

MINISTERIO DE MINERÍA

DECRETO N° 327/1997

REGLAMENTO DE LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS

INCLUYE MODIFICACIONES EFECTUADAS POR DS N° 158/2003

INCLUYE MODIFICACIONES EFECTUADAS POR DS N° 26/2007

INCLUYE MODIFICACIONES EFECTUADAS POR DS N° 4/2008

FIJA REGLAMENTO DE LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS.

SANTIAGO, 12-DIC-1997

DECRETO SUPREMO Nº 327 / VISTOS: Lo informado por la Comisión Nacional de Energía, con fecha 21 de noviembre de 1997; lo dispuesto en el Decreto con Fuerza de Ley Nº1, de 1982, del Ministerio de Minería; en el Decreto Supremo Nº 6, de 22 de enero de 1985 en el Decreto Supremo Nº 34, de 08 de Marzo de 1994; la Resolución Nº 55 de 1992, de la Contraloría General de la República, su texto refundido, la Resolución Nº 520 de 1996 y sus modificaciones posteriores; y en uso de las facultades que me confiere el Nº8 del artículo 32º de la Constitución Política de la República, y

CONSIDERANDO:

- a) Que la reglamentación complementaria al D.F.L. Nº1 de 1982 del Ministerio de Minería, Ley General de Servicios Eléctricos, actualmente existente es, en gran medida, incompleta y, en parte, superada por los avances tecnológicos;
- b) Que a la fecha no se ha dictado un reglamento que contenga en forma íntegra y completa, las diversas materias normadas en la referida Ley General de Servicios Eléctricos, dificultándose su correcta ejecución y aplicación, y
- c) Que se hace indispensable una reglamentación orgánica que contemple todos los aspectos normados en el D.F.L. Nº 1, de 1982, y derogar así las diversas disposiciones contenidas en normativas dispersas y parciales, tales como los decretos supremos Nº 6, de 1985, Nº 34, de 1994, ambos del Ministerio de Minería; y los decretos supremos Nº 1.280, de 1971, Nº 3.386, de 1935, y Nº 385, de 1934, todos del Ministerio del Interior.

DECRETO: Apruébase el siguiente Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos.

TITULO I: DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 1.- Las disposiciones del presente reglamento se aplicarán, en lo pertinente, a:

- a) Las empresas de generación de electricidad; las empresas de transporte de electricidad; las empresas concesionarias que efectúen servicio público de distribución; los Centros de Despacho Económico de Carga, en adelante CDEC; y a los usuarios de energía e instalaciones eléctricas. Para los efectos de este reglamento, se entenderá como conceptos sinónimos el transporte y la transmisión de energía eléctrica.
- b) Las instalaciones de generación, de transporte, subestaciones de transformación e instalaciones de distribución de energía eléctrica, y las demás instalaciones eléctricas.
- c) Las relaciones de las empresas eléctricas con el Estado, con las Municipalidades, con otras entidades de servicio eléctrico y con los particulares.

No estarán sometidas a las disposiciones del presente reglamento las concesiones de ferrocarriles eléctricos. No obstante, deberán ajustarse a sus disposiciones las

instalaciones destinadas a la producción, transporte y distribución de la energía eléctrica para el funcionamiento de ellos.

Para los efectos del presente reglamento se entiende por empresas concesionarias a los concesionarios de servicio público de distribución, a los de centrales hidroeléctricas, a los de subestaciones eléctricas y a los de transporte.

Todas las referencias a artículos sin señalar otra fuente, se entenderán hechas a las normas de este reglamento. Asimismo, todas las referencias a la ley sin otra denominación, se entenderán hechas al D.F.L. Nº 1, de 1982, del Ministerio de Minería.

Artículo 2.- Corresponderá al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, en adelante el Ministerio, dictar las normas técnicas indicadas en el presente reglamento, previa aprobación de la Comisión Nacional de Energía, en adelante la Comisión. Estos pliegos podrán ser modificados periódicamente en concordancia con los progresos que ocurran en estas materias.

TITULO II: CONCESIONES, PERMISOS Y SERVIDUMBRES

CAPITULO I: ASPECTOS GENERALES

Artículo 3.- Para los efectos de este reglamento, existirán las siguientes concesiones:

- a) concesiones para establecer, operar y explotar las instalaciones de servicio público de distribución.
- b) concesiones para establecer centrales hidráulicas productoras de energía eléctrica.
- c) concesiones para establecer subestaciones eléctricas.
- d) concesiones para establecer líneas de transporte de energía eléctrica.

Todas las concesiones anteriores pueden, a su vez, ser provisionales o definitivas.

Artículo 4.- Para los efectos de este reglamento, existirán dos tipos de permisos a líneas de transporte o distribución de energía eléctrica, los que se conferirán conforme a lo establecido en los artículos 64 y siguientes:

- a) permisos de extensión provisoria de líneas, fuera del área de concesión de distribución respectiva; y
- b) permisos para que las líneas de transporte y distribución de energía eléctrica no sujetas a concesión, puedan usar y/o cruzar calles, otras líneas eléctricas y otros bienes nacionales de uso público.

Artículo 5.- Las concesiones de servicio público de distribución son aquellas que habilitan a su titular para establecer, operar y explotar instalaciones de distribución de electricidad dentro de una zona determinada y efectuar suministro de energía eléctrica a usuarios finales ubicados dentro de dicha zona y a los que, ubicados fuera de ella, se conecten a sus instalaciones mediante líneas propias o de terceros.

Artículo 6.- El servicio público eléctrico comprende todos los suministros efectuados a usuarios finales, conforme al artículo anterior.

No se considerarán de servicio público:

- a) los suministros efectuados desde instalaciones de generación y transporte;
- b) la distribución de energía que efectúen las cooperativas no concesionarias; y
- c) la distribución que se realice sin concesión, de conformidad a la ley y este reglamento.

Artículo 7.- La distribución de electricidad a usuarios ubicados en una zona de concesión sólo podrá ser efectuada mediante concesión de servicio público de distribución, con las siguientes excepciones:

- a) los suministros a usuarios no sometidos a regulación de precios;
- b) los suministros que se efectúan sin utilizar bienes nacionales de uso público;
- c) los suministros que se efectúan utilizando bienes nacionales de uso público mediante permisos otorgados previamente al establecimiento de una concesión; y
- d) todo otro suministro que se efectúe mediante un contrato que acuerden directamente las partes, incluidos los concesionarios.

Artículo 8.- Se podrán otorgar, además, concesiones para establecer centrales hidráulicas productoras de energía eléctrica, subestaciones eléctricas y líneas de transporte de energía eléctrica.

No obstante, las centrales hidráulicas, las subestaciones eléctricas y las líneas de transporte podrán instalarse sin solicitar concesión, cuando el interesado así lo desee.

Artículo 9.- Las concesiones eléctricas sólo podrán ser otorgadas a ciudadanos chilenos y a sociedades constituidas en conformidad a las leyes del país. Sin embargo, no podrán otorgarse concesiones eléctricas a sociedades en comandita por acciones.

Las concesiones se otorgarán sin perjuicio del derecho de terceros legalmente establecidos con permiso o concesión, y en lo que ellas no prevean, estarán sometidas a las leyes, reglamentos y ordenanzas vigentes o que se dicten en el futuro sobre la materia.

Artículo 10.- Podrán otorgarse concesiones de servicio público de distribución sobre zonas ya concedidas en todo o parte. El decreto de concesión respectivo deberá otorgar al nuevo concesionario las mismas obligaciones y derechos que fueron conferidos al anterior concesionario en el territorio que será compartido.

Artículo 11.- Cuando se otorgue una concesión posterior que complemente o amplíe una concesión del mismo titular, las

obras que se ejecuten pasarán a formar parte de las de primera instalación.

Artículo 12.- Los concesionarios tendrán derecho a imponer las siguientes servidumbres:

a) en las heredades o inmuebles ajenos, para la construcción, establecimiento y explotación de las instalaciones y obras anexas, en adelante servidumbres prediales; y

b) en las postaciones, líneas aéreas o subterráneas, subestaciones y obras anexas que usen, en cualquiera de sus tramos, parcial o totalmente, bienes nacionales de uso público o las servidumbres que se mencionan en la letra anterior, para el tendido de otras líneas o para el transporte o distribución de energía eléctrica, o para que las Municipalidades puedan hacer alumbrado público.

Artículo 13.- Las concesiones de servicio público de distribución otorgan el derecho a usar bienes nacionales de uso público para tender líneas aéreas y subterráneas destinadas a la distribución de electricidad en la zona de concesión.

Artículo 14.- Las cooperativas de abastecimiento de energía eléctrica que operen como concesionarias de servicio público de distribución, podrán distribuir electricidad sin limitaciones de volumen, a los usuarios que no tengan la calidad de socios ubicados en su zona de concesión.

En la explotación de tales concesiones, las cooperativas de que trata este artículo no gozarán de franquicias tributarias o de otras de cualquier índole, que tuvieren por su condición de cooperativas.

Artículo 15.- Las concesiones provisionales tienen por objeto permitir el estudio de los proyectos de las obras de aprovechamiento de la concesión definitiva, y otorgan al concesionario el derecho para obtener del juez de letras respectivo el permiso para practicar o hacer practicar en terrenos fiscales, municipales o particulares, las mediciones y estudios que sean necesarios para la preparación del proyecto definitivo.

Los plazos de las concesiones provisionales no podrán exceder de dos años contados desde su otorgamiento.

Las concesiones provisionales serán otorgadas por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, en adelante la Superintendencia.

Artículo 16.- Las concesiones definitivas tienen por objeto el establecimiento, operación y explotación de centrales hidráulicas productoras de energía eléctrica, subestaciones eléctricas, líneas de transporte de energía eléctrica o instalaciones de servicio público de distribución.

Las concesiones definitivas se otorgarán por plazo indefinido.

Las concesiones definitivas serán otorgadas por el Ministerio, mediante decreto expedido bajo la fórmula "Por orden del Presidente de la República".

Artículo 17.- No será requisito para obtener la concesión definitiva haber solicitado la concesión provisional previa. Esta, a su vez, no obliga a solicitar ni a otorgar aquella.

CAPITULO 2: CONCESIONES PROVISIONALES

Artículo 18.- Las concesiones provisionales serán solicitadas a la Superintendencia. La Superintendencia deberá resolver la solicitud, mediante resolución fundada, en un plazo máximo de 90 días contados desde su publicación en el Diario Oficial. Sin perjuicio de lo anterior, no podrá otorgarse la concesión provisional solicitada, sin la previa autorización de la Dirección Nacional de Fronteras y Límites del Estado, si correspondiere.

Artículo 19.- Las solicitudes de concesión provisional deberán ser presentadas en duplicado, por el interesado o su representante legal.

Al presentarse la solicitud de concesión provisional, deberá acreditarse con los documentos respectivos, la constitución de la sociedad, su vigencia y la personería de su representante, si corresponde.

Artículo 20.- En la solicitud de concesión provisional se indicará:

- a) La identificación del peticionario;
- b) La clase de concesión que se solicita y el servicio a que estará destinada;
- c) Un plano general de las obras y una memoria explicativa de las mismas;
- d) En el caso de centrales hidroeléctricas, su ubicación y su potencia. Se indicarán, además, los derechos de aprovechamiento de agua que posea o esté tramitando el peticionario y, si procede, el trazado y capacidad de los acueductos, la ubicación y capacidad de los embalses y estanques de sobrecarga y de compensación que se construirán para la operación de la central;
- e) En el caso de líneas de transporte y de distribución, se señalará su trazado y la ubicación de las subestaciones, con indicación de los caminos, calles y otros bienes nacionales de uso público que se ocuparán, y de las propiedades fiscales, municipales y particulares que se atravesarán;
- f) Una descripción de los trabajos relacionados con los estudios, que se ejecutarán durante el período de la concesión provisional y los plazos para la iniciación de éstos, para su terminación por secciones, y para su terminación total; y
- g) Un presupuesto aproximado del costo de las obras, actualizado a la fecha que se indique, dentro de los seis meses previos a la fecha de presentación de la solicitud y expresado en moneda de curso legal.

Artículo 21.- En el plazo de 15 días de presentada la solicitud, la Superintendencia podrá declararla inadmisibles, en caso de haberse omitido en ella algunas de las indicaciones o antecedentes que se señalan en el artículo anterior. Tal resolución deberá notificarse al peticionario por carta certificada, dirigida al domicilio que el solicitante haya señalado en su presentación. En este caso, el interesado

deberá presentar una nueva solicitud en que se subsanen las omisiones referidas.

Artículo 22.- Recibida la solicitud con los antecedentes que la hagan admisible, si ella afectare terrenos fiscales, la Superintendencia la comunicará al Ministerio de Bienes Nacionales.

Practicada esta comunicación, ordenará la publicación de la solicitud, por una sola vez, en el Diario Oficial. Esta publicación deberá efectuarse después que el peticionario haya publicado dos veces consecutivas, un extracto de su solicitud, en un diario de circulación nacional. La publicación en el Diario Oficial deberá efectuarse el día 1º o 15 del mes, o al siguiente hábil si aquellos fueren feriados, y será de cargo del interesado.

Artículo 23.- Los propietarios de los predios que resultaren ocupados o atravesados por las obras proyectadas, y de aquellos en que deban realizarse los estudios y mediciones, y los demás interesados o afectados, dispondrán de un plazo de 30 días contados desde la publicación de la solicitud en el Diario Oficial, para formular reclamo ante la Superintendencia.

Los reclamos presentados oportunamente, serán comunicados al peticionario para que los conteste dentro del plazo máximo de 30 días.

Los reclamos, sean o no contestados por el peticionario, serán resueltos por la Superintendencia mediante resolución fundada. Esta resolución se incluirá entre los antecedentes de aquella que se pronuncie sobre la concesión provisional.

Artículo 24.- La resolución que otorgue la concesión provisional, fijará:

- a) El plazo de la concesión provisional; y
- b) La descripción de los trabajos relacionados con los estudios que se autorizan y las fechas para la iniciación y terminación de los mismos.

Artículo 25.- La resolución que otorgue la concesión provisional será publicada en el Diario Oficial por la Superintendencia, con cargo al interesado. La resolución que deniegue la concesión provisional será notificada a los interesados mediante carta certificada.

Artículo 26.- La resolución que otorgue la concesión provisional deberá ser reducida a escritura pública por el interesado, dentro de los 30 días siguientes a su publicación en el diario oficial.

El incumplimiento de lo dispuesto en el inciso anterior hará caducar de pleno derecho la concesión otorgada.

Artículo 27.- En los lugares en que existan concesiones provisionales vigentes, podrán otorgarse nuevas concesiones provisionales, aún de la misma naturaleza e igual ubicación.

Artículo 28.- El mismo juez que haya otorgado los permisos para practicar o hacer practicar mediciones y estudios en propiedades ajenas, fijará, cuando los afectados lo soliciten, las indemnizaciones a que tienen derecho por los perjuicios que le provocaren los permisos concedidos en sus predios o heredades.

Artículo 29.- Si el interesado requiriera de tiempo adicional al de la concesión provisional, podrá solicitar una nueva concesión provisional, conforme a las disposiciones de los artículos precedentes.

En caso de otorgarse nuevamente concesión provisional, el afectado podrá exigir una indemnización por ocupación permanente de los terrenos para los cuales se otorgó el permiso.

CAPITULO 3: CONCESIONES DEFINITIVAS

Artículo 30.- Las concesiones definitivas serán solicitadas al Presidente de la República, por intermedio del Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción, en adelante el Ministro.

La solicitud de concesión definitiva deberá ser presentada en duplicado, por el interesado o su representante legal, adjuntando los antecedentes que correspondan.

Artículo 31.- Al presentarse la solicitud de concesión definitiva, deberá acreditarse con los documentos respectivos, la constitución de la sociedad, su vigencia y la personería de su representante, si correspondiere.

Artículo 32.- En la solicitud de concesión definitiva se indicará:

- a) La identificación del peticionario;
- b) La clase de concesión que se solicita y el servicio a que estará destinada;
- c) Un plano general de las obras y una memoria explicativa de las mismas;
- d) En el caso de centrales hidroeléctricas, su ubicación y su potencia. Se indicarán los derechos de aprovechamiento de agua que posea el peticionario y, si procede, el trazado y capacidad de los acueductos, la ubicación y capacidad de los embalses y estanques de sobrecarga y de compensación que se construirán para la operación de la central.

Se deberá acompañar, además, los planos de las obras hidráulicas autorizadas por la Dirección General de Aguas de acuerdo al Código respectivo, quedando asimismo la construcción y aprovechamiento de las obras hidráulicas regidas por dicho cuerpo normativo.
Las servidumbres necesarias para llevar a cabo estas obras se otorgarán de acuerdo a las disposiciones de la Ley y este reglamento o del Código de Aguas, según corresponda;
- e) En el caso de líneas de transporte, de distribución y de subestaciones, se señalará su ubicación y/o trazado, con indicación de los caminos, calles y otros bienes nacionales de uso público que se ocuparán, y de las propiedades fiscales, municipales y particulares que se atravesarán;
- f) Los plazos para la iniciación de los trabajos, para su terminación por etapas y secciones, y para la terminación total de las obras;

- g) Un presupuesto del costo de las obras;
- h) Los planos especiales de las servidumbres que se impondrán o utilizarán;
- i) Las líneas eléctricas u otras obras e instalaciones existentes que puedan ser afectadas por las obras nuevas;
- j) El plazo de la concesión;
- k) En el caso de la concesión para servicio público de distribución, se indicará la zona de concesión, que como mínimo será una franja circundante de 100 metros, respecto de cada línea eléctrica.

Artículo 33.- Los planos generales que se presenten deberán indicar, en forma precisa, las características de las instalaciones, la cantidad y tipo de equipos, los materiales empleados, ubicación y forma de instalación. En dichos planos o en uno anexo, se deberá dibujar claramente las áreas en las que se produzca superposición de la zona de concesión solicitada, con las correspondientes a concesiones ya otorgadas.

Los antecedentes respectivos deberán ser verificados en la Superintendencia, que deberá mantener actualizado un plano de uso público para estos efectos.

La Superintendencia, podrá autorizar que la información y planos a que se refiere este artículo sean presentados en el medio computacional que determine al efecto.

Artículo 34.- Las memorias explicativas de cada una de las obras que se incluyan en la solicitud, deberán indicar su objetivo, el lugar en que se instalarán, una descripción técnica de los equipos y materiales que se ocuparán y el plazo para la iniciación y término de su ejecución.

Se deberá adjuntar, además, un presupuesto estimativo de inversión para cada una de las obras y para el conjunto de ellas, actualizado a la fecha que se indique dentro de los seis meses previos a la fecha de presentación de la solicitud, y expresado en moneda legal de esa fecha.

Artículo 35.- Conjuntamente con la solicitud, se deberán presentar copias autorizadas de las escrituras o documentos en que consten las servidumbres prediales voluntarias, constituidas en favor del peticionario con anterioridad a la presentación de la solicitud de concesión, las que deberán contener la información que se indica en el artículo 72.

Artículo 36.- Una vez recibida la solicitud y en el plazo de 15 días, el Ministro deberá remitirla a la Superintendencia junto con sus antecedentes, para que se emita el correspondiente informe.

Si en la solicitud se han omitido algunas de las indicaciones o antecedentes que se señalan en los artículos anteriores, la Superintendencia, en el plazo de quince días desde la recepción de los antecedentes, comunicará tal circunstancia al Ministerio, para que éste la declare inadmisibles. Tal resolución deberá notificarse al peticionario por carta certificada, al domicilio que haya designado en la solicitud.

Artículo 37.- Recibida la solicitud con los antecedentes que la hagan admisible, la Superintendencia ordenará su publicación, por una sola vez, en el Diario Oficial.

Esta publicación deberá efectuarse después que el peticionario haya publicado dos veces consecutivas un extracto de su solicitud, en un diario de circulación nacional. La publicación en el Diario Oficial deberá efectuarse el día 1º o 15 del mes, o al siguiente hábil si aquellos fueren feriados, y será de cargo del interesado.

Artículo 38.- Los planos de las servidumbres cuya constitución se hubiere solicitado, serán puestos en conocimiento de los afectados por la Superintendencia.

En los casos de heredades, esta notificación se efectuará por intermedio de la Intendencia, la Gobernación, la Municipalidad o el Juzgado de Letras competente, según lo solicite el interesado.

Asimismo, corresponderá a la Superintendencia notificar al Ministerio de Bienes Nacionales, si fueren afectados bienes fiscales, y solicitar autorización a la Dirección Nacional de Fronteras y Límites del Estado, si el proyecto presentado considera la ocupación de terrenos limítrofes.

Artículo 39.- Sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo anterior, la notificación podrá suplirse por una certificación extendida por notario público, conforme al formato que al efecto establezca la Superintendencia, debidamente firmada por los afectados, en que conste haberse puesto en conocimiento de éstos los planos de las servidumbres referidas. En este caso, la certificación notarial deberá extenderse en la misma fecha en que dichos planos sean puestos en conocimiento del afectado, la que no podrá ser anterior a la fecha de presentación de la solicitud de concesión.

Artículo 40.- Si no fuera posible verificar el trámite de notificación a los afectados por el medio elegido por el peticionario, la Superintendencia deberá comunicarle el hecho para que opte por otro de los mecanismos contemplados para este efecto en los artículos 38 y 39.

Artículo 41.- Los afectados e interesados dispondrán del plazo de 30 días contados desde la fecha de la notificación o bien, de no mediar ésta, desde la publicación en el Diario Oficial, para formular las observaciones y oposiciones que fueren del caso.

Artículo 42.- Recibidas las observaciones u oposiciones de los afectados, la Superintendencia deberá ponerlas en conocimiento del peticionario para que, en un plazo máximo de 30 días, emita informe a su respecto o introduzca las modificaciones que estime pertinentes al proyecto respectivo.

La Superintendencia podrá disponer, de oficio o a petición de parte, que se efectúe una inspección en terreno.

Artículo 43.- Si durante la tramitación de la concesión, el solicitante introdujere modificaciones al proyecto, se deberán efectuar las notificaciones que correspondan, de conformidad con las normas de los artículos anteriores.

Artículo 44.- Si la zona de concesión definitiva requerida por el interesado en su solicitud se superpone, en todo o parte, con la que estuviera demandando otro peticionario de alguna de las concesiones a que se refiere el artículo 3, la Superintendencia deberá informar al Ministerio para los

efectos de licitar públicamente los derechos de concesión en el área relacionada con estos peticionarios, proponiendo en el mismo informe, las bases de licitación.

El Ministro determinará, en base a la licitación que se efectúe, a cual o cuales de ellos deberá otorgarse concesión definitiva.

Artículo 45.- La Superintendencia deberá informar al Ministerio a lo menos 20 días antes de la expiración del plazo señalado en el artículo 46.

El informe de la Superintendencia se pronunciará sobre todas las observaciones y oposiciones que se hayan formulado, y sobre las demás cuestiones técnicas relevantes.

El informe deberá recomendar el otorgamiento o denegación de la concesión, fundado en las consideraciones que expondrá detalladamente.

Artículo 46.- El Ministro deberá resolver fundadamente acerca de la solicitud de concesión definitiva, en un plazo máximo de 120 días a contar de la fecha en que se efectuó la solicitud.

Sin embargo, en caso que las obras afectaren terrenos limítrofes, la solicitud no podrá resolverse mientras no se cuente con la autorización de la Dirección Nacional de Fronteras y Límites del Estado.

Artículo 47.- El decreto de concesión deberá contener las siguientes menciones esenciales:

- a) La identificación del concesionario;
- b) La clase de concesión que se otorga y el servicio a que estará destinada;
- c) La identificación del plano general de las obras y de la memoria explicativa de las mismas;
- d) En el caso de centrales hidroeléctricas, su ubicación y su potencia, la individualización de los derechos de agua que posea el concesionario y de las obras hidráulicas asociadas al proyecto;
- e) En el caso de líneas de transporte, de distribución y subestaciones, se indicará su ubicación y trazado, con especificación de los caminos, calles y otros bienes nacionales de uso público que se ocuparán, y de las propiedades fiscales, municipales y particulares que se atravesarán;
- f) Los plazos para la iniciación de los trabajos, para su terminación por etapas y secciones, y para la terminación total de las obras;
- g) El costo total de las obras, según el presupuesto presentado por el concesionario al solicitar su concesión;
- h) La aprobación de los planos especiales de las servidumbres que se impondrán;
- i) La individualización de las líneas eléctricas y demás obras e instalaciones existentes que se verán afectadas por las obras de la concesión;

- j) El plazo de la concesión;
- k) En el caso de la concesión para servicio público de distribución, se indicará la zona de concesión, que como mínimo será una franja circundante de 100 metros, respecto de cada línea eléctrica.

Artículo 48.- Tratándose de concesión para servicio público de distribución, la zona de concesión que se otorgue será determinada en el decreto respectivo y comprenderá, como mínimo, una franja circundante de 100 metros respecto de cada línea eléctrica autorizada.

La zona de concesión será determinada en base a criterios técnicos, tales como, la justificación técnica de la zona solicitada que el peticionario haga en su solicitud; la naturaleza de las obras asociadas a la concesión y su aptitud para proporcionar servicio en la zona que se fije; la densidad de población en la zona que se fije. En todo caso, el informe que la Superintendencia evacue sobre cada solicitud de concesión para servicio público de distribución, deberá incluir una recomendación sobre la zona que deba otorgarse, fundada en las consideraciones mencionadas y demás antecedentes técnicos de que disponga.

Artículo 49.- El decreto que se pronuncie sobre una solicitud de concesión, concediéndola o denegándola, deberá ser notificado al peticionario por carta certificada dirigida al domicilio que éste hubiere señalado en su solicitud.

El decreto que otorgue la concesión deberá ser publicado en el Diario Oficial, en el plazo de 30 días contados desde la fecha de su total tramitación, y deberá ser reducido a escritura pública por el interesado dentro de los 30 días siguientes a su publicación. Copia de dicha escritura deberá remitirse a la Superintendencia en el plazo de 15 días, contado desde su otorgamiento.

En caso de no otorgarse la escritura pública en el plazo indicado, caducará la concesión otorgada.

Artículo 50.- Los antecedentes relativos a las concesiones definitivas serán archivados por la Superintendencia e incorporados en planos que estarán a disposición de los interesados, según el procedimiento que la misma institución señale.

Artículo 51.- La construcción de las obras de una concesión deberá ejecutarse con sujeción a los planos presentados, salvo modificaciones menores, comunicadas previamente a la Superintendencia, que no alteren fundamentalmente el proyecto.

CAPITULO 4: CADUCIDAD, TRANSFERENCIA Y EXTINCION DE CONCESIONES.

Artículo 52.- En todos los casos de caducidad previstos en este capítulo, corresponderá a la Superintendencia constatar la existencia de la causal y efectuar las comunicaciones y demás gestiones pertinentes para su declaración, conforme a las normas siguientes.

Artículo 53.- Las concesiones definitivas caducarán, antes de entrar en explotación, en los siguientes casos:

- a) Si el concesionario no reduce a escritura pública el decreto de concesión en el plazo señalado por el artículo 49;
- b) Si no se inician los trabajos dentro de los plazos establecidos en el respectivo decreto; y
- c) Si, no mediando fuerza mayor, no se ejecutan a lo menos dos tercios de las obras de la concesión dentro de los plazos establecidos en el decreto para su terminación.

Artículo 54.- La caducidad será declarada por el Presidente de la República.

El decreto supremo que declare la caducidad de la concesión por alguna de las causales indicadas en el artículo anterior, será fundado y será comunicado a la Superintendencia mediante copia informativa.

Tratándose de concesiones de servicio público de distribución, la Superintendencia podrá aplicar, además, las sanciones que en derecho procedieren.

Artículo 55.- En los casos de caducidad previstos en el artículo 53, el ex- concesionario podrá levantar y retirar las instalaciones ejecutadas.

Excepcionalmente, en el caso de la letra c) de dicho artículo, el decreto que declare la caducidad podrá disponer, por razones de conveniencia para el interés general, la licitación pública de la concesión y de los bienes afectos a ella, la que se registrará por las normas de los artículos siguientes.

Artículo 56.- Cuando proceda el retiro de instalaciones que ocupen bienes nacionales de uso público, terrenos fiscales o terrenos particulares, en virtud de servidumbres constituidas, éste deberá hacerse dentro del plazo y en las condiciones que fije la Superintendencia, de conformidad a los reglamentos y normas técnicas aplicables.

Para tal efecto, el ex concesionario deberá informar a la Superintendencia su intención de retirarlas, especificando las instalaciones respectivas y los bienes en que ellas se encuentran. La Superintendencia dispondrá, mediante resolución que dictará dentro del plazo de 15 días, las condiciones en que deberá hacerse el levantamiento y retiro, y el plazo que se confiere al efecto. En todo caso, deberá disponer que se adopten las medidas que especificará a fin de impedir o mitigar los perjuicios que provoquen el levantamiento y retiro indicados.

Artículo 57.- Podrá declararse la caducidad de las concesiones de servicio público de distribución que se encuentren en explotación, en los casos siguientes:

- a) Si la calidad del servicio suministrado no corresponde a las exigencias legales y reglamentarias, o a las condiciones establecidas en los decretos de concesión, salvo que el concesionario requerido por la Superintendencia remedie dichas situaciones dentro de los plazos que ésta establezca;
- b) Si el concesionario enajena o transfiere todo o parte de su concesión sin las autorizaciones a que se refiere el artículos 61 y siguientes; y

- c) Si el concesionario no extiende el servicio dentro de su zona de concesión, en el plazo que al efecto fije la Superintendencia.

La caducidad será declarada por el Presidente de la República mediante decreto supremo fundado, copia del cual será remitida a la Superintendencia.

Artículo 58.- Producida alguna de las causales previstas en el artículo anterior, el Presidente de la República ordenará a la Superintendencia intervenir la concesión de servicio público de distribución, determinando quién deberá hacerse cargo de la explotación y administración provisional del servicio.

Artículo 59.- Declarada la caducidad por alguna de las causales previstas en el artículo 57, el decreto respectivo dispondrá la licitación de los bienes afectos a ella, la que deberá efectuarse dentro del plazo máximo de un año.

Las bases de licitación, serán propuestas por la Superintendencia al Ministerio, y deberán considerar las siguientes estipulaciones mínimas:

- a) Las obras de reparación y mejoramiento de las instalaciones que deberán ejecutarse y las adquisiciones de elementos que deberán hacerse;
- b) Los plazos dentro de los cuales deberán iniciarse y terminarse las obras de reparación y mejoramiento, y hacerse las nuevas instalaciones; y
- c) El depósito de garantía para participar en la licitación, que no podrá ser inferior al 10% del valor de todos los bienes y derechos afectos a la concesión, según tasación que efectuará la Superintendencia.

La licitación se anunciará por una vez en el Diario Oficial y mediante avisos publicados al menos dos veces en un diario de circulación nacional.

En caso de no presentarse interesados, se llamará nuevamente a licitación, para lo cual podrán modificarse las bases establecidas anteriormente.

Artículo 60.- El producto de la adjudicación, previa deducción de todos los gastos en que se hubiere incurrido, se entregará al propietario de la concesión caducada. En caso de existir acreedores hipotecarios, prendarios o de cualquier otra naturaleza, dicho producto será depositado en la cuenta corriente del Juzgado de Letras Civil de turno, con jurisdicción en la ciudad de Santiago.

Los acreedores hipotecarios, prendarios o de cualquier otra índole, y los actores de los juicios pendientes o que se promovieren, relativos al dominio o cualquier otro derecho sobre los bienes afectos a la concesión, no podrán oponerse por ningún capítulo a que se efectúe la licitación. Una vez reconocidos sus derechos, se pagarán con el producto resultante de aquella, previa deducción de los gastos en que se hubiere incurrido, sin perjuicio de las demás acciones que puedan ejercitar en contra del propietario de la concesión caducada.

Artículo 61.- La transferencia de una concesión de servicio público de distribución, sea por enajenación, arriendo, fusión, o cualquier otro título por el cual se transfiera el dominio o el

derecho de explotación, sólo podrá efectuarse previa autorización del Ministro, con informe de la Superintendencia.

No obstante, aquellas transferencias que tengan lugar en virtud del traspaso que una persona natural efectúe a una persona jurídica de la que es parte, o de la transformación, absorción o fusión de sociedades, podrán efectuarse con la sola autorización de la Superintendencia. Esta autorización será comunicada, en todo caso, al Ministerio y la Comisión.

Artículo 62.- En cualquier caso de transferencia, el adquirente deberá cumplir, dentro del plazo de seis meses, con todas las condiciones que la ley y el respectivo decreto fijen para ser concesionario, bajo sanción de caducidad de la concesión.

Artículo 63.- El Presidente de la República podrá declarar la caducidad de la concesión en caso de efectuarse una transferencia sin la autorización respectiva y cuando, habiéndose otorgado dicha autorización, el adquirente no cumpla las condiciones necesarias para operar como concesionario dentro del plazo señalado en el artículo anterior.

En estos casos, la concesión y los bienes afectos a ella serán transferidos mediante licitación pública en la forma prevista en los artículos 59 y 60.

CAPITULO 5: PERMISOS

Artículo 64.- Los permisos para que las líneas de transporte y distribución de energía eléctrica no sujetas a concesión puedan usar o cruzar calles, otras líneas eléctricas u otros bienes nacionales de uso público, deberán ser solicitados a las Municipalidades respectivas o a la Dirección de Vialidad, en su caso.

La solicitud respectiva deberá indicar:

- a) La identificación del peticionario;
- b) La clase de permiso que se solicita y el servicio a que estará destinado;
- c) Un plano general de las obras, planos de detalle de las estructuras y una memoria explicativa, en los que se detallará la ubicación de cada línea y demás instalaciones, con indicación de los caminos, calles y otros bienes nacionales de uso público que se ocuparán;
- d) Los plazos para la iniciación de los trabajos, para su terminación por etapas y secciones, y para la terminación total de las obras;
- e) Un presupuesto del costo de las obras;
- f) Las líneas eléctricas y demás obras e instalaciones existentes que puedan ser afectadas por las obras nuevas; y
- g) El plazo por el cual se solicita el permiso.

Artículo 65.- Tratándose de permisos municipales, dentro del plazo de 15 días de presentada la solicitud, se pedirá informe a la Superintendencia y, en su caso, autorización a la Dirección Nacional de Fronteras y Límites del Estado.

En el mismo plazo señalado en el inciso anterior, se ordenará al interesado publicar por una vez su solicitud en el Diario Oficial, después que un extracto de la misma, autenticado por un ministro de fe municipal, haya sido publicado en un diario de circulación nacional.

El plazo del permiso será fijado por la Municipalidad, pero no podrá exceder de 30 años. No obstante lo anterior, podrá solicitarse su renovación, dentro de los últimos 4 años anteriores al vencimiento del permiso, para cuyo efecto se seguirá el mismo procedimiento establecido en este Capítulo.

Artículo 66.- Con el informe y la autorización a que se refiere el artículo anterior, la Municipalidad resolverá fundadamente sobre la solicitud de permiso en un plazo no superior a 30 días contado desde la recepción de una copia de la publicación.

Artículo 67.- La Municipalidad, mediante decreto fundado, podrá suspender o dejar sin efecto un permiso de uso que haya otorgado de acuerdo a este Capítulo, cuando compruebe que en su ejercicio no se cumple con cualquier disposición de la ley o de sus reglamentos.

Artículo 68.- Los permisos para que los concesionarios de servicio público de distribución puedan efectuar extensiones provisionales de líneas fuera de sus zonas de concesión, deberán ser solicitados por el respectivo concesionario a la Superintendencia.

La solicitud de permiso para extensión provisoria deberá cumplir con los requisitos señalados en el artículo 64 y especificará, además, la concesión de origen que habilita para solicitar el permiso y los terrenos, públicos o privados, que se afectarán. Asimismo, se adjuntará copia de las escrituras o documentos en que conste la constitución de servidumbres prediales voluntarias en favor del peticionario, para la ocupación de los respectivos predios.

En el plano respectivo, se deberán indicar claramente las áreas en las cuales se produzca superposición de la zona de extensión solicitada, con concesiones ya otorgadas.

Artículo 69.- La Superintendencia, en un plazo no superior a 15 días hábiles, dispondrá que la solicitud a que se refiere el artículo anterior sea publicada en el Diario Oficial, por cuenta del interesado, después de que un extracto de la misma haya sido publicado en un diario de circulación nacional, también por cuenta del interesado. Dentro del mismo plazo, requerirá la autorización de la Dirección Nacional de Fronteras y Límites del Estado, si el permiso solicitado afecta a terrenos limítrofes.

La Superintendencia resolverá fundadamente sobre la solicitud presentada, en un plazo no superior a 30 días contado desde la recepción de una copia de la publicación, previa autorización de la Dirección Nacional de Fronteras y Límites del Estado, si correspondiere.

La Superintendencia podrá otorgar el permiso por un plazo máximo de un año.

Artículo 70.- Si se otorgare el permiso, el peticionario estará obligado a solicitar la concesión definitiva dentro del plazo de vigencia del respectivo permiso.

En caso de no solicitarse la concesión definitiva dentro de plazo, o si ella fuere denegada, el concesionario deberá

efectuar el retiro de las instalaciones amparadas por el permiso, en el plazo que al efecto señale el decreto denegatorio, o en aquel que se fije en la resolución de la Superintendencia que declare la expiración del permiso.

CAPITULO 6: SERVIDUMBRES

Párrafo 1. Aspectos Generales.

Artículo 71.- Existirán dos clases de servidumbres legales:

- a) Aquellas que se establecen en favor de un concesionario para la construcción, establecimiento y explotación de sus instalaciones eléctricas; y,
- b) Aquellas que debe soportar un concesionario o el propietario de una instalación eléctrica en favor de terceros, en los casos que se especifican más adelante.

A la primera clase pertenecen las servidumbres que autorizan a:

- a.1) Ocupar los terrenos que se necesitan para las obras de una central hidráulica;
- a.2) Ocupar y cerrar, hasta la extensión de media hectárea, los terrenos contiguos a la bocatoma de una central hidráulica, con el fin de dedicarlos a construir habitaciones de las personas encargadas de la vigilancia y conservación de las obras, y a guardar los materiales necesarios para la seguridad y reparación de las mismas;
- a.3) Ocupar y cerrar los terrenos necesarios para embalses, vertederos, clarificadores, estanques de acumulación de aguas, cámaras de presión, cañerías, centrales hidroeléctricas con sus dependencias, habitaciones para el personal de vigilancia, caminos de acceso, depósitos de materiales y, en general, todas las faenas requeridas para las instalaciones hidroeléctricas;
- a.4) Tender líneas aéreas y/o subterráneas, de transporte y distribución, a través de propiedades ajenas;
- a.5) Ocupar los terrenos necesarios para el transporte de energía eléctrica desde una central generadora o subestación, hasta los puntos de consumo o de aplicación;
- a.6) Ocupar y cerrar los terrenos necesarios para las subestaciones eléctricas, incluyendo las habitaciones para el personal de vigilancia;
- a.7) Ingresar personal y materiales necesarios para efectuar trabajos de reparación;
- a.8) Establecer caminos de acceso, si no existieren las vías adecuadas para la unión del camino público o vecinal más próximo con el sitio ocupado por las obras; y,
- a.9) Ocupar, temporalmente, los terrenos municipales o particulares necesarios para el establecimiento de caminos provisionales, talleres, almacenes, depósitos de materiales y cualesquiera otros servicios que se

requieran para asegurar la expedita construcción de las obras de una concesión.

A la segunda clase pertenecen las servidumbres que autorizan a:

- b.1) Usar postes o torres ajenos para el establecimiento de otras líneas eléctricas, en adelante servidumbres de postación; y,
- b.2) Usar las demás instalaciones ajenas necesarias para el paso de energía eléctrica, tales como líneas aéreas o subterráneas, subestaciones y obras anexas, en adelante servidumbres de paso o transmisión.

En todo caso, los derechos a que se refieren los dos literales precedentes sólo serán exigibles cuando se trate de líneas e instalaciones que hagan uso, en todo o parte de su trazado, de alguna de las servidumbres indicadas en los literales a.4, a.5 o a.6 de este artículo, o bien, utilicen bienes nacionales de uso público.

Párrafo 2. Servidumbres Prediales.

Artículo 72.- Las servidumbres señaladas en los literales a.1) al a.9) del artículo anterior, sólo podrán ser solicitadas por el peticionario de una concesión para generación hidráulica, transporte, transformación o distribución de energía eléctrica. Estas servidumbres deberán solicitarse conjuntamente con la respectiva concesión.

Para tal efecto, el interesado deberá confeccionar y adjuntar los planos especiales de las servidumbres que solicite, en la escala que indiquen las normas técnicas respectivas, las que, en todo caso, deberán considerar una escala tal que permita obtener en forma fácil y expedita la información que se requiera.

Los planos deberán indicar las condiciones actuales de los predios sirvientes, su destinación, los propietarios de los predios afectados, el área ocupada, la longitud de las líneas que los atravesarán y la franja de seguridad de las obras que quedarán dentro del predio. Para los efectos de este inciso, se considerarán actuales las condiciones existentes dentro de los 6 meses anteriores a la fecha de la solicitud.

Los planos podrán ser confeccionados mediante topografía de terreno o topografía obtenida mediante aplicaciones computacionales sobre antecedentes de aerofotogrametría.

Artículo 73.- Los planos de las servidumbres deberán ser notificados a los afectados, conforme a las normas de los artículos 38 y siguientes. Los propietarios se entenderán siempre afectados.

El solicitante de concesión elegirá la forma de notificación a los afectados, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 38, y deberá adjuntar los planos de servidumbre correspondientes.

Si el peticionario de la concesión eligiera efectuar las notificaciones de servidumbres prediales según el procedimiento judicial, se aplicarán las normas pertinentes de procedimiento civil.

Artículo 74.- Junto con la notificación de servidumbre que deba hacerse al afectado, se deberá incluir, mediante un

formulario confeccionado por la Superintendencia, información que explique detalladamente las instancias y procedimientos para resolver las eventuales divergencias entre las partes.

Artículo 75.- Los edificios no estarán sujetos a las servidumbres de obras hidroeléctricas ni de líneas de transporte y distribución de energía eléctrica.

Los corrales, huertos, parques, jardines o patios que dependan de edificios, sólo quedarán sujetos a la servidumbre de ser cruzados por líneas aéreas de distribución de energía eléctrica de baja tensión, pero estarán exentos de las demás servidumbres legales a que se refiere este párrafo. El trazado de estas líneas deberá proyectarse en forma que no perjudique la estética de jardines, parques, huertos o patios del predio.

La dependencia a que se refiere el inciso anterior podrá ser calificada en función del servicio que aquellos espacios prestan al predio de que se trate.

Si el propietario del predio atravesado por las líneas desea ejecutar construcciones debajo de ellas, podrá exigir al dueño de las líneas que varíe su trazado. En este caso, las obras modificatorias serán de cargo del dueño del predio.

Artículo 76.- No obstante lo establecido en el artículo anterior, cuando se trate de centrales hidráulicas productoras de energía de 25.000 o más kilowatts de potencia, los edificios y los corrales, huertos, parques, jardines o patios que de ellos dependan, estarán sujetos a la servidumbre de acueducto y de las obras hidroeléctricas. Pero en tal caso, a petición del propietario, deberá efectuarse la expropiación parcial o total del predio sirviente.

Párrafo 3. Normas Generales para las Servidumbres de Postación y de Paso de Electricidad.

Artículo 77.- Los propietarios de líneas eléctricas de transporte o de distribución que, en cualquiera de sus tramos, hagan uso de alguna de las servidumbres a que se refieren los literales a.4, a.5 y a.6 del artículo 71, o que en todo o parte de su trazado usen bienes nacionales de uso público, como calles y vías públicas, deberán permitir el uso de sus postes o torres, líneas, subestaciones y obras anexas, para el establecimiento de otras líneas y para el paso de energía eléctrica.

Los interesados en hacer uso de esta servidumbre deberán solicitar al propietario la información relativa a la capacidad de sus instalaciones para soportar el uso adicional asociado a la servidumbre. Para tal efecto, el interesado deberá detallar en su solicitud todos los antecedentes que permitan dimensionar el uso adicional que pretende efectuar.

El propietario deberá informar sobre la capacidad disponible en el plazo de 30 días.

En caso de informarse que no existe capacidad disponible, el informe señalará las normas e instrucciones para la ejecución de las obras e instalaciones complementarias que el interesado deberá efectuar para ampliar la capacidad.

En caso que el interesado en imponer la servidumbre efectúe obras o instalaciones complementarias para ampliar la capacidad de las instalaciones pre-existentes, no se

considerará que hace donación de su valor, salvo expreso acuerdo en contrario.

Artículo 78.- Tratándose de servidumbres de transmisión, el informe sobre capacidad que emita el propietario, deberá estar respaldado por un informe del respectivo CDEC y deberá señalar, en todo caso, la capacidad física efectivamente utilizada a la fecha del informe.

Artículo 79.- El propietario de las instalaciones sobre las cuales se imponga alguna de las servidumbres reguladas en este párrafo, tendrá derecho a ser indemnizado por sus costos de inversión. La indemnización se pagará a prorrata de la potencia máxima transitada por el interesado, respecto de la potencia máxima total transitada por todos los usuarios de las instalaciones y obras complementarias afectadas. Los cálculos serán anuales y considerarán, cada año, la prorrata que corresponda.

Las instalaciones y obras complementarias, principales y de respaldo, que deben considerarse para el cálculo de la indemnización, serán todas aquellas necesarias para mantener una adecuada seguridad y calidad del servicio, conforme a las normas de este reglamento.

Artículo 80.- El interesado deberá concurrir con los demás usuarios, en la misma proporción señalada en el artículo anterior, a los gastos de mantención y operación de las instalaciones afectadas por la servidumbre, que usen en común.

Será también de cargo del interesado, todo otro perjuicio que se produjere en la instalación existente, con motivo de la constitución de la servidumbre de paso.

Artículo 81.- Si el dueño de las instalaciones varía el trazado o ubicación de ellas, o bien las desconecta cuando los trabajos lo hagan necesario, el interesado no podrá oponerse y serán de su cargo los gastos que estos cambios le originen. Sin embargo, el dueño de las instalaciones deberá avisar al interesado con al menos sesenta días de anticipación, de los cambios y trabajos que proyecte efectuar.

Artículo 82.- Los derechos concedidos en este Capítulo se ejercerán plenamente, sin perjuicio de las acciones judiciales que hubiere pendientes.

En tal sentido, existiendo capacidad disponible, el interesado tendrá derecho a interconectarse con las instalaciones de terceros y a ejercer su derecho de servidumbre respecto de ellas, no obstante estar pendiente el ejercicio o resolución de las acciones mencionadas.

Párrafo 4. Normas Especiales sobre Servidumbres de Paso de Electricidad y remuneración de las mismas en Instalaciones de Transmisión.

Artículo 83.- La interconexión de una central generadora a un sistema eléctrico en el cual se efectúe regulación de precio de nudo, origina servidumbres de paso sobre las líneas, subestaciones y demás obras anexas pertenecientes a terceros, las que podrán extenderse entre la respectiva central y las subestaciones de distribución primaria en que se desee efectuar retiros.

Estas servidumbres de transmisión se regularán, además, por las disposiciones siguientes. No obstante, estas disposiciones no serán aplicables cuando las partes convengan condiciones distintas.

Artículo 84.- Cada central generadora conectada a un sistema eléctrico, tiene un área de influencia conformada por el conjunto de líneas, subestaciones y demás instalaciones de dicho sistema, directa y necesariamente afectado por la inyección de potencia y energía de dicha central.

Son directa y necesariamente afectadas por la inyección de potencia y energía el conjunto mínimo de instalaciones que, permitiendo conectar la central con el conjunto de las subestaciones de peajes en cada sistema eléctrico, tienen un Factor de Utilización de Potencia por Tramo Promedio (FUPTP), definido según el artículo 92-1 de este reglamento, igual o superior a 2%.

El conjunto de subestaciones de peajes para cada sistema eléctrico se determinará en el decreto de precios de nudo, y estará constituido por todas aquellas subestaciones eléctricas directamente conectadas a instalaciones de transmisión cuyos flujos se ven afectados principalmente por las distintas condiciones de operación del parque generador, para una misma condición de demanda.

Artículo 85.- Cuando una central generadora esté conectada a un sistema eléctrico cuyas líneas y subestaciones en el área de influencia de la central pertenezcan a un tercero, se entenderá que el propietario de la central hace uso efectivo de las instalaciones directa y necesariamente afectadas dentro de dicha área, independientemente del lugar y de la forma en que se comercializan los aportes de potencia y energía que aquélla efectúa.

Artículo 86.- El uso a que se refiere el artículo anterior, da derecho al propietario de las líneas y subestaciones involucradas a percibir una retribución constituida por el ingreso tarifario, el peaje básico y, cuando corresponda, el peaje adicional.

Artículo 87.- El ingreso tarifario es la cantidad que percibe el propietario de las líneas y subestaciones involucradas, por las diferencias que se produzcan en la aplicación de los precios de nudo de electricidad que rijan en los distintos nudos del área de influencia, respecto de las inyecciones y retiros de potencia y energía, en dichos nudos.

Artículo 88.- El monto del peaje básico es la cantidad que resulta de sumar las anualidades correspondientes a los costos de operación, de mantenimiento y de inversión de las líneas, subestaciones y demás instalaciones involucradas en un área de influencia, deducido el ingreso tarifario anual señalado en el artículo anterior. A este efecto, dicho ingreso se estimará para un período de cinco años, sobre la base de los precios de nudo vigentes a la fecha de determinación del peaje, en condiciones normales de operación esperadas.

Artículo 89.- El peaje básico de las instalaciones se pagará a prorrata de la potencia máxima transitada por cada usuario en cada tramo, respecto de la potencia máxima total transitada por todos los usuarios en éste, incluido el dueño de las líneas, subestaciones y demás instalaciones referidas.

Artículo 89 bis.- Para efectos de la prorrata señalada en el artículo anterior, ésta se deberá calcular sólo entre aquellas centrales que tengan dicho tramo dentro de su área de influencia.

Artículo 90.- El pago de las anualidades del peaje básico dará derecho al propietario de la central generadora a retirar electricidad, sin pagos adicionales, en todos los nudos del sistema ubicados dentro de su área de influencia. Asimismo, le da derecho a retirar dicha electricidad, sin pagos adicionales, en todos los nudos desde los cuales, en condiciones normales esperadas de operación del sistema para un conjunto de situaciones operacionales, se producen transmisiones físicas netas hacia el área de influencia. Este derecho subsistirá en tanto se mantenga la transmisión neta hacia el área de influencia.

Artículo 91.- Si el propietario de la central desea retirar electricidad en otros nudos diferentes a los señalados en el artículo 90, deberá convenir peajes adicionales con el propietario de las líneas y subestaciones involucradas. Estos peajes se calcularán en la misma forma que el peaje básico.

El pago de las anualidades correspondientes a peajes adicionales, dará derecho al propietario de la central a retirar electricidad en todos los nudos ubicados en las instalaciones involucradas. Asimismo, le concederá derecho a retirar electricidad, sin pagos adicionales, en todos los nudos desde los cuales, en condiciones normales esperadas de operación del sistema, se produzcan transmisiones físicas netas hacia los nudos cubiertos por los peajes adicionales. Este último derecho subsistirá en tanto se cumpla la condición de transmisión neta señalada

Artículo 92.- Para los efectos de los artículos anteriores, las transmisiones netas se definen como el promedio de la transmisión media esperada de energía, para un conjunto de condiciones operacionales, a lo largo de un año calendario.

Artículo 92-1.- Anualmente, la Dirección de Peajes del respectivo CDEC deberá:

- a) Solicitar y recibir de las entidades sujetas a la coordinación del respectivo CDEC, que sean propietarios u operadores de instalaciones de transmisión, antecedentes de valores nuevos de reemplazo y de los costos de operación y mantenimiento, y las capacidades en líneas y subestaciones aplicables al cálculo de peajes, en cada uno de sus tramos.
- b) Establecer y proyectar anualmente, para un período de cinco años y con fines indicativos, la capacidad y el uso adicional máximo de cada uno de los sistemas de transporte cuya operación coordine el CDEC, utilizando los criterios de calidad de servicio que le sean aplicables conforme a este reglamento.
- c) Proyectar, a comienzos de cada año, los ingresos tarifarios en todas las instalaciones de transporte sujetas a la coordinación del CDEC, aplicables para efecto del peaje básico a que se refiere el artículo 88.
- d) Establecer para fines referenciales las instalaciones que conforman el área de influencia correspondiente a cada una de las centrales cuya operación es coordinada por el CDEC, de acuerdo a lo siguiente:

d.1) Condiciones operacionales esperadas para un horizonte de 5 años que resultan de combinar, según corresponda, a lo menos:

1. Estadística hidrológica;
2. Características de la demanda, industrial o residencial, y su localización;
3. Situaciones de mantenimiento mayor para las instalaciones de transmisión y generación del sistema;
4. Indisponibilidad de las centrales térmicas;
5. Desagregación temporal de la demanda en cada barra del sistema, en a lo menos etapas mensuales;
6. Curva de carga de la demanda de acuerdo a sus características, industrial o vegetativa, utilizando a lo menos 3 bloques de duración

d.2) El Factor de Utilización de Potencia por Tramo Promedio (FUPTP) para cada central, mediante la siguiente expresión:

$$FUPTP_{i,g,l-k} = \frac{\sum_t FPUP_{i,g,l-k}^t}{t_{i-k}}$$

En donde el FUPT se determinará según lo señalado en este artículo y t_{i-k} corresponde al conjunto de condiciones operacionales esperadas que resultan de aplicar la letra e) numeral 1 de este artículo para el tramo l-k.

Para efectos de definir el área de influencia de una central, la Dirección de Peajes deberá considerar que son directa y necesariamente afectadas por las inyecciones de potencia y energía de una central, aquellas instalaciones en las cuales el factor FUPTP cumpla con el requisito señalado en el artículo 84.

e) Establecer, para fines referenciales, la prorrata correspondiente a cada una de las centrales cuya operación es coordinada por el CDEC respectivo, en aquellas instalaciones que forma parte de su respectiva área de influencia. Para estos efectos, el factor de prorrata por tramo será el FUPTP señalado en la letra d), pero ajustado de acuerdo a las centrales que tienen dicho tramo dentro de su área de influencia, considerando:

1. La potencia máxima anual transitada en cada tramo del área de influencia de una o más centrales, representada mediante el conjunto de potencias transitadas en cada tramo, iguales o superiores al 90% del flujo máximo transitado en el tramo.
2. El FUPTP de cada central generadora que resulta de utilizar el conjunto de potencias transitadas que cumplen la condición señalada en el número 1 anterior.

f) El Factor de Utilización por Tramo, de cada condición operacional esperada, de cada central y tramo del sistema, mediante las siguientes expresiones y condiciones de aplicación:

$$FUPT_{i,g,l-k} = GGDF'_{l-k,g} * \left[\frac{G_{i,g}}{f_{cf_{l-k}}} \right]$$

Corrección por contraflujo: si para una condición operacional, la participación de una central resulta ser contraria al flujo de potencia del tramo en dicha condición, esta participación será nula.

$$GGDF'_{l-k,g} = \begin{cases} 0 & \text{si } (GGDF_{l-k,g} * F_{l-k}) < 0 \\ GGDF_{l-k,g} & \text{si } (GGDF_{l-k,g} * F_{l-k}) \geq 0 \end{cases}$$

$$f_{cf_{l-k}} = \sum_s \sum_p GGDF'_{l-k,s} * G_{p,s}$$

Cálculo de GGDF:

$$G_g = \sum_{j=1}^m G_{j,g}$$

$$A_{l-k,g} = \frac{X_{l-g} - X_{k-g}}{X_{l,k}}$$

$$D_{l-k,R} = \frac{F_{l-k} - \sum_{p \neq R} A_{l-k,p} * G_p}{\sum_g G_g}$$

Donde, para cada condición de operación se tiene que:

- FUPT_{i,g,l-k} : Factor de Utilización de Potencia por Tramo de la central i de la barra g en el tramo l-k
 f_{cf,l-k} : Flujo resultante de aplicar la corrección por el contrario flujo tramo l-k
 F_{l-k} : Flujo de potencia en el tramo l-k
 l-k : Tramo comprendido entre el nodo l y el nodo k
 G_g : Inyección total barra g
 G_{i,g} : Inyección de la central i en la barra g
 GGDF_{l-k,g} : Factor de Distribución Generalizado de Generación de la barra g en el tramo l-k
 A_{l-k,g} : Factor de Distribución de Cambios en la Inyección de Potencia de la barra g en el tramo l-k
 X_{l,k} : Reactancia equivalente entre el nodo l y k, en la matriz de admitancia nodal
 X_{l-g} : Reactancia equivalente entre el nodo l y g, en la matriz de impedancias
 X_{l-k} : Reactancia equivalente entre el nodo l y k, en la matriz de impedancias
 D_{l-k,R} : Factor Generalizado de Distribución de Generación de la barra de referencia del sistema en el tramo l-k

g) Calcular el valor del peaje básico, expresado en forma unitaria, por unidad de potencia que se adicione al sistema, con sus fórmulas de reajuste, en cada una de las subestaciones de peaje definidas conforme al artículo 84. Estos valores tendrán el carácter de indicativos o referenciales y se determinarán con los VNR y los costos de operación y mantenimiento informados por las empresas propietarias y, si estuviesen disponibles, con los valores resultantes del informe de la Comisión señalado en el artículo 92-3.

h) Identificar las instalaciones sujetas a peajes adicionales, para cada barra en la cual se realicen retiros en el sistema, indicando los VNR y los costos de operación y mantenimiento de las instalaciones involucradas a partir de lo informado por

las empresas propietarias. Estos valores tendrán el carácter de indicativos o referenciales.

Artículo 92-2.- Los propietarios de instalaciones de transmisión interconectadas del respectivo sistema, deberán presentar a la Dirección de Peajes del correspondiente CDEC, sus proposiciones de los valores nuevos de reemplazo y de los costos de operación y mantenimiento aplicables al cálculo de peajes, en los distintos tramos de tales instalaciones. El reglamento interno deberá señalar la forma en que esta información se deberá comunicar al CDEC.

Artículo 92-3.- La Comisión podrá efectuar estudios independientes en relación a los valores que propongan las empresas señaladas en el artículo anterior. En caso que éstos se realicen, el informe correspondiente de la Comisión será público y deberá ser considerada por el CDEC para efectos de los cálculos indicados en el presente párrafo.

Párrafo 5. Normas Especiales sobre Servidumbres de Paso de Electricidad en Instalaciones de Distribución.

Artículo 93.- En el caso de servidumbres de transmisión a través de instalaciones de distribución, las instalaciones involucradas serán todas aquellas instalaciones principales y de respaldo necesarias para mantener una adecuada seguridad y calidad de servicio, conforme se establece en este reglamento.

Para estos efectos, se considerarán necesarias las instalaciones ubicadas dentro de él o los sectores de distribución, definidos en el artículo 295, comprendidos entre la subestación primaria de distribución correspondiente y el empalme del usuario a quien se abastece.

Artículo 94.- El titular de la servidumbre sobre instalaciones de distribución deberá indemnizar al propietario de las instalaciones afectadas, determinadas conforme al artículo anterior, por sus costos de inversión, a prorrata de la potencia máxima transitada por el interesado respecto de la potencia máxima total transitada, en cada sector de distribución involucrado, por todos los usuarios de dichas instalaciones y obras.

Cuando se trate de usuarios en alta tensión de distribución, los costos de inversión serán determinados según el valor nuevo de reemplazo, en adelante VNR, del o los sectores de distribución respectivos, correspondiente a las instalaciones de igual tensión a la de conexión del usuario abastecido. Si se tratare de usuarios en baja tensión, se aplicará, además, el VNR correspondiente a baja tensión de distribución, del sector de distribución al que pertenece el usuario.

Asimismo y en la misma proporción anterior, el interesado deberá concurrir al pago de los gastos de mantención y operación de las instalaciones usadas en común. Los gastos a considerar serán los reconocidos en los costos de explotación de la empresa respectiva, para el o los sectores de distribución involucrados.

Artículo 95.- Para los efectos de las prorratas definidas en el artículo anterior, la potencia máxima transitada por cada usuario respecto del total transitado por todos los usuarios, es aquella que resulta de la aplicación de los factores de coincidencia de las demandas en el o los sectores de

distribución correspondientes, en horas de punta del sistema de distribución.

Los concesionarios deberán realizar anualmente los balances que establezca la norma técnica correspondiente, relativos al uso de sus instalaciones en nivel de alta tensión en distribución y en nivel de baja tensión en cada uno de los sectores asignados a sus áreas de concesión, considerando las demandas máximas transitadas en ellos y las potencias máximas transmitidas para cada usuario. En caso que no existan lecturas de demandas máximas, ellas deberán ser estimadas por el concesionario.

El balance deberá incluir una verificación de los valores estimados, a través de un balance global en la hora de demanda máxima del sector de distribución, considerando las potencias ingresadas al sistema, las pérdidas de potencia y las potencias pagadas por todos quienes utilizan el sistema de distribución.

Este cálculo deberá estar a disposición de cualquier empresa cuyo giro principal sea la comercialización, la producción, generación, transmisión o distribución de electricidad, y de cualquier consumidor final que se encuentre entre los casos señalados en el literal b) del artículo 283, y se informará en noviembre de cada año a la Superintendencia.

Párrafo 6. Cálculo del Monto de las Indemnizaciones y Peajes.

Artículo 96.- El interesado en ejercer las servidumbres a que se refieren los artículos anteriores, deberá requerir del propietario de las líneas y subestaciones involucradas, junto con el informe a que se refiere el artículo 77, una proposición relativa al cálculo de las indemnizaciones y de los peajes básico y adicional que correspondan, así como sus correspondientes fórmulas de reajuste.

La proposición será acompañada de un informe detallado en el que se justifique el valor de los peajes que se proponen. Esta proposición y su correspondiente informe serán presentados al interesado dentro de los 60 días siguientes a la respectiva solicitud. Este plazo será de 30 días en el caso de los peajes adicionales.

Artículo 97.- El interesado podrá formular observaciones a la proposición y a su informe, dentro de los 30 días siguientes a la presentación de éstos.

Dentro del mismo plazo, el interesado podrá solicitar aclaraciones a la proposición o al informe, y requerir antecedentes adicionales necesarios para efectuar su estudio y para formular las observaciones pertinentes. Efectuado el requerimiento, el propietario tendrá un plazo no superior a 10 días para presentar las aclaraciones o antecedentes adicionales, ampliándose por el mismo lapso, el plazo con que cuenta el interesado para formular sus observaciones.

Artículo 98.- Si el interesado no formulare observaciones dentro del plazo de 30 días o su ampliación, se entenderá que acepta la proposición del propietario y el valor de los peajes será el contenido en ella.

Si por el contrario, el interesado formula observaciones dentro del término señalado, las partes contarán con un plazo de 30

días para convenir el monto de los peajes por las servidumbres y su reajustabilidad. Transcurrido este plazo sin que se logre acuerdo, cualquiera de ellas podrá solicitar la fijación de estos montos y su reajustabilidad, al tribunal arbitral que se establece en el artículo 102.

Artículo 99.- Los montos de los peajes y su reajustabilidad, sean éstos acordados por las partes o fijados por el tribunal arbitral, regirán por un período no inferior a cinco años, o por el término superior que aquéllas acuerden.

Artículo 100.- Sin perjuicio de lo establecido en los artículos anteriores, tratándose de instalaciones de transmisión sujetas a la coordinación de la operación por parte del CDEC, sus propietarios deberán calcular los VNR y los costos de operación y mantenimiento aplicables al cálculo de peajes, en los distintos tramos de tales instalaciones, y tenerlos a disposición de las entidades generadoras e interesados a quienes les sean aplicables.

Para determinar la anualidad de las inversiones comprometidas en líneas, subestaciones y demás instalaciones involucradas, se considerará el VNR de todas ellas, su vida útil, la que no podrá ser inferior a 30 años, y una tasa de actualización igual a la última que se hubiere utilizado para el cálculo de los precios de nudo.

Artículo 101.- Si el interesado se desiste de constituir servidumbre sobre las líneas y subestaciones, será de su cargo el costo de los estudios, aclaraciones y demás antecedentes adicionales que debió efectuar o entregar el propietario de tales líneas y subestaciones.

En este caso, si se hubiere ejercido el derecho de interconexión y servidumbre con anterioridad a la determinación o acuerdo de las indemnizaciones y peajes, el interesado deberá pagar el monto de tales indemnizaciones y peajes correspondiente al período de utilización, así como todo otro perjuicio que se produjere con motivo del desistimiento.

Para garantizar el cumplimiento de la obligación a que se refiere el inciso primero, el interesado, al momento de requerir la proposición e informe de peajes e indemnizaciones, deberá acompañar boleta bancaria de garantía o vale vista por una suma equivalente a cien unidades de fomento.

Artículo 102.- Sin perjuicio de las funciones del CDEC, toda controversia que surja entre el propietario de las líneas y subestaciones involucradas y cualquier interesado en constituir una servidumbre o quien hace uso de ellas, o entre estos últimos entre sí, relacionada con servidumbres de paso de energía eléctrica serán resueltos por un tribunal arbitral.

El tribunal arbitral estará conformado por tres árbitros arbitradores, designados uno por cada una de las partes, y un tercero, que deberá ser abogado, elegido por los dos primeros de común acuerdo, y en caso de desacuerdo, por la justicia ordinaria. El tribunal arbitral actuará en calidad de arbitrador y fallará en única instancia.

Para constituir el arbitraje, cualquiera de las partes notificará a la otra, por intermedio de un notario público, su voluntad de iniciar el juicio arbitral, señalando en la misma comunicación el nombre del árbitro que designe y la fecha y lugar en que deberán reunirse los árbitros designados por las partes con el fin de elegir el tercer árbitro. La parte requerida deberá

designar su árbitro con una antelación mínima de 5 días a la fecha de dicha reunión y comunicarlo por escrito a la parte requirente.

La reunión a que se refiere el inciso anterior no podrá celebrarse en un plazo inferior a 10 ni superior a 20 días, contados desde el requerimiento, y se llevará a efecto en el oficio de un notario público del domicilio del notificado a la convocatoria.

El tribunal arbitral adoptará sus acuerdos por simple mayoría y emitirá su fallo dentro de los 180 días siguientes a la fecha de designación del tercer árbitro, plazo que podrá ampliarse solamente hasta por 30 días.

Los costos del arbitraje serán pagados por mitades entre las partes. Los árbitros, antes de asumir el cargo, deberán dar cumplimiento a lo dispuesto en el artículo 236 del Código Orgánico de Tribunales.

En todo lo no previsto por este artículo, el arbitraje se regulará por las normas pertinentes del Código de Procedimiento Civil.

TITULO III: RELACIONES ENTRE PROPIETARIOS DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS, CLIENTES Y AUTORIDAD

CAPITULO 1: DERECHOS Y OBLIGACIONES

Artículo 103.- Los concesionarios de cualquier naturaleza están obligados a llevar a cabo la interconexión de sus instalaciones en los casos que lo disponga el Ministerio, previo informe de la Comisión. Dicha interconexión deberá efectuarse de conformidad con las disposiciones del presente reglamento y demás normas pertinentes.

Artículo 104.- Para garantizar el derecho de servidumbre de transmisión sobre instalaciones de energía eléctrica, los propietarios de dichas instalaciones estarán obligados a proporcionar periódicamente a la Superintendencia un diagrama unilineal que contenga al menos la siguiente información:

- a) todas las líneas eléctricas de su propiedad que operen en tensiones superiores a 400 Volts, señalándose la tensión nominal, características de los conductores utilizados, longitud de cada tramo de tipo de conductor y capacidad máxima disponible; y
- b) todas las subestaciones e instalaciones que se utilicen para conectarse a las líneas indicadas, con su nombre, niveles de tensión y esquema. En el caso de transformadores con secundario en tensión superior a 400 Volts, se indicará su capacidad y la demanda máxima abastecida durante los últimos doce meses.

La Superintendencia facilitará esta información a cualquier empresa cuyo giro principal sea la comercialización o la producción de electricidad, y a cualquier consumidor final que se encuentre entre los casos señalados en el literal b) del artículo 283.

La información anterior deberá ser actualizada en los períodos que fije la Superintendencia.

Artículo 105.- Sin perjuicio de las disposiciones del Capítulo 5 de este Título, las empresas distribuidoras de servicio público estarán obligadas a dar servicio en su zona de concesión, a quien lo solicite, sea que el usuario esté ubicado en la zona de concesión o bien se conecte a las instalaciones de la empresa mediante líneas propias o de terceros. La obligación de dar suministro se entiende en la misma tensión de la línea sujeta a concesión a la cual se conecte el usuario.

Artículo 106.- Las empresas concesionarias deberán mantener a disposición del público la lista de precios de los servicios que prestan, incluyendo los regulados y no regulados. Igual información deberán entregar a la Superintendencia y actualizarla cada vez que dichos valores se modifiquen.

En la información referida no se incluirán los suministros contratados a precio libre.

En el caso de los servicios no sujetos a regulación de precios, la lista de precios deberá indicar expresamente aquellos que, siendo ofrecidos por el concesionario, también pueden ser contratados con terceros.

Artículo 107.- La responsabilidad de mantener en buen estado los empalmes corresponderá a los concesionarios.

El concesionario siempre tendrá el derecho a inspeccionar los empalmes y a intervenirlos en caso de comprobar peligro para las personas o cosas, salvo el caso en que exista reclamo pendiente ante la Superintendencia respecto de tales equipos, caso en que se procederá según las normas técnicas o instrucciones que señale dicho organismo. El usuario o cliente estará obligado a dar las facilidades correspondientes.

Artículo 108.- Todo arreglo o modificación de empalme que se haga a iniciativa del concesionario y toda acción ejecutada en cumplimiento de la obligación de mantenimiento de los empalmes, serán de cargo exclusivo del concesionario.

En el caso de daños a empalmes ocasionados por accidentes en la vía pública, corresponderá al concesionario su reparación y perseguir de quien corresponda las responsabilidades civiles y penales a que hubiere lugar.

Artículo 109.- Todo arreglo, modificación o reparación de empalme no comprendido en el artículo anterior o que no se enmarque en las acciones de mantención a que está obligado el concesionario, será de cargo del usuario o propietario.

CAPITULO 2: CONEXIÓN DE SERVICIOS

Artículo 110.- La extensión de servicio en las zonas de concesión se hará dentro de los plazos máximos que fije la Superintendencia, oyendo al concesionario.

La Superintendencia podrá compeler a los concesionarios de servicio público de distribución al cumplimiento de esta obligación, con una multa no inferior a cinco unidades tributarias mensuales, por cada día que transcurra después de expirado el plazo fijado al efecto. En caso que, a pesar de la multa aplicadas, no se ejecutaren los trabajos, el Presidente podrá declarar la caducidad de la concesión, conforme a las normas del Capítulo 4 del Título II de este reglamento.

Artículo 111.- En aquellas áreas de las respectivas zonas de la concesión, en que exista servicio o éste se haya extendido conforme al artículo anterior, los concesionarios de servicio público de distribución deberán cumplir los plazos que se indican, para la conexión o ampliación de servicios a sus clientes, según sus potencias conectadas:

- a) De 1 a 10 kW, quince días corridos;
- b) De 11 a 150 kW, treinta días corridos; y
- c) Más de 150 kW, el plazo se fijará por acuerdo entre las partes. En caso de desacuerdo, resolverá la Superintendencia. En ningún caso el plazo no podrá exceder de 120 días.

Los plazos indicados se contarán desde que el cliente haya cumplido con todas sus obligaciones previas, legales y reglamentarias, y haya manifestado por escrito su disposición a suscribir el contrato de suministro.

No obstante lo dispuesto en el inciso primero, en el caso de nuevas concesiones, los plazos se contarán a partir de la fecha de término de las obras que se establezcan en el respectivo decreto de concesión.

Artículo 112.- Los empalmes deberán ser construidos por los concesionarios. No obstante, ellos podrán ser construidos por los clientes de acuerdo a las normas, especificaciones y procedimientos que fije la Superintendencia o el Ministerio, según corresponda. En todo caso, la conexión del empalme a la red del concesionario sólo podrá ser efectuada por éste.

Los concesionarios no podrán imponer a sus clientes condiciones distintas a las establecidas en los reglamentos, ni podrán exigir equipos, materiales o cualquier elemento adicional a aquellos que estén expresamente señalados en las normas técnicas y reglamentos especiales de servicio.

Artículo 113.- Los concesionarios de servicio público de distribución deberán exigir a los interesados que soliciten la conexión del servicio o un cambio en la modalidad tarifaria, copia legalizada de los títulos de dominio sobre el inmueble o instalación o, en su caso, la respectiva autorización notarial para tales fines otorgada por quien aparezca como dueño de ellos.

Artículo 114.- No será requisito para poner en servicio nuevas instalaciones eléctricas, la aprobación de éstas.

Sin embargo, las obras de generación, transporte y distribución o partes de ellas, no podrán ser puestas en servicio sin que su dueño las haya comunicado previamente a la Superintendencia, con al menos 15 días de anticipación. La comunicación deberá acompañarse de una breve descripción de las obras que se ponen en explotación, así como de la fecha de su puesta en servicio. Tratándose de instalaciones interiores, la comunicación y antecedentes que deben acompañarse a ella se ajustarán a lo previsto en los reglamentos particulares vigentes.

CAPITULO 3: APLICACIÓN DE LAS TARIFAS

Artículo 115.- Los decretos de fijación de tarifas especificarán las diversas modalidades tarifarias, sus fórmulas, los parámetros del servicio que deberán ser registrados o

controlados en cada una de ellas y las condiciones de aplicación de cada modalidad.

Las modalidades de facturación de potencia podrán ser de demanda leída o de potencia contratada. En este último caso, el período de contratación será igual a 12 meses.

Artículo 116.- Para los efectos de calcular la distancia que autorice la aplicación de precios libres, los megawatts-kilómetro se medirán respecto de la subestación primaria de distribución más cercana al consumo. La distancia se medirá entre la subestación primaria y el punto de conexión con las instalaciones del cliente siguiendo el trayecto más corto, a través de líneas existentes.

Artículo 117.- Los clientes podrán elegir cualquiera de las opciones tarifarias vigentes, con las limitaciones que en cada caso se establezcan. Para tal efecto, las empresas concesionarias estarán obligadas a informar detalladamente a sus clientes acerca de las opciones tarifarias vigentes que les fueren aplicables, y estarán obligadas a aceptar la opción que ellos elijan.

En los casos en que la aplicación de la opción tarifaria elegida requiera una modificación del empalme, ésta será de cargo del cliente. En todo caso, la obligación anterior se extenderá sólo a las modificaciones necesarias para aplicar la nueva opción tarifaria.

La opción escogida por el cliente regirá durante el período mínimo estipulado en los decretos tarifarios, salvo acuerdo en contrario con la empresa concesionaria.

Artículo 118.- La concesionaria de servicio público de distribución deberá informar a sus clientes, con no menos de tres meses de anticipación, el término de vigencia de la tarifa elegida por ellos. Para tal efecto, deberá incluir en las boletas o facturas correspondientes a los tres últimos meses del período en que rija la tarifa, un aviso indicando la fecha de término de este período, la opción tarifaria vigente, y la fecha límite para que el cliente comunique a la empresa las modificaciones que desee efectuar a su contrato de suministro.

En caso que la opción tarifaria vigente incluya alguna forma de potencia contratada, la información señalada incluirá, además, el monto de las potencias contratadas.

Artículo 119.- Una vez terminado el período de vigencia de la tarifa elegida por el cliente ésta se considerará renovada automáticamente por otro período, a menos que el cliente comunique por escrito a la concesionaria su voluntad de contratar una tarifa diferente, con al menos 30 días de anticipación a su vencimiento.

Los clientes con opción tarifaria que considere control de la potencia demandada, que opten por tarifas horarias, deberán contratar esta tarifa a contar del primer mes del período que contenga horas de punta.

En todo caso, respecto de empresas distribuidoras o sectores de distribución para los cuales se hayan definido horas de punta, la vigencia del contrato y sus renovaciones deberán coincidir con el primer mes del período que contenga horas de punta.

Artículo 120.- Los clientes podrán contratar potencias hasta su potencia conectada. Se entiende por potencia conectada la potencia máxima que es capaz de demandar un usuario final dada la capacidad del empalme. La empresa distribuidora no podrá cobrar aportes reembolsables, a menos que el cliente solicite aumentar su potencia conectada.

En todo caso, si un cliente contratare una potencia inferior a su potencia conectada, no estará obligado a modificar su empalme.

Si la opción tarifaria que eligiere el cliente considera límites de potencia y su potencia conectada supera dichos límites, el concesionario podrá exigir la instalación de un limitador de potencia. En tal caso, la potencia contratada por el cliente deberá ceñirse a los equipos disponibles en el mercado, cuya instalación será de su cargo.

Por su parte, las empresas concesionarias estarán obligadas a aceptar la instalación de un limitador de potencia en el empalme por parte del usuario, siempre que se cumpla con la norma técnica que al respecto fije la Superintendencia. En caso de estar instalado dicho limitador, la potencia conectada del usuario no podrá ser superior a la potencia de apertura del limitador.

Si la opción tarifaria no contempla límites de potencia, el concesionario podrá instalar, a su costo, un limitador de potencia, de capacidad igual o superior a la potencia conectada del cliente.

Artículo 121.- La potencia demandada por todo cliente en media tensión cuyo consumo sea medido en baja tensión, incluirá la suma de las pérdidas en vacío de todos sus transformadores conectados aguas arriba de los equipos de medida y hasta el punto de conexión con las instalaciones del concesionario.

Artículo 122.- Cuando al momento de cumplirse el período de vigencia de una opción tarifaria con alguna forma de potencia contratada, el servicio se encuentre suspendido, el concesionario dejará de cobrar cualquier monto a contar de la fecha de expiración señalada, salvo que se renueve expresamente dicha opción tarifaria al momento de regularizarse el servicio.

El cliente podrá optar por esa misma tarifa u otra distinta al regularizar la situación que motivó la suspensión del servicio.

CAPITULO 4: MEDICIÓN Y FACTURACIÓN

Artículo 123.- Los concesionarios de servicio público de distribución deberán facturar en base a las cantidades que consten en el equipo que registra los consumos del usuario, exceptuando los casos en que este reglamento autoriza la estimación del consumo.

Artículo 124.- Los medidores sólo podrán ser instalados si han sido previamente revisados, calibrados, sellados y certificados, y serán controlados, a partir de ese momento, por cualquier organismo o laboratorio de certificación autorizado por la Superintendencia para tal efecto. El organismo de certificación informará, por escrito, los errores de cada medidor, de acuerdo a lo indicado en las normas técnicas correspondientes.

La responsabilidad por la mantención de los medidores será de los concesionarios, independientemente de la titularidad del dominio sobre ellos.

La empresa concesionaria de servicio público de distribución y los organismos autorizados para la certificación, mantenimiento y reparación de tales equipos podrán remover los sellos, salvo que exista reclamo pendiente ante la Superintendencia, en cuyo caso se procederá según las normas o instrucciones que señale esa institución. Cuando la verificación del medidor se efectúe estando éste en servicio, se hará coordinadamente con la empresa proveedora del suministro, conforme con las normas que establezca la Superintendencia.

La periodicidad para el control y mantenimiento de medidores será la que al efecto establezca la Superintendencia, de acuerdo a las características técnicas de los equipos.

Artículo 125.- Los concesionarios podrán efectuar a su cargo, por medio de un organismo de certificación autorizado, las verificaciones o calibraciones que estimen necesarias en los medidores. En estos casos, el cliente o usuario final no podrá oponerse al retiro temporal de los medidores, salvo el caso de reclamo pendiente a que se refiere el artículo 135, pero el concesionario estará obligado a continuar otorgando el servicio mientras dure la calibración.

Cuando a solicitud del consumidor el concesionario deba efectuar la verificación o calibración de los medidores, el retiro del éste, su verificación o calibración, así como la instalación de uno provisorio, deberá efectuarse por un organismo de certificación, previo aviso al consumidor dado con 10 días de anticipación. Si del resultado de la verificación se comprueba que los equipos de medición funcionan correctamente y dentro de la tolerancia máxima permitida por las normas reglamentarias y técnicas, el costo de la verificación será de cargo del cliente. Si del resultado de la verificación se comprueba lo contrario, dicho costo será de cargo del concesionario. Los costos de las verificaciones, cuando proceda su cobro, serán incluidos en la factura o boleta más próxima.

Artículo 126.- La facturación de los consumos, en caso de suministros sometidos a fijación de precios, deberá hacerse en forma mensual o bimestral.

Se entenderá por período mensual de facturación de consumos, aquél que no sea inferior a 27 ni superior a 33 días, y por período bimestral, aquél que no sea inferior a 57 ni superior a 63 días.

Artículo 127.- La boleta o factura que extienda el concesionario deberá llevar desglosados los cobros por potencia, energía, mantenimiento y cualquier otro cargo que se efectúe en ella.

Además de los requisitos establecidos por la legislación tributaria, la boleta o factura deberá indicar la dirección del inmueble o instalación, el número identificador del cliente, la potencia conectada, el número de cada medidor y su propiedad, las fechas entre las cuales se midió el consumo, el tipo de tarifa contratada, el número de unidades de cada uno de los consumos o demandas medidas y facturadas según la tarifa, los cargos fijos sometidos a fijación de precios y los demás cargos no sometidos a dicha fijación, el límite de invierno cuando corresponda, la fecha de emisión de la factura

o boleta, la fecha límite de pago y el valor total a pagar con los impuestos que procedan.

En los casos en que el empalme o el medidor sean de propiedad del usuario, el concesionario sólo podrá cobrar por su mantención efectiva y siempre con posterioridad a su realización.

Artículo 128.- Los concesionarios deberán entregar la factura o boleta de los consumos en la dirección del inmueble o instalación en que se registró el consumo o en el lugar convenido con el cliente.

Artículo 129.- Los usuarios deberán dar facilidades para que los concesionarios puedan tomar lectura de medidores cualquier día del mes, en el horario comprendido entre las 08:00 y 18:00 horas. En casos calificados, la Superintendencia podrá autorizar otros horarios respecto de clientes determinados.

Si por cualquier causa no imputable al concesionario no pudiere efectuarse la lectura correspondiente, el concesionario dejará una constancia de esta situación en un lugar visible del inmueble y podrá facturar provisoriamente, hasta por dos períodos consecutivos, una cantidad equivalente al promedio facturado en los seis meses anteriores. En la boleta o factura siguiente que se emita de acuerdo con las lecturas del medidor, se abonarán los pagos referidos, dejándose constancia de esta circunstancia. Para estos efectos, la demanda máxima registrada al momento en que pueda tomarse la lectura se considerará también para el período anterior.

Con todo, si se emitieran respecto de un mismo usuario más de cuatro facturaciones estimadas en un período de doce meses, se deberán anotar en un registro que deberá estar disponible para revisión de la Superintendencia.

Artículo 130.- En los casos de instalaciones en que el consumo se registre en equipos de medición generales en la alimentación principal y en remarcadores para los consumos individuales interiores, la lectura de los registros, la facturación y el cobro de los consumos de los remarcadores, podrán ser efectuados por el concesionario, si lo acuerda con el propietario del inmueble que recibe la alimentación principal. En estos casos, el cliente pagará siendo éste último y conservará todos los derechos y obligaciones inherentes a su condición, sin perjuicio de las que deriven de su relación con cada consumidor final.

Artículo 131.- Cuando la Superintendencia constate que un medidor registra un error de medición superior al permitido, por sobre el consumo real, el concesionario deberá devolver al cliente el valor que hubiere pagado por el exceso registrado respecto del consumo real, calculado en la forma que determinen las instrucciones que dicte dicho organismo.

Si el error de medición constatado es por debajo del consumo real, será igualmente aplicable la forma de cálculo que se establezca en las instrucciones que al efecto dicte la Superintendencia.

Artículo 132.- Los errores de facturación constatados por la Superintendencia se someterán a las reglas señaladas en el artículo anterior, en lo que fuere aplicable.

Artículo 133.- En caso de destrucción o daño de los medidores por culpa del consumidor, el concesionario deberá repararlo o cambiarlo, correspondiendo al usuario pagar el valor correspondiente.

Artículo 134.- La responsabilidad por sustracción de medidores instalados deberá perseguirse ante el tribunal competente. El concesionario deberá instalar, de cargo del propietario del equipo sustraído, un nuevo medidor y mantener el suministro, sin perjuicio de lo que resuelva, en definitiva, el tribunal competente.

Artículo 135.- Los concesionarios de servicio público de distribución deberán resolver los reclamos de sus usuarios, relativos a facturación, dentro del plazo de 30 días contados desde su recepción.

CAPITULO 5: GARANTÍAS Y APORTES REEMBOLSABLES

Artículo 136.- Podrá exigirse aportes financieros reembolsables a los usuarios, en los siguientes casos:

- a) Cuando un usuario de cualquier naturaleza solicite a una empresa eléctrica, que se le otorgue suministro o que se amplíe su potencia conectada. En este caso, el aporte estará limitado a lo necesario para la ejecución de las ampliaciones de capacidad en generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, que se requieran a consecuencia de la solicitud del usuario.
- b) Cuando un usuario solicite servicio a una empresa concesionaria de servicio público de distribución. En este caso, el aporte estará limitado a lo necesario para la extensión de las instalaciones existentes hasta el punto de empalme del peticionario.

Artículo 137.- En el caso señalado en la letra a) del artículo anterior, si la potencia solicitada o ampliada supera los 10 kilowatts, la empresa podrá exigir, adicionalmente al aporte reembolsable, una garantía suficiente para caucionar que la potencia solicitada será usada por el tiempo adecuado.

El monto de la garantía, su forma y plazo, serán determinados por acuerdo entre las partes.

En estos casos, las empresas deberán cumplir con los siguientes requisitos:

- a) La garantía para caucionar el uso de la potencia solicitada se establecerá conforme a los requerimientos del usuario, a las capacidades disponibles en los sistemas de generación, transporte y distribución, a las ampliaciones de capacidad de dichos sistemas y al tiempo de utilización de la potencia por parte del usuario.

La empresa deberá detallar pormenorizadamente al usuario las obras asociadas a su requerimiento, que no estén sujetas a financiamiento por parte de éste, conforme al artículo 136 y que ampliarán la capacidad de generación, transporte o distribución de energía eléctrica, según corresponda.

- b) La garantía deberá permanecer en poder de la empresa hasta que proceda hacerla efectiva o restituirla.

- c) A requerimiento del usuario, la empresa podrá aceptar la reducción de la garantía o su reemplazo por otra, según convengan, en proporción al grado de cumplimiento de las obligaciones asumidas por el cliente al otorgarla.

Artículo 138.- En el caso de la letra b) del artículo 136, los aportes que se requieran podrán efectuarse bajo cualquiera de las siguientes modalidades, a elección del interesado o usuario:

- a) El interesado podrá construir directamente las obras de extensión, sobre la base de un proyecto aprobado por la empresa eléctrica.

Si el peticionario opta por esta modalidad, deberá presentar a la empresa un proyecto elaborado por un instalador autorizado, para su aprobación y para la valorización del aporte reembolsable. La empresa sólo podrá rechazar un proyecto en caso de no cumplir los requerimientos técnicos pertinentes. Junto con la aprobación del proyecto, la empresa determinará el valor de las instalaciones que se ejecutarán, el que corresponderá al monto del aporte a reembolsar. Este valor en ningún caso podrá ser inferior al que la empresa exigiría para ejecutar las obras por su cuenta.

La aprobación y valorización indicadas deberán informarse por escrito al peticionario en un plazo de 15 días, contados desde la presentación del respectivo proyecto.

- b) El interesado podrá financiar las obras según el valor determinado por la empresa, obligándose ésta a construirlas una vez asegurado el financiamiento. En todo caso, el valor a reembolsar no podrá exceder de los costos precisamente involucrados en la ejecución de las obras que sean necesarias.

Artículo 139.- Los montos máximos por concepto de financiamiento serán determinados por las empresas y podrán ser aplicados previa publicación en un diario de circulación nacional.

Artículo 140.- Una vez valorizado el aporte por la empresa, ésta deberá comunicarlo por escrito al interesado, en el plazo señalado en el artículo 138, indicando el mecanismo de devolución que elige y sus condiciones.

La empresa podrá elegir uno de los siguientes mecanismos de devolución:

- a) Dinero;
- b) Documentos mercantiles;
- c) Suministro eléctrico;
- d) Acciones comunes de primera emisión de la propia empresa;
- e) Acciones de otra empresa eléctrica que la restituyente hubiere recibido como devolución por aportes efectuados por ella, y
- f) Cualquier otro mecanismo que, cumpliendo con normas de los artículos siguientes, sea aceptado por el aportante.

Artículo 141.- La forma y condiciones de devolución que la empresa elija deberán cumplir siempre con los siguientes requisitos mínimos:

- a) La devolución deberá ser hecha a la persona natural o jurídica que hubiere entregado el aporte, o bien a la que ésta designe y sea aceptada por la empresa. En consecuencia, el mecanismo elegido deberá considerar siempre las condiciones necesarias para el cumplimiento de esta obligación.
- b) El reembolso comprenderá el valor inicial del aporte, expresado en moneda de curso legal, reajustado, y un interés igual al 10% anual, con la sola excepción de las devoluciones mediante acciones.
- c) Las devoluciones deberán efectuarse en un plazo máximo de 15 años, salvo que se efectúen mediante acciones, en cuyo caso no existirá plazo alguno.
- d) Los títulos representativos de la devolución deberán ser endosables.
- e) La devolución deberá significar para el aportante un reembolso real. Para estos efectos, no constituirán un reembolso real aquel que no cumpla con las condiciones que establece el presente artículo; aquel cuyo valor, a la fecha de la comunicación a que se refiere el artículo 140, represente una pérdida patrimonial para el aportante; ni aquel que, por cualquier otra circunstancia, el aportante estime que no lo sea.

Artículo 142.- Para que sea considerado reembolso real, la devolución en suministro eléctrico deberá cumplir, además, las siguientes normas:

- a) Para la determinación de la cantidad de unidades de potencia y energía en que se materializará la devolución, el valor del aporte deberá ser reajustado e incrementado por el interés correspondiente al plazo de la devolución, en la forma señalada en el artículo anterior, de manera previa a su conversión a esas unidades según el valor vigente para ellas a la fecha de la comunicación a que se refiere el artículo 140.
- b) La devolución no podrá radicarse en un inmueble o instalación determinada y deberá efectuarse en aquel o aquella que el aportante señale. En consecuencia, durante el plazo en que deba tener lugar la devolución, el aportante tendrá derecho a sustituir el inmueble o instalación en que deba seguir suministrándose electricidad con cargo al aporte. El contrato respectivo deberá establecer un mecanismo alternativo de devolución para el excedente, para el caso que la empresa se encontrare impedida de efectuar la modificación antes señalada.
- c) La devolución en electricidad se hará efectiva mediante la compensación, en cada período de facturación, de las unidades físicas de potencia y energía efectivamente consumidas por el aportante en dicho período. Si a la fecha de expiración del plazo estipulado para la devolución existiese un saldo o remanente a devolver, éste deberá ser reembolsado en dinero efectivo, según el valor que tengan a esa fecha las unidades de potencia y energía no utilizadas.

Artículo 143.- La forma y el plazo de las devoluciones convenidas conforme a las disposiciones anteriores, se

determinarán en un contrato que se firmará entre la empresa y el aportante.

Artículo 144.- El aportante tendrá derecho a oponerse a la forma de devolución propuesta por la empresa y a reclamar la intervención de la Superintendencia, siempre que dicha devolución no le signifique un reembolso real.

CAPITULO 6: SUSPENSIÓN Y REPOSICIÓN DE SUMINISTRO

Artículo 145.- Las empresas concesionarias de servicio público de distribución deberán suministrar electricidad a sus usuarios de manera continua e ininterrumpida, salvo las excepciones legales y reglamentarias.

Artículo 146.- El usuario o cliente deberá pagar el suministro en el plazo señalado en la respectiva boleta o factura. Dicho plazo no podrá ser inferior a 10 días desde la fecha de su despacho al cliente.

Para estos efectos, 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, salvo las excepciones contempladas en el artículo siguiente.

Artículo 147.- El concesionario podrá suspender el suministro en caso que un servicio se encuentre impago, previa notificación al usuario con, al menos, 5 días de anticipación. Este derecho sólo podrá ejercerse después de haber transcurrido 45 días desde el vencimiento de la primera boleta o factura impaga.

No obstante, si luego de vencido este plazo el concesionario no suspendiere el servicio por esta causal antes de la emisión de la siguiente boleta o factura, las obligaciones por consumos derivadas del servicio para con la empresa suministradora que se generen desde la fecha de emisión de esta última boleta o factura, no quedarán radicadas en el inmueble o instalación, salvo que para ello contare con la autorización escrita del propietario. Esta autorización no podrá ser otorgada antes de verificada la condición que habilita la suspensión del suministro y deberá acompañarse de un certificado de dominio vigente que acredite haber sido otorgada por el propietario del inmueble o instalación.

No obstante haberse otorgado la autorización referida, si con posterioridad a ella se configura la causal que autoriza a suspender el suministro y el concesionario no ejerciere tal derecho en los plazos y forma definidos en los incisos anteriores, las obligaciones derivadas del servicio eléctrico que se generen desde la fecha de emisión de la siguiente boleta o factura, dejarán de radicarse en el inmueble o instalación, salvo que el propietario de éstos otorgue nueva autorización en la forma establecida en el inciso anterior. La misma norma se aplicará cada vez que se cumpla la condición que habilita al concesionario para suspender el suministro por no pago.

Artículo 148.- El concesionario no podrá suspender el suministro de energía a los hospitales y cárceles, sin perjuicio de la acción ejecutiva que podrá ejercer invocando como título una declaración jurada ante notario, en la cual se indique que existen tres o más mensualidades insolutas.

Artículo 149.- La suspensión del servicio que se encuentre impago se efectuará desconectando el arranque desde la red de distribución, retirando el fusible aéreo o bien interrumpiendo el suministro en la caja de empalme. En todo caso, el concesionario deberá tomar las medidas de seguridad correspondientes.

Artículo 150.- Notificada por la empresa la suspensión de suministro por falta de pago o una vez efectuada ésta, el consumidor podrá reclamar a la Superintendencia previo depósito de la suma cobrada. Cumplido este requisito el concesionario deberá reponer el servicio suspendido en un plazo máximo de 24 horas, a requerimiento de la Superintendencia.

Durante el período en que el servicio esté suspendido, serán de cargo del consumidor todos los cargos fijos y las costas del cobro de tarifas insolutas, de acuerdo con la opción tarifaria que éste tenga vigente.

El depósito a que se refiere este artículo se registrá por las normas comunes y por las instrucciones que dicte la Superintendencia.

Artículo 151.- En los inmuebles o instalaciones que incluyen un medidor general totalizador y medidores remarcadores en departamentos interiores, cuyos consumos sean cobrados directamente por el concesionario, éste sólo podrá suspender el servicio a las instalaciones que estén en mora.

Artículo 152.- El concesionario deberá restablecer la prestación del servicio público dentro de las 24 horas de haberse efectuado el pago y deberá llevar un registro diario de los usuarios a quienes se les haya cortado el suministro por falta de pago.

Artículo 153.- El dueño del inmueble que recibe servicio eléctrico, tendrá derecho a exigir la desconexión o el desmantelamiento del empalme, siempre que haga uso personal de éste o que el inmueble se encuentre desocupado, pagando el costo de dicho desmantelamiento, de los consumos registrados hasta la fecha y de los cargos tarifarios remanentes por potencia contratada o suministrada, según corresponda, de acuerdo con la opción tarifaria que el cliente tenga vigente.

Una vez cumplidos los requisitos indicados en el inciso anterior, el propietario perderá su calidad de cliente respecto de dicho servicio.

CAPÍTULO 7: CONEXIONES IRREGULARES.

Artículo 154.- Toda operación, alteración o modificación efectuada en una instalación o en alguna de sus partes, con infracción de las normas y procedimientos establecidas al efecto por la ley, los reglamentos o las normas técnicas, será sancionada conforme al DS. N° 119, de 1989, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

Constituyen modificaciones o conexiones irregulares, entre otras, las siguientes:

- a) Instalaciones que se alimenten directamente desde un empalme, o del trozo de la canalización que queda entre el empalme y el medidor;
- b) Colocación o introducción de cualquier instrumento registrador del consumo, o introducción de cualquier cambio en ellos que haga falsear la medición; o cualquier medio que se emplee para impedir la marcha normal del medidor;
- c) Conectar una red o instalación a la red de un concesionario, con infracción de las normas pertinentes;
- d) Conectar dos instalaciones de manera que pueda darse suministro eléctrico desde una a otra, con infracción de las normas y procedimientos establecidos por la ley, los reglamentos y las normas técnicas;
- e) Conectar a la red una instalación que no ha sido declarada reglamentariamente, o darle suministro a través de una caja de empalme o medidor que no cumpla las normas técnicas vigentes;
- f) En instalaciones de fuerza motriz cuyos consumos se tarifican por potencia instalada, aumentar la potencia de los motores, sin dar el aviso correspondiente al concesionario.

Artículo 155.- Los concesionarios podrán requerir a la Superintendencia para que, en uso de sus atribuciones legales, autorice la suspensión del suministro a las instalaciones en que se detecte alguna modificación, conexión o alteración irregular.

No obstante, la Superintendencia podrá disponer la reposición del servicio a petición del interesado, sin perjuicio de lo que resuelva en definitiva, una vez efectuada la investigación de las anomalías reclamadas por el concesionario.

Artículo 156.- El usuario de una instalación que el concesionario estime irregularmente modificada, conectada o alterada, podrá reclamar a la Superintendencia. Esta reclamación se ajustará, en cuanto a su tramitación y resolución, a las normas del capítulo siguiente.

Artículo 157.- El concesionario podrá facturar los consumos no registrados al usuario de una instalación en que la Superintendencia compruebe alguna alteración o modificación irregular, de acuerdo con las normas que más adelante se indican, sin perjuicio de las acciones judiciales que procedan.

Artículo 158.- Tratándose de suministro por medidor, el concesionario podrá facturar de acuerdo a los valores de los tres últimos meses o de los dos últimos bimestres, o bien de aquellos meses o bimestres en que se comprobare ante la Superintendencia que ha existido la alteración o modificación irregular de la instalación, calculados en la forma determinada en el inciso siguiente y descontando los valores pagados por el usuario durante esos períodos.

Los valores de los consumos no registrados correspondientes a esos tres meses o dos bimestres, o aquellos que la Superintendencia declare que deben considerarse, se calcularán a razón del promedio de los consumos de los doce últimos meses anteriores a aquellos que ha existido la modificación o alteración irregular.

No obstante lo dispuesto en los incisos anteriores, si la Superintendencia, a petición del concesionario, determinare que el tiempo y monto de los consumos no registrados son mayores que los calculados según el procedimiento anterior, podrá fijar sin más trámite la suma a que han ascendido esos consumos y autorizar al concesionario su facturación.

Artículo 159.- Tratándose de suministros por potencia contratada, corresponderá a la Superintendencia determinar el monto de los consumos no registrados, una vez comprobado por ella que ha existido alteración o modificación irregular de la instalación respectiva.

Artículo 160.- Las resoluciones que en esta materia adopte la Superintendencia, serán reclamables según las normas generales.

CAPITULO 8: PROCEDIMIENTO DE RECLAMACIÓN.

Artículo 161.- Cualquier persona podrá presentar reclamos a la Superintendencia en relación con el servicio prestado por un concesionario.

Los reclamos deberán presentarse por escrito, adjuntando los antecedentes que lo justifiquen.

En los servicios ubicados fuera de la Región Metropolitana, la documentación pertinente deberá ser enviada directamente a la respectiva Dirección Regional de la Superintendencia.

La Superintendencia pedirá informe al concesionario, fijándole un plazo máximo para contestar de 15 días, prorrogables por una sola vez, y fallará estos reclamos dentro de un plazo máximo de 30 días, a contar de la fecha de recepción del informe del concesionario o del vencimiento del plazo.

Si dentro del plazo fijado no se reciben los informes solicitados a los concesionarios, la Superintendencia dispondrá que se practique una investigación que le permita formar juicio completo para adoptar la resolución que proceda.

En circunstancias especiales o cuando la complejidad del problema lo justifique, la Superintendencia podrá ampliar, hasta por otros 30 días, el plazo máximo para resolver.

Artículo 162.- En caso de reclamos de un concesionario de distribución respecto de un propietario de instalaciones de generación o transporte, en materia de calidad o seguridad, deberá enviarse copia de él al CDEC correspondiente, y al propietario de las instalaciones de generación o de transporte si este último no perteneciere al CDEC.

El CDEC y el propietario reclamado deberán remitir a la Superintendencia, con copia al concesionario y dentro de los 15 días siguientes de recibida la comunicación del reclamo, un informe con los antecedentes de que dispongan sobre el particular.

CAPITULO 9: INFORMACIÓN ESTADÍSTICA.

Artículo 163.- Las empresas concesionarias deberán llevar un registro actualizado de los siguientes antecedentes,

conforme con las instrucciones que la Superintendencia imparta al respecto:

- a) Componentes, sistemas y equipos o dispositivos eléctricos operables en sus instalaciones eléctricas y dependencias, empalmes y medidores en servicio, indicando la localización de cada uno de ellos.
- b) Estadísticas de operación correspondientes a incidentes ocurridos que, por su naturaleza, afectan a los usuarios.
- c) Estadísticas de suministro por tipo cliente y tipo de tarifa.

La Superintendencia podrá solicitar en cualquier momento esta información, la que deberá estar actualizada en las fechas y plazos que ella fije.

TITULO IV: INTERCONEXIÓN DE INSTALACIONES

CAPÍTULO 1: GENERALIDADES

Artículo 164.- El Ministerio determinará la interconexión de instalaciones, en los casos y forma previstos en el artículo 103.

Dispuesta la interconexión conforme a dicha disposición, en caso de falta de acuerdo entre los concesionarios sobre la forma de realizar la interconexión y de efectuar el transporte o transferencia de la energía, la Comisión oír a los concesionarios y entregará una recomendación al Ministerio, quien resolverá al respecto.

Artículo 165.- La operación de las instalaciones eléctricas de los concesionarios que operen interconectados entre sí, deberá coordinarse con el fin de:

- a) Preservar la seguridad del servicio eléctrico;
- b) Garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico; y
- c) Garantizar el derecho de servidumbre sobre los sistemas de transmisión establecidos mediante concesión.

Esta coordinación deberá efectuarse de acuerdo con las normas técnicas y reglamentos que proponga la Comisión.

Artículo 166.- La operación de aquellas centrales y sistemas de transmisión que no habiéndose establecido mediante concesión, operen en sincronismo con un sistema eléctrico, deberá ceñirse a las normas y reglamentos de coordinación de la operación que se establezcan en conformidad con este reglamento.

Se entiende que una central generadora interconectada opera en sincronismo con un sistema, si en condiciones normales de operación produce electricidad a una frecuencia igual a la del sistema, o si se sincroniza a éste a través de un convertidor de frecuencia.

Artículo 167.- La operación de las centrales generadoras y líneas de transporte que funcionen interconectadas entre sí, formando un sistema eléctrico con capacidad instalada de generación superior a 100.000 kilowatts, deberá coordinarse a través de un CDEC.

Para los efectos del cumplimiento de las funciones del CDEC, todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien explote, a cualquier título, centrales generadoras, líneas de transporte o instalaciones de distribución que se interconecten al sistema, estará obligado a proporcionar la información necesaria y pertinente que el CDEC le solicite para mantener la seguridad global del sistema, optimizar la operación y garantizar el derecho de servidumbre.

En cualquier caso, toda unidad generadora deberá comunicar por escrito su interconexión al sistema, con una anticipación mínima de 6 meses, tanto a la Comisión como al CDEC correspondiente.

El retiro, modificación o desconexión de unidades generadoras del parque generador, y de instalaciones del sistema de transmisión, deberá ser comunicada por escrito tanto al CDEC respectivo como a la Comisión, con la anticipación que estipule el reglamento interno para estos efectos, la que no será inferior a 24 meses en el caso de unidades generadoras y de 12 meses para instalaciones de transmisión.

No obstante, en casos calificados, la Comisión podrá eximir a una empresa del cumplimiento de los plazos señalados en este artículo, previo informe de seguridad del o los CDEC afectados.

Artículo 168.- Deberán integrar cada CDEC las empresas que cumplan simultáneamente los siguientes requisitos:

- a) Operar en el sistema eléctrico que coordine el respectivo CDEC, cuya capacidad instalada de generación sea superior a 100.000 kilowatts; y
- b) Encontrarse en alguna de las siguientes situaciones:
 - b.1) Ser una empresa eléctrica cuya capacidad instalada de generación en el sistema exceda del 2% de la capacidad instalada total que el sistema tenía a la fecha de constituirse el CDEC que debe coordinarlo. Para estos efectos, se entenderá por empresa eléctrica generadora toda entidad cuyo giro principal sea la generación de energía eléctrica.
 - b.2) Ser un autoproducer cuya capacidad instalada de generación en el sistema sea superior al total de su demanda máxima anual de potencia en el mismo sistema y, además, sea superior al 2% de la capacidad que el sistema tenía a la fecha de constituirse el CDEC que debe coordinarlo. Para estos efectos, se entenderá por autoproducer la entidad cuyo giro principal sea distinto a la generación o transmisión de energía eléctrica.

Se entiende que todo autoproducer destina prioritariamente sus instalaciones de generación, sean éstas propias u operadas en virtud de un contrato, a satisfacer sus necesidades de energía, a menos que comunique por escrito, al CDEC y a la Comisión, que dará otro destino a la energía que genere.

- b.3) Ser una empresa transmisora. Para estos efectos, se entenderá que una entidad es una empresa transmisora si su giro principal es administrar sistemas de transmisión de electricidad, por cuenta propia o ajena, y si además, las instalaciones de transmisión que opera son de un nivel de tensión igual o superior a 23.000

Volts, con a lo menos un tramo de línea de transmisión de longitud superior a 100 kilómetros.

- b.4) Ser propietario de instalaciones correspondientes a las subestaciones básicas de energía que se definen en el artículo 274, o a las líneas que las interconectan.

No obstante esta obligación, las entidades mencionadas en los literales b.1) y b.2), podrán eximirse de participar directamente en el CDEC, cuando suscriban un contrato con alguna otra entidad integrante, para la entrega de la totalidad de la electricidad producida por sus instalaciones de generación. En tal caso, la entidad efectivamente integrante participará en el CDEC con sus instalaciones propias y con las contratadas.

Artículo 169.- Podrán integrar un CDEC las entidades que operen en el respectivo sistema eléctrico y se encuentren en alguna de las siguientes situaciones:

- a) Ser una empresa eléctrica cuya capacidad instalada de generación sea superior a 9 megawatts y que opte por incorporarse al CDEC.
- b) Ser un autoprodutor con una capacidad instalada de generación superior a 9 megawatts y a su demanda máxima anual de potencia en el mismo sistema, que opte por incorporarse al CDEC. Dicha demanda anual se calculará al momento de informar al CDEC su decisión de incorporación.

Las entidades individualizadas en este artículo deberán comunicar por escrito, tanto a la Comisión como al respectivo CDEC, su determinación de incorporarse, retirarse o reincorporarse a este último.

Artículo 170.- Para la aplicación de los artículos precedentes, se entenderá por capacidad instalada de generación, tanto la que se tenga en instalaciones propias como la que provenga de un contrato de adquisición de la totalidad de la energía producida por una central ajena, por un plazo mínimo de dos años.

CAPÍTULO 2: FUNCIONES BÁSICAS Y ORGANIZACIÓN DE CADA CDEC

Artículo 171.- El CDEC coordinará la operación del sistema eléctrico correspondiente conforme a las normas del presente reglamento.

Las instrucciones de coordinación que, en virtud del presente reglamento, emanen del CDEC, serán obligatorias para todas las centrales generadoras y líneas de transporte interconectadas al respectivo sistema.

Para el cumplimiento de sus funciones, cada CDEC elaborará y aprobará un reglamento interno, el que deberá ajustarse a las disposiciones de la ley y de este reglamento.

Artículo 172.- Con el objeto de coordinar la operación de centrales generadoras y sistemas de transporte, cada CDEC realizará las siguientes funciones básicas:

- a) Planificar la operación de corto plazo del sistema eléctrico, considerando su situación actual y la esperada para el mediano y largo plazo, y comunicarla a quienes estén

interconectados al sistema y deban operar sus instalaciones de acuerdo a los programas resultantes;

- b) Calcular los costos marginales instantáneos de energía eléctrica en todas las barras pertenecientes a los nudos del respectivo sistema eléctrico;
- c) Coordinar el mantenimiento preventivo mayor de las unidades generadoras, en conformidad con las normas establecidas en los artículos 193 y siguientes;
- d) Verificar el cumplimiento de los programas de operación y de mantenimiento preventivo mayor, adoptando las medidas correctivas que durante su ejecución se requieran, considerando los respaldos establecidos en la letra m) de este artículo;
- e) Determinar y valorizar las transferencias de electricidad entre generadores, conforme se señala en los artículos 257 y siguientes;
- f) Elaborar los procedimientos necesarios para cumplir, en cada nivel de generación y transporte, las exigencias de calidad de servicio de este reglamento y las demás normas dictadas conforme a él, e incluirlos en el reglamento interno;
- g) Establecer, coordinar y verificar la reserva de potencia del sistema, para regular instantáneamente la frecuencia dentro de los límites que fija este reglamento;
- h) Coordinar la desconexión de carga en barras de consumo, así como otras medidas que fueren necesarias por parte de los integrantes del sistema eléctrico sujetos a coordinación, para preservar la seguridad de servicio global del sistema eléctrico, según los procedimientos establecidos en el reglamento interno;
- i) Elaborar los informes que este reglamento señala;
- j) Garantizar el derecho de servidumbre sobre los sistemas de transmisión establecidos mediante concesión, de acuerdo a las facultades y obligaciones que le señala este reglamento;
- k) Reunir y tener a disposición de las empresas generadoras, autoprodutoras y de todo interesado que desee hacer uso del sistema de transmisión, aunque no pertenezca al CDEC, la información relativa a los valores nuevos de reemplazo, costos de operación y mantenimiento, y las proyecciones de potencia transitada y de ingresos tarifarios aplicables al cálculo de los peajes básicos y adicionales, en los distintos tramos del sistema, para los siguientes cinco años;

Para estos efectos, las empresas propietarias y operadoras de dichos tramos deberán calcular y comunicar al CDEC los valores nuevos de reemplazo y los costos de operación y mantenimiento de sus instalaciones, con la periodicidad y forma que fije el reglamento interno y se entenderá que los montos de esos valores son los que propone a los interesados;

- l) Informar a la Comisión y a la Superintendencia, en la forma y plazos que éstas indiquen, las fallas y demás situaciones que afecten o puedan afectar la operación

normal de centrales generadoras y líneas de transmisión del sistema, así como todo otro aspecto que pueda tener efectos en la seguridad del servicio o en la capacidad instalada del sistema.

- m) Verificar que en todos los nudos del sistema en que se efectúen retiros de electricidad, el nivel de seguridad de servicio cumpla con lo que señalan los artículos 245 y demás normas pertinentes. El CDEC deberá elaborar un procedimiento para determinar la contribución de los sistemas de transmisión a dicha seguridad, cuando el aporte de generación local no sea suficiente para ello.

Cuando una central no se encuentre en condiciones de operar por mantenimientos programados o fallas imprevistas, el CDEC deberá limitar la potencia que su propietario puede retirar del nudo, al nivel teórico que permita preservar la seguridad de servicio considerando como aportes de otras zonas a través de los sistemas de transmisión, sólo los apoyos que el propietario de la central hubiese convenido para estas situaciones con quienes tengan constituidas servidumbres de paso en los sistemas de transmisión correspondientes. Los retiros que requieran pero no dispongan del apoyo señalado se tratarán como consumos interrumpibles. Los procedimientos correspondientes deberán ser elaborados por el CDEC e incorporados en el reglamento interno.

Artículo 173.- Cada CDEC estará compuesto por un Directorio, una Dirección de Operación y una Dirección de Peajes.

El Directorio podrá encomendar a un tercero la ejecución de acciones de apoyo o tareas específicas asociadas a las funciones del CDEC o de alguna de sus Direcciones, mediante la celebración de contratos especiales en los que, en todo caso, deberá resguardarse el cumplimiento de los objetivos de la entidad. Copia del contrato respectivo deberá remitirse a la Superintendencia, dentro de los 15 días siguientes a su celebración.

El tercero así contratado, rendirá cuenta periódica de su desempeño al Directorio, en la forma y demás condiciones que se establezcan en el contrato.

Artículo 174.- El Directorio estará formado por un representante de cada una de las entidades que integran el CDEC. Cada representante tendrá un suplente, quien asumirá sus funciones por simple ausencia del titular. A cada miembro del Directorio corresponderá un voto en todas las decisiones que dicho organismo deba adoptar.

Sin perjuicio de lo anterior, las entidades a que se refieren los literales b.3) y b.4) del artículo 168, así como las referidas en el artículo 169, podrán designar un representante común para todas o algunas de ellas, informando por escrito tal circunstancia, al Presidente del Directorio, a la Comisión y a la Superintendencia. En este caso, el representante común que dos o más entidades designen, también tendrá derecho a un sólo voto.

Para los efectos de la integración del Directorio, cada una de las empresas o entidades que integren un CDEC deberá otorgar a su representante mandato con poderes suficientes para concurrir a la constitución del CDEC y de sus órganos, a

la toma de todas las decisiones que sean necesarias para su funcionamiento y para el cumplimiento de todos sus cometidos y obligaciones, así como a la celebración de todas las convenciones y contratos que correspondan al organismo de coordinación, de conformidad a la ley, este reglamento y el reglamento interno respectivo.

Artículo 175.- El Directorio tendrá un Presidente. La presidencia del Directorio será rotativa entre los representantes de las entidades integrantes del CDEC y se ejercerá por el período de un año.

El Presidente deberá designar un suplente de entre los restantes integrantes del Directorio, quien lo reemplazará en caso de ausencia.

El Presidente del Directorio citará a las sesiones del Directorio, confeccionará las actas y tablas de las reuniones, las pondrá en conocimiento de todos los integrantes con la debida anticipación, y presidirá las sesiones del Directorio.

Artículo 176.- El Directorio tendrá las siguientes funciones:

- a) Velar por el cumplimiento de las funciones que el presente reglamento y el reglamento interno asignan al CDEC;
- b) Establecer, para fines referenciales, las instalaciones involucradas en el área de influencia de cada una de las centrales generadoras cuya operación coordina el CDEC, previa proposición de la Dirección de Peajes;
- c) Emitir los informes especiales que la Comisión o la Superintendencia solicite sobre el funcionamiento del CDEC, en los plazos que éstas determinen, sin perjuicio de los informes ordinarios establecidos en este reglamento;
- d) Aprobar y modificar el reglamento interno del CDEC. En cualquier caso, el reglamento interno y sus modificaciones deberán ser informados favorablemente por la Comisión en forma previa a su aplicación;
- e) Aprobar las contrataciones a que se refiere el artículo 173;
- f) Resolver los conflictos que le sometan la Dirección de Operación o la Dirección de Peajes;
- g) Aprobar el presupuesto anual de gastos del funcionamiento del CDEC, los que se financiarán por las entidades integrantes, en la forma que señale el reglamento interno. En todo caso, las entidades que designen un representante común en la forma señalada en el artículo 174, se considerarán como una sola entidad para los efectos de su contribución al financiamiento del CDEC;
- h) Designar a los tres profesionales del Comité de Expertos a que se refiere el artículo 178, los que no podrán ser miembros de las empresas integrantes o sujetas a la coordinación del CDEC. El reglamento interno establecerá el procedimiento de designación de los integrantes de este Comité, su duración en el cargo que no podrá ser inferior a un año, su remuneración y demás modalidades de funcionamiento. En caso de desacuerdo respecto de esta designación, estos profesionales serán nombrados por el Ministro de Economía;

- i) Informar a la Comisión la interconexión de nuevas centrales o unidades de generación y de líneas de transporte, su retiro y su reincorporación; y
- j) Definir y establecer una sede para el funcionamiento del CDEC, donde se radicarán sus órganos e instalaciones. Dicha sede constituirá el domicilio del CDEC, para los efectos de la ley y este reglamento.

Artículo 177.- El Directorio sesionará ordinariamente una vez al mes y, extraordinariamente, cada vez que lo solicite el Presidente por sí o a solicitud de cualquiera de los Directores. El reglamento interno establecerá el procedimiento de citación y las formalidades de las sesiones.

El quórum para sesionar será de dos tercios de los miembros del Directorio. El quórum para adoptar acuerdos, será la unanimidad de los presentes en las materias a que se refieren las letras d), f) y h) del artículo 176. En los demás casos, los acuerdos se adoptarán por simple mayoría.

Artículo 178.- En caso que la falta de unanimidad impida adoptar un acuerdo y la divergencia o conflicto se produjere con motivo de la aplicación de este reglamento o del reglamento interno, el Directorio deberá requerir la opinión del Comité de Expertos integrado por dos ingenieros y un abogado, conforme a la letra h) del artículo 176, el que evacuará un informe y una recomendación sobre la materia, en el plazo de 30 días.

El informe y recomendación del Comité de Expertos será sometido a consideración del Directorio, en sesión especialmente convocada al efecto.

Si no fuere posible adoptar acuerdo sobre la materia, resolverá el Ministro, previo informe de la Comisión. Para estos efectos, el Directorio deberá requerir la intervención del Ministro, en escrito fundado, adjuntando el informe y recomendación del Comité de Expertos y los demás antecedentes que correspondan, dentro del plazo de siete días contados desde la votación a que se refiere el inciso anterior.

La solicitud de intervención del Ministro sólo será admisible si reúne los requisitos anteriores y se refiere a divergencias o conflictos producidos con motivo de la aplicación de este reglamento y del reglamento interno. El Ministro, dentro del plazo de siete días contados desde la presentación, podrá declarar inadmisibles las peticiones si constata el incumplimiento de alguno de los requisitos señalados.

Artículo 179.- Reclamada la intervención del Ministro con arreglo al artículo anterior, éste dictará una resolución sobre la materia objeto de divergencia, previo informe de la Comisión, en el plazo de sesenta días contado desde la respectiva presentación.

El informe de la Comisión y demás antecedentes que sirvan de fundamento a la resolución, serán públicos. La resolución será notificada por carta certificada al Presidente del Directorio, en el domicilio o sede del CDEC respectivo.

La resolución del Ministro sustituirá el acuerdo que la divergencia impidió adoptar, o el provisional en su caso, así como las normas pertinentes del reglamento interno, y producirá sus efectos a contar de la fecha de la votación respectiva, salvo que la resolución señale, expresamente, un plazo de vigencia diferente.

En el tiempo que medie entre el acaecimiento de la divergencia y la dictación de la resolución del Ministro, el CDEC podrá aplicar provisionalmente la decisión que hubiere obtenido mayoría en la respectiva votación. La aplicación provisional deberá acordarse por el Directorio, en votación separada, por la mayoría de sus miembros presentes. En caso de empate, será dirimente el voto del Presidente.

Artículo 180.- Las Direcciones de Operación y de Peajes tendrán las funciones que se indican en los artículos siguientes, son entidades eminentemente técnicas y ejecutivas, y cumplirán sus cometidos de acuerdo a los criterios generales que fije el Directorio.

Cada Dirección estará a cargo de un Director y contará con una dotación suficiente de profesionales y técnicos, cuyo número fijará el Directorio del respectivo CDEC. El Director y el personal de cada Dirección, deberán reunir condiciones de idoneidad e independencia que garanticen a todos los integrantes del CDEC su adecuado desempeño. Dichos profesionales serán contratados por el CDEC, con cargo a su presupuesto, para el exclusivo objeto de sus funciones en la respectiva Dirección y se desempeñarán bajo subordinación y dependencia de ese organismo.

Los profesionales que, conforme a lo anterior, estén a cargo de las Direcciones, responderán por su desempeño en ellas exclusivamente ante el Directorio, conforme a los procedimientos que se establezcan en el reglamento interno.

Corresponderá al Director adoptar las decisiones e implementar las medidas necesarias para el cumplimiento de las funciones de la Dirección a su cargo, y llevar las relaciones de ésta con el Directorio del CDEC.

Artículo 181.- La Dirección de Operación tendrá las siguientes funciones:

- a) Proponer al Directorio las decisiones y procedimientos conducentes al cumplimiento de las disposiciones del presente reglamento y del reglamento interno, en las tareas propias de esta Dirección;
- b) Adoptar las decisiones que se requieran para la aplicación de las metodologías, modelos matemáticos, valores de parámetros, esquemas de medición u otras materias técnicas relativas a la operación del sistema;
- c) Establecer, coordinar y verificar la reserva de potencia del sistema para regular instantáneamente la frecuencia dentro de los límites que fija este reglamento y coordinar la desconexión de carga en barras de consumo, así como otras medidas que fueren necesarias por parte de los generadores y transmisores del sistema para preservar la seguridad de servicio global del mismo, conforme con las normas técnicas correspondientes, y considerando los respaldos establecidos en el artículo 198;
- d) Efectuar la planificación de corto, mediano y largo plazo de la operación y la coordinación del mantenimiento mayor de las unidades generadoras y líneas de transporte del sistema eléctrico, y comunicarla oportunamente al Centro de Despacho y Control. Para estos efectos en ambos casos deberá establecer condiciones de operación en cada una de las etapas de generación y transporte que

den cumplimiento a las exigencias de calidad de servicio que establece este reglamento y, en especial, aquellas que se impongan en conformidad al artículo 236;

- e) Controlar el cumplimiento de los programas establecidos en la planificación de la operación, tomar conocimiento de las desviaciones y sus causas y acordar las medidas conducentes a corregir las desviaciones indeseadas;
- f) Calcular la potencia firme de cada central generadora y verificar los balances correspondientes para cada una de las empresas generadoras, según se establece en el artículo 259;
- g) Proponer al Directorio el presupuesto anual de gastos de esta Dirección;
- h) Elaborar los informes regulares establecidos en el presente reglamento y en el reglamento interno, y los especiales que requiera el Directorio;
- i) Calcular los costos marginales instantáneos de energía eléctrica en todas las barras pertenecientes a los nudos del respectivo sistema eléctrico;
- j) Efectuar todas las demás tareas necesarias para dar cumplimiento a las funciones del CDEC, a excepción de aquellas que correspondan a la Dirección de Peajes; y
- k) Proponer al Directorio, las normas del reglamento interno relacionadas con las funciones de esta Dirección, y sus modificaciones.
- l) Determinar, mensualmente, los ingresos que hayan resultado en cada tramo del sistema de transmisión, a través de la valorización de las transferencias de electricidad que resulten de la aplicación del artículo 265.

Artículo 182.- La Dirección de Peajes tendrá las siguientes funciones:

- a) Proponer al Directorio las decisiones y procedimientos conducentes al cumplimiento de las disposiciones del presente reglamento y del reglamento interno, destinados a garantizar el derecho de servidumbre sobre los sistemas de transmisión establecidos mediante concesión, que operen interconectados en el respectivo sistema eléctrico;
- b) Realizar las proyecciones de capacidad y uso según se señala en el artículo 92-1;
- c) Adoptar las decisiones que se requieran para la aplicación de las metodologías, modelos matemáticos, valores de parámetros, esquemas de medición u otras materias técnicas necesarias para cumplir sus funciones;
- d) Requerir la información señalada en el artículo 92-1;
- e) Proyectar los ingresos tarifarios conforme se señala en el artículo 92-1;
- f) Proponer al Directorio las áreas de influencia conforme se señala en el artículo 92-1;

- g) Reunir la información relativa a los valores nuevos de reemplazo, costos de operación y mantenimiento, las proyecciones de potencia transitada y de ingresos tarifarios aplicables al cálculo de los peajes; y las capacidades disponibles en líneas y subestaciones para peajes adicionales, en los distintos tramos del sistema, y el cálculo de éstos, expresados en forma unitaria por unidad transmitida;
- h) Proponer al Directorio el valor del peaje básico unitario, de acuerdo a lo señalado en el artículo 92-1;
- i) Informar al Directorio las instalaciones sujetas a peajes básicos y sus valores, de acuerdo a lo señalado en el artículo 92-1;
- j) Requerir a los operadores de las subestaciones de peajes definidas en el Artículo 84º, un informe que detalle las instalaciones necesarias para recibir las inyecciones adicionales de potencia que se indiquen en el requerimiento, y determinar aquellas que son indispensables para cumplir con la calidad de servicio que establece este Reglamento;
- k) Proponer al Directorio el presupuesto anual de gastos de esta Dirección; y,
- l) Proponer al Directorio las normas del reglamento interno relacionadas con las funciones de esta Dirección y sus modificaciones.

CAPÍTULO 3: OPERACIÓN DE LAS UNIDADES GENERADORAS Y SISTEMAS DE TRANSPORTE

Artículo 183.- Cada CDEC deberá contar con un Centro de Despacho y Control, para la coordinación de la operación en tiempo real del sistema en su conjunto y de cada una de las unidades generadoras y líneas de transporte.

Este Centro estará a cargo de un Jefe de Despacho y Control y contará con una dotación suficiente de profesionales y técnicos, cuyo número fijará el Directorio del respectivo CDEC. El Jefe de Despacho y Control y el personal del Centro, deberán reunir condiciones de idoneidad e independencia que garanticen a todos los integrantes del CDEC su adecuado desempeño. Dichos profesionales serán contratados por el CDEC, con cargo a su presupuesto, para el exclusivo objeto de sus funciones en el Centro y se desempeñarán bajo subordinación y dependencia de ese organismo.

El Centro de Despacho y Control dependerá de la Dirección de Operaciones y estará sujeto a las instrucciones que ésta le imparta.

Artículo 184.- Corresponderá especialmente al Centro de Despacho y Control, supervisar y coordinar en todo momento, el cumplimiento de los programas emanados de la Dirección de Operación, a fin de preservar la seguridad instantánea de suministro y los rangos de variación de frecuencia y de voltaje en los términos que establece este reglamento.

No obstante lo anterior, cada empresa efectuará, bajo su propia responsabilidad, la operación efectiva de las instalaciones de su propiedad o de aquellas que explote bajo cualquier título.

Para el cumplimiento de su cometido, el Centro deberá impartir a todos los sujetos obligados a la coordinación ejercida por el respectivo CDEC, las instrucciones necesarias para el cumplimiento de los programas definidos para la operación.

Asimismo, le corresponderá requerir de los mismos sujetos, la información necesaria para la supervisión y coordinación que le corresponde efectuar.

El costo asociado a la entrega de información al Centro de Despacho y Control deberá ser soportado por quien haya debido entregarla.

Artículo 185.- Si se presentaren circunstancias de operación imprevistas, tales como fallas de líneas de transporte, salidas de servicio de unidades generadoras, desconexión de grandes consumidores, vertimiento en centrales hidroeléctricas a causa de crecida o falta de consumo, u otros acontecimientos semejantes, el Centro de Despacho y Control deberá coordinar la operación de las unidades generadoras, líneas de transporte y transformadores de interconexión ante estas nuevas circunstancias, de acuerdo a los criterios que establezca la Dirección de Operaciones para estas ocasiones.

Artículo 186.- El Centro de Despacho y Control comunicará a la Dirección de Operación las desviaciones que se produzcan entre la operación real y la programada, con una justificación de aquellas que sean más relevantes de acuerdo a los criterios que establezca el reglamento interno. En estos casos, la Dirección de Operación adoptará las medidas correctivas que estime necesarias en la programación del período siguiente.

Artículo 187.- La programación de corto plazo de la operación de las unidades generadoras del sistema, será planificada diariamente por la Dirección de Operación e indicará la generación media horaria de las diversas centrales para cada una de las 24 horas del día. Esta programación de corto plazo se realizará efectuando los ajustes que sean necesarios a la programación de mediano plazo, la cual indicará la operación de las centrales en bloques de horas de igual demanda de días típicos de consumo. Los ajustes derivarán de estrategias para la operación de embalses y centrales termoeléctricas definidas al momento de efectuar la programación de mediano y largo plazo.

La programación de mediano y largo plazo derivará de estudios de planificación de la operación del sistema eléctrico que, preservando la seguridad de servicio instantánea global del sistema, lleven a minimizar su costo total actualizado de operación y de racionamiento en el período de estudio que defina el reglamento interno, el cual no podrá ser inferior a 5 años en el caso del Sistema Interconectado Central. La minimización de costos se efectuará para el conjunto de las instalaciones de generación y transporte del sistema, con independencia de la propiedad de dichas instalaciones.

La programación de mediano y largo plazo deberá ser actualizada por la Dirección de Operación a lo menos cada quince días.

La información que se utilice para efectuar la programación de la operación se ajustará a lo señalado en los artículos siguientes.

Artículo 188.- En el Sistema Interconectado Central, el tratamiento de la hidrología en la programación de la operación se sujetará a las siguientes reglas:

- a) Durante el período de octubre a marzo de cada año hidrológico, se deberá proyectar caudales a partir de pronósticos de deshielo. Dichos pronósticos resultarán de la aplicación de una metodología explícita prevista en el reglamento interno, en la cual se señale la relación entre caudales pronosticados y variables medibles. La aplicación de esta metodología será efectuada antes del inicio de dicho período;
- b) Durante el período de abril a septiembre deberá seguirse el procedimiento que contemple el reglamento interno. Si en los resultados de la simulación de la operación del sistema para los 60 días siguientes a cada cálculo, bajo condiciones de hidrología seca, es decir, de probabilidad de excedencia más próxima a 90%, resultaren déficits de energía, no podrán proyectarse caudales afluentes generables para la primera semana de planificación, superiores al promedio hidroeléctricamente aprovechable que ellos tuvieron durante los 15 días anteriores.
- c) En caso de vertimiento de una pluralidad de centrales, la generación de ellas será a prorrata de la capacidad instalada de las mismas, salvo acuerdo diverso entre las partes.

Artículo 189.- La información relativa a estadísticas, características y estado del sistema eléctrico, tales como niveles en los embalses, stocks de combustible en centrales, gastos afluentes actuales e históricos en centrales hidroeléctricas, topología y características del sistema de transporte, operatividad y rendimiento de las unidades generadoras, y otras de similar naturaleza, será proporcionada a la Dirección de Operación por las entidades interconectadas al respectivo sistema, en la oportunidad y bajo la modalidad que determine el reglamento interno.

Artículo 190.- Para los efectos del artículo anterior, la estadística para los gastos afluentes en centrales hidroeléctricas deberá ser representativa de las respectivas centrales y considerar, como mínimo, una muestra de 40 años hidrológicos. Esta estadística deberá ser actualizada periódicamente, de modo que siempre incluya los datos correspondientes al año hidrológico anterior al que precede a aquel en que se esté efectuando la programación de la operación.

Artículo 191.- La información relativa a previsión de demandas de potencia y energía, tanto de corto como de mediano y largo plazo, así como su distribución geográfica, estacional, diaria y horaria, la tasa de descuento y el costo de racionamiento, será elaborada por la Dirección de Operación en la oportunidad y bajo la modalidad que determine el reglamento interno. La tasa de descuento no podrá diferir en más de dos puntos de la utilizada por la Comisión para el último cálculo de precios de nudo. El programa de obras a utilizar para los primeros seis meses de la programación de la operación será fijado por el CDEC; para los meses siguientes se utilizará el mismo considerado por la Comisión en el cálculo de precios de nudo.

Artículo 192.- Para efectos de la planificación de la operación que corresponde realizar a la Dirección de Operación, la oportunidad y modalidad de entrega de toda la información relativa a precios y calidad de los combustibles será determinada de acuerdo al procedimiento que señale el reglamento interno.

No obstante, para los efectos de la planificación de la operación de los dos primeros meses del período considerado en ella, esta información será proporcionada por los diferentes operadores de los medios de generación correspondientes con un informe justificativo de los valores que se entreguen.

Artículo 192 bis.- Los propietarios u operadores de centrales térmicas que utilicen gas natural como insumo primario de generación, podrán realizar Operaciones de Sustitución de Energía en un sistema eléctrico, las cuales deberán contar, para su ejecución, con la autorización de la Dirección de Operación del sistema eléctrico respectivo, para efectos de que no se afecten condiciones de seguridad y disponibilidad del parque generador en el respectivo sistema eléctrico.

Para efectos del presente reglamento, se entiende por Operación de Sustitución de Energía aquella operación de transferencia de gas natural que el propietario u operador de una central térmica acuerda con un tercero, que no sea generador del sistema eléctrico respectivo, para efectos de traspasar parte o la totalidad del gas natural de que dispone efectivamente, debiendo el propietario u operador de la central que traspasa su gas natural sustituir físicamente en su barra u otra, la misma energía que le hubiese correspondido entregar al sistema eléctrico en su respectiva barra de inyección si no hubiese realizado el respectivo traspaso.

No constituirá una Operación de Sustitución de Energía aquellos casos en que el gas natural cedido por la central térmica corresponde a gas no considerado por la Dirección de Operación en la programación del despacho del sistema eléctrico respectivo, sea porque la central térmica se encuentra indisponible para efectos de la programación del despacho o porque se encuentra despachada parcialmente,

Estas Operaciones de Sustitución de Energía no deberán afectar los precios a los cuales se valorizan las transferencias de energía entre las empresas integrantes del CDEC respectivo.

Para estos efectos, la o las centrales térmicas que participen en una Operación de Sustitución de Energía so encontrarán disponibles para despacho al mismo costo variable que tendría la central térmica que cede el gas natural si operase con ese insumo, determinado sobre la base de su precio vigente informado a la Dirección de Operación del respectivo CDEC.

Asimismo, los costos totales de una Operación de Sustitución de Energía, esto es, las diferencias que se produzcan en los costos de operación por el uso de insumos distintos al insumo primario y otros costos que pudiesen existir en el respectivo sistema, deberán ser asumidos por la empresa que cede el gas natural, de modo que éstos no se transfieran al sistema eléctrico respectivo.

Una Operación de Sustitución de Energía podrá ser suspendida por la Dirección de Operación respectiva, si producto de una o más contingencias en el sistema eléctrico es necesario modificar el despacho de la o las centrales que

están participando en dicha operación. En este caso, la o las centrales involucradas serán despachadas por la Dirección de Operación de acuerdo a las nuevas condiciones de operación que se presenten en el sistema eléctrico.

A efectos de verificar que la Operación de Sustitución de Energía solicitada constituya efectivamente una sustitución de energía que de otro modo hubiese estado disponible para el sistema y considerada en la programación que realiza el CDEC, todo propietario u operador de centrales generadoras a gas natural que declare al CDEC sus unidades como disponibles o indisponibles para generar con este combustible, deberá respaldar ante ese organismo dicha declaración con información de sus proveedores y transportistas de gas natural, salvo en el caso de mantenimiento de la unidad.

Artículo 192 ter.- Cada CDEC deberá incorporar en su respectivo reglamento interno una metodología específica para implementar y administrar las Operaciones de Sustitución de Energía. Dicha metodología deberá ser transparente y no discriminatoria para todos los integrantes del CDEC, de modo que éstos puedan acordar una Operación de Sustitución de Energía con cualquier empresa ajena al sistema eléctrico.

Asimismo, cada CDEC deberá incorporar en el referido reglamento interno, una metodología que permita determinar los costos totales de la Operación de Sustitución de Energía y la asignación de las liquidaciones y ajustes por efecto de la activación de una Operación de Sustitución de Energía. En todo caso, la valorización de las transferencias del respectivo CDEC no será alterada por la activación de una o más Operaciones de Sustitución de Energía.

CAPÍTULO 4: MANTENCIÓN PREVENTIVA MAYOR DE INSTALACIONES

Artículo 193.- Se entenderá por mantenimiento preventivo mayor, aquel que requiere el retiro total de servicio de la unidad generadora por un período superior a 24 horas.

El mantenimiento preventivo mayor de las unidades generadoras de cada sistema eléctrico será coordinado por el respectivo CDEC.

Artículo 194.- Para los efectos de coordinar el mantenimiento preventivo mayor de las unidades generadoras, el CDEC elaborará, para cada año, un programa de mantenimiento preventivo mayor que minimice el costo anual de operación y de racionamiento del sistema eléctrico. Este programa será comunicado a los generadores a más tardar el 31 de diciembre del año anterior a aquel en que deba aplicarse.

El procedimiento de preparación de dicho programa será regulado en el reglamento interno.

Los sujetos a la coordinación del CDEC, efectuarán el mantenimiento preventivo mayor ciñéndose al programa. Para tal efecto, comunicarán al CDEC, con 7 días de anticipación, el retiro de servicio de la unidad generadora correspondiente. Asimismo, comunicarán al CDEC el término de dicho mantenimiento.

Con todo, el programa de mantenimiento preventivo mayor podrá ser modificado por el CDEC. En tal caso, se procederá de acuerdo a lo que disponga el reglamento interno.

Artículo 195.- El CDEC llevará una estadística de la falta de disponibilidad de potencia media horaria de cada unidad generadora, considerando los mantenimientos preventivos y las fallas.

Artículo 196.- El CDEC deberá mantener un archivo con los programas diarios de operación del sistema eléctrico a los que se refiere el artículo 187, así como con la operación real efectuada cada día.

CAPÍTULO 6: INFORMES QUE DEBE ELABORAR CADA CDEC

Artículo 201.- El CDEC deberá mantener permanentemente actualizado un sistema de información de los costos marginales y de los niveles de operación y de transmisión que resulten de la planificación y de la operación, según los términos que señale la norma técnica respectiva. Deberá existir acceso público a dicha información vía transmisión electrónica de datos, de manera de permitir el conocimiento instantáneo y continuo de los antecedentes respectivos. Serán de cargo del usuario los costos de conexión y acceso al sistema de información.

El CDEC deberá enviar a la Comisión, en la forma que ésta disponga y dentro de los primeros diez días de cada mes, un informe resumido conteniendo las siguientes materias:

- a) Costos marginales de energía, transferencias de energía, cobros y pagos entre generadores, correspondientes al mes anterior;
- b) Síntesis de las desviaciones más importantes entre la programación y la operación real de las unidades generadoras y hechos relevantes ocurridos en la operación del sistema durante el mes anterior, tales como vertimientos en centrales hidroeléctricas y fallas de unidades generadoras;
- c) Valores de las variables que mayor incidencia han tenido en los costos marginales durante el mes anterior;
- d) Programa de operación para los siguientes 12 meses, incluyendo niveles de operación de los embalses y la generación esperada de cada central, conforme con los antecedentes disponibles el mes anterior; y
- e) Las modificaciones que se hayan efectuado durante el mes anterior a los modelos matemáticos y programas computacionales destinados a la planificación de la operación y al cálculo de los costos marginales de energía.

El CDEC deberá enviar anualmente a la Comisión, un informe conteniendo los antecedentes a que se refieren las letras c), g) y h) del artículo 182, el programa del artículo 194 y el balance de potencia firme señalado en el artículo 259, para cada empresa generadora que opere en el sistema. Este informe deberá ser remitido antes del 15 de enero de cada año.

CAPÍTULO 7: RESPONSABILIDADES

Artículo 202.- Cada integrante del CDEC, separadamente, será responsable por el cumplimiento del presente reglamento.

Las demás entidades que, conforme a este reglamento, deban sujetar la operación de sus instalaciones a la coordinación del CDEC, responderán de igual modo por el cumplimiento de las instrucciones y programaciones que establezca el CDEC.

Las sanciones por incumplimiento serán aplicadas individualmente a las entidades que correspondan, de acuerdo a la Ley Nº 18.410 y al procedimiento establecido en el decreto supremo Nº 119, de 1989, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, o el que se dicte en su reemplazo.

Artículo 203.- Para los efectos de hacer efectivas las responsabilidades establecidas en el artículo anterior, el Presidente del respectivo CDEC deberá informar a la Comisión y a la Superintendencia de cualquier infracción a las normas de este reglamento o a las instrucciones y programaciones que establezca, en que incurriere alguno de los sujetos obligados a su cumplimiento, adjuntando todos los antecedentes de que disponga. Asimismo, la Comisión comunicará a la Superintendencia de toda infracción a dichas normas e instrucciones, de la que tome conocimiento en el cumplimiento de sus funciones.

CAPÍTULO 8: DISPOSICIONES VARIAS

Artículo 204.- Para los efectos del íntegro y cabal cumplimiento de los objetivos propios del CDEC, la Comisión podrá convenir con éstos, la entrega de los modelos matemáticos que utilice para calcular el precio básico de la energía en el sistema eléctrico correspondiente, autorizando al respectivo CDEC para implementar dichos modelos en programas computacionales. En dichos convenios, la Comisión podrá acordar que los mejoramientos que el CDEC efectúe a los modelos indicados y que sean utilizados por éste, sean de uso público en su versión ejecutable, sin costo.

TITULO V: INSTALACIONES Y EQUIPO ELÉCTRICO

CAPITULO 1: CONDICIONES GENERALES

Artículo 205.- Es deber de todo operador de instalaciones eléctricas en servicio, sean de generación, transporte o distribución, y de todo aquel que utilice instalaciones interiores, mantenerlas en buen estado de conservación y en condiciones de evitar peligro para las personas o daño en las cosas.

Artículo 206.- Las especificaciones técnicas de todo proyecto eléctrico, así como su ejecución, operación y mantenimiento, deberán ajustarse a las normas técnicas y reglamentos vigentes. En especial, deberán preservar el normal funcionamiento de las instalaciones de otros concesionarios de servicios públicos, la seguridad y comodidad de la circulación en las calles, caminos y demás vías públicas, y también la seguridad de las personas, las cosas y el medio ambiente.

Los niveles y tipos de aislación, incluidos los materiales a utilizar, deberán considerar las condiciones ambientales en que prestarán servicio. Asimismo, las redes subterráneas deberán estar protegidas mecánicamente contra las averías que les puedan ocasionar el contacto con cuerpos duros inmóviles y el impacto de herramientas metálicas manuales.

Artículo 207.- Los planos de las instalaciones eléctricas, cualquiera sea el objeto de su preparación, deberán dar

cumplimiento a las normas técnicas vigentes para la elaboración de proyectos y dibujos técnicos, y se elaborarán de tal manera que sean fácilmente comprensibles y comparables con las instalaciones reales. Ellos deberán indicar, claramente, las características de las instalaciones, destacando sus partes, la cantidad y tipo de equipos y materiales, su ubicación y forma de instalación, notaciones, formatos y simbología, que deberán cumplir la norma técnica correspondiente.

Los planos deberán estar firmados por quienes tengan licencia de instalador eléctrico, según la clase o categoría que corresponda.

Artículo 208.- Las empresas concesionarias deberán mantener planos actualizados de todas sus redes en los que se indique, entre otros, los equipos principales, transformadores, longitud y sección de los conductores, incluida su ubicación y potencia nominal.

Para efectos de una identificación unívoca en dichos planos, tanto los equipos mencionados en el inciso anterior como las estructuras de soporte de líneas aéreas de transmisión y distribución de energía eléctrica, deberán llevar incorporado un código. Las redes subterráneas se construirán con cables marcados y las cámaras subterráneas de redes eléctricas también deberán llevar un código en la superficie. En todos los casos, las marcas y códigos deberán coincidir con la identificación anotada en los planos.

Artículo 209.- Lo dispuesto en los artículos anteriores se aplicará sin perjuicio de que, adicionalmente, se establezcan mecanismos informáticos para la producción y manejo de la información respectiva.

Artículo 210.- El proyecto, la construcción y el mantenimiento de instalaciones eléctricas sólo podrán ser ejecutados por personal calificado y autorizado en la clase que corresponda, de acuerdo a lo establecido en los reglamentos y normas técnicas vigentes.

Artículo 211.- Los trabajos que se efectúen en redes desenergizadas deberán delimitarse entre elementos de maniobras, de modo que la desconexión sea claramente visible y debidamente señalizada. La zona desenergizada deberá estar conectada a tierra mediante las respectivas tierras de trabajo, con elementos que aseguren una conexión segura y visible.

Los trabajos que se efectúen en redes energizadas sólo podrán ser efectuados por personal calificado y autorizado para ello. Será obligación del operador de dichas instalaciones disponer todas las medidas de seguridad correspondientes para el personal que intervenga en ellas y para las personas en general.

Artículo 212.- Los trabajos que se efectúen en instalaciones eléctricas ubicadas en vías públicas, deberán estar señalizados con barreras, elementos reflectantes u otros de similar naturaleza, que impidan la circulación de vehículos o personas.

Si la duración de estos trabajos fuere superior a una semana, las medidas de prevención deberán ser visadas por un encargado de prevención de riesgos, sea perteneciente a la empresa contratante de los trabajos, o bien contratado al efecto por ella. La entidad que realice el trabajo deberá dar

cumplimiento a las normas de seguridad que se hayan indicado.

En un plazo máximo de 24 horas, contado desde el término de la faena, deberá ser retirada la señalización a que se refiere el inciso primero.

Artículo 213.- Todo material que se emplee en la construcción de instalaciones eléctricas y que esté sujeto a certificación, de conformidad a los reglamentos y normas técnicas vigentes, sólo podrá ser instalado si dispone del respectivo certificado de aprobación emitido por una entidad autorizada por la Superintendencia.

CAPITULO 2: EJECUCIÓN Y MANTENCIÓN DE INSTALACIONES

Artículo 214.- Los operadores de instalaciones eléctricas deberán contar con personal de emergencia para la reparación de fallas que afecten la continuidad o la calidad del suministro, que produzcan riesgo a la seguridad de las personas o daño en las cosas, que obstruyan las vías públicas o que dificulten el tránsito normal de las personas y vehículos.

La concurrencia de personal calificado al lugar deberá efectuarse en un plazo inferior a dos horas desde que los operadores tomen conocimiento de la falla. Dicho plazo se extenderá a cuatro horas en las zonas rurales a que se refiere el artículo 247.

Artículo 215.- La puesta en servicio de las obras de generación, transporte y distribución o partes de ellas, deberán ser comunicadas a la Superintendencia con a lo menos 15 días de anticipación. En dicha comunicación se deberá indicar al menos, una descripción general de las obras que se ponen en servicio, una relación de los principales equipos y materiales, sus características técnicas y la indicación de si son nuevos o reacondicionados. En el caso de concesionarios de servicio público de distribución, se deberá señalar además, su costo, desglosado en el de equipo o material y el de mano de obra.

Para los efectos de este artículo, se entenderá por puesta en servicio, la energización de las instalaciones.

Artículo 216.- Las personas naturales o jurídicas que no siendo concesionarias pongan en servicio instalaciones eléctricas móviles de su propiedad, tales como subestaciones portátiles de emergencia, deberán comunicar previamente dicha circunstancia a la Superintendencia, acompañando los antecedentes establecidos en los reglamentos respectivos.

Artículo 217.- El trazado de líneas aéreas por bienes nacionales de uso público o por predios particulares, deberá efectuarse de modo que, en lo posible, no se corten o poden los árboles ubicados a lo largo del trazado de la línea. Si no existiere alternativa a la poda o corta de estos árboles, el propietario de las líneas aéreas deberá dar aviso por carta certificada, con diez días de anticipación, a la Dirección de Vialidad o a la Municipalidad, según proceda, y a los propietarios afectados, pactándose las indemnizaciones que correspondan.

Artículo 218.- Los operadores de instalaciones eléctricas deberán incluir en sus programas de mantenimiento la poda o corte de los árboles que puedan afectar la seguridad de sus

instalaciones, utilizando técnicas adecuadas para preservar las especies arbóreas. Esta actividad deberá ser comunicada a la Municipalidad respectiva o a la Dirección de Vialidad en su caso, en un plazo no inferior a quince días anteriores a su ejecución.

CAPITULO 3: SISTEMAS, EQUIPOS Y DISPOSITIVOS ELÉCTRICOS.

Artículo 219.- Para su comercialización en el país, las máquinas, instrumentos, aparatos, equipos, artefactos y materiales eléctricos deberán tener un certificado de aprobación otorgado por una entidad autorizada, siempre que la aprobación de tales elementos haya sido previamente dispuesta por una o más Resoluciones del Ministerio, a proposición de la Superintendencia.

El certificado que se emita dará fe de que el elemento aprobado cumple con las especificaciones normales y no constituye peligro para las personas o cosas.

Artículo 220.- Para los efectos de la aprobación dispuesta en el artículo anterior, la Superintendencia autorizará a laboratorios o entidades de control para certificar las máquinas, instrumentos, aparatos, equipos, artefactos y materiales eléctricos de toda naturaleza, afectos a tal aprobación.

TITULO VI: CALIDAD DE SERVICIO Y PRECIOS

CAPITULO 1: CRITERIOS GENERALES

Artículo 221.- Los concesionarios de servicio público de distribución son responsables del cumplimiento de los estándares y normas de calidad de servicio que establece la ley y este reglamento.

Todo aquel que proporcione suministro eléctrico, tanto en generación, transporte o distribución, sea concesionario o no, será responsable del cumplimiento de los estándares de calidad de suministro que establecen este reglamento y las normas técnicas pertinentes.

Artículo 222.- La calidad de servicio es el conjunto de propiedades y estándares normales que, conforme a la ley y el reglamento, son inherentes a la actividad de distribución de electricidad concesionada, y constituyen las condiciones bajo las cuales dicha actividad debe desarrollarse. La calidad de servicio incluye, entre otros, los siguientes parámetros:

- a) Las normas y condiciones que establezcan los decretos de concesión;
- b) La seguridad de las instalaciones y de su operación, y el mantenimiento de las mismas;
- c) La satisfacción oportuna de las solicitudes de servicio, en los términos y condiciones establecidos en este reglamento;
- d) La correcta medición y facturación de los servicios prestados, y el oportuno envío a los usuarios y clientes;
- e) El cumplimiento de los plazos de reposición de suministro;

- f) La oportuna atención y corrección de situaciones de emergencia, interrupciones de suministro, accidentes y otros imprevistos;
- g) La utilización de adecuados sistemas de atención e información a los usuarios y clientes;
- h) La continuidad del servicio; e
- i) Los estándares de calidad del suministro.

Artículo 223.- La calidad del suministro es el conjunto de parámetros físicos y técnicos que, conforme a este reglamento y las normas técnicas pertinentes, debe cumplir el producto electricidad. Dichos parámetros son, entre otros, tensión, frecuencia y disponibilidad.

Artículo 224.- La responsabilidad por el cumplimiento de la calidad de servicio exigida en este reglamento, compete a cada concesionario.

La responsabilidad por el cumplimiento de la calidad de suministro será también exigible a cada propietario de instalaciones que sean utilizadas para la generación, el transporte o la distribución de electricidad, siempre que operen en sincronismo con un sistema eléctrico. Todo proveedor es responsable frente a sus clientes o usuarios, de la calidad del suministro que entrega, salvo aquellos casos en que la falla no sea imputable a la empresa y la Superintendencia declare que ha existido caso fortuito o fuerza mayor.

La Superintendencia podrá amonestar, multar, o adoptar las demás medidas pertinentes, si la calidad de servicio de una empresa es reiteradamente deficiente.

Artículo 225.- En los casos de suministros sometidos a fijación de tarifas, la Comisión deberá calcular los precios máximos considerando, en las etapas de generación, transporte y distribución, los costos de inversión y de operación de instalaciones suficientes para cumplir con la calidad de suministro exigida en este reglamento y las normas técnicas pertinentes. En caso que la calidad sea inferior a la exigida, la Superintendencia aplicará las sanciones que correspondan.

Todas aquellas circunstancias de operación que fueron previstas para el cálculo de los precios, no podrán ser aducidas como condiciones de fuerza mayor o caso fortuito que justifiquen un incumplimiento de la calidad del suministro.

Entre otras, no serán circunstancias de fuerza mayor, condiciones hidrológicas iguales o más húmedas a las del año más seco considerado al calcular precios de nudo, las faltas de disponibilidad de sistemas de generación o transporte cuyo valor promedio en un período de varios años se refleje en los cálculos de dichos precios, u otras circunstancias semejantes.

Artículo 226.- En el caso de empresas concesionarias de servicio público de distribución, el equipamiento y los gastos de explotación asociados a la medición y registro de los parámetros de la calidad de suministro deberá ser acorde con el área típica correspondiente y con el nivel de demanda máxima del conjunto de sus clientes.

Artículo 227.- La calidad de suministro deberá ser evaluada. La evaluación se realizará separadamente en los sistemas de generación, transporte, distribución, y en los propios del consumidor final.

Las mediciones de calidad se efectuarán bajo las siguientes dos modalidades:

- a) En un punto específico de la red, para determinar el nivel de calidad del suministro entregado al usuario; y
- b) En un conjunto de puntos de la red o de usuarios, seleccionados de acuerdo a procedimientos estadísticos y al programa y metodología que determine la Superintendencia. Esta medición determinará la calidad global de suministro, considerando el nivel promedio de los parámetros de calidad de suministro y su distribución probabilística. En este caso, la evaluación de la calidad de suministro sólo podrá efectuarse en forma coordinada entre el operador y el organismo habilitado para realizar la medición.

Artículo 228.- Salvo que se acuerde con el suministrador o que el usuario adopte todas las medidas correctivas correspondientes, los usuarios no podrán consumir electricidad mediante equipos que originen perturbaciones en el sistema eléctrico que superen los límites permitidos por las normas. Para estos efectos, el Ministerio, a proposición de la Comisión, deberá dictar una norma técnica que establezca lo siguiente:

- a) Tipos de perturbaciones sujetas a limitaciones y holguras permitidas; y
- b) Especificaciones normales, respeto de las perturbaciones, para los equipos que requieran certificado de aprobación para su comercialización en el país, así como para todas aquellas instalaciones comerciales, industriales o residenciales que provoquen perturbaciones como, por ejemplo, parpadeo.

La norma deberá incluir, entre otros aspectos, los niveles máximos admisibles de severidad de parpadeo y de inyección de armónicas de corriente para los equipos e instalaciones antes indicados. Además, deberá contener las obligaciones y responsabilidades que le competen a los propietarios, por la instalación y operación de estos equipos.

En forma explícita, la norma deberá tipificar aquellas condiciones en las que determinados equipos o instalaciones no pueden ser conectadas a las redes de la concesionaria, especialmente en aquellos casos en que éstos produzcan niveles inaceptables de severidad de parpadeo o emisión de armónicas.

Artículo 229.- Los usuarios no podrán exigir calidades especiales de suministro por sobre los estándares que se establezcan a los precios fijados, siendo de la exclusiva responsabilidad de aquellos que lo requieran, la adopción de las medidas necesarias para lograrlas, salvo pacto en contrario. En este último caso, será deber del suministrador tomar todas las providencias necesarias para no afectar la calidad de servicio del resto de los usuarios.

Se entenderá que un usuario exige una calidad especial de suministro cuando la calidad solicitada al suministrador supere

cualquiera de los estándares máximos señalados en este reglamento.

En caso que las instalaciones del usuario originan perturbaciones en el sistema eléctrico que superen los límites permitidos por las normas técnicas, el suministrador deberá comunicar a la Superintendencia que el consumo del usuario está fuera de las normas que se señalan en el artículo anterior, a fin de que ésta verifique la denuncia y, si corresponde, ordene al usuario adecuar sus instalaciones o autorice al suministrador para efectuar su desconexión. La Superintendencia deberá pronunciarse dentro de un plazo de 30 días a contar de la fecha de ingreso de la comunicación.

Artículo 230.- Las empresas concesionarias de servicio público de distribución deberán llevar un índice representativo de la continuidad de servicio entregado a sus usuarios, medido en los términos y conforme con los procedimientos, plazos y medios de entrega de la información, que la Superintendencia especifique, oyendo previamente a las empresas. Este índice incluirá, al menos, los siguientes parámetros, para cada período de doce meses, a noviembre de cada año:

- a) Frecuencia media de interrupción y su desviación estándar;
- b) Duración media de la interrupción y su desviación estándar; y
- c) Tiempo total de interrupción.

Artículo 231.- Las empresas concesionarias de servicio público de distribución deberán efectuar a su costa, una vez al año, y en la oportunidad que determine la Superintendencia, una encuesta representativa a clientes de su concesión, en la que éstos calificarán la calidad del servicio recibido. La encuesta se referirá a los aspectos de calidad de servicio que se indican en este reglamento y a cualquier otro que señale la Superintendencia.

La encuesta será especificada por la Superintendencia y deberá efectuarse a través de empresas especializadas, debidamente inscritas en un registro que aquella llevará al efecto. La selección de los clientes encuestados se efectuará ante la Superintendencia, al azar, tomando como base los antecedentes que para este efecto proporcione el concesionario en medio computacional estándar. Los resultados, debidamente procesados por las empresas que efectúen la encuesta, serán comunicados directamente a la Superintendencia y a la empresa concesionaria, acompañados de un informe explicativo.

Artículo 232.- La Superintendencia elaborará una norma de calificación que considere los aspectos de calidad de servicio que especifica este reglamento, la que será comunicada a las empresas con anterioridad a la realización de las encuestas indicadas.

Artículo 233.- Sobre la base de los reclamos directos de clientes presentados a la Superintendencia durante los doce meses anteriores, de las encuestas y del índice de continuidad, en diciembre de cada año dicho organismo elaborará un ordenamiento de todas las empresas concesionarias de servicio público de distribución, atendiendo a la calidad de servicio entregado.

Esta clasificación será pública y corresponderá a la Superintendencia velar por la adecuada difusión y publicidad de su contenido.

Artículo 234.- Las exigencias de calidad de servicio que señala este reglamento no serán aplicables en los siguientes casos:

- a) Sistemas con capacidad instalada de generación igual o inferior a 1500 kW;
- b) Sistemas eléctricos pertenecientes a usuarios finales, en aquella parte que no constituyan concesión o no utilicen bienes nacionales de uso público. En todo caso, los propietarios de estos sistemas deberán adoptar las medidas necesarias para no afectar los sistemas aguas arriba. En el evento que dichos sistemas originen perturbaciones al sistema eléctrico al cual se encuentre conectado, la Superintendencia podrá ordenar a los propietarios o usuarios de los mismos adecuar sus instalaciones o disponer su desconexión.
- c) En caso de racionamiento.

Artículo 235.- Los concesionarios de servicio público de distribución deberán aceptar la interposición de reclamos y denuncias por situaciones de operación anormal o insegura, ya sea en forma personal o por cualquier medio, incluyendo el teléfono, fax u otros. Asimismo, deberán contar, en cada centro de atención comercial, con un sistema de recepción y registro de reclamos de sus usuarios, sin perjuicio de las instrucciones que al efecto impartió la Superintendencia.

Las quejas que los usuarios formulen a los concesionarios serán informadas por éstos a la Superintendencia, en la forma y plazos que ella determine, y serán consideradas por para los efectos contemplados en la clasificación establecida en el artículo 233.

CAPITULO 2: CALIDAD DE SUMINISTRO

Párrafo 1. Criterios Específicos

Artículo 236.- En los sistemas eléctricos cuya potencia instalada supere los 1500 kW de capacidad de generación, en que se efectúe determinación de precios de nudo, la calidad de suministro exigida en cada una de las instalaciones de generación y de transmisión guardará estricta relación con la determinación del programa de obras de generación y transmisión, de mínimo costo total actualizado de abastecimiento, que se utiliza para la determinación de dichos precios.

Artículo 237.- Corresponderá a la Comisión llevar a efecto la simulación de la operación de cada sistema eléctrico, a fin de determinar el programa de obras a que se refiere el artículo anterior. Para este efecto, utilizará modelos matemáticos que reflejen la realidad con la mayor precisión posible. Salvo los casos en que la modelación del sistema incluya íntegra y exactamente las fallas intempestivas de los sistemas de transporte, para determinar el mínimo costo actualizado de abastecimiento, será necesario incluir en el programa de obras lo siguiente:

- a) En las instalaciones cuya falla intempestiva afecte significativamente la operación global, considerando la duración y la profundidad de la falla, se incluirán obras suficientes para cumplir con la calidad de servicio correspondiente a un criterio de seguridad de simple contingencia. Se entiende por simple contingencia, o "n-1", que ante la falla de un elemento del sistema de transmisión no se exceda las capacidades máximas de las instalaciones y que los voltajes permanezcan dentro de los rangos permitidos, bajo la hipótesis de que el resto del sistema no presenta fallas intempestivas, salvo aquellas que sean consecuencia directa de la falla del tramo mencionado. Para estos efectos, la condición normal de operación del resto del sistema debe considerar que partes de él puedan estar en mantenimiento conforme a los programas correspondientes. Para los efectos de este artículo, una norma técnica dictada por el Ministerio a proposición de la Comisión, determinará qué se entenderá por afectar significativamente la operación global y por condición normal de operación.
- b) En las instalaciones, se considerará una calidad de suministro conforme a lo dispuesto en los artículos 241 y siguientes y en las demás normas pertinentes.

Artículo 238.- En los sistemas eléctricos en que se efectúe la determinación de precios de nudo, sólo se podrá transmitir y transformar niveles de potencia iguales o inferiores a la capacidad de las instalaciones, incluida la sobrecarga técnicamente permisible, habida consideración de las normas de calidad de servicio que correspondan y de la calidad de suministro utilizada al calcular los precios respectivos.

Artículo 239.- La calidad de suministro de las empresas distribuidoras de servicio público, que operen en sistemas cuyo tamaño es superior a 1.500 kW en capacidad instalada de generación, en cuanto a tensión, frecuencia, disponibilidad y otros, corresponderá a estándares normales con límites máximos de variación, según se señala en este reglamento.

Párrafo 2. Definiciones

Artículo 241.- Las mediciones y registros para determinar la calidad de suministro deberán ser polifásicos según sea el número de fases existentes, y simultáneos en cuanto a sus variables de voltaje y corriente. Las mediciones se efectuarán con equipos e instrumentos de medida de precisión, adecuados para el rango de las variables que se medirán, y de acuerdo a lo que especifique la norma técnica correspondiente. Cuando exista neutro asequible, la medición de los voltajes se efectuará entre la fase respectiva y el neutro. Las mediciones de voltaje de media y alta tensión se efectuarán con transductores de voltaje que entreguen una respuesta de frecuencia plana, en el rango cero a tres mil ciclos por segundo. Del mismo modo, las mediciones de voltaje de baja tensión que ocupen transductores de voltaje externos al equipo de medición, deberán también entregar una respuesta de frecuencia plana en el rango cero a tres mil ciclos por segundo, al igual que las mediciones de corriente que requieran transductores de corriente externos al equipo de medición.

Artículo 242.- La frecuencia nominal del voltaje, en sistemas eléctricos en que exista servicio público de distribución, será de 50 ciclos por segundo, en adelante Hz.

En condiciones normales de operación, el valor promedio de la frecuencia fundamental, medida en intervalos de tiempo de 10 segundos durante todo período de siete días corridos, deberá encontrarse en el rango siguiente:

- a) Sistemas con capacidad instalada en generación superior a 100 MW, en los cuales el aporte de energía de centrales hidroeléctricas durante dicha semana supere el 60% del consumo total:
 - sobre 49,8 Hz y bajo 50,2 Hz durante al menos el 99% del período;
 - entre 49,3 Hz y 49,8 Hz durante no más de un 0,5% del período;
 - entre 50,2 y 50,7 Hz durante no más de un 0,5% del período.
- b) Sistemas con capacidad instalada en generación superior a 100 MW, en los cuales el aporte de energía de centrales hidroeléctricas durante dicha semana no supere el 60% del consumo total:
 - sobre 49,8 Hz y bajo 50,2 Hz durante al menos el 97% del período;
 - entre 49,3 Hz y 49,8 Hz durante a lo más un 1,5% del período;
 - entre 50,2 y 50,7 Hz durante a lo más un 1,5% del período.
- c) Sistemas con capacidad instalada en generación entre 1,5 MW y 100 MW, en los cuales el aporte de energía de centrales hidroeléctricas durante dicha semana supere el 60% del consumo total:
 - sobre 49,8 Hz y bajo 50,2 Hz durante al menos el 98% del período;
 - entre 49,3 Hz y 49,8 Hz durante a lo más un 1,5% del período;
 - entre 50,2 y 50,7 Hz durante a lo más un 1,5% del período;
 - sobre 49,0 Hz y bajo 49,3 Hz durante a lo más el 0,5% del período;
 - sobre 50,7 Hz y bajo 51,0 Hz durante a lo más el 0,5% del período.
- d) Sistemas con capacidad instalada en generación entre 1,5 MW y 100 MW, en los cuales el aporte de energía de centrales hidroeléctricas durante dicha semana no supere el 60% del consumo total:
 - sobre 49,8 Hz y bajo 50,2 Hz durante al menos el 96% del período;
 - entre 49,3 Hz y 49,8 Hz durante a lo más un 3,0% del período;
 - entre 50,2 y 50,7 Hz durante a lo más un 3,0% del período;
 - sobre 49,0 Hz y bajo 49,3 Hz durante a lo más el 1,0% del período;
 - sobre 50,7 Hz y bajo 51,0 Hz durante a lo más el 1,0% del período.
- e) Sistemas con capacidad instalada en generación menor que 1,5 MW:
 - sobre 49,8 Hz y bajo 50,2 Hz durante al menos el 94% del período;

- entre 49,3 Hz y 49,8 Hz durante a lo más un 4,0% del período;
- entre 50,2 y 50,7 Hz durante a lo más un 4,0% del período;
- sobre 49,0 Hz y bajo 49,3 Hz durante a lo más el 2,0% del período;
- sobre 50,7 Hz y bajo 51,0 Hz durante a lo más el 2,0% del período.

Artículo 243.- La norma técnica fijará las magnitudes de la tensión nominal de 50 Hz. El proveedor del servicio deberá indicar explícitamente, a cada usuario, la tensión en el punto de conexión entre ambos, en adelante punto de conexión.

Las variaciones u holguras permitidas de la tensión nominal en el punto de conexión, serán las siguientes:

- a) En Baja Tensión (BT): Excluyendo períodos con interrupciones de suministro, el valor estadístico de la tensión medido de acuerdo con la norma técnica correspondiente, deberá estar dentro del rango de -7,5% a +7,5% durante el 95% del tiempo de cualquiera semana del año o de siete días consecutivos de medición y registro.
- b) En Media Tensión (MT): Excluyendo períodos con interrupciones de suministro, el valor estadístico de la tensión medido de acuerdo con la norma técnica correspondiente, deberá estar dentro del rango -6,0% a +6,0% durante el 95% del tiempo de cualquiera semana del año o de siete días consecutivos de medición y registro.
- c) En Alta Tensión (AT):
 - c.1) Tensión nominal de 154 kV. y superiores: Excluyendo períodos con interrupciones de suministro, el valor estadístico de la tensión medido de acuerdo con la norma técnica correspondiente, deberá estar dentro del rango de $\pm 5\%$ durante el 95% del tiempo de cualquiera semana del año o de siete días consecutivos de medición y registro.
 - c.2) Tensión nominal inferior a 154 kV.: Excluyendo períodos con interrupciones de suministro, el valor estadístico de la tensión medido de acuerdo con la norma técnica correspondiente, deberá estar dentro del rango de $\pm 6\%$ durante el 95% del tiempo de cualquiera semana del año o de siete días consecutivos de medición y registro.

La medición y el registro se efectuarán en la conexión correspondiente. La norma técnica determinará las condiciones de medida y registro del voltaje.

Las fluctuaciones de voltaje no deberán superar los límites que determine la norma técnica que al efecto dictará el Ministerio, a proposición de la Comisión.

Artículo 244.- La norma técnica fijará el valor efectivo máximo de la componente de secuencia negativa de tensión, los índices correspondientes y la forma de registro. Esta norma, dictada por el Ministerio a proposición de la Comisión, establecerá los límites permisibles de desequilibrio de la tensión de suministro, segmentados según las distintas etapas y tensiones nominales del sistema eléctrico.

Artículo 245.- Durante cualquier período de doce meses, las interrupciones de suministro de duración superior a tres minutos, incluidas las interrupciones programadas, no deberán exceder los valores que se indican a continuación:

- a) En puntos de conexión a usuarios finales en baja tensión: 22 interrupciones, que no excedan, en conjunto, de 20 horas;
- b) En todo punto de conexión a usuarios finales en tensiones iguales a media tensión: 14 interrupciones, que no excedan, en conjunto, de 10 horas;
- c) En puntos de conexión a concesionarios de servicio público de distribución, la indisponibilidad aceptable en horas anuales será igual a la indisponibilidad aceptable de generación más la indisponibilidad aceptable de transmisión.

La indisponibilidad aceptable de generación, será establecida por la Comisión con motivo del programa de obras a que se refiere el artículo 272 de este reglamento.

La indisponibilidad aceptable de transmisión será la establecida por la Comisión para efectos del cálculo de factores de penalización, según se señala en el artículo 281.

Las interrupciones de suministro de duración inferior o igual a tres minutos, no deberán superar los límites que dictamine la norma técnica que al efecto establecerá el Ministerio, a proposición de la Comisión.

Artículo 246.- Para efectos de la aplicación del literal b) del artículo 227, en lo que respecta al parámetro interrupciones de suministro en instalaciones de servicio público de distribución, se considerarán al menos los siguientes índices, sobre la base de valores promedio y su distribución probabilística, calculados en los términos que señale la norma técnica:

- a) Frecuencia media de interrupción por transformador, FMIT;
- b) Frecuencia media de interrupción por kVA, FMIK;
- c) Tiempo total de interrupción por transformador, TTIT;
- d) Tiempo total de interrupción por kVA, TTIK;

Los valores exigidos dependerán del área típica de distribución de que se trate y serán definidos por la Comisión con ocasión del cálculo de valores agregados de distribución. Para este efecto, los fijará en las bases del estudio de cada área típica a que se refiere el artículo 296, y serán exigibles a contar de la vigencia del decreto tarifario respectivo.

En todo caso, los valores máximos para los parámetros mencionados, considerando sólo interrupciones internas de la red, deberán estar dentro de los rangos siguientes, con la probabilidad de ocurrencia que determine la norma técnica correspondiente:

- FMIT entre 5 y 7 veces al año;
- FMIK entre 3,5 y 5 veces al año;
- TTIT entre 22 y 28 horas al año;
- TTIK entre 13 y 18 horas al año.

Artículo 247.- Para suministros en tensiones iguales o inferiores a media tensión, en zonas que la norma técnica dictada por el Ministerio a proposición de la Comisión defina como rurales, las holguras que se indican en los artículos 243 y siguientes, se incrementarán del modo que se disponga en la misma norma.

Artículo 248.- Cualquier concesionario de distribución podrá programar la suspensión temporal del servicio en alguna parte de la red, cuando sea necesario para mantenimiento, reparación, ampliación o conexión de nuevos clientes, informando a los consumidores finales con un mínimo de 72 horas de anticipación. Estas suspensiones no se podrán efectuar en horas de punta y se realizarán, siempre que ello sea posible, en los días y horas que menos afecten a los consumidores finales.

Sin perjuicio de lo dispuesto en el inciso anterior, las suspensiones fuera de programa que sean imprescindibles para efectuar reparaciones que deriven de emergencias o situaciones intempestivas, podrán realizarse sin el aviso señalado, pero deberán ser comunicadas de inmediato a la Superintendencia, con los antecedentes que justifiquen la medida.

Las suspensiones programadas de las empresas generadoras y de transporte, que afecten a empresas distribuidoras, deberán ser avisadas a éstas por el CDEC correspondiente con una anticipación mínima de 120 horas.

Toda suspensión de servicio, programada o intempestiva, deberá quedar registrada por la empresa en un libro de registro de eventos que dispondrá para estos efectos, señalándose las instalaciones afectadas, la duración de la interrupción, y la naturaleza de la misma.

Artículo 249.- En el caso de puntos de entrega a usuarios finales en tensión inferior a media tensión, las suspensiones temporales programadas no deberán superar, para ningún cliente, un período de 12 horas en doce meses, ni de 8 horas continuas en ninguna ocasión.

En el caso de puntos de entrega a usuarios finales en tensión igual a media tensión, las suspensiones temporales programadas no deberán superar, para ningún cliente, un período de 8 horas en doce meses, ni de 6 horas continuas en ninguna ocasión.

Artículo 250.- Los índices de severidad de parpadeo o "flicker" y de contaminación por inyección de corrientes armónicas a la red, deberán sujetarse a lo que indique la norma técnica correspondiente.

La norma técnica también determinará las condiciones a las que deberá someterse el voltaje efectivo de las armónicas individuales.

La misma norma determinará los rangos aceptables del factor de potencia de la potencia efectiva transferida en los puntos de entrega, considerando el nivel de tensión, la demanda del sistema y otros parámetros que sean relevantes. El factor de potencia para los clientes a quienes les sean aplicables los precios de distribución, será el señalado en el artículo 294.

CAPITULO 3: PRECIOS

Párrafo 1. Normas generales

Artículo 251.- Estarán sujetos a fijación de precios, los siguientes suministros de energía eléctrica:

- a) Los suministros a usuarios finales cuya potencia conectada sea inferior o igual a 2.000 kilowatts, ubicados en zonas de concesión de servicio público de distribución o que se conecten a las instalaciones de distribución de la respectiva concesionaria, mediante líneas propias o de terceros;
- b) Los suministros a usuarios finales cuya potencia conectada sea inferior o igual a 2.000 kilowatts, efectuados desde instalaciones de generación o transporte de una empresa eléctrica, en sistemas eléctricos de capacidad instalada de generación superior a 1.500 kilowatts; y
- c) Los suministros que se efectúen a empresas eléctricas que no dispongan de generación propia, en la proporción en que éstas efectúen, a su vez, suministros sometidos a fijación de precios, siempre que tengan lugar en sistemas eléctricos de capacidad instalada de generación superior a 1.500 kilowatts.

Los suministros de energía eléctrica no indicados en este artículo, no están afectos a fijación de precios, sin perjuicio de las normas que regulan las transferencias de energía entre empresas generadoras.

Artículo 252.- No obstante lo dispuesto en el artículo anterior, los suministros señalados en sus letras a) y b) podrán ser contratados a precio libre cuando ocurra alguna de las siguientes circunstancias:

- a) Servicio o suministro temporal que, en total, sea menor a doce meses;
- b) Servicios o suministros sometidos a calidades especiales, por estipulación contractual; y
- c) Si 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 primaria más cercana, medida en kilómetros a lo largo de las líneas eléctricas, es superior a 20 megawatts-kilómetro.

Artículo 253.- Los precios máximos a que se refiere este Capítulo, serán calculados por la Comisión según los procedimientos que en cada caso se establecen, y fijados mediante decreto supremo del Ministerio, expedido bajo la fórmula "por orden del Presidente de la República".

Sólo excepcionalmente se podrán fijar precios diferentes a los calculados por la Comisión, siempre que la Ley de Presupuestos del sector público autorice la compensación a que se refiere el inciso siguiente y considere los recursos presupuestarios pertinentes, a través de la creación de un ítem especial en la Partida Tesoro Público. En este caso, la fijación deberá efectuarse mediante decreto supremo fundado, dictado por el Presidente de la República, a través del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, suscrito además, por el Ministro de Hacienda.

En el evento de fijación excepcional a que se refiere el inciso anterior, el Fisco deberá compensar mensualmente a los concesionarios afectados, con cargo al ítem señalado, en un monto equivalente a la diferencia entre la facturación efectiva registrada en el respectivo mes y la que hubiere resultado en igual período, de haberse publicado los precios calculados por la Comisión.

Esta compensación deberá efectuarse dentro del plazo de treinta días contado desde la presentación de los antecedentes ante el Ministerio, por parte de los afectados. En todo caso, si transcurridos sesenta días desde la presentación los concesionarios no reciben la compensación, por el solo ministerio de la ley, serán aplicables retroactivamente las tarifas calculadas por la Comisión.

Artículo 254.- 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 sea como mínimo la que resulte siguiendo el procedimiento de los artículos 282 y siguientes.

Los concesionarios de servicio público de distribución, que operen en sistemas eléctricos de capacidad instalada de generación superior a 1.500 kilowatts, tendrán siempre derecho a obtener con la tarifa fijada, una rentabilidad económica mínima, para el conjunto de todas las empresas que operen en dichos sistemas, igual a la tasa de actualización de 10% real anual menos cinco puntos, esto es, al 5% real anual. El procedimiento para calcular la rentabilidad económica será el establecido en el artículo 303.

Artículo 255.- En caso que las empresas o concesionarios señalados en el artículo anterior consideren que las tarifas fijadas por el Ministerio causan perjuicio a sus legítimos derechos o intereses, podrán recurrir ante la justicia ordinaria, reclamando la indemnización que fuere procedente, conforme con las reglas generales aplicables a dicho tipo de demandas.

Artículo 256.- Por su parte, las transferencias de energía entre empresas eléctricas que posean medios de generación operados en sincronismo con un sistema eléctrico, que resulten de la coordinación de su operación, serán valorizadas de acuerdo a los costos marginales instantáneos del sistema eléctrico.

Estos costos serán calculados por el CDEC respectivo, de acuerdo a las normas establecidas en el párrafo siguiente.

Párrafo 2. Transacciones Entre Generadores

Artículo 257.- Las transferencias de energía eléctrica que ocurran entre generadores se entenderán constituidas por sus componentes básicas de energía, expresada en kilowatt hora, y de potencia de punta, expresada en kilowatt.

Artículo 258.- Por potencia de punta de un generador se entenderá la máxima demanda media horaria bruta comprometida con sus clientes en las horas de punta anual del sistema eléctrico respectivo. Ella será calculada por el CDEC, considerando las demandas individuales de dichos clientes y una estimación del factor de diversidad asociado a las mismas y de las pérdidas de transmisión.

Artículo 259.- Cada generador deberá estar en condiciones de satisfacer, en cada año, su demanda de potencia en horas de punta, considerando la potencia firme propia y la adquirida a otras entidades generadoras que operen en sincronismo con el sistema. Para cada generador, el CDEC verificará el cumplimiento de lo anterior, realizando un balance de potencia firme.

Se entenderá por potencia firme de un generador, la potencia máxima que sería capaz de inyectar y transitar en los sistemas de transmisión en las horas de punta del sistema, considerando su indisponibilidad probable. Aquella corresponderá a la suma de las potencias firmes de sus propias unidades y de las contratadas con terceros que operen en sincronismo con el sistema.

Artículo 260.- Las transferencias de potencia de punta entre generadores serán valorizadas al costo marginal de la potencia que señala el artículo 262.

El cálculo de transferencias de potencia de punta para cada año, se efectuará en diciembre del año anterior, considerando las demandas máximas previstas para cada generador interconectado al respectivo sistema. El CDEC comunicará, antes del 31 de diciembre, los correspondientes pagos que deban efectuarse entre generadores en el año siguiente. Estos pagos se efectuarán en doce mensualidades, durante el año al cual correspondan, considerando las variaciones que experimente el costo marginal de la potencia.

No obstante, una vez transcurrido el período en que ocurren las demandas máximas anuales del sistema eléctrico, el CDEC podrá recalculer las transferencias de potencia de punta, modificando en el cálculo previo solamente las demandas máximas efectivamente producidas, la fecha de entrada de centrales que recién se incorporan al sistema y otros parámetros relevantes. El reglamento interno establecerá la forma en que los generadores pagarán las diferencias que se produjeren por este concepto.

Artículo 261.- La potencia firme se obtendrá multiplicando la potencia firme preliminar por un factor único, igual a la razón entre la demanda máxima del sistema y la suma de las potencias firmes preliminares.

La potencia firme preliminar de una unidad generadora se obtendrá considerando la potencia esperada que la unidad aportaría para un nivel de seguridad del sistema igual a la probabilidad de excedencia de la potencia firme.

La probabilidad de excedencia de la potencia firme se calculará a través de la siguiente expresión:

$$PEPP = 1 - LOLPh \quad \text{en que:}$$

- PEPP es la probabilidad de excedencia de la potencia firme.
- LOLPh es la probabilidad de pérdida de carga en horas de punta.

La probabilidad de pérdida de carga en horas de punta es la probabilidad de que la demanda máxima del sistema sea mayor o igual a la oferta de potencia de las unidades generadoras disponibles en el período definido como de punta.

Por horas de punta se entenderán aquellas horas del año en las cuales existe una mayor probabilidad de pérdida de carga

del sistema, es decir, probabilidad de que la demanda del sistema sea mayor o igual a la oferta de potencia de las unidades generadoras disponibles en dichas horas.

En el cálculo de la potencia firme preliminar se deberá considerar la indisponibilidad mecánica, la variabilidad hidrológica, el nivel de los embalses y los tiempos necesarios para la partida e incrementos de carga de las unidades que permitan responder ante fallas de corta duración del sistema. El reglamento interno de cada CDEC definirá los procedimientos para obtener los parámetros que se utilizarán para representar la indisponibilidad, los cuales podrán basarse en estadísticas nacionales e internacionales y en las características propias de cada unidad generadora. El CDEC podrá verificar, en los términos establecidos en el reglamento interno, la indisponibilidad efectiva de las unidades generadoras, efectuando pruebas de operación de dichas unidades.

El reglamento interno deberá señalar, explícitamente, los procedimientos a utilizar para definir las horas de punta del sistema, para calcular la probabilidad de pérdida de carga en horas de punta y la potencia firme de cada una de las centrales generadoras. Asimismo, deberá señalar la metodología para asignar a cada unidad la indisponibilidad mecánica, la variabilidad hidrológica, los efectos del nivel de los embalses y los tiempos necesarios para la partida de unidades e incrementos de carga. El reglamento interno deberá indicar las fuentes de información estadística que se utilizarán en el caso de centrales existentes y nuevas.

Artículo 262.- El costo marginal instantáneo de potencia en horas de punta (CMgP), se calculará en la forma siguiente:

$$CMgP = CMCG/DUPA$$

en que:

- CMCG es igual al costo marginal anual de incrementar la capacidad instalada de generación del sistema eléctrico, calculado según lo dispuesto en el artículo 277; y

- DUPA: es la disponibilidad anual en tanto por uno (0/1) de las unidades más económicas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico considerada por la Comisión para efectos del cálculo de precios de nudo que se encuentre vigente.

El costo marginal instantáneo de potencia en horas de punta definido anteriormente, se entenderá ubicado en el o los nudos del sistema más convenientes económicamente para agregar una unidad marginal de capacidad instalada. Para el resto de los nudos del sistema, el costo marginal instantáneo de potencia en horas de punta se calculará en base al CMgP, considerando las pérdidas marginales de energía del sistema de transmisión en la hora de punta del sistema. En caso que el costo marginal instantáneo de potencia en horas de punta se calcule en más de un nudo, las pérdidas marginales se referirán al nudo con el que se obtenga el menor valor.

Artículo 263.- El CDEC calculará, por cada hora o grupo de horas de igual demanda, el costo marginal instantáneo de energía en todas las barras del sistema.

Costo marginal instantáneo de energía en cada barra es el costo, incluida la componente de racionamiento y las

limitaciones en las instalaciones, en que el sistema eléctrico en conjunto incurre en promedio durante el período que establezca el reglamento interno para suministrar una unidad adicional de energía en la barra correspondiente, considerando para su cálculo la operación óptima determinada por el CDEC. Este período no podrá ser superior a una hora, y en caso de que el reglamento interno no señale su duración, será de diez minutos.

Artículo 264.- Los costos marginales a utilizar en la valorización de las transferencias de energía, serán los que resulten de la operación real, considerando los costos variables de las unidades, los costos de oportunidad de las energías embalsadas y los costos de racionamiento según profundidad de falla. Para la obtención de los costos de oportunidad de las energías embalsadas se usarán los modelos matemáticos, la información y los procedimientos aplicados en la planificación y en la programación de la operación, considerando para la actualización de resultados de los modelos de corto plazo los períodos que señale el reglamento interno.

Se entenderá que existe condición de racionamiento en una barra si, por cualquier circunstancia, los aportes de potencia no son suficientes para abastecer la demanda en condiciones normales de calidad de servicio. La profundidad de la falla, se establecerá respecto de la última proyección de demanda existente, en condiciones normales de calidad de servicio. En condiciones de racionamiento, el costo marginal instantáneo en la barra será igual al costo de falla correspondiente a la profundidad de la misma.

Para estos efectos, cada CDEC podrá utilizar los modelos de la Comisión o, en su defecto, desarrollar modelos propios de cada sistema. En este último caso, dichos modelos y los programas computacionales correspondientes, deberán ser puestos en conocimiento de la Comisión y serán de uso público en versión simplemente ejecutable. Adicionalmente, la Comisión podrá requerir la información necesaria para analizar y evaluar los modelos correspondientes.

Los costos marginales reales deberán estar disponibles para todos los interesados en tener dicha información, al segundo día hábil siguiente de ocurrida la operación.

Artículo 265.- La valorización de las transferencias de energía y los correspondientes pagos entre generadores serán contabilizados por el CDEC, de acuerdo al siguiente procedimiento:

- a) En las barras de las subestaciones en que se produzcan transferencias de energía entre generadores, se efectuarán las mediciones para determinar las inyecciones y retiros horarios netos de energía de cada generador involucrado, las que serán valorizadas multiplicándolas por el costo marginal instantáneo correspondiente.
- b) Para cada generador, se sumarán algebraicamente todas las inyecciones y retiros netos valorizados a que se refiere la letra a), ocurridos en todo el sistema durante el mes. Las inyecciones se considerarán con signo positivo y los retiros con signo negativo. El valor resultante, con su signo, constituirá el saldo neto mensual de cada generador.

Para los efectos del procedimiento anterior, se considerarán inyecciones las provenientes de centrales o de líneas de

transporte, y retiros, los destinados a clientes o a ser transmitidos por otras líneas de transporte.

Artículo 266.- Cada generador con saldo neto mensual negativo pagará dicha cantidad, antes del día 22 del mes siguiente, a todos los generadores que tengan saldo positivo, en la proporción en que cada uno de estos últimos participe del saldo positivo total del mes.

Adicionalmente, el CDEC deberá determinar las transferencias de energía reactiva y los correspondientes pagos entre generadores, según los procedimientos que estipule el reglamento interno sobre esta materia.

Artículo 267.- Los costos marginales instantáneos de energía y de potencia de punta utilizados para valorar las transferencias de electricidad entre generadores a que se refiere este Capítulo, corresponden al nivel de más alta tensión de la subestación en que se efectúen las transferencias. Si físicamente las transferencias ocurrieran a un nivel de tensión más bajo, el CDEC deberá, al valorarlas, aplicar un recargo calculado sobre la base del costo medio anual de transformación entre dichos niveles de tensión u otro procedimiento que establezca el reglamento interno.

Párrafo 3. Suministros De Empresas Generadoras A Empresas Distribuidoras Y Entre Empresas Distribuidoras

Artículo 268.- En sistemas eléctricos de tamaño superior a 1.500 kilowatts de capacidad instalada de generación, la Comisión deberá calcular los precios de nudo. Dichos precios serán los máximos aplicables a los suministros de electricidad que se efectúen a partir de instalaciones de generación-transporte 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. En el caso de subestaciones primarias de distribución, para calcular el precio de nudo se deberán considerar como instalaciones de transporte aquellas necesarias para llegar hasta la barra de baja tensión de una subestación de distribución primaria, incluida.

Artículo 269.- Los precios de nudo deberán reflejar un promedio en el tiempo de los costos marginales de suministro a nivel de generación-transporte para usuarios permanentes de muy bajo riesgo.

Un usuario es permanente si, durante a lo menos 12 meses consecutivos, tiene un solo proveedor o, si teniendo varios proveedores, cada uno tiene porcentajes constantes de participación en el suministro horario.

Los precios de nudo, por su naturaleza, están sujetos a fluctuaciones derivadas de situaciones coyunturales, como variaciones en la hidrología, en la demanda, en los precios de combustibles y otros.

Artículo 270.- Los precios de nudo que resulten de la aplicación de este reglamento deberán ser fijados semestralmente, en los meses de abril y octubre de cada año, de acuerdo con los plazos y etapas que al efecto establece la ley y este reglamento.

Artículo 271.- La Comisión deberá calcular los precios de nudo para todas las subestaciones de generación-transporte desde las cuales se efectúe el suministro.

La estructura de los precios de nudo tendrá dos componentes: precio de nudo de la energía y precio de nudo de la potencia de punta.

El nivel de los precios de nudo definitivos resultará de la comparación entre los precios de nudo calculados por la Comisión, revisados si corresponde, con los precios aplicados por las empresas eléctricas a los consumos no sometidos a regulación de precios durante los seis meses anteriores a la fijación. Para estos efectos, los generadores informarán a la Comisión, los precios que han aplicado a todos sus clientes o consumidores no regulados, correspondientes a cada uno de los respectivos puntos de retiro de potencia y energía.

Artículo 272.- Para efectos de calcular los precios de nudo, la Comisión deberá establecer un programa de obras de generación y transmisión, que minimiza en el sistema eléctrico el costo total actualizado de abastecimiento, correspondiente a la suma de los costos esperados actualizados de inversión, operación y racionamiento durante los siguientes diez años, y que cumpla con lo señalado en los artículos 276 y 277.

Para la determinación del programa de obras de generación y transmisión, la Comisión deberá basarse en lo siguiente:

a) Previsión de demandas de potencia de punta y energía del sistema eléctrico para los siguientes diez años. Para efectos de esta previsión de demanda y su distribución geográfica y estacional, la Comisión deberá basarse en encuestas a clientes, información estadística, expectativas de variables macroeconómicas, o cualquier otro antecedente relevante para tal efecto.

Una vez al año, y junto con el Informe Técnico preliminar correspondiente a la fijación de abril, la Comisión deberá remitir a las empresas generadoras que operan en los sistemas coordinados por un CDEC, un estudio de proyección de demandas de energía y potencia para los próximos diez años. Las proyecciones de demanda deberán establecerse desagregadas por barra del sistema eléctrico correspondiente, así como agregadas y referidas a la subestación donde se determina el precio básico de la energía. Esta proyección podrá ser revisada en la siguiente fijación de modo de incorporar la evolución del consumo observado el último semestre, así como cambios en las expectativas económicas.

b) Instalaciones existentes, para las cuales la Comisión podrá solicitar todos los antecedentes técnicos, económicos, comerciales o ambientales que considere necesarios para la modelación del sistema.

c) Instalaciones en construcción al último día hábil del mes de enero o del mes de julio, según sea el caso.

Se entenderán en construcción aquellas unidades generadoras, líneas de transporte y subestaciones eléctricas que hayan obtenido sus respectivos permisos de construcción de obras civiles, o bien, hayan dado orden de proceder para la fabricación y/o instalación del equipamiento eléctrico o electromagnético para la

generación, producción, transporte o transformación de electricidad.

Las empresas propietarias de instalaciones que cumplan alguna de las condiciones del inciso anterior, deberán declararlas en construcción a la Comisión y al respectivo CDEC, dentro de los primeros quince días de obtenido el correspondiente permiso o dada la referida orden de proceder, adjuntando los antecedentes y documentos justificativos que correspondan, y sus plazos estimados de entrada en operaciones. Sin perjuicio de lo anterior, una vez declarada en construcción, la Comisión podrá solicitar aquellos antecedentes técnicos, económicos o comerciales que considere necesarios para caracterizar la o las instalaciones en construcción.

Una vez efectuada la primera comunicación, mientras no finalice la construcción de las instalaciones y de no mediar expresa solicitud de la Comisión, la empresa propietaria deberá informar a la Comisión y al respectivo CDEC el estado de avance de las obras, hasta el último día hábil del mes de enero o del mes de julio, según sea el caso.

d) Instalaciones recomendadas por la Comisión, separándolas entre centrales generadoras e instalaciones de transmisión.

Para efectos de evaluar distintas instalaciones a recomendar, la Comisión establecerá los antecedentes técnicos, económicos, comerciales o ambientales que considere necesarios para la modelación del sistema. Asimismo, la Comisión podrá basarse en antecedentes aportados por empresas, información estadística o estudios propios.

Artículo 273.- El cálculo de precios de nudo deberá considerar la calidad de servicio exigida en este reglamento y las normas técnicas vigentes y el costo de falla, tanto a nivel de generación como a nivel de transporte.

Para estos efectos, la calidad de servicio a nivel de generación se considerará a través de la componente de racionamiento que se indica en el artículo 276.

En relación al transporte, dicha consideración se hará a través del cálculo de los factores de penalización, y será exigible por los usuarios que efectúen compras a precio de nudo.

Artículo 274.- Para calcular los precios de nudo, la Comisión determinará el precio básico de la energía en una o más subestaciones de referencia, denominadas subestaciones básicas de energía. Ellas corresponderán a las subestaciones en las cuales se calcula el costo marginal esperado de energía del sistema.

Artículo 275.- El precio básico de la energía se calculará en las subestaciones básicas de energía, mediante la siguiente expresión :

$$\text{Precio básico} = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} (CMGi * Di) / (1 + T)^i}{\sum_{i=1}^{i=n} Di / (1 + T)^i}$$

en que:

- n corresponde a períodos de igual duración, que totalizan entre 24 y 48 meses.

- T es la tasa equivalente para cada período, de igual duración, a un costo de capital anual de 10% real anual.

- CMGi es el costo marginal esperado de la energía en las subestaciones básicas de energía en el período "i".

- Di es la demanda total esperada en el período i.

La Comisión, para tal efecto, deberá determinar la operación esperada del sistema eléctrico que minimiza la suma del costo actualizado de operación y de racionamiento, durante el período de estudio, considerando básicamente:

- a) Programa de obras definido en el artículo 272;
- b) Previsión de demandas de potencia de punta y energía del sistema eléctrico, definido en el artículo 272;
- c) Información proporcionada por la correspondiente Dirección de Operación, al último día hábil del mes de febrero o del mes de agosto, según sea el caso, referente a los stocks de agua en los embalses, afluentes en régimen natural en centrales hidroeléctricas o cualquier otra estadística hidrológica representativa de las respectivas centrales, considerando como mínimo, una muestra de 40 años hidrológicos, de modo que siempre incluya los datos correspondientes al año hidrológico anterior al que precede a aquél en que se esté efectuando la fijación de precios de nudo, incluido el último pronóstico de deshielo, según corresponda.

Adicionalmente, la Comisión podrá establecer una metodología para efectos de considerar muestras estadísticas más representativas;

- d) Costos de operación de las instalaciones, incluidos los costos de combustibles y otros costos variables que la Comisión estime pertinentes, expresados a precios existentes en los meses que corresponda según la fijación semestral de que se trate.

Para efectos de determinar los costos variables, la Comisión podrá considerar la información disponible en el mercado o producto de sus propios estudios, respecto de los distintos componentes del costo de combustible, así como aquellas restricciones técnicas, económicas, comerciales y ambientales que existan. Para tal efecto, las empresas deberán entregar toda la información solicitada en la forma y oportunidad que la Comisión establezca;

- e) Costos de racionamiento;
- f) Tasa de descuento de 10% real anual; y
- g) Otros antecedentes que la Comisión estime necesarios para la modelación de la operación del sistema eléctrico.

Artículo 276.- Se entiende por costo de racionamiento el costo por kilowatt-hora incurrido, en promedio, por los usuarios, al no disponer de energía, y tener que generarla con generadores de emergencia, si así conviniera.

Para efectos del cálculo esperado del costo de racionamiento, la Comisión deberá utilizar diferentes valores según niveles de déficit de suministro y, además, calcular un valor único representativo de los déficits más frecuentes. Este valor único será utilizado para los efectos del cálculo del precio básico de la energía y constituirá el costo de racionamiento a considerar en el caso de dictación del decreto de racionamiento a que se refiere el artículo 99 bis de la ley.

Para establecer la componente de racionamiento de mínimo costo total actualizado de abastecimiento se tomará en cuenta:

- a) En el caso de centrales generadoras, los niveles de operación bajo diferentes condiciones, como en casos de mantenimiento, falta de disponibilidad forzada del todo o de parte del equipamiento, hidrología si corresponde, y, en general, situaciones en que las características técnicas de la electricidad caen por debajo de los estándares a que se refieren los artículos 241 y siguientes; y
- b) En el caso de líneas de transporte y subestaciones, la indisponibilidad programable y forzada de las instalaciones y, en general, situaciones en que las características técnicas de la electricidad caen por debajo de los estándares a que se refieren los artículos 241 y siguientes.

El costo de racionamiento según niveles de déficit de suministro será determinado por la Comisión. Cada cuatro años, la Comisión deberá revisar dicho valor de modo de recoger los cambios que en el período experimenten los principales factores de costo que lo componen, considerando un estudio que contratará con un consultor externo, conforme a las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas pertinentes.

Artículo 277.- La Comisión calculará el precio básico de la potencia en una o más subestaciones. Para este efecto, determinará el tipo de unidades generadoras más económicas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico.

El precio básico de la potencia de punta será igual al costo marginal anual de incrementar la capacidad instalada del sistema eléctrico con este tipo de unidades, incrementado en un porcentaje igual al margen de reserva de potencia teórico del sistema eléctrico.

En sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 100.000 kilowatts, el margen de reserva teórico se calculará a través de la siguiente expresión:

$$\text{MRT} = (100 / \text{DUPA}) - 100$$

en que :

- MRT es margen de reserva teórico

- DUPA es la disponibilidad anual en % de las unidades más económicas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico.

En los sistemas señalados en el inciso anterior, la Comisión determinará los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta. Este estudio se efectuará cada cuatro años, considerando un estudio que contratará con un consultor externo, conforme a las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas pertinentes. Dentro del período de cuatro

años señalado, el valor del costo de inversión y operación deberá indexarse en cada fijación de precios semestral mediante fórmulas que den cuenta del cambio en el valor de sus principales componentes de costo.

En sistemas eléctricos con capacidad instalada de generación inferior o igual a 100.000 kilowatts, el margen de reserva teórico será calculado considerando además de la disponibilidad indicada, a través del programa de obras óptimo señalado en el artículo 272, los eventuales efectos de sobreinstalación asociados a sistemas pequeños de generación.

Artículo 278.- En cada una de las subestaciones del sistema eléctrico, la Comisión calculará el precio de nudo de la energía multiplicando el precio básico de la energía por su factor de penalización de la energía.

En cada una de las subestaciones del sistema eléctrico, la Comisión calculará el precio de nudo de la potencia multiplicando el precio básico de la potencia por su factor de penalización de la potencia.

Artículo 279.- Para los efectos del cálculo de los precios de nudo, la Comisión clasificará las subestaciones en principales y secundarias, según el grado de detalle que utilice para establecer dichos factores de penalización. Las subestaciones básicas de energía se considerarán subestaciones principales.

Cada una de las subestaciones secundarias se asimilará a una subestación principal para fines de cálculo del precio de nudo de la energía y, además, a la misma o a otra subestación principal, para fines de cálculo del precio de nudo de la potencia de punta.

Artículo 280.- El factor de penalización de la energía tendrá valor unitario en las subestaciones principales en que se establece el precio básico de la energía.

El factor de penalización de la potencia de punta será unitario en aquellas subestaciones principales en que se establece el precio de la potencia de punta.

Artículo 281.- El cálculo de los factores de penalización de energía y de potencia de punta se efectuará considerando las pérdidas marginales de transmisión de energía y de potencia de punta, respectivamente, para el sistema de transmisión operando con un nivel de carga tal, que dicho sistema esté económicamente adaptado.

Se entiende por sistema económicamente adaptado, el que permite producir electricidad al menor costo.

Para los efectos de este artículo, la Comisión establecerá en la modelación del sistema, a lo menos, la desagregación topológica del sistema de transmisión y la distribución geográfica del consumo. Para lo anterior, la Comisión establecerá la forma, oportunidad y fuente de información.

Artículo 282.- Dentro de los primeros quince días de marzo y septiembre de cada año, la Comisión deberá poner en conocimiento de las empresas de generación y transporte que efectúen ventas sometidas a fijación de precios, así como del CDEC del sistema eléctrico correspondiente, un informe técnico del cálculo de los precios de nudo según el

procedimiento indicado en los artículos anteriores y que explicita y justifique:

- a) La previsión de demanda de potencia y energía del sistema eléctrico;
- b) El programa de obras de generación y transmisión, existentes y futuras;
- c) Los costos de combustibles, costos de racionamiento y otros costos variables de operación pertinentes;
- d) La tasa de descuento utilizada en los cálculos, igual al 10% real anual;
- e) Los valores resultantes para los precios de nudo y sus fórmulas de indexación, para los efectos del artículo 270.

Las fórmulas de indexación deberán representar la dependencia de los precios de nudo, respecto de los principales índices cuyas fluctuaciones afectan su cálculo semestral. Podrán ser considerados para esos efectos, las variaciones en la hidrología, en los precios de combustibles, el tipo de cambio y otros que la Comisión establezca;

- f) Las simplificaciones adoptadas para la modelación del sistema eléctrico; y
- g) La calidad de servicio de las instalaciones de transporte que se haya utilizado para el cálculo de los factores de penalización a que se refiere el artículo anterior.

Las empresas y los CDEC deberán comunicar a la Comisión, antes del 31 de Marzo y del 30 de Septiembre de cada año, respectivamente, su conformidad u observaciones a este informe técnico.

Artículo 283.- Las empresas a que se refiere el artículo anterior deberán comunicar a la Comisión, en la forma y oportunidad que ella establezca, antes del 31 de Marzo y del 30 de Septiembre de cada año, la potencia, la energía, el punto de suministro correspondiente y el precio medio cobrado, desagregado mensualmente, por las ventas a precio libre efectuadas durante los últimos seis meses, a cada uno de los siguientes clientes:

- a) Las empresas distribuidoras que dispongan de generación propia;
- b) Los clientes que se encuentren en cualquiera de las siguientes circunstancias:
 - b.1) Cuando se trate de servicio por menos de doce meses.
 - b.2) Cuando se trate de calidades especiales de servicio, a que se refiere el artículo 229.
 - b.3) Cuando el momento de carga del cliente respecto de la subestación de distribución primaria sea superior a 20 Megawatts-kilómetro.
 - b.4) Cuando su potencia conectada sea superior a 2.000 kW.
- c) Las empresas distribuidoras que no dispongan de generación propia, en la proporción en que ellas efectúen suministros no sometidos a fijación de precios.

En este caso estas empresas distribuidoras deberán informar a su respectivo suministrador, por punto de suministro y antes del 31 de Marzo y del 30 de Septiembre, la potencia y energía destinada a los suministros no sometidos a fijación de precios, y el precio medio cobrado por el suministrador, desagregado mensualmente durante los últimos seis meses.

Para efectos de informar los precios medios cobrados, las empresas deberán atenerse a las facturaciones correspondientes al período señalado y las comunicaciones del literal c), según corresponda, las que constituirán su respaldo.

Para efectos de informar los precios medios cobrados, las empresas deberán atenerse a las facturaciones correspondientes al período señalado, las que constituirán su respaldo.

La misma información, con su documentación de respaldo, deberá ser enviada por las empresas a la Superintendencia antes del 31 de marzo y del 30 de septiembre de cada año, a fin de que esta entidad verifique el cumplimiento de las disposiciones legales pertinentes.

Artículo 284.- Se entenderá por precio medio efectivo, el cociente entre la suma de las facturaciones efectuadas por todos los suministros de energía y potencia no sometidos a regulación de precios, y el total de la energía asociada a estos suministros, ambas ocurridas en el período de seis meses que culmina con el mes anterior al de la fijación de los precios de nudo.

Precio medio teórico es el cociente entre la facturación teórica, que resulta de valorar a precio de nudo todos los suministros de potencia y energía no sometidos a regulación de precios, en sus respectivos puntos de suministro y nivel de tensión, y el total de la energía asociada a estos suministros, ambas en el período de seis meses que culmina con el mes anterior al de la fijación de precios de nudo.

Artículo 285.- La Comisión deberá revisar el cálculo de los precios de nudo, aceptando o rechazando total o parcialmente, las observaciones recibidas conforme al artículo 282. En todo caso, los precios de nudo definitivos que determine no podrán diferir en más de 10% de los precios correspondientes a suministros no sometidos a fijación de precios, conforme al artículo siguiente.

Artículo 286.- Para efectos de establecer el nivel de los precios de nudo definitivos, la Comisión seguirá el siguiente procedimiento:

- a) A partir del precio medio efectivo de cada suministro no sometido a fijación de precio, se calculará un promedio considerando como factor de ponderación la energía facturada correspondiente a cada suministro;
- b) A partir del precio medio teórico de cada suministro no sometido a fijación de precio, que resulta de aplicar los precios de nudo calculados, se calculará un promedio considerando como factor de ponderación la energía facturada correspondiente a cada suministro;
- c) Si el promedio de precios calculados según lo estipulado en la letra b) precedente, no difiere en más de diez por

ciento del promedio calculado según lo estipulado en la letra a), los precios de nudo calculados serán aceptados como precios de nudo definitivos. En caso contrario, la Comisión deberá multiplicar todos los precios de nudo calculados, por un coeficiente único, de modo de alcanzar el límite más próximo, superior o inferior, de la banda de diez por ciento.

Artículo 287.- Para los efectos del artículo anterior, la Comisión deberá incluir los valores asociados a la totalidad de las ventas efectuadas a precio libre en el sistema durante los seis meses anteriores, considerando potencia, energía, el punto de suministro correspondiente y el precio medio efectivo cobrado.

La Comisión recabará esta información, de todas las empresas generadoras que operen en el respectivo sistema, en el mismo plazo señalado en los artículos 282 y 283, pudiendo solicitar a la Superintendencia, cuando sea necesario, que la requiera bajo apercibimiento.

Artículo 288.- La Comisión deberá comunicar al Ministerio y a las empresas eléctricas que correspondan, antes del 15 de Abril y 15 de Octubre de cada año, los precios de nudo y su fórmula de indexación, conjuntamente con un informe técnico que deberá contener el informe de cálculo de los precios de nudo, las observaciones de las empresas, y las modificaciones posteriores que se hubieren producido de acuerdo con lo establecido en los artículos precedentes.

Artículo 289.- Los precios de nudo y las fórmulas de indexación, calculados conforme al procedimiento establecido en los artículos anteriores, serán fijados mediante decreto del Ministerio, expedido bajo la fórmula "Por orden del Presidente de la República".

Artículo 290.- El decreto que fije los precios de nudo y sus fórmulas de indexación será publicado en el Diario Oficial, a más tardar el 30 de abril y el 31 de octubre de cada año.

Una vez vencido el período de vigencia de los precios de nudo y mientras no sean fijados los del período siguiente, ellos podrán ser reajustados por las empresas eléctricas de generación-transporte, en el mismo porcentaje de variación que experimente el Índice de Precios al consumidor a contar de esa fecha, previa publicación en un diario de circulación nacional, con quince días de anticipación a su aplicación.

Artículo 291.- Si dentro del período de vigencia de los precios de nudo, el precio de la potencia de punta o de la energía que resulte de aplicar las fórmulas de indexación que se hayan determinado en la última fijación semestral, experimenta una variación acumulada superior a diez por ciento, dichos precios serán reajustados.

En el evento anterior, dentro del plazo de quince días contados desde el último día del mes en que se registró dicha variación, la Comisión deberá calcular e informar a las empresas de generación-transporte los nuevos valores de los precios de nudo que resulten de aplicar la fórmula de indexación correspondiente.

Las empresas que efectúen suministros desde instalaciones de generación-transporte podrán aplicar los precios reajustados conforme al inciso anterior, previa publicación de ellos en un diario de circulación nacional, con quince días de

anticipación. Dentro del mismo plazo señalado en el inciso anterior, la empresa deberá informar a la Comisión y a la Superintendencia su decisión sobre la aplicación de los precios reajustados, la que en el caso de hacerse efectiva deberá incluir una copia de la referida publicación en donde deberá establecer explícitamente la fecha en la cual los precios comenzarán a regir.

Párrafo 4. Normas sobre Racionamiento

Artículo 291-1.- El Ministerio, previo informe de la Comisión, 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, decreto que deberá indicar su plazo de vigencia y contendrá, a lo menos, las disposiciones específicas del presente párrafo.

Artículo 291-2.- El informe de la Comisión deberá explicitar los fundamentos para la dictación del decreto de racionamiento en el sistema eléctrico correspondiente, los motivos de su plazo de vigencia, y las medidas y procedimientos específicos que el decreto señalado deberá contener.

Artículo 291-3.- El decreto de racionamiento podrá disponer que las empresas generadoras y distribuidoras adopten, entre otras, las siguientes medidas tendientes a evitar, manejar, disminuir o superar el déficit:

1. Promover disminuciones del consumo de electricidad;
2. Pactar con sus clientes reducciones de consumo; y
3. Suspender el suministro mediante la aplicación de programas de corte.

Se entenderá que los casos de racionamiento en los que no se aplican las disposiciones de calidad y continuidad del servicio establecidas en la ley y el presente reglamento, son sólo aquellos casos en que los clientes hayan sido afectados por cortes de suministro y siempre bajo la vigencia de un decreto de racionamiento, esto sin perjuicio de las compensaciones dispuestas en el artículo 291-22 y siguientes.

El decreto de racionamiento podrá establecer estándares de calidad y continuidad del servicio especiales y provisionales durante su vigencia.

Artículo 291-4.- Durante la vigencia del decreto de racionamiento, la Dirección de Operación del CDEC respectivo, deberá incentivar, coordinar, permitir y facilitar la adquisición de energía eléctrica a terceros, así como la interconexión de los equipos respectivos al sistema. Esta energía será valorada al costo marginal real, que resulte de considerar el despacho económico de todas las unidades del sistema, incluidos los equipos de los terceros señalados, y será remunerada por todos aquellos que efectúen retiros conforme los balances de inyecciones y retiros que se efectúen en el período señalado.

Artículo 291-5.- Durante la vigencia del decreto de racionamiento, todo propietario de unidades de generación que desee conectar dichas unidades al sistema, quedará automáticamente eximido de cumplir con los plazos de comunicación a que se refiere el artículo 167, bastando para efecto de la operación de las unidades señaladas sólo la

conformidad técnica de la Dirección de Operación del CDEC respectivo.

Artículo 291-6.- En cada sistema eléctrico, las empresas generadoras y distribuidoras deberán mantener, permanentemente, un registro actualizado de la capacidad de generación adicional que sus respectivos clientes estén en condiciones de aportar al sistema. Dicho registro deberá ser informado antes del 31 de diciembre de cada año a la Dirección de Operación del CDEC respectivo, la que, antes del 15 de enero del año siguiente, deberá remitir esta información a la Superintendencia y a la Comisión.

El registro señalado deberá ser informado por las empresas distribuidoras y generadoras conforme al formato que la Dirección de Operación determine, el que deberá contener, al menos, antecedentes respecto a la identificación del cliente, capacidad de generación disponible, costos de operación, tipo de combustible y punto de conexión al sistema eléctrico.

En el caso de los sistemas eléctricos que no cuentan con un CDEC, el registro deberá ser informado anualmente a la Superintendencia y a la Comisión por las empresas que operan en dichos sistemas, en las mismas fechas y conforme el formato que la Comisión les solicite.

Artículo 291-7.- La Dirección de Operación del CDEC respectivo deberá enviar a la Comisión y a la Superintendencia, dentro de las 24 horas siguientes a la fecha de publicación del decreto de racionamiento, un informe fundado que identifique las instalaciones de transmisión que ameriten un tratamiento de operación especial en razón de la situación del déficit de generación producido o proyectado que motiva la dictación del decreto de racionamiento.

La Comisión comunicará al CDEC correspondiente y a la Superintendencia, dentro de las 24 horas de recibido el informe de la Dirección de Operación, cuáles instalaciones podrán ser operadas en condiciones especiales.

Artículo 291-8.- El decreto de racionamiento señalará, basándose en el informe previo de la Comisión, el monto del pago por cada kilowatt-hora de déficit, como 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 íntegramente los montos recibidos a sus clientes finales sometidos a regulación de precios, sin perjuicio de las disposiciones establecidas en el presente párrafo.

Artículo 291-9.- Durante la vigencia del decreto de racionamiento, la operación de corto plazo del sistema eléctrico afectado será programada semanalmente por la Dirección de Operación del CDEC respectivo, conforme a los procedimientos generales que se establezcan en el decreto señalado, sin perjuicio de la aplicación de los procedimientos vigentes en ese CDEC, en lo que éstos no contravengan a las disposiciones que el decreto establezca.

Los procedimientos señalados en el decreto deberán considerar, al menos, criterios para la determinación de afluentes para la primera semana de planificación en centrales hidroeléctricas; criterios para la consideración de congestiones en el sistema de transmisión; y criterios para proyectar, en casos calificados, la disponibilidad en el horizonte de planificación de las instalaciones de generación y de

transmisión que hayan demostrado un funcionamiento deficiente.

Artículo 291-10.- Durante la vigencia del decreto de racionamiento, la Dirección de Operación deberá optimizar los mantenimientos de las unidades generadoras, a fin de minimizar situaciones de déficit en el sistema. Todos los cambios al plan de mantenimiento mayor que se efectúen con dicho objetivo, deberán ser informados a las empresas propietarias. En el evento que un mantenimiento mayor no pueda ser postergado, la empresa propietaria deberá enviar un informe técnico a la Dirección de Operación, a la Comisión y a la Superintendencia con las razones que impiden tal postergación.

La información de los mantenimientos no programados se registrará por los procedimientos vigentes en el CDEC para tal efecto, y deberán ser debidamente incorporados en la planificación de corto plazo, debiendo los propietarios de la instalación afectada informar a la Comisión y a la Superintendencia las causas y tiempo estimado de indisponibilidad de la misma.

Corresponderá a la Superintendencia fiscalizar que los antecedentes aportados por los propietarios de las instalaciones que se hayan declarado no disponibles sean fidedignos.

Artículo 291-11.- Con objeto de disminuir y manejar la profundidad del déficit frente a situaciones críticas o imprevistas, el decreto de racionamiento podrá disponer que la Dirección de Operación del CDEC respectivo, coordine las centrales hidroeléctricas de embalse de forma tal que garantice la existencia en todo momento de una reserva hídrica efectivamente disponible, cuyo monto será especificado en el decreto de racionamiento señalado.

La acumulación de la reserva a que se refiere este artículo se deberá efectuar cuando sea técnicamente posible y de acuerdo a las restricciones de operación que afecten a los embalses y obras de regulación involucradas en ellas.

Artículo 291-12.- El procedimiento de acumulación de la reserva hídrica, así como los términos generales para su uso y recuperación deberán ser elaborados por la Dirección de Operación del CDEC y comunicados a la Comisión, dentro de las 24 horas siguientes a la publicación del decreto de racionamiento. Corresponderá a la Dirección de Operación la coordinación de la operación para garantizar la administración de la reserva hídrica.

Artículo 291-13.- Para valorar los efectos económicos producidos por la formación y mantención de la reserva hídrica señalada en el artículo anterior, la Dirección de Operación del CDEC respectivo deberá elaborar un procedimiento que considere que cada agente que inyecta y cada agente que retira deberá permanecer económicamente indiferente por efecto de la formación y mantención de la reserva hídrica señalada. El mayor costo neto de operación del sistema que pudiera resultar producto de la formación y mantención de dicha reserva hídrica deberá ser solventado por los agentes que retiren a prorrata de sus retiros y a través de un monto a descontar respecto de la condición de indiferencia económica señalada.

El procedimiento de valoración del mayor costo neto señalado anteriormente, así como los procedimientos de remuneración correspondientes, deberán ser comunicados por la Dirección de Operación del CDEC a la Comisión, dentro de las 24 horas siguientes a la publicación del respectivo decreto.

Artículo 291-14.- Durante la vigencia del decreto de racionamiento, los resultados de la programación semanal y las políticas de operación, deberán ser informados en el sitio de dominio electrónico de CDEC, a más tardar doce horas antes de que dicha programación entre en vigencia. La información deberá ser actualizada, dentro del mismo plazo, cada vez que el CDEC respectivo realice un nuevo programa semanal.

Artículo 291-15.- Durante la vigencia del decreto de racionamiento, y a partir de los resultados de la programación semanal obtenidos según lo dispuesto en el artículo 291-9, el CDEC deberá realizar diariamente los ajustes a la programación de los tres días siguientes, de modo de incorporar la información más actualizada de que disponga. Para estos efectos, el CDEC deberá incorporar, al menos, los mantenimientos forzados de unidades, cambios en la demanda, cambios en los afluentes a centrales hidráulicas, y el estado de la reserva hídrica según corresponda, determinando así el programa diario para las centrales y la energía efectivamente disponible en el sistema.

Se entenderá por energía efectivamente disponible a la informada en el programa diario como capacidad de generación en el sistema eléctrico, deducidas las pérdidas de transmisión del sistema, los consumos propios y, según corresponda, los ahorros necesarios para la formación y mantención de la reserva hídrica a que se refiere el artículo 291-11.

El programa diario a que se refiere el inciso precedente, deberá ser informado diariamente en la forma que el decreto de racionamiento especifique, y deberá contener al menos los supuestos de elaboración, cambios considerados respecto a la programación semanal, tales como reducciones voluntarias de consumo o aportes adicionales de oferta, la generación de todas las centrales, los costos marginales horarios, y las políticas de operación resultantes.

Durante la vigencia del decreto de racionamiento, la operación real diaria del sistema deberá ser publicada por el CDEC en su sitio de dominio electrónico, a más tardar veinticuatro horas después de transcurrida la misma, especificando los datos de generación horaria real de las centrales y los costos marginales reales horarios determinados por la Dirección de Operación.

Artículo 291-16.- Durante la vigencia del decreto de racionamiento, el sistema se encontrará en situación de déficit previsto cuando la energía efectivamente disponible, definida en el artículo 291-15 resulte insuficiente para cubrir la totalidad de la demanda de energía del sistema, según la proyección de oferta y demanda estimada para los próximos tres días. Corresponderá a la Dirección de Operación del CDEC calificar la situación anterior, debiendo comunicarla diariamente a la Comisión y a la Superintendencia.

Artículo 291-17.- En el evento que se proyecte el déficit a que se refiere el artículo 291-16, éste deberá distribuirse proporcionalmente y sin discriminación de ninguna especie

entre todas las empresas generadoras, tomando como base la globalidad de sus compromisos.

Para tal efecto, la energía efectivamente disponible en el sistema eléctrico afectado por el decreto de racionamiento, deberá distribuirse de modo proporcional en los términos que se establecen en el artículo siguiente.

Artículo 291-18.- Para el manejo y asignación del déficit que se proyecte en el sistema conforme el artículo 291-16, la Dirección de Operación del CDEC, diariamente, y considerando la energía efectivamente disponible, elaborará programas diarios de racionamiento para los siguientes tres días. En ellos, asignará proporcionalmente dicha energía a cada empresa generadora, para el conjunto de sus respectivos consumos considerados como un todo, determinando así la cantidad de energía diaria disponible para cada generador en el horizonte cubierto por los programas de racionamiento señalados. Como variable de prorrateo de la energía efectivamente disponible, la Dirección de Operación utilizará la demanda diaria prevista de los consumos señalados para dicho período.

Se entenderá por demanda diaria prevista de un cliente de una empresa generadora, al consumo diario de dicho cliente, proyectado para los siguientes tres días, conforme los compromisos de suministro que los clientes referidos tengan con sus respectivos suministradores generadores y que hayan sido informados a la Dirección de Operación del CDEC respectivo antes de la entrada en vigencia del decreto de racionamiento correspondiente conforme los procedimientos de planificación habituales del CDEC.

La energía asignada conforme al inciso anterior será a su vez repartida por la Dirección de Operación entre los compromisos de cada generador, a prorrata de la demanda diaria prevista para cada cliente distribuidor, para cada cliente final sometido a regulación de precios y para el conjunto de clientes libres de cada empresa generadora considerado este último como un todo.

La energía asignada a los compromisos de las empresas generadoras conforme al procedimiento indicado se denominará cuota diaria de racionamiento.

Corresponderá a la Dirección de Operación del CDEC respectivo definir el procedimiento para determinar la demanda diaria prevista de los consumos de las empresas generadoras del sistema eléctrico, así como el procedimiento de asignación de la energía diaria disponible para cada generador, y las cuotas diarias de racionamiento para cada compromiso de las empresas generadoras.

El procedimiento mencionado deberá ser propuesto por la Dirección de Operación a la Comisión para su aprobación, dentro de los cinco días siguientes a la publicación del decreto de racionamiento. Una vez aprobado dicho procedimiento, el mismo deberá ser informado a la Superintendencia.

La información de la asignación de la energía disponible por empresa generadora y las cuotas diarias de racionamiento por tipo de compromiso deberá ser informada diariamente en el sitio de dominio electrónico del CDEC respectivo.

Artículo 291-19.- Durante la vigencia del decreto de racionamiento, los clientes de las empresas generadoras, que

en virtud de las disposiciones del artículo anterior, les sean asignada la correspondiente cuota diaria de racionamiento, no podrán consumir energía en exceso por sobre dicha cuota para el período respectivo, salvo que las empresas generadoras acuerden reducciones voluntarias adicionales con clientes no sometidos a regulación de precios, que permitan a los clientes finales sometidos a regulación de precios y a los clientes distribuidores, consumir por sobre la cuota que les corresponde, sin afectar el monto de energía diaria disponible asignado a la empresa generadora que los abastece.

Artículo 291-20.- Para cumplir con la asignación de energía diaria disponible, así como con las cuotas diarias de racionamiento que les sean impuestas en virtud de los programas diarios de racionamiento determinados según el artículo 291-18, las empresas generadoras y distribuidoras, podrán suspender el suministro mediante la aplicación de programas de corte de energía.

Los programas de corte deberán ser comunicados a la Comisión con una anticipación mínima de 36 horas a su aplicación. Una vez comunicados serán informados, oportunamente, a la población por las empresas, en la forma que la Comisión lo determine. Corresponderá a la Superintendencia la fiscalización del cumplimiento de estas disposiciones para lo cual dichos programas deberán ser informados a este organismo.

Sin perjuicio de lo anterior, las empresas de distribución deberán tener a disposición de los clientes en su zona de concesión la información de los programas de corte a través de líneas telefónicas especiales de atención a clientes, sin costo para ellos, y a través de los medios de difusión que establezca la Comisión.

Artículo 291-21.- Una vez transcurrida la operación y diariamente, las empresas informarán al CDEC, a la Comisión y a la Superintendencia, las medidas adoptadas para cumplir con las cuotas diarias de racionamiento y cómo éstas permitieron cumplir con las señaladas cuotas, adjuntando los antecedentes correspondientes.

La Dirección de Operación y las empresas eléctricas no podrán discriminar arbitrariamente entre clientes en la aplicación de medidas que adopten respecto a las suspensiones de suministro. Los programas de cortes deberán asegurar duraciones similares de corte entre los clientes, con la sola excepción de las medidas de resguardo para los servicios de utilidad pública, o aquellos de empresas cuya paralización, por su naturaleza, cause grave daño a la salud, al abastecimiento de la población, a la economía del país o a la seguridad nacional, los que serán expresamente declarados como tales por la Comisión en consulta con el Ministerio del Interior. La Comisión deberá publicar en su sitio de dominio electrónico los criterios establecidos para clasificar como esenciales estos servicios.

En todo caso, las empresas de distribución deberán establecer procedimientos especiales y rápidos de comunicación con estos organismos para informar de interrupciones de servicio no evitables.

Las empresas eléctricas no podrán imponer condiciones ni discriminaciones especiales entre los clientes, respecto de las medidas de restricción anteriormente indicadas, salvo para aquellos servicios o empresas que indique la Comisión,

conforme se señala en el inciso 2º de este artículo. En particular, las empresas distribuidoras deberán asegurar la distribución de su cuota de racionamiento en proporciones similares a sus clientes sometidos y no sometidos a regulación de precios.

Artículo 291-22.- Durante la vigencia del decreto de racionamiento, las empresas generadoras de electricidad que operan en el sistema eléctrico correspondiente, deberán pagar a sus clientes distribuidores, en la proporción en que estos últimos efectúen a su vez suministros sometidos a fijación de precios, y a sus clientes finales sometidos a regulación de precios, cada kilowatt-hora de déficit que efectivamente los haya afectado, a razón del valor en pesos por kilowatt-hora de déficit que se especifique en el decreto de racionamiento, y que corresponderá a la diferencia entre el costo de racionamiento y el precio básico de la energía considerados en la última fijación de precios de nudo. El déficit será determinado sobre la base de sus consumos normales.

Artículo 291-23.- Se entenderá que un cliente sometido a regulación de precios de una empresa distribuidora, o un cliente final sometido a regulación de precios de una empresa generadora ha sido afectado, cuando producto de la imposición de las cuotas de racionamiento a que se refiere el artículo 291-18, los primeros hayan sufrido cortes programados de suministro o los segundos hayan sufrido reducciones involuntarias de suministro.

Asimismo, se entenderá que los clientes han sido afectados cuando se hubieren producido cortes de suministro que, originados en la situación de insuficiencia de oferta a nivel de generación que motiva la dictación del decreto de racionamiento respectivo, no hubieren sido programados.

Para efecto de lo dispuesto en el artículo 83 de la ley, se entenderá que las disposiciones sobre calidad y continuidad de suministro, se aplicarán en caso que se produjeran cortes derivados de causas distintas a las señaladas en el inciso anterior, o cualquier otra alteración de la calidad y continuidad de suministro no derivadas de las medidas o normas dispuestas en el decreto de racionamiento para evitar, manejar, disminuir o superar

Artículo 291-24.- Para efectos de lo dispuesto en los artículos anteriores, se establecerán períodos consecutivos de treinta días en los cuales se deberá efectuar el registro de las variables que determinan el monto de los déficit a compensar. A cada uno de estos períodos se denominará período de registro.

En cada uno de estos períodos, corresponderá a las empresas distribuidoras llevar un registro de las horas en que ha debido aplicar cortes de suministro en razón de la situación de déficit de oferta que sufre el sistema, así como la identificación de sus clientes sometidos a regulación de precios afectados por los cortes referidos.

Asimismo, corresponderá a las empresas señaladas cuantificar, para dichas horas, el consumo base total de sus clientes sometidos a regulación de precios afectados por cortes de suministro. Se entenderá como consumo base total de los clientes sometidos a regulación de precios de una distribuidora en horas de corte, a la energía total distribuida para el consumo de dichos clientes en igual conjunto de horas en el último año sin racionamiento.

El decreto de racionamiento especificará el procedimiento para la determinación del consumo base total en horas de corte de los clientes sometidos a regulación de precios de una distribuidora, procedimiento que deberá considerar al menos, las horas en que se han producido los cortes de suministro, las energías facturadas por la distribuidora en el último año sin racionamiento, y las estacionalidades anual, semanal y diaria del consumo total y por alimentador de distribución, asociables a los clientes afectados.

Artículo 291-25.- Al final de cada período de registro, cada cliente distribuidor informará al conjunto de las empresas generadoras con quien tenga compromiso de suministro, el déficit total a compensar en el período señalado, el que se establecerá igual al consumo normal de la distribuidora en horas de corte.

Se entenderá como consumo normal de un cliente distribuidor en horas de corte, aquel que resulte de considerar el consumo de energía facturado por la totalidad de los generadores en igual período del último año sin racionamiento, incrementado en forma compuesta en la tasa anual de crecimiento del consumo aplicable a la distribuidora, que se hubiere considerado en la previsión de demandas de energía para el sistema eléctrico, en la última fijación de precios de nudo.

Para efectos de lo señalado en el inciso anterior, el consumo de energía facturado por la totalidad de los generadores en igual período del último año sin racionamiento se establecerá igual al consumo base total determinado por la distribuidora dentro del período de registro correspondiente. Asimismo, las tasas de crecimiento a considerar serán aquellas explicitadas en el Informe de la Comisión a que se refiere el artículo 288 y deberán ser especificadas en el decreto de racionamiento respectivo.

El monto a compensar por cada generador a la empresa distribuidora, será el que resulte de prorratear el déficit total a compensar en función de la demanda diaria prevista a que se refiere el artículo 291-18, ajustado proporcionalmente de modo de considerar sólo la porción del suministro sujeta a regulación de precios que el generador mantiene con la empresa distribuidora.

Artículo 291-26.- Para efectos de lo establecido en el artículo anterior, la distribuidora, al final de cada período registro, comunicará el consumo base total en horas de corte de cada día en los cuales se haya verificado cortes de suministro, las tasas de crecimiento correspondientes especificadas en el decreto de racionamiento, el correspondiente consumo normal en horas de corte, las demandas diarias previstas, y el déficit diario a compensar por cada empresa generadora con quien mantiene compromiso de suministro.

La empresa generadora que reciba dicha información aplicará en la siguiente factura un descuento igual al valor de este déficit, al valor que el decreto de racionamiento asigne al kilowatt-hora, valor que corresponde al Precio de Kilowatt-hora de Déficit. La empresa distribuidora, por su parte, descontará en la siguiente boleta o factura de cada uno de sus clientes sometidos a regulación de precios que hayan sido afectados por cortes de suministro, un valor en pesos igual al descuento aplicado por las empresas suministradoras en las facturas correspondientes, a prorrata del consumo promedio en kilowatt-hora por mes por cliente que estos clientes hayan

exhibido en el período de seis meses inmediatamente anterior al mes de entrada en vigencia del decreto de racionamiento, descontando de estos promedios aquellos meses en que el cliente no haya estado conectado así como aquellos en que hayan existido racionamientos en el sistema. Para clientes que se hayan conectado durante algún período de restricción o durante el mes anterior al primero de ellos, se considerará en la prorrata el consumo efectivo durante su primer mes de facturación.

En caso que se produzca un remanente del descuento a favor del cliente, éste se aplicará en la boleta o factura inmediatamente siguiente.

Artículo 291-27.- Las empresas distribuidoras, deberán remitir a la Superintendencia copia de la información referida en el artículo anterior en los mismos plazos señalados, con justificación de todos los cálculos efectuados y desglosando los cálculos por opción tarifaria. Las empresas generadoras, por su parte, dentro de los 10 días de recibida la información dispuesta en el mismo artículo, deberán remitir a la Superintendencia la información de los descuentos que aplicarán en la siguiente facturación a sus clientes distribuidores y a sus clientes finales sometidos a regulación de precios adjuntando, en este último caso, la identificación de los clientes, los valores determinados para el consumo normal de cada uno de ellos, los déficits sujetos a compensación respectivos y todos los cálculos que fundamentan estas cifras.

Artículo 291-28.- Durante la vigencia del decreto de racionamiento, se entenderá que el sistema eléctrico se encuentra en condición de racionamiento en un día calendario, si en cualquier barra del sistema eléctrico los aportes de potencia no son suficientes para abastecer la demanda en condiciones normales de calidad de servicio, según las condiciones vigentes conforme al decreto de racionamiento. En dicho caso, el costo marginal real determinado por la Dirección de Operación, corresponderá al costo de falla, según su profundidad.

Para estos efectos, se entenderá que los aportes de potencia no son suficientes para abastecer la demanda en condiciones normales de calidad de servicio cuando a consecuencia de la situación de insuficiencia de oferta prevaleciente en el sistema, y dentro del período señalado, se hayan efectuado cortes de suministro a los clientes finales sometidos a regulación de precios, o cuando los clientes no sometidos a regulación de precios del sistema hayan sufrido reducciones involuntarias de suministro.

Corresponderá a la Dirección de Operación elaborar un procedimiento que permita determinar las horas en que el costo marginal del sistema se sitúa en el valor del costo de falla conforme lo señalado, así como la profundidad de la misma.

El procedimiento señalado deberá considerar un costo marginal inferior al costo de falla en las siguientes situaciones:

1. Horas de baja demanda del sistema, en que el suministro pudo ser completamente entregado sólo con generación térmica e hidroeléctrica no embalsable, según corresponda.
2. Situaciones de congestión de tramos del sistema de transmisión que impliquen la existencia de zonas

aisladas, sin restricción de consumo, con costo marginal desacoplado del resto del sistema, el que deberá ser inferior al costo de falla en el sistema aislado.

Para estos efectos, la Dirección de Operación podrá requerir de las empresas eléctricas y de los clientes toda la información que estimare necesaria para desarrollar el procedimiento señalado. En particular, la información para la identificación de las horas de corte deberá ser aportada a esta Dirección por las empresas distribuidoras que hayan debido aplicar los cortes de suministro señalados.

Párrafo 5. Ventas A Clientes Finales De Potencia Conectada Inferior A 2.000 Kw En Sistemas De Mas De 1500 Kw

Artículo 292.- La Comisión calculará los precios máximos a nivel de distribución aplicables a usuarios finales cuya potencia conectada sea inferior o igual a 2.000 kilowatts, en sistemas eléctricos de tamaño superior a 1.500 kilowatts en capacidad instalada de generación, sea que dichos usuarios:

- a) Se ubiquen en zonas de concesión de servicio público de distribución;
- b) Se conecten mediante líneas de su propiedad o de terceros a las instalaciones de distribución de la respectiva concesionaria; o
- c) Su suministro sea efectuado desde instalaciones de generación o transporte de una empresa eléctrica.

Artículo 293.- Los precios de que trata el artículo anterior no serán aplicables, pudiendo contratarse a precio libre, cuando ocurra alguna de las circunstancias siguientes:

- a) Servicios inferiores a doce meses;
- b) Servicios sujetos a las calidades especiales del artículo 229; y,
- c) Clientes cuyo momento de carga respecto de la subestación de distribución primaria, sea superior a 20 Megawatts-kilómetro.

Artículo 294.- Los precios a nivel de distribución se determinarán sobre la base del precio de nudo establecido en el punto de conexión con las instalaciones de distribución del concesionario, y de un valor agregado por concepto de costos de distribución.

El valor agregado por concepto de costos de distribución se basará en empresas modelo y considerará:

- a) Costos fijos por concepto de gastos de administración, facturación y atención del usuario, independientes de su consumo;
- b) Pérdidas medias de distribución en potencia y energía; y
- c) Costos estándares de inversión, mantenimiento y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada. Los costos anuales de inversión se calcularán considerando el VNR de instalaciones adaptadas a la demanda, su vida útil, y una tasa de actualización igual al 10% real anual.

Las pérdidas medias y los costos estándares de inversión, mantenimiento y operación, se calcularán suponiendo que todos los usuarios tienen factor de potencia igual a noventa y tres por ciento inductivo.

Los valores agregados de distribución deberán calcularse para satisfacer la calidad de servicio que establece este reglamento.

Artículo 295.- Para los efectos de calcular el valor agregado por concepto de distribución, la Comisión deberá establecer un determinado número de áreas de distribución típicas, para las cuales se calcularán las componentes de dicho valor indicadas en el artículo anterior, oyendo previamente a las empresas. Para la determinación de las áreas típicas, la Comisión podrá encargar un estudio para definir los parámetros de clasificación de las empresas o sectores de ellas. Este estudio podrá considerar, entre otros, índices de ruralidad, de densidad de población y de densidad de consumo.

Para la aplicación de las tarifas de distribución se establecerá un conjunto de sectores de distribución que en total correspondan a todas las zonas en que existan concesionarios de servicio público de distribución. Cada empresa concesionaria, globalmente o dividida en sectores de distribución, deberá ser asignada a una o más áreas de distribución típicas, de manera que la asignación cubra totalmente su zona de concesión.

Artículo 296.- La Comisión encargará un estudio de costos de las componentes señaladas en las letras a), b) y c) del artículo 294, para la o las empresas modelos asociadas a las áreas típicas. La o las empresas modelo serán definidas por la Comisión en las bases del estudio de costos, que elaborará al efecto, considerando los siguientes supuestos:

- a) Que la empresa cumple los estándares de calidad de servicio exigidos en este reglamento;
- b) Que sus instalaciones se encuentran adaptadas a la demanda del momento del estudio;
- c) Que es eficiente en su política de inversiones y en la gestión; y
- d) Que opera en el país.

La Comisión acordará con las empresas concesionarias, una lista de empresas consultoras con las cuales los concesionarios de distribución, como conjunto o individualmente, podrán contratar el mismo estudio.

Artículo 297.- Tanto el estudio de costos encargado por la Comisión, como el o los estudios que contraten las empresas, deberán ajustarse a las bases que determine la Comisión, las que informará a las empresas antes de seis meses del término de la vigencia de las fórmulas de las tarifas en aplicación.

La definición de áreas típicas contenida en dichas bases, podrá ser observada por las empresas en un plazo de 15 días, contado desde la recepción de las mismas.

Las bases deberán contener la metodología de cálculo de cada uno de los parámetros relevantes, así como los criterios para la determinación de los costos de la empresa modelo.

En caso que el o los estudios contratados por las empresas no se ajusten a las bases referidas, ellos no serán considerados en el proceso tarifario, sin perjuicio de las acciones legales que competan a las empresas que se sientan afectadas.

Artículo 298.- Las empresas deberán enviar a la Comisión un informe que contenga los resultados del o los estudios que hayan contratado, antes de dos meses del término de vigencia de las fórmulas tarifarias.

La Comisión revisará los estudios encargados por las empresas que previamente haya calificado dentro de bases y, con la conformidad previa de ellas, podrá efectuar las correcciones a que haya lugar. Si no se produjere acuerdo, primará el criterio de las empresas respecto de los valores obtenidos en el o los estudios encargados por ellas.

Artículo 299.- La Comisión calculará, para cada área, el promedio aritmético ponderado de los valores agregados de los estudios de la Comisión y de las empresas. Los coeficientes de ponderación serán de dos tercios para los que resulten del estudio encargado por la Comisión y de un tercio para los valores que resulten del estudio encargado por las empresas como conjunto, o para el promedio aritmético de los valores resultantes de los estudios encargados individualmente por las empresas, si los hubiera.

Si las empresas no contrataren ningún estudio o si todos ellos son declarados fuera de bases, los valores agregados de distribución serán aquellos que resulten del estudio de la Comisión.

Artículo 300.- Con los valores agregados resultantes del artículo precedente y los precios de nudo establecidos en el punto de conexión con las instalaciones de distribución, la Comisión estructurará un conjunto de tarifas básicas preliminares, adicionándolos a través de fórmulas que representen una combinación de dichos valores, de tal modo que el precio resultante de suministro corresponda al costo de la utilización por parte del usuario de los recursos a nivel de producción-transporte y distribución empleados.

Deberán existir tantas tarifas básicas como empresas y sectores de distribución de cada empresa se hayan definido.

Las fórmulas tarifarias podrán considerar factores de coincidencia y horas de utilización de la potencia, que reflejen la diversidad de la demanda de potencia de los clientes de tarifas binominales y de los clientes de tarifa simple de energía, respectivamente. Las horas de utilización de la potencia y los factores de coincidencia deberán estar debidamente fundados.

Artículo 301.- Dentro de los 15 días siguientes a la recepción del informe de las empresas a que se refiere el artículo 298, la Comisión informará a éstas, los resultados del estudio encargado por ella en relación a las componentes a que se refiere el artículo 294, los valores agregados ponderados conforme al artículo 299, y las tarifas básicas resultantes del cálculo señalado en el artículo anterior.

Cada empresa determinará e informará a la Comisión los ingresos que habría percibido con dichas tarifas, si ellas hubieran sido aplicadas a la totalidad de los suministros efectuados mediante sus instalaciones de distribución, en el año calendario inmediatamente anterior. Las empresas deberán justificar los valores obtenidos y adjuntar los antecedentes que les solicite la Comisión.

Artículo 302.- La Superintendencia informará a la Comisión, a petición de ésta, los VNR y costos de explotación definitivos correspondientes a la actividad de distribución, así como los aportes de terceros que correspondan a cada empresa.

Artículo 303.- A partir de los antecedentes recibidos de los concesionarios y de la Superintendencia, la Comisión calculará la tasa de rentabilidad económica agregada al conjunto de todas las instalaciones de distribución de las empresas, considerándolas como si fueran una sola, y suponiendo que durante treinta años tienen ingresos y costos de explotación constantes, determinados de acuerdo a lo dispuesto en este Párrafo. El valor residual de las instalaciones se tomará igual a cero.

Si en el cálculo de la tasa de rentabilidad económica agregada, una empresa obtiene ingresos superiores al cincuenta por ciento de los ingresos agregados totales, se reducirá el factor de ponderación de las tarifas de dicha empresa, de modo que no sobrepase el cincuenta por ciento.

Son aplicables a esta norma, los conceptos de tasa de rentabilidad económica y de margen anual antes de impuesto, contenidos en los numerales 37 y 25 del artículo 330, respectivamente.

Artículo 304.- Si conforme al cálculo del artículo anterior, las tarifas básicas preliminares determinadas permiten al conjunto agregado de las instalaciones de distribución de las empresas concesionarias, obtener una tasa de rentabilidad económica, antes de impuestos a las utilidades, que no difiera en más de cuatro puntos de la tasa de actualización de 10% real anual, esto es, no superior a 14% ni inferior a 6% anual, los valores agregados ponderados que les dan origen, serán aceptados. En caso contrario, los valores deberán ser ajustados proporcionalmente, de modo de alcanzar el límite más próximo superior o inferior.

Artículo 305.- Los valores agregados aceptados de acuerdo al procedimiento descrito en los artículos anteriores, serán corregidos por la Comisión para cada empresa distribuidora, de modo de descontarles la proporción del VNR de instalaciones aportadas por terceros que tengan en relación al VNR de todas sus instalaciones de distribución. Al valor resultante se le adicionará la anualidad necesaria para renovar dichos aportes. La Comisión obtendrá así los valores agregados definitivos para cada área típica de distribución de cada empresa.

Para el cálculo de la proporción indicada, se considerarán las instalaciones aportadas por terceros que las empresas registraban al 31 de Diciembre de 1982.

Artículo 306.- Con los valores agregados definitivos, calculados según el procedimiento del artículo anterior, la Comisión estructurará fórmulas indexadas que expresarán las tarifas en función de los precios de nudo y de los índices de

precio de los principales insumos de la distribución. La Comisión estructurará tantas fórmulas como empresas y sectores de distribución en cada empresa se hayan definido.

Antes de quince días del término del período de vigencia de las fórmulas tarifarias, la Comisión informará al Ministerio las fórmulas tarifarias para el período siguiente, acompañadas de un informe técnico.

El Ministerio fijará las fórmulas tarifarias mediante decreto expedido bajo la fórmula "Por orden del Presidente de la República", que se publicará en el Diario Oficial antes del término del período de vigencia de las fórmulas tarifarias anteriores.

Artículo 307.- Las fórmulas tarifarias así establecidas tendrán una vigencia de cuatro años, salvo que, en el intertanto, se produjere una variación acumulada del Índice de Precios al Consumidor superior al cien por ciento, o bien, la tasa de rentabilidad económica antes de impuestos a las utilidades, para el conjunto de todas las empresas distribuidoras, calculado según el procedimiento descrito en el artículo 303 y siguientes, difiera en más de cinco puntos de la tasa de actualización de 10% real anual. En estos casos, la Comisión deberá efectuar un nuevo estudio conforme al cual se determinarán las nuevas fórmulas tarifarias, salvo que las empresas concesionarias de distribución de servicio público y la Comisión acuerden, unánimemente, ajustar la fórmula original. En el caso de efectuarse un reestudio, las tarifas resultantes tendrán vigencia hasta completar el período de cuatro años.

Adicionalmente, si antes del término del período de cuatro años de vigencia de las fórmulas, hay acuerdo unánime entre las empresas y la Comisión para efectuar un nuevo estudio de tarifas, éste podrá efectuarse y las fórmulas resultantes tendrán vigencia hasta el término del período en cuestión.

Artículo 308.- Para los efectos del artículo anterior, la Comisión, al menos una vez al año, efectuará un chequeo de rentabilidad de las tarifas vigentes, utilizando para ello el procedimiento regulado en los artículos precedentes y la información sobre VNR y costos de explotación que al efecto le proporcione la Superintendencia.

Artículo 309.- 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 directamente 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 comunicar los nuevos valores a la Comisión y a la Superintendencia, y publicarlos en un diario de circulación nacional, en forma previa a su aplicación.

Artículo 310.- Una vez vencido el período de vigencia de las fórmulas tarifarias, éstas continuarán vigentes, incluidas sus cláusulas de indexación, mientras no sean fijadas las nuevas fórmulas de acuerdo al artículo 306.

No obstante, las empresas distribuidoras deberán abonar o cargar a la cuenta de sus usuarios, las diferencias producidas entre lo efectivamente facturado y lo que corresponda según las fórmulas tarifarias que en definitiva se establezcan, durante todo el período transcurrido entre el día de terminación del cuatrienio a que se refiere el artículo 307 y la fecha de publicación de las nuevas fórmulas tarifarias.

Las reliquidaciones que sean procedentes serán reajustadas de acuerdo al interés corriente vigente a la fecha de publicación de las nuevas tarifas, por todo el período a que se refiere el inciso anterior. Estas devoluciones deberán abonarse o cargarse a las boletas o facturas emitidas con posterioridad a la publicación de las tarifas, en el plazo, forma y condiciones que al respecto determine la Superintendencia.

Artículo 311.- En caso de creación de nuevas empresas concesionarias de servicio público de distribución, en fechas que no coincidan con el proceso de cálculo periódico de precios de distribución, en forma previa al otorgamiento de dicha concesión, la Comisión deberá calcular los precios de distribución correspondientes e informarlos al Ministerio. Para ello, deberá asignar la empresa, en su globalidad o por sectores, a las áreas de distribución típicas vigentes. Aquellos parámetros que sean propios de la empresa y que se requieran para establecer las tarifas, también serán determinados por la Comisión. El decreto que otorgue la concesión incluirá las condiciones tarifarias que regirán para la respectiva empresa, hasta la próxima fijación normal de tarifas de distribución.

No obstante, si la creación de la nueva empresa concesionaria requiere la transferencia parcial o total de la concesión por parte de una concesionaria existente a la fecha de la última fijación de precios de distribución, el Ministerio, si decide aceptar el traspaso y previo informe de la Comisión, podrá mantener en la zona transferida los precios de distribución vigentes, o bien, solicitar a ésta un recálculo en los términos señalados en el inciso anterior.

Artículo 312.- Se entiende por Valor Nuevo de Reemplazo o VNR de las instalaciones de distribución de una empresa concesionaria, el costo de renovar todas las obras, instalaciones y bienes físicos destinados a dar el servicio de distribución en las respectivas zonas de concesión, incluyendo los intereses intercalarios, los derechos, los gastos y las indemnizaciones pagadas para el establecimiento de las servidumbres utilizadas, los bienes intangibles y el capital de explotación.

Entre los derechos no se podrán incluir los que haya concedido el Estado a título gratuito, ni los pagos realizados en el caso de concesiones obtenidas mediante licitación. Los bienes intangibles corresponderán a los gastos de organización de la empresa y no podrán ser superiores al dos por ciento del valor de los bienes físicos.

El capital de explotación será considerado igual a un doceavo de las entradas de explotación. Son entradas de explotación, las sumas que percibirían las empresas distribuidoras por todos los suministros efectuados mediante sus instalaciones de distribución, si se aplicaran a dichos suministros las tarifas involucradas en el estudio respectivo, más los ingresos efectivos obtenidos por los servicios de ejecución y retiro de empalmes, reposición de fusibles de empalmes, desconexión y reconexión de servicios, y colocación, retiro, arriendo y

conservación de equipos de medida.

En el caso de líneas eléctricas, su renovación debe ser consistente con las servidumbres utilizadas para su establecimiento cuya indemnización haya sido efectivamente pagada. El costo de dicha indemnización se actualizará en función de la variación del Índice de Precios al Consumidor, para su inclusión en la determinación del VNR.

Las inversiones en bienes físicos no serán influidas por la depreciación con que se hayan emitido las acciones y bonos, o por los intereses de los préstamos que se hayan tomado para reunir el capital necesario para ejecutar las obras, ni por las multas que se hayan impuesto al concesionario.

Artículo 313.- La Superintendencia deberá llevar un inventario actualizado de las instalaciones de distribución de cada empresa concesionaria de servicio público de distribución. Este inventario comprenderá:

- a) Las instalaciones de primer establecimiento;
- b) Los aumentos de bienes físicos o derechos que informe el concesionario y que no sean rechazados fundadamente por la Superintendencia; y
- c) Los retiros de instalaciones que sean comunicados por el concesionario a la Superintendencia.

Para los efectos de las letras b) y c) anteriores, las empresas concesionarias deberán comunicar a la Superintendencia los aumentos y retiros en forma anual, antes del 31 de enero de cada año. Tratándose de aumentos, la Superintendencia, dentro del plazo de tres meses contados desde la fecha de recepción de los antecedentes respectivos, podrá rechazar fundadamente aquellos que se originen en la incorporación de bienes físico o derechos que estime innecesarios, o la parte que considere excesiva. Transcurrido este plazo, si no hay comunicación de rechazo, el aumento se entenderá incorporado al VNR.

Artículo 314.- El VNR de las instalaciones de distribución de cada empresa concesionaria se recalculará cada cuatro años, durante el año anterior al que corresponda fijar fórmulas tarifarias. En esta ocasión, la Superintendencia deberá revisar y valorizar el inventario a que se refiere el artículo anterior, de acuerdo a los precios vigentes.

La determinación del VNR se hará sobre las instrucciones que determine la Superintendencia, las cuales incluirán la metodología, la forma y los medios de presentación, y serán dadas a conocer con al menos seis meses de anticipación a la fecha máxima en que las empresas deben presentar su inventario valorizado. Estas instrucciones contendrán, además, el procedimiento de valorización de los componentes señalados en el artículo precedente.

Para los efectos de este recálculo, las empresas concesionarias de servicio público de distribución deberán presentar a la Superintendencia, antes del 30 de junio del año señalado, un inventario valorizado de las instalaciones de distribución de su concesión, acompañado de un informe auditado. Dicha presentación y sus antecedentes se ajustarán a las instrucciones previamente determinadas.

En caso de no presentarse el inventario valorizado y el respectivo informe auditado en el plazo señalado en el inciso precedente, el VNR será fijado por la Superintendencia antes del 31 de diciembre del mismo año, y no podrá ser reclamado por el concesionario.

La Superintendencia dispondrá de un plazo de tres meses a contar del 30 de junio, para fijar el VNR, para lo cual podrá aceptar o modificar el valor comunicado por las empresas. Durante los dos primeros meses de dicho plazo, la Superintendencia eliminará del VNR presentado por las empresas, aquellas instalaciones que no hubieran sido previamente comunicadas e incorporadas conforme al artículo anterior.

En caso de existir discrepancias, las empresas podrán solicitar la constitución de una comisión pericial, a quien corresponderá determinar el respectivo VNR. Esta comisión estará integrada por tres peritos ingenieros, uno nombrado por el Presidente de la República, otro designado por el respectivo concesionario, y el tercero será el decano de una Facultad de Ingeniería, con asiento en la capital, de una Universidad estatal, con mayor antigüedad en el ejercicio del cargo. La comisión pericial deberá pronunciarse sobre el VNR antes del 31 de diciembre del año respectivo.

Artículo 315.- En el plazo que medie entre dos recálculos de VNR, éste se aumentará y rebajará conforme al artículo 313, y según la variación que experimente el Índice de Precios al Consumidor.

La Superintendencia deberá efectuar la operación anterior, en abril de cada año, considerando las variaciones señaladas en el inciso anterior. Los valores resultantes serán informados a la Comisión el día 30 del mismo mes.

Artículo 316.- Los costos de explotación de las empresas distribuidoras comprenden:

- a) El valor de la energía y potencia requerida para la actividad de distribución, calculado con los precios de nudo que rijan en el punto de conexión con las instalaciones de distribución;
- b) Los costos de operación del sistema de distribución de la energía;
- c) Los costos de conservación y mantenimiento, de administración y generales;
- d) Los gravámenes y contribuciones, seguros, y asesoramiento técnico;
- e) Otros costos que la Superintendencia considere necesarios para la explotación del servicio en la zona de concesión.

No se incluirán en los costos de explotación, las depreciaciones, los déficit de ganancias en ejercicios anteriores, ni ningún costo financiero, como impuestos, contribuciones por dividendos de acciones, servicio de intereses, amortización de préstamos, bonos y otros documentos.

Las empresas concesionarias enviarán anualmente a la Superintendencia, antes del 31 de marzo, los costos de

explotación correspondientes al año anterior, acompañado de un informe auditado. La Superintendencia podrá rechazar los costos que considere innecesarios o la parte de ellos que estime excesiva.

Todos los costos estarán referidos a los precios vigentes a la fecha de realización del respectivo estudio de valores agregados de distribución.

Artículo 317.- Los sistemas de cuentas que deberán emplear las empresas concesionarias de servicio público de distribución para la determinación de los costos de explotación y del VNR, serán definidos por la Superintendencia. En todo caso, deberán disponer de un sistema contable que independice la actividad de distribución de electricidad de la contabilidad general de la empresa.

La Superintendencia informará a los concesionarios, conjuntamente con las instrucciones que establezca para la valorización y fijación del VNR a que se refiere el artículo 314, las modificaciones que introduzca en los sistemas cuentas. A falta de esta información, se mantendrá vigente sin modificaciones, el sistema de cuentas utilizado en la fijación tarifaria anterior.

La contabilidad deberá ser auditada por una empresa de auditoría que valide el valor de los costos y gastos consignados en ella, en la forma y plazo que establezca la Superintendencia.

Párrafo 6. Ventas a Clientes Finales en Sistemas de tamaño igual o inferior a 1500 Kw

Artículo 318.- En los sistemas eléctricos cuyo tamaño sea igual o inferior a 1.500 kilowatts en capacidad instalada de generación, los precios máximos para los suministros a usuarios finales 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, serán acordados entre el Alcalde de la comuna en la cual se efectúen los suministros y las empresas concesionarias de servicio público de distribución que correspondan.

Artículo 319.- En los acuerdos entre el Alcalde y el concesionario, se estipulará:

- a) Una duración definida, que será como mínimo de cuatro años; y
- b) Los precios de suministro, las cláusulas de reajustabilidad de los mismos, la calidad de servicio, el número de horas diarias de funcionamiento del servicio y toda otra condición que sea pertinente.

Los acuerdos deberán ser informados a la Comisión con un mes de anticipación a la fecha de su puesta en vigencia.

La Comisión comunicará dichos acuerdos al Ministerio, incluyendo la estructura, el nivel, y las cláusulas de reajuste de las tarifas convenidas, y serán fijadas por el Ministerio mediante decreto expedido bajo la fórmula "Por orden del Presidente de la República", el que será publicado en el Diario Oficial, oportunidad en que entrarán en vigencia.

De común acuerdo, dentro del período de vigencia de las tarifas, el Alcalde y el concesionario de servicio público de

distribución podrán modificar las tarifas o las condiciones de suministro. En este caso, el Alcalde informará a la Comisión el nuevo convenio, debiendo cumplirse al respecto con las normas precedentes de este artículo.

Artículo 320.- Una vez vencido el período de vigencia de las tarifas, y mientras no sean fijadas las nuevas, continuarán vigentes las tarifas y cláusulas de reajuste del período anterior. Sin embargo, transcurridos seis meses desde la fecha de expiración del acuerdo anterior, si no se hubiese firmado un nuevo acuerdo entre las empresas concesionarias de servicio público y el Alcalde, cualquiera de las partes podrá solicitar a la Comisión la elaboración de un informe con recomendaciones sobre tarifas y otras condiciones de suministro a considerar. Si transcurridos tres meses desde la emisión del informe de la Comisión, aún no se hubiese logrado un acuerdo, ésta, oyendo a las partes, calculará la estructura, nivel y reajustabilidad de las tarifas, así como las condiciones de suministro que serán aplicables en la zona de concesión, por un período de cuatro años. Estas tarifas serán informadas por la Comisión al Ministerio, quien las fijará de acuerdo a lo establecido en el artículo anterior.

TITULO VII: MULTAS Y SANCIONES

CAPITULO 1: DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 321.- La responsabilidad de los infractores a las disposiciones reglamentarias, normativas, o las instrucciones y órdenes impartidas conforme a la ley y este reglamento, se determinará y sancionará conforme a lo dispuesto en el Decreto N° 119, de 1989, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, o los que en el futuro lo sustituyan, en adelante reglamento de sanciones, y a las normas siguientes, sin perjuicio de las atribuciones que correspondan a otras autoridades para conocer la misma materia.

Artículo 322.- La aplicación de este Título corresponderá a la Superintendencia, debiendo imponerse la sanción mediante Resolución del Superintendente, una vez terminada la investigación de los hechos.

CAPITULO 2: INFRACCIONES Y SANCIONES

Artículo 323.- Las infracciones e incumplimientos de las normas legales, reglamentarias y técnicas en materia de electricidad, como asimismo de las instrucciones y órdenes que imparta la Superintendencia, serán castigados con alguna de las sanciones establecidas en el reglamento de sanciones, sin perjuicio de otras contempladas en el ordenamiento jurídico.

Entre otras, serán sancionadas las siguientes infracciones e incumplimientos:

- a) La no comunicación a la Superintendencia, de la puesta en servicio de instalaciones eléctricas, dentro de los plazos establecidos en la ley y el reglamento.
- b) El incumplimiento de las disposiciones legales, reglamentarias y normas técnicas sobre seguridad que se encontraren vigentes en el momento de entrar en servicio, en instalaciones eléctricas de cualquier naturaleza, incluso las de uso privado.

- c) La puesta en servicio de instalaciones eléctricas cuyos planos o ejecución no hubiesen sido realizados por instaladores en posesión de la respectiva licencia o por profesionales debidamente autorizados.
- d) La comercialización de productos eléctricos sin el respectivo certificado de aprobación debiendo contar con éste, o usando indebidamente el distintivo o certificado de aprobación o placa de características.
- e) El incumplimiento de los estándares de calidad de servicio y suministro, establecidos por disposiciones legales, reglamentarias y normas técnicas, para las actividades de generación, transmisión y distribución.
- f) La aplicación o cobro de tarifas mayores a las máximas fijadas o determinadas en conformidad a la ley y el reglamento.
- g) La mantención en servicio de instrumentos y equipos de medición cuyas indicaciones o registros alteren las mediciones, en porcentajes que excedan las tolerancias permitidas.
- h) La no entrega de información requerida por la Superintendencia en los plazos que ella señale, o la entrega de información falsa; la no comparecencia y declaración de testigos o exhibición de libros, tarifas, contratos y demás documentos que dicho organismo requiera, conforme a sus atribuciones.
- i) El incumplimiento de la extensión de servicio en las zonas de concesión dentro del plazo fijado por la Superintendencia.

Artículo 324.- En el caso de integrantes del CDEC o de propietarios u operadores de instalaciones sujetas a coordinación de la operación en los términos señalados en los artículos 165 y 166, serán sancionadas, entre otras, las siguientes infracciones e incumplimientos:

- a) La no entrega de la información que deban proporcionar, dentro de los plazos establecidos, o la entrega de información falsa.
- b) La operación de centrales generadoras y líneas de transporte, sin sujeción a la programación de la operación impartida por el CDEC, sin causa justificada. Para estos efectos, se entenderá que la coordinación de la operación a que se refieren las disposiciones de este reglamento es aplicable hora a hora para cada una de las centrales generadoras y líneas de transporte.
- c) El mantenimiento preventivo mayor de unidades generadoras y líneas, sin sujeción a las instrucciones de coordinación que al efecto hubiese impartido el CDEC.
- d) La no constitución del CDEC en los plazos que este reglamento señala, así como el incumplimiento, por parte de este organismo, de las funciones de coordinación que le corresponden.
- e) El incumplimiento de las instrucciones y órdenes que, conforme a sus facultades, impartan la Comisión y el Ministerio.

- f) El incumplimiento del reglamento interno, por parte de los integrantes del CDEC.
- g) La no incorporación al CDEC, por parte de aquellas entidades obligadas a integrarlo.

Artículo 325.- Para los efectos de determinar la procedencia de declarar la caducidad de la concesión por deficiente calidad de servicio, se considerarán la cantidad y gravedad de las sanciones impuestas por la Superintendencia, el área de servicio, el número de clientes, la ubicación de las instalaciones y otras circunstancias relevantes.

Artículo 326.- Cuando la Superintendencia detecte el uso indebido del distintivo que indica poseer el certificado de aprobación a que se refiere el artículo 219, además de aplicar la multa que corresponda, procederá a requisar los materiales y elementos referidos que se comercialicen sin contar con dicho certificado.

Artículo 327.- En el caso de concesionarios de servicio público de distribución, toda infracción al artículo 222 será sancionada como deficiente calidad de servicio, conforme al reglamento de sanciones.

TITULO VIII: DISPOSICIONES VARIAS

Artículo 328.- Toda decisión, resolución, medida o actuación que, conforme a este reglamento, deban efectuar o llevar a cabo los concesionarios, los CDEC o los usuarios, deberá ser evacuada o cumplida, en el plazo especial que tuviere señalado al efecto. A falta de un plazo específico, el plazo máximo será de 90 días, salvo que la autoridad requirente, por motivos fundados, establezca uno menor.

Artículo 329.- Deróganse las siguientes disposiciones reglamentarias:

- a) El decreto supremo N° 385, de 1934, del Ministerio del Interior;
- b) El decreto supremo N° 3.386, de 1935, del Ministerio del Interior;
- c) El decreto supremo N° 1.280, de 1971, del Ministerio del Interior, y
- d) El decreto supremo N° 6, de 1985, del Ministerio de Minería.

Deróganse, asimismo, las disposiciones reglamentarias contenidas en otros cuerpos normativos vigentes, en todo lo que sea contrario a las normas del presente reglamento.

Déjase sin efecto el decreto supremo N° 34, de 1994, del Ministerio de Minería.

Artículo 330.- Para los efectos de la aplicación del presente reglamento, se entenderá por:

- 1) Alta tensión en distribución: Tensión superior a 400 Volts. e inferior ó igual a 23.000 Volts.
- 2) Año hidrológico: Período de doce meses que comienza en abril.
- 3) Aportes de terceros: Instalaciones que fueron aportadas por los usuarios a la empresa distribuidora, sin costo para ésta, existentes al 22 de junio de 1982.

- 4) Áreas típicas de distribución: Son aquellas cuyos valores agregados por la actividad de distribución, son parecidos entre sí.
- 5) Arranque: Conjunto de elementos y accesorios utilizados para conectar los equipos de medición y las respectivas protecciones de un empalme, a una red de distribución.
- 6) Baja tensión: Tensión inferior o igual a 400 Volts.
- 7) Costo de explotación de una empresa distribuidora: Es el valor de la energía y la potencia requeridas para la actividad de distribución, calculado con los precios de nudo que rigen en el punto de conexión con las instalaciones de distribución, los costos de operación del sistema de distribución de la energía, los de conservación y mantenimiento, administración y generales, gravámenes y contribuciones, seguros, asesoramiento técnico y demás que la Superintendencia considere necesarios para la explotación del servicio en la zona de concesión. No incluye depreciaciones, déficit de ganancia en ejercicios anteriores, ni ningún costo financiero como los impuestos y contribuciones por dividendos de acciones o el servicio de intereses y amortización de préstamos, bonos y otros documentos.
- 8) Costo de racionamiento: Es el costo por kilowatt-hora incurrido en promedio por los usuarios, al no disponer de energía y tener que generarla con generadores de emergencia, si así conviniera.
- 9) 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.
- 10) Costo total actualizado: Suma de costos incurridos en distintas fechas, actualizada a un instante determinado.
- 11) Curva de carga: Gráfico que representa la potencia en el sistema eléctrico, en función del tiempo.
- 12) Dispositivo de protección: Dispositivo destinado a dar orden de apertura a un interruptor.
- 13) Empalme: Conjunto de elementos y equipos eléctricos que conectan el medidor de la instalación o sistema del cliente, a la red de suministro de energía eléctrica.
- 14) Entradas de explotación de una empresa distribuidora: Son las sumas que percibirían las empresas distribuidoras por todos los suministros efectuados mediante sus instalaciones de distribución, si se aplicaran a dichos suministros las tarifas involucradas en un estudio de valores agregados de distribución, más los ingresos efectivos obtenidos por los servicios de ejecución y retiro de empalmes, reposición de fusibles de empalmes, desconexión y reconexión de servicios, y colocación, retiro, arriendo y conservación de equipos de medición.
- 15) Equipos de Medición: Instrumentos y accesorios destinados a la medición o registro de potencia y energía eléctrica activa y reactiva, de demandas máximas de potencia o de otros parámetros involucrados en el suministro de electricidad. Se consideran incluidos en estos equipos, los transformadores de corriente y de potencial, desfasadores y relojes interruptores horarios.
- 16) Estándares de calidad de servicio: Valores establecidos para los parámetros que definen la calidad del servicio.
- 17) Fusible: Dispositivo de protección cuya función es interrumpir el suministro de energía eléctrica a una instalación o a parte de ella, por la fusión de una de sus partes constitutivas, cuando la corriente que fluye por él excede un valor preestablecido durante un cierto tiempo que es propio de su curva característica.

- 18) Ingreso tarifario: Es la cantidad que percibe un propietario de las líneas y subestaciones involucradas, por las diferencias que se produzcan en la aplicación de los precios de nudo de electricidad que rijan en los distintos nudos del área de influencia, respecto de las inyecciones y retiros de potencia y energía en dichos nudos.
- 19) Instalación económicamente adaptada: Es la instalación que permite producir una cantidad determinada al menor costo.
- 20) Limitador: Dispositivo cuya función es interrumpir automáticamente el suministro de energía eléctrica a una instalación, cuando la corriente que fluye por él excede un valor preestablecido durante un tiempo dado.
- 21) Línea de alta tensión: Línea eléctrica que opera en una tensión superior a 400 Volts.
- 22) Línea de baja tensión: Línea eléctrica que opera en una tensión igual o inferior a 400 Volts.
- 23) Línea de transporte: Línea eléctrica que opera en una tensión superior a 23.000 Volts.
- 24) Línea de distribución de servicio público: Línea de distribución establecida por una empresa distribuidora haciendo uso de una concesión de servicio público.
- 25) Margen anual antes de impuesto: Es la diferencia entre las entradas de explotación y los costos de explotación correspondientes a la actividad de distribución, en el año calendario anterior a aquel en que tenga lugar un estudio de valores agregados de distribución.
- 26) Margen de reserva teórico: Mínimo sobre-equipamiento en capacidad de generación que permite abastecer la potencia de punta con una seguridad determinada, dadas las características de las unidades generadoras existentes en el sistema eléctrico.
- 27) Media tensión: Tensión superior a 400 Volts e inferior ó igual a 23.000 Volts.
- 28) 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.
- 29) Potencia conectada: Potencia máxima que es capaz de demandar un usuario final, dada la capacidad del empalme.
- 30) Potencia de punta: Potencia máxima en la curva de carga anual.
- 31) Producto eléctrico: Es todo aparato, artefacto, equipo, instrumento, material o maquinaria eléctricos o para uso eléctrico.
- 32) Pruebas y ensayos: Mediciones, análisis, inspecciones visuales, contrastaciones y determinaciones, efectuadas con el propósito de verificar que un producto eléctrico cumple determinadas especificaciones.
- 33) Sectores de distribución: Áreas territoriales en las cuales los precios máximos de distribución a usuarios finales son los mismos.
- 34) Servicio público eléctrico: Es el suministro que efectúa una empresa concesionaria de distribución, a usuarios finales ubicados en sus zonas de concesión, o bien, a usuarios ubicados fuera de dichas zonas, que se conecten a las instalaciones de la concesionaria mediante líneas propias o de terceros.
- 35) Sistema eléctrico: Conjunto de instalaciones de centrales eléctricas generadoras, líneas de transporte, subestaciones eléctricas, líneas de distribución, interconectadas entre sí, que permite generar, transportar y distribuir energía eléctrica.
- 36) Subestación de distribución primaria: Subestación que reduce el voltaje desde el nivel de transporte al de alta tensión de distribución.
- 37) Tasa de rentabilidad económica: Es la tasa de descuento que iguala, para el conjunto de todas las concesionarias de distribución, los márgenes anuales antes de impuestos actualizados en un período de treinta años, con los VNR de las instalaciones de distribución, incluidas aquellas aportadas por terceros.
- 38) Usuario o cliente: Es la persona natural o jurídica que acredite dominio sobre un inmueble o instalaciones que reciben servicio eléctrico.
- 39) Valor efectivo del voltaje y valor efectivo de la corriente: Es el valor resultante de la medición y registro, con equipos capaces de incluir, a lo menos, hasta la componente armónica de quincuagésimo orden.
- 40) Vertimiento: Es la condición de una central de embalse que, operando a plena capacidad según las condiciones técnicas del momento, no pueda evitar la eliminación de agua por el vertedero.
- 41) Insumo Primario: Insumo o combustible susceptible de usar por la unidad generadora para operar en forma continua al menor costo variable de acuerdo a los insumos o combustibles disponibles para la unidad generadora respectiva.

TITULO IX: DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Artículo 1º.- El presente reglamento entrará en vigencia 60 días después de su publicación en el Diario Oficial.

Sin perjuicio de lo establecido en el inciso anterior, los artículos 167, 169, 263, 264, 265, 266 y 267 entrarán en vigencia a contar de la publicación de este reglamento, y las normas señaladas en las disposiciones siguientes, en los plazos que en cada caso se establecen.

Artículo 2º.- El formulario a que se refiere el artículo 74, deberá ser implementado y comunicado por la Superintendencia, dentro de los dos meses siguientes a la vigencia de este reglamento.

Artículo 3º.- Los concesionarios de servicio público de distribución tendrán un plazo de tres meses, a contar de la publicación de la norma técnica respectiva, para elaborar, tener a disposición de los interesados, e informar a la Superintendencia, los balances a que se refiere el artículo 95.

Artículo 4º.- Los propietarios de instalaciones de transmisión de energía eléctrica deberán proporcionar a la Superintendencia, la información y diagrama a que se refiere el artículo 104, dentro del plazo de tres meses a contar de la fecha de entrada en vigencia de este reglamento.

Artículo 5º.- El período de contratación de potencia a que se refiere el inciso 2º del artículo 119, será exigible a contar del primer decreto de fijación de precios de nudo posterior a la fecha de publicación de este reglamento en el Diario Oficial. En el intertanto, prevalecerá lo que señalen las condiciones de aplicación del decreto vigente.

Artículo 6º.- Los concesionarios de servicio público de distribución deberán ajustar sus facturas y boletas a las exigencias del artículo 127 dentro del plazo de tres meses,

contado desde la fecha de entrada en vigencia de este reglamento.

Artículo 7º.- Las personas y empresas que en virtud de lo dispuesto en el artículo 168 deban incorporarse a un CDEC, dispondrán del plazo de seis meses, contado desde la vigencia de este reglamento, para dar cumplimiento a dicha exigencia, sea que lo hagan directamente o de acuerdo al mecanismo definido en el inciso final de dicho artículo.

Artículo 8º.- Los CDEC deberán implementar y dar cumplimiento a las funciones señaladas en las letras b), f) y g) del artículo 172 y en la letra b) del artículo 176, en el plazo de 90 días contado desde la vigencia de este reglamento.

Para las funciones prescritas en la letra h) del artículo 176, así como para el establecimiento de la sede a que se refiere la letra j) de la misma disposición, el plazo será de seis meses.

Para la elaboración del procedimiento previsto en la letra h) del artículo 176, los CDEC dispondrán de un plazo de 90 días contado desde la vigencia de este reglamento.

Artículo 9º.- Dentro del plazo de 90 días contado desde la vigencia del presente reglamento, los CDEC deberán elaborar, aprobar e incorporar a su reglamento interno, el procedimiento de citación a que alude el inciso 1º del artículo 177.

Artículo 10º.- Las Direcciones de Peajes de los CDEC deberán dar cumplimiento a las funciones establecidas en las letras h) e i) del artículo 182, dentro del plazo de 180 días contado desde la vigencia del presente reglamento.

Artículo 11º.- Los CDEC deberán constituir y poner en funcionamiento el Centro de Despacho y Control a que se refiere el artículo 183, a más tardar el 1º de enero de 1999. Hasta esa fecha, los CDEC cumplirán sus funciones de coordinación y preservación de la seguridad del sistema, conforme a los procedimientos que actualmente estuvieren aplicando.

Artículo 12º.- La estadística de hidrología a considerar por los CDEC en la programación de la operación de los sistemas eléctricos deberá ajustarse a lo previsto en el artículo 190 dentro de los tres meses siguientes a la vigencia de este reglamento.

Artículo 13º.- El sistema de información de costos marginales previsto en el inciso 1º del artículo 201 deberá ser implementado por cada CDEC en el plazo de un año, contado desde la vigencia de este reglamento.

Artículo 14º.- A excepción de aquellos asociados a disposiciones que deban entrar en vigencia a contar de la publicación de este reglamento, los procedimientos, normas o estipulaciones que deban implementarse o establecerse a través de los reglamentos internos de los CDEC, que no tengan señalado un plazo especial, serán exigibles seis meses después de la entrada en vigencia del presente cuerpo normativo. Dentro del mismo plazo, los CDEC deberán adecuar todas las disposiciones de sus reglamentos internos a las normas de este reglamento.

En caso de renuencia de un CDEC a dictar su reglamento interno o cualquiera de sus normas, después del requerimiento formal efectuado por la Comisión, ésta informará a la

Superintendencia de Electricidad y Combustibles, a fin de que ésta ejerza las facultades legales pertinentes.

Artículo 15º.- Durante el período que medie entre la fecha de entrada en vigencia de este reglamento y el 31 de diciembre del mismo año calendario, se utilizará para el cálculo de potencia firme de las unidades generadoras, la metodología vigente a comienzos de dicho año en el CDEC correspondiente.

Artículo 16º.- Durante el período que medie entre la fecha de publicación de este reglamento y el 31 de diciembre del año 2001, el CDEC deberá verificar que las ventas que efectúen los generadores interconectados al respectivo sistema a concesionarios de servicio público de distribución, estén garantizadas con energía firme excedentaria. Esta será la que resulte de descontar de su energía firme, los consumos previstos de clientes que no sean empresas distribuidoras. La información correspondiente para cada año calendario deberá ser enviada por el CDEC a la Comisión dentro de los diez primeros días del año.

La energía firme es igual a la suma de la energía firme de las centrales hidroeléctricas propias, de la energía firme de las centrales termoeléctricas propias y de bloques de energía firme hidroeléctrica o termoeléctrica cuyo suministro por parte de otras entidades generadoras que operen en sincronismo con el sistema haya sido asegurado mediante un contrato suscrito a precio libremente convenido.

En el caso de las centrales hidroeléctricas, la energía firme es igual a la capacidad anual de producción de energía bajo condiciones de hidrología seca, habida consideración de las restricciones de riego que fueren aplicables. Se entiende por hidrología seca, el año de la estadística hidrológica definido como el de probabilidad de excedencia más próxima a 90%, para el sistema eléctrico en conjunto.

En el caso de las centrales termoeléctricas, la energía firme se calculará como la capacidad anual de producción de energía en condiciones de disponibilidad promedio de las unidades generadoras termoeléctricas. Se entiende por disponibilidad promedio de energía de las centrales termoeléctricas, el máximo de la energía anual que, como promedio, pueden generar dichas centrales, considerando los períodos de mantenimiento y falla. Para estos efectos se utilizarán los antecedentes históricos de que disponga el CDEC y, en el caso de nuevas unidades, las estimaciones que esa entidad efectúe sobre la base de estudios propios y de los antecedentes técnicos que presente su propietario.

Artículo 17º.- La individualización de marcas y códigos a que se refiere el artículo 208, será exigible una vez transcurridos dos años desde la entrada en vigencia de este reglamento.

Artículo 18º.- En tanto el Ministerio no establezca la norma a que se refiere el artículo 228, cada caso será analizado en particular por la Superintendencia considerando al menos lo siguiente:

- a) Las variaciones de voltaje con duración comprendida entre 1 y 180 segundos y cuyo rango de variación sea en cualquier instante de ese período superior al 7,5 % del valor nominal.

- b) En condiciones normales de operación, se deberá cumplir para un período de registro de mediciones de una semana cualquiera del año o de siete días consecutivos que: el 95% de los valores estadísticos de las corrientes armónicas y de su índice de distorsión total, cumplen con lo indicado en la tabla siguiente.

El valor estadístico de las corrientes armónicas y de su índice de distorsión será obtenido para cada intervalo de diez minutos, como resultado de evaluar estadísticamente un conjunto de mediciones efectuadas en dicho intervalo, de acuerdo a lo establecido en la norma técnica correspondiente:

Máxima Distorsión Armónica de Corriente en el Sistema Eléctrico Expresada como % del valor de Corriente Máxima de Carga a frecuencia fundamental						
I_{SC}/I_L	Orden de la Armónica (armónicas impares)					Índice DI
	< 11	$11 \leq H < 17$	$17 \leq H < 23$	$23 \leq H < 35$	$35 < H$	
≤ 20 *	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
20 - 50	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5	8.0
50 - 100	10.0	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0
100 - 1000	12.0	5.5	5.0	2.0	1.0	15.0
≥ 1000	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0

Las armónicas pares están limitadas al 25% de los límites establecidos para las armónicas impares.

* Todos los equipos de generación de potencia están limitados a los valores indicados de distorsión armónica de corriente, independiente de la razón I_{SC}/I_L .

Donde:
 I_{SC} = Máxima corriente de cortocircuito en el Punto Común de Conexión (PCC). PCC es el nudo más cercano de la red donde dos o más usuarios obtienen energía eléctrica.
 I_L = Máxima corriente de carga (valor efectivo) de frecuencia fundamental en el PCC. Se calcula como el promedio de los doce valores previos de las máximas demandas mensuales.

Para el caso de Clientes en Puntos Comunes de Conexión comprendidos entre 69 kV y 154 kV, los límites son el 50% de los límites establecidos en la Tabla.
 Para el caso de Clientes en PCC superiores a 154 kV se aplicarán los límites de 110 kV en tanto el Ministerio a proposición de la Comisión no fije la norma respectiva.
 Si la fuente productora de armónicas es un convertidor con un número de pulsos "q" mayor que seis, los límites indicados en la tabla deberán ser aumentados por un factor igual a la raíz cuadrada de un sexto de "q".

El índice DI se calculará de acuerdo con la siguiente expresión:

$$\text{Índice de distorsión total} = \frac{\sqrt{\sum_{k=2}^{k=50} I_k^2}}{I_1}$$

en que:

I_k es la componente armónica de corriente de orden K
 I_1 es igual a I_L .

- c) La existencia de cargas pulsantes medida, por ejemplo, como el número de veces por hora en que el máximo valor efectivo de la potencia fundamental de la carga del usuario, medido en el punto de suministro durante períodos de una hora diaria por una semana, superan en 50% a la demanda media integrada del mismo período.

Artículo 19º.- Los concesionarios de servicio público de distribución deberán implementar el sistema de registro previsto en el artículo 235, dentro del plazo de tres meses contado desde la publicación de este reglamento.

Artículo 20º.- La obligación establecida en el artículo 240, será exigible 180 días después de la entrada en vigencia del presente cuerpo normativo.

Artículo 21º.- Las empresas tendrán un plazo de un año, a contar de la fecha de entrada en vigencia del presente

reglamento, para dar cabal cumplimiento a lo dispuesto en los artículos 241 y 242.

Sin perjuicio de lo previsto en el inciso anterior, en tanto no se dicte la norma que especifique los índices de continuidad y los términos de medida a que se refiere el artículo 241, las empresas deberán elaborar un procedimiento interno preliminar de medición y dar cumplimiento al mínimo dispuesto en dicho artículo, en un plazo de seis meses contado desde la fecha de vigencia del presente reglamento. Este procedimiento deberá ser informado a la Superintendencia dentro del plazo señalado.

Artículo 22º.- Las exigencias de tensión nominal a que se refiere el artículo 243 no serán aplicables a las instalaciones que a la fecha de publicación del presente reglamento operen en niveles diferentes. Asimismo, la Superintendencia podrá autorizar su ampliación, en la medida que se trate de aprovechar parcial o totalmente dichas obras.

Artículo 23º.- Las empresas tendrán un plazo de un año, a contar de la fecha de entrada en vigencia del presente reglamento, para dar cumplimiento a lo dispuesto en el artículo 246 y en las letras a) y b) del artículo 245.

Artículo 24º.- Las condiciones y exigencias previstas en los artículos 248 y 249, serán aplicables después de transcurrido un año de vigencia del presente reglamento.

Artículo 25º.- En tanto no sean dictadas las norma técnicas pertinentes para cada caso, regirán las disposiciones que se señalan en los literales siguientes:

a) Equipos de Medición:
La tolerancia máxima de los equipos de medición y registro será de dos por ciento.

b) Voltaje Nominal:
Las magnitudes del voltaje nominal de 50 Hz serán las siguientes:

b.1) En tensiones iguales o inferiores a 1000 Volts, en adelante baja tensión, el voltaje nominal estándar en sistemas de tres o cuatro conductores y tres fases será de 220 Volts entre fase y neutro y de 380 Volts entre fases.

b.2) En tensiones superiores, en adelante alta tensión, los voltajes nominales estándar serán: 12 kV; 13.2 kV; 13,8 kV; 15 kV; 23 kV; 66 kV; 110 kV; 154 kV; 220 kV y 500 kV.

c) Fluctuaciones de Voltaje:
Las fluctuaciones de voltaje se clasificarán en dos categorías de acuerdo a su duración: corta duración, desde 0,5 ciclos hasta un minuto y larga duración, superiores a un minuto.

Las fluctuaciones de corta duración se clasificarán en:

- i. Instantáneas, de duración típica entre 0,5 ciclos y 30 ciclos y de magnitud típica entre 10% y 92,5% de la tensión nominal y entre 107,5% y 180%
- ii. Momentáneas, de duración típica entre 30 ciclos y 3 segundos y de magnitud típica entre 10% y 92,5% de la tensión nominal y entre 107,5% y 140%
- iii. Temporales, de duración típica entre 3 segundos y un minuto y de magnitud típica entre 10% y 92,5% de la tensión nominal y entre 107,5% y 120%

Las fluctuaciones de larga duración se clasificarán en:

- i. Caída de voltaje, de duración típica mayor que un minuto y de magnitud típica entre 80% y 92,5% de la tensión nominal.
- ii. Subida de voltaje, de duración típica mayor que un minuto y de magnitud típica entre 107,5% y 120%

Las disminuciones de voltaje de magnitud típica bajo el 10% del voltaje nominal, serán interrupciones de voltaje clasificadas según lo siguiente:

- i. Momentáneas: de duración típica entre 0,5 ciclos y 3 segundos
- ii. Temporal: de duración típica entre 3 segundos y un minuto

iii. Sostenida : de duración típica mayor que un minuto y de magnitud típica nula.

d) Componente de Secuencia Negativa:
Para puntos de entrega a clientes en tensiones iguales o inferiores a media tensión, se deberá cumplir que el 95 % de los valores estadísticos registrados en una semana cualquiera del año o de siete días consecutivos, de la componente de secuencia negativa del voltaje, no deberá exceder el 2 % de la correspondiente componente de secuencia positiva. El valor estadístico de la componente de secuencia negativa del voltaje, será obtenido en cada intervalo de 10 minutos, como resultado de procesar un conjunto de mediciones efectuadas en dicho intervalo y de acuerdo a lo establecido en la norma correspondiente.

Para puntos de entrega en tensiones superiores a media tensión a clientes concesionarios de servicio público de distribución, que abastezcan usuarios sometidos a regulación de precios, se deberá cumplir que el 95 % de los valores estadísticos registrados en una semana cualquiera del año o de siete días consecutivos, de la componente de secuencia negativa del voltaje, no deberá exceder el 1.5 % de la correspondiente componente de secuencia positiva.

e) Severidad de Parpadeo:
El índice de severidad de parpadeo o "flicker", será evaluado estadísticamente en intervalos consecutivos de diez minutos, durante un período de registro de mediciones de una semana cualquiera del año o de siete días consecutivos, y no deberá exceder en el sistema eléctrico, el valor de 1,0 para tensiones iguales o inferiores a 110 kV ni exceder 0,8 para tensiones superiores a 110 kV.

El índice de severidad de "flicker", evaluado estadísticamente en intervalos consecutivos de dos horas durante un período de registro de mediciones de una semana cualquiera del año o de siete días consecutivos, no deberá exceder de 0.8 para tensiones iguales o inferiores a 110 kV ni exceder 0,6 para tensiones superiores a 110 kV.

f) Armónicas de Voltaje:
En todo sistema eléctrico, en condiciones normales de operación, se deberá cumplir para un período de registro de mediciones de una semana cualquiera del año o de siete días consecutivos, que el 95% de los valores estadísticos de los voltajes armónicos y de su índice de distorsión total, cumplen con lo indicado en la tabla siguiente. El valor estadístico de los voltajes armónicos y de su índice de distorsión es obtenido para cada intervalo de diez minutos, como resultado de evaluar estadísticamente un conjunto de mediciones efectuadas en dicho intervalo, de acuerdo a lo establecido en la norma correspondiente.

Armónicas Impares No múltiplo de 3			Armónicas Impares múltiplo de 3			Pares		
Orden	Armónica voltaje (%)		orden	voltaje (%)		orden	voltaje (%)	
	<= 110 kV	>110 kV		<= 110 kV	>110 kV		<= 110 kV	>110 kV
5	6	2	3	5	2	2	2	1.5
7	5	2	9	1.5	1	4	1	1
11	3.5	1.5	15	0.3	0.3	6	0.5	0.5
13	3	1.5	21	0.2	0.2	8	0.5	0.4
17	2	1	>21	0.2	0.2	10	0.5	0.4
19	1.5	1				12	0.2	0.2
23	1.5	0.7				>12	0.2	0.2

25	1.5	0.7					
>25	0.2+1.3*25/h	0.2+0.5*25/h					

Los valores de voltajes armónicos se expresan en porcentaje del voltaje nominal.

Al aplicar la estadística del 95 % a los valores registrados del índice de distorsión total armónica, se debe cumplir, para un período de registro de mediciones de una semana cualquiera del año o de siete días consecutivos y para tensiones iguales o inferiores a 110 kV, que este índice deberá ser inferior a 8%.

Al aplicar la estadística del 95 % a los valores registrados del índice de distorsión total armónica, se debe cumplir, para un período de registro de mediciones de una semana cualquiera del año o de siete días consecutivos y para tensiones superiores a 110 kV, que este índice deberá ser inferior a 3% y se calculará de acuerdo con la siguiente expresión:

$$\text{Índice de distorsión total} = \frac{\sqrt{\sum_{k=2}^{k=50} V_k^2}}{V_1}$$

en que:

V_k es la componente armónica de voltaje de orden K
V₁ es la componente fundamental de voltaje

g) Zonas Rurales:

Para los efectos previstos en el artículo 247, son zonas rurales los sectores de distribución que en la fijación de valores agregados del año 1997 quedaron asignados al área 4 y aquellas que se encuentran a una distancia superior a 20 kilómetros de una subestación primaria de distribución.

Si a la fecha de entrada en vigencia de los artículos 243 y 245 no se hubieren dictado las normas específicas para zonas rurales, y en tanto ellas no se dicten, las holguras a que se hace referencia en dichos artículos se incrementarán en las zonas rurales, de acuerdo a lo siguiente:

- g.1) en el artículo 243, en baja tensión, de 7,5% a 10%;
- g.2) en el artículo 243, en media tensión, de 6,0% a 8%;
- g.3) en el artículo 245 letra a), de 20 horas a 30 horas y de 22 interrupciones a 42 interrupciones; y
- g.4) en el artículo 245 letra b), de 10 horas a 15 horas y de 14 interrupciones a 26 interrupciones.

Artículo 26º.- En todas las materias o aspectos regulados en este reglamento por disposiciones cuya vigencia haya sido diferida en los artículos anteriores, continuarán rigiendo las normas o procedimientos en actual aplicación hasta la entrada en vigor de aquellas, salvo los casos en que se haya previsto una norma transitoria específica que regule de modo particular, para el tiempo intermedio, una determinada situación jurídica.

Artículo transitorio.- En el período que media entre la entrada en vigencia de las disposiciones del presente reglamento y la

siguiente fijación de precios de nudo, las subestaciones de peajes a que se refiere el artículo 84º serán las siguientes:

Sistema Interconectado del Norte Grande: Subestación Crucero 220 kV; y

Sistema Interconectado Central: El conjunto de subestaciones definidas como troncales en el decreto de precios de nudo vigente.

Artículos transitorios

Artículo 1º transitorio: Cada CDEC deberá enviar a la Comisión los reglamentos internos con las metodologías señaladas en artículo 192º ter, en el plazo de 90 días corridos desde su publicación de este reglamento en el Diario Oficial.

Artículo 2º transitorio: En tanto las metodologías incorporadas al reglamento interno de acuerdo a lo señalado en el Artículo 192º ter no se encuentren aprobadas por la Comisión, las Operaciones de Sustitución de Energía definida en el inciso segundo del artículo 192 bis, se regirán por las siguientes disposiciones, que tienen por objeto establecer las condiciones y mecanismos para la realización de Operaciones de Sustitución de Energía en un sistema eléctrico, las cuales deberán ser implementadas y coordinadas por la Dirección de Operación del respectivo CDEC:

a) Toda Operación de Sustitución de Energía deberá ser previamente aprobada por la Dirección de Operación respectiva, para efectos de su inclusión en la programación de mediano y largo plazo, que ésta realiza, pudiendo dicha Operación ser modificada en consideración a las condiciones de seguridad y disponibilidad del parque generador en el respectivo sistema eléctrico.

Las empresas generadoras podrán acordar Operaciones de Sustitución de Energía en cualquier período del año, debiendo para tal efecto, solicitar la aprobación de la Dirección de Operación del respectivo CDEC en cada oportunidad, en la forma que ésta determine.

b) La energía sustituta podrá ser suministrada por la misma central que efectúa la transferencia de gas natural, en caso que tenga capacidad de generar con un insumo distinto al Insumo Primario en forma continua por a lo menos 24 horas para la potencia máxima correspondiente a ese insumo, y/o por otras centrales térmicas que no estén consideradas o estén parcialmente consideradas en el despacho de la programación efectuada por la Dirección de Operación respectiva. En el caso que la unidad generadora que deba sustituir la energía como consecuencia de su Operación de Sustitución de Energía pertenezca o sea operada por otra empresa generadora, se requerirá el acuerdo de esta última para dicha operación, el que deberá anexarse a la solicitud de aprobación de la Operación de Sustitución de Energía presentada a la Dirección de Operación.

c) La Dirección de Operación dispondrá de veinticuatro horas para aceptar o rechazar fundadamente dichas solicitudes, situación que en cualquier caso deberá ser informada a la

empresa generadora involucrada, la Comisión y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

Si una Operación de Sustitución de Energía es aceptada, la empresa generadora deberá comunicar por escrito a la Dirección de Operación, en la forma y oportunidad que ésta determine, su interés de activar la Operación en la programación de mediano y largo plazo siguiente, indicando claramente los días y horas en que la Operación estará activa.

d) Sin perjuicio de lo señalado en las letras (c) y (d), las empresas generadoras podrán acordar Operaciones de Sustitución de Energía de corto plazo. Estas operaciones corresponderán a las sustituciones de energía a efectuarse en el día operativo siguiente. Para materializar estas operaciones, la propietaria u operadora de la central generadora que cede el gas natural deberá informar sobre la misma a la Dirección de Operación para su conformidad, la que deberá entregar su respuesta durante el curso del día en que se ha informado dicha operación de corto plazo.

e) Una Operación de Sustitución de Energía podrá ser suspendida por la Dirección de Operación respectiva, si producto de una o más contingencias en el sistema eléctrico es necesario modificar el despacho de la o las centrales que están participando en dicha operación. En este caso, la o las centrales involucradas serán despachadas por la Dirección de Operación de acuerdo al costo variable determinado por insumo primario. Superada la o las contingencias que motivaron la suspensión de la Operación de Sustitución de Energía, la Dirección de Operación activará nuevamente la Operación, salvo aviso en contrario del propietario u operador de la central que cedió su gas natural o de cualquiera de los propietarios u operadores de las centrales que se encontraban generando la energía sustituida.

f) Para efectos de lo señalado en las letras anteriores, la Dirección de Operación respectiva deberá llevar un registro de las Operaciones de Sustitución de Energía vigentes, así como también un registro estadístico de su operación diaria. Esta información deberá ser publicada en el sitio de dominio electrónico del respectivo CDEC sin costo para todos los interesados.

g) Una Operación de Sustitución de Energía no deberá afectar los precios a los cuales se valorizan las transferencias de energía en el CDEC respectivo.

Para estos efectos, la o las centrales térmicas que participen en una Operación de Sustitución de Energía se encontrarán disponibles para despacho al mismo costo variable de la central que transfirió el gas natural, determinado sobre la base de su precio vigente informado a la Dirección de Operación del respectivo CDEC.

Los costos totales de una Operación de Sustitución de Energía, esto es, las diferencias que se produzcan en los costos de operación por el uso de insumos distintos al insumo primario y otros costos que pudiesen existir en el respectivo sistema, deberán ser asumidos por la empresa que cede el gas, de modo que éstos no se transfieran al sistema eléctrico respectivo.

h) Para efectos de referir el costo variable de las centrales que participan en una Operación de Sustitución de Energía a las barras correspondientes, se utilizarán los factores de

penalización que se encontraban vigentes durante el período en que efectivamente ocurrió la sustitución de energía.

ANÓTESE, TÓMESE RAZON, COMUNÍQUESE Y PUBLÍQUESE