglamento**, nuevo trazado e independencia respecto de las líneas troncales existentes.

Cuando el **decreto sobre adecuaciones al plan de expansión de la transmisión troncal, referido en el artículo 71-26**, identifique como troncales a proyectos de líneas y subestaciones troncales nuevas, **los mismos serán adjudicados, mediante el proceso de licitación que se establece en los artículos siguientes, en cuanto a su ejecución y al derecho a su explotación, a una empresa de transmisión que cumpla con las exigencias definidas en la presente ley.** 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 COMA 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 nuevas líneas troncales y se aplicará durante cinco

períodos tarifarios, transcurridos los cuales las instalaciones y su valorización deberán ser revisadas y actualizadas en el estudio de transmisión troncal correspondiente.

Los pagos por el servicio de transporte o transmisión a la empresa propietaria de las nuevas líneas de transmisión troncal se realizarán de acuerdo con lo establecido en los artículos 71-28 y siguientes.

Artículo 71-23.- Corresponderá a la Dirección de Peajes del Centro Económico de Despacho de Carga respectivo, conforme a los plazos y términos establecidos en el reglamento, efectuar una licitación pública internacional de los proyectos señalados en el artículo anterior. El costo de la licitación, se pagará a prorrata de la participación esperada de cada usuario en el pago del valor anual de la transmisión asociada a las nuevas instalaciones.

Las bases de licitación serán elaboradas por la Comisión y, a lo menos, deberán especificar las condiciones de licitación, la información técnica y comercial que deberá entregar la empresa participante, los plazos, las garantías, la descripción del desarrollo del proceso y de las condiciones de adjudicación, así como las características técnicas de las líneas o subestaciones y del o los proyectos de interconexión troncal, conforme al respectivo estudio de transmisión troncal.

Artículo 71-24.- La Dirección de Peajes respectiva, en un plazo no superior a sesenta días de recibidas las propuestas, deberá resolver la licitación y adjudicará el proyecto en conformidad a las bases. Asimismo, comunicará el resultado a la empresa adjudicataria e informará a la Comisión 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 Economía, Fomento y Reconstrucción un informe técnico, con todos los antecedentes, que servirá de base para la dictación de un decreto supremo, expedido bajo la fórmula “Por orden del Presidente de la República”, que fijará:

- a) La empresa adjudicataria;
- b) Las características técnicas del proyecto;
- c) La fecha de entrada en operación;
- d) El valor de la transmisión por tramo de las nuevas líneas o subestaciones de transmisión troncal, conforme al resultado de la licitación, y

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

Artículo 71-25.- **Las instalaciones de transmisión que interconecten sistemas eléctricos independientes que no hayan sido materializadas conforme a lo establecido en el Artículo 71-44, se considerarán sistemas de transmisión adicionales en los sistemas eléctricos que interconectan. Sin perjuicio de lo señalado, la operación de los sistemas interconectados se regirá por lo dispuesto en los artículos 71-45, 71-46 y 71-48 de la presente ley. No obstante, en el caso que para la materialización de dichas instalaciones el o los interesados requieran el otorgamiento de una concesión, les serán aplicables las disposiciones del Artículo 71-44.**

Artículo 71-26.- **Anualmente, la Dirección de Peajes del CDEC analizará la consistencia de las instalaciones de desarrollo y expansión del sistema troncal contenidas en el informe técnico de la Comisión Nacional de Energía señalado en el artículo 71-18, con los desarrollos efectivos en materia de inversión en generación eléctrica y con la evolución de la demanda, sobre la base de los escenarios y supuestos considerados en el mismo decreto referido. Como resultado de esta revisión, deberá recomendar, fundadamente, con los criterios utilizados en el estudio de transmisión troncal, la realización, modificación, postergación o adelantamiento de las obras de transmisión contempladas en tal decreto. Esta recomendación será comunicada a las empresas que integran el CDEC y a la Comisión, la que, oyendo a las empresas, y, si hubieren discrepancias, al Panel de Expertos, deberá informar al Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción para que proceda a dictar un decreto de ejecución anual del plan de expansión.**

Artículo 71-27.- **Los documentos y antecedentes de los procesos de fijación de tarifas y determinación de las expansiones** de transmisión troncal serán públicos para efectos de la ley N° 18.575, una vez finalizado el proceso de fijación de tarifas de transmisión troncal. Dicha información deberá estar disponible para consulta y constituirá el expediente público del proceso.

Artículo 71-28.- **En cada sistema interconectado y en cada tramo, las empresas de transmisión troncal que correspondan deberán** recaudar anualmente el valor anual de la transmisión por tramo de las instalaciones existentes, definido en el artículo 71-8. Este valor constituirá el total de su remuneración anual.

Para efectos del inciso anterior, la empresa deberá cobrar un peaje por tramo, equivalente al valor anual de la transmisión por

tramo, definido en el artículo 71-8, menos el ingreso tarifario esperado por tramo.

El “ingreso tarifario esperado por tramo” es la diferencia que resulta de la aplicación de los costos marginales de la operación esperada del sistema, respecto de las inyecciones y retiros de potencia y energía en dicho tramo, calculados según se señala en el artículo 71-31.

Asimismo, el propietario del sistema de transmisión troncal tendrá derecho a percibir provisionalmente los ingresos tarifarios reales por tramo que se produzcan. El “ingreso tarifario real por tramo” es 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.

El reglamento deberá establecer los mecanismos y procedimientos de reliquidación y ajuste de estos ingresos tarifarios, de manera de asegurar que la o las empresas de transmisión troncal perciban la remuneración definida en el inciso primero de este artículo y, asimismo, que las empresas propietarias de medios de generación y las que efectúen retiros a que se refiere el artículo 71-7, paguen de acuerdo a los porcentajes de uso señalados en el artículo siguiente.

Artículo 71-29.- La obligación de pago de las empresas usuarias del respectivo sistema de transmisión troncal y la repercusión de ese pago en los usuarios finales, se regirán por las siguientes reglas:

A) A los usuarios finales se aplicará un cargo único, por concepto de uso del sistema troncal, en sus consumos de energía efectuados hasta una potencia **conectada** de **dos** megawatts.

Para determinar el cargo único, se calculará la participación porcentual que el consumo señalado tiene en el total de la energía retirada de la respectiva barra del sistema troncal.

Los porcentajes que resulten se aplicarán al pago total por energía retirada que corresponde a dicha barra, establecido en conformidad a las letras D y E de este artículo, determinando de esta forma el aporte monetario que los consumos señalados efectúan a la remuneración del sistema troncal.

El monto del cargo único será equivalente a la suma de los aportes monetarios calculados en el inciso anterior, dividida por la energía total retirada por los consumos señalados en el párrafo primero de esta letra.

Las diferencias que se produzcan entre las recaudaciones obtenidas por la aplicación de los cargos señalados, y los pagos efectuados por la aplicación del peaje unitario indicado en la letra siguiente a los consumos señalados en esta letra deberán ser reliquidadas entre las empresas que retiran energía del sistema troncal.

B) Los propietarios de centrales de generación eléctrica pagarán un peaje de inyección que será equivalente a la suma de los pagos que les corresponden en el financiamiento de los tramos del área de influencia común y de los tramos del sistema troncal no incluidos en el área de influencia común.

Las empresas que efectúen retiros pagarán por cada unidad de energía, un peaje unitario de retiro que se establecerá por barra de retiro y será equivalente a la suma de los pagos que corresponden a dicha barra en el financiamiento de los tramos del área de influencia común y de los tramos del sistema troncal no incluidos en tal área, dividido por la energía total retirada en esa barra.

C) Área de influencia común es el área, fijada para efectos de remuneración del sistema troncal, constituida por el conjunto mínimo de instalaciones troncales entre dos nudos de dicho sistema, en la que concurren, simultáneamente, las siguientes características:

1.- Que entre dichos nudos se totalice al menos un setenta y cinco por ciento de la inyección total de energía del sistema;

2.- Que entre dichos nudos se totalice al menos un setenta y cinco por ciento de la demanda total del sistema, y

3.- Que la densidad de la utilización, dada por el cociente entre el porcentaje de inyecciones dentro del área de influencia común respecto de las inyecciones totales del sistema y el porcentaje del V.I. de las instalaciones del área de influencia común respecto del V.I. del total de instalaciones del sistema troncal, sea máxima.

El reglamento establecerá el procedimiento que, sobre la base de las características señaladas, se deberá aplicar para definir el área de influencia común del sistema de transmisión troncal, en cada sistema eléctrico. Su revisión y, en su caso, actualización, se efectuarán en el estudio de transmisión troncal.

D) En los tramos pertenecientes al área de influencia común del sistema troncal, el pago del peaje total de cada tramo se repartirá conforme a lo siguiente:

1.- Los propietarios de las centrales de generación eléctrica financiarán el ochenta por ciento del peaje total de los tramos pertenecientes al área de influencia común del sistema troncal, a prorrata del uso esperado que sus inyecciones hacen de cada tramo.

2.- Las empresas que efectúen retiros financiarán el veinte por ciento restante del peaje total de los tramos del área de influencia común del sistema troncal, a prorrata del uso esperado que sus retiros hacen de cada tramo.

E) En los tramos del sistema troncal que no pertenezcan al área de influencia común, el pago del peaje total de cada tramo se asignará de la siguiente forma:

1.- El pago final que le corresponderá pagar a cada central generadora por el uso que hacen sus inyecciones de los tramos no pertenecientes al área de influencia común, será igual al valor esperado de los pagos determinados para cada escenario de operación de acuerdo al punto 4 siguiente.

2.- El pago final que le corresponderá pagar a cada empresa que efectúe retiros, por el uso que hacen éstos de los tramos no pertenecientes al área de influencia común, será igual al valor esperado de los pagos determinados para cada escenario de operación de acuerdo al punto 5 siguiente.

3.- Para cada escenario que se pueda dar en la operación del sistema, se simulará el sentido del flujo de potencia en cada tramo.

4.- En los tramos en que el sentido del flujo se dirija hacia el área de influencia común del sistema de transmisión troncal, el pago del peaje total del tramo, definido en el artículo 71-28, se asignará a los propietarios de las centrales ubicados aguas arriba de los flujos, a prorrata del uso que sus inyecciones hacen del tramo, para dicho escenario.

5.- En los tramos en que el sentido del flujo no se dirija hacia el área de influencia común del sistema de transmisión troncal, el pago del peaje total del tramo se asignará a las empresas que efectúen retiros aguas abajo del flujo, a prorrata del uso que sus retiros hacen del tramo, para dicho escenario.

Los valores indicados en este artículo, así como las reliquidaciones a que hubiere lugar, serán calculados por el respectivo CDEC, según lo señalado en esta ley y conforme los procedimientos que el reglamento establezca.

La boleta o factura que extienda el concesionario de un servicio de distribución a sus clientes deberá señalar separadamente los cobros por concepto de energía, potencia, transmisión troncal, subtransmisión, distribución y cualquier otro cargo que se efectúe en ella, en la forma y periodicidad que determine el reglamento.

Artículo 71-30.- Para los efectos de determinar los pagos indicados en el artículo anterior, el CDEC deberá contar con un registro público de empresas generadoras, distribuidoras y usuarios no sometidos a regulación de precios que tengan contrato directamente con generadores. Asimismo, deberá contar con un sistema público de toda la información técnica y comercial, según la modalidad y oportunidad que establezca el reglamento, que permita determinar los pagos que cada una de estas empresas y clientes deben hacer al propietario del sistema de transmisión troncal.

Artículo 71-31.- La determinación de las prorratas de las empresas usuarias, señaladas en las letras D y E del artículo 71-29, se basará en un análisis del uso esperado que las mismas hacen del sistema de transmisión troncal, el que será realizado por el CDEC sobre la base de modelos de simulación y de participación de flujos que cumplan las características definidas en el reglamento, y previamente aprobados por la Comisión. Estos modelos de simulación también serán utilizados para calcular el ingreso tarifario esperado por tramo señalado en el artículo 71-28.

Para estos efectos, el CDEC deberá simular la operación del sistema interconectado, para los siguientes cuatro años, conforme a lo indicado en el artículo 71-33, utilizando los resultados del informe técnico definitivo señalado en el artículo 71-19, y asegurando el abastecimiento de la demanda en las condiciones de seguridad y calidad que establece la ley y el reglamento. Asimismo, para dicha simulación, este organismo deberá considerar y ponderar los distintos escenarios que se puedan dar en la operación del sistema, conforme se especifique en el reglamento, y teniendo presente a lo menos lo siguiente:

a) Para la oferta, centrales existentes y en construcción, características técnicas y costos de producción y períodos de mantenimiento programado de las mismas, las distintas condiciones hidrológicas, así como toda otra variable técnica o contingencia relevante que se requiera.

b) Para el sistema de transmisión, representación topológica de instalaciones existentes y en construcción, hasta el nivel de tensión que señale el reglamento, y sus respectivas características técnicas, y condiciones de operación acordes con las exigencias de calidad y seguridad de servicio vigentes.

c) Para la demanda de energía, su desagregación mensual y representación sobre la base de bloques de demanda por nudo, de acuerdo a las características propias de consumo de cada nudo.

d) Si, para un escenario, la participación asignable a una central resulta ser contraria al flujo del tramo en dicha condición, la prorrata de dicha central será nula en tal escenario.

e) Si, para un escenario, la participación asignable a un retiro resulta ser contraria al flujo del tramo en dicha condición, la prorrata de dicho retiro será nula en tal escenario.

El reglamento establecerá los procedimientos para determinar la participación individual de cada central y de cada barra de retiro del sistema de transmisión troncal, en el uso del respectivo tramo.

Asimismo, el reglamento establecerá el mecanismo de ajuste de la participación esperada en el uso del sistema de transmisión troncal, en caso de atrasos o adelantos de centrales generadoras o instalaciones de transmisión.

Artículo 71-32.- Si una ampliación de transmisión en un sistema de transmisión troncal establecida en el decreto de expansión de la transmisión troncal retrasa su entrada en operación, y dicho atraso es imputable al propietario del respectivo tramo, éste deberá retribuir mensualmente, a los propietarios de las centrales generadoras afectadas, un monto equivalente al mayor costo de despacho de generación en que ellos incurrieron por congestión debida a limitación de capacidad en el tramo respectivo a consecuencia del atraso, de acuerdo con los procedimientos que establezca el reglamento.

El monto mensual máximo a pagar por la empresa transmisora por este concepto no podrá ser superior a cinco veces el valor mensual del tramo correspondiente.

Artículo 71-33.- Antes del 31 de diciembre del año en que se inicie la vigencia de un nuevo decreto de fijación de valores por tramo del sistema de transmisión troncal, cada CDEC deberá hacer públicos y comunicar a las empresas usuarias del sistema de transmisión troncal, los pagos por peaje que a cada una de ellas corresponda de acuerdo con su uso esperado de las instalaciones del sistema, así como el ingreso tarifario esperado por tramo, para cada uno de los siguientes cuatro años. Los peajes por tramo tendrán asociadas las mismas fórmulas de indexación establecidas en el informe técnico definitivo señalado en el artículo 71-19.

Los pagos por peaje y el ingreso tarifario esperado por tramo deberán ser revisados anualmente, y modificados en caso de que

no se cumplan los supuestos de dimensionamiento, localización o fecha de entrada en operación de instalaciones futuras, ya sea de transmisión o generación, establecidos en el informe técnico señalado en el artículo 71-19.

Artículo 71-34.- Toda controversia que surja de la aplicación de los artículos 71-28 y siguientes deberá ser presentada antes del 31 de enero al panel de expertos definido en el Título VI de esta ley, en la forma que establezca el reglamento, el cual deberá resolver dicha controversia antes del 31 de marzo, previo informe de la Comisión.

Una vez resuelta la controversia conforme al inciso anterior, deberá procederse al pago de los peajes individuales a la empresa de transmisión troncal, en la modalidad que disponga el reglamento. En todo caso, el ejercicio de acciones jurisdiccionales no obstará al pago de los peajes señalados.

Artículo 71-35.- El valor anual de los sistemas de subtransmisión será calculado por la Comisión cada cuatro años, con dos años de diferencia respecto del cálculo de valores agregados de distribución establecido en esta ley y el reglamento.

El valor anual de los sistemas de subtransmisión se basará en instalaciones adaptadas a la demanda y eficientemente operadas, y considerará separadamente:

a) Pérdidas medias de subtransmisión en potencia y energía, y

b) Costos estándares de inversión, mantención, operación y administración anuales asociados a las instalaciones. Los costos anuales de inversión se calcularán considerando el V.I. de las instalaciones, dimensionadas para cubrir la demanda y que permitan minimizar el costo actualizado de inversión, operación, mantenimiento y administración en el período de su vida útil, y una tasa de actualización igual al 10% real anual.

Artículo 71-36.- En cada sistema de subtransmisión identificado en el decreto a que se refiere el artículo 71-3, y en cada barra de retiro del mismo, se establecerán precios por unidad de energía y de potencia, en adelante "peajes de subtransmisión", que, adicionados a los precios de nudo en sus respectivas barras de inyección, constituirán los precios de nudo en sus respectivas barras de retiro, de manera que cubran los costos anuales a que se refieren las letras a) y b) del artículo anterior, más los costos de la energía y la potencia inyectada.

Los usuarios de los sistemas de subtransmisión que transiten energía o potencia a través de dichos sistemas deberán pagar,

a la o a las empresas propietarias de éstos, cada unidad de potencia y energía retirada a los precios señalados en el inciso anterior, de acuerdo con los procedimientos que señale el reglamento.

El pago anual por uso de sistemas de subtransmisión por parte de centrales generadoras que inyecten directamente su producción en dichos sistemas será determinado en los estudios a que se refiere el artículo 71-37. Dicho monto deberá corresponder al valor esperado que resulta de ponderar, para cada condición esperada de operación, la participación de pago de las centrales en cada tramo del sistema de subtransmisión. Para tal efecto, se considerará que en los tramos del sistema de subtransmisión que presenten dirección de flujos hacia el sistema troncal en la correspondiente condición operacional, los pagos se asignarán a las centrales que, conectadas directamente al sistema de subtransmisión, se ubiquen aguas arriba del tramo respectivo. Los tramos que en dicha condición operacional presenten la dirección de flujos contraria, se entenderán asignados a los retiros del sistema de subtransmisión en estudio.

El monto a que diere lugar dicho pago anual será descontado de los costos anuales de inversión, operación y administración a que se refiere el artículo 71-35 para efectos de la determinación de los peajes regulados aplicados sobre los retiros en dichos sistemas.

Los criterios para determinar cuándo un tramo presenta dirección hacia o desde el sistema troncal, así como los demás criterios y procedimientos necesarios para la determinación de los valores señalados, serán establecidos en el reglamento.

Artículo 71-37.- Para los efectos de determinar el valor anual de los sistemas de subtransmisión, las empresas operadoras o propietarias de dichos sistemas, en adelante las “empresas subtransmisoras”, deberán desarrollar los estudios técnicos correspondientes, conforme a las bases que al efecto elabore la Comisión, y de acuerdo con los procedimientos que se establecen en los artículos siguientes.

Para la realización de los estudios dispuestos en el inciso anterior, la Comisión abrirá un proceso de registro de usuarios e instituciones distintas de los participantes, en adelante los “usuarios e instituciones interesadas”, las cuales tendrán acceso a los antecedentes y resultados del estudio, conforme se señale en esta ley y el reglamento. Dicho registro se deberá reglamentar en los mismos términos del registro del artículo 71-12.

Artículo 71-38.- Antes de trece meses del término del período de vigencia de los peajes de subtransmisión, la Comisión deberá

poner en conocimiento de las empresas subtransmisoras, de los participantes, usuarios e instituciones interesadas, las bases técnicas de los estudios para la determinación del valor anual de los sistemas de subtransmisión. Para estos efectos, serán participantes las empresas generadoras, las empresas distribuidoras y los usuarios no sujetos a regulación de precios.

Las empresas subtransmisoras, los participantes, los usuarios y las instituciones interesadas podrán efectuar observaciones a las bases dentro de los quince días siguientes a la fecha de su recepción. La Comisión acogerá o rechazará fundadamente estas observaciones y comunicará las bases técnicas definitivas dentro de los diez días siguientes al vencimiento del plazo referido.

Si se mantuviesen discrepancias, cualquiera de las empresas subtransmisoras, los participantes o usuarios e instituciones interesadas podrán solicitar la opinión del panel de expertos, dentro del plazo de diez días contados desde la comunicación de las bases técnicas definitivas. El panel de expertos deberá resolver las discrepancias en el plazo de quince días, contado desde el vencimiento del plazo anterior.

Vencido el plazo para formular discrepancias o una vez resueltas, la Comisión deberá formalizar las bases técnicas definitivas a través de una resolución que se publicará en un medio de amplio acceso y se comunicará a las empresas subtransmisoras, los participantes, usuarios e instituciones interesadas.

Para cada sistema de subtransmisión, el estudio será efectuado por una empresa consultora contratada por la o las empresas que operen en el respectivo sistema de subtransmisión, que será seleccionada de una lista de empresas consultoras acordada previamente con la Comisión, de acuerdo con lo que establezca el reglamento.

Antes de seis meses del término de la vigencia de las tarifas, las empresas subtransmisoras presentarán a la Comisión un informe con el valor anual de los sistemas de subtransmisión que resulte del estudio y con las fórmulas de indexación propuestas. El reglamento y las bases establecerán la forma y contenido de los antecedentes que deberán ser aportados para respaldar los resultados del estudio, los que deberán permitir la reproducción completa de los resultados señalados por parte de la Comisión.

La Comisión, en un plazo de quince días contado desde la recepción del estudio, convocará a una audiencia pública a las empresas subtransmisoras, los participantes, usuarios e instituciones interesadas, en la que el consultor expondrá los resultados del estudio de subtransmisión. El reglamento establecerá el procedimiento y las demás

normas a que se sujetará esta audiencia. En el plazo de quince días contado desde su celebración, las empresas subtransmisoras, los participantes, usuarios e instituciones interesadas podrán realizar observaciones al estudio presentado.

Realizada la audiencia, la Comisión dispondrá del plazo de tres meses para revisar y, en su caso, corregir el estudio y estructurar las tarifas correspondientes, remitiendo a las empresas subtransmisoras, los participantes, usuarios e instituciones interesadas un informe técnico que contenga las observaciones y correcciones, junto con las fórmulas tarifarias respectivas.

En caso de discrepancias, las empresas subtransmisoras, los participantes, los usuarios e instituciones interesadas deberán requerir la intervención del panel de expertos dentro del plazo de quince días, contado desde la comunicación del informe técnico, y serán dictaminadas por el panel de expertos dentro de los treinta días siguientes a su presentación.

Artículo 71-39.- Transcurrido el plazo dispuesto en el artículo anterior para formular discrepancias sin que se hayan presentado o, en su caso, evacuado el dictamen por el panel de expertos, dentro del plazo de quince días, la Comisión deberá remitir al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción el informe técnico con las tarifas de subtransmisión y sus respectivas fórmulas de indexación para el período siguiente, los antecedentes del estudio y el dictamen del panel de expertos, si correspondiere.

El Ministro fijará las tarifas de subtransmisión y sus respectivas fórmulas de indexación para el período siguiente, mediante decreto supremo expedido bajo la fórmula “por orden del Presidente de la República”, el que deberá publicarse en el Diario Oficial dentro de los siguientes quince días de recibido el informe de la Comisión.

Una vez vencido el período de vigencia del decreto señalado en el inciso anterior, los valores establecidos en él y sus fórmulas de indexación seguirán rigiendo, mientras no se dicte el siguiente decreto.

No obstante lo señalado en el inciso anterior, se deberán abonar o cargar a los usuarios, de acuerdo con el procedimiento que establezca el reglamento, las diferencias que se produzcan entre lo efectivamente facturado y lo que corresponda acorde a las nuevas tarifas, por todo el período transcurrido hasta la fecha de publicación del nuevo decreto. Las reliquidaciones que sean procedentes serán reajustadas de acuerdo con el interés corriente vigente 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 de las tarifas del decreto anterior.

Las bases, los estudios realizados por las empresas, el dictamen del panel de expertos y los informes de la Comisión y del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción serán públicos una vez publicado el respectivo decreto en el Diario Oficial, para los efectos de la ley N° 18.575.

Artículo 71-40.- El transporte por sistemas adicionales se regirá por lo previsto en los respectivos contratos de transporte entre los usuarios y los propietarios de las instalaciones. El peaje a que da derecho dicho transporte se deberá calcular en base a un valor de transmisión anual, equivalente al valor presente de las inversiones menos el valor residual, más los costos proyectados de operación y mantenimiento, más los costos de administración, conforme se disponga en el reglamento. En todo caso, todos los antecedentes y valores para calcular el peaje deberán ser técnica y económicamente respaldados y de público acceso a todos los interesados.

En aquellos casos en que existan usuarios sometidos a regulación de precios abastecidos directamente desde sistemas de transmisión adicional, los precios a nivel de generación-transporte aplicables a dichos suministros deberán reflejar los costos que éstos importan a los propietarios de los sistemas señalados. El procedimiento de determinación de precios correspondiente será establecido en el reglamento.

Artículo 71-41.- Los propietarios de instalaciones de los sistemas de transmisión deberán publicar en el Diario Oficial, en el mes de diciembre de cada año, tener a disposición de los interesados en un medio electrónico de acceso público, y enviar a la Comisión la siguiente información:

a) Anualidad del V.I. y COMA de cada una de sus instalaciones, según procedimientos indicados en el reglamento.

b) Características técnicas básicas según lo indicado en el reglamento.

c) Potencia máxima transitada, según lo indicado en el reglamento.

Artículo 71-42.- 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, 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.

Serán aplicable a este servicio las disposiciones establecidas en los artículos 75°, en lo referente a la garantía para caucionar potencias superiores a 10 kilowatts, 84° y 150° letra q).

Los propietarios de medios de generación conectados directamente a instalaciones de un sistema de distribución, y cuyo excedente de potencia suministrable al sistema interconectado no supere los 9.000 kilowatts, estarán liberados del pago de peajes por el uso de las redes de dicho sistema de distribución, mientras la potencia agregada de los generadores de menos de 9.000 kilowatts conectados en el mismo sistema de distribución no supere el 10% de la demanda máxima de dicho sistema. En caso que dicha potencia agregada supere dicho porcentaje, deberán pagar peajes a la empresa distribuidora por dicho exceso, considerando tanto los costos adicionales en las zonas adyacentes a los puntos de inyección como los ahorros de costos en el resto de la red de distribución, conforme los procedimientos que para la determinación de estos peajes establezca el reglamento.

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

Artículo 71-43.- Sin perjuicio de lo que establece el artículo 71-25, el desarrollo y operación de un sistema de interconexión entre sistemas eléctricos independientes ubicados dentro del territorio nacional se regirá por las disposiciones que se establecen en los artículos siguientes y en las normas reglamentarias que se dicten para su aplicación.

Una vez vencido el plazo al cual se refiere el artículo 71-44, las instalaciones de transmisión que interconecten sistemas eléctricos independientes que no sean calificadas como troncales, se considerarán sistemas de transmisión adicionales en los sistemas eléctricos que interconectan.

Artículo 71-44.- Cualquier empresa eléctrica interesada en desarrollar, operar o utilizar un sistema de interconexión entre sistemas eléctricos previamente establecidos podrá, a través de un procedimiento público, convocar a toda empresa eléctrica a un proceso de negociación abierto, con la finalidad de determinar las características técnicas y plazos de entrada en operación de dicho proyecto, así como la participación en el pago anual que se efectuará a la empresa que lo desarrolle, por parte de quienes resulten interesados en su ejecución.

La participación en el mencionado pago anual que haya comprometido cada uno de los interesados conforme lo señalado en el inciso anterior constituirá el derecho de uso que cada uno de ellos poseerá sobre el sistema de interconexión. Tales derechos se mantendrán por el período que resulte de la negociación, que no podrá ser inferior a diez años ni superior a veinte años, al cabo del cual el sistema de interconexión pasará a regirse por las disposiciones generales establecidas en la presente ley. **Durante dicho período no se aplicará lo dispuesto en el inciso segundo del artículo 71-5.**

El procedimiento señalado deberá ser transparente y no discriminatorio. Este procedimiento deberá desarrollarse conforme las etapas, plazos y mecanismos de entrega de información que establecerá el reglamento.

Artículo 71-45.- La operación de los sistemas eléctricos que resulten interconectados deberá ser coordinada con el fin de preservar la seguridad del servicio y garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones.

Asimismo, el sistema de interconexión se regirá por las normas generales sobre seguridad y calidad de servicio establecidas en la presente ley y sus reglamentos.

Artículo 71-46.- Las transferencias de energía que resulten de la coordinación de la operación de los sistemas interconectados serán valorizadas de acuerdo a los costos marginales instantáneos de cada sistema eléctrico, los cuales serán calculados por el organismo de coordinación de la operación o CDEC que corresponda.

Las transferencias de potencia se determinarán conforme a lo establecido en el artículo 71-49 de esta ley.

Los ingresos tarifarios resultantes de las diferencias que se produzcan por la aplicación de los costos marginales instantáneos y precios de nudo de la potencia que rijan en los respectivos extremos del sistema de interconexión, serán percibidos por quienes

constituyan derechos de uso sobre dicho sistema, y a prorrata de los mismos.

Para los efectos de la prestación de servicios complementarios, deberán concurrir a las respectivas transferencias quienes posean derechos de uso sobre el sistema de interconexión, a prorrata de los mismos.

Artículo 71-47.- Sólo las empresas que hayan constituido los derechos de uso a que se refiere el artículo 71-44 podrán convenir contratos para suministros firmes de energía y potencia, sometidos o no a fijación de precios, ubicados en cualquiera de los sistemas que resulten interconectados.

El monto de suministro firme de potencia que una empresa desee comprometer mediante tales contratos estará limitado a sus respectivos derechos de uso.

Las empresas que hayan constituido derechos de uso podrán ofertar y transferir a los posibles interesados aquellos derechos de uso que no tengan comprometidos. Los pagos y los períodos involucrados en estas transferencias se regirán por acuerdos entre las partes.

Artículo 71-48.- Quienes posean derechos de uso sobre el sistema de interconexión deberán pagar los correspondientes peajes por inyección o retiro en las instalaciones del sistema troncal de cada uno de los sistemas que se interconecten, determinados conforme a los procedimientos generales **que se establecen en los artículos 71-29 al 71-31 de esta ley.**

Artículo 71-49.- Las magnitudes de potencia por considerar en las transferencias a que se refiere el artículo 71-46 se establecerán para cada sistema eléctrico interconectado, independientemente del sentido de los flujos de potencia instantánea.

Cada año se deberá determinar la condición de exportador o importador de cada sistema eléctrico. Para tal efecto, se considerará como sistema exportador al sistema que posea el mayor cociente entre su capacidad propia de generación y la demanda propia en horas de máxima utilización. El sistema que presente el cociente menor se considerará importador. Para la determinación de la respectiva capacidad propia de generación se considerará la capacidad de cada unidad generadora, descontado los efectos de consumos propios, indisponibilidad y variabilidad hidrológica, según corresponda.

La transferencia de potencia a través del sistema de interconexión se determinará igual al menor valor entre la capacidad del

sistema de interconexión y la transferencia de potencia que iguala los cocientes entre capacidad propia y demanda propia en horas de máxima utilización, para cada sistema.

Se entenderá que quienes poseen derechos de uso sobre el sistema de interconexión efectúan inyecciones de potencia en el sistema importador, las cuales serán iguales a la transferencia de potencia resultante del inciso anterior, a prorrata de los derechos de uso.

Estas potencias inyectadas, incrementadas por pérdidas de potencia, corresponderán a los retiros de potencia desde el sistema exportador.

El ajuste entre demanda y oferta de potencia en cada sistema se realizará incluyendo las inyecciones o retiros de potencia señalados en este artículo.

Artículo 2º.- Incorpóranse los siguientes artículos 104-1, 104-2, 104-3, 104-4, 104-5, 104-6, 104-7 y 104-8, a continuación del artículo 104, en el decreto con fuerza de ley Nº 1, de 1982, del Ministerio de Minería:

Artículo 104-1.- En los sistemas eléctricos cuya capacidad instalada de generación sea inferior a 200 megawatts y superior a 1.500 kilowatts, en adelante, "sistemas medianos", se deberá propender al desarrollo óptimo de las inversiones, así como operar las instalaciones de modo de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, y garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico.

En dichos sistemas se aplicarán las normas pertinentes respecto de las exigencias de seguridad y calidad de servicio, así como las normas de obligatoriedad y racionamiento establecidas en esta ley, conforme se establezca en el reglamento.

Cuando en dichos sistemas exista más de una empresa generadora, deberán operarse todas las instalaciones interconectadas en forma coordinada, de modo de garantizar el cumplimiento de los objetivos asociados a la operación de las instalaciones establecidos en el inciso precedente. El reglamento establecerá las normas que se requieran para cumplir con la operación y administración de dicho sistema en las condiciones señaladas en este inciso.

Artículo 104-2.- Los planes de expansión de las instalaciones de generación y de transmisión y los precios regulados a nivel de generación y de transmisión de cada sistema mediano, se determinarán

conjuntamente, cada cuatro años, mediante la elaboración de los estudios técnicos establecidos en los artículos siguientes. Los precios señalados se calcularán sobre la base del costo incremental de desarrollo y del costo total de largo plazo de los segmentos de generación y transmisión, según corresponda, de sistemas eficientemente dimensionados, y considerando el abastecimiento total de la demanda del sistema eléctrico.

La estructura general de tarifas se basará en el costo incremental de desarrollo de cada segmento. El nivel general de tarifas, por su parte, deberá ser suficiente para cubrir el costo total de largo plazo del segmento correspondiente. No obstante, en los casos en que las instalaciones de generación y transmisión, o una proporción de ellas mayor al 50%, pertenezca a una misma empresa con sistemas verticalmente integrados, el nivel de tarifas de las instalaciones correspondientes se fijará de modo de cubrir el costo total de largo plazo global de la empresa.

Para los efectos de lo establecido en el inciso anterior, los cálculos respectivos deberán considerar una tasa de actualización igual al 10% real anual.

El reglamento establecerá las condiciones y requisitos para calificar las instalaciones presentes en los sistemas medianos, como instalaciones de generación o de transmisión.

Artículo 104-3.- Los costos incrementales de desarrollo y los costos totales de largo plazo de los segmentos de generación y de transmisión se calcularán, respectivamente, para un conjunto eficiente de instalaciones de generación y transmisión que permitan abastecer la demanda proyectada en cada sistema mediano. El reglamento establecerá la metodología detallada de cálculo de costos y de proyección de demanda, así como las características de las bases de los estudios que deberán realizarse para la fijación de precios a nivel de generación y transmisión.

Artículo 104-4.- El costo incremental de desarrollo a nivel de generación y a nivel de transmisión es el costo medio por unidad de demanda incremental de potencia y energía de un proyecto de expansión eficiente del sistema, cuyo valor actual neto es igual a cero. Dicho costo se obtendrá de la suma de los costos de inversión de las ampliaciones y del aumento de los costos de operación, de un sistema en que se realizan las ampliaciones de capacidad de generación y transmisión que minimizan el costo actualizado de inversión, operación, mantenimiento y energía no suministrada, en un período de planificación no inferior a quince años. Para su cálculo, se deberá establecer el plan de expansión que minimiza el costo actualizado de inversión, operación y mantenimiento del sistema para el período de planificación.

Para evaluar el plan de expansión óptimo se deberá considerar la variabilidad hidrológica, así como la incertidumbre relacionada con los costos de los insumos principales, tales como los precios de combustibles y otros costos asociados a las opciones tecnológicas de generación y transmisión.

El costo total de largo plazo en el segmento de generación y de transmisión es aquel valor anual constante requerido para cubrir los costos de explotación y de inversión, en que se incurra durante el período tarifario de cuatro años que sucede a la fijación, de un proyecto de reposición que minimiza el total de los costos de inversión y explotación de largo plazo del servicio.

Artículo 104-5.- Antes de doce meses del término del período de vigencia de los precios de generación, de transmisión y de distribución, la Comisión deberá poner en conocimiento de las empresas que operen en sistemas medianos las bases de los estudios para la determinación del plan de expansión de las instalaciones de generación y de transmisión, y para el cálculo del costo incremental de desarrollo y el costo total de largo plazo de los segmentos de generación, de transmisión y de distribución, según corresponda. Las empresas podrán efectuar observaciones a las bases dentro de los quince días siguientes a la fecha de recibidas. La Comisión acogerá o rechazará fundadamente las observaciones de las empresas, y comunicará las bases definitivas, 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.

En cada sistema mediano, el estudio será efectuado por una empresa consultora contratada por la o las empresas que operen en el respectivo sistema, que será seleccionada de una lista de empresas consultoras acordadas previamente con la Comisión, conforme a lo que establezca el reglamento.

Cada estudio deberá identificar los planes de expansión de las instalaciones de generación y de transmisión del sistema correspondiente y los respectivos costos incrementales de desarrollo y costos totales de largo plazo para cada uno de los segmentos de generación, transmisión y distribución del sistema en cuestión.

Antes de seis meses del término de la vigencia de las tarifas, las empresas que operan en sistemas medianos presentarán a la Comisión el resultado de los estudios, indicando los planes de expansión, los costos por segmento y las fórmulas de indexación propuestas. El reglamento, las bases del estudio y el contrato respectivo, establecerán la forma y contenido de los antecedentes que deberán ser aportados para respaldar los resultados del estudio, antecedentes que deberán permitir la reproducción completa de los resultados señalados por parte de la Comisión.

Recibidos los estudios, la Comisión dispondrá de un plazo de tres meses para revisarlos, efectuar las correcciones que estime pertinentes y estructurar las tarifas correspondientes. La Comisión deberá remitir a las empresas un informe técnico que contenga las observaciones y correcciones al estudio y las fórmulas tarifarias respectivas. Las empresas dispondrán de quince días para formalizar su acuerdo o desacuerdo con la Comisión. En caso de no alcanzar acuerdo, la Comisión enviará los antecedentes al panel de expertos, el que resolverá en el plazo de quince días.

Artículo 104-6.- Transcurrido el plazo dispuesto en el artículo anterior sin que se haya manifestado desacuerdo o resuelto el mismo por el panel de expertos, la Comisión deberá remitir al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, dentro de los siguientes quince días, un informe técnico definitivo con las tarifas para el siguiente período, con los antecedentes de los respectivos estudios, y un informe que se pronuncie fundadamente sobre todas las observaciones presentadas oportunamente durante el proceso de tarificación.

El Ministro fijará las tarifas de generación y de transmisión y sus respectivas fórmulas de indexación para el período siguiente, mediante decreto supremo expedido bajo la fórmula "por orden del Presidente de la República", el que deberá publicarse en el Diario Oficial dentro de los siguientes quince días de recibido el informe de la Comisión. **Con posterioridad, se procederá a la aplicación de lo dispuesto en el inciso segundo del artículo 113.**

Una vez vencido el período de vigencia del decreto señalado en el inciso anterior, los valores en él establecidos y sus respectivas fórmulas de indexación seguirán rigiendo, mientras no se dicte el siguiente decreto.

No obstante lo señalado en el inciso anterior, se deberán abonar o cargar a los usuarios, de acuerdo con el procedimiento que establezca el reglamento, las diferencias que se produzcan entre lo efectivamente facturado y lo que corresponda acorde a las nuevas tarifas, por todo el período transcurrido hasta la fecha de publicación del nuevo decreto. Las reliquidaciones que sean procedentes serán reajustadas de acuerdo con el interés corriente vigente 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 de las tarifas del decreto anterior.

Las bases, los estudios realizados por las empresas y los informes de la Comisión, del panel de expertos y del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción serán públicos una vez publicado el respectivo decreto en el Diario Oficial, para efectos de la ley N° 18.575.

Artículo 104-7.- Los planes de expansión en instalaciones de generación y transmisión a que se refiere el artículo 104-4, que resulten de los estudios referidos en los artículos precedentes y que sean establecidos en el o en los decretos respectivos, tendrán carácter de obligatorios para las empresas que operen en sistemas medianos, mientras dichos planes se encuentren vigentes.

En particular, las obras de generación o de transmisión cuyo inicio de construcción se definan conforme al respectivo plan de expansión, para dentro del siguiente período de cuatro años, deberán ser ejecutadas por las empresas que operen en sistemas medianos, conforme al tipo, dimensionamiento y plazos con que ellas fueron establecidas en el señalado plan.

Artículo 104-8.- Los estudios que dieron origen a los planes señalados establecerán, en su oportunidad, el rango de validez de las hipótesis técnicas y económicas que sustenten la conveniencia de la implementación de estos planes en la forma, dimensión y plazos recomendados.

En el período que medie entre dos fijaciones tarifarias, las empresas podrán solicitar a la Comisión la realización de un nuevo estudio de expansión y de costos, si se produjesen desviaciones en las condiciones de oferta o de demanda que se ubiquen fuera de las tolerancias establecidas conforme lo señalado en el inciso precedente, caso en el cual los efectos tarifarios y los planes de expansión resultantes del nuevo estudio tendrán vigencia hasta el término del cuatrienio en curso.

En todo caso, las empresas siempre podrán adelantar o atrasar las inversiones respecto de las fechas establecidas en el plan de expansión vigente, sin mediar la condición establecida en el inciso precedente, previa autorización de la Comisión. En dicho caso, no habrá efectos en tarifas.

Artículo 3º.- Incorpórase, a continuación del artículo 129 del decreto con fuerza de ley N° 1, de 1982, del Ministerio de Minería, el siguiente Título VI, nuevo, pasando los actuales títulos VI, VII y VIII, a ser Títulos VII, VIII y IX, respectivamente:

“TÍTULO VI.
DEL PANEL DE EXPERTOS

Artículo 130.- Serán sometidas al dictamen de un panel de expertos las discrepancias que se produzcan en relación con:

1.- La determinación de las bases técnicas y administrativas definitivas previstas en el artículo 71-13;

2.- El informe técnico basado en los resultados del estudio de transmisión troncal que le corresponde a la Comisión, de acuerdo al artículo 71-18;

3.- El informe preliminar con los valores de transmisión por tramo y las fórmulas de indexación que le corresponde a la Comisión, de acuerdo al artículo 3º transitorio;

4.- Las bases de los estudios para la determinación del valor anual de los sistemas de subtransmisión, indicado en el artículo 71-38;

5.- La fijación del peaje de distribución, referido en el artículo 71-42;

6.- La fijación de los peajes de subtransmisión, indicados en el artículo 71-39;

7.- Las bases de los estudios para la determinación del valor anual de los sistemas eléctricos cuyo tamaño es inferior a 200 megawatts y superior a 1.500 kilowatts en capacidad instalada de generación, en conformidad al artículo 97;

8.- La fijación de los precios de los servicios no consistentes en suministros de energía a que se refiere el número 4 del artículo 90, en conformidad al artículo 107 bis;

9.- La determinación de los costos de explotación para las empresas distribuidoras de acuerdo a lo señalado en el artículo 116;

10.- La fijación del valor nuevo de reemplazo, según lo previsto en el artículo 118, y

11.- Las demás 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.

Asimismo, se someterá a dictamen del panel de expertos los conflictos que se susciten en el interior de un CDEC, respecto de aquellas materias que se determinen reglamentariamente.

Artículo 131.- El panel de expertos estará integrado por cinco profesionales ingenieros o licenciados en ciencias económicas que acrediten cinco años de experiencia en el área eléctrica, designados por la Comisión Resolutiva establecida en el decreto ley N° 211, de 1973, mediante concurso público de antecedentes fundado en condiciones objetivas, transparentes y no discriminatorias. El concurso público para conformar el panel de expertos deberá también ser publicado, a lo menos, en un diario de cada región.

El nombramiento de los integrantes así designados se efectuará mediante resolución del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

Los integrantes del panel de expertos ejercerán su función por seis años y podrán ser designados por un nuevo período, para lo cual deberán participar en el concurso señalado en el número anterior. La renovación de los integrantes se efectuará parcialmente cada **tres** años.

Una vez constituido, el panel elegirá de entre sus integrantes, al experto que lo presidirá por los siguientes **tres** años. El quórum mínimo para sesionar será de tres integrantes y los acuerdos se adoptarán por simple mayoría, decidiendo el voto del presidente en caso de empate.

Es incompatible la función de integrante del panel con la condición de funcionario público y también con la calidad de director, gerente, trabajador dependiente, asesor independiente, o la condición de tenedor, poseedor o propietario de acciones o derechos, por sí o a través de una persona jurídica, de empresas generadoras, transmisoras, comercializadoras y distribuidoras de energía eléctrica, sean o no concesionarias, o de sus matrices, filiales o coligadas. Las personas que al momento de su nombramiento detenten cualquiera de dichas condiciones deberán renunciar a ella. Las limitaciones contenidas en este artículo se mantendrán hasta un año después de haber terminado el período del integrante de que se trate. En todo caso, el desempeño como integrante del panel es compatible con funciones y cargos docentes.

Los integrantes del panel deberán inhabilitarse de intervenir en las discrepancias que se sometieren a su conocimiento, en caso que incurran personalmente en alguno de los motivos de abstención contemplados en el artículo 12 de la ley N° 19.880, con excepción de su número 4, comunicándolo inmediatamente a las partes a través del secretario abogado. Sin perjuicio de ello, las partes podrán solicitar la inhabilitación directamente al panel de expertos, el que se pronunciará con exclusión del integrante cuya inhabilitación se solicita, previo informe del secretario abogado.

Artículo 132.- El panel contará con un secretario abogado, que tendrá las funciones indicadas en este Título y, especialmente, las siguientes:

a) recibir, registrar y certificar el ingreso de las discrepancias y demás presentaciones que se formulen al panel;

b) efectuar el examen de admisibilidad formal de las discrepancias que se presenten para conocimiento del panel, el cual se referirá exclusivamente al cumplimiento de los plazos fijados para cada discrepancia y de las materias indicadas en el artículo 130;

c) poner en conocimiento de los integrantes del panel, dentro de las veinticuatro horas siguientes a su presentación, las discrepancias que se sometan al dictamen del panel, y

d) las demás que señale el reglamento.

El secretario abogado será designado por la Comisión Resolutiva o el **Tribunal de la Libre Competencia** mediante un concurso público de antecedentes sujeto a las mismas condiciones establecidas para los integrantes del panel, permanecerá seis años en su cargo, pudiendo ser nombrado para un nuevo período y estará sujeto a las mismas incompatibilidades e inhabilidades señaladas en el artículo anterior.

Los postulantes deberán estar en posesión del título de abogado y acreditar cinco años de experiencia en áreas relacionadas con regulaciones económicas o eléctricas. El nombramiento se efectuará mediante resolución del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

Artículo 133.- La presentación de la discrepancia deberá efectuarse por escrito, exponer claramente los puntos o materias que la sustentan, de acuerdo con el procedimiento legal en que se haya originado, sin que puedan ser adicionados, rectificadas o enmendadas los antecedentes existentes al momento de surgir la discrepancia; e indicar el

domicilio dentro de la ciudad de Santiago y el representante del requirente al cual deberán practicarse las notificaciones que correspondieren.

Requerida la intervención del panel de expertos, se convocará a una sesión especial dentro de los cinco días siguientes a la presentación de la discrepancia, 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 de Electricidad y Combustibles tienen la condición de interesados en la esfera de sus respectivas atribuciones. El panel evacuará el dictamen dentro del plazo de treinta días contados desde la presentación de la discrepancia, 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.

El dictamen del panel de expertos se pronunciará exclusivamente sobre los aspectos en que exista discrepancia, debiendo optar por una u otra alternativa en discusión, sin que pueda adoptar valores intermedios. Será vinculante para todos los que participen en el procedimiento respectivo y no procederá ninguna clase de recursos, jurisdiccionales o administrativos, de naturaleza ordinaria o extraordinaria.

No obstante, el Ministro Presidente de la Comisión Nacional de Energía, con acuerdo del Consejo Directivo, mediante resolución exenta fundada, podrá, dentro del plazo de diez días contado desde la notificación del dictamen, declararlo inaplicable temporalmente, por el período que determine la resolución exenta, en caso que se refiera a materias ajenas a las señaladas en el artículo 130 o cuando ponga en riesgo manifiesto la seguridad del suministro eléctrico.

Artículo 134.- Los costos correspondientes al funcionamiento del panel de expertos serán determinados por el reglamento, considerando antecedentes históricos sobre el número, frecuencia, tipo y estimación de las discrepancias que se pudieren producir en conformidad a la ley.

Los costos de funcionamiento comprenderán los honorarios de los expertos y del secretario abogado, los gastos en personal administrativo y demás gastos generales. Estos costos serán de cargo de las empresas eléctricas de generación, transmisión y concesionarias de servicio público de distribución de energía eléctrica, mediante una prorrata que podrá considerar tanto el valor de sus activos como el número estimado de discrepancias que les afecten y la naturaleza o complejidad de éstas.

Corresponderá a la Comisión coordinar y ejecutar las actividades necesarias para la administración de estos gastos y para el funcionamiento del panel.

El financiamiento se efectuará en la forma que señale el reglamento, el cual deberá considerar un arancel fijo y periódico, en función de una proyección sobre el número, frecuencia y tipo de discrepancias.

Los honorarios mensuales de los integrantes del panel serán de trescientas veinte unidades tributarias mensuales, y los del secretario abogado, de ciento veinte unidades tributarias mensuales.

El panel tendrá su sede en la ciudad de Santiago y sesionará a lo menos una vez por semana para efectos de proveer el despacho de mero trámite, además de las sesiones que establezca en los programas de trabajo determinados para cada discrepancia sometida a su conocimiento.

Los integrantes del panel, el secretario abogado y el personal auxiliar del panel, no tendrán carácter de personal de la Administración del Estado. No obstante, les serán aplicables las normas sobre responsabilidad administrativa y probidad contenidas en la ley N° 18.575 y las previstas en el Título V del Código Penal sobre delitos de los empleados públicos, considerándoseles, por consiguiente, comprendidos en el artículo 260 del referido Código para estos efectos. Corresponderá a la Secretaría Ejecutiva de la Comisión o, en su caso, al Ministerio Público, ejercer la acción que corresponda según la naturaleza de la infracción.

Un reglamento, dictado mediante decreto supremo del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, desarrollará los procedimientos y materias que sean necesarios para ejecutar las disposiciones contenidas en este título.

Artículo 4°.- Introdúcense las siguientes adecuaciones en el decreto con fuerza de ley N° 1, de 1982, del Ministerio de Minería, ley General de Servicios Eléctricos:

1) Suprímese, en la letra b) del número 4 del artículo 2°, la expresión “o para el transporte de energía eléctrica”.

2) Intercálanse, en el número 5 del artículo 2°, a continuación de la expresión “ventas de energía eléctrica” y antes de la conjunción “y”, las palabras “el transporte de electricidad”, precedidas de una coma (,).

3) Agrégase en el artículo 7°, los siguientes incisos:

"Asimismo, es servicio público eléctrico el transporte de electricidad por sistemas de transmisión troncal y de subtransmisión.

Las empresas operadoras o propietarias de los sistemas de transmisión troncal deberán estar constituidas como sociedades anónimas abiertas.

Estas sociedades no podrán dedicarse, por sí, ni a través de personas naturales o jurídicas relacionadas, a actividades que comprendan en cualquier forma, el giro de generación o distribución de electricidad.

El desarrollo de otras actividades, que no comprendan las señaladas precedentemente, sólo podrán llevarlas a cabo a través de sociedades anónimas filiales o coligadas.

La participación individual de empresas que operan en cualquier otro segmento del sistema eléctrico, o de los usuarios no sometidos a fijación de precios en el sistema de transmisión troncal, no podrá exceder, directa o indirectamente, del ocho por ciento del valor de inversión total del sistema de transmisión troncal. La participación conjunta de empresas generadoras, distribuidoras y del conjunto de los usuarios no sometidos a fijación de precios, en el sistema de transmisión troncal, no podrá exceder del cuarenta por ciento del valor de inversión total del sistema troncal. Estas limitaciones a la propiedad se extienden a grupos empresariales o personas jurídicas o naturales que formen parte de empresas de transmisión o que tengan acuerdos de actuación conjunta con las empresas transmisoras, generadoras y distribuidoras.

Los propietarios de las instalaciones construidas con anterioridad a que sean definidas como pertenecientes al sistema troncal de acuerdo al artículo 71-2, podrán mantener la propiedad de dichas instalaciones. Respecto de ellos no se aplicarán los límites de propiedad establecidos en el inciso anterior, pudiendo sobrepasar los porcentajes del ocho y cuarenta ya señalados. Sin perjuicio de lo anterior, las instalaciones que se encuentren en esta situación deberán ser consideradas en el cómputo del límite del 40% señalado en el inciso anterior.

En todo caso, los propietarios de dichas instalaciones deberán constituir sociedades de giro de transmisión en el plazo de un año, contado desde la publicación del decreto que

declara la respectiva línea o instalación como troncal, y no podrán participar en la propiedad de ninguna ampliación del sistema troncal respectivo."

4) Suprímese, en el artículo 8°, la expresión "y transporte", que sigue a la frase "instalaciones de generación".

5) Reemplázanse los incisos primero y segundo del artículo 46 por los siguientes:

"Sin la previa autorización del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, oída la Superintendencia y la Comisión, no se podrá transferir las concesiones de servicio público de distribución, o parte de ellas, sea por enajenación, arriendo, fusión, traspaso de la concesión de una persona natural a otra jurídica de la cual aquella sea asociada, transformación, absorción o fusión de sociedades, o bien por cualquier otro acto según el cual se transfiera el dominio o el derecho de explotación.

En particular, el informe de la Comisión, que el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción deberá tener presente, indicará si la transferencia de concesión en cuestión genera o no pérdidas de eficiencia en el sistema de distribución afectado. Se entenderá que existe pérdida de eficiencia en el sistema de distribución afectado si, como producto de la transferencia de concesión señalada, la prestación del servicio de distribución en la zona abastecida por dicho sistema debe efectuarse a un costo total anual superior al mismo que la prestación referida exhibe en la situación sin transferencia.

Asimismo, y para estos efectos, se entenderá que la zona abastecida por el sistema de distribución afectado comprende la totalidad de las concesiones de distribución de las empresas que participan en la transferencia, cediendo o recibiendo la concesión cuya transferencia se analiza. A su vez, por costo de explotación se entenderá el definido en el artículo 116 de esta ley.

El Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción deberá propender a que las transferencias de concesiones no produzcan pérdidas de eficiencia en los sistemas de distribución. Sin embargo, si el informe de la Comisión evidencia la existencia de pérdidas de eficiencia por efecto de la transferencia de concesión en cuestión, el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción podrá otorgar su autorización, y la pérdida de eficiencia producto de la transferencia no deberá ser reflejada en las tarifas de los suministros sujetos a regulación de precios que se efectúen en el sistema de distribución afectado."

6) Sustitúyese el artículo 51 por el siguiente:

“Artículo 51.- Los propietarios de líneas eléctricas estarán obligados a permitir el uso de sus postes, torres y otras instalaciones necesarias, para el establecimiento de otras líneas eléctricas. Esta obligación sólo es válida para aquellas líneas que hagan uso de las servidumbres a que se refiere el artículo 50 y las que usen bienes nacionales de uso público, como calles y vías públicas, en su trazado.”.

7) Deróganse los artículos 51 A al 51 G del Capítulo V, Título II.

8) Modifícase el artículo 79 en la siguiente forma:

a) Sustitúyese, en los incisos primero y segundo, la expresión “suministro” por “servicio”.

b) Intercálase el siguiente inciso segundo, nuevo, pasando los actuales incisos segundo y tercero a ser tercero y cuarto, respectivamente:

“En todo caso, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, previa consulta con las empresas distribuidoras, podrá determinar una o más fechas en cada año en que las empresas distribuidoras efectuarán licitaciones de bloques de energía necesarias para abastecer la demanda, según lo indique el reglamento, a medida que sus contratos de energía vayan expirando.”.

9) Modifícase el inciso segundo del artículo 81 en los siguientes términos:

a) Sustitúyese la expresión “de los concesionarios que operen interconectados” por la frase “que operen interconectadas”, y

b) Reemplázase el número 3 por el siguiente:

“3.- Garantizar el acceso abierto a los sistemas de transmisión troncal y de subtransmisión, en conformidad a esta ley.”.

10) Sustitúyese, en el inciso primero del artículo 83, la expresión “y continuidad del” por la preposición “de”.

11) Agrégase la siguiente letra d), nueva, en el inciso segundo del artículo 90:

“d) Cuando la potencia conectada del usuario final sea superior a 500 kilowatts. En este caso, el usuario final tendrá derecho a optar por un régimen de tarifa regulada o de precio libre, por un período mínimo de **cuatro** años de permanencia en cada régimen. **El cambio de opción deberá ser comunicado a la concesionaria de distribución con una antelación de, al menos, 12 meses.**

El Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción podrá rebajar el límite de 500 kilowatts indicado en esta letra, previo informe de la Comisión Resolutiva establecida en el decreto ley N° 211, de 1973 **o el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, en su caso.**”.

12) Agréganse, en el artículo 91, los siguientes incisos tercero y cuarto, nuevos:

“Por su parte, las transferencias de potencia entre empresas que poseen medios de generación operados en sincronismo con un sistema eléctrico y que resulten de la coordinación de la operación a que se refiere el artículo 81, serán valorizadas al precio de nudo de la potencia. Estas transferencias deberán realizarse en función de la capacidad de generación compatible con la suficiencia y los compromisos de demanda de punta existentes, conforme se determine en el reglamento.

Todo propietario de medios de generación sincronizados al sistema eléctrico tendrá derecho a vender la energía que evacue al sistema al costo marginal instantáneo, así como sus excedentes de potencia al precio de nudo de la potencia, debiendo participar en las transferencias a que se refieren los incisos segundo y tercero de este artículo. El reglamento establecerá los procedimientos para la determinación de estos precios cuando los medios de generación señalados se conecten directamente a instalaciones del sistema troncal, de subtransmisión o de distribución, así como los mecanismos de estabilización de precios aplicables a la energía inyectada por medios de generación cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema eléctrico no superen los 9.000 kilowatts y la forma en la que se realizará el despacho y la coordinación de estas centrales por el CDEC respectivo.”.

13) Intercálase, a continuación del artículo 91, el siguiente artículo 91 bis, nuevo:

“Artículo 91 bis.- Todo propietario de instalaciones eléctricas que operen interconectadas entre sí, sean éstos empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras o clientes no sometidos a regulación de precios, deberá prestar en el respectivo sistema eléctrico los servicios complementarios de que disponga, que permitan realizar la

coordinación de la operación a que se refiere el artículo 81, conforme a las normas de seguridad y calidad de servicio en dicho sistema.

Las exigencias de seguridad y calidad de servicio para cada sistema serán establecidas en la norma técnica que al efecto dicte el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, con informe de la Comisión.

El organismo de coordinación de la operación o CDEC deberá establecer los requisitos técnicos mínimos que deberá cumplir toda instalación 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 los objetivos de seguridad y calidad de servicio. Las exigencias correspondientes deberán contar con informe favorable de la Comisión antes de su puesta en vigencia.

El CDEC respectivo deberá definir, administrar y operar los servicios complementarios necesarios para garantizar la operación del sistema, sujetándose a las exigencias de seguridad y calidad de servicio establecidas en la normativa vigente y minimizando el costo de operación del respectivo sistema eléctrico.

Los propietarios de las instalaciones interconectadas entre sí deberán declarar los costos en que incurren por la prestación de los respectivos servicios complementarios con su debida justificación, conforme lo determine el reglamento. Las prestaciones de servicios complementarios serán valorizadas por el CDEC correspondiente. El reglamento establecerá el sistema de precios de los servicios complementarios que, considerando las características **y costos marginales** de los mismos, sea compatible con los precios de energía y potencia que esta ley establece.”.

14) Intercálase en el artículo 96, inciso primero, número 2, a continuación de la expresión “costos de distribución” y antes del punto y aparte (.), la siguiente frase: “y del cargo único por concepto de uso del sistema de transmisión troncal, señalado en la letra A) del artículo 71-29”.

15) Sustitúyese el artículo 97 por el siguiente:

“Artículo 97.- En los sistemas eléctricos de capacidad instalada de generación igual o superior a 200 megawatts, los precios de nudo deberán reflejar un promedio en el tiempo de los costos marginales de suministro a nivel de generación-transporte para usuarios permanentes de muy bajo riesgo. Por su naturaleza, estos precios estarán

sujetos a fluctuaciones que derivan de situaciones coyunturales, como variaciones en la hidrología, en la demanda, en los precios de combustibles y otros.

En los sistemas eléctricos de capacidad instalada de generación inferior a 200 megawatts y superior a 1.500 kilowatts, los precios de nudo se calcularán sobre la base del costo incremental de desarrollo y los costos totales de largo plazo para los segmentos de generación y transmisión, según corresponda, de sistemas eficientemente dimensionados, y considerando el abastecimiento total de la demanda del sistema eléctrico.

Los precios de nudo de los sistemas eléctricos indicados en el inciso anterior serán calculados y fijados según lo dispuesto en los artículos 104-1 y siguientes.”.

16) Modifícase el artículo 99 de la forma siguiente:

a) En el número 1, intercálase, a continuación de la expresión “en construcción,” la siguiente frase: “resultantes del estudio de transmisión troncal a que se refieren los artículos 71-11 y siguientes,”.

b) En el número 4, sustitúyese la expresión “sistema eléctrico” por “sistema de transmisión troncal” y agrégase, a continuación del punto y coma (;) final, que se sustituye por un punto seguido (.), la siguiente oración: “Los precios de nudo de energía a nivel de subtransmisión se determinarán conforme a lo establecido en los artículos 71-35 y siguientes;”.

c) En el número 5, reemplázase la expresión “sistema eléctrico” por “sistema de transmisión troncal”, y agrégase, a continuación del punto y coma (;) final, que se sustituye por un punto seguido (.), la siguiente oración: “Los precios de nudo de potencia a nivel de subtransmisión se determinarán conforme a lo establecido en los artículos 71-35 y siguientes;”.

d) En el número 6, sustitúyese la expresión “para el sistema de transmisión operando con un nivel de carga tal que dicho sistema esté económicamente adaptado”, por la siguiente: “considerando el programa de obras de generación y transmisión señalado en el número 1 de este artículo”.

17) Modifícase el artículo 101 del siguiente modo:

a) En el inciso primero:

1) Intercálase la expresión “conforme lo establezca el reglamento” entre la frase “cada empresa deberá comunicar a la Comisión” y la expresión “la potencia”, entre comas (,).

2) Reemplázase la expresión “seis meses” por “cuatro meses”.

3) Agrégase, a continuación del punto aparte (.), que se reemplaza por una coma (,), la siguiente frase: “expresados en moneda real al final del período informado, de acuerdo con los mecanismos de indexación de cada contrato.”.

b) En el inciso segundo, sustitúyese la expresión “diez por ciento” por “cinco por ciento”.

c) En el inciso tercero:

1) Sustitúyese, en el número 1, la expresión “efectivo” por la frase “informado conforme al inciso primero,”.

2) Reemplázase en el primer párrafo del número 3, la expresión “más de diez por ciento” por “más de cinco por ciento”.

3) Intercálase en el segundo párrafo del número 3, a continuación de la frase “todos los precios de nudo”, las expresiones “, sólo en su componente de energía,”; y reemplázase la frase “banda de diez por ciento” por “banda de cinco por ciento”.

18) Intercálase, en el artículo 105, a continuación de la expresión “instalaciones de distribución,” la siguiente frase: “y del cargo único por concepto de uso del sistema de transmisión troncal, señalado en la letra A) del artículo 71-29.”.

19) Agrégase en el artículo 113, el siguiente inciso segundo, nuevo:

“A más tardar, dentro de treinta días siguientes a la publicación del respectivo decreto tarifario, la Comisión deberá hacer públicos, por un medio electrónico, los contenidos básicos de los estudios de costos de la Comisión y de las empresas, así como todos los antecedentes relevantes del proceso de fijación de tarifas de distribución. Asimismo, deberán quedar a disposición y de acceso

público los estudios de costos que sirvieron de base a las tarifas y todos los antecedentes del proceso.”.

20) Agrégase, en el inciso segundo del artículo 116, a continuación del punto final (.), que pasa a ser punto seguido (.), la siguiente oración: “Dentro del plazo de diez días de recibida la resolución de la Superintendencia que informa los costos de explotación fijados, las empresas podrán presentar sus discrepancias al panel de expertos, que resolverá en el plazo de quince días.”.

21) Sustitúyese el artículo 118 por el siguiente:

“Artículo 118.- El VNR se calculará cada cuatro años, en el año anterior al cual corresponda efectuar una fijación de fórmulas tarifarias.

Para tal efecto, antes del treinta de junio del año respectivo, el concesionario comunicará a la Superintendencia el VNR correspondiente a las instalaciones de distribución de su concesión, acompañado de un informe auditado. La Superintendencia fijará el VNR, para lo cual podrá aceptar o modificar el valor comunicado por la empresa, en el plazo de tres meses. De no existir acuerdo entre el concesionario y la Superintendencia, el VNR será determinado por el panel de expertos. Los expertos deberán pronunciarse sobre el VNR antes del 31 de diciembre del año respectivo. A falta de comunicación del VNR y del informe auditado, este valor será fijado por la Superintendencia antes del 31 de diciembre de ese año.

En el plazo que medie entre dos fijaciones de VNR, éste será aumentado o rebajado en la misma proporción en que varíe el Índice de Precios al Consumidor.”.

22) Agrégase el siguiente artículo 119 bis, nuevo:

“Artículo 119 bis.- Las concesionarias conformadas por sociedades anónimas cerradas estarán sujetas a las normas que rigen a las sociedades anónimas abiertas y, por lo tanto, quedarán sometidas a la fiscalización de la Superintendencia de Valores y Seguros en el ámbito de su competencia.”.

23) Introdúcense las siguientes modificaciones en el artículo 150:

a) Sustitúyese la letra b) por la siguiente:

“b) Centro de Despacho Económico de Carga: organismo encargado de determinar la operación del conjunto de

instalaciones de un sistema eléctrico, incluyendo las centrales eléctricas generadoras; líneas de transmisión a nivel troncal, subtransmisión y adicionales; subestaciones eléctricas, incluidas las subestaciones primarias de distribución y barras de consumo de usuarios no sometidos a regulación de precios abastecidos directamente desde instalaciones de un sistema de transmisión; interconectadas entre sí, que permite generar, transportar y distribuir energía eléctrica de un sistema eléctrico, de modo que el costo del abastecimiento eléctrico del sistema sea el mínimo posible, compatible con una confiabilidad prefijada.

Cada Centro de Despacho Económico de Carga contará con un Directorio y los organismos técnicos necesarios para el cumplimiento de su función. Existirán, al menos, una Dirección de Operación y una Dirección de Peajes. El Director y el personal de cada Dirección, deberán reunir condiciones de idoneidad e independencia que garanticen su adecuado desempeño. Estos organismos, eminentemente técnicos y ejecutivos, desarrollarán su función conforme a la ley y su reglamento."

b) Sustitúyese en la letra e) el término "seguridad" por "confiabilidad".

c) Agréganse las siguientes letras r) a z), nuevas:

"r) Confiabilidad: cualidad de un sistema eléctrico determinada conjuntamente por la suficiencia, la seguridad y la calidad de servicio.

s) Suficiencia: atributo de un sistema eléctrico cuyas instalaciones son adecuadas para abastecer su demanda.

t) Seguridad de servicio: capacidad de respuesta de un sistema eléctrico, o parte de él, para soportar contingencias y minimizar la pérdida de consumos, a través de respaldos y de servicios complementarios.

u) Calidad de servicio: atributo de un sistema eléctrico determinado conjuntamente por la calidad del producto, la calidad de suministro y la calidad de servicio comercial, entregado a sus distintos usuarios y clientes.

v) Calidad del producto: componente de la calidad de servicio que permite calificar el producto entregado por los distintos agentes del sistema eléctrico y que se caracteriza, entre otros, por la magnitud, la frecuencia y la contaminación de la tensión instantánea de suministro.

w) Calidad del suministro: componente de la calidad de servicio que permite calificar el suministro entregado por los distintos agentes del sistema eléctrico y que se caracteriza, entre otros, por la frecuencia, la profundidad y la duración de las interrupciones de suministro.

x) Calidad de servicio comercial: componente de la calidad de servicio que permite calificar la atención comercial prestada por los distintos agentes del sistema eléctrico y que se caracteriza, entre otros, por el plazo de restablecimiento de servicio, la información proporcionada al cliente, la puntualidad en el envío de boletas o facturas y la atención de nuevos suministros.

y) Ingreso tarifario por tramo: es la diferencia que resulta de la aplicación de costos marginales, producto de la operación del sistema eléctrico, respecto de las inyecciones y retiros de energía y potencia en un determinado tramo.

z) Servicios complementarios: recursos técnicos presentes en las instalaciones de generación, transmisión, distribución y de clientes no sometidos a regulación de precios con que deberá contar cada sistema eléctrico para la coordinación de la operación del sistema en los términos dispuestos en el artículo 81. 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.”.

ARTÍCULOS TRANSITORIOS

Artículo 1º.- El decreto que debe definir, para cada sistema eléctrico, los sistemas de subtransmisión deberá ser dictado en los términos indicados en el artículo 71-3, que esta ley introduce en el decreto con fuerza de ley N° 1, de 1982, del Ministerio de Minería, dentro de los **doce meses** siguientes a su publicación.

Se considerarán instalaciones integrantes de los sistemas de transmisión troncal de cada sistema, para la primera fijación de valores por tramo y del área de influencia común, para la primera determinación de peajes, las siguientes:

a) Sistema Interconectado del Norte Grande (SING):

Número	Tramo		Tensión (kV)
	De Barra	A Barra	
1	Tarapaca 220	Lagunas 220	220

2	Crucero 220	Lagunas 220	220
---	-------------	-------------	-----

b) Sistema Interconectado Central (SIC):

Número	Tramo		Tensión (kV)
	De Barra	A Barra	
1	Ancoa 500	Alto Jahuel 500	500
2	Ancoa 500	Alto Jahuel 500	500
3	Diego de Almagro 220	Carrera Pinto 220	220
4	Carrera Pinto 220	Cardones 220	220
5	Cardones 220	Maitencillo 220	220
6	Cardones 220	Maitencillo 220	220
7	Maitencillo 220	Pan de Azúcar 220	220
8	Maitencillo 220	Pan de Azúcar 220	220
9	Pan de Azúcar 220	Los Vilos 220	220
10	Pan de Azúcar 220	Los Vilos 220	220
11	Los Vilos 220	Quillota 220	220
12	Los Vilos 220	Quillota 220	220
13	Polpaico 220	Quillota 220	220
14	Polpaico 220	Quillota 220	220
15	Alto Jahuel 220	Polpaico 220	220
16	Alto Jahuel 220	Polpaico 220	220
17	Cerro Navia 220	Polpaico 220	220
18	Cerro Navia 220	Polpaico 220	220
21	Chena 220	Cerro Navia 220	220
22	Chena 220	Cerro Navia 220	220
23	Alto Jahuel 220	Chena 220	220
24	Alto Jahuel 220	Chena 220	220
25	Charrúa 220	Ancoa 220	220
26	Charrúa 220	Ancoa 220	220
27	Charrúa 220	Ancoa 220	220
28	Temuco 220	Charrúa 220	220
30	Valdivia 220	Temuco 220	220
31	Barro Blanco 220	Valdivia 220	220
32	Puerto Montt 220	Barro Blanco 220	220
33	Puerto Montt 220	Temuco 220	220
34	Paine 154	Alto Jahuel 154	154
35	Rancagua 154	Paine 154	154
36	Itahue 154	Rancagua 154	154
37	Punta de Cortés 154	Alto Jahuel 154	154
38	San Fernando 154	Punta de Cortés 154	154
40	Teno 154	San Fernando 154	154
41	Itahue 154	Teno 154	154
42	Alto Jahuel 500	Alto Jahuel 220	220
43	Alto Jahuel 500	Alto Jahuel 220	220
44	Ancoa 500	Ancoa 500	500
45	Ancoa 500	Ancoa 500	500
46	Alto Jahuel 154	Alto Jahuel 220	220

c) También se considerarán instalaciones integrantes del Sistema de Transmisión Troncal que forma parte del Sistema Interconectado Central, para la primera fijación de valores por tramos y desde la fecha de su puesta en servicio, las siguientes obras que se encuentran en ejecución:

Número	Tramo		Tensión (kV)
	De Barra	A Barra	
47	Charrúa 500	Ancoa 500	500
48	Charrúa 500	Ancoa 500	500
49	Ancoa 220	Itahue 220	220
50	Ancoa 220	Itahue 220	220
51	Charrúa 500	Charrúa 220	500
52	Charrúa 500	Charrúa 220	500
53	Itahue 220	Itahue 154	220
54	Itahue 220	Itahue 154	220

Se considerarán instalaciones del área de influencia común en la primera determinación de la misma, las siguientes:

a) Sistema Interconectado del Norte Grande (SING):

Número		Tensión
1	Subestación Crucero	220

b) Sistema Interconectado Central (SIC):

Número	Tramo		Tensión (kV)
	De Barra	A Barra	
1	Ancoa 500	Alto Jahuel 500	500
2	Ancoa 500	Alto Jahuel 500	500
13	Polpaico 220	Quillota 220	220
14	Polpaico 220	Quillota 220	220
15	Alto Jahuel 220	Polpaico 220	220
16	Alto Jahuel 220	Polpaico 220	220
17	Cerro Navia 220	Polpaico 220	220
18	Cerro Navia 220	Polpaico 220	220
21	Chena 220	Cerro Navia 220	220
22	Chena 220	Cerro Navia 220	220
23	Alto Jahuel 220	Chena 220	220
24	Alto Jahuel 220	Chena 220	220
42	Alto Jahuel 500	Alto Jahuel 220	220
43	Alto Jahuel 500	Alto Jahuel 220	220

44	Ancoa 500	Ancoa 220	500
45	Ancoa 500	Ancoa 220	500
25	Charrúa 220	Ancoa 220	220
26	Charrúa 220	Ancoa 220	220
27	Charrúa 220	Ancoa 220	220

c) También se considerarán instalaciones del Área de Influencia Común del Sistema Interconectado Central en la primera determinación de la misma y desde la fecha de su puesta en servicio, las siguientes obras que se encuentran en ejecución:

Número	Tramo		Tensión (kV)
	De Barra	A Barra	
47	Charrúa 500	Ancoa 500	500
48	Charrúa 500	Ancoa 500	500
51	Charrúa 500	Ancoa 500	500
52	Charrúa 500	Ancoa 500	500

Artículo 2°.- Dentro de sesenta días siguientes a la publicación de esta ley, la Comisión Nacional de Energía deberá iniciar el proceso de **tarificación y expansión de la** transmisión troncal, conforme a lo dispuesto por los artículos 71-11 y siguientes del nuevo Título III que esta ley introduce en el decreto con fuerza de ley N° 1, de 1982, del Ministerio de Minería.

Los plazos y condiciones dispuestas en los artículos 71-11 y siguientes ya indicados, que deban ser contabilizados a partir de la vigencia de las tarifas respectivas y que requieran para su aplicación de la dictación de un reglamento, mientras el mismo no se encuentre vigente, deberán estar expresa y previamente contenidas en una resolución exenta de la Comisión, a fin de dar cabal cumplimiento a lo dispuesto en el inciso anterior.

Para los efectos de este primer proceso de estudio de transmisión troncal y la respectiva fijación de valores, se deberán considerar todas las instalaciones de transmisión troncal identificadas en el artículo anterior, independientemente de su propiedad.

Artículo 3°.- El régimen de recaudación y pago por el uso de las instalaciones de transmisión troncal, previsto en los artículos 71-28, 71-29 y 71-31 del decreto con fuerza de ley N° 1, de 1982, del Ministerio de Minería, regirá desde la fecha de publicación de esta ley. No obstante, en el período que medie entre la fecha indicada y la dictación del primer decreto de transmisión troncal, los propietarios de centrales, las empresas que efectúen retiros y los usuarios finales que deban pagar los

peajes de transmisión, lo harán en conformidad a las normas legales que la presente ley modifica **y su reglamento**.

El primer estudio de transmisión troncal determinará los valores de inversión, V.I., por tramo correspondientes tanto para el período transcurrido desde la publicación de la ley, como los V.I. por tramo para los cuatro años siguientes.

Sobre la base de tales valores, los centros de despacho económico de carga deberán reliquidar los pagos que deban efectuar las empresas y los usuarios finales, en su caso. Las diferencias que resulten respecto de las sumas pagadas deberán abonarse dentro de los treinta días siguientes a la reliquidación, por los propietarios de centrales y las empresas que efectúen retiros, y dentro del primer período tarifario por los usuarios finales.

Artículo 4°.- En un plazo no superior a **quince** meses, contado desde la publicación **de la presente ley**, la Comisión dará inicio al proceso de fijación de tarifas de subtransmisión, conforme a lo dispuesto en los artículos 71-35 y siguientes del decreto con fuerza de ley N° 1, de 1982, del Ministerio de Minería.

Durante el período que medie entre la fecha de publicación de la presente ley y la fecha de la primera fijación de los peajes de subtransmisión a los que se refiere el artículo 71-36 de esta ley, los pagos por uso de los sistemas de transmisión no calificados como troncales conforme las disposiciones de la presente ley se efectuarán en conformidad a las disposiciones que la presente ley modifica.

Asimismo, y durante el mismo período, los precios de nudo de energía y potencia se determinarán conforme la estructura de factores de penalización y recargos determinada en conformidad a las disposiciones que la presente ley modifica y sus respectivos decretos.

Artículo 5°.- En los sistemas de capacidad instalada superior a 1.500 kilowatts e inferior a 200 megawatts, la primera fijación tarifaria conforme a lo señalado en los artículos 104-1 y siguientes del decreto con fuerza de ley N° 1, de 1982, del Ministerio de Minería, **se efectuará antes de 12 meses de publicada la presente ley.**

En el período que medie entre la fecha de publicación de esta ley y la fecha de la fijación señalada en el inciso anterior, **los precios de generación y de transmisión se determinarán conforme a las normas que se han aplicado hasta antes de la publicación de la presente ley.**

Artículo 6°.- La Comisión Nacional de Energía deberá proceder a la primera determinación de los peajes establecidos en el artículo 71-42 del decreto con fuerza de ley N° 1, de 1982, del Ministerio de Minería, conjuntamente **con la fijación de valores agregados de distribución correspondiente al año 2004, en caso de publicarse la presente ley antes del mes de septiembre de 2004. En caso de que la presente ley no se publicara antes de la fecha indicada, la primera determinación de los peajes señalados se efectuará antes de transcurridos tres meses contados desde su publicación.**

Artículo 7°.- **La norma técnica a que se refiere el artículo 91 bis introducido por la presente ley, será dictada dentro de los doce meses siguientes a la publicación de la presente ley. Una vez dictada dicha norma técnica, el CDEC correspondiente contará con un plazo máximo de treinta días para proponer a la Comisión la definición, administración y operación de los servicios complementarios que se requieran, de tal modo que ésta se pronuncie favorablemente.**

Una vez que la Comisión se pronuncie favorablemente respecto a la propuesta del CDEC respectivo, éste deberá implementar las prestaciones y transferencias de los servicios complementarios que corresponda en un plazo no superior a sesenta días.

Las transferencias de potencia a que se refiere el artículo 91 comenzarán a aplicarse de acuerdo a las disposiciones de la presente ley y sus reglamentos, una vez que se encuentren implementados los servicios complementarios y en el plazo de sesenta días señalado en el inciso anterior.

Artículo 8°.- La circunstancia establecida en la letra d) del inciso final del artículo 90 del decreto con fuerza de ley N° 1, de 1982, del Ministerio de Minería, **introducida por el artículo 2° de esta ley**, que permite contratar a precios libres los suministros referidos en los números 1 y 2 del mismo artículo, entrará en vigencia una vez transcurridos dos años desde la publicación de esta ley.

Artículo 9°.- El Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción, previo informe de la Comisión Nacional de Energía y mediante un decreto dictado bajo la fórmula "por orden del Presidente de la República", determinará las ampliaciones de los sistemas troncales que, en su caso, requieren construcción inmediata para preservar la seguridad del suministro. En el mismo decreto establecerá sus características técnicas, los plazos para el inicio de las obras y entrada en operaciones de las mismas.

Para estos efectos, los centros de despacho económicos de carga, en el plazo de sesenta días a contar de la entrada en vigencia de esta ley, deberán efectuar una recomendación, acordada por la mayoría de sus miembros, sobre las ampliaciones que reúnan las condiciones indicadas en el inciso anterior.

El decreto aludido en el inciso primero de este artículo considerará **y calificará** las siguientes dos situaciones posibles:

a) En el caso de extensiones del sistema troncal que requieren construcción inmediata y que correspondan a líneas o subestaciones troncales calificadas como nuevas, la construcción y la remuneración de dichas instalaciones se regirán por las normas establecidas en el artículo 71-22 del decreto con fuerza de ley N° 1, de 1982, del Ministerio de Minería.

Los plazos y términos bajo los cuales **se** llamará a la licitación contemplada en el artículo 71-22 se establecerán en el aludido decreto.

b) En el caso de ampliaciones de instalaciones existentes del sistema troncal que requieren construcción inmediata, éstas serán de construcción obligatoria para las empresas propietarias de dichas instalaciones, debiendo sujetarse a las condiciones fijadas en el respectivo decreto para su ejecución.

El V.I. de cada ampliación de instalaciones existentes será determinado con carácter referencial por el referido decreto. Para la determinación del V.I. que deberá reflejarse definitivamente en el pago del servicio de transmisión, las empresas propietarias de las instalaciones deberán licitar la construcción de las obras a empresas calificadas, a través de procesos de licitación públicos, abiertos y transparentes, auditables por la Superintendencia.

Estas instalaciones serán remuneradas conforme a las disposiciones generales sobre peajes previstas en la ley. Para estos efectos, el centro de despacho económico de carga que corresponda considerará el V.I. referencial a partir de su puesta en servicio y el V.I. definitivo una vez que el Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, lo establezca mediante un decreto, lo que dará origen además a las reliquidaciones que correspondan, las que serán realizadas por **la Dirección de Peajes del respectivo** centro de despacho económico de carga.

Artículo 10.- No serán aplicables los peajes unitarios que, de conformidad a esta ley, correspondiere determinar a causa

de retiros de electricidad para abastecer los consumos de usuarios o clientes, si concurren las siguientes condiciones copulativas:

a) Que se trate de usuarios no sometidos a fijación de precios.

b) Que el monto de los retiros corresponda a lo contratado con una o más empresas generadoras hasta el 6 de mayo de 2002.

A aquellos usuarios que cumplan las condiciones anteriores, les serán aplicables las normas de determinación de peajes vigentes al momento de la suscripción de los respectivos contratos de suministro, y por los plazos de vigencia de los mismos. Para tal efecto, los plazos de vigencia serán aquellos convenidos con anterioridad al 6 de mayo de 2002.

Los montos de peajes de transmisión exceptuados en virtud del inciso anterior serán financiados a prorrata por los generadores del sistema, de acuerdo al uso que cada uno de ellos haga, según despacho proyectado, de las instalaciones del sistema troncal, **conforme lo determine la Dirección de Peajes del respectivo centro de despacho económico de carga.**

Artículo 11.- Dentro del plazo de **ciento veinte** días contado desde la entrada en vigencia de esta ley, deberá procederse al nombramiento de los profesionales que integrarán el panel de expertos y a la instalación del mismo, de acuerdo al procedimiento establecido en la presente ley.

Para los efectos de la renovación parcial del panel de expertos, el período inicial de vigencia del nombramiento será de cuatro años para tres de sus integrantes, y de seis años para los restantes, según designación que efectúe la Comisión Resolutiva, la cual oficiará al Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción, para efectos de que curse la correspondiente resolución de nombramiento.

Acordado en sesiones celebradas los días 5, 12, 13, 18 y 19 de noviembre, y 3 y 10 de diciembre de 2003, con asistencia de los Honorables Senadores señores Jorge Lavandero Illanes (Presidente) (Sergio Páez Verdugo), Eduardo Frei Ruiz-Tagle, Ricardo Núñez Muñoz, Jaime Orpis Bouchon y Baldo Prokurica Prokurica.

Sala de la Comisión, a 15 de diciembre del 2003.

JULIO CÁMARA OYARZO
Secretario

RESUMEN EJECUTIVO

INFORME DE LA COMISIÓN DE MINERÍA Y ENERGÍA, recaído en el proyecto de ley, en segundo trámite constitucional, que regula sistemas de transporte de energía eléctrica, establece un nuevo régimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos e introduce las adecuaciones que indica a la Ley General de Servicios Eléctricos.

(Boletín N° 2.922-08)

I. PRINCIPAL OBJETIVO DEL PROYECTO PROPUESTO POR LA COMISIÓN: fortalecer algunos aspectos específicos del régimen regulatorio aplicable al sector eléctrico, entre los que se cuentan, la regulación de los sistemas de transporte de electricidad; el régimen de precios aplicable a los sistemas eléctricos medianos; los ingresos por capacidad; el mercado de servicios complementarios que otorgan confiabilidad a los sistemas eléctricos, y la adecuación de ciertos conceptos relativos a la capacidad, seguridad y confiabilidad de los servicios eléctricos.

II. ACUERDO: aprobado en general por la unanimidad de sus miembros (5x0).

III. ESTRUCTURA DEL PROYECTO APROBADO POR LA COMISIÓN: 4 artículos permanentes, y 11 artículos transitorios.

IV. NORMAS DE QUÓRUM ESPECIAL: ley orgánica constitucional, los artículos 71-27 y 71-39 contenidos en el artículo 1°; el inciso final del artículo 104-6, contenido en el artículo 2°, y el inciso séptimo del artículo 134, del artículo 3°.

V. URGENCIA: simple.

VI. ORIGEN INICIATIVA: Mensaje de S.E. el Presidente de la República, enviado a la Cámara de Diputados.

VII. TRÁMITE CONSTITUCIONAL: segundo.

VIII. APROBACIÓN POR LA CÁMARA DE DIPUTADOS: aprobado con el voto conforme de 90 señores Diputados, de 1114 en ejercicio.

IX. INICIO TRAMITACIÓN EN EL SENADO: 4 de noviembre del 2003.

X. TRÁMITE REGLAMENTARIO: informe de la Comisión de Minería y Energía, pasa a la Sala.

XI. LEYES QUE SE MODIFICAN O QUE SE RELACIONAN CON LA MATERIA: decreto con fuerza de ley N° 1, de 1982, del Ministerio de Minería, ley General de Servicios Eléctricos, y ley N° 18.575, Orgánica Constitucional de Bases Generales de la Administración del Estado.

Valparaíso, 15 de diciembre de 2003.

JULIO CÁMARA OYARZO
Secretario