

Sector Eléctrico

● MODIFICACIONES DEL MARCO REGULATORIO





Tabla de Contenidos

| | | |
|---------|---|----|
| 1 | Objetivos de las modificaciones introducidas al DFL N° 1-1982 del Ministerio de Minería | 3 |
| 1.1 | Objetivos de la Ley Corta I | 3 |
| 1.2 | Objetivos de la Ley Corta II | 4 |
| 2 | Modificaciones introducidas por la Ley Corta I | 5 |
| 2.1 | Segmento de generación | 5 |
| 2.1.1 | Sistemas con capacidad instalada superior a 1.500 kW | 5 |
| 2.1.1.1 | Fecha de entrada en vigencia de los precios de nudo | 5 |
| 2.1.1.2 | Indexación de precios de nudo | 5 |
| 2.1.2 | Sistemas con capacidad instalada entre 1.500 kW y 200 MW (Sistemas Medianos) | 6 |
| 2.1.2.1 | Precios de nudo | 6 |
| 2.1.2.2 | Plan de expansión | 6 |
| 2.1.2.3 | Estudio de expansión | 7 |
| 2.2 | Segmento de transmisión | 8 |
| 2.2.1 | Aspectos generales..... | 9 |
| 2.2.2 | Definición de los sistemas de transmisión | 10 |
| 2.2.3 | Procesos de fijación: participantes e interesados..... | 11 |
| 2.2.4 | Sistemas de transmisión troncal | 12 |
| 2.2.4.1 | Remuneración de instalaciones existentes del sistema de transmisión troncal | 12 |
| 2.2.4.2 | Proceso de fijación del valor anual de transmisión troncal..... | 14 |
| 2.2.4.3 | Remuneración de nuevas instalaciones del sistema de transmisión troncal | 17 |
| 2.2.5 | Sistemas de subtransmisión..... | 18 |
| 2.2.5.1 | Remuneración de los sistemas de subtransmisión..... | 18 |
| 2.2.5.2 | Proceso de fijación del valor anual de los sistemas de subtransmisión | 19 |
| 2.2.6 | Sistemas de transmisión adicional | 21 |
| 2.2.7 | Interconexiones..... | 21 |
| 2.3 | Segmento de distribución | 22 |
| 2.3.1 | Transferencia de concesiones | 23 |
| 2.3.2 | Servicios de transporte (peajes de distribución)..... | 23 |
| 2.3.3 | Límite de potencia para clientes no sujetos a fijación de precios | 23 |
| 2.3.4 | Otras modificaciones en el segmento de distribución..... | 24 |
| 2.4 | Disposiciones generales..... | 24 |
| 2.4.1 | Transferencias de potencia, energía y servicios complementarios | 25 |
| 2.4.2 | Medios de generación no convencionales y medios menores a 9.000 kW | 25 |
| 2.4.3 | Panel de Expertos..... | 26 |
| 2.4.3.1 | Composición..... | 27 |
| 2.4.3.2 | Presentación de Discrepancias | 29 |
| 2.4.3.3 | Costos del Panel de Expertos..... | 29 |



| | | |
|-------|--|----|
| 3 | Modificaciones introducidas por la Ley Corta II | 31 |
| 3.1 | Licitaciones de suministros de energía | 31 |
| 3.1.1 | Características de las licitaciones | 31 |
| 3.1.2 | Precios de potencia y energía en las ofertas de suministro..... | 32 |
| 3.1.3 | Transferencia de los precios obtenidos en las licitaciones | 32 |
| 3.1.4 | Medios de generación no convencionales..... | 33 |
| 3.2 | Incentivos para reducciones e incrementos de consumo | 33 |
| 3.3 | Precios de nudo | 34 |
| 3.4 | Disposiciones transitorias | 35 |
| 3.5 | Otras modificaciones | 35 |



En el presente documento se describen las principales modificaciones introducidas al marco normativo del sector eléctrico por las leyes Nº 19.940, conocida como Ley Corta I, y Nº 20.018, conocida como Ley Corta II.

1 Objetivos de las modificaciones introducidas al DFL Nº 1-1982 del Ministerio de Minería

1.1 Objetivos de la Ley Corta I

La Ley Corta I, publicada en el Diario Oficial de fecha 13 de marzo de 2004, tuvo su origen en diversas circunstancias experimentadas en el sector eléctrico en los años previos a su promulgación, las cuales derivaron 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. Esto se tradujo en:

- Falta de interés por invertir en los sectores de generación y transmisión troncal.
- Falta de interés de parte de las generadoras por suscribir contratos a precio regulado con las empresas distribuidoras.
- Importantes instalaciones del sistema troncal en el límite de sus capacidades.
- 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 (áreas de influencia, nudos básicos).

Los objetivos fundamentales perseguidos por la Ley Corta I fueron los siguientes:

- Reactivar las inversiones en transmisión, cuya postergación representaba restricciones 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, facilitando 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.

1.2 Objetivos de la Ley Corta II

La Ley Corta II, publicada en el Diario Oficial de fecha 19 de mayo de 2005, tuvo su origen en la crisis del gas natural proveniente de Argentina, sumada a la falta de inversiones en los sistemas de generación.

Así, con la finalidad de otorgar mayor certidumbre al proceso de inversión y permitir una mayor participación de los actores, productores y consumidores en la administración de la demanda eléctrica, de modo de enfrentar mejor las contingencias que se pudieren presentar en el sector eléctrico, se definieron los siguientes objetivos específicos:

- Despejar la incertidumbre en el mercado eléctrico para el desarrollo de futuras inversiones en generación, restaurando y reforzando la seguridad de abastecimiento eléctrico para el país. Para ello, se estableció estabilidad en el mecanismo de precios de abastecimiento en el sector de clientes regulados.
- Establecer la posibilidad de que los consumidores regulados, voluntariamente y a cambio de compensaciones económicas provistas por las empresas generadoras, ayuden a administrar su propia demanda, contribuyendo con menores consumos cuando ello sea conveniente para la oferta.
- Aclarar las condiciones sobre las cuales será posible aducir caso fortuito o fuerza mayor frente a las contingencias derivadas del suministro de gas natural.



2 Modificaciones introducidas por la Ley Corta I

2.1 Segmento de generación

A continuación se presentan las principales modificaciones al marco normativo, relacionadas con el segmento de generación, introducidas por la Ley Corta I.

2.1.1 Sistemas con capacidad instalada superior a 1.500 kW

2.1.1.1 Fecha de entrada en vigencia de los precios de nudo

El Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción fijará las tarifas de nudo y las fórmulas de indexación y las publicará en el Diario Oficial a más tardar el 30 de abril y el 31 de octubre de cada año. Se entenderá que los nuevos precios de nudo entrarán en vigencia a contar del 1º de mayo o 1º de noviembre según la fijación semestral que corresponda.

Cabe destacar, que una vez vencido el período de vigencia y mientras no se publique un nuevo decreto, los precios de nudo y sus cláusulas de indexación continuarán vigentes mientras no sean fijados los nuevos precios. Debido a esto, las empresas eléctricas deberán abonar o cargar a las empresas distribuidoras y clientes regulados las diferencias producidas entre lo efectivamente facturado y lo que corresponda de acuerdo con los nuevos precios. Por su parte, las empresas distribuidoras también deberán aplicar los abonos o cargos de acuerdo a las diferencias que resulten de la aplicación de los precios de nudo que finalmente se establezcan.

Todas las reliquidaciones que sean procedentes serán reajustadas de acuerdo al interés corriente vigente a la fecha de publicación de los nuevos precios de nudo. Estas devoluciones deberán abonarse o cargarse en las boletas o facturas emitidas con posterioridad a la publicación de los precios de nudo, según lo determine el reglamento.

2.1.1.2 Precios de nudo

Para el cálculo del precio de nudo, las empresas comunicarán a la Comisión antes de 31 de marzo y 30 de septiembre de cada año, su conformidad u observaciones al informe técnico realizado por esta entidad. Conjuntamente, las empresas deberán informar la potencia, la energía, el punto de suministro correspondiente y el precio medio cobrado por las ventas a precio libre efectuadas durante los últimos cuatro meses.

La Comisión podrá aceptar o rechazar total o parcialmente las observaciones, sin embargo, los precios de nudo definitivos que ella determine no podrán diferir en más de cinco por ciento de los precios correspondientes a suministros no sometidos a fijación de precios.

Si dentro del período de vigencia se deben modificar los precios de nudo debido a una variación acumulada superior al 10%, la Comisión en un plazo máximo de 15 días a contar desde ese día,



deberá calcular y comunicar a las empresas suministradoras, los nuevos valores que resulten de aplicar la fórmula de indexación correspondiente, los cuales entrarán en vigencia a partir de la fecha de comunicación por parte de la Comisión.

Las empresas suministradoras deberán publicar los nuevos precios en un diario de circulación nacional dentro de los siguientes 15 días de la comunicación de la Comisión, y proceder a su reliquidación en la primera factura o boleta conforme la vigencia señalada en el inciso anterior.

2.1.2 Sistemas con capacidad instalada entre 1.500 kW y 200 MW (Sistemas Medianos)

2.1.2.1 Precios de nudo

Se establece que para los sistemas entre 1500 kW y 200 MW los precios de nudo se calculan sobre la base del costo incremental de desarrollo y los costos totales de largo plazo para los segmentos de generación o transmisión, diferente a lo que ocurre en los sistemas de generación con capacidad instalada igual o mayor a 200 MW, donde reflejan un promedio en el tiempo de los costos marginales de suministro a nivel generación-transporte para usuarios permanentes de muy bajo riesgo.

2.1.2.2 Plan de expansión

Para los sistemas medianos, se debe proponer el desarrollo óptimo de las inversiones de modo de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico y garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones. Se debe tener en cuenta que cuando exista más de una empresa generadora, deben operarse todas las instalaciones interconectadas en forma coordinada, de modo de garantizar el cumplimiento de los objetivos asociados a la operación de las instalaciones.

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. Los precios señalados se calculan sobre la base del costo incremental de desarrollo y del costo total de largo plazo de los segmentos según corresponda, de sistemas eficientemente dimensionados, y considerando el abastecimiento total de la demanda del sistema eléctrico.

En el caso de que las instalaciones de generación y transmisión, o una proporción de ellas mayor al 50%, pertenezcan 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.

El costo incremental de desarrollo, se define como 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 15 años. Para los efectos de lo establecido, los cálculos respectivos deberán considerar una tasa de actualización igual al 10% real anual.

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 es aquel valor anual constante requerido para cubrir los costos de explotación y de inversión, en que se incurre 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.

2.1.2.3 Estudio de expansión

Antes de un año del término del período de vigencia de los precios de generación, transmisión y distribución, (en el caso del primer estudio, debe ser antes de doce meses de la publicación de la Ley Corta I) 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. Las empresas disponen de 15 días para efectuar observaciones, las cuales la Comisión acogerá o rechazará fundadamente, y comunicará las bases definitivas antes de 11 meses del término de vigencia de los precios vigentes.

El estudio será efectuado por una empresa consultora contratada por la o las empresas que operen en el respectivo sistema y será seleccionada de una lista de empresas consultoras acordadas previamente con la Comisión.

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 del estudio, indicando los planes de expansión, los costos por segmento y las fórmulas de indexación propuestas. Recibidos los estudios, la Comisión dispondrá de un plazo de 3 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 15 días para formalizar su acuerdo o desacuerdo. En caso de no alcanzar acuerdo, la Comisión enviará los antecedentes al Panel de Expertos, el que resolverá en el plazo de 15 días.

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 15



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 Ministerio fijará las tarifas de generación y de transmisión y sus respectivas fórmulas de indexación para el período siguiente, las que deberán 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, debiéndose abonar o cargar a los usuarios 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.

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.

Cabe destacar que los planes de expansión en instalaciones de generación y transmisión que resulten de los estudios tendrán carácter de obligatorios para las empresas que operen en sistemas medianos. Las obras para el siguiente período de cuatro años deberán ser ejecutadas conforme al tipo, dimensionamiento y plazos con que ellas fueron establecidas en el señalado plan.

Se debe tener en cuenta que 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, 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, previa autorización de la Comisión. En dicho caso, no habrá efectos en tarifas.

2.2 Segmento de transmisión

A continuación se presentan las principales modificaciones al marco normativo, relacionadas con el segmento de transmisión, introducidas por la Ley Corta I.



2.2.1 Aspectos generales

- Se define el "sistema de transmisión o de transporte de electricidad" como 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 la propia ley. En cada sistema de transmisión se distinguen instalaciones del "sistema de transmisión troncal", del "sistema de subtransmisión" y del "sistema de transmisión adicional".
- La ley establece que es servicio público eléctrico el transporte de electricidad por sistema de transmisión troncal y de subtransmisión.
- Las empresas operadoras o propietarias de sistemas de transmisión troncal deben constituirse como sociedades anónimas abiertas, no pudiendo dedicarse, por sí, ni a través de personas naturales o jurídicas relacionadas, a actividades del giro de generación o distribución. El desarrollo de actividades distintas a ellas sólo podrán realizarse a través de sociedades anónimas filiales o coligadas.
- Los usuarios libres del sistema troncal o empresas de cualquier otro segmento, no pueden tener una participación individual, directa o indirecta, mayor al 8% del valor de inversión total del sistema, teniendo en cuenta que la participación conjunta de las empresas mencionadas, no puede superar el 40%. Estos porcentajes no son aplicables a los propietarios de las instalaciones construidas con anterioridad a que sean definidas como pertenecientes al sistema troncal, los que deberán constituir sociedades del 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. Sin embargo las instalaciones que se encuentren en esta situación deberán ser consideradas en el cómputo del límite del 40% señalado.
- Están sometidas a régimen de acceso abierto, todas las instalaciones de transmisión troncal y de subtransmisión, pudiendo ser utilizadas por terceros bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias.

Lo anterior significa que los propietarios no podrán negar el acceso al servicio de transporte o transmisión por motivos de capacidad técnica, sin embargo, el CDEC puede limitar las inyecciones o retiros con el fin de coordinar la operación del sistema eléctrico.

En los sistemas adicionales sólo están sometidas aquellas líneas que hagan uso de las servidumbres creadas a favor de los concesionarios de líneas de transporte y subestaciones y las que usen bienes nacionales de uso público, siempre y cuando el CDEC determine la disponibilidad de capacidad técnica de transmisión, independiente de la capacidad contratada.



2.2.2 Definición de los sistemas de transmisión

Cada *sistema de transmisión troncal* está constituido por las líneas y subestaciones económicamente eficientes y necesarias para posibilitar el abastecimiento de la totalidad de la demanda del sistema eléctrico respectivo, considerando las exigencias de calidad y seguridad de servicio establecidas en la ley, los reglamentos y las normas técnicas.

Los sistemas de transmisión troncal deben 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.
- b) Tener una tensión nominal igual o mayor a 220 kV.
- 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.

A su vez, cada *sistema de subtransmisión* está compuesto 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, que se encuentran en zonas de concesión de empresas distribuidoras

Las instalaciones de subtransmisión deben cumplir las siguientes características:

- a) No calificar como instalaciones troncales.
- 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.

Tanto las instalaciones de transmisión troncal como las de subtransmisión son determinadas mediante decreto supremo del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. Al respecto, para la primera fijación de precios de peajes en el sistema troncal, se deben considerar las instalaciones definidas en el artículo 1º transitorio de la propia Ley Corta I. Por otro lado, el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción ha publicado los decretos Nº 102, del 14 de marzo de 2005, y Nº 228, del 17 de agosto de 2005, en los cuales se incluyen las instalaciones que deben considerarse integrantes de los sistemas de subtransmisión.



Por último, los *sistemas de transmisión adicional* están constituido por las instalaciones de transmisión destinadas principalmente al suministro de energía 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 de los sistemas de transmisión troncal o de subtransmisión.

En el caso de las instalaciones de transmisión troncal y subtransmisión, el pago de este servicio queda normado, tanto para empresas que inyecten energía como para aquellas que realizan retiros, en cambio, la transmisión adicional se rige por contratos privados entre partes.

| Sistema | Propósito de las Instalaciones | Régimen tarifario |
|--|---|---------------------------------|
| Sistemas de Transmisión Troncal | Abastecimiento de la totalidad de la demanda del sistema eléctrico respectivo | Regulado |
| Sistemas de Subtransmisión | Abastecimiento exclusivo de grupos de consumidores finales libres o regulados | Regulado |
| Sistemas de Transmisión Adicional | Abastecimiento de usuarios no sometidos a regulación de precios y habilitación a generadores para inyectar su producción sin formar parte de los sistemas de transmisión troncal o de subtransmisión. | Contratos privados entre partes |

2.2.3 Procesos de fijación: participantes e interesados

Pueden participar por derecho propio en el procedimiento de fijación del valor de la transmisión por tramo troncal, las empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras y usuarios no sometidos a fijación de precios de cada sistema interconectado.

Por otra parte, en los procesos de fijación de los peajes de subtransmisión pueden participar las empresas subtransmisoras, las empresas generadoras, las empresas distribuidoras y los usuarios no sujetos a regulación de precios.

Adicionalmente, 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, la Comisión debe abrir un proceso de registro de instituciones y usuarios distintos de los participantes, los que tendrán acceso a los antecedentes y resultados del estudio.

Asimismo, por reglamento se deben establecer los medios y la forma en que la Comisión hará públicos 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 todo caso, los antecedentes que solicite la autoridad para constituir dicho registro deben estar dirigidos a acreditar la representación, el interés y la correcta identificación de cada usuario o entidad, y no pueden representar discriminación de ninguna especie.

2.2.4 Sistemas de transmisión troncal

2.2.4.1 Remuneración de instalaciones existentes del sistema de transmisión troncal

Para el cálculo del peaje, se determina el valor anual de la transmisión por tramo. Este monto está compuesto por la anualidad del valor de inversión (V.I.), equivalente a la suma de los costos de adquisición e instalación de sus componentes a valores de mercado más los costos anuales de operación, mantenimiento y administración (COMA). La anualidad del V.I., en adelante A.V.I., se calcula 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 del 10% anual.

Las empresas que correspondan deberán recaudar anualmente el valor anual de la transmisión por tramo de las instalaciones existentes. Este valor constituirá el total de su remuneración anual. Para estos efectos, la empresa deberá cobrar un peaje por tramo, equivalente al valor anual de la transmisión menos el "ingreso tarifario esperado". Este último 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.

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.

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) Al segmento de usuarios finales con potencia conectada inferior o igual a 2.000 kW se les aplica un cargo único por concepto de uso del sistema troncal, en proporción a sus consumos de energía.

A los demás usuarios finales se les aplica otro cargo único, por igual concepto, en proporción a sus consumos de energía efectuados hasta una potencia de 15.000 kW. A los consumos de energía por sobre este límite se les aplica el peaje unitario a que se refiere la letra b) siguiente.

Para determinar cada cargo único, se calculará la participación porcentual del consumo correspondiente en el total de la energía retirada por cada segmento, en la respectiva barra del sistema troncal.



Los porcentajes que resulten se aplican al pago total por energía retirada que corresponde a dicha barra, establecido en conformidad a las letras d) y e) siguientes, determinando de esta forma el aporte monetario que los consumos señalados efectúan a la remuneración del sistema troncal.

El monto de cada cargo único será equivalente a la suma de los respectivos aportes monetarios calculados, dividida por la energía total retirada por los consumos señalados.

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, por los transmisores, entre las empresas que retiran energía del sistema troncal.

- b) Los propietarios de centrales de generación eléctrica pagarán un peaje de inyección equivalente a la suma de los pagos que les corresponden en el financiamiento de los tramos incluidos en el área de influencia común y de los tramos no incluidos en dicha área.

Las empresas que efectúen retiros pagarán por cada unidad de energía un peaje unitario, y será equivalente a la suma de los pagos que correspondan en el financiamiento tanto de los tramos del área de influencia común como de los tramos del sistema troncal no incluidos, 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:
- Que entre dichos nudos se totalice al menos un setenta y cinco por ciento de la inyección total de energía del sistema;
 - Que entre dichos nudos se totalice al menos un setenta y cinco por ciento de la demanda total del sistema, y
 - 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.
- 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:
- Los propietarios de las centrales de generación eléctrica financiarán el 80% del peaje total, a prorrata del uso esperado que sus inyecciones hacen de cada tramo.



- Las empresas que efectúen retiros financiarán el veinte por ciento restante, 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 se debe simular para todos los escenarios que se puedan dar en la operación del sistema, considerando por ejemplo hidrologías y niveles de demanda, el sentido del flujo de potencia en cada tramo, por lo que el pago del peaje total se asignará de la siguiente forma:
- Cuando el sentido del flujo se dirija hacia el área de influencia común del sistema de transmisión troncal, el pago del peaje total del tramo 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.
 - 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.

Tanto el pago del peaje, como el valor anual de transmisión por tramo que recaudan las empresas de transmisión troncal, serán calculados por el respectivo CDEC. Dichos valores están basados en el uso esperado del sistema de transmisión troncal para los próximos cuatro años, y se estiman mediante modelos de simulación y de participación de flujos que cumplan las características definidas en el reglamento, y que sean previamente aprobados por la Comisión.

Cada CDEC, antes del 31 de diciembre del año en que se inicie la vigencia de un nuevo decreto de fijación, deberá hacer público y comunicar los pagos de cada empresa y 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. Cabe destacar que los pagos y el ingreso tarifario esperado deben ser contrastados anualmente con los planes de expansión del informe técnico, y serán modificados en caso de que no se cumplan.

Toda controversia deberá ser presentada antes del 31 de enero al Panel de Expertos, el cual deberá resolverla antes del 31 de marzo, previo informe de la Comisión. Una vez resuelta, deberá procederse al pago de los peajes individuales a la empresa de transmisión troncal.

2.2.4.2 Proceso de fijación del valor anual de transmisión troncal

El valor anual de la transmisión por tramo de cada sistema de transmisión troncal es fijado cada cuatro años por el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, pudiendo las empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras y usuarios no sometidos a fijación de precios participar por derecho propio en el procedimiento de fijación. El pago del estudio es responsabilidad de los interesados, los cuales a su vez, deberán proporcionar toda la información en la forma y oportunidad que lo solicite la Comisión.



El estudio de transmisión troncal, dirigido y coordinado por la Comisión, debe contemplar distintos escenarios de expansión de la generación y de interconexiones con otros sistemas eléctricos. Además, en este estudio deben considerarse instalaciones económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del respectivo sistema eléctrico en sus distintas alternativas de expansión para los siguientes cuatro años, teniendo en cuenta las condiciones básicas de seguridad y calidad de servicio establecidas en el reglamento y en las normas técnicas respectivas.

El estudio de transmisión troncal será licitado, adjudicado y supervisado 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 energía en el sistema troncal, un distribuidor y un representante de los clientes libres.

El estudio deberá realizarse dentro del plazo máximo de ocho meses a contar de la adjudicación.

Las principales etapas del proceso de fijación del valor anual son las siguientes¹:

- Para los efectos de la licitación, 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 relacionadas o aquellas cuyos ingresos, en forma individual o a través de consorcios, directa o indirectamente, hayan provenido de prestación de servicios a empresas de transmisión troncal o a compañías participantes, en un monto bruto superior al 20% anual, en los dos últimos años.

- A más tardar quince meses antes del término del período de vigencia de las tarifas de transmisión troncal, la Comisión enviará las bases técnicas y administrativas preliminares, las cuales deberán indicar las exigencias de seguridad y calidad de servicio vigentes y aplicables.

¹ Para efectos del primer estudio de costos de los sistemas troncales, la Comisión dispuso de sesenta días, contados desde la publicación de la Ley Corta I, para iniciar el primer proceso de la tarificación y expansión de la transmisión troncal. Los plazos y condiciones 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 contenidos en una resolución exenta de la Comisión.

Además, se debe considerar que el régimen de recaudación y pago por el uso de las instalaciones de transmisión troncal rige desde la fecha de publicación de la Ley Corta I. 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 deben hacer en conformidad a las normas legales que la Ley Corta I modifica y su reglamento.



Además, deberá entregar los antecedentes necesarios de modo de permitir al consultor realizar el estudio.

- Se dispone de quince días para presentar observaciones, contados a partir de la recepción de las bases. Vencido este plazo, la Comisión tiene quince días para comunicar las bases técnicas y administrativas definitivas, aceptando o rechazando fundadamente las observaciones planteadas.
- En caso de que se mantenga la controversia, cualquiera de las partes puede solicitar la opinión del Panel de Expertos en un plazo máximo de diez días contado desde la recepción de las bases técnicas definitivas. El Panel deberá resolverla 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, la Comisión deberá formalizar las bases técnicas y administrativas definitivas a través de una resolución que se publicará en un medio de amplio acceso y se comunicará a los participantes y usuarios e instituciones interesadas.
- El consultor deberá presentar los resultados del estudio en una audiencia pública convocada por la Comisión en un plazo máximo de veinte días contado desde la recepción conforme del mismo. A más tardar quince días contados desde su celebración, los participantes, usuarios e instituciones interesadas podrán realizar observaciones. Cabe destacar, que el plazo para la ejecución del estudio es de máximo de 8 meses a contar de la adjudicación de la licitación.
- Una vez concluida la audiencia, en el plazo de 45 días, la Comisión deberá elaborar un informe técnico basado en los resultados del estudio de transmisión troncal considerando todas las observaciones realizadas, el cual se comunicará dentro de los tres días siguientes al vencimiento del plazo indicado anteriormente a la Dirección de Peajes, a las empresas de transmisión troncal, a los participantes y a los usuarios e instituciones interesadas. Se dispondrá de diez días para presentar discrepancias a la Comisión, las cuales serán resueltas por el Panel de Expertos dentro de treinta días.
- Transcurrido el plazo o una vez recibida la decisión del Panel de Expertos, la Comisión tiene 15 días para remitir al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, el informe técnico o el dictamen del Panel de Expertos, de modo que pueda fijar las instalaciones del sistema troncal. El decreto debe publicarse en el Diario Oficial antes del 15 de diciembre del año en que vence el decreto vigente.

Una vez vencido el período de vigencia del decreto, los valores establecidos seguirán rigiendo mientras no se dicte el siguiente, y podrán ser reajustados por IPC previa publicación en un diario de circulación nacional efectuada con quince días de anticipación. No obstante, las empresas de transmisión troncal deberán reliquidar de acuerdo con el interés corriente vigente a la fecha de



publicación de los nuevos valores. 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.

2.2.4.3 Remuneración de nuevas instalaciones del sistema de transmisión troncal

El V.I. de instalaciones futuras que debe reflejarse en el pago del servicio de transmisión, es el que resulta de la licitación de las mismas, por lo que el valor existente en el estudio de transmisión troncal para expansiones recomendadas y establecido en el respectivo decreto, es solo referencial.

Se entenderá por nuevas líneas y subestaciones troncales todas aquellas obras calificadas como tales por el estudio de transmisión troncal o por el decreto de “expansiones del sistema de transmisión troncal” del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, en consideración a la magnitud que defina el reglamento, nuevo trazado e independencia respecto de las líneas troncales existentes.

Anualmente, la Dirección de Peajes del CDEC analizará la consistencia de las instalaciones de desarrollo y expansión del informe técnico de la CNE con los desarrollos efectivos, de modo de enviar una propuesta en donde se presenten las obras que deban realizarse para posibilitar el abastecimiento de la demanda. Se podrán considerar proyectos de transmisión troncal contemplados en el estudio o no.

La Comisión, en el plazo de 30 días contados desde la recepción de la propuesta, presentará el plan de expansión para los 12 meses siguientes. Se dispone de 10 días para presentar discrepancias al Panel de Expertos, el que emitirá su dictamen en el plazo de 30 días. Si no se presentan discrepancias, o una vez emitido el dictamen del Panel de Expertos, el Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción, dispone de 15 días para fijar las expansiones del sistema de transmisión troncal, las cuales entran en vigencia quince días después de su publicación en el Diario Oficial.

Las empresas identificadas en el decreto como responsables de realizar las obras de ampliación del sistema, están obligadas a efectuar dichas obras y operar las instalaciones de acuerdo con la ley, comunicando a la Superintendencia el inicio de las obras e instalaciones. Sin embargo, estas empresas pueden ceder a un tercero, previa comunicación a la Superintendencia y a la Comisión, el derecho a ejecutarlas y explotarlas. 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.

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 y a la Superintendencia. La cesionaria deberá reunir los requisitos 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 establecidas. 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.

Cuando dicho decreto sobre adecuaciones al plan de expansión de la transmisión troncal identifique como troncales a proyectos de líneas y subestaciones troncales nuevas, los mismos serán adjudicados, en cuanto a su ejecución y al 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.

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.

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.

Si una ampliación establecida en el decreto retrasa su entrada en operación, y si 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. El monto mensual máximo a pagar no podrá ser superior a cinco veces el valor mensual del tramo respectivo.

Los pagos por el servicio de transporte o transmisión a la empresa propietaria de las nuevas líneas de transmisión troncal se realizarán con la misma metodología definida para los pagos por el servicio en instalaciones existentes.

2.2.5 Sistemas de subtransmisión

2.2.5.1 Remuneración de los sistemas de subtransmisión

El valor anual de los sistemas de subtransmisión se basará en instalaciones económicamente adaptadas a la demanda proyectada para un período de cuatro a diez años, que minimice el costo actualizado de inversión, operación y falla, eficientemente operadas, y considerará separadamente:

- Pérdidas medias de subtransmisión en potencia y energía, y



- 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, la vida útil de cada tipo de instalación según establezca el reglamento, y la tasa de descuento del 10% anual.

El peaje por subtransmisión consiste en un precio por unidad de energía y de potencia, que, adicionados a los precios de nudo, constituirán los precios de nudo en sus respectivas barras de retiro, de manera que cubran los costos anuales de instalaciones económicamente adaptadas a la demanda más los costos de la energía y la potencia inyectada. Este cobro debe ser efectuado por las empresas propietarias, a los usuarios del sistema que transiten energía o potencia por las instalaciones.

El pago anual por el uso de sistemas de subtransmisión para centrales generadoras que inyecten directamente su producción, deberá corresponder al valor esperado que resulta de ponderar la participación de las mismas en cada tramo del sistema. Este monto será descontado de los costos anuales de inversión, operación y administración para efectos de la determinación de los peajes regulados aplicados sobre los retiros en dichos sistemas.

Para tal efecto, se considerará que en los tramos del sistema en donde la dirección de flujo sea hacia el sistema troncal, el pago se asignará a las centrales ubicadas aguas arriba del tramo. Por otro lado, 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.

2.2.5.2 Proceso de fijación del valor anual de los sistemas de subtransmisión

El cálculo será realizado por la Comisión cada cuatro años, con dos años de diferencia respecto del cálculo de VAD.

Para determinar el valor anual de los sistemas de subtransmisión, las empresas subtransmisoras deberán desarrollar estudios técnicos conforme a las bases elaboradas por la Comisión. Para esto, esta entidad, abrirá un proceso de registro de usuarios e instituciones distintas de los participantes, las cuales tendrán acceso a los antecedentes y resultados del estudio.

Las principales etapas del procedimiento establecido para la determinación del valor anual de los sistemas de subtransmisión son las siguientes²:

- Antes de trece meses del término del período de vigencia de los peajes de subtransmisión, la Comisión deberá poner en conocimiento las bases técnicas de los estudios.
- Se dispone de quince días desde su recepción para realizar observaciones.

² En la Ley Corta I se establece un plazo no superior a 15 meses, contado desde su fecha de publicación, para que la Comisión de inicio al proceso de fijación de tarifas de subtransmisión



- La Comisión acogerá o rechazará fundadamente estas observaciones y comunicará las bases técnicas definitivas dentro de los 10 días siguientes al vencimiento del plazo referido.
- En caso de mantener discrepancias, se puede solicitar la opinión del Panel de Expertos, dentro del plazo de 10 días contados desde la comunicación de las bases técnicas definitivas, el cual las deberá resolver en el plazo de 15 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 de la lista acordada con la Comisión, la cual es contratada por la o las empresas que operen en el respectivo sistema. El valor anual de los sistemas de subtransmisión y sus fórmulas de indexación se deben presentar antes de seis meses del término de la vigencia de las tarifas.
- La Comisión, en un plazo de quince días contado desde la recepción del mismo, convocará a una audiencia pública a las empresas subtransmisoras, los participantes, usuarios e instituciones interesadas, para que el consultor exponga sus resultados, los cuales pueden ser observados en el plazo de quince días contado desde su celebración.
- 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 un informe técnico que contenga las observaciones y correcciones, junto con las fórmulas tarifarias respectivas.
- En caso de discrepancias, se debe requerir intervención del Panel de Expertos dentro del plazo de 15 días, contado desde la comunicación del informe técnico, y serán dictaminadas por el Panel de Expertos dentro de los 30 días siguientes a su presentación.
- Transcurrido el plazo dispuesto para presentarse al Panel, o dado el dictamen, la Comisión dispone de 15 días para 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. El Ministerio las fijará mediante decreto supremo, el que deberá publicarse en el Diario Oficial dentro de los siguientes 15 días de recibido el informe de la Comisión.

Una vez vencido el período de vigencia del decreto de tarifas de subtransmisión y mientras no se dicte el siguiente, los valores establecidos en él y sus fórmulas de indexación seguirán rigiendo hasta la publicación del nuevo decreto. Cabe destacar que se deberá abonar o cargar a los usuarios las diferencias que se produzcan entre lo efectivamente facturado y lo que corresponda acorde a las nuevas tarifas. 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.



2.2.6 Sistemas de transmisión adicional

El transporte por sistemas adicionales se rige por los respectivos contratos entre los usuarios y los propietarios de las instalaciones, y se debe 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. En todo caso, todos los antecedentes y valores para calcular el peaje deben 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 deben reflejar los costos que éstos importan a los propietarios de los sistemas señalados.

2.2.7 Interconexiones

Interesados en desarrollar, operar o utilizar un sistema de interconexión entre sistemas eléctricos previamente establecidos, podrá, a través de un procedimiento público, convocar a un proceso de negociación abierto para determinar las características técnicas, los plazos de entrada en operación y 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 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 ley.

Las transferencias de energía se valorizan de acuerdo a los costos marginales instantáneos de cada sistema eléctrico, calculados por el organismo de coordinación de la operación o CDEC que corresponda.

Las magnitudes de potencia a considerar en las transferencias se establecen para cada sistema eléctrico, independientemente del sentido de los flujos de potencia instantánea. Cada año se debe determinar la condición de sistema exportador o importador, considerándose como sistema exportador a aquél que posea el mayor cociente entre su capacidad propia de generación y la demanda propia en horas de máxima utilización, y como sistema importador a aquél que presente el cociente menor. 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 determina igual al menor valor entre la capacidad del sistema de interconexión y la transferencia de potencia que iguala los



cuocientes 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.

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.

Sólo las empresas que hayan constituido los derechos de uso 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.

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 de la ley.

2.3 Segmento de distribución

A continuación se presentan las principales modificaciones al marco normativo, relacionadas con el segmento de distribución de energía eléctrica, introducidas por la Ley Corta I.



2.3.1 Transferencia de concesiones

Ninguna concesión de servicio público de distribución, o parte de ellas, se puede transferir sin la autorización previa del Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción, el cual debe considerar los informes realizados por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, SEC, y por la Comisión Nacional de Energía, CNE. El Ministerio está facultado para autorizar las transferencias de concesiones, aunque el informe de CNE indique la existencia de pérdidas de eficiencia, siempre y cuando ellas no se vean reflejadas en las tarifas de suministros.

Se debe entender que existen pérdidas de eficiencia cuando, producto de la transferencia de concesión, la prestación del servicio público de distribución se efectúa a un costo total anual mayor.

2.3.2 Servicios de transporte (peajes de distribución)

Las distribuidoras están obligadas a prestar el servicio de transporte, permitiendo el acceso a sus instalaciones para que terceros den suministro a usuarios no sometidos a regulación de precios ubicados dentro de su zona de concesión.

Por este hecho, al concesionario se le debe pagar un peaje igual al valor agregado de distribución vigente en la zona en que se encuentra el usuario, ajustado de modo tal, que si los clientes no regulados adquirieran su potencia y energía a los precios de nudo considerados para establecer la tarifa de los clientes sometidos a regulación de precios de la concesionaria, el precio final resultará igual al que pagarían si se les aplicara las tarifas fijadas a la referida concesionaria en dicha zona.

El Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, previo informe de la Comisión, debe fijar estos peajes en conjunto con la fijación de tarifas de distribución correspondiente.

La Comisión Nacional de Energía debía proceder a la primera determinación de los peajes antes de transcurridos tres meses contados desde la publicación de la ley, lo que finalmente se materializó mediante decretos Nº 99, de fecha 9 de marzo de 2005, y Nº 188, del 16 de junio de 2005.

2.3.3 Límite de potencia para clientes no sujetos a fijación de precios

La ley señala que los suministros para usuarios con potencia conectada superior a 500 kW pueden 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 cuatro años de permanencia en cada régimen. El cambio de opción debe ser comunicado a la concesionaria de distribución con una antelación de al menos doce meses.

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



Además, se establece que el Ministerio de Economía, previo informe del Tribunal de la Libre Competencia, puede rebajar el límite de 500 kW señalado anteriormente.

2.3.4 Otras modificaciones en el segmento de distribución

A continuación se presentan otras modificaciones al DFL N° 1-1982 del Ministerio de Minería, introducidas por la Ley Corta I, relacionadas con el segmento de distribución de energía eléctrica:

- A más tardar, dentro de los treinta días siguientes a la publicación de un decreto tarifario, la Comisión debe hacer públicos, por 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.
- Se dispone de diez días para presentarse al Panel de Expertos, en caso de que se produzcan discrepancias respecto de la resolución de la Superintendencia que informa los costos de explotación fijados. El Panel debe resolverlas en el plazo de quince días.
- En caso de no existir acuerdo entre el VNR fijado por la Superintendencia y el presentado por la concesionaria, el valor debe ser determinado por el Panel de Expertos antes del 31 de diciembre del año respectivo³.
- Las concesionarias conformadas por sociedades anónimas cerradas están 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.
- 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.

2.4 Disposiciones generales

Las siguientes disposiciones no han sido asignadas a algún segmento (generación, transmisión o distribución) en particular, por abordar a más de uno de ellos en forma simultánea.

³ El Reglamento del Panel de Expertos señala que las empresas concesionarias cuentan con quince días para la presentación de sus discrepancias relacionadas con la fijación del VNR, los cuales se deben contar desde la recepción de la resolución que fije dicho valor.



2.4.1 Transferencias de potencia, energía y servicios complementarios

Las transferencias de potencia entre empresas que poseen medios de generación operados en sincronismo con un sistema eléctrico serán valorizadas al precio de nudo de la potencia. Para estos efectos se establecerán balances por sistemas o por subsistemas.

Las transferencias de potencia comenzarán a aplicarse una vez que se encuentren implementados los servicios complementarios y en el plazo de 60 días señalado en el inciso anterior. En el plazo que medie, desde la publicación de la presente ley y hasta la vigencia dispuesta anteriormente, las transferencias de potencia deberán pagarse conforme a la metodología aplicada desde el año 2000, en cada sistema eléctrico o subsistema.

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 antes mencionadas. 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.

Todo propietario de instalaciones eléctricas que operen interconectadas entre sí debe prestar en el respectivo sistema eléctrico los servicios complementarios de que disponga. El CDEC además de valorizarlos, deberá establecer los requisitos técnicos mínimos que deberán cumplir las instalaciones. 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.

Las remuneraciones de las instalaciones pertenecientes a un sistema de transmisión troncal o a un sistema de subtransmisión que sean percibidas por concepto de servicios complementarios, no serán incluidas en el cálculo y pago de los peajes de transmisión y de subtransmisión.

2.4.2 Medios de generación no convencionales y medios menores a 9.000 kW

Los propietarios de los medios de generación conectados al sistema eléctrico respectivo cuya fuente sea no convencional, tales como geotérmica, eólica, solar, biomasa, mareomotriz, pequeñas centrales hidroeléctricas, cogeneración y otras similares determinadas fundadamente por la Comisión, cuyos excedentes de potencia suministrada al sistema sea inferior a 20.000 kW, estarán exceptuados del pago total o de una porción de los peajes por el uso que las inyecciones de esos medios de generación hacen de los sistemas de transmisión troncal:



- Los peajes a pagar serán determinados ponderando los peajes que correspondería pagar conforme a las normas generales de peajes por un factor proporcional igual al exceso por sobre 9.000 kilowatts de los excedentes de potencia suministrada al sistema dividido por 11.000 kilowatts. En caso que dichos excedentes de potencia sean inferiores a 9.000 kilowatts, el factor será nulo.
- Si la capacidad conjunta exceptuada de peajes excede el 5% de la capacidad instalada total del sistema eléctrico, los propietarios de los medios de generación señalados deberán pagar además un peaje equivalente a los montos de los peajes exceptuados en virtud de la aplicación de lo señalado anteriormente, multiplicados por un factor proporcional único igual al cociente entre el señalado excedente por sobre el 5% de la capacidad instalada total del sistema eléctrico y la capacidad conjunta exceptuada de peajes. Para estos efectos, se entiende por capacidad conjunta exceptuada de peajes a la suma de los excedentes de potencia suministrados al sistema por cada uno de los medios de generación a los que se refiere este artículo, multiplicados por la diferencia entre 1 y el factor proporcional referido.
- Los montos totales de peajes de transmisión troncal exceptuados de pago en virtud de esta aplicación, serán pagados por las demás empresas que efectúan inyecciones de energía al sistema, a prorrata de dichas inyecciones conforme a los procedimientos que para ello establezca el reglamento.

Por otra parte, 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 kW y la forma en la que se realizará el despacho y la coordinación de estas centrales por el CDEC respectivo.

Tanto las distribuidoras como aquellas empresas que posean líneas de distribución que utilicen bienes nacionales de uso público, deberán permitir la conexión a sus instalaciones de distribución correspondientes de los medios de generación cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema eléctrico no superen los 9.000 kW, sin perjuicio del cumplimiento de las exigencias de seguridad y calidad de servicio vigentes. Las obras adicionales que sean necesarias para permitir la inyección de dichos excedentes de potencia deberán ser ejecutadas por los propietarios de los sistemas de distribución correspondientes y sus costos serán de cargo de los propietarios de los medios de generación indicados. El valor de estas instalaciones adicionales no se considerará parte del valor nuevo de reemplazo de la empresa distribuidora correspondiente.

2.4.3 Panel de Expertos

La Ley Corta I crea un nuevo órgano en el sector eléctrico, el Panel de Expertos, con competencia acotada e integrado por profesionales expertos, cuya función es pronunciarse, mediante dictámenes de efecto vinculante, sobre aquellas discrepancias y conflictos que se susciten con motivo de la aplicación de la legislación eléctrica que le deben ser sometidas conforme a la Ley.



El Decreto Supremo Nº 181, del 7 de julio de 2004, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, aprobó el Reglamento del Panel de Expertos y desarrolló los procedimientos y materias necesarios para ejecutar las disposiciones contenidas en la Ley Corta I.

Serán sometidas al dictamen del Panel de Expertos las discrepancias que se produzcan en relación con:

- a) La determinación de las bases técnicas y administrativas para la realización del estudio del sistema troncal.
- b) El informe técnico basado en los resultados del estudio de transmisión troncal que le corresponde a la Comisión.
- c) Las bases de los estudios para la determinación del valor anual de los sistemas de subtransmisión.
- d) La fijación del peaje de distribución.
- e) La fijación de los peajes de subtransmisión.
- f) Las bases de los estudios para la determinación del valor anual de los sistemas eléctricos cuyo tamaño es inferior a 200 MW y superior a 1.500 kW en capacidad instalada de generación.
- g) La fijación de los precios de los servicios no consistentes en suministros de energía.
- h) La determinación de los costos de explotación para las empresas distribuidoras.
- i) La fijación del valor nuevo de reemplazo.
- j) Las discrepancias que surjan en la aplicación del régimen de acceso abierto en las líneas de los sistemas adicionales.
- k) 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, y las demás que indique la ley.
- l) En el interior de un CDEC, respecto de aquellas materias que se determinen reglamentariamente.

2.4.3.1 Composición

El Panel de Expertos esta integrado por 7 profesionales, 5 ingenieros o licenciados en ciencias económicas, nacionales o extranjeros, y 2 abogados, de amplia trayectoria profesional o académica y que acrediten, en materias técnicas, económicas o jurídicas del sector eléctrico, dominio y experiencia laboral mínima de 3 años, designados por el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, mediante concurso público de antecedentes fundado en condiciones objetivas, transparentes y no discriminatorias. El concurso público para conformar el Panel de Expertos debe también ser publicado, a lo menos, en un diario de cada región.



Los integrantes del Panel de Expertos ejercen su función por 6 años y pueden ser designados por un nuevo período, para lo cual deberán participar en el concurso señalado precedentemente. La renovación de los integrantes se efectúa parcialmente cada 3 años. Una vez constituido, el Panel elige de entre sus integrantes, al experto que lo presidirá por los siguientes 3 años.

El quórum mínimo para sesionar será de 5 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 de estar relacionado con cualquier tipo de empresa eléctrica. 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.

El Panel cuenta con un secretario abogado, cuyas principales funciones son 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.
- c) Poner en conocimiento a los integrantes del Panel, dentro de las 24 horas siguientes a su presentación, las discrepancias que se sometan al dictamen del Panel.
- d) Las demás que señale el reglamento.

El secretario abogado será designado por la Comisión Resolutiva o el Tribunal de Libre Competencia mediante un concurso público de antecedentes sujeto a las mismas condiciones establecidas para los integrantes del Panel, permanecerá 6 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, en materias jurídicas del sector eléctrico, dominio y experiencia laboral mínima de dos años. El nombramiento se efectuará mediante resolución del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

Así, por Resolución Exenta del Ministro de Economía y Energía, de fecha 15 de Julio de 2004, fueron nombrados los integrantes y el secretario abogado designados por el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia para integrar el Panel de Expertos, los siguientes profesionales:

- Sr. Ignacio Alarcón Arias, ingeniero civil electricista, por un período de 3 años.
- Sr. Guillermo Espinosa Ihnen, ingeniero civil, por un período de 6 años
- Sr. Ronald Fischer Barkan, ingeniero civil matemático, por un período de 6 años
- Sr. Alejandro Jadresic Marinovic, ingeniero civil industrial, por un período de 6 años



- Sr. Rodrigo Palma Behnke, ingeniero civil de industrias con mención en electricidad, por un período de 3 años
- Sr. Enrique Sepúlveda Rodríguez, abogado, por un período de 6 años
- Sr. Alejandro Vergara Blanco, abogado, por un período de 3 años

Además, se designó como secretario abogado al Sr. José Manuel Ojeda Rosas, por un período de 6 años

Los integrantes del Panel de Expertos procedieron, según lo establecido en la ley, a designar como Presidente al señor Alejandro Jadresic Marinovic y como subrogante del Presidente al señor Guillermo Espinosa Ihnen

2.4.3.2 Presentación de Discrepancias

La presentación de la discrepancia deberá efectuarse por escrito, en donde se expongan claramente los puntos o materias que la sustentan, sin que puedan ser adicionados, rectificadas o enmendados los antecedentes existentes al momento de surgir la discrepancia. Además, deben indicar el domicilio dentro de la ciudad de Santiago y el representante del requirente al cual deberán practicarse las notificaciones que correspondieren.

Se convocará a una sesión especial dentro de los 5 días siguientes a la presentación de la discrepancia, de modo de establecer 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 tiene de 30 días contados desde la presentación de la discrepancia para presentar el dictamen, 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 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 podrá, dentro del plazo de 10 días contado desde la notificación del dictamen, declararlo inaplicable, por el período que determine la resolución exenta.

2.4.3.3 Costos del Panel de Expertos

Los costos de funcionamiento comprenden los honorarios de los expertos y del secretario abogado, los gastos en personal administrativo y demás gastos generales. Estos costos son 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.

Corresponde a la Comisión coordinar y ejecutar las actividades necesarias para la administración de estos gastos y para el funcionamiento del Panel.

El financiamiento se efectúa en la forma que señale el reglamento, el cual considera una contribución a prorrata del valor que arroja la cuenta de activo fijo bruto al 31 de diciembre del ejercicio financiero contable inmediatamente anterior al año que debe efectuarse la contribución. En cualquier caso, los honorarios mensuales de los integrantes del Panel serán de 320 UTM, y los del secretario abogado, de 120 UTM.

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.



3 Modificaciones introducidas por la Ley Corta II

A continuación se presentan las principales modificaciones al marco normativo introducidas por la Ley Corta II.

3.1 Licitaciones de suministros de energía

Las empresas distribuidoras deberán disponer permanentemente de suministro de energía, que sumado a la capacidad propia de generación, les permita satisfacer el total del consumo proyectado de sus consumidores regulados para los próximos tres años como mínimo. Para tales efectos, deberán licitar el suministro necesario.

En todo caso, las licitaciones que las concesionarias efectúen para abastecer sus consumos regulados, no podrán incluir consumos de clientes no sometidos a regulación de precios de sus zonas de concesión.

3.1.1 Características de las licitaciones

- Las concesionarias podrán coordinarse para efectuar una licitación conjunta por la suma de los suministros individuales a contratar.
- Las bases de licitación serán elaboradas por las concesionarias y deberán ser aprobadas previamente por la Comisión. Deben especificar a lo menos: el o los puntos del sistema eléctrico en el cual se efectuará el suministro, la cantidad a licitar y el período de suministro que cubre la oferta (no puede ser superior a 15 años).
- El reglamento establecerá el porcentaje máximo de los requerimientos de energía para clientes regulados a contratar en cada contrato.
- Las exigencias deben ser homogéneas, es decir, ningún oferente podrá ofrecer calidades especiales de servicio (por ejemplo precio de la energía o puntos de compra), ni incluir otras regalías o beneficios adicionales al suministro. Cabe destacar, que el reglamento determinará los requisitos y las condiciones para ser oferente.
- Las fórmulas de indexación de los precios de energía y potencia serán definidas por la Comisión en las bases de la licitación o, si éstas lo permiten, por los oferentes.
- La distribuidora respectiva deberá informar sobre el resultado de la licitación a la Comisión a más tardar tres días después de suscribirlo por escritura pública.



3.1.2 Precios de potencia y energía en las ofertas de suministro

El precio de la potencia, durante la vigencia del contrato de suministro, será el precio fijado en el decreto de precio de nudo vigente al momento de la licitación.

En el caso de la energía, el valor máximo de las ofertas será el equivalente al límite superior de la banda de precios de mercado definida para la fijación de precios de nudo, vigente al momento de la licitación, incrementado en el 20%. En caso de que la licitación fuere declarada desierta, la concesionaria tiene 30 días para convocar a una nueva, en la cual el Consejo Directivo de la Comisión podrá acordar que el límite superior de la banda sea incrementado hasta en un 15%.

En caso de que esta nueva licitación fuere declarada desierta, la concesionaria podrá convocar a nuevas licitaciones, con el valor máximo que señalado el párrafo anterior, hasta que esté vigente el siguiente decreto de precios de nudo, momento a partir del cual el valor máximo del precio de la energía corresponderá al límite superior de la banda de precios de mercado vigente, incrementado en el 20%.

3.1.3 Transferencia de los precios obtenidos en las licitaciones

En los sistemas con capacidad Instalada de generación mayor a 1.500 kW, los concesionarios de servicio público de distribución deben traspasar a sus clientes finales sometidos a regulación de precios, los precios a nivel de generación-transporte que resultan de promediar los precios vigentes para dichos suministros conforme sus respectivos contratos. El promedio se obtendrá ponderando los precios por el volumen de suministro correspondiente.

En caso de que el precio promedio de energía de una concesionaria, determinado para la totalidad de su zona de concesión, sobrepase en más de un 5% el promedio ponderado del precio de energía calculado para todas las concesionarias del sistema eléctrico, el precio promedio de la concesionaria respectiva debe ajustarse de modo de suprimir dicho exceso, el que es absorbido en los precios promedio de los concesionarios del sistema, a prorrata de las respectivas energías suministradas para clientes regulados. Para efectos de la comparación señalada, los precios promedio deberán referirse a una misma subestación del sistema eléctrico.

Las reliquidaciones entre empresas concesionarias son calculadas por la Dirección de Peajes del CDEC respectivo, las cuales no afectan la obligación del concesionario respectivo de pagar a su suministrador el precio de la energía y potencia recibida.

Los precios promedio que los concesionarios de servicio público de distribución deben traspasar a sus clientes son fijados mediante decreto del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, previo informe de la Comisión. Dichos decretos serán dictados en las siguientes oportunidades:

- a) Con motivo de las fijaciones de precios.



- b) Con ocasión de la entrada en vigencia de algún contrato de suministro licitado.
- c) Cuando se indexe algún precio contenido en un contrato de suministro vigente

3.1.4 Medios de generación no convencionales

Sin perjuicio del derecho a ofertar en las licitaciones de suministro de energía, en las condiciones que establezcan las respectivas bases, los propietarios de los medios de generación conectados al sistema eléctrico respectivo cuya fuente sea no convencional, tales como geotérmica, eólica, solar, biomasa, mareomotriz, pequeñas centrales hidroeléctricas, cogeneración y otras similares determinadas fundamentalmente por la Comisión, cuyos excedentes de potencia suministrada al sistema sea inferior a 20.000 kW, tienen derecho a suministrar a los concesionarios de distribución, a los precios a nivel de generación-transporte que resultan de promediar los precios vigentes, hasta el 5% del total de la demanda destinada a clientes regulados.

3.2 Incentivos para reducciones e incrementos de consumo

Los generadores que suministren energía a consumidores regulados con potencia conectada final igual o superior a 500 kW, pueden convenir con éstos, reducciones o aumentos temporales de sus consumos, las que se imputarán a los suministros comprometidos por el respectivo generador.

Asimismo, los generadores, en forma directa o a través de las empresas concesionarias de servicio público de distribución, pueden ofrecer y/o convenir con los consumidores de menos de 500 kW, reducciones o aumentos temporales de consumo, las que se imputarán a los suministros comprometidos por el respectivo generador.

Las ofertas deben formularse en términos no discriminatorios, transparentes, precisando el período de tiempo por el que se ofrecen las condiciones propuestas y la forma, mecanismo y periodicidad de los incentivos que se otorgarán por las reducciones o aumentos de consumo, y contendrán las demás especificaciones que señale la Comisión.

Si dichas ofertas se formulan a través de empresas distribuidoras, estas últimas deben trasmitirla a sus consumidores, en la forma y dentro del plazo que determine la Comisión, sin que puedan incorporarles ningún elemento o condición adicional a las establecidas por el generador. Dichos mecanismos no podrán contener condiciones o cláusulas que graven, multen o perjudiquen a los consumidores.

Los costos relacionados con la implementación del sistema de incentivos a reducciones o aumentos de consumo serán de cargo del generador.



3.3 Precios de nudo

Los precios de nudo definitivos de energía y potencia que la Comisión determina deben ser tales que el Precio Medio Teórico se encuentre dentro de la Banda de Precios de Mercado descrita mas adelante. El procedimiento de determinación y comparación de los Precios Medios de Mercado y Teórico es el siguiente:

- a) A partir de los precios medios informados por las empresas, se calcula el Precio Medio de Mercado, el cual corresponde al cociente entre la suma de las facturaciones efectuadas por todos los suministros de energía y potencia a clientes libres y distribuidoras, y el total de la energía asociada a dichos suministros, ambas ocurridas en el período de cuatro meses que culmina en el mes anterior al de la fijación de los precios de nudo.
- b) A partir de la energía y potencia de los suministros efectuados a clientes libres y distribuidoras se determina el Precio Medio Teórico, calculado como el cociente entre la facturación teórica, que resulta de valorar los suministros señalados a los precios de nudo de energía y potencia determinados por la Comisión, incluidos los cargos destinados a remunerar el sistema de transmisión troncal en sus respectivos puntos de suministro y nivel de tensión, y el total de la energía asociada a estos suministros, ambas en el período de cuatro meses señalado anteriormente.
- c) Si el Precio Medio Teórico se encuentra dentro de la Banda de Precios de Mercado, los precios de nudo determinados previamente por la Comisión serán aceptados. En caso contrario, la Comisión deberá multiplicar todos los precios de nudo, sólo en su componente de energía, por un coeficiente único, de modo de alcanzar el límite más próximo, superior o inferior de la Banda de Precios de Mercado.

Los límites de la Banda de Precios de Mercado se calcularán de acuerdo a lo siguiente:

1. A partir de los precios básicos de energía y potencia calculados por la Comisión, se calculará un precio medio, denominado Precio Medio Básico.
2. Si la diferencia entre el Precio Medio Básico y el Precio Medio de Mercado es inferior a 30%, la Banda de Precios de Mercado será igual al 5%, respecto del Precio de Mercado.
3. Si la diferencia entre el Precio Medio Básico y el Precio Medio de Mercado es igual o superior a 30% e inferior a 80%, la Banda de Precios de Mercado será igual a las dos quintas partes de la diferencia porcentual entre ambos precios medios, menos el 2%.
4. Si la diferencia entre el Precio Medio Básico y el Precio de Mercado es igual o superior a 80%, la Banda de Precios de Mercado será igual a 30%.



Adicionalmente, en el cálculo de precio de nudo se debe incorporar un porcentaje de los mayores costos en que incurra el sistema eléctrico por planes de seguridad de abastecimiento requeridos al CDEC por la Comisión, previo acuerdo de su Consejo Directivo.

El reglamento establecerá las condiciones para que se dé el carácter excepcional de cálculo de dicho porcentaje, el que corresponderá a la proporción del consumo regulado a precio de nudo en relación al consumo total, y a las reliquidaciones necesarias para asegurar la recaudación por parte de las empresas generadoras que incurrieron en costos adicionales por planes de seguridad, asegurando que no existan dobles pagos por parte de los usuarios.

3.4 Disposiciones transitorias

En el período que medie entre la fecha de entrada en vigencia de la Ley Corta II y el 31 de diciembre de 2008, las empresas generadoras recibirán el precio de nudo vigente más un abono o cargo como resultado de la diferencia entre el costo marginal y el precio de nudo vigente, a causa de los suministros sometidos a regulación de precios no cubiertos por contratos.

Las diferencias positivas o negativas que se produzcan serán determinadas con ocasión de la vigencia del decreto de precio de nudo y absorbidas por el total de los consumidores regulados del sistema eléctrico, en proporción a sus consumos de energía. Los procedimientos para la determinación de los cargos o abonos a que da lugar este ajuste los aplicará la Dirección de Peajes del CDEC respectivo y serán determinados mediante resolución exenta de la Comisión Nacional de Energía.

En todo caso, el traspaso que resulte de las diferencias señaladas no puede ser ni superior ni inferior en un 20% del precio de nudo. En caso que el aumento o rebaja de 20% no fuera suficiente para cubrir las diferencias positivas o negativas señaladas en el inciso anterior, se incorporarán estos cargos o abonos remanentes, debidamente actualizados, en el siguiente cálculo de estas diferencias. Los suministros cuyos respectivos contratos se hubiesen suscrito antes del 31 de diciembre de 2004 y que terminen dentro del lapso señalado en el inciso primero se someterán al mecanismo señalado este artículo, siempre que el término del contrato se produzca por la expiración del plazo pactado expresamente en él.

El Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, previo informe fundado de la Comisión Nacional de Energía que considere las condiciones de oferta del mercado eléctrico, podrá prorrogar por una única vez y hasta el 31 de diciembre de 2009, el plazo señalado anteriormente.

3.5 Otras modificaciones

- Se elimina como causal de fuerza las fallas de centrales a consecuencia de restricciones totales o parciales de gas natural provenientes de gasoductos internacionales.
- Se define Centro de Despacho Económico de Carga o CDEC como el organismo encargado de determinar la operación del conjunto de instalaciones de un sistema eléctrico interconectadas



entre sí, que permite generar, transportar y distribuir energía eléctrica, de modo que el costo del abastecimiento eléctrico del sistema sea el mínimo posible, compatible con una confiabilidad prefijada.

Cada CDEC debe contar con un Directorio compuesto por las empresas generadoras y transmisoras troncales y de subtransmisión y por un representante de los clientes libres del respectivo sistema. En cada CDEC, debe existir, al menos, una Dirección de Operación y una Dirección de Peajes.

Los Directores de cada Dirección serán nombrados y podrán ser removidos antes del término de su período, por los dos tercios del Directorio y durarán en su cargo cuatro años, pudiendo ser reelegidos por dos tercios, sólo por un período más. El financiamiento de cada CDEC será de cargo de sus integrantes, conforme lo determine el reglamento. El presupuesto anual de cada CDEC será informado favorablemente por la Comisión, en forma previa a su ejecución.