

**PROYECTO DE LEY, EN SEGUNDO TRÁMITE CONSTITUCIONAL, QUE PERFECCIONA LOS SISTEMAS MEDIANOS EN LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS. BOLETÍN N°16.627-08.**

TEXTO LEGAL VIGENTE	TEXTO APROBADO POR LA COMISIÓN DE MINERÍA Y ENERGÍA <sup>1</sup>
<p>DECRETO CON FUERZA DE LEY N° 4/20.018, DE 2006, DEL MINISTERIO DE ECONOMÍA, FOMENTO Y RECONSTRUCCIÓN, QUE FIJA TEXTO REFUNDIDO, COORDINADO Y SISTEMATIZADO DEL DECRETO CON FUERZA DE LEY N° 1, DE MINERÍA, DE 1982, LEY GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS, EN MATERIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA</p>	<p align="center">PROYECTO DE LEY</p> <p>“Artículo único.- Introdúcense las siguientes modificaciones en el decreto con fuerza de ley N° 4/20.018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado del decreto con fuerza de ley N° 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica:</p>
<p>Artículo 8 ter.- Las empresas concesionarias de servicio público de distribución deberán constituirse como sociedades anónimas abiertas o cerradas sujetas a las obligaciones de información y publicidad a que se refiere el inciso séptimo del artículo 2 de la ley N° 18.046 y a las normas sobre operaciones entre partes relacionadas del Título XVI de la misma ley. Asimismo, deberán tener giro exclusivo de distribución de energía eléctrica.</p> <p>Por su parte, las empresas concesionarias de distribución (—) que estén constituidas de acuerdo a lo establecido en el decreto con fuerza de ley N° 5, de 2003, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, en adelante "cooperativas", que además de prestar el servicio público de distribución de energía eléctrica desarrollen otras actividades que comprendan giros distintos del señalado, estarán obligadas, para los efectos de esta ley, a llevar una contabilidad separada respecto de las actividades que comprendan en cualquier forma el giro de distribución de energía eléctrica. Se entenderá por contabilidad separada aquella que mediante libros de contabilidad, cuentas, registros y documentación fidedigna permita establecer en forma diferenciada los resultados de la gestión económica desarrollada dentro del giro de distribución de energía eléctrica.</p>	<p>1. Incorpórase en el inciso segundo del artículo 8 ter, a continuación de la expresión “empresas concesionarias de distribución”, la siguiente frase: “que operen únicamente en los sistemas medianos, en los sistemas aislados para pequeños consumidores y aquellas”.</p>
	<p>2. Incorpóranse, a continuación del artículo 10°, el siguiente Título I bis, y los artículos 10-1, 10-2, 10-3, 10-4, 10-5 y 10-6, que lo componen:</p>
<p align="center">(—)</p>	<p align="center">“Título I bis De los sistemas eléctricos y su categorización</p>
<p>(—)</p>	<p>Artículo 10-1.- Definición de sistema eléctrico nacional. Es el sistema eléctrico interconectado único, destinado a cubrir la mayor parte de la demanda de clientes</p>

<sup>1</sup> Texto idéntico al aprobado por la Cámara de Diputadas y Diputados en primer trámite constitucional.

TEXTO LEGAL VIGENTE	TEXTO APROBADO POR LA COMISIÓN DE MINERÍA Y ENERGÍA
(—)	<p>regulados y libres del país y que permite conformar un mercado eléctrico común.</p> <p>Artículo 10-2.- Definición de sistema mediano. Es el sistema eléctrico con capacidad instalada de generación superior a 1500 kilowatts, que se encuentra desconectado del sistema eléctrico nacional, y está destinado a suministrar energía a clientes libres y regulados, para el cual se establecen estándares regulatorios y normativos específicos, de acuerdo al inciso tercero del artículo 173.</p>
(—)	<p>Artículo 10-3.- Definición de sistema aislado para pequeños consumidores. Es el sistema eléctrico con capacidad instalada de generación inferior o igual a 1.500 kilowatts, que se encuentra desconectado del sistema eléctrico nacional, y está destinado esencialmente a suministrar electricidad para actividades domiciliarias o comerciales de localidades que, por su ubicación, nivel de demanda u otras características particulares no resulta pertinente ni favorable someterlos a los estándares normativos de un sistema mediano.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, en caso de que estos sistemas superen la capacidad instalada de generación indicada en el inciso anterior, se mantendrán en dicha categoría mientras la Comisión establezca el plan señalado en el artículo 10-6 y éste se encuentre en ejecución.</p>
(—)	<p>Artículo 10-4.- Definición de sistema para procesos productivos. Es el sistema eléctrico destinado esencialmente a abastecer los consumos asociados a la producción de bienes y productos. Estos sistemas no necesariamente se encuentran interconectados al sistema eléctrico nacional o a un sistema mediano, pero su interconexión con éstos últimos podrá habilitarse a través de la solicitud de uso de acceso abierto o mediante el proceso de planificación, conforme a las disposiciones reglamentarias aplicables.</p>
(—)	<p>Artículo 10-5.- Categorización de sistemas eléctricos. Los sistemas eléctricos que no se encuentren interconectados al sistema eléctrico nacional serán categorizados por la Comisión como sistema mediano, sistema aislado para pequeños consumidores o sistema para procesos productivos, de acuerdo a las características establecidas en los artículos 10-2, 10-3 y 10-4, y en conformidad a lo que establezca el reglamento y demás normativa vigente.</p> <p>Cada cinco años la Comisión, mediante un proceso transparente, público y participativo, categorizará los sistemas eléctricos que hay en el país que no se encuentren interconectados al sistema eléctrico nacional. Finalizado este proceso,</p>

TEXTO LEGAL VIGENTE	TEXTO APROBADO POR LA COMISIÓN DE MINERÍA Y ENERGÍA
	<p>la Comisión dictará una resolución exenta que establecerá, fundadamente, la categorización respectiva.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, la resolución exenta indicada en el inciso precedente podrá ser actualizada en caso de que la Comisión lo determine de manera fundada.</p> <p>Los plazos, condiciones, etapas y demás requisitos del proceso de categorización de los sistemas eléctricos y su actualización, cuando corresponda, serán establecidos en el reglamento, junto con los criterios y otras consideraciones necesarias para llevar adelante el proceso.</p>
<p>(—)</p>	<p>Artículo 10-6.- Cambio de categorización de un sistema eléctrico. Si un sistema eléctrico cambia de categorización en virtud del proceso descrito en el artículo anterior deberá cumplir con los requerimientos que exija la regulación de la nueva categorización de forma progresiva, de acuerdo al plan que para tal efecto establezca la Comisión.</p> <p>El reglamento regulará las materias necesarias para la debida implementación del presente artículo.”.</p>
	<p>3.En el artículo 72°-1:</p>
<p>Artículo 72°-1.- Principios de la Coordinación de la Operación. La operación de las instalaciones eléctricas que operen interconectadas entre sí, deberá coordinarse con el fin de:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1.- Preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico;</li> <li>2.- Garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico, y</li> <li>3.- Garantizar el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión, en conformidad a esta ley.</li> </ol> <p><b>Esta coordinación deberá efectuarse a través del Coordinador, de acuerdo a las normas técnicas que determinen la Comisión, la presente ley y la reglamentación pertinente.</b></p>	<p>a) Reemplázanse los incisos segundo y tercero por los siguientes:</p> <p>“En el caso del sistema eléctrico nacional esta coordinación deberá efectuarse a través del Coordinador, de acuerdo con las normas técnicas que determinen la Comisión, la presente ley y la reglamentación pertinente.</p>

TEXTO LEGAL VIGENTE	TEXTO APROBADO POR LA COMISIÓN DE MINERÍA Y ENERGÍA
<p><b>Adicionalmente, el Coordinador deberá realizar la programación de la operación de los sistemas medianos en que exista más de una empresa generadora, conforme a la ley, el reglamento y las normas técnicas. Dichas empresas deberán sujetarse a esta programación del Coordinador.</b></p>	<p>En el caso de los sistemas medianos, la coordinación de las instalaciones deberá realizarse entre las empresas que operan en cada uno de los sistemas de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 173 bis. Sin perjuicio de lo anterior, el Coordinador deberá realizar la programación de la operación de los sistemas medianos en que haya más de una empresa generadora, conforme a la ley, el reglamento y las normas técnicas. En dicho caso, las empresas que operan estos sistemas medianos deberán sujetarse a la programación que realice el Coordinador y deberán proporcionarle toda la información que para tal efecto les requiera.”.</p>
<p>El Coordinador sólo podrá operar directamente las instalaciones sistémicas de control, comunicación y monitoreo necesarias para la coordinación del <b>sistema eléctrico</b>.</p>	<p>b. Reemplázase en el inciso cuarto la expresión “sistema eléctrico” por “sistema eléctrico nacional”.</p>
<p>Artículo 72°-10.- Monitoreo de la Competencia en el Sector Eléctrico. Con el objetivo de garantizar los principios de la coordinación del sistema eléctrico, establecidos en el artículo 72°-1, el Coordinador monitoreará permanentemente las condiciones de competencia existentes en el mercado eléctrico (—).</p> <p>En caso de detectar indicios de actuaciones que podrían llegar a ser constitutivas de atentados contra la libre competencia, conforme las normas del Decreto con Fuerza de Ley N°1, del año 2004, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, el Coordinador deberá ponerlas en conocimiento de la Fiscalía Nacional Económica o de las autoridades que corresponda.</p>	<p>4. Intercálase en el inciso primero del artículo 72°-10, entre la expresión “mercado eléctrico” y el punto y aparte, la siguiente frase: “, tanto en el sistema eléctrico nacional como en los sistemas medianos”.</p>
<p>Artículo 83°.- Planificación Energética. Cada cinco años, el Ministerio de Energía deberá desarrollar un proceso de planificación energética de largo plazo, para los distintos escenarios energéticos de expansión de la generación y del consumo, en un horizonte de al menos treinta años (—).</p>	<p>5. En el artículo 83°:</p> <p>a) Intercálase en el inciso primero, entre la expresión “treinta años” y el punto y aparte, la siguiente frase: “, respecto al sistema eléctrico nacional y a los sistemas medianos”.</p>
<p>El proceso de planificación energética deberá incluir (—) escenarios de proyección de oferta y demanda energética y en particular eléctrica, <b>considerando</b> la identificación de polos de desarrollo de generación, generación distribuida, intercambios internacionales de energía, políticas medio ambientales que tengan incidencia y objetivos de eficiencia energética entre otros, elaborando sus posibles escenarios de desarrollo. Asimismo, la planificación deberá considerar dentro de sus análisis los planes estratégicos con los que cuenten las regiones en materia de energía. Anualmente, el Ministerio podrá actualizar la proyección de la</p>	<p>b) En el inciso segundo:</p> <p>i. Incorpórase, a continuación de la frase “El proceso de planificación energética deberá incluir”, la siguiente: “, según corresponda,”.</p> <p>ii. Reemplázase la palabra “considerando” por la frase “de acuerdo a las especificidades del sistema eléctrico nacional y de los sistemas medianos,”.</p>

TEXTO LEGAL VIGENTE	TEXTO APROBADO POR LA COMISIÓN DE MINERÍA Y ENERGÍA
<p>demanda, los escenarios macroeconómicos, y los demás antecedentes considerados en los escenarios definidos en el decreto a que hace referencia el artículo 86°.</p> <p>Por razones fundadas el Ministerio de Energía podrá desarrollar el proceso de planificación energética antes del vencimiento del plazo señalado en el inciso primero.</p> <p>El reglamento establecerá el procedimiento y las demás materias necesarias para la implementación eficaz del presente artículo.</p>	
<p>(—)</p>	<p>6. Incorpórase, a continuación del artículo 84°, el siguiente artículo 84 bis:</p> <p>“Artículo 84 bis.- Planes estratégicos de energía en regiones. El Ministerio de Energía deberá dictar los planes estratégicos de energía para cada una de las regiones del país. Estos planes son instrumentos que orientan el desarrollo energético de la región, con un enfoque territorial, y que deben ser considerados en los análisis de los distintos instrumentos del proceso de planificación energética de largo plazo definido en el artículo 83°.</p> <p>Los planes estratégicos de energía aplicarán la evaluación ambiental estratégica, conforme a lo establecido en el Párrafo 1° bis del Título II de la ley N° 19.300, sobre Bases Generales del Medio Ambiente.</p> <p>Previo a la aprobación de cada plan, se requerirá el informe del Comité Regional de Cambio Climático respectivo, el que deberá pronunciarse sobre la coherencia de aquél con los instrumentos de gestión del cambio climático correspondientes. El informe se deberá evacuar dentro del plazo de treinta días, contado desde la recepción de la solicitud. Transcurrido dicho plazo, sin que se haya emitido el informe, el Ministerio de Energía podrá continuar con la tramitación del plan respectivo.</p> <p>El reglamento establecerá el procedimiento, contenidos y materias necesarias para el desarrollo de los planes estratégicos de energía en regiones.”.</p>
<p>Artículo 85°.- Definición de Polos de Desarrollo de Generación Eléctrica. En la planificación energética de largo plazo, el Ministerio deberá identificar las áreas</p>	

TEXTO LEGAL VIGENTE	TEXTO APROBADO POR LA COMISIÓN DE MINERÍA Y ENERGÍA
<p>donde pueden existir polos de desarrollo de generación eléctrica, en adelante polos de desarrollo.</p> <p>Se entenderá por polos de desarrollo a aquellas zonas territorialmente identificables en el país, <b>ubicadas en las regiones en las que se emplaza el Sistema Eléctrico Nacional</b>, donde existen recursos para la producción de energía eléctrica proveniente de energías renovables, cuyo aprovechamiento, utilizando un único sistema de transmisión, resulta de interés público por ser eficiente económicamente para el suministro eléctrico, debiendo cumplir con la legislación ambiental y de ordenamiento territorial. La identificación de las referidas zonas tendrá en consideración el cumplimiento de la obligación establecida en el artículo 150° bis, esto es, que una cantidad de energía equivalente al 20% de los retiros totales afectos en cada año calendario, haya sido inyectada al sistema eléctrico por medios de generación renovables no convencionales.</p> <p>El Ministerio deberá elaborar un Informe Técnico por cada polo de desarrollo, que especifique una o más zonas que cumplan con lo prescrito en el inciso anterior, distinguiendo cada tipo de fuente de generación. Para estos efectos y antes de la emisión del señalado informe, el Ministerio deberá realizar una evaluación ambiental estratégica en cada provincia o provincias donde se encuentren uno o más polos de desarrollo, conforme a lo establecido en el Párrafo 1° bis del Título II de la ley N°19.300, sobre Bases Generales del Medio Ambiente.</p> <p>El reglamento establecerá los criterios y aspectos metodológicos a ser considerados en la identificación de los polos de desarrollo.</p>	<p>7. Elimínase en el inciso segundo del artículo 85° la siguiente frase: “, ubicadas en las regiones en las que se emplaza el Sistema Eléctrico Nacional,”.</p>
<p>Artículo 130°.- La calidad de servicio de las empresas distribuidoras de servicio público que operen en <b>sistemas cuyo tamaño es superior a 1.500 kilowatts en capacidad instalada de generación</b>, en cuanto a tensión, frecuencia, disponibilidad y otros, corresponderá a estándares normales con límites máximos de variación que serán los que determinen <b>los reglamentos</b>.</p>	<p>8. En el artículo 130°:</p> <p>a) En el inciso primero:</p> <p>i. Sustitúyese la frase “sistemas cuyo tamaño es superior a 1.500 kilowatts en capacidad instalada de generación,” por “el sistema eléctrico nacional y en los sistemas medianos,”.</p> <p>ii. Reemplázase la expresión “los reglamentos” por la frase “el reglamento y las correspondientes normas técnicas”.</p>

TEXTO LEGAL VIGENTE	TEXTO APROBADO POR LA COMISIÓN DE MINERÍA Y ENERGÍA
<p>En los <b>sistemas cuyo tamaño es inferior o igual a 1.500 kilowatts en capacidad instalada de generación</b>, la calidad de servicio será establecida de común acuerdo entre el concesionario y la Municipalidad respectiva, según lo señalado en el artículo 201°.</p> <p>Los usuarios no podrán exigir calidades especiales de servicio por sobre los estándares que se establezcan a los precios fijados, siendo de la exclusiva responsabilidad de aquéllos que lo requieran el adoptar las medidas necesarias para lograrlas.</p>	<p>b) Reemplázase en el inciso segundo la frase “sistemas cuyo tamaño es inferior o igual a 1.500 kilowatts en capacidad instalada de generación” por “sistemas aislados para pequeños consumidores”.</p>
<p>Artículo 147°.- Están sujetos a fijación de precios los suministros de energía eléctrica y los servicios que a continuación se indican:</p> <p>1.- Los suministros a usuarios finales cuya potencia conectada es inferior o igual a 5.000 kilowatts, ubicados en zonas de concesión de servicio público de distribución o que se conecten mediante líneas de su propiedad o de terceros a las instalaciones de distribución de la respectiva concesionaria;</p> <p>2.- Los suministros a usuarios finales de potencia conectada inferior o igual a 5.000 kilowatts, efectuados desde instalaciones de generación o transporte de una empresa eléctrica, en <b>sistemas eléctricos de tamaño superior a 1.500 kilowatts en capacidad instalada de generación</b>;</p>	<p>9. En el inciso primero del artículo 147°:</p> <p>a) Reemplázase en el numeral 2 la frase “sistemas eléctricos de tamaño superior a 1.500 kilowatts en capacidad instalada de generación” por “el sistema eléctrico nacional y en los sistemas medianos”.</p>
<p>3.- Los suministros que se efectúen a empresas eléctricas que no dispongan de generación propia, en la proporción en que estas últimas efectúen a su vez suministros sometidos a fijación de precios. Lo anterior cuando se trate de <b>sistemas eléctricos de tamaño superior a 1.500 kilowatts en capacidad instalada de generación</b>, y</p> <p>4.- Los servicios no consistentes en suministros de energía, prestados por las empresas sean o no concesionarias de servicio público que, mediante resolución del Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, dictada a solicitud de la Superintendencia o de cualquier interesado, sean expresamente calificados como sujetos a fijación de precios, en consideración a que las condiciones existentes en el mercado no son suficientes para garantizar un régimen de libertad tarifaria.</p>	<p>b) Reemplázase en el numeral 3 la frase “de sistemas eléctricos de tamaño superior a 1.500 kilowatts en capacidad instalada de generación” por “del sistema eléctrico nacional y en los sistemas medianos”.</p>

TEXTO LEGAL VIGENTE	TEXTO APROBADO POR LA COMISIÓN DE MINERÍA Y ENERGÍA
<p>Para efectos de aplicar el límite señalado en los números 1 y 2, no podrá existir más de un empalme asociado a un suministro de un usuario final cuando sus instalaciones interiores se encuentren eléctricamente interconectadas.</p> <p>No obstante, los suministros a que se refieren los números 1 y 2 anteriores podrán ser contratados a precios libres cuando ocurra alguna de las circunstancias siguientes:</p> <p>a) Cuando se trate de servicio por menos de doce meses;</p> <p>b) Cuando se trate de calidades especiales de servicio a que se refiere el inciso segundo del artículo 130°;</p> <p>c) Cuando el momento de carga del cliente respecto de la subestación de distribución primaria sea superior a 20 megawatts-kilómetro, y</p> <p>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.</p> <p>El Ministerio de Energía podrá rebajar el límite de 500 kilowatts indicado en esta letra, previo informe del Tribunal de Defensa de la Libre Competencia.</p>	
<p>Artículo 149 ter.- Los remanentes de inyecciones de energía valorizados conforme a lo indicado en el artículo precedente que, transcurrido el plazo señalado en el contrato, no hayan podido ser descontados de los cargos de las facturaciones correspondientes, podrán, a voluntad del cliente, ser descontados de los cargos por suministro eléctrico correspondientes a inmuebles o instalaciones de propiedad del mismo cliente, conectadas a las redes de distribución del mismo concesionario de servicio público de distribución. El reglamento determinará el procedimiento y los requerimientos para acreditar la propiedad de un inmueble o instalación para los fines establecidos en el presente inciso.</p> <p>No obstante lo anterior, los clientes podrán optar a recibir un pago por parte de la</p>	

TEXTO LEGAL VIGENTE	TEXTO APROBADO POR LA COMISIÓN DE MINERÍA Y ENERGÍA
<p>empresa distribuidora por los remanentes de inyecciones de energía valorizados conforme a lo indicado en el artículo precedente que, transcurrido el plazo señalado en el contrato, no hayan podido ser descontados de los cargos de las facturaciones correspondientes, siempre que se cumplan las siguientes condiciones copulativas:</p> <p>a) Que los remanentes no provengan de un equipamiento de generación eléctrica o sistema de almacenamiento asociado a un inmueble o instalación vinculada a las disposiciones establecidas en el inciso segundo del artículo 149 bis.</p> <p>b) Que los remanentes no provengan de un equipamiento de generación eléctrica o sistema de almacenamiento asociado a un inmueble o instalación vinculada al mecanismo señalado en el inciso primero del presente artículo, salvo que estos inmuebles o instalaciones pertenezcan a una persona jurídica sin fines de lucro.</p> <p>c) Que el equipamiento de generación eléctrica o sistema de almacenamiento haya sido dimensionado para que, en condiciones normales de funcionamiento y en una base de tiempo anual, sus inyecciones de energía no produzcan remanentes que no puedan ser descontados de las facturaciones del o los inmuebles o instalaciones a los que éste se encuentre asociado, de acuerdo al procedimiento y los requisitos que establezca el reglamento.</p> <p>d) Que los remanentes no tengan su origen en incrementos en la capacidad de generación que no hayan cumplido con la condición anterior.</p> <p>En el caso que los remanentes tengan su origen en equipamiento de generación o sistema de almacenamiento correspondientes a inmuebles o instalaciones de clientes residenciales con potencia conectada inferior o igual a 20 kW o de personas jurídicas sin fines de lucro con potencia conectada inferior o igual a 50 kW, no será necesario cumplir con las exigencias de los literales c) y d) para que el cliente pueda optar al pago mencionado en el inciso anterior.</p> <p>El reglamento establecerá la manera de acreditar el cumplimiento de los requisitos anteriores, junto con la información que deberá utilizarse para este fin y los mecanismos de actualización de la misma.</p>	

TEXTO LEGAL VIGENTE	TEXTO APROBADO POR LA COMISIÓN DE MINERÍA Y ENERGÍA
<p>En caso de que sea necesario realizar mediciones de consumos o generación del cliente, éstas deberán ser ejecutadas de acuerdo con la normativa vigente por la empresa distribuidora, con cargo al solicitante, en las condiciones que se definan en el reglamento.</p> <p>Para los efectos del pago, la concesionaria deberá remitir al cliente un documento nominativo representativo de las obligaciones de dinero emanadas de las inyecciones no descontadas, salvo que dicho cliente haya optado por otro mecanismo de pago en el contrato respectivo.</p> <p>Los remanentes, debidamente reajustados de acuerdo al índice de precios al consumidor, que tras cinco años desde el año calendario en que fueron generados por el usuario aún no hayan podido ser descontados de los cargos de suministro de la facturación correspondiente o pagados al mismo, deberán ser informados por las empresas distribuidoras a la Comisión y al usuario que los hubiere generado, de acuerdo a los procedimientos, plazos y formatos establecidos en el reglamento. Estos remanentes serán utilizados en la comuna donde se emplaza el equipamiento de generación o sistema de almacenamiento para la determinación de los cargos y descuentos a los que se refieren el inciso cuarto del artículo 157. En el caso de los <b>sistemas eléctricos cuya capacidad instalada de generación sea inferior a 200 megawatts y superior a 1.500 kilowatts</b>, los remanentes antes señalados deberán ser incorporados en las tarifas traspasables a cliente final con la periodicidad y forma que determine el reglamento.</p>	<p>10. Sustitúyese en el inciso final del artículo 149° ter la frase “sistemas eléctricos cuya capacidad instalada de generación sea inferior a 200 megawatts y superior a 1.500 kilowatts,” por “sistemas medianos,”.</p>
<p>Artículo 149 quáter.- Sin perjuicio de lo establecido en los artículos anteriores, la energía que los clientes finales inyecten por medios de generación renovables no convencionales de acuerdo al artículo 149 bis, podrá ser considerada por las empresas eléctricas que efectúen retiros de energía desde <b>los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 megawatts</b>, a objeto del cumplimiento de la obligación establecida en el artículo 150 bis.</p>	<p>11. En el artículo 149° quáter:</p> <p>a) Reemplázase en el inciso primero la frase “los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 megawatts” por “el sistema eléctrico nacional”.</p>
<p>Con dicho fin, anualmente, y cada vez que sea solicitado, la respectiva concesionaria de servicio público de distribución remitirá al cliente un certificado que dé cuenta de las inyecciones realizadas por el cliente a través de medios de</p>	

TEXTO LEGAL VIGENTE	TEXTO APROBADO POR LA COMISIÓN DE MINERÍA Y ENERGÍA
<p>generación renovables no convencionales. Copia de dicho certificado será remitida al Coordinador para efectos de su incorporación al registro a que se refiere el inciso sexto del artículo 150 bis. Mensualmente, y conjuntamente con cada facturación, la concesionaria deberá informar al cliente el monto agregado de inyecciones realizadas desde la última emisión del certificado a que se refiere este inciso.</p> <p>El certificado de inyecciones leídas constituirá título suficiente para acreditar inyecciones para el cumplimiento de la obligación establecida en el inciso primero del artículo 150 bis, por los valores absolutos de las inyecciones indicadas en él. Para tales efectos, el cliente podrá convenir, directamente, a través de la distribuidora o por otro tercero, el traspaso de tales inyecciones a cualquier empresa eléctrica que efectúe retiros en <b>ese u otro sistema eléctrico</b>. El reglamento establecerá los procedimientos que deberán seguirse para el traspaso de los certificados y la imputación de inyecciones pertinente.</p>	<p>b) Sustitúyese en el inciso final la frase “ese u otro sistema eléctrico.” por “el sistema eléctrico nacional.”.</p>
<p>Artículo 150° bis.- Cada empresa eléctrica que efectúe retiros de energía <b>desde los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 megawatts</b> para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales, estén o no sujetos a regulación de precios, deberá acreditar ante el Coordinador, que una cantidad de energía equivalente al 20% de sus retiros en cada año calendario haya sido inyectada a <b>cualquiera de dichos sistemas</b>, por medios de generación renovables no convencionales, propios o contratados.</p>	<p>12. En el artículo 150° bis:</p> <p>a) En el inciso primero:</p> <p>i. Reemplázase la frase “los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 megawatts” por “el sistema eléctrico nacional”.</p> <p>ii. Sustitúyese la expresión “cualquiera de dichos sistemas” por “dicho sistema”.</p>
<p>La empresa eléctrica podrá también acreditar el cumplimiento de la obligación señalada en el inciso primero, mediante inyecciones de energía renovable no convencional realizadas a <b>los sistemas eléctricos</b> durante el año calendario inmediatamente anterior, en la medida que dichas inyecciones no hayan sido acreditadas para el cumplimiento de la obligación que correspondió a ese año.</p>	<p>b) Reemplázase en el inciso segundo la frase “a los sistemas eléctricos” por “al sistema eléctrico nacional”.</p>
<p>Cualquier empresa eléctrica que exceda el porcentaje señalado en el inciso primero de inyecciones de energía renovable no convencional dentro del año en que se debe cumplir la obligación, con energía propia o contratada y aunque no hubiese efectuado retiros, podrá convenir el traspaso de sus excedentes a otra empresa eléctrica, <b>los que podrán realizarse incluso entre empresas de diferentes sistemas eléctricos</b>.</p>	<p>c) Elimínase en el inciso tercero la frase “, los que podrán realizarse incluso entre empresas de diferentes sistemas eléctricos”.</p>

TEXTO LEGAL VIGENTE	TEXTO APROBADO POR LA COMISIÓN DE MINERÍA Y ENERGÍA
<p>Una copia autorizada del respectivo convenio deberá entregarse al Coordinador para que se imputen tales excedentes en la acreditación que corresponda.</p> <p>La empresa eléctrica que no acredite el cumplimiento de la obligación a que se refiere este artículo al 1 de marzo siguiente al año calendario correspondiente, deberá pagar un cargo, cuyo monto será de 0,4 UTM por cada megawatt/hora de déficit respecto de su obligación. Si dentro de los tres años siguientes incurriese nuevamente en incumplimiento de su obligación, el cargo será de 0,6 UTM por cada megawatt/hora de déficit.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, cualquier empresa eléctrica deficitaria podrá, con un límite de 50%, postergar hasta en un año la acreditación de la obligación que le corresponda al término de un año calendario, siempre que lo haya comunicado a la Superintendencia antes del 1 de marzo siguiente al año calendario referido.</p>	
<p>El Coordinador de <b>los sistemas eléctricos mayores a 200 megawatts deberán coordinarse y</b> llevar un registro público único de las obligaciones, inyecciones y traspasos de energía renovable no convencional de cada empresa eléctrica, así como de toda la información necesaria que permita acreditar el cumplimiento de las obligaciones y la aplicación de las disposiciones contenidas en este artículo. Asimismo, el Coordinador llevarán un registro público de todas las transferencias y valores de los certificados de energías renovables no convencionales emitidos <b>por dicha Dirección.</b></p> <p>Los cargos señalados en el inciso cuarto se destinarán a los clientes finales y a los clientes de las distribuidoras cuyos suministros hubieren cumplido la obligación prevista en el inciso primero de este artículo.</p> <p>Las sumas de dinero que se recauden por estos cargos, se distribuirán a prorrata de la energía consumida por los clientes indicados en el inciso anterior durante el año calendario en que se incumplió la obligación del inciso primero.</p> <p>El Coordinador calculará y dispondrá tanto el pago de los cargos que cada empresa deberá abonar para que se destinen a los clientes aludidos en base a los montos recaudados de las empresas que no hubiesen cumplido la obligación, así</p>	<p>d) En inciso sexto:</p> <p>i. Reemplázase la frase “de los sistemas eléctricos mayores a 200 megawatts deberán coordinarse y” por el vocablo “deberá”.</p> <p>ii. Elimínase la expresión “por dicha Dirección”.</p>

TEXTO LEGAL VIGENTE	TEXTO APROBADO POR LA COMISIÓN DE MINERÍA Y ENERGÍA
<p>como las transferencias de dinero a que haya lugar entre ellas. La Superintendencia deberá requerir al Coordinador y a las empresas concernidas la información necesaria para fiscalizar el cumplimiento de las obligaciones que se les impone en este inciso.</p> <p>Toda controversia que surja en la aplicación del inciso anterior con el Coordinador promovida por las empresas eléctricas sujetas a la obligación prevista en el inciso primero o por las distribuidoras y clientes finales, será dictaminada por el panel de expertos, organismo que deberá optar por uno de los valores propuestos por quien promueve la discrepancia o por el referido Coordinador, entendiéndose que ésta se formaliza en las presentaciones que deberán realizar al panel, en sobre cerrado, dentro de los quince días siguientes al cálculo efectuado por el Coordinador. Para expedir el dictamen respectivo, el aludido Panel deberá ceñirse al procedimiento establecido en el artículo 211°.</p> <p>Sólo para los efectos de la acreditación de la obligación señalada en el inciso primero, se reconocerán también las inyecciones provenientes de centrales hidroeléctricas cuya potencia máxima sea igual o inferior a 40.000 kilowatts, las que se corregirán por un factor proporcional igual a uno menos el cociente entre el exceso sobre 20.000 kilowatts de la potencia máxima de la central y 20.000 kilowatts, lo que se expresa en la siguiente fórmula:</p> $FP = 1 - ((PM - 20.000 \text{ kw}) / 20.000 \text{ kw})$ <p>Donde FP es el factor proporcional antes señalado y PM es la potencia máxima de la central hidroeléctrica respectiva, expresada en kilowatts.</p>	
<p>Artículo 150 ter.- Para dar cumplimiento a parte de la obligación establecida en el inciso primero del artículo anterior, el Ministerio de Energía deberá efectuar licitaciones públicas anuales, para la provisión de bloques anuales de energía provenientes de medios de generación de energía renovable no convencional. Para estos efectos, el Ministerio de Energía efectuará hasta dos licitaciones por año en caso <b>quo</b> el bloque licitado no sea cubierto en su totalidad.</p> <p>Cada licitación se realizará para dar cobertura total a aquella parte de la</p>	<p>13. En el artículo 150 ter:</p> <p>a) Reemplázase en el inciso primero el término “quo” por la palabra “que”.</p>

TEXTO LEGAL VIGENTE	TEXTO APROBADO POR LA COMISIÓN DE MINERÍA Y ENERGÍA
<p>obligación señalada en el inciso primero del artículo anterior, que no sea cubierta con la inyección de energía proveniente de proyectos de energías renovables no convencionales en operación, en construcción o bloques de energía adjudicados, al momento de iniciarse el proceso de licitación, respecto de la cuota exigible al tercer año posterior a ésta, el que será considerado para los efectos de este artículo como el año de inicio. Con todo, el Ministerio de Energía no estará obligado a efectuar las referidas licitaciones cuando la obligación señalada se encuentra cumplida.</p> <p>Los bloques adjudicados se destinarán a dar cumplimiento, en todo o parte, a la obligación señalada en el inciso primero del artículo anterior, por lo que las empresas eléctricas que efectúen retiros del sistema podrán acreditar su cumplimiento mediante los certificados emitidos producto de la inyección de energía licitada y efectivamente inyectada, a prorrata de sus retiros.</p> <p>Sin perjuicio de lo señalado, en caso que los bloques adjudicados no cubran en su totalidad lo indicado en las bases de licitación, o bien la licitación se declare desierta, el cumplimiento de la obligación respecto de dicho bloque se postergará para el año siguiente al de inicio.</p> <p>El bloque de energía a licitar se indicará en las bases de licitación correspondientes, sin que pueda superar la cuota de energía proveniente de medios de generación de energías renovables no convencionales establecida en la ley. Para estos efectos, el Ministerio de Energía solicitará a la Comisión un informe técnico que establezca el bloque de energía renovable no convencional a licitar, y para ello considerará el informe técnico definitivo de precios de nudo vigente al momento de publicación de las bases de licitación correspondientes.</p> <p>El período de vigencia de las inyecciones de energía licitadas, el bloque de energía anual a licitar y los precios adjudicados regirán por diez años consecutivos, contados desde la fecha de inicio de inyección de energía, conforme lo determinen las bases de licitación correspondientes.</p> <p>Las bases de licitación serán elaboradas por el Ministerio de Energía. Un reglamento determinará el contenido mínimo de las bases de licitación, el que</p>	

TEXTO LEGAL VIGENTE	TEXTO APROBADO POR LA COMISIÓN DE MINERÍA Y ENERGÍA
<p>también establecerá, entre otros, los criterios de evaluación de las ofertas y de selección del o los adjudicatarios, la información que se solicitará a las empresas eléctricas que corresponda y todas las demás materias necesarias para la debida ejecución de este artículo.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, las bases de la primera licitación de cada proceso serán publicadas dentro del primer semestre del período correspondiente y, a lo menos, deberán especificar las condiciones de licitación, la información técnica y comercial que deberá entregar cada participante, las garantías, los plazos y las condiciones para postular, la forma en que se deben presentar las ofertas y los mecanismos para caucionar el cumplimiento de sus obligaciones.</p>	
<p><b>Se podrán realizar procesos de licitación separados e independientes para cada sistema eléctrico con capacidad instalada superior a 200 megawatts respecto de los cuales deba cumplirse la obligación señalada en el inciso primero del artículo anterior.</b></p>	<p>b) Suprímese el inciso noveno.</p>
<p>Podrán participar de los procesos de licitación todos aquellos proyectos que, al momento de publicarse las bases, no se encuentren interconectados al <b>sistema eléctrico respectivo</b>.</p> <p>Los proponentes que presenten ofertas en los respectivos procesos de licitación deberán señalar en su propuesta el compromiso de inyección de energía renovable no convencional que realizarán anualmente, indicando el compromiso de inyección mensual para dar cumplimiento al mencionado compromiso anual.</p> <p>Adicionalmente, los proponentes deberán, a lo menos, cumplir con lo siguiente, conforme a las disposiciones de las bases correspondientes:</p> <p>(i) Acreditar que los proyectos de medios de generación renovables no convencionales de que son titulares cuentan con una resolución de calificación ambiental favorable, si correspondiere, conforme a la normativa vigente.</p> <p>(ii) Acreditar que los proyectos de medios de generación renovables no convencionales de los que son titulares, y que participen en la licitación, tienen un capital suscrito, o bien cuentan con compromisos formales de aporte de capital, igual o superior al 20% del total requerido para construir y poner en operación el</p>	<p>c) Reemplázase en el inciso décimo la expresión “sistema eléctrico respectivo.” por “sistema eléctrico nacional.”.</p>

TEXTO LEGAL VIGENTE	TEXTO APROBADO POR LA COMISIÓN DE MINERÍA Y ENERGÍA
<p>proyecto respectivo.</p> <p>(iii) Acreditar que son propietarios, usufructuarios, arrendatarios, concesionarios o titulares de servidumbres sobre los terrenos en los cuales se ubiquen o construyan el o los medios de generación de energías renovables no convencionales, toda o parte de cuya producción sea ofertada en la licitación; que han solicitado la respectiva concesión, o bien que cuentan con un contrato de promesa relativo a la tenencia, uso, goce o disposición del inmueble que lo habilite para desarrollar el proyecto.</p> <p>(iv) Entregar una caución por seriedad de la oferta.</p> <p>(v) Entregar una caución para garantizar la materialización efectiva del proyecto, de acuerdo a las características técnicas de la propuesta presentada.</p> <p>La adjudicación se efectuará tomando en consideración los volúmenes de energía ofertada y los precios unitarios asociados a ellos, debiendo adjudicarse las ofertas con menores precios.</p> <p>En el caso que haya ofertas en más de un punto de inyección, la comparación entre los precios ofertados se hará refiriendo todos los precios a un punto particular del sistema. Para ello, se considerarán los precios de energía ofertados corregidos por la razón entre el precio de nudo de energía en dicho punto particular del sistema y el precio de nudo de energía en el punto de inyección, ambos señalados en el informe técnico definitivo de precios de nudo más reciente, vigente a la fecha de publicación de las bases de licitación, o el mecanismo que establezca el reglamento.</p> <p>Con todo, en las bases de licitación correspondientes se establecerá un precio máximo para la energía igual al costo medio de desarrollo de largo plazo de generación de un proyecto de expansión eficiente en el sistema correspondiente, cuyo valor actual neto es igual a cero. Para ello se considerará lo consignado en el informe técnico definitivo de precio de nudo, y que podrá incrementarse en hasta un 10% adicional.</p>	

TEXTO LEGAL VIGENTE	TEXTO APROBADO POR LA COMISIÓN DE MINERÍA Y ENERGÍA
<p>A cualquier proponente le podrá ser adjudicada la totalidad o un monto parcial del o los bloques de energía que haya ofertado.</p> <p>El precio de energía que percibirán aquellos adjudicatarios en los procesos de licitación corresponderá al que cada participante haya indicado en su propuesta, e incluirá tanto el valor de la energía como el del certificado emitido por el Coordinador de la energía proveniente de medios de generación renovables no convencionales. Junto con ofertar un precio para el mes inicial, los proponentes podrán incluir un mecanismo de indexación, el que deberá ajustarse a lo que las bases indiquen.</p> <p>Para estos efectos, el Coordinador realizará una liquidación mensual del balance de energía renovable no convencional inyectada, considerando el promedio mensual de los costos marginales instantáneos en el punto de inyección y el precio licitado. En caso que el balance arroje que el ingreso producto de la energía inyectada, valorizada al costo marginal promedio, sea mayor al ingreso por la energía inyectada valorizada al precio licitado, las empresas eléctricas que efectúen retiros del sistema recibirán la diferencia, a prorrata de sus retiros, hasta un valor máximo de 0,4 UTM por MWh, percibiendo el exceso de dicha cifra el respectivo generador renovable no convencional.</p> <p>Por su parte, en caso que el ingreso por la energía inyectada, valorizada al promedio mensual de los costos marginales, sea inferior al ingreso por la energía inyectada valorizada al precio licitado, las empresas eléctricas que efectúen retiros del sistema deberán pagar la diferencia, a prorrata de sus retiros, hasta un valor máximo de 0,4 UTM por MWh. En caso que la energía mensual efectivamente inyectada por un proponente que se haya adjudicado la licitación sea mayor o igual al bloque mensual comprometido, el excedente de energía se valorizará a costo marginal instantáneo de cada sistema eléctrico, en concordancia con lo señalado en el inciso segundo del artículo 149° de la presente ley. El adjudicatario recibirá un monto igual a la valorización del bloque comprometido de acuerdo a las condiciones ofertadas más un monto correspondiente al excedente de energía, valorizada en la forma indicada precedentemente. Al mismo tiempo, el adjudicatario recibirá los certificados de energías renovables no convencionales emitidos por el Coordinador, correspondientes a la inyección del mencionado</p>	

TEXTO LEGAL VIGENTE	TEXTO APROBADO POR LA COMISIÓN DE MINERÍA Y ENERGÍA
<p>excedente de energía.</p> <p>La energía inyectada mensualmente correspondiente a bloques adjudicados y comprometidos en alguna de las licitaciones a las que se refiere este artículo se empleará para el cumplimiento de la obligación señalada en el inciso primero del artículo anterior. Para ello, cada mes se asignará esta energía a todas las empresas que realicen retiros, a prorrata de los montos de energía retirados en el mes por cada una de ellas.</p> <p>Las valorizaciones de energía mencionadas, así como la determinación de transferencias monetarias, serán realizadas por el Coordinador.</p>	
<p>Artículo 152°.- Las empresas eléctricas de generación y de transporte, sean o no concesionarias, que efectúen ventas sometidas a fijación de precios, tendrán siempre derecho a que la tarifa fijada por el Ministerio de Energía sea como mínimo la que se establece siguiendo los procedimientos del artículo 155° y siguientes de esta ley.</p> <p>Asimismo los concesionarios de servicio público de distribución que operan en <b>sistemas eléctricos de más de 1.500 kilowatts de capacidad instalada en generación</b>, tendrán siempre derecho a obtener con la tarifa fijada, una rentabilidad económica mínima, para el conjunto de todas las empresas que operan en estos sistemas, igual a la tasa de actualización a que se refiere el artículo 182° menos cinco puntos. El procedimiento para calcular la rentabilidad económica corresponde al que se establece en el artículo 193° de la presente ley. El Valor Nuevo de Reemplazo a usar en este cálculo no debe incluir los aportes de terceros.</p>	<p>14. Sustitúyese en el inciso segundo del artículo 152° la expresión “sistemas eléctricos de más de 1.500 kilowatts de capacidad instalada en generación,” por “el sistema eléctrico nacional y en los sistemas medianos”.</p>
<p style="text-align: center;">CAPITULO II</p> <p style="text-align: center;"><b>De los precios máximos en sistemas eléctricos cuyo tamaño es superior a 1.500 kilowatts en capacidad instalada de generación</b></p>	<p>15. Reemplázase el epígrafe del Capítulo II del Título V por el siguiente: “De los precios máximos en el sistema eléctrico nacional y en los sistemas medianos”.</p>
<p>Artículo 155°.- En <b>los sistemas eléctricos cuyo tamaño es superior a 1.500 kilowatts en capacidad instalada de generación</b> se distinguirán dos niveles de precios sujetos a fijación:</p> <p>1.- Precios a nivel de generación- transporte. Estos precios se denominarán “precios de nudo” y se definirán para todas las subestaciones de generación-</p>	<p>16. Reemplázase en el encabezamiento del inciso primero del artículo 155° la expresión “los sistemas eléctricos cuyo tamaño es superior a 1.500 kilowatts en capacidad instalada de generación” por “el sistema eléctrico nacional y en los sistemas medianos”.</p>

TEXTO LEGAL VIGENTE	TEXTO APROBADO POR LA COMISIÓN DE MINERÍA Y ENERGÍA
<p>transporte desde las cuales se efectúe el suministro. Los precios de nudo tendrán dos componentes: precio de la energía y precio de la potencia de punta;</p> <p>2.- Precios a nivel de distribución. Estos precios se determinarán sobre la base de la suma del precio de nudo, establecido en el punto de conexión con las instalaciones de distribución, y de un valor agregado por concepto de costos de distribución y los cargos señalados en los artículos 115°, 116° y 212°-13.</p> <p>A los suministros indicados en los números 1 y 2 del artículo 147°, con las salvedades allí señaladas, les serán aplicables los precios a nivel de distribución.</p> <p>A los suministros indicados en el número 3 del artículo 147°, con las salvedades allí señaladas, les serán aplicables los siguientes precios:</p> <p>-Precio de nudo y cargos destinados a remunerar los sistemas de transmisión conforme señalan los artículos 115° y 116°: si el suministro se efectúa a partir de las instalaciones de generación- transporte de la empresa que efectúa la venta.</p> <p>-Precios a nivel de distribución: si el suministro se efectúa a partir de las instalaciones de distribución de la empresa que efectúa la venta.</p> <p>Sin embargo, los precios a nivel de distribución que se le fijen a la empresa que efectúa la compra, para las ventas a precio fijado que ella realice, se determinarán considerando los precios de nudo que correspondan, de acuerdo a lo señalado en el número 2 de este artículo.</p> <p>- Cargo por Servicio Público a que hace referencia el artículo 212°-13.</p>	
	<p>17. En el artículo 157°:</p>
<p><b>Artículo 157°.- Los concesionarios de servicio público de distribución deberán traspasar a sus clientes finales sometidos a regulación de precios los precios generación que resulten de promediar los precios vigentes para dichos suministros conforme a sus respectivos contratos. El promedio se obtendrá ponderando los precios por el volumen de suministro</b></p>	<p>a) Reemplázanse los incisos primero y segundo por los siguientes:</p> <p>“Artículo 157.- Los concesionarios de servicio público de distribución deberán traspasar a sus clientes finales sometidos a regulación de precios, los precios de generación que resulten de promediar los precios vigentes para dichos suministros conforme a sus contratos o al decreto respectivo para el caso de los sistemas medianos. El promedio se obtendrá al ponderar los precios por la</p>

TEXTO LEGAL VIGENTE	TEXTO APROBADO POR LA COMISIÓN DE MINERÍA Y ENERGÍA
<p><b>correspondiente. El reglamento establecerá el mecanismo de traspaso de dichos precios promedio a los clientes sometidos a regulación de precios, resguardando la debida coherencia entre la facturación de los contratos de suministro en los puntos de compra y los retiros físicos asociados a dichos contratos, y la tarificación de los segmentos de transmisión. Las diferencias que resulten de la aplicación de lo señalado precedentemente deberán incorporarse en los precios traspasables a clientes sometidos a regulación de precios, a través de los correspondientes decretos tarifarios.</b></p> <p><b>En caso de que el precio promedio de energía de una concesionaria, determinado para la totalidad de su zona de concesión, sobrepase en más del 5% el promedio ponderado del precio de energía calculado para todas las concesionarias de los sistemas eléctricos cuya capacidad instalada de generación sea superior a 200 megawatts el precio promedio de tal concesionaria deberá ajustarse de modo de suprimir dicho exceso, el que será absorbido en los precios promedio de los demás concesionarios, 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 eléctrica.</b></p>	<p>cantidad de energía correspondiente. El reglamento establecerá el mecanismo de traspaso de dichos precios promedio a los clientes sometidos a regulación de precios, con resguardo de la debida coherencia entre la facturación de los contratos de suministro en los puntos de compra y los retiros físicos asociados a dichos contratos, y la tarificación de los segmentos de transmisión. Las diferencias que resulten de la aplicación de lo señalado precedentemente deberán incorporarse en los precios traspasables a clientes sometidos a regulación de precios, a través de los correspondientes decretos tarifarios.</p> <p>Si el precio promedio de energía de una concesionaria, determinado para la totalidad de su zona de concesión, sobrepasa en más del 5% el promedio ponderado del precio de energía para todas las concesionarias del sistema eléctrico nacional y de los sistemas medianos, el precio promedio de tal concesionaria deberá ajustarse de modo de suprimir dicho exceso, el que será absorbido en los precios promedio de los demás concesionarios que operan en el sistema eléctrico nacional, 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 eléctrica en el sistema eléctrico nacional y en los sistemas medianos, según corresponda.”.</p>
<p>Adicionalmente, en aquellas comunas intensivas en generación eléctrica ubicadas en <b>los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 megawatts</b>, se aplicará un descuento a la componente de energía del precio de nudo establecido en el punto de conexión con las instalaciones de distribución que las concesionarias de distribución traspasan a los suministros sometidos a regulación de precios. Este descuento se efectuará luego de aplicado el mecanismo contemplado en el artículo 191 y se calculará en función del Factor de Intensidad de cada comuna, de acuerdo a la siguiente escala:</p>	<p>b) Reemplázase en el inciso tercero la frase “los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 megawatts,” por “el sistema eléctrico nacional,”.</p>

TEXTO LEGAL VIGENTE	TEXTO APROBADO POR LA COMISIÓN DE MINERÍA Y ENERGÍA																													
<table border="1" data-bbox="468 289 927 727"> <thead> <tr> <th colspan="3">Descuento según Factor de Intensidad</th> </tr> <tr> <th colspan="2">Factor de Intensidad kW/Nº Clientes Regulados</th> <th rowspan="2">Descuento [%]</th> </tr> <tr> <th>Máximo</th> <th>Mínimo</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="2" style="text-align: center;">&gt; 2.000</td> <td style="text-align: center;">50,00%</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">2.000</td> <td style="text-align: center;">&gt;1.500</td> <td style="text-align: center;">45,00%</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">1.500</td> <td style="text-align: center;">&gt;1.000</td> <td style="text-align: center;">40,00%</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">1.000</td> <td style="text-align: center;">&gt; 350</td> <td style="text-align: center;">35,00%</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">350</td> <td style="text-align: center;">&gt; 75</td> <td style="text-align: center;">17,50%</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">75</td> <td style="text-align: center;">&gt; 15</td> <td style="text-align: center;">8,75%</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">15</td> <td style="text-align: center;">2,5</td> <td style="text-align: center;">4,38%</td> </tr> </tbody> </table> <p data-bbox="152 776 1243 1008">El Factor de Intensidad de cada comuna será calculado por la Comisión sobre la base de los datos que ésta obtenga para tales efectos, e informado al Ministerio con ocasión de la fijación de precios semestral a que se refiere el artículo 158. Los descuentos señalados serán absorbidos por los suministros sometidos a regulación de precios de las comunas no intensivas en generación, a través de un cargo en la componente de energía del precio de nudo establecido en el punto de conexión con las instalaciones de distribución.</p>	Descuento según Factor de Intensidad			Factor de Intensidad kW/Nº Clientes Regulados		Descuento [%]	Máximo	Mínimo	> 2.000		50,00%	2.000	>1.500	45,00%	1.500	>1.000	40,00%	1.000	> 350	35,00%	350	> 75	17,50%	75	> 15	8,75%	15	2,5	4,38%	
Descuento según Factor de Intensidad																														
Factor de Intensidad kW/Nº Clientes Regulados		Descuento [%]																												
Máximo	Mínimo																													
> 2.000		50,00%																												
2.000	>1.500	45,00%																												
1.500	>1.000	40,00%																												
1.000	> 350	35,00%																												
350	> 75	17,50%																												
75	> 15	8,75%																												
15	2,5	4,38%																												
<p data-bbox="152 1010 1243 1338">Junto con lo anterior, en aquellas comunas en que se emplacen centrales cuya energía eléctrica generada, en su conjunto, sea mayor al 5% de la energía eléctrica generada por las centrales interconectadas a <b>los sistemas de capacidad instalada superior a 200 megawatts</b>, se aplicará un descuento adicional al establecido en el inciso anterior. Los descuentos adicionales a que dé lugar la aplicación del presente inciso serán absorbidos por todos los suministros de clientes sometidos a regulación de precios de las comunas no intensivas en generación (—). El descuento se aplicará en la misma forma señalada en los incisos anteriores y de acuerdo a la siguiente tabla:</p>	<p data-bbox="1246 1010 2335 1338">c) En el encabezamiento del inciso quinto:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li data-bbox="1246 1079 2335 1144">i. Reemplázase la frase “a los sistemas de capacidad instalada superior a 200 megawatts,” por “al sistema eléctrico nacional,”.</li> <li data-bbox="1246 1177 2335 1242">ii. Intercálase, entre la palabra “generación” y el punto que le sigue, la frase “que se emplacen en el sistema eléctrico nacional”.</li> </ul>																													

TEXTO LEGAL VIGENTE	TEXTO APROBADO POR LA COMISIÓN DE MINERÍA Y ENERGÍA																		
<table border="1" data-bbox="433 285 969 553"> <thead> <tr> <th colspan="3">Descuento según porcentaje de aporte</th> </tr> <tr> <th colspan="2">% de aporte sobre la energía generada</th> <th>Descuento (%)</th> </tr> <tr> <th>Máximo</th> <th>Mínimo</th> <th></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="2" style="text-align: center;">&gt;15%</td> <td style="text-align: center;">25%</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">15%</td> <td style="text-align: center;">&gt;10%</td> <td style="text-align: center;">20%</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">10%</td> <td style="text-align: center;">&gt;5%</td> <td style="text-align: center;">15%</td> </tr> </tbody> </table>	Descuento según porcentaje de aporte			% de aporte sobre la energía generada		Descuento (%)	Máximo	Mínimo		>15%		25%	15%	>10%	20%	10%	>5%	15%	
Descuento según porcentaje de aporte																			
% de aporte sobre la energía generada		Descuento (%)																	
Máximo	Mínimo																		
>15%		25%																	
15%	>10%	20%																	
10%	>5%	15%																	
<p>Para estos efectos, se considerará como energía eléctrica generada por una central generadora, aquella energía que ha inyectado al sistema durante los doce meses continuos anteriores al mes en que comience el proceso de fijación de precios a que se refiere el inciso cuarto. Será deber de cada <b>CDEC</b> informar a la Comisión la cantidad de energía eléctrica generada por generadora, para que las considere en el informe técnico a que se refiere el artículo 158. Sin perjuicio de lo anterior, en caso que una determinada comuna favorecida por el mencionado descuento pase a aportar menos del 5% sobre la energía generada, la comuna recibirá un descuento equivalente al 7,5% hasta la siguiente fijación semestral, en los mismos términos indicados en los incisos anteriores.</p> <p>Para el caso de las centrales hidráulicas productoras de energía eléctrica, cuyas instalaciones principales, tales como la bocatoma, la sala de máquina, la represa y el embalse, se emplacen en el territorio de más de una comuna, la metodología señalada en los incisos tercero al sexto anteriores será aplicable a todas las comunas donde se emplace la central, de acuerdo al Factor de Intensidad de dichas comunas y a su porcentaje de aporte a la energía generada. Lo anterior también aplicará para el caso de las centrales definidas en el literal ab) del artículo 225 que se emplacen en el territorio de más de una comuna. Para efectos de determinar la ubicación de las centrales generadoras, la Comisión podrá requerir a otros servicios o autoridades antecedentes sobre la ubicación de éstas.</p> <p>Las reliquidaciones entre empresas concesionarias a que dé origen el mecanismo señalado en el presente artículo serán calculadas por el Coordinador.</p> <p>La reliquidación que pueda efectuarse entre concesionarios de servicio público de distribución no afectará la obligación del concesionario respectivo de pagar a su</p>	<p>d) Sustitúyese en el inciso sexto la locución “de cada CDEC” por “del Coordinador”.</p>																		

TEXTO LEGAL VIGENTE	TEXTO APROBADO POR LA COMISIÓN DE MINERÍA Y ENERGÍA
<p>suministrador el precio íntegro de la energía y potencia recibida.</p> <p>Los procedimientos para dar cumplimiento a lo establecido en este artículo se contendrán en el reglamento, de acuerdo a lo que establezca el decreto a que hace referencia el artículo 158°.</p>	
<p>Para efecto de la aplicación del presente artículo, las empresas concesionarias de distribución deberán proporcionar toda la información que sea requerida por los <b>CDEC</b> y la Comisión.</p>	<p>e) Reemplázase en el inciso final la expresión “los CDEC” por “el Coordinador”.</p>
<p>Artículo 158°.- Los precios promedio que los concesionarios de servicio público de distribución, calculados conforme al artículo anterior y que deban traspasar a sus clientes regulados, serán fijados mediante decreto del Ministerio de Energía, expedido bajo la fórmula "por orden del Presidente de la República", previo informe de la Comisión. Dichos decretos tendrán una vigencia semestral y serán dictados en la oportunidad que determine el reglamento.</p> <p>Una vez vencido el período de vigencia de los precios promedio, éstos continuarán vigentes mientras no sean fijados los nuevos precios de acuerdo a lo dispuesto en el presente artículo.</p> <p>Los concesionarios de servicio público de distribución pagarán a sus suministradores los niveles de precios de los contratos respectivos considerados en el decreto semestral vigente a que se refiere el presente artículo.</p> <p>Los precios asociados a los contratos señalados comenzarán a regir a partir de la fecha en que se inicie el suministro, conforme indique el contrato respectivo, y se aplicarán una vez que se dicte el decreto semestral correspondiente. Sólo en el caso de contratos que inicien su suministro durante el período de vigencia del respectivo decreto y mientras éste no se haya publicado, los concesionarios de servicio público de distribución (<del>—</del>) pagarán a sus suministradores los precios del correspondiente contrato establecidos en el referido decreto que se encuentre dictado.</p> <p>Asimismo, los precios que resulten de la indexación de los precios de los contratos entrarán en vigencia a partir de la fecha que origine la indexación y se</p>	<p>18. En el artículo 158°:</p> <p>a) Intercálase en el inciso tercero, entre las frases “Los concesionarios de servicio público de distribución” y “pagarán a sus suministradores”, lo siguiente: “del sistema eléctrico nacional”.</p>

TEXTO LEGAL VIGENTE	TEXTO APROBADO POR LA COMISIÓN DE MINERÍA Y ENERGÍA
<p>aplicarán una vez que se dicte el decreto semestral correspondiente.</p> <p>No obstante, la concesionaria de distribución pagará o descontará al suministrador a más tardar hasta el siguiente período semestral, las diferencias de facturación resultantes de la aplicación de los niveles de precios fijados en el respectivo contrato, respecto de aquellos establecidos en el decreto semestral correspondiente. Asimismo, tales diferencias de facturación deberán ser traspasadas a los clientes regulados a través de las tarifas del decreto semestral siguiente, reajustadas de acuerdo al interés corriente vigente a la fecha de dictación de dicho decreto. Lo anterior, en conformidad a lo que se establezca en el reglamento.</p>	
<p>(—)</p>	<p>b) Añádese el siguiente inciso final, nuevo:</p> <p>“Los concesionarios que presten servicio público de distribución en los sistemas medianos se registrarán por lo dispuesto en los artículos 178 y siguientes, respecto de dicho sistema.”.</p>
<p>Artículo 159°.- <b>En los sistemas eléctricos de capacidad instalada de generación igual o superior a 200 megawatts</b>, los precios de nudo calculados conforme a lo establecido en el artículo 162°, 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.</p>	<p>19. En el artículo 159°:</p> <p>a) Reemplázase en el inciso primero la frase “En los sistemas eléctricos de capacidad instalada de generación igual o superior a 200 megawatts,” por “En el sistema eléctrico nacional,”.</p>
<p><b>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.</b></p> <p>Los precios de nudo de los sistemas eléctricos indicados en el inciso anterior</p>	<p>b) Sustitúyese el inciso segundo por el siguiente:</p> <p>“En los sistemas medianos, 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. Asimismo, el cálculo deberá propender al desarrollo óptimo de las inversiones y considerar la incorporación de energías renovables y almacenamiento, para el cumplimiento de los objetivos de eficiencia económica, competencia y seguridad. Todo lo anterior, con el fin de operar las instalaciones de modo de preservar la seguridad del servicio en dichos sistemas, y</p>

TEXTO LEGAL VIGENTE	TEXTO APROBADO POR LA COMISIÓN DE MINERÍA Y ENERGÍA
<p>serán calculados y fijados según lo dispuesto en los artículos 173° y siguientes.</p>	<p>garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del correspondiente sistema mediano.”.</p>
	<p>20. En el artículo 163°:</p>
<p>Artículo 163°.- El Ministerio de Energía, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, podrá dictar un decreto de racionamiento, en caso de producirse o proyectarse fundadamente un déficit de generación en un sistema eléctrico, a consecuencia de fallas prolongadas de centrales eléctricas o de situaciones de sequía. El decreto que se dicte, además de establecer los cálculos, valores y procedimientos a que se refiere el inciso séptimo de este artículo, dispondrá las medidas que, dentro de sus facultades, la autoridad estime conducentes y necesarias para evitar, manejar, disminuir o superar el déficit, en el más breve plazo prudencial. Dichas medidas se orientarán, principalmente, a reducir los impactos del déficit para los usuarios, a incentivar y fomentar el aumento de capacidad de generación en el respectivo sistema, a estimular o premiar el ahorro voluntario y a aminorar los costos económicos que dicho déficit pueda ocasionar al país.</p> <p><b>El déficit</b> registrado en el sistema deberá distribuirse proporcionalmente y sin discriminación de ninguna especie entre todas las empresas generadoras, tomando como base la globalidad de sus compromisos. Estas, por su parte, deberán pagar a sus clientes distribuidores o finales sometidos a regulación de precios, cada kilowatt-hora de déficit que los haya afectado, determinado sobre la base de sus consumos normales, a un valor igual a la diferencia entre el costo de racionamiento y el precio básico de la energía, a los que se refiere el artículo anterior.</p> <p>Para estos efectos se entenderá como consumo normal de un cliente en un período, aquel que resulte de considerar el consumo de energía facturado por el generador en el mismo período del último año sin racionamiento, incrementado en la tasa anual de crecimiento del consumo que se hubiere considerado en la previsión de demandas de energía para el sistema eléctrico, en la última fijación de precios de nudo a que se refiere el artículo 162°. Los clientes distribuidores, a su vez, deberán traspasar íntegramente el monto recibido a sus clientes finales sometidos a regulación de precios.</p>	<p>a) Reemplázase en el inciso segundo la expresión “El déficit” por la frase “En el caso del sistema eléctrico nacional, el déficit”.</p>

TEXTO LEGAL VIGENTE	TEXTO APROBADO POR LA COMISIÓN DE MINERÍA Y ENERGÍA
<p>Para los efectos de este artículo, las situaciones de sequía o las fallas de centrales eléctricas que originen un déficit de generación eléctrica que determine la dictación de un decreto de racionamiento, en ningún caso podrán ser calificadas como fuerza mayor o caso fortuito. En particular, los aportes de generación hidroeléctrica que correspondan a años hidrológicos más secos que aquellos utilizados en el cálculo de precios de nudo a que se refiere el artículo 162º, no constituirán límite para el cálculo de los déficit, ni serán consideradas como circunstancia de fuerza mayor o caso fortuito. El déficit que las empresas generadoras están obligadas a pagar, de conformidad a este artículo, no estará limitado a aquel que se calcule para el primer año hidrológico de la sequía. Por año hidrológico se entiende un período de doce meses que comienza en abril. Tampoco se considerarán fuerza mayor o caso fortuito, las fallas de centrales a consecuencia de restricciones totales o parciales de gas natural provenientes de gaseoductos internacionales.</p> <p>En todo caso, el ejercicio de acciones jurisdiccionales no obstará al pago de las compensaciones previstas en los incisos anteriores.</p> <p>En los casos no previstos en el inciso cuarto, la empresa generadora respectiva podrá solicitar a la Superintendencia que efectúe la declaración prevista en el N° 11, del artículo 3º, de la ley orgánica de dicho servicio, para que compruebe si el déficit del sistema se ha debido a caso fortuito o fuerza mayor. La Superintendencia deberá pronunciarse en el plazo máximo de diez días. La impugnación judicial se sujetará al procedimiento establecido en el artículo 19 de la ley N° 18.410.</p> <p>El decreto de racionamiento previsto en este artículo, además de las medidas y estipulaciones descritas en los incisos anteriores, explicitará, basándose en un informe previo de la Comisión Nacional de Energía, el monto del pago por cada kilowatt-hora de déficit, como asimismo las demás condiciones que deberán aplicar las empresas generadoras para el cálculo o registro de los déficit, y los montos y procedimientos que aplicarán las empresas distribuidoras para traspasar a su vez los montos recibidos a sus clientes finales. Todos los cálculos deberán basarse en los valores utilizados en la última fijación de precios de nudo a que se refiere el artículo 162º para el sistema eléctrico en cuestión. No obstante, el valor</p>	

TEXTO LEGAL VIGENTE	TEXTO APROBADO POR LA COMISIÓN DE MINERÍA Y ENERGÍA
<p>a utilizar para el costo de racionamiento no podrá superar, expresado en unidades de fomento, el promedio de los costos de racionamiento utilizados en las últimas seis fijaciones de precios de nudo.</p> <p>Las transferencias de energía que se produzcan entre las empresas sujetas a coordinación, resultantes de la dictación de un decreto de racionamiento, también se valorizarán al costo marginal instantáneo aplicable a las transacciones de energía en el sistema, el que en horas de racionamiento equivale al costo de falla.</p>	
<p>(—)</p>	<p>b) Incorpóranse los siguientes incisos noveno y décimo:</p> <p>“En los sistemas medianos el reglamento establecerá las disposiciones necesarias para hacer frente al racionamiento, así como las condiciones de oferta de generación a partir de las cuales éste deba decretarse, tales como fallas prolongadas de centrales eléctricas o situaciones de sequía, entre otras razones, las que en ningún caso podrán ser calificadas como fuerza mayor o caso fortuito.</p> <p>Asimismo, el decreto que dicte el Ministerio señalará, en base a un informe previo de la Comisión Nacional de Energía, el monto del pago por cada kilowatt-hora de déficit, en consistencia con la metodología señalada en el inciso séptimo y en la demás normativa vigente, las otras condiciones que deberán aplicar las empresas generadoras para el cálculo o registro de los déficits, y los montos y procedimientos que aplicarán las empresas distribuidoras para traspasar a su vez los montos recibidos a sus clientes finales.”.</p>
	<p>21. En el artículo 173°:</p>
<p><b>Artículo 173°.- 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.</b></p>	<p>a) Reemplázase el inciso primero por el siguiente:</p> <p>“Artículo 173.- Planificación de los sistemas medianos. La planificación de los sistemas medianos deberá propender al desarrollo óptimo de las inversiones, y considerar la incorporación de energías renovables y almacenamiento, para el cumplimiento de los objetivos de eficiencia económica, competencia y seguridad. Lo anterior, con el fin de operar las instalaciones de modo de preservar la seguridad del servicio en dicho sistema, y garantizar la operación más económica para el conjunto de sus instalaciones.”.</p>
	<p>b) Incorpórase el siguiente inciso segundo, nuevo, pasando el actual inciso segundo a ser tercero, y así sucesivamente:</p>

TEXTO LEGAL VIGENTE	TEXTO APROBADO POR LA COMISIÓN DE MINERÍA Y ENERGÍA
<p>(—)</p>	<p>“Durante la etapa de planificación, la Comisión podrá considerar inversiones para transformar generación térmica existente en generación basada en combustibles neutros en emisiones de dióxido de carbono (CO2) equivalente, de acuerdo con lo que establezca el reglamento.”.</p>
<p>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.</p>	
<p><b>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.</b></p>	<p>c. Suprímese el inciso final.</p>
<p>(—)</p>	<p>22. Incorpórase, a continuación del artículo 173, el siguiente artículo 173 bis:</p> <p>“Artículo 173 bis.- De la obligación de coordinarse en los sistemas medianos. Si en un sistema mediano hay más de una empresa generadora o de sistema de almacenamiento, 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 artículo precedente, a través de un Comité Coordinador. El reglamento establecerá las normas que se requieran para cumplir con la operación y administración de dicho sistema en las condiciones señaladas en este artículo. Si surgen controversias entre las empresas que operan en los sistemas medianos respecto de la operación y administración de dicho sistema, éstas serán resueltas por el Panel de Expertos, el que deberá emitir su dictamen dentro del plazo de treinta días, contado desde la respectiva audiencia a que hace referencia el artículo 211°.”.</p>
	<p>23. En el artículo 174°:</p>
	<p>a) Reemplázase el inciso primero por el siguiente:</p>

TEXTO LEGAL VIGENTE	TEXTO APROBADO POR LA COMISIÓN DE MINERÍA Y ENERGÍA
<p><b>Artículo 174°.- 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.</b></p>	<p>“Artículo 174.- Planes de expansión y precios regulados. Los planes de expansión de las instalaciones de generación, almacenamiento y de transmisión y los precios de nudo de energía y potencia a nivel de generación y de transmisión de cada sistema mediano se determinarán, conjuntamente, cada cuatro años, mediante la elaboración del estudio técnico establecido en los artículos siguientes, y cuyo proceso de elaboración será dirigido y coordinado por la Comisión.”.</p>
<p>(—)</p>	<p>b) Incorpórase el siguiente inciso segundo, nuevo, pasando el actual inciso segundo a ser tercero, y así sucesivamente:</p> <p>“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, para abastecer la totalidad de la demanda, habida consideración de los objetivos que indica el artículo 173.”.</p>
<p>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.</p> <p>Para los efectos de lo establecido en el inciso anterior, los cálculos respectivos deberán considerar una tasa de actualización igual al 10% real anual.</p> <p>El reglamento establecerá las condiciones y requisitos para calificar las instalaciones presentes en los sistemas medianos, como instalaciones de generación o de transmisión.</p>	
<p><b>Artículo 175°.- Los costos incrementales de desarrollo y los costos totales de largo plazo de los segmentos de generación y de transmisión se</b></p>	<p>24. Reemplázase el artículo 175° por el siguiente:</p> <p>“Artículo 175.- Costos incrementales de desarrollo y costos totales de largo plazo. Los costos incrementales de desarrollo y los costos totales de largo plazo de los</p>

TEXTO LEGAL VIGENTE	TEXTO APROBADO POR LA COMISIÓN DE MINERÍA Y ENERGÍA
<p><b>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.</b></p>	<p>segmentos de generación y de transmisión se calcularán, respectivamente, para un conjunto eficiente de instalaciones de generación y transmisión que permitan abastecer la demanda total proyectada en cada sistema mediano, en función de los objetivos señalados en el artículo 173. El reglamento establecerá la metodología detallada de cálculo de costos y de proyección de demanda, y las características de las bases del estudio que deberá realizarse para la fijación de precios a nivel de generación y transmisión.”.</p>
<p>Artículo 176°.- (—) 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 <b>minimizan</b> 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.</p>	<p>25. En el artículo 176°:</p> <p>a) En el inciso primero:</p> <p>i. Intercálase, al inicio del artículo, entre la expresión “Artículo 176°.-” y la frase “El costo incremental de desarrollo” lo siguiente: “Determinación del costo incremental de desarrollo y el costo total de largo plazo.”.</p> <p>ii. Reemplázase la palabra “minimizan” por la frase “permiten cumplir con los objetivos señalados en el artículo 173, y minimizan”.</p> <p>iii. Sustitúyese la conjunción “y”, que se encuentra entre las palabras “operación” y “mantenimiento”, por una coma.</p> <p>iv. Intercálase, entre el vocablo “mantenimiento” y la frase “del sistema para el período de planificación”, lo siguiente: “y energía no suministrada”.</p>
<p>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. (—)</p>	<p>b) Añádese en el inciso segundo la siguiente oración final: “En este proceso se deberá considerar también la planificación energética de largo plazo que desarrolle el Ministerio de Energía, a que se refiere el artículo 83°, de acuerdo a los procedimientos que defina el reglamento.”.</p>
<p>(—)</p>	<p>c) Incorpórase el siguiente inciso tercero, nuevo, pasando el actual inciso tercero a ser inciso cuarto:</p> <p>“Adicionalmente, el plan de expansión podrá considerar requerimientos de infraestructura asociada a modificaciones, refuerzos o adecuaciones en redes de distribución, en aquellos casos en que se demuestre que esta solución es factible técnicamente y sea económicamente más conveniente que la construcción de infraestructura nueva. La remuneración de estas modificaciones, refuerzos o</p>

TEXTO LEGAL VIGENTE	TEXTO APROBADO POR LA COMISIÓN DE MINERÍA Y ENERGÍA
	<p>adecuaciones deberá evitar en todo momento el doble pago de servicios o de infraestructura.”.</p>
<p>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 (—).</p>	<p>d) Intercálase en el actual inciso tercero, que pasa a ser inciso cuarto, entre la voz “servicio” y el punto que le sigue, la siguiente frase: “, en consideración a los principios de eficiencia económica, competencia y seguridad señalados en el artículo 173”.</p>
<p>(—)</p>	<p>e) Agrégase el siguiente inciso final, nuevo:</p> <p>“En la determinación del costo total de largo plazo se deberán incluir aquellas obras contenidas en los planes de expansión óptimos en generación, transmisión y modificaciones, refuerzos o adecuaciones en redes de distribución decretados en procesos anteriores, que cumplan con la condición de incorporar medios de generación renovables no convencionales a los sistemas, y conforme a lo indicado en el artículo 179°, junto con el valor de inversión identificado en el respectivo decreto tarifario, actualizado a la fecha del cálculo, de acuerdo a la fórmula de indexación señalada en el mismo decreto. Lo anterior, solo en el evento que dichas obras: hayan sido ejecutadas; se encuentren en ejecución conforme a los plazos e hitos definidos en el respectivo decreto; o se encuentren en la hipótesis señalada en el inciso final del artículo 180 y corresponda a alguno de los procesos tarifarios siguientes.”.</p>
<p>(—)</p>	<p>26. Incorpóranse, a continuación del artículo 176°, los siguientes artículos 176 bis, 176 ter y 176 quater:</p> <p>“Artículo 176 bis.- Registro de proyectos de generación y transmisión en sistemas medianos. La Comisión deberá crear y administrar un registro electrónico por cada uno de los sistemas medianos existentes, a efectos de que los promotores que tengan interés en desarrollar proyectos de generación, almacenamiento o transmisión en los respectivos sistemas realicen su inscripción, para ser considerados en el desarrollo del estudio señalado en el artículo 174.</p> <p>Para efectos de inscribirse en el registro antes señalado, los promotores de proyectos deberán presentar los antecedentes y respaldos técnicos, económicos y de financiamiento que justifiquen su propuesta, y deberán ajustarse a los formatos y requisitos que establezca la Comisión, conforme a lo dispuesto en el</p>

TEXTO LEGAL VIGENTE	TEXTO APROBADO POR LA COMISIÓN DE MINERÍA Y ENERGÍA
	<p>reglamento.</p> <p>Desde el momento de la incorporación de un proyecto en el registro electrónico, será responsabilidad de los promotores actualizar semestralmente, en los meses de enero y julio de cada año, el avance en el desarrollo de éste conforme al cronograma presentado. La actualización de la información en dichos términos permitirá al promotor del proyecto renovar su calidad de integrante del registro electrónico para el semestre siguiente al mes en que se recibió la actualización. Si ello no ocurre, el promotor del proyecto dejará de integrar el señalado registro electrónico.</p> <p>La Comisión considerará la lista de los proyectos inscritos en el registro electrónico que cumplan con los requisitos definidos en la ley y en el reglamento, y que cuenten con resolución de calificación ambiental si corresponde, para efectos de que sean incorporados en el desarrollo del estudio de planificación y tarifación. El reglamento establecerá los demás requisitos que deberán cumplir los proyectos para ser incorporados en la referida lista.</p> <p>Artículo 176 ter.- Proyecciones de demanda y deber de información en sistemas medianos. La proyección de demanda, libre y regulada, en cada uno de los sistemas medianos, para la totalidad de sus puntos de retiro y para todo el horizonte de planificación, deberá ser realizada por la Comisión, conforme a lo señalado en el reglamento, y considerará como insumo las proyecciones de demanda energética que son resultado del proceso de planificación energética de largo plazo, de acuerdo con lo establecido en el artículo 83°. Las empresas distribuidoras y quienes operen en los sistemas medianos deberán informar a la Comisión las proyecciones de demanda de sus clientes libres y regulados, y entregar la información de forma detallada y justificada, así como los supuestos y metodologías utilizadas, en la oportunidad y conforme a los formatos que disponga la Comisión.</p> <p>Artículo 176 quater.- Participantes, usuarios e instituciones interesadas en sistemas medianos. La Comisión administrará un registro público de participación ciudadana, en el que se podrán inscribir las empresas generadoras, transmisoras y distribuidoras que operan en los sistemas medianos, en adelante los</p>

TEXTO LEGAL VIGENTE	TEXTO APROBADO POR LA COMISIÓN DE MINERÍA Y ENERGÍA
	<p>“participantes”, y toda persona natural o jurídica con interés en participar en el proceso de planificación y tarificación de los sistemas medianos, en adelante “usuarios e instituciones interesadas”.</p> <p>Los participantes y los usuarios e instituciones interesadas podrán participar del proceso y estudio de planificación y tarificación de los sistemas medianos conforme a las normas contenidas en los artículos siguientes y en el reglamento.</p> <p>El reglamento deberá especificar el procedimiento o trámite a través del cual se hará el llamado a los usuarios e instituciones interesadas a inscribirse, y la información que éstos deberán presentar para su registro. Asimismo, establecerá los medios y la forma en que la Comisión hará público los distintos documentos sometidos a un proceso de participación ciudadana, la oportunidad y la forma de entregar sus observaciones, y el mecanismo de actualización del registro. En todo caso, los antecedentes que solicite la autoridad para constituir dicho registro deberán estar dirigidos a acreditar la representación, el interés y la correcta identificación de cada usuario o entidad, y no podrán representar discriminación de ninguna especie.</p> <p>Los promotores de proyectos de generación y transmisión que se encuentren inscritos en el registro mencionado en el artículo 176 bis, en adelante “los promotores de proyectos”, se entenderán automáticamente inscritos en el registro de que trata este artículo.</p> <p>Las notificaciones y comunicaciones a los participantes, usuarios e instituciones interesadas y a los promotores de proyectos podrán efectuarse a través de medios electrónicos, de acuerdo con la información que contenga el registro.</p> <p>El Ministerio de Energía y la Comisión deberán velar por la participación ciudadana en los sistemas medianos. Para ello otorgarán las facilidades necesarias mediante la entrega de información y difusión de los procesos tarifarios.”.</p>
<p><b>Artículo 177°.- Antes de doce meses del término del período de vigencia de</b></p>	<p>27. Reemplázase el artículo 177° por el siguiente:</p> <p>“Artículo 177.- Bases técnicas y administrativas del estudio. A más tardar</p>

TEXTO LEGAL VIGENTE	TEXTO APROBADO POR LA COMISIÓN DE MINERÍA Y ENERGÍA
<p><b>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. Si se mantuviesen controversias, las empresas podrán presentar sus discrepancias al Panel, en un plazo máximo de diez días contado desde la recepción de las bases técnicas definitivas. El panel de expertos deberá emitir su dictamen dentro del plazo de treinta días contados desde la respectiva audiencia a que hace referencia el artículo 211°. En todo caso, las bases definitivas deberán ser aprobadas por la Comisión antes de once meses del término de vigencia de los precios vigentes.</b></p> <p><b>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.</b></p> <p><b>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.</b></p> <p><b>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</b></p>	<p>veinticuatro meses antes del término del período de vigencia de los decretos que fijan los precios de generación y transmisión, la Comisión deberá poner en conocimiento de los participantes, de los usuarios e instituciones interesadas y de los promotores de proyectos, las bases técnicas y administrativas preliminares del estudio para la determinación de los planes de expansión de las instalaciones de generación, almacenamiento y de transmisión y para el cálculo del costo incremental de desarrollo y el costo total de largo plazo de los segmentos de generación y de transmisión de los sistemas medianos. Dicho estudio será realizado por una empresa consultora contratada por la Comisión, de conformidad con lo dispuesto en la ley, en el reglamento y en las bases técnicas y administrativas.</p> <p>El reglamento definirá el contenido de las bases técnicas y administrativas preliminares del estudio. Adicionalmente, determinará los criterios de selección de las propuestas del consultor para su realización, las garantías que éste deberá rendir para asegurar su oferta y su correcta realización, incompatibilidades y todas las demás condiciones, etapas del estudio y obligaciones del referido consultor que deban formar parte de las bases administrativas y técnicas. Asimismo, el reglamento determinará las garantías que deberán entregar los promotores de proyectos para asegurar su integridad y seriedad, así como para garantizar su correcta y oportuna ejecución. Los montos, condiciones y oportunidades en que deban ser entregados serán definidas en las bases administrativas y técnicas.</p> <p>Los participantes, los usuarios e instituciones interesadas y los promotores de proyectos podrán efectuar observaciones a las bases técnicas y administrativas preliminares dentro de los quince días siguientes a la fecha de su recepción. La Comisión acogerá o rechazará fundadamente las observaciones y comunicará las bases finales dentro de los quince días siguientes al vencimiento del plazo para presentar observaciones.</p> <p>Si se mantienen controversias, los participantes, los usuarios e instituciones interesadas y los promotores de proyectos podrán presentar sus discrepancias al Panel de Expertos, en un plazo máximo de diez días, contado desde la recepción de las bases finales. El Panel de Expertos dispondrá de veinte días para realizar la audiencia pública, contado desde el vencimiento del plazo para la presentación</p>

TEXTO LEGAL VIGENTE	TEXTO APROBADO POR LA COMISIÓN DE MINERÍA Y ENERGÍA
<p><b>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.</b></p> <p><b>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.</b></p>	<p>de discrepancias. Luego, el Panel de Expertos deberá emitir su dictamen dentro del plazo de treinta días, contado desde la respectiva audiencia a que hace referencia el artículo 211°.</p> <p>Para los efectos anteriores, se entenderá que existe discrepancia susceptible de ser sometida al dictamen del Panel de Expertos, si quien ha formulado observaciones a las bases técnicas y administrativas preliminares persevera en ellas, con posterioridad a su rechazo por parte de la Comisión y, también, si quien no ha formulado observaciones a las bases técnicas y administrativas preliminares, considera que se debe mantener su contenido, en caso de haberse modificado en las bases técnicas y administrativas finales.</p> <p>Transcurrido el plazo para formular discrepancias ante el Panel de Expertos o una vez resueltas éstas, la Comisión deberá formalizar las bases técnicas y administrativas definitivas dentro de los siguientes quince días, a través de una resolución que se publicará en el Diario Oficial y en un diario de circulación nacional o regional, y se comunicará a los participantes, a los usuarios e instituciones interesadas y a los promotores de proyectos. Asimismo, deberá publicarse en el sitio web de la Comisión.”.</p>
<p>(—)</p>	<p>28. Incorpóranse, a continuación del artículo 177, los siguientes artículos 177 bis, 177 ter, 177 quater y 177 quinquies:</p> <p>“Artículo 177 bis.- Licitación y adjudicación del estudio. El estudio de planificación y tarificación de los sistemas medianos será licitado y adjudicado por la Comisión de conformidad con lo dispuesto en la presente ley, en el reglamento y en las bases técnicas y administrativas antes referidas. El estudio será supervisado por un comité integrado por dos representantes del Ministerio de Energía, dos de la Comisión, dos representantes de las empresas que operen los sistemas medianos y dos representantes del conjunto de los promotores de proyectos. El comité será presidido por uno de los representantes de la Comisión.</p> <p>La Comisión realizará el llamado a licitación y procederá a la adjudicación y firma del contrato. El reglamento determinará las funciones del comité señalado en el inciso anterior y establecerá el procedimiento para su constitución y funcionamiento.</p>

TEXTO LEGAL VIGENTE	TEXTO APROBADO POR LA COMISIÓN DE MINERÍA Y ENERGÍA
	<p>El estudio deberá identificar el plan de expansión de los segmentos de generación y de transmisión correspondiente a cada sistema mediano, y los respectivos costos incrementales de desarrollo y costos totales de largo plazo de cada uno de los segmentos, en la forma que indique el reglamento y las bases respectivas. El estudio deberá ejecutarse dentro del plazo establecido en las bases administrativas, el que no podrá ser superior a siete meses, a partir de la total tramitación del acto administrativo que aprueba el contrato con el consultor.</p> <p>Artículo 177 ter.- Financiamiento del estudio de planificación y tarificación de los sistemas medianos. Las empresas que operen en los sistemas medianos deberán concurrir al pago del estudio de planificación y tarificación de los respectivos sistemas, conforme a lo dispuesto en el reglamento. El valor resultante del proceso de adjudicación del estudio de planificación y tarificación de los sistemas medianos será incorporado en el proceso de valorización a prorrata de la capacidad instalada de generación de las empresas que operen en cada sistema mediano, de acuerdo con lo que establezca el reglamento.</p> <p>Artículo 177 quater.- Resultados del estudio y audiencia pública. La empresa adjudicataria del estudio de planificación y tarificación presentará sus resultados al comité señalado en el artículo 177 bis, e indicará, a lo menos, los planes de expansión, los costos por segmento, las fórmulas de indexación propuestas y los rangos de validez de las hipótesis técnicas y económicas que sustentan los costos determinados por segmento y por sistema mediano.</p> <p>El reglamento y las bases del estudio de planificación y tarificación establecerán la forma y contenido de los antecedentes que deberán ser aportados por parte de la empresa adjudicataria del estudio para efectos de respaldar los resultados, los que deberán permitir la reproducción de éstos.</p> <p>Una vez recibido conforme el estudio de planificación y tarificación de los sistemas medianos por parte del comité señalado en el artículo 177 bis, la Comisión convocará, a lo menos, a una audiencia pública a los participantes, a los usuarios e instituciones interesadas y a los promotores de proyectos, en la que la empresa adjudicataria del estudio deberá exponer sus resultados.</p>

TEXTO LEGAL VIGENTE	TEXTO APROBADO POR LA COMISIÓN DE MINERÍA Y ENERGÍA
	<p>El reglamento establecerá el procedimiento y las demás normas a que se sujetarán las audiencias públicas que deban realizarse de conformidad al presente artículo, así como la forma y oportunidad en la que los participantes podrán formular sus observaciones.</p> <p>Artículo 177 quinquies.- Informe técnico preliminar. Una vez realizada la última instancia de audiencia pública señalada en el artículo anterior, la Comisión dispondrá del plazo de tres meses para revisar el estudio de planificación y tarificación, efectuar las correcciones que estime pertinentes, elaborar el informe técnico preliminar y estructurar las tarifas correspondientes, y tendrá como antecedente las observaciones presentadas en la o las audiencias. La Comisión deberá remitir, a través de medios electrónicos, el mencionado informe técnico preliminar, y las fórmulas tarifarias respectivas, a los participantes, a los usuarios e instituciones interesadas y a los promotores de proyectos.</p> <p>A partir de la recepción del informe técnico preliminar, los participantes, los usuarios e instituciones interesadas y los promotores de proyectos dispondrán de quince días para presentar sus observaciones a la Comisión, por los medios electrónicos que ésta determine al efecto.</p> <p>Dentro de los veinte días siguientes al vencimiento del plazo para presentar observaciones, la Comisión emitirá y comunicará por vía electrónica el informe técnico final, con la aceptación o el rechazo de las observaciones planteadas.</p> <p>Dentro de los diez días siguientes a la comunicación del informe final, los participantes, los usuarios e instituciones interesadas y los promotores de proyectos podrán presentar sus discrepancias al Panel de Expertos. Éste realizará la audiencia pública dentro de los treinta días desde que le sea informada la discrepancia, y emitirá su dictamen en el plazo de treinta días contado desde la celebración de la audiencia referida en el artículo 211°.</p> <p>Para los efectos anteriores, se entenderá que existe discrepancia susceptible de ser sometida al dictamen del Panel de Expertos, si quien ha formulado observaciones al informe técnico preliminar, persevera en ellas, con posterioridad</p>

TEXTO LEGAL VIGENTE	TEXTO APROBADO POR LA COMISIÓN DE MINERÍA Y ENERGÍA
	<p>a su rechazo por parte de la Comisión y, también, si quien no ha formulado observaciones técnicas al informe técnico preliminar, considera que se debe mantener su contenido, en caso de haberse modificado en el informe técnico final.”.</p>
	<p>29. En el artículo 178°:</p>
<p><b>Artículo 178°.-</b> 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 Energía, 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.</p> <p><b>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 190°.</b></p> <p>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</p>	<p>a) Reemplázanse los incisos primero y segundo por los siguientes:</p> <p>“Artículo 178.- Informe técnico definitivo y decreto tarifario. Dentro de los cinco días siguientes al vencimiento del plazo para presentar discrepancias sin que se hayan presentado o dentro de los veinte días siguientes desde que el Panel de Expertos haya emitido su dictamen en caso de haberse presentado, la Comisión deberá remitir al Ministerio de Energía el informe técnico definitivo con las tarifas para el siguiente período, así como los planes de expansión en los segmentos de generación, transmisión y modificaciones, refuerzos o adecuaciones en redes de distribución de los respectivos sistemas medianos, los responsables de ejecutar las obras, el valor de inversión de los medios de generación renovables no convencionales que serán parte del plan de expansión, sus fórmulas de indexación y los rangos de validez de las hipótesis técnicas y económicas que sustentan el plan de expansión a que se refiere el artículo 174.</p> <p>El Ministro de Energía, mediante decreto supremo expedido bajo la fórmula “por orden del Presidente de la República”, fijará para cada sistema mediano las tarifas de generación y de transmisión, sus fórmulas de indexación para el período siguiente y las respectivas condiciones de aplicación. A su vez, el decreto establecerá los planes de expansión en los segmentos de generación, transmisión, las modificaciones, refuerzos o adecuaciones en redes de distribución de acuerdo a lo indicado en el artículo 176°, los responsables de ejecutar las obras, el valor de inversión de medios de generación renovables no convencionales, y sus respectivas fórmulas de indexación. Dicho decreto deberá ser dictado dentro de los siguientes treinta días de recibido el informe técnico definitivo de la Comisión. Una vez publicado el decreto en el Diario Oficial será aplicable lo dispuesto en el inciso segundo del artículo 190°.”.</p>

TEXTO LEGAL VIGENTE	TEXTO APROBADO POR LA COMISIÓN DE MINERÍA Y ENERGÍA
<p>rigiendo, mientras no se dicte el siguiente decreto.</p> <p>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.</p> <p>En todo caso, se entenderá que los nuevos valores entrarán en vigencia a contar del vencimiento de las tarifas del decreto anterior.</p>	
<p><b>Las bases, los estudios realizados por las empresas y los informes de la Comisión, del panel de expertos y del Ministerio de Energía serán públicos una vez publicado el respectivo decreto en el Diario Oficial, para efectos del decreto con fuerza de ley N°1/19.653.</b></p>	<p>b. Elimínase el inciso final.</p>
<p><b>Artículo 179°.- Los planes de expansión en instalaciones de generación y transmisión a que se refiere el artículo 176°, 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.</b></p> <p><b>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.</b></p>	<p>30. Reemplázase el artículo 179° por el siguiente:</p> <p>“Artículo 179.- Planes de expansión. Los planes de expansión de los segmentos de generación y transmisión señalados en el decreto al que hace mención el artículo 178, y las modificaciones, refuerzos o adecuaciones a las redes de distribución que se determinen conforme al inciso tercero del artículo 176°, tendrán carácter de obligatorios, y deberán ejecutarse conforme al tipo, dimensionamiento y plazos que se definan en el decreto, sin perjuicio de lo señalado en el inciso final del artículo 180.</p> <p>En particular, para aquellas unidades que forman parte de los medios de generación renovables no convencionales y para sistemas de almacenamiento de energía, el valor de inversión de las obras indicadas en el plan de expansión del decreto señalado en el artículo anterior y sus correspondientes fórmulas de indexación, serán incluidos en la determinación del costo total de largo plazo del proceso en curso y de los tres procesos tarifarios siguientes, a partir de la fecha de entrada en operación indicada en el decreto correspondiente. Lo anterior, siempre y cuando las obras: hayan sido efectivamente ejecutadas; se encuentren</p>

TEXTO LEGAL VIGENTE	TEXTO APROBADO POR LA COMISIÓN DE MINERÍA Y ENERGÍA
	<p>en proceso de ser ejecutadas cumpliendo con los plazos e hitos definidos en el respectivo decreto; o se encuentren en la hipótesis señalada en el inciso final del artículo 180.</p> <p>La realización de un estudio interperíodos no será considerada como un proceso tarifario para los efectos del cómputo de los siguientes tres procesos indicados en el inciso anterior.”.</p>
	<p>31. En el artículo 180°:</p>
<p><b>Artículo 180°.- 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.</b></p> <p><b>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 a 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.</b></p>	<p>a) Sustitúyense los incisos primero y segundo por los siguientes:</p> <p>“Artículo 180.- Actualización interperíodos. El informe técnico que dio origen a los planes señalados en el artículo anterior establecerá, 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 establecidos.</p> <p>Dentro de la vigencia de un decreto tarifario la Comisión, de oficio o a solicitud fundada de las empresas que se encuentren operando en el correspondiente sistema mediano, podrá actualizar lo indicado en el decreto tarifario al que hace mención el artículo 178, en aquellos casos en que se produzcan desviaciones relevantes en las condiciones de oferta o de demanda o que se ubiquen fuera de las tolerancias establecidas conforme a lo señalado en el inciso precedente, caso en el cual las nuevas tarifas y sus correspondientes fórmulas de indexación, así como los planes de expansión resultantes de dicha actualización, tendrán vigencia hasta el término del cuatrienio en curso. El reglamento establecerá el procedimiento, los plazos y las demás materias necesarias para el adecuado desarrollo del procedimiento de actualización regulado en este artículo.”.</p>
<p>(—)</p>	<p>b) Incorpórase el siguiente inciso tercero, nuevo:</p> <p>“Para efectos de lo señalado en el inciso precedente, la actualización de los parámetros tarifarios, y los nuevos planes de expansión, serán calculados por la Comisión mediante un informe técnico y fijados mediante decreto expedido por el Ministerio de Energía, bajo la fórmula “por orden del Presidente de la República”.”.</p>
<p>En todo caso, las empresas siempre podrán adelantar o atrasar las inversiones respecto de las fechas establecidas en el <b>plan de expansión</b> vigente, sin mediar</p>	<p>c) Reemplázase en el actual inciso tercero, que ha pasado a ser inciso cuarto, la expresión “plan de expansión” por “decreto vigente señalado en el artículo 178”.</p>

TEXTO LEGAL VIGENTE	TEXTO APROBADO POR LA COMISIÓN DE MINERÍA Y ENERGÍA
<p>la condición establecida en el inciso precedente, previa autorización de la Comisión. En dicho caso, no habrá efectos en las tarifas.</p>	
<p>(—)</p>	<p>32. Incorpóranse, a continuación del artículo 180, los siguientes artículos 180-1 a 180-13:</p> <p>“Artículo 180-1.- Acceso abierto y procedimientos de conexión en sistemas medianos. El Coordinador deberá otorgar permiso de conexión a nuevos proyectos en los sistemas medianos obligados a coordinarse de acuerdo a lo establecido en el artículo 173 bis, cuando éstos lo soliciten en subestaciones existentes o futuras, conforme lo que disponga el reglamento.</p> <p>Las empresas que operen instalaciones de distribución o transmisión en un sistema mediano deberán permitir la conexión de nuevos proyectos a sus instalaciones, cuando éstos se conecten a ellas mediante líneas propias o de terceros, conforme a lo que disponga la respectiva norma técnica.</p> <p>Las discrepancias que surjan con motivo de la aplicación del régimen de acceso abierto establecido en el presente artículo serán sometidas al dictamen del Panel de Expertos, el que deberá resolver dentro de los quince días siguientes de celebrada la audiencia de que trata el artículo 211°.</p> <p>“Artículo 180-2.- Acceso abierto y procedimientos de conexión a sistemas para procesos productivos, por parte de terceros bajo modalidad de sistemas con capacidad instalada menor a 1.500 kilowatts, sistemas medianos o el sistema eléctrico nacional. Los sistemas para procesos productivos están sometidos a un régimen de acceso abierto.</p> <p>Así, terceros podrán solicitar la conexión a sistemas para procesos productivos bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias, de acuerdo a la normativa vigente. En este caso, el Coordinador deberá otorgar permiso de conexión a quienes soliciten acceso a dichos sistemas, conforme a lo dispuesto por el reglamento. Los detalles sobre límites, tarificación u otros aspectos técnicos y económicos del régimen de acceso abierto quedarán sujetos a lo establecido en la regulación reglamentaria pertinente. El reglamento establecerá las materias necesarias para la debida implementación del presente artículo.</p>

TEXTO LEGAL VIGENTE	TEXTO APROBADO POR LA COMISIÓN DE MINERÍA Y ENERGÍA
	<p>Las discrepancias que surjan en relación con el acceso abierto y la interconexión de los sistemas para procesos productivos con sistemas con capacidad instalada menor a 1.500 kilowatts, sistemas medianos o el sistema eléctrico nacional serán resueltas por el Panel de Expertos. Éste deberá dictaminar en el plazo máximo de quince días hábiles desde la celebración de la audiencia señalada en el artículo 211.</p> <p>Artículo 180-3.- Interconexión de instalaciones a los sistemas medianos. Toda unidad generadora o sistema de almacenamiento deberá comunicar por escrito a la Comisión su fecha de interconexión al sistema mediano respectivo, con una anticipación no inferior a seis meses, y remitir copia de dicha comunicación a la Superintendencia, al Coordinador y al Comité Coordinador si corresponde. En el caso de las instalaciones de transmisión se deberá cumplir con la misma obligación. Igual plazo y procedimiento aplicará para el retiro, modificación, desconexión o cese de operaciones, que no sea por fallas o mantenimiento, de una central o instalación de transmisión.</p> <p>En casos calificados, y previo informe de seguridad del Comité Coordinador o de la empresa que opere en el respectivo sistema mediano, la Comisión podrá eximir a una empresa del cumplimiento de los plazos y fechas señaladas. Asimismo, la Comisión podrá prorrogar hasta por seis meses el plazo señalado, en caso de determinar que el retiro, modificación, desconexión o el cese de operaciones puede generar riesgo para la seguridad del sistema, previo informe de seguridad del Comité Coordinador o de la empresa que opere el respectivo sistema mediano.</p> <p>Artículo 180-4.- Interconexión de dos o más sistemas medianos. La Comisión podrá incorporar en la planificación de los sistemas medianos la interconexión de dos o más de dichos sistemas. En el caso de presentarse una iniciativa privada de transmisión para la señalada interconexión, ésta deberá ser analizada en el estudio al que se refiere el artículo 174. Si son considerados en el plan de expansión, los proyectos deberán ser incorporados en el desarrollo de los sistemas eléctricos respectivos, en virtud de lo señalado en el artículo 179, y el decreto respectivo deberá definir las condiciones asociadas a la transición para la</p>

TEXTO LEGAL VIGENTE	TEXTO APROBADO POR LA COMISIÓN DE MINERÍA Y ENERGÍA
	<p>correcta integración de los sistemas medianos que se interconecten.</p> <p>Artículo 180-5.- Otras interconexiones entre sistemas eléctricos. En cualquier otro caso de interconexión entre sistemas eléctricos, distinto del señalado en el artículo precedente, la Comisión deberá elaborar un informe técnico y señalar si se trata de una interconexión de interés privado o de servicio público destinada al abastecimiento de la demanda.</p> <p>El Ministerio deberá dictar el correspondiente decreto bajo la fórmula “por orden del Presidente de la República”, e indicar el tipo de instalaciones de que se trata y, además, deberá definir las condiciones asociadas a la transición, al acceso abierto, a la remuneración y pago de las correspondientes instalaciones. Si se trata de una interconexión nacional privada ésta se regirá por su respectivo contrato.</p> <p>El reglamento establecerá las materias necesarias para la debida implementación del presente artículo.</p> <p>Artículo 180-6.- Interconexión internacional. Cuando una interconexión internacional de servicio público interconecte instalaciones correspondientes a algún sistema mediano, dicha instalación será remunerada por los clientes finales del sistema eléctrico nacional a partir del cargo de transmisión y por un nuevo cargo de transmisión aplicado al correspondiente sistema mediano, de acuerdo a lo que disponga el reglamento.</p> <p>Artículo 180-7.- Licitaciones de suministro en sistemas medianos. La Comisión, en concordancia con los objetivos de eficiencia económica, competencia y seguridad que establece la ley para la planificación de los sistemas medianos, podrá considerar la realización de licitaciones públicas de suministro necesarias para abastecer la demanda de los sistemas medianos, mediante procesos públicos, transparentes y no discriminatorios.</p> <p>Para efectos de determinar la procedencia de las licitaciones a que se refiere el inciso precedente, la Comisión deberá considerar las características del correspondiente sistema mediano, la proyección de la demanda, los proyectos</p>

TEXTO LEGAL VIGENTE	TEXTO APROBADO POR LA COMISIÓN DE MINERÍA Y ENERGÍA
	<p>inscritos en el Registro de Proyectos de Generación y Transmisión, el incentivo de nuevas tecnologías, el reemplazo de centrales o cualquier otra consideración debidamente fundada en un informe técnico, que justifique la realización de un proceso licitatorio.</p> <p>Artículo 180-8.- Observaciones al informe técnico de licitación. Las concesionarias de servicio público de distribución, las empresas generadoras y aquellos usuarios e instituciones interesadas, que se encuentren inscritas en el registro de usuarios e instituciones interesadas que abrirá la Comisión, de acuerdo a lo que disponga el reglamento, y que tengan interés directo o eventual en el proceso de licitación señalado en el artículo anterior, podrán realizar observaciones de carácter técnico al referido informe en un plazo no superior a quince días, contado desde su publicación, de acuerdo a los formatos, requisitos y condiciones que establezca el reglamento.</p> <p>Dentro del plazo de treinta días, contado desde el vencimiento del plazo para presentar las observaciones, la Comisión deberá dar respuesta fundada a ellas y proceder a la rectificación del informe si corresponde. La Comisión deberá notificar el referido informe por medios electrónicos, el que deberá contener las modificaciones pertinentes producto de las observaciones que hayan sido acogidas.</p> <p>Dentro del plazo de quince días, contado desde la notificación a que se refiere el inciso anterior, podrán ser sometidas al dictamen del Panel de Expertos las discrepancias que se produzcan en relación con las proyecciones de demanda contenidas en el informe, y aquél deberá resolver conforme a lo dispuesto en el artículo 211°. La Comisión deberá elaborar el informe final de acuerdo a lo dictaminado por el Panel de Expertos, dentro del plazo de quince días.</p> <p>Artículo 180-9.- Bases de licitación de suministro. Si corresponde, la Comisión deberá elaborar las bases de licitación de suministro de energía para el correspondiente sistema mediano, las que remitirá, a través de medios electrónicos, a las concesionarias de distribución licitantes, a efectos de que éstas efectúen las observaciones que estimen pertinentes.</p>

TEXTO LEGAL VIGENTE	TEXTO APROBADO POR LA COMISIÓN DE MINERÍA Y ENERGÍA
	<p>La Comisión establecerá en las bases las condiciones de la licitación, y señalará, a lo menos, la cantidad de energía a licitar; los bloques de suministro requeridos para tal efecto; el período de suministro que debe cubrir la oferta, el cual no podrá ser superior a veinte años; los puntos del sistema eléctrico en el cual se efectuará el suministro; las condiciones, criterios y metodologías que serán empleados para realizar la evaluación económica de las ofertas y un contrato tipo de suministro de energía para servicio público de distribución, que regirá las relaciones entre la concesionaria de distribución y la empresa generadora adjudicataria respectiva.</p> <p>El reglamento establecerá los plazos, procedimientos y condiciones necesarias para la debida implementación del presente artículo y, además, determinará los requisitos y las condiciones para ser oferente, las garantías que éste deba rendir para asegurar el cumplimiento de su oferta y del contrato de suministro que se suscriba, y toda otra garantía para el debido resguardo del proceso.</p> <p>Artículo 180-10.- Valor máximo de las ofertas. En cada licitación el valor máximo de las ofertas de energía para cada bloque de suministro será fijado por la Comisión, en un acto administrativo separado de carácter reservado, que permanecerá en secreto hasta la apertura de las ofertas respectivas, momento en el cual el acto administrativo perderá el carácter de reservado. Con todo, dicho valor máximo deberá ser fundado y definirse en virtud del bloque de suministro de energía licitado.</p> <p>Artículo 180-11.- Adjudicación y contrato de suministro. Las empresas concesionarias de distribución deberán adjudicar la licitación a aquellas ofertas más económicas, de acuerdo a las condiciones establecidas en las bases de licitación para su evaluación, y deberán comunicar a la Comisión la evaluación y la adjudicación de las ofertas, para los efectos de su formalización a través del correspondiente acto administrativo.</p> <p>El contrato tipo de suministro incorporado en las bases de licitación deberá ser suscrito por la concesionaria de distribución y su suministrador, por escritura pública, previa aprobación de la Comisión mediante resolución exenta, y una copia autorizada será registrada en la Superintendencia. Asimismo, las modificaciones que se introduzcan en los contratos deberán ser aprobadas por la</p>

TEXTO LEGAL VIGENTE	TEXTO APROBADO POR LA COMISIÓN DE MINERÍA Y ENERGÍA
	<p>Comisión.</p> <p>Artículo 180-12.- Precio nudo promedio del sistema mediano. El total de la energía que deberán facturar el o los suministradores adjudicados en la correspondiente licitación a una distribuidora, será igual a la energía efectivamente inyectada por dicho generador en el período de facturación, de acuerdo a los requisitos y condiciones que establezca el reglamento.</p> <p>El precio medio que resulte de la adjudicación, calculado de acuerdo a lo que establezca el reglamento, será traspasado a los clientes finales de los sistemas medianos mediante una componente adicional agregada al precio de nudo resultante del proceso de tarificación, a que hace referencia el artículo 178, y formará un nuevo precio de nudo denominado precio de nudo promedio del sistema mediano. Con ocasión del cálculo a que se refiere el artículo 157, de acuerdo a lo que establezca el reglamento, la Comisión deberá incorporar ajustes y recargos derivados de indexaciones, desbalances producto de la demanda proyectada u otros.</p> <p>Artículo 180-13.- Incorporación de nuevas plantas de generación. Las nuevas plantas de generación comprometidas producto de las licitaciones deberán incorporarse en el plan de expansión y en el plan de reposición eficiente, a fin de evitar el doble pago, de forma que estas instalaciones sean consideradas para efectos de las expansiones necesarias del sistema, y que su costo no quede reflejado en el precio de nudo resultante del proceso de tarificación.”.</p>
<p>Artículo 191º.- Durante el período de vigencia de las fórmulas tarifarias, las tarifas máximas que las empresas podrán cobrar a sus clientes se obtendrán aplicando a dichas fórmulas las variaciones de los índices de precios que en ellas se establezcan. Aquellos índices de precios que sean entregados oficialmente por el Instituto Nacional de Estadísticas, pueden ser aplicados automáticamente por las empresas distribuidoras. Otros índices de precios, tales como el índice de precios del conductor de cobre, serán elaborados por la Comisión e informados a las empresas a requerimiento de éstas para ser aplicados. En todo caso, cada vez que las empresas distribuidoras reajusten sus tarifas, deberán previamente comunicar los nuevos valores a la Comisión y a la Superintendencia, y publicarlos</p>	<p>33. En el artículo 191º:</p>

TEXTO LEGAL VIGENTE	TEXTO APROBADO POR LA COMISIÓN DE MINERÍA Y ENERGÍA
<p>en un diario de circulación nacional.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, en el <b>conjunto de los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 1.500 kilowatts</b>, las tarifas máximas que las empresas distribuidoras podrán cobrar por suministro a usuarios residenciales no podrán superar el promedio simple de éstas, calculadas sobre la base de un consumo tipo, incrementado en un 10% del mismo, considerando una muestra representativa. <b>En caso que dichas tarifas</b> excedan este porcentaje, deberá aplicarse un ajuste a la componente contemplada en el número 3 del artículo 182. Si a pesar de ello no se lograre alcanzar el porcentaje antes mencionado, se aplicará el máximo descuento obtenido, sin que procedan ajustes adicionales. Las diferencias serán absorbidas progresivamente por <b>todos</b> los demás suministros sometidos a regulación de precios <b>que estén bajo el promedio señalado, con excepción</b> de aquellos usuarios residenciales cuyo consumo promedio mensual de energía del año calendario anterior sea menor o igual a 200 kWh, de modo que no varíe la recaudación total inicial. Sin perjuicio de lo anterior, las tarifas correspondientes a aquellos usuarios residenciales que deban absorber las diferencias señaladas, no podrán resultar superiores al promedio simple de éstas. Con todo, la absorción de las diferencias aludidas anteriormente por parte de los clientes residenciales cuyo consumo promedio mensual de energía del año calendario anterior haya sido mayor a 200 kWh y menor o igual a 240 kWh, será proporcional a la correspondiente para consumos mayores a 240 kWh conforme a lo siguiente: 20% para el intervalo mayor a 200 kWh y menor o igual a 210 kWh, 40% para el intervalo mayor a 210 kWh y menor o igual a 220 kWh, 60% para el intervalo mayor a 220 kWh y menor o igual a 230 kWh y 80% para el intervalo mayor a 230 kWh y menor o igual a 240 kWh.</p>	<p>a) En el inciso segundo:</p> <p>i. Reemplázase la frase “conjunto de los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 1.500 kilowatts,” por “sistema eléctrico nacional y en los sistemas medianos,”.</p> <p>ii. Reemplázase la frase “En caso que dichas tarifas” por lo siguiente: “Para aquellos usuarios residenciales cuyas tarifas, calculadas sobre la base del consumo tipo”.</p> <p>iii. Suprímese la palabra “todos”, que sigue a la frase “Las diferencias serán absorbidas progresivamente por”.</p> <p>iv. Reemplázase la frase “que estén bajo el promedio señalado, con excepción” por lo siguiente: “con las excepciones de aquellos suministros no residenciales ubicados en comunas beneficiadas con la aplicación de este mecanismo, siempre y cuando sean abastecidos por la misma empresa distribuidora que los usuarios residenciales beneficiados; y”.</p>
<p>Los ajustes y recargos a que dé origen el mecanismo señalado serán fijados en el decreto que dicte el Ministerio de Energía con ocasión de la fijación de precios semestral a que se refiere el artículo 158, previo informe técnico de la Comisión. A su vez, las transferencias entre empresas distribuidoras a que den origen las diferencias de facturación producto de la aplicación del mecanismo antes mencionado serán calculadas por <b>los CDEC respectivos</b>, de manera coordinada. El mecanismo de reliquidación de las diferencias de facturación entre empresas concesionarias de distribución será establecido por la Comisión mediante Resolución Exenta. Para estos efectos, las empresas concesionarias de</p>	<p>b) Reemplázanse en el inciso tercero las expresiones “los CDEC respectivos,” y “los CDEC” por “el Coordinador”.</p>

TEXTO LEGAL VIGENTE	TEXTO APROBADO POR LA COMISIÓN DE MINERÍA Y ENERGÍA
<p>distribución deberán proporcionar toda la información que sea requerida por los <b>CDEC</b> y la Comisión. La entrega de información errónea, incompleta o elaborada a partir de antecedentes no fidedignos dará lugar a las sanciones establecidas en el Título IV de la ley N° 18.410, que crea la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.</p>	
<p style="text-align: center;">CAPITULO III</p> <p style="text-align: center;"><b>De los precios máximos en sistemas eléctricos cuyo tamaño es igual o inferior a 1.500 kilowatts en capacidad instalada de generación.</b></p>	<p>34. Reemplázase el epígrafe del Capítulo III del Título V por el siguiente: “De los precios máximos en los sistemas aislados para pequeños consumidores”.</p>
<p>Artículo 199°.- En los <b>sistemas eléctricos cuyo tamaño es igual o inferior a 1.500 kilowatts en capacidad instalada de generación</b> sólo se fijarán los precios correspondientes a los suministros indicados en el número 1 del artículo 147°.</p>	<p>35. Sustitúyese en el artículo 199° la frase “sistemas eléctricos cuyo tamaño es igual o inferior a 1.500 kilowatts en capacidad instalada de generación” por “sistemas aislados para pequeños consumidores”.</p>
<p>(—)</p>	<p>36. Incorpórase, a continuación del artículo 199°, el siguiente artículo 199 bis:</p> <p>“Artículo 199 bis.- Los Gobiernos Regionales podrán destinar recursos para el financiamiento de subsidios para la operación, que permitan la continuidad del suministro eléctrico en los sistemas aislados para pequeños consumidores.</p> <p>Los Gobiernos Regionales podrán utilizar la tarifa regulada de referencia para efectos de determinar el monto de los recursos a transferir. La tarifa regulada de referencia (“TRR”) corresponderá a:</p> <p>a) La menor opción tarifaria BT1, de acuerdo al decreto tarifario vigente en dicha época, en todos sus componentes, sin considerar el cargo fijo mensual, aplicada a los usuarios finales señalados en el número 1 del artículo 147°, en la comuna donde está ubicado el sistema aislado para pequeños consumidores.</p> <p>b) Si la comuna no cuenta con usuarios finales señalados en el número 1 del artículo 147°, la TRR corresponderá a la menor opción tarifaria BT1 en todos sus componentes, sin considerar el cargo fijo mensual, aplicada a los usuarios finales de la comuna donde está ubicada la localidad geográficamente más cercana al sistema de autogeneración de energía eléctrica, que pertenezca a la provincia en donde está ubicado el referido sistema.</p> <p>c) Si la provincia no cuenta con usuarios finales señalados en el número 1 del</p>

TEXTO LEGAL VIGENTE	TEXTO APROBADO POR LA COMISIÓN DE MINERÍA Y ENERGÍA
	<p>artículo 147°, la TRR corresponderá a la menor opción tarifaria BT1 en todos sus componentes, sin considerar el cargo fijo mensual, aplicada a los usuarios finales de la comuna donde está ubicada la localidad geográficamente más cercana al sistema aislado para pequeños consumidores, que pertenezca a la región en donde está ubicado el sistema.</p> <p>d) En aquellos casos donde exista un acuerdo tarifario firmado entre el alcalde de la municipalidad respectiva y la empresa que entrega el suministro eléctrico y/o exista un convenio de operación con el Gobierno Regional respectivo, la TRR corresponderá a lo establecido en los instrumentos ya señalados.</p> <p>La transferencia de recursos a la cual se refiere el presente artículo se realizará de conformidad a lo dispuesto en las leyes de presupuestos del sector público respectivas.”.</p>
<p>Artículo 225°.- Para los efectos de la aplicación de la presente ley se entiende por:</p> <p><b>a) Sistema eléctrico: conjunto de instalaciones de centrales eléctricas generadoras, líneas de transporte, subestaciones eléctricas y líneas de distribución, interconectadas entre sí, que permite generar, transportar y distribuir energía eléctrica.</b></p> <p><b>b) Sistema Eléctrico Nacional: Sistema eléctrico interconectado cuya capacidad instalada de generación sea igual o superior a 200 megawatts.</b></p> <p>c) Curva de carga: gráfico que representa la potencia producida en el sistema eléctrico en función del tiempo.</p> <p>d) Potencia de punta: potencia máxima en la curva de carga anual.</p> <p>e) Margen de reserva teórico: mínimo sobreequipamiento en capacidad de generación que permite abastecer la potencia de punta en un sistema o subsistema eléctrico con una suficiencia determinada, dadas las características de las unidades generadoras y de los sistemas de transmisión del sistema eléctrico.</p>	<p>37. En el artículo 225°:</p> <p>a) Reemplázanse los literales a) y b) por los siguientes:</p> <p>“a) Sistema eléctrico: conjunto de instalaciones de centrales eléctricas generadoras, sistemas de almacenamiento, líneas de transporte, subestaciones eléctricas y redes de distribución, interconectadas entre sí, que permite generar, almacenar, transportar y distribuir energía eléctrica.</p> <p>b) Autoprodutor: Todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien explote a cualquier título centrales generadoras, cuya generación de energía eléctrica ocurra como resultado o con el objetivo de abastecer los consumos asociados a procesos productivos propios o de terceros, en el mismo punto de conexión a la red, y que puedan tener excedentes de energía para ser inyectados al sistema eléctrico.”.</p>

TEXTO LEGAL VIGENTE	TEXTO APROBADO POR LA COMISIÓN DE MINERÍA Y ENERGÍA
<p>f) Costo marginal de suministro: costo en que se incurre para suministrar una unidad adicional de producto para un nivel dado de producción. Alternativamente, dado un nivel de producción, es el costo que se evita al dejar de producir la última unidad.</p> <p>g) Tasa de actualización: tasa de descuento.</p> <p>h) Costo total actualizado: suma de costos incurridos en distintas fechas, actualizados a un instante determinado.</p> <p>i) Instalación económicamente adaptada: es la instalación que permite producir una cantidad determinada al menor costo.</p> <p>j) Línea de distribución de servicio público: línea de distribución establecida por una empresa distribuidora haciendo uso de una concesión de servicio público.</p> <p>k) Usuario o consumidor final: usuario que utiliza el suministro de energía eléctrica para consumirlo.</p> <p>l) Potencia conectada: potencia máxima que es capaz de demandar un usuario final dada la capacidad del empalme.</p> <p>m) Áreas típicas de distribución: áreas en que los costos de prestar el servicio de distribución y la densidad de clientes por kilómetro de red son similares entre sí, pudiendo incluir en ellas una o más empresas concesionarias de distribución eléctrica.</p> <p>n) Sectores de distribución: áreas territoriales en las cuales los precios máximos de distribución a usuarios finales, son los mismos.</p> <p>ñ) Aportes de terceros: instalaciones que fueron aportadas por los usuarios a la empresa distribuidora sin costo para ésta, existentes a la fecha de promulgación de la presente ley.</p>	

TEXTO LEGAL VIGENTE	TEXTO APROBADO POR LA COMISIÓN DE MINERÍA Y ENERGÍA
<p>o) Subestación de distribución primaria: subestación que reduce el voltaje desde el nivel de transporte al de alta tensión en distribución.</p> <p>p) Momento de carga: es el producto de la potencia conectada del usuario medida en megawatts y de la distancia comprendida entre el punto de empalme con la concesionaria y la subestación de distribución primaria, medida en kilómetros a lo largo de las líneas eléctricas.</p> <p>q) Usuario o cliente: es la persona natural o jurídica que acredite dominio sobre un inmueble o instalaciones que reciben servicio eléctrico. En este inmueble o instalación quedarán radicadas todas las obligaciones derivadas del servicio para con la empresa suministradora.</p> <p>No obstante, si el concesionario no suspendiere el servicio por la causal indicada en el artículo 141<sup>o</sup>, las obligaciones por consumos derivadas del servicio para con la empresa suministradora que se generen desde la fecha de emisión de la siguiente boleta o factura no quedarán radicadas en dicho inmueble o instalación, salvo que para ello contare con la autorización escrita del propietario.</p> <p>r) Confiabilidad: cualidad de un sistema eléctrico determinada conjuntamente por la suficiencia, la seguridad y la calidad de servicio.</p> <p>s) Suficiencia: atributo de un sistema eléctrico cuyas instalaciones son adecuadas para abastecer su demanda.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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</p>	

TEXTO LEGAL VIGENTE	TEXTO APROBADO POR LA COMISIÓN DE MINERÍA Y ENERGÍA
<p>caracteriza, entre otros, por la magnitud, la frecuencia y la contaminación de la tensión instantánea de suministro.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>y) Energía Firme: Capacidad de producción anual esperada de energía eléctrica que puede ser inyectada al sistema por una unidad de generación de manera segura, considerando aspectos como la certidumbre asociada a la disponibilidad de su fuente de energía primaria, indisponibilidades programadas y forzadas. El detalle de cálculo de la energía firme, diferenciado por tecnología, deberá estar contenido en la Norma Técnica que la Comisión dicte para estos efectos.</p> <p>z) Servicios complementarios: Prestaciones que permiten efectuar la coordinación de la operación del sistema en los términos dispuestos en el artículo 72°-1. Son servicios complementarios al menos, el control de frecuencia, el control de tensión y el plan de recuperación de servicio, tanto en condiciones normales de operación como ante contingencias.</p> <p>Estos servicios se prestarán por medio de los recursos técnicos requeridos en la operación del sistema eléctrico, tales como la capacidad de generación de potencia activa, capacidad de inyección o absorción de potencia reactiva y potencia conectada de los usuarios, entre otros, y por la infraestructura asociada a la prestación del recurso técnico.</p>	
<p>aa) Medios de generación renovables no convencionales: los que presentan</p>	<p>b) Sustitúyense la expresión “ad)”, la segunda vez que aparece, y las expresiones</p>

TEXTO LEGAL VIGENTE	TEXTO APROBADO POR LA COMISIÓN DE MINERÍA Y ENERGÍA
<p>cualquiera de las siguientes características:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de la biomasa, correspondiente a la obtenida de materia orgánica y biodegradable, la que puede ser usada directamente como combustible o convertida en otros biocombustibles líquidos, sólidos o gaseosos. Se entenderá incluida la fracción biodegradable de los residuos sólidos domiciliarios y no domiciliarios.</li> <li>2) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía hidráulica y cuya potencia máxima sea inferior a 20.000 kilowatts.</li> <li>3) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía geotérmica, entendiéndose por tal la que se obtiene del calor natural del interior de la tierra.</li> <li>4) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía solar, obtenida de la radiación solar.</li> <li>5) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía eólica, correspondiente a la energía cinética del viento.</li> <li>6) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de los mares, correspondiente a toda forma de energía mecánica producida por el movimiento de las mareas, de las olas y de las corrientes, así como la obtenida del gradiente térmico de los mares.</li> <li>7) Otros medios de generación determinados fundadamente por la Comisión, que utilicen energías renovables para la generación de electricidad, contribuyan a diversificar las fuentes de abastecimiento de energía en los sistemas eléctricos y causen un bajo impacto ambiental, conforme a los procedimientos que establezca el reglamento.</li> </ol> <p>ab) Energía renovable no convencional: aquella energía eléctrica generada por medios de generación renovables no convencionales.</p> <p>ac) Instalación de cogeneración eficiente: instalación en la que se genera energía</p>	<p>“ae)” y “af)”, por “ae)”, “af)” y “ag)”, respectivamente.</p>

TEXTO LEGAL VIGENTE	TEXTO APROBADO POR LA COMISIÓN DE MINERÍA Y ENERGÍA
<p>eléctrica y calor en un solo proceso de elevado rendimiento energético cuya potencia máxima suministrada al sistema sea inferior a 20.000 kilowatts y que cumpla los requisitos establecidos en el reglamento.</p> <p>ad) Factor de Intensidad: se define como la razón entre la capacidad de generación instalada en cada comuna, expresada en kilowatts, y su número de clientes sometidos a regulación de precios.</p> <p><b>ad)</b> Sistema de Almacenamiento de Energía: Equipamiento tecnológico capaz de retirar energía desde el sistema eléctrico, transformarla en otro tipo de energía (química, potencial, térmica, entre otras) y almacenarla con el objetivo de, mediante una transformación inversa, inyectarla nuevamente al sistema eléctrico, contribuyendo con la seguridad, suficiencia o eficiencia económica del sistema, según lo determine el reglamento.</p> <p>Para estos efectos, los retiros efectuados en el proceso de almacenamiento no estarán sujetos a los cargos asociados a clientes finales. El reglamento establecerá las disposiciones aplicables a dichos retiros.</p> <p><b>ae)</b> Comuna Intensiva en Generación: comuna cuyo Factor de Intensidad es igual o mayor a 2,5 kW/N° Clientes Regulados.</p> <p><b>af)</b> Sistema generación-consumo: Infraestructura productiva destinada a fines tales como la producción de hidrógeno o la desalinización del agua, con capacidad de generación propia, mediante medios de generación renovables, que se conecta al sistema eléctrico a través de un único punto de conexión y que puede retirar energía del sistema eléctrico a través de un suministrador o inyectarle sus excedentes.</p> <p>Los cargos que correspondan, asociados a clientes finales, serán sólo en base a la energía y potencia retirada del sistema y en ningún caso por la energía y potencia autoabastecida.</p> <p>A estos sistemas les serán aplicables todas las disposiciones correspondientes a las centrales generadoras y clientes finales no sometidos a regulación de precios,</p>	

TEXTO LEGAL VIGENTE	TEXTO APROBADO POR LA COMISIÓN DE MINERÍA Y ENERGÍA
de acuerdo a lo que disponga el reglamento, el que establecerá las disposiciones y requisitos necesarios para la debida aplicación del presente literal.	
	DISPOSICIONES TRANSITORIAS
(—)	<p>Artículo primero.- Dentro del plazo de doce meses, contado desde la publicación de la presente ley en el Diario Oficial, se deberán dictar los reglamentos que establezcan las disposiciones necesarias para su ejecución. Mientras los referidos reglamentos no entren en vigencia, dichas disposiciones se sujetarán en cuanto a los plazos, requisitos y condiciones a las disposiciones de esta ley y a las que se establezcan por resolución exenta de la Comisión.</p> <p>La resolución exenta a que hace referencia el inciso anterior permanecerá vigente hasta la entrada en vigencia de los referidos reglamentos.</p> <p>Los procedimientos tarifarios de los sistemas medianos iniciados con anterioridad a la publicación de la presente ley se regirán por las normas vigentes a la fecha de su inicio.</p>
(—)	<p>Artículo segundo.- Dentro de los seis meses siguientes a la publicación del reglamento señalado en los artículos 10-5 y 10-6, que el numeral 2 del artículo único del presente proyecto de ley incorpora en el decreto con fuerza de ley N° 4/20.018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, la Comisión deberá dar inicio al primer proceso de categorización de los sistemas eléctricos señalado en dichos artículos. Mientras ello no ocurra, los actuales sistemas medianos y sistemas aislados para pequeños consumidores seguirán rigiéndose por la normativa correspondiente.</p> <p>Si la categorización de los sistemas eléctricos no se ha realizado a la fecha que corresponda dar inicio al nuevo proceso tarifario de los sistemas medianos, éste se aplicará a los actuales sistemas medianos de acuerdo a lo dispuesto en la presente ley.</p>
(—)	<p>Artículo tercero.- Desde la fecha de publicación de la presente ley en el Diario Oficial hasta la finalización del proceso de categorización de sistemas eléctricos al cual se refiere el artículo segundo transitorio precedente, los Gobiernos Regionales podrán destinar recursos para el financiamiento de subsidios a la operación, que permitan la continuidad del suministro eléctrico de aquellos sistemas eléctricos cuyo tamaño sea igual o inferior a 1.500 kilowatts de</p>

TEXTO LEGAL VIGENTE	TEXTO APROBADO POR LA COMISIÓN DE MINERÍA Y ENERGÍA
	<p>capacidad instalada de generación, o para aquellos que hayan superado dicha capacidad, en la medida que sean autorizados por resolución exenta del Ministerio de Energía. Dicha resolución deberá contener una tarifa de referencia regulada de acuerdo a las reglas establecidas en el inciso segundo del artículo 199 bis incorporado por el numeral 36 del artículo único del presente proyecto de ley en el decreto con fuerza de ley N° 4/20.018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.</p> <p>Para la aplicación del inciso anterior, el Ministerio de Energía, mediante decreto exento, establecerá el procedimiento, requisitos, condiciones, vigencia y plazo, para efectos de dictar la resolución exenta de autorización previamente indicada.</p>
(—)	<p>Artículo cuarto.- El mayor gasto fiscal que irrogue la aplicación de esta ley durante su primer año presupuestario de vigencia se financiará con cargo al presupuesto del Ministerio de Energía, y en lo que falte, el Ministerio de Hacienda podrá suplementarlo con cargo a los recursos de la partida del Tesoro Público de la Ley de Presupuestos del Sector Público. En los años siguientes se estará a lo dispuesto en la respectiva Ley de Presupuestos.”.</p>