

REGLAMENTO DE LA LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS

DECRETO SUPREMO N° 009-93-EM

TITULO I

DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 1º. - Cuando en el texto del presente Reglamento se empleen los términos "Ley", "Reglamento", "Ministerio", "Dirección" y "Comisión" y "OSINERG", se deberá entender que se refiere a la Ley de Concesiones Eléctricas, al Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, al Ministerio de Energía y Minas, a la Dirección General de Electricidad y a la Comisión de Tarifas de Energía y al Organismo Supervisor de la Inversión Privada en Energía, respectivamente. ^{1 2}

Artículo 2º. - Los límites de potencia, a que se refiere el Artículo 2º de la Ley, serán fijados en un valor equivalente al 20% de la demanda máxima de la zona de concesión de distribución, hasta un tope de 1000 kw.

El límite de potencia resultante para cada zona de concesión será fijado en el respectivo contrato de concesión.

Los límites de potencia de cada zona de concesión y el tope señalado en el primer párrafo del presente Artículo serán actualizados por el Ministerio cada cuatro años por Resolución Ministerial, en fecha coincidente con la fijación de las tarifas de distribución. ³

Cc ⁴. *Art. 2º de la Ley.*
Art. 55º inc. b. del Reglamento.

Artículo 3º. Ninguna entidad de generación o de distribución podrá mantener la propiedad de un Sistema Secundario de Transmisión, si éste se calificara como parte del Sistema Principal en la revisión cuatrianual a que se refiere el último párrafo del Artículo 132 del Reglamento,

Artículo 4º. La demanda a que se refiere el inciso c) del Artículo 3 de la Ley, será la demanda agregada de todos los servicios interconectados, a ser atendidos por una misma empresa de distribución.

Cc. *Art. 3º inc. c. de la Ley.*

¹ Modificado por Decreto Supremo N° 022-97-EM, publicado con fecha 12.10.97. El anterior artículo señalaba: "*Cuando en el texto del presente Reglamento se empleen los términos "Ley", "Reglamento", "Ministerio", "Dirección" y "Comisión", se deberá entender que se refiere a la Ley de Concesiones Eléctricas, al Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, al Ministerio de Energía y Minas, a la Dirección General de electricidad y a la Comisión de Tarifas Eléctricas, respectivamente*".

² La nueva denominación de la CTE como Comisión de Tarifas de Energía fue dada mediante Ley N° 27116 de fecha 17.05.99

³ Modificado por Decreto Supremo N° 022-97-EM, publicado con fecha 12.10.97. El anterior artículo señalaba: "*Los límites de potencia, a que se refiere el Artículo 2 de la Ley, serán fijados en un valor equivalente al 20% de la demanda máxima de la concesión de distribución, hasta un tope de 1000 KW. El límite de potencia resultante para cada concesión será fijado en el respectivo contrato de concesión. Los límites de potencia de cada concesión y el tope señalado en el primer párrafo del presente artículo serán actualizados por el Ministerio cada cuatro años por Resolución Ministerial, en fecha coincidente con la fijación de las tarifas de distribución*".

⁴En adelante, "C.c" significa Concordancia.

Artículo 5º. Si la demanda de un servicio, superara el límite establecido en el inciso c) del Artículo 3º de la Ley, el titular deberá adecuarse al régimen de concesión, en un plazo máximo de 180 días calendario de registrada esta demanda; cumpliendo el procedimiento establecido en la Ley y el Reglamento.

Cc. Arts. 3º; 25º, 26º, 27º, 28º y 29º de la Ley.

Artículo 6º. Las entidades que desarrollen exclusivamente las actividades de generación mediante autorización tendrán los mismos derechos y beneficios que los concesionarios, así como las obligaciones que determinan los incisos c), d), e), f), g) y h) del Artículo 31º y el Artículo 32º de la Ley.

*Cc. Art. 4º de la Ley.
Arts. 29º, y del 31º al 57º del Reglamento.*

Artículo 7º. La Dirección llevará un libro registro de Concesiones Eléctricas Temporales y otro de Autorizaciones, en los que se inscribirán todos los actos, contratos y derechos que se relacionen con las concesiones temporales y las autorizaciones, siendo aplicable para el efecto la parte pertinente del reglamento interno del Registro de Concesiones Eléctricas.

Las inscripciones que se determinen por mandato de la Ley y del Reglamento, se efectuarán en riguroso orden de presentación y de ocurrencia.

La Dirección estará a cargo de estos archivos internos, debiendo llevar paralelamente un libro registro adicional donde se anotarán todos los actos previos al otorgamiento de la Concesión Definitiva, de acuerdo a lo dispuesto por la Ley y el Reglamento.

Las concesiones Definitivas serán inscritas en el Registro de Concesiones para la Explotación de Servicios Públicos de acuerdo con la Ley de Creación del Sistema Nacional y de la Superintendencia de los Registros Públicos.⁵

Cc. Art. 6º de la Ley;

Artículo 8º. Los titulares de las actividades a que se contrae el Artículo 7º de la Ley, deberán informar a la Dirección lo siguiente:

Si se trata de instalación de grupos generadores de energía eléctrica: la potencia instalada, tensión de generación, localización del equipo. En caso de generación hidroeléctrica se adjuntará además, un plano general de ubicación en una escala 1/5000;

- a) Si se trata de sistemas de transmisión: la tensión nominal, capacidad de transporte, longitud de las líneas, el diagrama unifilar y los planos generales de ubicación a escala 1/10000, y las características de las subestaciones; y,
- b) Si se trata de sistemas de distribución: número de usuarios y planos generales de redes y subestaciones a escala 1/2000, indicando las principales características técnicas.

⁵ Modificado por Decreto Supremo N° 022-97-EM, publicado con fecha 12.10.97. El anterior artículo señalaba: "**El Ministerio establecerá un Registro de Concesiones Eléctricas, que será público, en el que se inscribirá todo lo relacionado con la solicitud, el otorgamiento, la renuncia y caducidad de las concesiones; así como los gravámenes, actos y contratos que las afecten.**

Igualmente, todo lo relacionado a las autorizaciones, a que se refiere el Artículo 4 de la Ley, quedará registrado en libro especial.

Las inscripciones que se determinen por mandato de la Ley, del Reglamento o del Registro, se efectuarán en riguroso orden de presentación y de ocurrencia.

La Dirección, que estará a cargo del registro, determinará el número de libros, la forma, los requisitos y contenido de los asientos de inscripción y dictará el respectivo reglamento interno para su funcionamiento"

Cc. Art. 7º de la Ley.

Artículo 9º. Los jueces de la Capital de la República, son los únicos competentes para conocer todos los asuntos de carácter judicial, que se promuevan entre el Estado y los titulares de concesiones y autorizaciones.

Artículo 10º. Están impedidos de solicitar y adquirir concesiones o autorizaciones, directa o indirectamente, en sociedad o individualmente, el Presidente o Vicepresidentes de la República; Ministros de Estado; Representantes del Poder Legislativo; Representantes de los Gobiernos Regionales, Alcaldes, Funcionarios y empleados del Ministerio y de la Comisión. Esta medida alcanza a los familiares de los impedidos, hasta el segundo grado de consanguinidad o afinidad.

Cc. Arts 1º y 3º de la Ley.

Artículo 11º. La prohibición contenida en el artículo precedente, no comprende los derechos obtenidos por herencia, legado o los que aporte al matrimonio el cónyuge no impedido.

TITULO II

COMISION DE TARIFAS DE ENERGÍA ⁶

Artículo 12º. La Comisión, de acuerdo a lo establecido en el Artículo 10º de la Ley, es un organismo técnico enteramente autónomo, tanto en lo funcional, en lo económico y lo administrativo, no estando sujeta ni sometida a la normatividad que rija al Sector Público, a excepción de las referidas al Sistema Nacional de Control.

Cc. Art. 10º de la Ley.

Artículo 13º. Los Miembros de la Comisión deberán actuar en el desempeño de sus funciones con criterio técnico e independencia, observando estrictamente la Ley de Concesiones Eléctricas y la Ley Orgánica de Hidrocarburos así como sus correspondientes reglamentos.⁷

Cc. Art. 11º de la Ley.

Artículo 14º. La Comisión se encuentra conformada por un Consejo Directivo que ejerce las funciones de Directorio y una Secretaría Ejecutiva que ejerce funciones técnicas y administrativas de apoyo.

⁶ Nueva denominación que, a partir de la promulgación de la Ley N° 27116 de fecha 17.05.99 tiene la anterior Comisión de Tarifas de Energía. Específicamente el Artículo 2º de la Ley N° 27116, señala: "A partir de la dación de la presente Ley, toda mención que se haga a la Comisión de Tarifas Eléctricas, en el Decreto Ley N° 25844 – Ley de Concesiones Eléctricas – y sus normas regulatorias, modificatorias y demás normas relacionadas, deberá entenderse hecha a la Comisión de Tarifas de Energía."

⁷ Artículo modificado por Decreto Supremo N° 037-99-EM publicado con fecha 10.09.99. El anterior artículo señalaba lo siguiente: "**Los Miembros de la Comisión deberán actuar en el desempeño de sus funciones con criterio técnico e independencia, observando estrictamente las disposiciones de la Ley y el Reglamento.**"

Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas

La representación de la Comisión la ejerce su Presidente, quién desempeñará funciones ejecutivas a tiempo completo y dedicación exclusiva, en razón de lo cual mantendrá relación de carácter laboral con este organismo sólo por el período que dure su designación como tal, y de conformidad con la política remunerativa de la entidad. Los demás miembros del Consejo Directivo no mantienen relación laboral con la entidad, correspondiéndoles la retribución ordinaria mensual fijada en el presente Reglamento por su asistencia a las sesiones del Consejo.

Corresponde al Presidente del Consejo Directivo, las siguientes funciones:

- a) Convocar y presidir las sesiones del Consejo Directivo;
- b) Señalar los asuntos que deben ser sometidos a consideración del Consejo Directivo;
- c) Emitir las resoluciones y los acuerdos aprobados por el Consejo, velando por su cumplimiento;
- d) Suscribir conjuntamente con el Secretario Ejecutivo, las escrituras públicas y privadas, así como la memoria, el balance general y el estado de gestión correspondientes al ejercicio anual, aprobados por el Consejo Directivo;
- e) Proponer ante el Consejo Directivo la contratación del Secretario Ejecutivo y de los asesores externos de la Presidencia y del propio Consejo;
- f) Autorizar la contratación del personal de la Secretaría Ejecutiva;
- g) Supervigilar, en general, todas las actividades de la Comisión; y,
- h) Ejercer las demás funciones que le delegue o le encargue el Consejo Directivo. ⁸

Cc. Art. 11º de la Ley.

Artículo 15º. *Los miembros del Consejo Directivo de la Comisión serán designados por Resolución Suprema, con el voto aprobatorio del Consejo de Ministros, a propuesta del Titular de Energía y Minas, quién previamente los seleccionará de las ternas propuestas por las entidades señaladas en el Artículo 11º de la Ley.* ⁹

Cc. Arts. 11º y 12º de la Ley.

Artículo 16º. Para ser miembro del Consejo Directivo de la Comisión, además de lo previsto en el Artículo 12º de la Ley, se requiere haber ejercido cargos a nivel gerencial durante un lapso no menor de cinco años en instituciones de reconocido prestigio, nacionales o extranjeras, o acreditar estudios de maestría en economía o administración.

Cc. Arts. 12º y 14º de la Ley.

Artículo 17º. La vacancia del cargo de director de la Comisión se sancionará por acuerdo del Consejo Directivo, debiendo poner este hecho en conocimiento del Ministerio y de las entidades proponentes de los

⁸ Artículo modificado por D.S. 037-99-EM publicado con fecha 10.09.99. El anterior artículo señalaba: "**La Comisión se encuentra conformada por un Consejo Directivo que ejerce las funciones de Directorio y una Secretaría Ejecutiva que ejerce funciones técnicas y administrativas de apoyo.**

La representación de la Comisión la ejerce su Presidente, quién desempeñará sus funciones a tiempo completo."

⁹ **Este artículo ha sido modificado tácitamente por el Artículo 2º de la Ley N° 27010 de fecha 08.12.98, el mismo que modifica el Artículo 11º de la Ley de Concesiones Eléctricas y en el que se dispone que, los miembros del Consejo Directivo serán nombrados por resolución refrendada por el Presidente del Consejo de Ministros y además por el titular del Sector en el caso de los representantes de los Ministerios; y, serán designados por un período de cinco años" (Artículo 3º de la Ley N° 27010: Norma Derogatoria.- "Déjense sin efecto todas las disposiciones que se opongan a la presente Ley."**

miembros de la Comisión, para designar al reemplazante que complete el período del miembro que produjo la vacante, conforme al procedimiento previsto en la Ley y el Reglamento.

Cc. Arts. 13º y 21º de la Ley

Artículo 18º. Las retribuciones ordinarias de los miembros del Consejo Directivo de la Comisión serán fijados por Resolución Suprema refrendada por el Ministro de Energía y Minas, teniendo en cuenta los siguientes criterios:

- a) La alta calificación profesional y experiencia empresarial, que, exigen a sus miembros, la Ley y el Reglamento;
- b) La importancia de las decisiones de orden técnico y económico que adopta la Comisión; y,
- c) Los recursos que le procuran la Ley y Reglamento.

Cc. Art. 19º de la Ley

Artículo 19º. Todos los miembros del Consejo Directivo percibirán una retribución ordinaria mensual. El Presidente, por la naturaleza de su función y dedicación exclusiva, percibirá además una suma adicional equivalente a tres retribuciones ordinarias mensuales.

Los miembros del Consejo Directivo a quienes se les asigne funciones específicas que requieran dedicación exclusiva, de acuerdo a lo señalado en el Artículo 16º de la Ley, percibirán además una bonificación adicional, por el tiempo que dure el encargo, que no podrá superar, mensualmente, el equivalente a una retribución ordinaria mensual.

Cc. Art. 16º de la Ley.

Artículo 20º. La Secretaría Ejecutiva de la Comisión estará integrada por un máximo de 20 trabajadores, 14 de los cuales deberán ser profesionales altamente calificados y de estos últimos uno cumplirá las funciones de Auditoría Interna. El régimen laboral de dicho personal será el de la actividad privada.¹⁰

Cc. Art. 17º de la Ley

Artículo 21º. Los niveles remunerativos del personal de la Secretaría Ejecutiva de la Comisión, serán establecidos guardando relación con los que rijan en la empresa concesionaria de distribución de la Capital de la República, correspondiendo al Secretario Ejecutivo el nivel de Gerente General.

Cc. Art. 19º de la Ley.

¹⁰ El artículo original señalaba: "**La Secretaría Ejecutiva de la Comisión estará integrada por un máximo de 10 trabajadores, 5 de los cuales deberán ser profesionales altamente calificados. El régimen laboral de dicho personal se regirá por la Ley No. 4916, sus ampliatorias y modificatorias, así como por todos aquellos dispositivos legales inherentes a los trabajadores de la actividad privada; no siéndole aplicables los niveles remunerativos, incrementos y/o bonificaciones que establezca el Poder Ejecutivo para las entidades del Sector Público.**"

Posteriormente fue modificado por Decreto Supremo N° 022-97-EM, publicado con fecha 12.10.97, cuyo texto era el siguiente: "**La Secretaría Ejecutiva de la Comisión estará integrada por un máximo de 12 trabajadores, 6 de los cuales deberán ser profesionales altamente calificados y de estos últimos uno cumplirá las funciones de Auditoría Interna. El régimen laboral de dicho personal será el de la actividad privada.**"

Finalmente fue modificado por Decreto Supremo N° 037-99-EM publicado con fecha 10.09.99 cuyo texto rige en la actualidad.

Artículo 22º. Adicionalmente a las funciones señaladas en el Artículo 15º de la Ley, el Consejo Directivo deberá:

- a) Dirimir, a solicitud de parte, las discrepancias sobre la determinación de compensaciones por el uso del Sistema Secundario de Transmisión y de las instalaciones de distribución;
- b) Aprobar el Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de transmisión y distribución;
- c) Encargar los estudios para la determinación de la Tasa de Actualización, a que se refiere el Artículo 79º de la Ley;
- d) Aprobar la Memoria y el Balance General de la Comisión;
- e) Aprobar los niveles remunerativos del personal de la Secretaría Ejecutiva de la Comisión;
- f) Establecer el Costo de Racionamiento a que se refiere la definición N°3 del anexo de la Ley;
- g) Fijar el Precio Básico de la Potencia de Punta a que se refiere el inciso f) del Artículo 47º de la Ley, según el procedimiento definido en el Artículo 126º del Reglamento; ¹¹
- h) Emitir las directivas complementarias para la aplicación tarifaria;¹²
- i) Fijar, revisar y modificar los montos que deberán pagar los usuarios del Servicio Público de Electricidad por todos los conceptos señalados en el Artículo 163º del Reglamento.¹³
- j) Fijar el Margen de Reserva Firme Objetivo de cada Sistema Eléctrico donde exista un COES y la Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad de punta a que se refiere el Artículo 126º del Reglamento. ¹⁴
- k) Fijar, revisar y modificar las tarifas correspondientes al transporte por ductos y distribución por red de ductos de gas natural, rigiéndose para el efecto por el Decreto Supremo N° 056-93-EM y el Decreto Supremo N° 25-94-EM, modificatorias y complementarias.
- l) Dirimir a solicitud de parte, los conflictos que podrían presentarse sobre la determinación de la tarifa de transporte y distribución por red de ductos. ¹⁵

Artículo 23º. Adicionalmente a las funciones señaladas en el Artículo 18º de la Ley, la Secretaría Ejecutiva deberá:

- a) Calcular el Costo de Racionamiento a que se refiere el inciso f) del Artículo anterior;
- b) Evaluar el cálculo propuesto por el COES sobre el Precio Básico de la Potencia de Punta a que se refiere el inciso g) del artículo anterior; ¹⁶
- c) Efectuar los informes a que se refiere el Artículo 81º de la Ley; y,

¹¹ Modificado por Decreto Supremo N° 004-99-EM de fecha 20.03.99. El anterior inciso señalaba: "**g) Establecer el factor de indisponibilidad teórica de las unidades generadoras del sistema eléctrico a que se refiere el inciso f) del Artículo 47º de la Ley; y..**"

¹² Precísase que la facultad conferida al Consejo Directivo de la Comisión de Tarifas de Energía, para la regulación tarifaria por este inciso, comprende las consideraciones de los costos y sobrecostos asociados a la prestación del Servicio Público de Electricidad en que incurran o puedan incurrir los suministradores de energía eléctrica, como consecuencia de los requerimientos reales de potencia y energía de sus usuarios, así como el establecimiento de las condiciones generales de contratación y recargos de acuerdo a la naturaleza de la materia eléctrica que regula (Precisión hecha mediante Decreto Supremo N° 035-95-EM publicado con fecha 09.11.95)

¹³ Inciso añadido por D.S. 043-94-EM, publicado el 28-10-94.

¹⁴ Inciso agregado por D.S. 004-99-EM de fecha 20.03.99

¹⁵ Incisos k) y l) añadidos mediante D.S. 037-99-EM de fecha 10.09.99.

¹⁶ Modificado por Decreto Supremo N° 004-99-EM de fecha 20.03.99. El anterior inciso señalaba: "**Evaluar el factor de indisponibilidad teórica de las unidades generadoras del sistema eléctrico a que se refiere el inciso g) del Artículo anterior**"

Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas

- d) Elaborar y someter a consideración del Consejo Directivo, la Memoria anual de la Comisión.
- e) Evaluar el Margen de Reserva Firme Objetivo y la Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad de punta a que se refiere el inciso j) del artículo anterior.¹⁷
- f) Elaborar los estudios para el cumplimiento del inciso k) del Artículo anterior.¹⁸

Artículo 24º. El Consejo Directivo celebrará, como mínimo, dos sesiones mensuales. Las sesiones requieren un quórum de tres directores, a excepción de aquellas en que se trate la fijación, revisión y modificación de tarifas, en cuyo caso se requerirá la asistencia de por lo menos cuatro directores.

Las decisiones que se adopten serán por mayoría de votos. En caso de empate, el Presidente tendrá voto dirimente.

Las deliberaciones y acuerdos del Consejo Directivo, deberán constar en un libro de actas legalizado y, serán suscritas por todos los directores concurrentes a la respectiva sesión.

Artículo 25º. Las resoluciones que expida la Comisión, en las que fije, revise o modifique tarifas, serán publicadas obligatoriamente en el Diario Oficial "El Peruano", por una sola vez, dentro de los plazos que señalan específicamente la Ley y el Reglamento.

*Cc. Arts. 46º, 52º, 61º y 72º de la Ley.
Arts. 141º y 152º del Reglamento.*

Artículo 26º. Todas las empresas dedicadas a las actividades eléctricas, al transporte por ductos y distribución por red de ductos de gas natural, los usuarios, las autoridades regionales, locales y fiscales están obligados a cumplir las resoluciones de la Comisión, en lo que les concierne.¹⁹

Cc. Arts. 10º, 199º, 200º y 207º del Reglamento.

Artículo 27º. El presupuesto de la Comisión se formulará tomando en cuenta sus requerimientos, para el cabal cumplimiento de las obligaciones que le señala la Ley, quedando exenta de los procedimientos y de las disposiciones generales y específicas que rijan para el Sector Público, en mérito a la autonomía que le confiere el Artículo 10º de la Ley.

En caso de no ejecutarse íntegramente el presupuesto de la Comisión, la parte no utilizada quedará como reserva para el siguiente ejercicio.

Cc. Arts. 10º, 15º inc. f. y 20º de la Ley.

Artículo 28º. Antes del 15 de octubre de cada año la Comisión, someterá a consideración del Ministerio, su presupuesto anual para el ejercicio siguiente, el que deberá pronunciarse antes del 30 de noviembre. Vencido el plazo señalado, el presupuesto quedará automáticamente expedito para su ejecución.

*Cc. Art. 20º de la Ley;
Arts. 234º y 235º del Reglamento.*

¹⁷ Inciso agregado por D.S. 004-99-EM de fecha 20.03.99.

¹⁸ Inciso añadido mediante D.S. 037-99-EM de fecha 10.09.99.

¹⁹ Artículo modificado por D.S. 037-99-EM de fecha 10.09.99. El anterior artículo señalaba lo siguiente: "**Todas las empresas dedicadas a las actividades eléctricas, los usuarios, las autoridades regionales, locales y fiscales están obligados a cumplir las resoluciones de la Comisión, en lo que les concierne.**"

TITULO III

CONCESIONES Y AUTORIZACIONES

Artículo 29º. Las solicitudes de concesión temporal y definitiva, las de autorizaciones y las de oposiciones que se produzcan, se presentarán a la Dirección siguiendo los procedimientos administrativos establecidos por el Ministerio y, cumpliendo las normas de la Ley y el Reglamento.

Cc. Arts. 22 y ss. de la Ley.

CONCESION TEMPORAL

Artículo 30º. Las solicitudes para obtener concesión temporal, deberán ser presentadas con los siguientes datos y requisitos:

- a) Identificación y domicilio legal del peticionario;
- b) Memoria descriptiva y plano general del anteproyecto;
- c) Copia de la solicitud para obtener la autorización del uso de recursos naturales de propiedad del Estado, cuando corresponda;
- d) Requerimiento específico de servidumbres sobre bienes de terceros;
- e) Descripción y cronograma de los estudios a ejecutar;
- f) Presupuesto del estudio; y,
- g) Garantía vigente durante el plazo de concesión solicitado, por un monto equivalente al 10% del presupuesto del estudio hasta un tope de 250 UIT.²⁰

Cc. Arts. 22º y 23º de la Ley.

Artículo 31º. Una vez presentada la solicitud y comprobado, en un plazo máximo de cinco (05) días calendario, que ésta cumple con los datos y requisitos establecidos en el Artículo precedente, la Dirección la admitirá y dispondrá su publicación inmediata en el Diario Oficial "El Peruano" por dos (2) días calendario consecutivos, por cuenta del interesado.

Artículo 32º. La Concesión temporal no otorga derechos exclusivos sobre el área de estudios. En consecuencia, se podrá otorgar concesión temporal para estudios de centrales de generación, subestaciones y líneas de transmisión a más de un peticionario;

En tales casos, las servidumbres solicitadas por los peticionarios deberán ser utilizadas en forma conjunta, cuando esto sea posible, e indemnizadas a prorrata entre todos los que resulten beneficiados. En todo caso, el otorgamiento de las servidumbres requeridas deberá ser lo menos gravoso al predio sirviente.²¹

²⁰Inciso modificado por el D.S. 004-96-EM, publicado el 23-01-96. El anterior inciso señalaba: "**g) Garantía vigente durante el plazo de concesión solicitado, por un monto equivalente al 1% del presupuesto del estudio hasta un tope de 25 UIT.**"

Artículo 33º. El expediente de concesión temporal será evaluado por la Dirección, con el objeto de determinar su viabilidad, debiendo quedar resuelta la solicitud, mediante Resolución Ministerial, en un plazo máximo de treinta (30) días calendario de presentada.

Para emitir su dictamen, la Dirección de ser el caso, podrá solicitar se complemente y/o se aclare la información presentada, debiendo el peticionario cumplir con lo solicitado dentro de un plazo de diez (10) días calendario de notificado. En caso de incumplimiento, la solicitud se tendrá por abandonada; procediendo la Dirección a ejecutar la garantía otorgada.

Artículo 34º. Las oposiciones que se pudieran presentar contra las solicitudes de concesión temporal, deberán efectuarse dentro de los cinco (05) días calendario de la última publicación de la solicitud, acompañadas de los documentos que la sustenten y la garantía señalada en el inciso g) del Artículo 30º del Reglamento.

La Dirección deberá resolver la oposición en un plazo máximo de cinco (05) días calendario de formulada, mediante Resolución Directoral.

La Resolución Directoral podrá ser apelada por cualesquiera de las partes ante el Ministerio, dentro del término de cinco (05) días calendario de haberle sido notificada.

El Ministerio resolverá la apelación, como última instancia administrativa, dentro de un plazo máximo de cinco (05) días calendario de presentada, expidiendo la respectiva Resolución Ministerial.

Si la oposición se declarara infundada, la Dirección ejecutará la garantía otorgada por el opositor.

Cc. Art. 27º de la Ley

Artículo 35º. La renovación de la concesión temporal sólo podrá otorgarse por un nuevo período y, únicamente, si el peticionario no hubiera concluido con los estudios en el plazo previsto por causa de fuerza mayor.

En este caso, treinta (30) días calendario antes de su vencimiento, el peticionario presentará a la Dirección un informe sustentatorio, así como la renovación de la respectiva garantía.

La renovación será determinada, por Resolución Ministerial, en un plazo máximo de treinta (30) días calendario de presentada. De no mediar pronunciamiento en dicho plazo, se dará por automáticamente aprobada.

Artículo 36º. Si vencido el plazo otorgado para una concesión temporal o su renovación, el concesionario no cumpliera con las obligaciones contraídas en su solicitud, respecto a la ejecución de los estudios y cumplimiento del cronograma correspondiente, la Dirección ejecutará la garantía otorgada.

Las resoluciones ministeriales relativas al otorgamiento y renovación de concesiones temporales, serán publicadas por una sola vez en el Diario Oficial "El Peruano" por cuenta del interesado.²²

En caso de producirse renovación automática, según lo señalado en el Artículo precedente, el peticionario publicará, a su costo, la prórroga de su derecho, por una sola vez, en el Diario Oficial "El Peruano".

²¹ Artículo sustituido por el Art. 2º del D.S. 004-96-EM, publicado el 23-01-96. El anterior artículo señalaba lo siguiente: "**Cuando concurren varias solicitudes para una misma concesión temporal, dentro del plazo de diez (10) días calendarios de la última publicación de la primera solicitud, se dará preferencia al que presente las mejores condiciones técnico económicas. En igualdad de condiciones y tratándose de solicitudes para generación, tendrá derecho preferencial el que tenga presentada, con anterioridad, la petición para el uso de recursos naturales de propiedad del Estado.**"

²² Párrafo modificado por Decreto Supremo N° 022-97-EM, publicado con fecha 12.10.97. El anterior párrafo señalaba: "**Las resoluciones ministeriales relativas al otorgamiento y renovación de concesiones temporales, serán publicadas por una sola vez en el Diario Oficial El Peruano por cuenta del interesado.**"

SOLICITUD DE CONCESION DEFINITIVA

Artículo 37º. La solicitud de concesión definitiva será presentada, observando lo establecido en el Artículo 25 de la Ley; señalando además el domicilio legal y adjuntando el instrumento que acredite la garantía a que se refiere el inciso i) de dicho Artículo.

El monto de la garantía será equivalente al 1% del presupuesto del proyecto con un tope de 500 UIT.

La vigencia de esta garantía se extenderá hasta la suscripción del correspondiente contrato de concesión. ²³

Cc. Arts. 24º, 25º y 28º de la Ley.

Artículo 38º. La solicitud presentada deberá ser estudiada por la Dirección, la que emitirá su informe dentro de los cinco (5) días calendario siguientes.

Artículo 39º. Si de la evaluación efectuada se determinara la necesidad de ampliar información o se verificara la existencia de deficiencias y/u omisiones susceptibles de corregirse, la Dirección notificará al petitionerario para que dentro del término de siete (7) días calendario las subsane, anotándose este hecho en el libro respectivo. ²⁴

Artículo 40º. Si el petitionerario no cumpliera con atender en el plazo establecido el requerimiento de la Dirección o si la información que presentase resultara insuficiente o no cubriese las exigencias de la Dirección, ésta resolverá denegando la solicitud, lo que será comunicado al interesado y asentado en el libro correspondiente. En este caso la Dirección ejecutará la garantía otorgada por el petitionerario. ²⁵

Artículo 41º. Si la solicitud es admitida, se notificará al interesado y se anotará en el libro correspondiente; ordenándose su publicación, en la forma establecida en el Artículo 25º de la Ley, dentro de los tres (3) días calendario siguientes a su admisión. ²⁶

TRAMITE DE CONCURRENCIA DE SOLICITUDES

²³ Artículo modificado por el Art. 1º del D.S. 004-96-EM, publicado el 23-01-96. El anterior artículo señalaba: "**La solicitud de concesión definitiva será presentada, observando lo establecido en el Artículo 25o. de la Ley; señalando además el domicilio legal y adjuntando el instrumento que acredite la garantía a que se refiere el inciso i) de dicho artículo. El monto de la garantía será equivalente al 0.2% del presupuesto del proyecto con un tope de 50 UIT.**"

²⁴ Modificado por Decreto Supremo N° 022-97-EM, publicado con fecha 12.10.97. El anterior artículo señalaba: "**Si de la evaluación efectuada se determinara la necesidad de ampliar información o se verificara la existencia de deficiencias y/u omisiones susceptibles de corregirse, la Dirección notificará al petitionerario para que dentro del término de siete (7) días calendario las subsane, anotándose este hecho en el Registro de Concesiones Eléctricas.**"

²⁵ Idem. El anterior artículo señalaba: "**Si el petitionerario no cumpliera con atender en el plazo establecido el requerimiento de la Dirección o si la información que presentase resultara insuficiente o no cubriese las exigencias de la Dirección, ésta resolverá denegándola solicitud, lo que será comunicado al interesado y asentado en el Registro correspondiente. En este caso la Dirección ejecutará la garantía otorgada por el petitionerario.**"

²⁶ Idem. El anterior artículo señalaba: "**Si la solicitud es admitida, se notificará al interesado y se anotará en el registro; ordenándose su publicación, en la forma establecida en el Artículo 25o. de la Ley, dentro de los tres (3) días calendario siguientes a su admisión.**"

Artículo 42°. Si dentro del plazo señalado en el Artículo 26° de la Ley, se presentaran nuevas solicitudes para una misma concesión, vencido dicho término, la Dirección procederá a:

- a) Notificar al peticionario de la concesión y a los solicitantes concurrentes dentro de los siguientes cinco (5) días calendario; y,
- b) Determinar las solicitudes concurrentes válidas para su admisión, conforme a lo establecido en los Artículos 37° a 41° del Reglamento, con excepción de la publicación a que se refiere el Artículo citado en último término.

Cc. Art. 26° de la Ley.

Artículo 43°. Calificadas las solicitudes concurrentes, la Dirección procederá a seleccionar la mejor alternativa teniendo en cuenta los siguientes criterios:

- a) El mejor aprovechamiento de los recursos naturales;
- b) La mayor eficiencia en la inversión; y,
- c) El menor plazo de ejecución de las obras.

En igualdad de condiciones tendrá derecho preferente los que previamente hubieran sido titulares de una concesión temporal y hayan cumplido sus obligaciones como tal, en forma satisfactoria. Entre estos últimos tendrá derecho preferente el peticionario cuya solicitud de concesión definitiva tenga fecha anterior de presentación.²⁷

TRAMITE DE OPOSICIONES

Artículo 44°. Dentro de los quince (15) días calendario, contados a partir de la última publicación, podrán formularse oposiciones a la concesión solicitada; anotándose en el libro respectivo de acuerdo a la fecha y hora de su presentación.²⁸

Cc. Art. 27° de la Ley.

Artículo 45°. Las oposiciones que se formulen, serán sustentadas con documentos fehacientes y se deberá acompañar una garantía por un monto equivalente al que se fija en el Artículo 37° del Reglamento y, con vigencia hasta la solución definitiva de la oposición.

Artículo 46°. Vencido el plazo establecido en el Artículo 44° del Reglamento, se correrá traslado de la oposición u oposiciones planteadas al peticionario, para que en el término de diez (10) días calendario absuelva y presente la documentación que sustente su derecho.

²⁷Último párrafo modificado por el Art. 1° del D.S. 004-96-EM, publicado el 23-01-96. El anterior párrafo señalaba: "***En igualdad de condiciones tendrá derecho preferencia el que previamente hubiere sido titular de una concesión temporal y haya cumplido sus obligaciones como tal, en forma satisfactoria***".

²⁸ Modificado por Decreto Supremo N° 022-97-EM, publicado con fecha 12.10.97. El anterior artículo señalaba: "***Dentro de los quince (15) días calendario, contados a partir de la última publicación, podrán formularse oposiciones a la concesión solicitada; anotándose en el respectivo Registro la fecha y hora de su presentación.***"

Artículo 47º. Si el peticionario se allanara a la oposición planteada o no absolviese el traslado, dentro del término indicado en el Artículo anterior, la Dirección, dentro de un plazo de cinco (5) días calendario, resolverá la oposición, en mérito a los estudios realizados. En el caso de declararse fundada la oposición, la Dirección ejecutará la garantía otorgada por el peticionario.

Artículo 48º. Cuando sea procedente, la Dirección abrirá la oposición a prueba por el término de ocho (8) días calendario prorrogables a ocho (8) días calendario adicionales. Si fuera necesario actuar pruebas de campo, se ordenará una nueva prórroga que en ningún caso superará los ocho (8) días calendario.

Las pruebas deberán ofrecerse dentro de los cuatro (4) primeros días calendario y actuarse dentro de los cuatro (4) días calendario restantes del término probatorio o durante su prórroga. Si durante los cuatro (4) primeros días del término probatorio una de las partes hubiera ofrecido pruebas que la otra considera necesario rebatir, podrá hacerlo, ofreciendo dentro de los cuatro (4) días calendario siguientes las que estime convenientes a su derecho.

El costo que demande la actuación de las pruebas será de cuenta y cargo de quien las ofrezca.

Artículo 49º. Las resoluciones, comunicaciones, y determinaciones de la Dirección en la tramitación de oposiciones son inapelables, a excepción de las que denieguen una prueba, las que podrán ser apeladas ante el Ministerio, dentro de cinco (5) días calendario de notificadas.

La Resolución Ministerial que se dicte es inapelable en la vía administrativa. La apelación no impide que se continúen actuando las demás pruebas.

Artículo 50º. Evaluadas las pruebas presentadas por las partes, la Dirección resolverá la oposición, en el plazo de cinco (5) días calendario, mediante Resolución Directoral. Esta Resolución podrá ser apelada ante el Ministerio, dentro de un plazo de cinco (5) días calendario de notificada.

El Ministerio resolverá, en última instancia administrativa, dentro de los cinco (5) días calendario de presentada la apelación, emitiendo la respectiva Resolución Ministerial.

En caso en que la oposición fuera declarada infundada, la Dirección ejecutará la garantía otorgada por el opositor.

Artículo 51º. El tiempo que se requiera para el trámite y solución de concurrencia de solicitudes de concesión y de oposiciones, no será computado para los efectos del plazo a que se refiere el Artículo 28º de la Ley.

OTORGAMIENTO Y CONTRATO DE LA CONCESION DEFINITIVA

Artículo 52º. De no haberse formulado oposición o ésta haya sido resuelta a favor del peticionario en la vía administrativa, la Dirección procederá a efectuar la evaluación pertinente, con la finalidad de decidir la procedencia *de* la solicitud.

Cc. Art. 28 y ss. de la Ley.

Artículo 53°. La Resolución Suprema de otorgamiento de la concesión, deberá expedirse dentro del plazo señalado en el Artículo 28° de la Ley; aprobando el respectivo Contrato de Concesión y designando al funcionario que debe intervenir en la celebración del mismo a nombre del Estado.

La referida Resolución deberá ser notificada al peticionario dentro de los cinco (5) días calendario siguientes a su expedición y únicamente entrará en vigor si el peticionario cumple con aceptarla por escrito dentro de los diez (10) días siguientes de su notificación.²⁹

Artículo 54°. El Ministerio hará publicar la resolución de otorgamiento de la concesión por una sola vez en el Diario Oficial "El Peruano" en un plazo de cinco (5) días calendario, contados a partir de su aceptación. La publicación será por cuenta del interesado.³⁰

Cc. Arts. 14° y 16° de la Ley.

Artículo 55°. El contrato de concesión, además de lo señalado en el Artículo 29° de la Ley, deberá consignar lo siguiente:

- a) Condiciones técnicas de suministro;
- b) Límite de potencia con carácter de Servicio Público de Electricidad para los concesionarios de distribución, determinado de acuerdo al Artículo 2° del Reglamento;
- c) Garantía por un monto equivalente al 1% del presupuesto de las obras, cuando esté comprometida su ejecución, con vigencia hasta la conclusión y aceptación de las mismas.³¹

De este monto se deducirá la garantía establecida según el Artículo 37° del Reglamento, cuando corresponda.

El peticionario deberá efectuar el depósito de la garantía en el Ministerio, simultáneamente, a la aceptación por escrito de la Resolución de otorgamiento de la concesión.

Cc. Art. 104° de la Ley.

Artículo 56°. El titular de la concesión sufragará los gastos que demande la respectiva escritura pública y estará obligado a proporcionar al Ministerio un testimonio de la misma. En la escritura se insertará el texto de la Resolución correspondiente.

Artículo 57°. Las garantías a que se refieren el inciso g) del Artículo 30°, el Artículo 37°, el Artículo 45° y el inciso c) del Artículo 55° del Reglamento serán otorgadas mediante carta fianza extendida por una entidad financiera o de seguros que opere en el país.³²

²⁹Modificado por el artículo 1o. del D.S. No. 02-94-EM, publicado el 11-01-94. El anterior artículo señalaba: "**La Resolución Suprema de otorgamiento de la concesión, deberá expedirse dentro del plazo señalado en el Artículo 28 de la Ley; designando al funcionario que debe intervenir en la celebración del Contrato a nombre del Estado y señalando el plazo para la aceptación de la misma por el peticionario, el cual no podrá ser mayor a diez (10) días calendario contados a partir de su notificación.**

La resolución deberá ser notificada al peticionario dentro de los cinco (5) días calendario siguientes a su expedición y únicamente entrará en vigor si el peticionario cumple con aceptarla por escrito dentro del plazo que ésta señale."

³⁰ Modificado por Decreto Supremo N° 022-97-EM, publicado con fecha 12.10.97. El anterior artículo señalaba: "**El Ministerio hará publicar la Resolución de otorgamiento de la concesión por una sola vez en el Diario Oficial "El Peruano" en un plazo de cinco (5) días calendario, contados a partir de su aceptación."**

³¹Inciso modificado por el Art.1° del D.S N° 004-96-EM, publicado el 23-01-96. El anterior inciso señalaba: "**c) Garantía por un monto equivalente al 0.1% del presupuesto de las obras, cuando esté comprometida su ejecución, con vigencia hasta la conclusión y aceptación de las mismas".**

El concesionario podrá solicitar la liberación parcial de la garantía otorgada en función al avance de las obras, cada vez que ejecute un 25% del presupuesto. Para la liberación de las garantías, el avance de las obras deberá ser comprobado y aprobado por la Dirección.

OBLIGACIONES DE TITULARES DE CONCESIONES Y AUTORIZACIONES

Artículo 58º. Los concesionarios y titulares de autorizaciones están obligados a presentar, Dirección, en forma mensual lo siguiente: ³³

- a) Información de producción;
- b) Información comercial; y,
- c) Pérdidas de potencia y energía.
- d) Otras informaciones que la Dirección considere pertinente respecto al servicio.³⁴

La Dirección establecerá los formatos y los medios tecnológicos mediante los cuales las empresas deberán remitir dicha información, de acuerdo a la actividad que éstas desarrollen.

En caso que otras entidades requieran dicha información, deberán solicitarla a la Dirección. La información que soliciten las autoridades judiciales, fiscales y/o tributarias y/o Defensoría del pueblo podrán hacerlo directamente. ³⁵

OSINERG y la Comisión podrán solicitar la información que requieran para el cumplimiento de sus funciones. Los concesionarios y titulares de autorizaciones están obligados a presentar toda la información sobre los contratos de venta de electricidad e información comercial que permita a la Comisión cumplir con la comparación de precios a que se refiere el Artículo 53º de la Ley, en la forma, plazos y medios que ésta señale. ³⁶

La Comisión tomará en cuenta los precios en barra para la comparación de precios a que se refiere el párrafo anterior, en caso que la información requerida no sea presentada oportunamente. ³⁷

Cc. Arts. 31º, 32º, 33º y 34º de la Ley.

Artículo 59º. Los concesionarios y titulares de autorizaciones, cuyos precios sean regulados, deberán presentar a la Comisión, dentro de los treinta (30) días calendario del cierre de cada trimestre, la siguiente información:

³² Párrafo modificado por Decreto Supremo N° 022-97-EM, publicado con fecha 12.10.97. El anterior párrafo señalaba: "**Las garantías a que se refieren el inciso g) del Artículo 30, el Artículo 37 y el inciso c) del Artículo 55 del Reglamento serán otorgadas mediante carta fianza extendida por una entidad financiera o de seguros que opere en el país...**"

³³ Párrafo modificado por Decreto Supremo N° 006-98-EM publicado en el Diario Oficial "EL Peruano" con fecha 18.02.98. (El anterior párrafo señalaba: "**Los concesionarios o titulares de autorizaciones están obligados a presentar, solamente a la Dirección, en forma mensual lo siguiente...**"

³⁴ Inciso añadido por el artículo 1o. del D.S. No. 43-94-EM, publicado el 28/10/94.

³⁵ Párrafo modificado por el Decreto Supremo N° 006-98-EM (El anterior párrafo, que fuera el original y que no sufrió modificación alguna dada la promulgación del Decreto Supremo N° 022-97-EM de fecha 12.10.97, señalaba: "**En caso que otras entidades requieran dicha información, deberán solicitarla únicamente a la Dirección, excepto las que soliciten las autoridades judiciales, fiscales y/o tributarias**".)

³⁶ Párrafo modificado por Decreto Supremo N° 006-98-EM, publicado con fecha 18.02.98. (El anterior párrafo, que fuera añadido mediante Decreto Supremo N° 022-97-EM de fecha 12.10.97, únicamente señalaba: "**OSINERG y la Comisión podrán solicitar la información que requieran para el cumplimiento de sus funciones.**")

³⁷ Párrafo agregado por Decreto Supremo N° 006-98-EM publicado en el Diario Oficial con fecha 18.02.98.

- a) Balance General;
- b) Estado de Ganancias y Pérdidas por naturaleza y destino;
- c) Flujo de fondos; y,
- d) Otras que considere convenientes.

Igualmente, dentro de los 20 primeros días calendario del mes de abril de cada año, deberán entregar a la Comisión, los estados financieros del ejercicio anterior, debidamente auditados.

La Comisión establecerá los formatos y los medios tecnológicos mediante los cuales, las empresas deberán remitir dicha información

Artículo 60º. La concesión de distribución puede comprender una o más zonas de concesión, debiendo estar identificadas en el contrato de concesión.³⁸

La delimitación de la zona de concesión para los concesionarios de distribución de Servicio Público de Electricidad, será establecida por el Ministerio en la oportunidad de otorgar la concesión definitiva, sobre la base de la propuesta que formule el peticionario.

La zona de concesión quedará determinada por el área geográfica ocupada por habilitaciones o centros urbanos donde existan o se implanten redes de distribución, más una franja de un ancho mínimo de 100 metros en torno a ellas.

Cc. Art. 30º de la Ley.

Artículo 61º. En los casos en que un concesionario de distribución haya efectuado las ampliaciones previstas en el Artículo 30º de la Ley, se regularizará mediante el siguiente procedimiento:

- a) El concesionario presentará la respectiva solicitud a la Dirección; adjuntando los correspondientes planos, memoria descriptiva, especificaciones técnicas, metrados y costos de las ampliaciones efectuadas;
- b) La Dirección podrá solicitar al concesionario, dentro de los cinco (5) días calendario de presentada la solicitud, información ampliatoria que éste deberá presentar dentro de los cinco (5) días calendario siguientes;
- c) La Dirección determinará las modificaciones a incorporarse en el contrato de concesión que se consignarán en la Resolución Suprema, que deberá dictarse dentro de los treinta (30) días calendario de presentada la solicitud. Dicha Resolución será notificada al concesionario y publicada en el Diario Oficial "El Peruano" por una sola vez, dentro de los cinco (5) días calendario de expedida; y,
- d) Las modificaciones aprobadas serán formalizadas en un addendum al contrato elevándose a escritura pública cumpliendo las obligaciones establecidas en el Artículo 56 del Reglamento.

Artículo 62º. Si se presentaran discrepancias entre los usuarios y los concesionarios de transmisión por el uso de los sistemas de éstos últimos, a que se refiere el Artículo 33º de la Ley, en lo relativo a capacidad de transmisión o las ampliaciones requeridas, éstas serán resueltas por procedimiento arbitral.

Las inversiones efectuadas por los usuarios tendrán carácter reembolsable, bajo la misma modalidad establecida en el Artículo 84º de la Ley.

³⁸ Párrafo agregado por Decreto Supremo N° 022-97-EM, publicado con fecha 12.10.97. El anterior señalaba lo siguiente: "**La delimitación de la zona de concesión para los concesionarios de distribución de Servicio Público de Electricidad, será establecida por el Ministerio en la oportunidad de otorgar la concesión definitiva, sobre la base de la propuesta que formule el peticionario...**"

Artículo 63º. El plazo de vigencia de los contratos, a que se refiere el inciso b) del Artículo 34º de la Ley, será verificado por la Dirección en el mes de julio de cada año. Para este efecto, los concesionarios de distribución deberán presentar a la Dirección antes del 30 de junio del año correspondiente, copias de los documentos sustentatorios.

Artículo 64º. Los concesionarios, los titulares de autorizaciones y las personas que obtengan los permisos a que se refiere el Artículo 121º de la Ley, están obligados a garantizar la calidad, continuidad y oportunidad del servicio eléctrico, cumpliendo con los niveles de calidad establecidos en la norma técnica correspondiente.³⁹

Artículo 65º. Si se presentaran discrepancias entre los usuarios y los concesionarios de distribución por el uso de los sistemas de éstos últimos, a que se refiere el inciso d) del Artículo 34º de la Ley, en lo relativo a capacidad de transmisión o las ampliaciones requeridas, éstas serán resueltas por procedimiento arbitral.⁴⁰

El usuario deberá asumir el costo de las inversiones para la ejecución de las ampliaciones que se requieran, así como las compensaciones por el uso de los sistemas según lo establecido en el Artículo 140º del Reglamento.

Las inversiones efectuadas por los usuarios tendrán carácter reembolsable, bajo la misma modalidad establecida en el Artículo 84º de la Ley.

Cc. Ley General de Arbitraje.⁴¹

AUTORIZACIONES

Artículo 66º. Si la solicitud para obtener autorización, que señala el Artículo 38º de la Ley, implica el uso de recursos naturales de propiedad del Estado, deberá acreditarse el permiso correspondiente.

Con dicha solicitud deberá acompañar una garantía equivalente al 1% del presupuesto del proyecto con un tope de 1000 UIT, en caso que la autorización sea solicitada antes del inicio de la operación de la planta. La vigencia de la garantía se extenderá hasta que la planta realice su operación.⁴²

Artículo 67º. La Dirección evaluará la solicitud de autorización y los documentos sustentatorios de la misma y de ser viable, se otorgará la autorización mediante Resolución Ministerial, dentro del plazo establecido en el

³⁹ Modificado por Decreto Supremo N° 022-97-EM, publicado con fecha 12.10.97. (El anterior artículo señalaba lo siguiente: "**El concesionario de distribución, para cumplir con lo previsto en el inciso c) del Artículo 34 de la Ley, deberá garantizar un suministro continuo, oportuno, suficiente y que cumpla con las siguientes condiciones técnicas:**
a) Caída de tensión máxima del 3.5% y de 5% en los extremos de la red primaria y secundaria, respectivamente; y,
b) Una frecuencia nominal de 60 hertzios, con variación instantánea máxima de 1 hertz, que deberá recuperarse en un período máximo de 24 horas.

La Dirección podrá variar los valores fijados en el inciso a) del presente artículo para los servicios rurales")

⁴⁰ Modificado por el Artículo 1º del D. S. N° 02-94-EM, publicado el 11-01-94. (El anterior articulado señalaba: "**Si se presentaran discrepancias entre los usuarios y los concesionarios de distribución por el uso de los sistemas de éstos últimos, a que se refiere el inciso d) del Artículo 33 de la Ley, en lo relativo a capacidad de transmisión o las ampliaciones requeridas, éstas serán resueltas por procedimiento arbitral.**")

⁴¹ Decreto Ley N° 25935, de fecha 10-12-93.

⁴² Párrafo agregado por Decreto Supremo N° 022-97-EM, publicado con fecha 12.10.97

Artículo 38° de la Ley. La Resolución deberá publicarse en el Diario Oficial "El Peruano" por una sola vez, por cuenta del interesado dentro de los cinco (5) días calendario siguientes a su expedición.⁴³

Cuando la potencia instalada total sea inferior a 10 MW, las autorizaciones podrán ser otorgadas por las autoridades que designe el Ministerio en las ciudades ubicadas fuera de la Capital de la República.

Artículo 68°. La Dirección deberá verificar la información presentada, con carácter de declaración jurada por los peticionarios, dentro de los 3 meses siguientes al otorgamiento de la autorización.

Cc. Art. 38 de la Ley.

Artículo 69°. Las autorizaciones serán canceladas por el Ministerio, previo informe de la Dirección, en los siguientes casos:

- a) Si de la verificación a que se refiere el Artículo precedente, se comprobara la inexactitud del contenido de las declaraciones juradas;
- b) Por reiterada infracción a la conservación del Patrimonio Cultural de la Nación, que se encuentre declarado como tal, al momento de ejecutar las obras; y/o del medio ambiente; o,
- c) Si el titular de una central generadora integrante de un sistema interconectado, luego de habersele aplicado las sanciones correspondientes, no opera sus instalaciones de acuerdo a las normas de coordinación del respectivo Comité de Operación Económica del Sistema (COES).
- d) Si el titular de la autorización renuncia a la misma. La renuncia a la autorización que compromete el servicio público de electricidad se rige por los requisitos y procedimiento establecido para la renuncia a una concesión definitiva en lo que le fuera aplicable, debiendo expedirse Resolución Ministerial para la aceptación de la renuncia. Tratándose de casos en los que no se afecte el servicio público, bastará el informe favorable de la Dirección.⁴⁴

Cc. Art. 9° de la Ley.

RENUNCIA Y CADUCIDAD DE CONCESIONES

Artículo 70°. El titular de una concesión temporal podrá renunciar a la misma, comunicando este hecho al Ministerio con una anticipación de treinta (30) días calendario, debiendo el Ministerio emitir la correspondiente Resolución Ministerial dentro del plazo señalado.

En este caso la Dirección ejecutará la garantía a que se refiere el inciso g) del Artículo 30° del Reglamento.

Cc. Art. 35° de la Ley.

Artículo 71°. El concesionario podrá renunciar a su concesión definitiva, comunicando este hecho al Ministerio con una anticipación no menor de un año.

⁴³ Primer párrafo modificado por Decreto Supremo N° 022-97-EM con fecha 12.10.97. El anterior párrafo señalaba que: ("**La Dirección evaluará la solicitud de autorización y los documentos sustentatorios de la misma y, de ser viable, se otorgará la autorización mediante resolución ministerial, dentro del plazo establecido en el Artículo 38 de la Ley. La resolución deberá publicarse en el Diario Oficial "El Peruano" por una sola vez, dentro de los cinco (5) días calendario siguientes a su expedición....**")

⁴⁴ Inciso agregado por Decreto Supremo N° 022-97-EM, publicado con fecha 12.10.97

La Dirección evaluará la renuncia y se expedirá la respectiva Resolución Suprema aceptándola y determinando la fecha en que ésta se haga efectiva. En este caso la Dirección ejecutará las garantías otorgadas por el concesionario.

Cc. Art. 35º de la Ley.

Artículo 72º. Aceptada la renuncia, se designará un Interventor de las operaciones del concesionario hasta el cumplimiento del plazo respectivo; y se procederá a la subasta de los derechos y los bienes de la concesión, aplicando el procedimiento dispuesto en el Artículo 79º del Reglamento.

Artículo 73º. La tramitación de la caducidad de la concesión, en mérito a las causales que señala el Artículo 36º de la Ley, seguirá el siguiente curso:

- a) La Dirección formará un expediente, en el cual se documentará la causa que amerita la caducidad; debiendo notificar este hecho al concesionario por vía notarial;
- b) El concesionario, una vez recibida la notificación a que se refiere el inciso precedente, podrá efectuar los descargos y presentar las pruebas que considere convenientes a su derecho, dentro del plazo de quince (15) días calendario de recibida la respectiva carta notarial;
- c) Evaluadas las pruebas por la Dirección, la declaratoria de caducidad, de ser procedente, se resolverá por Resolución Suprema en un plazo máximo de cuarenticinco (45) días calendario, contados a partir de la notificación al concesionario del mérito de la caducidad; y,
- d) En la Resolución Suprema que declara la caducidad, deberá designarse las respectivas personas naturales o jurídicas que se encarguen de llevar a cabo la intervención y la subasta pública, a que se refiere el Artículo 37º de la Ley.

Artículo 74º. La Resolución Suprema que declara la caducidad será notificada notarialmente al concesionario o a su representante legal, en el domicilio señalado en el expediente dentro de las 48 horas de expedida, debiendo en el mismo término iniciar su publicación por dos (2) días consecutivos en el Diario Oficial "El Peruano".

Cc. Art. 37 de la Ley.

Artículo 75º. La caducidad declarada, determina el cese inmediato de los derechos del concesionario establecidos por la Ley y el contrato de concesión. La Dirección ejecutará las garantías que se encontraran vigentes.

Artículo 76º. Quien se encargue de la intervención, a que se refiere el inciso d) del Artículo 73º del Reglamento, tendrá las siguientes facultades:

- a) Determinar las acciones de carácter administrativo, que permitan la continuación de las operaciones de la concesión; y,
- b) Determinar las acciones de carácter técnico, que permitan la oportuna y eficiente prestación del servicio.

El cumplimiento de las medidas dictadas por el Interventor serán obligatorias para todos los estamentos de la entidad intervenida, cuyo representante legal podrá solicitar su reconsideración ante la Dirección, la que deberá resolver en un término de cinco (5) días calendario.

Los gastos totales que demande la intervención serán de cuenta y cargo de la entidad intervenida.

Si durante el período de este procedimiento, la entidad intervenida deviniese en insolvente para atender las obligaciones que le imponga el Interventor, el Estado podrá asumir la administración plena y directa de los bienes de la concesión en tanto se proceda a su transferencia a terceros.

Cc. Art. 73º del Reglamento.

Artículo 77º. El titular de la concesión podrá contradecir la declaratoria de caducidad ante el Poder Judicial en la vía que corresponda. La demanda deberá ser interpuesta dentro de treinta (30) días calendario, contados a partir de la notificación de la respectiva Resolución de caducidad.

En este caso, la intervención se mantendrá hasta que se resuelva definitivamente la causa mediante resolución judicial expedida en última instancia.

Artículo 78º. Sancionada definitivamente la caducidad de una concesión, de conformidad con lo dispuesto en los Artículos precedentes, el Ministerio procederá a subastar públicamente los derechos y los bienes de la concesión.

Artículo 79º. El procedimiento que deberá observar el Ministerio para llevar a cabo la subasta pública de los derechos y bienes de la concesión, será el siguiente:

- a) Designará una entidad consultora, entre las que tenga precalificadas, que efectúe la valorización de los derechos y bienes de la concesión y determine el monto base respectivo. La referida designación deberá efectuarse dentro de los diez (10) días calendario siguientes a la sanción definitiva de la caducidad o se haga efectiva la renuncia.

La valorización deberá efectuarse en un plazo máximo de cuarenticinco (45) días calendario;

- b) Formulará, directamente o mediante consultoría, las Bases que regirán la subasta; las que contendrán los Términos de Referencia para la propuesta técnica, para la propuesta económica y las garantías requeridas para intervenir en el proceso. Esta acción deberá efectuarse simultáneamente a la valorización de la concesión;
- c) Cumplido lo dispuesto en los incisos que anteceden, mandará publicar la convocatoria de la subasta pública en el Diario Oficial "El Peruano" y otro de circulación nacional, por cinco (5) días consecutivos;
- d) En acto público, los interesados presentarán sus propuestas técnicas, las que deberán ser evaluadas por el Ministerio en un plazo de treinta (30) días calendario, contados a partir de la última publicación a que se refiere el inciso precedente; y,
- e) Entre los interesados que hayan obtenido precalificación técnica aprobatoria, se otorgará la buena pro, en acto público, al que presente la mejor propuesta económica.

TITULO IV

COMITÉ DE OPERACION ECONOMICA DEL SISTEMA

ASPECTOS GENERALES

Artículo 80º. Para la constitución de un COES en un sistema interconectado se requiere que se cumplan, simultáneamente, las siguientes condiciones:

- a) Que exista más de una entidad generadora que cumpla con las características señaladas en el inciso a) del artículo siguiente; y,
- b) Que la potencia instalada total del sistema sea igual o superior a 100 MW.

Si se interconectaran dos sistemas eléctricos en que existiesen COES, sólo seguirá operando el COES del sistema de mayor potencia instalada al que se deberán incorporar los integrantes del otro.

Cc. Arts. 39º y ss. de la Ley.

Artículo 81º. Cada COES estará integrado obligatoriamente por:

- a) Entidades cuya potencia efectiva de generación sea superior al 2% de la potencia efectiva de generación del sistema interconectado y comercialicen más del 35% de su energía producida; y,⁴⁵
- b) Entidades titulares del Sistema Principal de Transmisión.

Las entidades generadoras que no cumplan individualmente con la condición señalada en el inciso a) del presente artículo, podrán participar en el COES asociándose entre ellas y siempre que alcancen el referido límite, pudiendo acreditar sólo un representante por todas ellas.⁴⁶

Cc. Art. 40º de la Ley.

Artículo 82º. No obstante lo señalado en el artículo precedente, podrán eximirse de participar en el COES los propietarios de centrales generadoras, cuya producción comercializada anual de energía eléctrica se encuentre totalmente contratada con otras empresas generadoras del COES. En este caso la coordinación de dichas unidades generadoras será efectuada por el COES a través del generador integrante.

Artículo 83º. Las disposiciones de coordinación que, en virtud de la Ley y el Reglamento, emita el COES, serán de cumplimiento obligatorio para todos sus integrantes tanto para sus propias unidades como para aquellas unidades que tenga contratadas con terceros.⁴⁷

Cc. Art. 32º de la Ley.

⁴⁵ Modificado por el Artículo 1º del D.S. Nº 043-94-EM; de fecha 28-10-94. (El anterior artículo, que fuera modificado mediante D.S. 02-94-EM de fecha 11.01.94, señalaba: "**a) Entidades cuya potencia efectiva de generación sea superior al 2% de la potencia efectiva de generación del sistema interconectado y comercialicen más del 50% de su energía firme; y..**". Anteriormente, el inciso original, materia de una modificación mediante D.S. 02-94-EM, señalaba lo siguiente: "**a) Entidades generadoras cuya potencia instalada sea superior al 2% de la potencia instalada efectiva del sistema interconectado y comercialicen más del 50% de su energía firme; y..**")

⁴⁶ Este artículo tiene una precisión establecida en la Resolución Ministerial Nº 373-97-EM/VME publicada con fecha 05.09.97. Así pues dicha R.M. señala lo siguiente:

"Artículo 1º.- Los titulares de las centrales de generación, que integren un Comité de Operación Económica del Sistema (COES) y que por aumento de la potencia efectiva del Sistema Interconectado, hayan dejado de cubrir el 2% de la potencia efectiva del mismo, permanecerán en el respectivo COES, integrando la Dirección de Operaciones del mismo, no pudiendo pertenecer a su Directorio.

Artículo 2º.- Las empresas comprendidas en el Artículo 1º de la presente Resolución, continuarán participando en el despacho programado por el COES, así como continuarán siendo integrantes de los comités técnicos del mismo, cumpliendo para tal efecto con los aportes y las disposiciones legales que se refieren al funcionamiento del COES".

⁴⁷ En lo referente a los COES, el numeral 3.5 de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos aprobada mediante Decreto Supremo Nº 020-97 dispone que: "**3.5: En caso de transferencias de energía, en condiciones de mala calidad, desde un Comité de Operación Económica del Sistema (COES) o entre integrantes de un COES, este Comité está obligado a investigar e identificar a los miembros responsables por el incumplimiento con la calidad de producto y suministro y de garantizar las retribuciones respectivas a los Suministradores afectados para resarcirlos de las compensaciones pagadas a sus Clientes por faltas ajenas. Tratándose de casos en los que es difícil o imposible identificar a los responsables, todos los miembros del COES asumen la responsabilidad solidariamente, a excepción de aquellos cuya intervención en la deficiencia sea manifiestamente imposible**".

ORGANIZACION

Artículo 84°. El COES está constituido por un Directorio y una Dirección de Operaciones.

El funcionamiento interno del COES será regulado mediante un Estatuto, el que será puesto en conocimiento de la Dirección y de la Comisión.

Cc. Arts. 40° y 41° de la Ley.

Artículo 85°. El Directorio es el máximo órgano de decisión del COES y es responsable de velar por el cumplimiento de las disposiciones que le señalan la Ley, el Reglamento y el Estatuto.

El Directorio estará conformado por un representante de cada integrante.

La Presidencia del Directorio será rotativa entre sus integrantes, en las condiciones que establezca el Estatuto.

Artículo 86°. El Directorio tendrá las siguientes funciones:

- a) Nominar la Dirección de Operaciones o encargar sus funciones a una persona jurídica;
- b) Aprobar los informes y estudios establecidos en la Ley;
- c) Aprobar el Estatuto del COES y sus modificaciones;
- d) Resolver los conflictos que le someta a consideración la Dirección de Operaciones;
- e) Aprobar el presupuesto anual que demande el funcionamiento del COES; y,
- f) Proponer al Ministerio para su aprobación, los procedimientos a que se refieren los incisos c) y d) del Artículo 40° de la Ley; y ⁴⁸
- g) Otras, que en el marco de la Ley y el Reglamento, señale el Estatuto" ⁴⁹

Las funciones señaladas en los incisos a), c) y d) serán aprobadas por unanimidad.

En el caso en que las funciones de la Dirección de Operaciones fuera encargada a una persona jurídica, los integrantes del COES no quedan eximidos de sus responsabilidades.

Artículo 87°. El presupuesto del COES será cubierto por las entidades integrantes con aportes proporcionales a sus ingresos, obtenidos en el ejercicio anterior, por concepto de venta de potencia y energía, Ingreso Tarifario y Peajes de Conexión.

Artículo 88°. Las divergencias o conflictos derivados de la aplicación de la Ley, del Reglamento o del Estatuto, que no pudieran solucionarse por el Directorio, serán sometidos por las partes a procedimiento arbitral.

Cc. Ley General de Arbitraje. ⁵⁰

⁴⁸ Inciso modificado por D.S. 004-99-EM de fecha 20.03.99. El anterior inciso señalaba: "**f) Otras, que en el marco de la Ley y el Reglamento, señale el Estatuto**".

⁴⁹ Inciso agregado por D.S. 004-99-EM.

⁵⁰ Dec. Ley. 25935, de fecha 10-12-92.

Artículo 89º. El Directorio, en tanto se resuelva la situación a que se refiere el artículo precedente, adoptará provisionalmente la decisión por mayoría; en caso de empate el Presidente tendrá voto dirimente.

Artículo 90º. El Directorio sesionará ordinariamente al menos una vez al mes y extraordinariamente cada vez que lo soliciten dos o más directores.

Artículo 91º. La Dirección de Operaciones es el órgano ejecutivo del COES y tendrá las siguientes funciones :

- a) Elaborar los programas de operación de corto, mediano y largo plazo del sistema interconectado y comunicarlos a sus integrantes para su cumplimiento;
- b) Controlar el cumplimiento de los programas de operación de corto plazo establecidos y ordenar a los integrantes acatar las medidas correctivas dispuestas;
- c) Coordinar el mantenimiento mayor de las instalaciones y ordenar a los integrantes acatar las medidas correctivas necesarias;
- d) Calcular los costos marginales de energía de corto plazo del sistema eléctrico;
- e) Determinar y valorizar las transferencias de energía entre los integrantes del COES que resulten de la operación a mínimo costo del conjunto del sistema. Estas transferencias se efectuarán a los costos marginales de corto plazo del sistema;
- f) Calcular la potencia y energía firme de cada una de las unidades generadoras del sistema;
- g) Determinar y valorizar las transferencias de potencia entre los generadores integrantes;⁵¹
- h) Proponer al Directorio las modificaciones del Estatuto;
- i) Elaborar y proponer al Directorio el presupuesto del COES;
- j) Elaborar los estudios para la fijación tarifaria y someterlo al Directorio;
- k) Elaborar los informes regulares establecidos en la Ley y el Reglamento;
- l) Nominar los Comités Técnicos que fueran necesarios; y,
- m) Otras que el Directorio le encomiende.

PROCEDIMIENTOS PARA LA OPTIMIZACION DE LA OPERACION

Artículo 92º. La operación en tiempo real de las unidades generadoras y sistemas de transmisión de un sistema interconectado será efectuada directamente por sus titulares, bajo sus propias responsabilidades. En los sistemas interconectados donde exista un COES, dicha operación se hará ciñéndose a los programas establecidos por la Dirección de Operaciones, que son de cumplimiento obligatorio por todas las entidades.

Dentro de cada COES, la coordinación de la operación en tiempo real del sistema será efectuada por el representante de los titulares del Sistema Principal de Transmisión en calidad de "Coordinador de la Operación del Sistema". El Coordinador de la Operación del Sistema, en resguardo de la calidad y seguridad del sistema eléctrico, supervisará y controlará el suministro de electricidad a las empresas distribuidoras y a los clientes libres.

⁵¹ Inciso modificado por D.S. 004-99-EM. El anterior inciso señalaba: "**Determinar y valorizar las transferencias de potencia firme entre integrantes a precios de Potencia de punta en barras;**"

Las referidas entidades sólo podrán apartarse de la programación a que se refiere el Artículo 93° del presente reglamento, por salidas intempestivas de servicio debidas a fuerza mayor o caso fortuito, o variaciones significativas de la oferta y/o demanda respecto a la programación diaria. En este caso, la operación del sistema también será coordinada por el Coordinador de la Operación del Sistema de acuerdo a lo que señale el Estatuto del COES, así como las normas que la Dirección establezca para la coordinación de la operación en tiempo real.⁵²

Para el cumplimiento de estas funciones las entidades conectadas al sistema deberán proporcionar al Coordinador de la Operación del Sistema la información en tiempo real requerida por éste.

La Comisión determinará el costo eficiente a reconocer por la coordinación de la operación a cargo del representante de los titulares del sistema principal de transmisión; teniendo en cuenta las necesidades tecnológicas del sistema de control y comunicaciones para la optimización de la operación del sistema.⁵³

Cc. Art. 40° inc. c. de la Ley.

Artículo 93°. La Dirección de Operaciones efectuará, diaria y semanalmente, la programación de la operación de corto plazo, indicando los bloques de energía para días típicos de consumo y la generación media horaria de las diversas centrales para cada una de las 24 horas del día siguiente.

Artículo 94°. La programación de mediano y largo plazo considerará la producción mensual de las centrales para los próximos 12 y 48 meses, respectivamente, expresada en bloques de energía para días típicos de consumo.

La programación a mediano y largo plazo deberá ser actualizada por la Dirección de Operaciones cada mes y seis meses, respectivamente.

En el caso que se utilicen sistemas de pronóstico de caudales, la modalidad de cálculo se establecerá en el Estatuto, debiendo depender necesariamente de variables medibles y verificables por parte de la Comisión.

Artículo 95°. La programación a que se refieren los Artículos 93° y 94° del Reglamento, derivará de estudios de planificación de la operación que, preservando la seguridad y calidad de servicio del sistema, lleven a minimizar los costos de operación y de racionamiento, para el conjunto de las instalaciones del sistema interconectado, con independencia de la propiedad de dichas instalaciones.⁵⁴

⁵² Mediante Resolución Directoral N° 049-99-EM/DGE publicada con fecha 05.12.99, se aprobó la Norma Técnica de Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados.

⁵³ Artículo modificado por Decreto Supremo N° 006-98-EM publicado con fecha 18.02.98. (El anterior artículo decía: **"La operación en tiempo real de las unidades generadoras y sistemas de transmisión de las entidades que conforman un COES, será efectuada directamente por sus titulares, bajo su propia responsabilidad y ciñéndose a los programas establecidos por la Dirección de Operaciones, que son de cumplimiento obligatorio para todos sus integrantes.**

Los integrantes sólo podrán apartarse de dicha programación por salidas intempestivas de servicio, debido a fuerza mayor o caso fortuito. En este caso, la operación del sistema será coordinada directamente por los integrantes del COES de acuerdo a los criterios que establezca el Estatuto.")

⁵⁴ Artículo modificado por el Decreto Supremo N° 006-98-EM de fecha 18.02.98 (El anterior artículo, que fuera modificado mediante D.S. 022-97-EM de fecha 12.10.97, señalaba: **"La programación a que se refieren los Artículos 93° y 94° del Reglamento, derivará de estudios de planificación de la operación que, preservando la seguridad y calidad de servicio del sistema, lleven a minimizar los costos de operación y de racionamiento, para el conjunto de las instalaciones de generación y transmisión, con independencia de la propiedad de dichas instalaciones.**

Los niveles de calidad y seguridad que deberán aplicarse como mínimo, son los establecidos en las normas técnicas emitidas por el Ministerio". Anteriormente a la modificación efectuada mediante D.S. 022-97-EM, el artículo original señalaba lo siguiente: **"La programación a que se refieren los artículos 93 y 94 del Reglamento, derivará de estudios de planificación de la operación que, preservando la seguridad y calidad de servicio del sistema, lleven a minimizar los costos de**

Artículo 96°. La información que se utilice para efectuar la programación de la operación, que se señala en el Artículo siguiente, será actualizada con la periodicidad que establezca el Estatuto.

Artículo 97°. Las empresas integrantes del COES entregarán a la Dirección de Operaciones, en los plazos a fijarse en el Estatuto, la siguiente información:

- a) Nivel de agua en los embalses;
- b) Caudales afluentes presentes e históricos en las centrales hidroeléctricas;
- c) Combustible almacenado en las centrales;
- d) Operatividad y rendimiento de las unidades generadoras;
- e) Topología y características del sistema de transmisión; y,
- f) Otras de similar naturaleza, que se acuerde entre los integrantes.

Artículo 98°. La Dirección de Operaciones determinará la previsión de demanda de potencia y energía, para el corto, mediano y largo plazo, tomando en cuenta su distribución geográfica, estacional, diaria y horaria.

El programa de obras a utilizarse será concordado con el que se encuentre especificado en el Plan Referencial elaborado por el Ministerio, de acuerdo a lo establecido en el Artículo 47° de la Ley.

El Costo de Racionamiento será fijado por la Comisión y la Tasa de Actualización será la establecida en el Artículo 79° de la Ley.

Artículo 99°. La información relativa a precios y la calidad de combustible en centrales termoeléctricas para los primeros doce meses de planificación, será proporcionada a la Dirección de Operaciones por los titulares de las entidades de generación, acompañados de un informe sustentatorio de los valores entregados.

La Dirección de Operaciones respetará la información alcanzada para un período mínimo de dos meses. Cualquier modificación de la misma, que solicite un integrante, dentro del lapso indicado, requerirá del acuerdo de los demás integrantes.

La información para el resto del período de planificación, será elaborada por la Dirección de Operaciones. ⁵⁵

operación y de racionamiento, para el conjunto de las instalaciones de generación y transmisión, con independencia de la propiedad de dichas Instalaciones.”)

⁵⁵ Mediante el artículo 1° de la Resolución Directoral N° 011-2000-EM/DGE publicada en el Diario Oficial con fecha 16.04.2000 se dispuso que: “**Para efectos de lo dispuesto en el Artículo 99° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM, tratándose de entidades de generación que utilizan gas natural como combustible, éstas deben declarar un precio único por una sola vez al año, cumpliendo con los siguientes requisitos:**

- a) **No deben superar en ningún momento la suma de los siguientes conceptos: i) el precio del gas natural en boca de pozo establecido en los contratos de suministro entre el productor y el generador, el cual no podrá ser superior al precio definido en los contratos entre el productor y el Estado; más, ii) la suma de las tarifas de transporte y distribución de gas natural reguladas por la CTE según corresponda, considerando un factor de utilización de los ductos igual a 1.0;**
- b) **En la fórmula de reajuste del precio único declarado, sólo se considera el tipo de cambio;**
- c) **La declaración se presentará ante el COES en sobre cerrado, el primer día útil del mes de marzo de cada año, y contará con la presencia de un funcionario designado por el OSINERG en calidad de fedatario;**
- d) **El precio único declarado según lo previsto en los incisos que anteceden, será aplicado en la programación efectuada por el COES entre los meses de mayo del año en que se presentó la información y abril del año siguiente;**

TRANSFERENCIAS DE POTENCIA Y ENERGIA

Artículo 100º.- Las transferencias de potencia de punta, energía activa y energía reactiva entre integrantes del COES, será expresada en kilovatios, kilovatios-hora, y en kilovoltamperio reactivo-hora, respectivamente.⁵⁶

Artículo 101º. Ningún integrante del COES podrá contratar con sus usuarios, más potencia y energía firme que las propias y, las que tenga contratada con terceros, pertenezcan o no al COES.⁵⁷

Artículo 102º. Cada integrante del COES deberá estar en condiciones de satisfacer en cada año calendario la demanda de energía que tenga contratada con sus usuarios, con energía firme propia y, la que tuviera contratada con terceros, pertenezcan o no al COES.

La demanda anual de cada integrante del COES está determinada por la suma de la energía comprometida con sus propios usuarios y con otros integrantes del COES. Esta demanda considerará el porcentaje de pérdidas de transmisión que establezca el Estatuto.

En los consumos que fueran abastecidos simultáneamente por dos o más generadores, el COES deberá verificar que la energía total abastecida sea efectuada manteniendo mensualmente la misma proporción para cada uno de los suministradores. Quien tuviera un contrato diferente, deberá adecuarlo a lo prescrito en el presente Artículo.

Cada integrante deberá informar al COES, su demanda comprometida para el siguiente año calendario, antes del 31 de Octubre del año anterior, acompañando la documentación que señale el Estatuto.

Artículo 103º. La Energía Firme de un integrante del COES, será calculada cada año, tomando en cuenta lo siguiente:

- a) Aportes de energía de las centrales hidroeléctricas, considerando el despacho de las unidades para caudales naturales mensuales con una probabilidad de excedencia del 90% y los períodos de indisponibilidad programada y fortuita de las unidades.⁵⁸

-
- e) ***En el caso que la central generadora que utilizará el gas natural como combustible entrara a operar comercialmente con posterioridad a la fecha señalada en el inciso c) que antecede, se aceptará su precio único declarado desde la entrada en operación hasta el 30 de abril siguiente.***

Adicionalmente a ello, cabe señalar que el artículo 4º de la referida R.D. 011-2000-EM/DGE dispone que ésta será de aplicación para centrales termoeléctricas que utilicen gas natural como combustible y cuya explotación se derive de Contratos de Licencia o Servicios que hayan sido adjudicados según modalidades establecidas en el Texto Único Ordenado de las Normas con Rango de Ley que regulan la Entrega en Concesión al Sector Privado de las Normas con Rango de Ley que regulan la Entrega en Concesión al Sector Privado de las Obras Públicas de Infraestructura y de Servicios Públicos, aprobado por D.S. 059-96-PCM y sus normas complementarias.

⁵⁶ Modificado por el Artículo 1º del Decreto Supremo 043-94-EM (El anterior artículo señalaba lo siguiente: "***Las transferencias de potencia de punta, energía activa y energía reactiva (SIC) entre integrantes del COES, será expresada en kilovatios, kilovoltamperios reactivos y en kilovatios-hora, respectivamente.***")

⁵⁷ Modificado por el Artículo 1º del D.S. Nº 043-94-EM. (El anterior artículo, que fuera modificado a su vez por el D.S. 02-94-EM de fecha 11.01.94, contenía el siguiente texto: "***Para la celebración de contratos con usuarios finales, no será requisito que los integrantes del COES hayan contratado previamente la potencia firme con terceros, sin embargo el integrante que haya superado su potencia firme propia, podrá contratarla con terceros o asumir las transferencias, conforme lo establecido en el Artículo 113 del Reglamento.***". Anteriormente, el artículo original señalaba que: "***Ningún integrante del COES podrá contratar con sus usuarios, más potencia y energía firme que las propias y, las que tenga contratada con terceros, pertenezcan o no al COES.***". Es decir, se regresó a la versión original).

⁵⁸ Inciso modificado por D.S. 004-99-EM de fecha 20.03.99. (El anterior inciso a), que fuera a su vez modificado mediante el Artículo 1º del D.S. 02-94-EM de fecha 11-01-94, contenía el siguiente texto: "***a) Aportes de energía de las centrales hidroeléctricas,***

- b) Aportes de energía de las centrales termoeléctricas, considerando la indisponibilidad programada y fortuita de las unidades.

En caso de que la suma Total de la Energía Firme de todos los integrantes sea inferior al consumo previsto de energía del año de evaluación, se procederá a disminuir, en forma secuencial, la probabilidad de excedencia hidráulica y los factores de indisponibilidad hasta igualar dicho consumo.

El COES propondrá al Ministerio el procedimiento para determinar las energías firmes de las centrales generadoras según los criterios contenidos en el presente artículo.^{59 60}

Artículo 104º. Para cada generador, el COES verificará que la suma de su energía firme y la contratada a terceros, cubra como mínimo la demanda de energía anual que tenga contratada con sus usuarios .

Esta verificación se efectuará antes del 30 de Noviembre de cada año, y se comunicará a todos los integrantes. Aquellos que no cumplan la condición señalada, deberán corregir esta situación antes del 31 de Diciembre.

Artículo 105º. El COES calculará, para cada hora o grupo de horas, el Costo Marginal de Corto Plazo de energía del sistema en las barras de las subestaciones en que se produzcan entregas y retiros de energía.

El Costo Marginal de Corto Plazo de energía, conforme a la definición Nº 5 del Anexo de la Ley, se calculará teniendo en cuenta el costo promedio en que incurre el sistema eléctrico en conjunto durante una hora para suministrar una unidad adicional de energía en la barra correspondiente, considerando la operación óptima determinada por el COES.

Cc. Def. 5. de la Ley.

Artículo 106º. Los Costos marginales de corto plazo de energía que requieran ser proyectados, se calcularán con los mismos modelos matemáticos e información utilizados en la planificación y en la programación de la operación, y serán comunicados junto con ésta a los integrantes del COES.

Los costos marginales que se consideren para valorizar transferencias entre integrantes del COES, serán los correspondientes a la operación real del sistema en el período considerado.

En caso que una central térmica resultara marginal, el Costo Marginal de Corto Plazo, no podrá ser en ningún caso inferior al costo variable de dicha central.

considerando un año hidrológico la probabilidad de excedencia resultante por aplicación de lo dispuesto en el Artículo 110 del Reglamento...”. Anteriormente, el inciso original señalaba lo siguiente: *“a) Aportes de energía de las centrales hidroeléctricas, considerando un año hidrológico con una probabilidad de excedencia más próxima a 95%. Dicho año será determinado por la Comisión; y...”*

⁵⁹ Artículo modificado mediante D.S. 004-99-EM. (El anterior Artículo, cuyo inciso a) fuera modificado mediante D.S. 02-94-EM, señalaba: *“La Energía firme de un integrante del COES, será calculada tomando en cuenta lo siguiente:*

- a) Aportes de energía de las centrales hidroeléctricas, considerando un año hidrológico la probabilidad de excedencia resultante por aplicación de lo dispuesto en el Artículo 110º del Reglamento.*
b) Aportes de energía de las centrales termoeléctricas, considerando la indisponibilidad promedio que fije la Comisión de acuerdo al inciso g) del Artículo 22º del Reglamento.

La Comisión fijará los factores de indisponibilidad promedio para cada tipo de central generadora tomando en cuenta los períodos de mantenimiento y falla, así como las estadísticas nacionales y, de no contarse con ellas, las internacionales. Igualmente deberá establecer los valores mínimo y máximo de los factores de indisponibilidad para cada tipo de central generadora.”).

⁶⁰ La modificación hecha a este Artículo, se aplica a partir del 1º de mayo de 1999, según lo dispuesto en el Artículo Cuarto del D.S. 004-99-EM de fecha 20.03.99, salvo lo dispuesto en la Cuarta Disposición Transitoria del mencionado Decreto Supremo.

En toda situación que se produzca racionamiento, el Costo Marginal de Corto Plazo de energía será igual al Costo de Racionamiento.

Si se alcanzara en el sistema una condición de vertimiento, el Costo Marginal se determinará considerando únicamente la compensación a que se refiere el Artículo 213º del Reglamento y el costo variable incurrido por presencia de sólidos en suspensión en el agua turbinada.

Se considera vertimiento aquella condición en que un determinado embalse vierta por no tener capacidad de almacenamiento disponible y las centrales generadoras asociadas a éste tengan capacidad de generación no utilizada y que además no exista en el sistema ninguna unidad termoeléctrica despachada.

Artículo 107º. La valorización de las transferencias de energía entre los generadores integrantes, por la operación económica del sistema y que no comprende los contratos previamente establecidos, será efectuada y registrada por el COES en forma mensual, de acuerdo al siguiente procedimiento:⁶¹

- a) Se efectuará la medición y/o los cálculos para determinar las entregas y retiros de energía de cada integrante;
- b) La energía entregada y retirada por cada integrante será valorizada multiplicándola por el Costo Marginal de Corto Plazo correspondiente; y,
- c) Para cada integrante, se sumarán algebraicamente todas las entregas y retiros valorizados ocurridos en el sistema durante el mes. Las entregas se considerarán con signo positivo y los retiros con signo negativo.

El valor resultante, sea positivo o negativo, constituirá el saldo neto mensual acreedor o deudor de cada integrante.

Artículo 108º. Cada integrante que obtenga un saldo neto mensual negativo pagará dicha cantidad, dentro de los siete (7) días calendario del mes siguiente a todos los integrantes que tengan saldo positivo, en la proporción en que cada uno de éstos participe en el saldo positivo total del mes.

Adicionalmente, el COES determinará las transferencias de energía reactiva y los correspondientes pagos entre integrantes, según los procedimientos que estipule el Estatuto sobre la materia, considerando criterios de equidad por inversión en equipos de compensación reactiva.

Artículo 109º. El valor económico de la transferencia de potencia entre los generadores integrantes de un COES será determinado tomando en cuenta:

- a) Ingresos Garantizados por Potencia Firme requerida por el Sistema;
- b) Ingresos Adicionales por Potencia Generada en el Sistema y;
- c) Egresos por Compra de Potencia al Sistema.

El valor económico de la transferencia de potencia es igual al Ingreso por Potencia, constituido por la suma de los ingresos señalados en a) y b), menos los egresos señalado en c). Dicho valor se constituirá en el saldo neto mensual acreedor o deudor de cada integrante.

Todos los cálculos se efectuarán mensualmente y serán definitivos. En aquellos casos que involucren supuestos o variables determinados posteriormente al mes del cálculo, deberán contemplarse procedimientos de recálculo.

⁶¹Párrafo modificado por el Art. 1º del D.S. 004-96-EM publicado el 23-01-96 (El anterior párrafo señalaba lo siguiente: "**La valorización de las transferencias de energía entre integrantes, producida por la operación económica del sistema y que no comprende los contratos previamente establecidos, será efectuada y registrada por el COES en forma mensual, de acuerdo al siguiente procedimiento:...**").

Cada integrante que obtenga un saldo neto mensual negativo, pagará dicha cantidad, dentro de los siete (7) días calendario del mes siguiente, a todos los integrantes del que tengan saldo positivo, en la proporción en que cada uno de éstos participe en el saldo positivo total del mes.

El COES propondrá al Ministerio los procedimientos necesarios para llevar a cabo la valorización de las transferencias de potencia.^{62 63}

Artículo 110°. La potencia firme de cada una de las unidades generadoras del sistema se calculará según los siguientes criterios y procedimientos:

- a) la Potencia Firme de una unidad térmica será igual al producto de su potencia efectiva por su factor de disponibilidad. El factor de disponibilidad es igual a uno (1.0) menos el factor de indisponibilidad fortuita de la unidad.
- b) La Potencia Firme de una unidad hidráulica será igual al producto de la Potencia Garantizada por el factor de presencia.
 - I. El factor de presencia toma en cuenta la disponibilidad real de la unidad o central generadora en el mes de cálculo.
 - II. La Potencia Garantizada de una unidad hidráulica será igual a la suma de la Potencia Garantizada con el reservorio de regulación horario, más la Potencia Garantizada como una central de pasada. La Potencia Garantizada no debe superar la Potencia Efectiva de la central.
 - III. La Potencia Garantizada con el reservorio de regulación horario, es igual a la energía máxima almacenable en el reservorio para la probabilidad de excedencia dada, entre las horas de regulación prefijadas. Se considerarán como reservorios de regulación horaria a aquellos cuya agua desembalsable está a disposición de la central en un tiempo inferior a 24 horas.
 - IV. La Potencia Garantizada como una central de pasada es igual al energía de pasada entre las horas totales del período de evaluación. El período de evaluación será a los 6 meses más críticos de la oferta hidrológica.
 - V. La suma de la energía de pasada más la energía regulada por el reservorio debe ser igual a la Energía Garantizada por la central hidráulica durante el período de evaluación y para una probabilidad excedencia mensual dada.
 - VI. La Energía Garantizada de la central se determina según el siguiente procedimiento:
 1. Se calcula, para cada mes de la estadística hidrológica, el caudal natural afluente a la central hidráulica en evaluación para la probabilidad de excedencia mensual dada.
 2. Teniendo en cuenta los reservorios estacionales anuales y mensuales, se procede a simular, para los 12 meses del año, la operación óptima de la central con los caudales determinados en el punto anterior y el manejo óptimo de los reservorios estacionales. Para efectos de simulación se

⁶² Artículo modificado por D.S. 004-99-EM de fecha 20.03.99. El anterior artículo señalaba: "**La transferencia total de potencia de punta entre un integrante del COES y el resto será igual a la diferencia entre su demanda de potencia de punta y su Potencia firme.**

La demanda de potencia de punta de un integrante será calculada por el COES, considerando la demanda media horaria bruta comprometida con sus clientes en las horas de punta anual del sistema eléctrico, las pérdidas de transmisión y una estimación del factor de diversidad.

Por hora de punta se entenderá aquella hora del año en la cual se produce la demanda máxima de potencia del sistema eléctrico. La máxima demanda media horaria de potencia del sistema eléctrico, así como el período más probable de ocurrencia de la hora de punta, serán estimados por el COES antes del primero de enero de cada año.

La Potencia firme de un integrante será calculada como la suma de las potencias firmes de sus propias unidades generadoras y la de aquellas que tenga contratadas con terceros."

⁶³ La modificación hecha a este Artículo, se aplica a partir del 1° de mayo de 1999, según lo dispuesto en el Artículo Cuarto del D.S. 004-99-EM de fecha 20.03.99, salvo lo dispuesto en la Cuarta Disposición Transitoria del mencionado Decreto Supremo.

- asume que al inicio del año todos los reservorios se encuentran en el nivel más probable de su operación histórica.
3. Como resultado de la operación óptima de la central a lo largo del año en evaluación, se obtienen las energías garantizadas por la central en cada mes.
 4. La energía garantizada por la central para el período de evaluación será igual a la suma de las energías de los meses que conforman dicho período.
 5. En esta etapa de evaluación se considerarán los mantenimientos programados de las unidades a efectos de no sobrestimar la disponibilidad de la energía.
- c) El COES propondrá al Ministerio el procedimiento para calcular la indisponibilidad de las unidades de generación, considerando entre otros, los siguientes criterios:
- I. Información estadística de indisponibilidades programadas de las unidades para los últimos diez (10) años, en las horas de punta del sistema;
 - II. Información estadística de indisponibilidades no programadas de las unidades para los últimos dos (2) años, en las horas de punta del sistema;
 - III. Valores máximos de indisponibilidades programadas y no programadas, de acuerdo con las características de las unidades de generación;
 - IV. Capacidad de transporte eléctrico garantizado por las centrales generadoras; y,
 - V. Capacidad de transporte de combustible garantizado para las centrales térmicas. En el caso de unidades térmicas que usan gas natural como combustible, se considerarán los contratos a firme por el transporte del gas desde el campo hasta la central.
- d) Cada 4 años, o a la unión de dos o más sistemas eléctricos, el Ministerio fijará las horas de regulación y la probabilidad de excedencia mensual para efectos de la evaluación de la potencia firme hidráulica, dependiendo de las características propias de cada sistema eléctrico y de la garantía exigida a los mismos.⁶⁴
- e) Cada 4 años el Ministerio definirá las horas de punta del sistema para efectos de la evaluación de la indisponibilidad de las unidades generadoras. Para evaluar la indisponibilidad no programada de dichas unidades, el COES podrá implementar procedimientos de operación y arranque en forma aleatoria con el objeto de evaluar su disponibilidad real.⁶⁵
- f) Para alcanzar o acercarse a la máxima demanda en los sistemas eléctricos donde la suma de las potencias firmes hidráulica y térmica no llegue a cubrir la máxima demanda del sistema a nivel generación, se seguirá el siguiente procedimiento secuencial: i) se disminuirán las exigencias en el número de horas de regulación, ii) se reducirá la probabilidad de excedencia hidráulica, y iii) se disminuirá la indisponibilidad de las centrales térmicas e hidráulicas.

⁶⁴ Mediante Resolución Ministerial N° 470-99-EM/VME de fecha 23.07.99, se fijaron las horas de regulación y la probabilidad de excedencia mensual de las centrales hidráulicas a que se refiere este inciso, de acuerdo a la siguiente tabla: y que serán aplicados a partir de la regulación tarifaria vigente al 23.07.99

Sistema Interconectado	Horas de Regulación	Probabilidad de Excedencia
Centro Norte (SICN)	8	98%
Sur (SIS)	5	95%
Nacional (SIN)	8	98%

⁶⁵ Mediante Resolución Ministerial N° 470-99-EM/VME de fecha 23.07.99, se fijaron las horas de punta del sistema eléctrico referido en este inciso, en el período comprendido entre las 17.00 y las 24.00 horas, el mismo que será aplicado a partir de la regulación tarifaria vigente al 23.07.99.

Los procedimientos para todos los casos serán propuestos por el COES al Ministerio. ⁶⁶ ⁶⁷

Artículo 111°. La Potencia Consumida por los clientes de cada generador, en la hora de Máxima Demanda Mensual, es una compra de potencia al sistema que constituye un Egreso por Compra de Potencia atribuible al generador.

⁶⁶ Numeral II) del literal c) modificado por el Artículo 1° del D.S. N° 02-94-EM de fecha 11-01-94. Inciso d) modificado por Artículo 1° de D.S 004-96 de fecha 23.01.96 y; posteriormente el Artículo en su totalidad modificado por D.S. 004-99-EM de fecha 20.03.99. El Artículo anterior señalaba: " **La potencia firme de cada una de las centrales hidroeléctricas del sistema se calculará de acuerdo al procedimiento siguiente:**

- a) **Se determina la curva de duración de carga del sistema durante los 6 meses del año de menor caudal afluente a las centrales hidroeléctricas, para un año hidrológico con una probabilidad de excedencia más próxima a 95%. Se asumirá que la hora de punta del sistema ocurre en dicho período de 6 meses;**
- b) **Se ubican en la curva de duración de carga, desde la base hacia la punta, las centrales termoeléctricas del sistema, ordenándolas de acuerdo a sus costos variables crecientes, teniendo en cuenta sus potencias firmes calculadas de acuerdo con lo establecido en el Artículo 111° del Reglamento. La parte de la curva no cubierta se denominará curva de duración de carga residual;**
- c) **La curva de duración de carga residual, se representa luego por 3 bloques horizontales de potencia, con las siguientes características:**
 - I. El primer bloque, desde la base hacia la punta, se denomina "bloque de base" y su duración es de seis meses con 24 horas diarias;**
 - II. El segundo bloque horario, desde la base hacia la Punta se denomina "Bloque de Punta" y su duración es de 6 meses con 8 horas diarias;**
 - III. El tercer bloque se denomina "bloque de punta instantánea", tiene una duración nula y su potencia está determinada por la diferencia entre la potencia de punta de la curva de duración de carga residual y la suma de las potencia de los bloques de base y de punta."**

La potencia de los bloques de base y de punta se calcula de modo que, la energía de éstos sea igual a la energía total de la curva de duración de carga residual;

- d) **La generación de cada central hidroeléctrica de pasada, o aquella no regulable en las centrales de embalse, definida para el año hidrológico con probabilidad de excedencia de 95%, se ubicará exclusivamente en el bloque de base inicialmente**
- e) **La generación de cada central hidroeléctrica que tenga capacidad de regulación diaria para aportar potencia durante 8 horas al bloque de punta, determinados para el año hidrológico con una probabilidad de excedencia del 95%, se ubicará tentativamente en un aporte al bloque de punta. Una vez efectuada esta ubicación, aquella parte que exceda la potencia total del bloque, se recorta de cada central en proporción a sus aportes tentativos a dicho bloque. Aquella parte excedente se traslada al bloque de base;**
- f) **De producirse faltantes totales de energía, se efectuará el cálculo variando la probabilidad de excedencia hasta alcanzar el equilibrio con la demanda de energía del sistema. El cálculo de la potencia firme de las centrales termoeléctricas se ajustará también a la nueva probabilidad de excedencia;**
- g) **De producirse excedentes de energía, igualmente se efectuará el cálculo variando la probabilidad de excedencia hasta neutralizar los excedentes de energía del sistema sin sobrepasar un nivel del 98%. Si alcanzado este nivel, aún se produjeran excedentes de energía, se disminuirán los aportes de cada central hidroeléctrica proporcionalmente. Asimismo, el cálculo de la potencia firme de las centrales termoeléctricas se ajustará también a la nueva probabilidad de excedencia;**
- h) **La potencia de las centrales hidroeléctricas que no haya sido colocada en los bloques de base y de punta será colocada proporcionalmente en el bloque de punta instantánea; y,**
- i) **La potencia firme de cada central hidroeléctrica será igual a la suma de las potencia colocadas en los bloques de base, de punta y de punta instantánea."**

⁶⁷ La modificación hecha a este Artículo, se aplica a partir del 1° de mayo de 1999, según lo dispuesto en el Artículo Cuarto del D.S. 004-99-EM de fecha 20.03.99, salvo lo dispuesto en la Cuarta Disposición Transitoria del mencionado Decreto Supremo.

Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas

- a) Para determinar el Egreso por Compra de Potencia de cada generador se seguirá el siguiente procedimiento: ⁶⁸
- I) Se determinará la Máxima Demanda Mensual del sistema eléctrico, en el intervalo de 15 minutos de mayor demanda en el mes, pudiendo utilizarse para efectos del cálculo la potencia media de la energía integrada en dicho intervalo;
 - II) Para el intervalo de punta del mes, se determina la Demanda Coincidente de los clientes atribuibles a cada generador en cada barra definida por los COES. La suma de las Demandas Coincidentes de los clientes es igual a la Máxima Demanda Mensual del sistema eléctrico;
 - III) Se determina el precio de Compra de Potencia en cada barra donde se requiera. Dicho precio será igual al producto del Precio de Potencia en Barra, sin incluir los peajes, multiplicado por el complemento del factor por Incentivo a la Contratación. El complemento del Factor por Incentivo a la Contratación es igual a Uno (1.0) menos el factor por Incentivo a la Contratación;
 - IV) El Egreso por la Compra de Potencia para un generador será igual a la suma de los productos de la Demanda Coincidente de cada uno de sus clientes, definida en el literal a)-II), por el Precio de Compra de Potencia respectivo, definido en literal a)-III); más el Saldo por Peaje de Conexión definido en el Artículo 137° del Reglamento;
 - V) Los generadores que abastecen a un cliente en forma simultánea, asumirán el costo por la compra de potencia para su cliente en proporción a su compromiso de potencia;
 - VI) El Egreso por Compra de Potencia al sistema es igual a la suma de los egresos por compra de potencia de los generadores.
- b) El Ingreso Disponible para el Pago de la Potencia entre generadores integrantes del COES será igual al Egreso por Compra de Potencia, definido en el literal a)-VI).
- c) El Ingreso Disponible será distribuido en dos partes: Ingreso Garantizado por Potencia Firme requerida por el Sistema e Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema. ⁶⁹
- I) El monto mensual asignado al Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema será igual al monto mensual del Ingreso Disponible multiplicado por el factor de Incentivo al Despacho. El monto anual del Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema será igual a la suma de los montos mensuales.
 - II) El monto mensual asignado al Ingreso Garantizado por Potencia Firme requerida por el Sistema será igual al monto mensual del Ingreso Disponible menos el monto mensual del Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema.
- d) Mediante Decreto Supremo refrendado por el Ministro de Energía y Minas, serán aprobados los factores por Incentivo al Despacho y por Incentivo a la Contratación para un horizonte futuro no menor de 4 años. ⁷⁰

⁶⁸ Inciso modificado mediante D.S. 004-99 de fecha 20.03.99. (El anterior inciso, que fuera a su vez modificado mediante D.S. 004-96-EM de fecha 23.01.96, señalaba lo siguiente: "**a) Se determina la potencia total que, el conjunto de todas las unidades generadoras termoeléctricas, es capaz de garantizar en la hora de punta con una probabilidad comprendida dentro del rango de 90% a 98%, cuyo límite inferior podrá ser variado por el Ministerio a propuesta del COES;..**". Anteriormente, el inciso original contenía el siguiente texto: "**a) Se determina la potencia total que el conjunto de todas las unidades generadoras termoelectricas es capaz de garantizar en la hora de punta con una probabilidad comprendida dentro del rango de 90% a 98%...**")

⁶⁹ Inciso modificado mediante D.S. 004-99 de fecha 20.03.99. (El anterior inciso, que fuera a su vez modificado mediante D.S. 004-96-EM de fecha 23.01.96 señalaba lo siguiente: "**c) Se calcula la diferencia entre la potencia total obtenida en el inciso a) y la potencia obtenida en el inciso b), ajustándose dicha diferencia a una curva monótona decreciente en funcion a la probabilidad, para obtener la potencia firme preliminar de la unidad evaluada;..**". Previa a esta modificación, el inciso original contenía el siguiente texto: "**c) Se calcula la diferencia entre la potencia total obtenida en el inciso a) y la potencia obtenida en el inciso b) a la que se denomina potencia firme preliminar de la unidad evaluada;...**")

⁷⁰ **Artículo Tercero del D.S. 004-99-EM de fecha 20.03.99.**- Fíjese los factores por Incentivo al Despacho y por Incentivo a la Contratación a que se refiere el literal d) del Artículo 111° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, según lo siguiente:

Período	Factor por Incentivo al Despacho	Factor por Incentivo a la Contratación
---------	----------------------------------	--

El COES propondrá al Ministerio los procedimientos necesarios para la aplicación del presente artículo. ⁷¹ 72

Artículo 112°. Los Ingresos Garantizados por Potencia Firme requerida por el Sistema de cada unidad o central generadora será determinado según los siguientes criterios y procedimientos:

a) Procedimiento de determinación de los Ingresos Garantizados por Potencia Firme:

- I) Se determina la Máxima Demanda Mensual del sistema eléctrico en la hora de punta del mes, según lo definido en el literal a)-I) del Artículo 111° del Reglamento. Para dicha hora se determina la Demanda en cada barra definida por el COES, coincidente con la Máxima Demanda Mensual.
- II) Para Sistemas en los que la Máxima Demanda más la Reserva es mayor que la Potencia Efectiva Total; la Potencia Firme Remunerable es igual a la Potencia Firme. En los Sistemas donde la Máxima Demanda más la Reserva es menor o igual a Potencia Efectiva Total, la Potencia Firme Remunerable será determinada mediante el siguiente procedimiento:
 - 1) Se determina la Potencia Disponible de cada unidad generadora como el cociente de su Potencia Firme, definida en el Artículo 110° del Reglamento, entre el factor de Reserva Firme.
 - 2) Se efectúa el despacho económico de potencia de las unidades de generación, mediante un flujo de carga óptimo para la hora de punta del mes, considerando: i) como potencia de la unidad, su Potencia Disponible; ii) como costo variable, el definido por el COES para la optimización de los despachos de energía; y iii) como demanda, la Demanda Coincidente definida en el literal a)-I). Las potencias de cada unidad generadora resultantes del despacho económico de potencia, se denomina Potencia Disponible Despachada.

Primer año	0	5%
Segundo año	0	4%
Tercer año	0	3%
Cuarto año	0	2%
Quinto año	10%	2%
Sexto año	20%	2%
Séptimo año y siguientes	30%	0%

⁷¹ Incisos a), c) modificados por el artículo 1° del D.S. N° 004-96-EM, publicado el 23 de enero de 1996, posteriormente el Artículo en su totalidad modificado por D.S. 004-99-EM de fecha 20.02.99, el que eliminó el inciso e). El artículo anterior señalaba: "**La potencia firme de cada una de las centrales termoeléctricas del sistema se calculará de acuerdo al siguiente procedimiento:**

- a) *Se determina la potencia total que, el conjunto de todas las unidades generadoras termoeléctricas, es capaz de garantizar en la hora de punta con una probabilidad comprendida dentro del rango de 90% a 98% cuyo límite inferior podrá ser variado por el Ministerio a propuesta del COES.*
- b) *Se repite el mismo cálculo, retirando la unidad generadora termoeléctrica cuya potencia firme se está evaluando;*
- c) *Se calcula la diferencia entre la potencia total obtenida en el inciso a) y la potencia obtenida en el inciso b), ajustándose dicha diferencia a una curva monótona decreciente en función a la probabilidad, para obtener la potencia firme preliminar de la unidad evaluada;*
- d) *Se calcula la diferencia entre la suma de las potencias firmes preliminares de todas las unidades generadoras termoeléctricas del sistema, y la potencia total calculada según el inciso a) a la que se denomina residuo total; y,*
- e) *Se calcula la potencia firme asignable en el bloque de base de cada unidad generadora restándole a su potencia firme preliminar una parte del residuo total. Dicha parte será aplicada en forma proporcional a la diferencia entre la potencia efectiva y la potencia firme preliminar de cada unidad. La potencia firme asignable en el bloque de punta instantánea y la potencia firme de cada central se asignará en forma similar a lo determinado en los incisos h) e i) del Artículo 110°.*

El COES definirá los modelos matemáticos a utilizar para el cálculo de la potencia firme y los procedimientos para obtener los valores de disponibilidad en horas de punta. Para el efecto, podrá basarse en estadísticas nacionales e internacionales y/o en las características propias de las unidades generadoras, disponiendo pruebas de operación de dichas unidades".

⁷² La modificación hecha a este Artículo, se aplica a partir del 1° de mayo de 1999, según lo dispuesto en el Artículo Cuarto del D.S. 004-99-EM de fecha 20.03.99, salvo lo dispuesto en la Cuarta Disposición Transitoria del mencionado Decreto Supremo.

- 3) La Potencia Firme Remunerable es igual a la Potencia Disponible Despachada por el factor de Reserva Firme.
- III) Se determina el Precio de Potencia Garantizado en cada una de las barras donde se requiera. Dicho precio será igual al producto del Precio de Potencia en Barra, sin incluir los peajes, multiplicado por el factor de ajuste del Ingreso Garantizado. Inicialmente el factor de ajuste del Ingreso Garantizado será igual a 1.0, y posteriormente será evaluado según el literal a)-V) siguiente.
- IV) Se determina Ingreso Garantizado Preliminar de cada unidad generadora, multiplicando el Precio de Potencia Garantizado por la Potencia Firme Remunerable de la unidad. El Ingreso Garantizado Preliminar Total es igual a la suma de los Ingresos Garantizados Preliminares de todas las unidades generadoras.
- V) El factor de ajuste del Ingreso Garantizado será igual al cociente del Ingreso Garantizado por Potencia Firme requerida por el Sistema, definido en el literal c)-II) del Artículo 111° del Reglamento, entre el Ingreso Garantizado Preliminar Total.
- VI) El Ingreso Garantizado de cada unidad generadora, será igual al producto de su Ingreso Garantizado Preliminar definido en el literal a)-IV), por el factor de ajuste del Ingreso Garantizado definido en el literal a)-V).
- VII) El Ingreso Garantizado de cada generador será igual a la suma de los Ingresos Garantizados de sus unidades generadoras.
- b) Para efectos de determinar el despacho económico de potencia a que se refiere el literal a)-II) del presente artículo, el COES deberá considerar en lo pertinente y según la operación normal del sistema, las restricciones de capacidad en las redes de transmisión a efectos de limitar la Potencia Firme Remunerable de las unidades generadoras asociadas al déficit de transmisión.
- c) Incentivos de Disponibilidad:
- I) En caso que alguna unidad o central generadora supere los límites de indisponibilidad anual y/o mensual permitidos, y sólo para efectos de determinar su Potencia Firme Remunerable, será considerada en el mes siguiente con un costo variable de operación igual al costo de racionamiento.
- II) En tanto alguna unidad o central generadora no cuente con las garantías de transporte eléctrico o de combustible señalados en el inciso c) del Artículo 110° del Reglamento, y sólo para efectos de determinar su Potencia Firme Remunerable, será considerada en los meses siguientes con un costo variable de operación igual al costo de racionamiento.
- III) La unidad o central generadora que se encuentre en alguna de las situaciones descritas en I) y/o II) que anteceden, será objeto de un descuento en su Ingreso por Potencia y que no podrá ser superior al 10% de sus ingresos anuales por potencia. El COES, en función a la magnitud del riesgo en que coloca al sistema eléctrico, determinará dicho descuento y la forma en que será distribuido entre los demás generadores.
- d) La Reserva Firme, el Margen de Reserva Firme y el factor de Reserva Firme serán determinados según el siguiente procedimiento:
- I) Se ubican las potencias efectivas de las unidades de generación en orden creciente de sus costos variables de producción, considerando de ser el caso lo dispuesto en el numeral V) siguiente;
- II) Se determina la unidad generadora cuya fracción de potencia efectiva colocada, acumulada a la potencia efectiva de las unidades que la precedieron, iguala a la Máxima Demanda a nivel generación más el Margen de Reserva;
- III) Se determina la Potencia Firme Colocada como la suma de las potencias firmes de las unidades señaladas en el numeral anterior, considerando para la última unidad generadora únicamente su potencia firme equivalente a la fracción de la potencia efectiva colocada por ella;
- IV) La Reserva Firme es igual a la Potencia Firme Colocada a que se refiere el literal III) que antecede menos la Máxima Demanda. El margen de Reserva Firme es igual a la Reserva Firme entre la Máxima Demanda. El factor de Reserva Firme es igual al Margen de Reserva Firme más uno (1.0);

- V) En el caso que alguna de las unidades generadoras hayan sido excluidas de la remuneración por potencia firme por efecto del procedimiento descrito en el literal a)-II)-2) del presente artículo, se deberá recalcular el factor de Reserva Firme.
- e) El Margen de Reserva para cada sistema eléctrico, será fijado por el Ministerio cada 4 años o en el momento que ocurra un cambio sustancial en la oferta o demanda eléctrica. Para fijar el Margen de Reserva se deberá considerar criterios de seguridad, confiabilidad y economía en el abastecimiento de la demanda eléctrica a nivel de alta y muy alta tensión.⁷³

El COES propondrá al Ministerio los procedimientos necesarios para la aplicación del presente artículo.^{74 75}

Artículo 113º. Los Ingresos Adicionales por Potencia Generada en el Sistema de cada unidad o central generadora serán determinados según los siguientes criterios y procedimientos:

- a) Procedimiento de Determinación de los Ingresos Adicionales por Potencia Generada:
- I) Se fijan los Factores de Distribución Horaria del Precio de Potencia para cada una de las horas del día de todo el año. Estos factores pueden ser clasificados por días laborables y no laborables, y por meses de avenida y estiaje.
Los Factores de Distribución Horaria del precio de Potencia están en función de la Probabilidad de Pérdida de la Demanda en cada hora (PPD). El Ministerio fijará dichos factores, cuya vigencia no podrá ser inferior a 4 años, basado en criterios de eficiencia y en la PPD de un sistema de generación económicamente adaptado. La fijación de los nuevos valores se efectuará con una anticipación no menor de un año a su entrada en vigencia.
 - II) El factor de Ingresos Horarios de Potencia es igual al producto de la Generación Horaria del período en evaluación; por el Factor de Distribución Horaria del Precio de Potencia y por el factor de Pérdida de la Barra definido en el Artículo 127º del Reglamento.
 - III) El factor constante del Precio Horario de Potencia es igual al cociente del monto anual del Ingreso Adicional por Potencia Generada definido en el literal c)-I) del Artículo 111º del Reglamento, entre el Factor de Ingresos Horarios de Potencia.
 - IV) El Precio Horario de Potencia en cada intervalo de tiempo y en cada barra es igual al producto del factor constante del Precio Horario de Potencia por el factor de Pérdida de la Barra y por el Factor de Distribución Horaria del Precio de Potencia en ese intervalo.
 - V) La Potencia Despachada por cada unidad generadora en cada intervalo de tiempo, durante el período de cálculo, es el resultado de la operación de las centrales según lo dispuesto por el COES.
 - VI) El Ingreso Adicional por Potencia Generada de cada unidad generadora, es igual a la suma de sus Ingresos Adicionales Horarios durante el periodo de cálculo. El Ingreso Adicional Horario de cada unidad,

⁷³ Mediante Resolución Ministerial Nº 470-99-EM/VME publicada con fecha 23.07.99 se fijó el Margen de Reserva a que se refiere este inciso, de acuerdo a la siguiente tabla y que será aplicado a partir de la regulación tarifaria vigente al 23.07.99:

Período	SICN	SIS	SIN
Primer Año	50%	50%	--
Segundo Año	50%	50%	--
Tercer Año	--	--	45%
Cuarto Año	--	--	45%

⁷⁴ Artículo modificado por D.S. Nº 004-96-EM, publicado el 23-01-96 y posteriormente por D.S. 004-99-EM de fecha 20.03.99. (El anterior artículo señalaba: "**Las transferencias de potencia de punta entre los generadores integrantes serán valorizadas, tomando en cuenta los precios de Potencia de punta en Barra correspondientes a las barras de las subestaciones en que tales transferencias se originen**". Anteriormente a dicha modificación, el artículo original contenía el siguiente texto: "**Las transferencias de potencia, de punta entre integrantes serán valorizadas tomando en cuenta los precios de Potencia de Punta en Barra correspondientes a las barras de las subestaciones en que tales transferencias se originen**").

⁷⁵ La modificación hecha a este Artículo, se aplica a partir del 1º de mayo de 1999, según lo dispuesto en el Artículo Cuarto del D.S. 004-99-EM de fecha 20.03.99, salvo lo dispuesto en la Cuarta Disposición Transitoria del mencionado Decreto Supremo.

es igual al producto de su Potencia Despachada en esa hora por el Precio Horario de Potencia en la barra respectiva.

VII) El Ingreso Adicional por Potencia Generada de cada generador, es igual a la suma de los Ingresos Adicionales de sus unidades generadoras.

b) La distribución del ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema es de periodicidad anual, entre el 1 de mayo y el 30 de abril, siendo de carácter provisional las distribuciones mensuales de los Ingresos Adicionales, las que deberán ser ajustadas al momento de efectuar la liquidación anual.

El COES propondrá al Ministerio los procedimientos necesarios para la aplicación del presente artículo. Dichos procedimientos deben contener los principios básicos de la metodología de cálculo, entre ellos la determinación del Precio Horario de Potencia que distribuya el monto anual del Ingreso Adicional entre las unidades de generación despachadas y considere el efecto de la red de Transmisión.^{76 77}

Artículo 114°. Los Costos marginales de corto plazo de energía y los precios de la potencia de punta en barra que se utilicen para valorizar las transferencias de electricidad entre integrantes, serán las que correspondan a la barra de más alta tensión de la subestación en que se efectúan las transferencias.

MANTENIMIENTO MAYOR DE LAS UNIDADES

Artículo 115°. El mantenimiento mayor de las unidades generadoras, y equipos de transmisión del sistema eléctrico será coordinada por el COES de acuerdo con el procedimiento señalado en el Artículo siguiente.

Se entenderá por mantenimiento mayor aquel cuya ejecución requiera el retiro total de la unidad generadora o equipo principal de transmisión, durante un período superior a 24 horas. El equipo principal de transmisión será calificado por el COES.

Cc. Art. 41° inc. b. de la Ley.

Artículo 116°. El COES coordinará el mantenimiento mayor de acuerdo al siguiente procedimiento:

- a) Elaborará para cada año calendario, a base de la información de los integrantes, un programa preliminar de mantenimiento mayor que minimice el costo anual de operación y de racionamiento del sistema eléctrico. Este programa será comunicado a los integrantes, a más tardar el 31 de octubre del año anterior;
- b) Cada integrante comunicará al COES sus observaciones al programa preliminar, a más tardar el 15 de noviembre, indicando períodos alternativos para el mantenimiento mayor de sus unidades y equipos de transmisión;

⁷⁶ Artículo modificado por D.S. 004-99-EM de fecha 20.02.99. El anterior artículo señalaba: **"El cálculo de las transferencias de potencia de punta para cada año, se efectuará en diciembre del año anterior, considerando las demandas máximas previstas para cada integrante.**

El COES comunicará antes del 31 de diciembre los pagos por potencia que, mensualmente, deban efectuarse entre integrantes en el año siguiente. Estos pagos se efectuarán dentro los 7 primeros días de cada mes del año que correspondan.

Una vez producidas las demandas máximas reales del sistema eléctrico, el COES recalculará las transferencias de potencia de punta. El Estatuto definirá la forma en que los integrantes cancelarán estas diferencias."

⁷⁷ La modificación hecha a este Artículo, se aplica a partir del 1° de mayo de 1999, según lo dispuesto en el Artículo Cuarto del D.S. 004-99-EM de fecha 20.03.99, salvo lo dispuesto en la Cuarta Disposición Transitoria del mencionado Decreto Supremo.

- c) Evaluados los períodos alternativos propuestos por los integrantes, el COES establecerá un programa definitivo con el mismo criterio de minimización señalado en el inciso a) de este Artículo, el que será comunicado a los integrantes a más tardar el 30 de noviembre; y,
- d) Los integrantes deberán efectuar el mantenimiento mayor ciñéndose estrictamente al programa definitivo, comunicando al COES con siete (7) días calendario de anticipación, el retiro de servicio de la unidad generadora o equipo de transmisión correspondientes. Igualmente, comunicarán al COES la conclusión del mantenimiento.

El programa definitivo podrá ser reajustado por el COES, solamente cuando las circunstancias lo ameriten.

INFORMACION QUE ELABORA EL COES

Artículo 117º. El COES deberá mantener un archivo con los programas diarios de operación del sistema eléctrico a que se refiere el Artículo 93º del Reglamento, así como con la operación real efectuada cada día. Igualmente llevará una estadística de potencia media horaria indisponible de cada unidad generadora, considerando los mantenimientos preventivos y las fallas.

*Cc. Art. 40º inc. f. de la Ley.
Art. 93º del Reglamento.*

Artículo 118º. El COES deberá enviar mensualmente a la Comisión un informe resumido correspondiente al mes anterior, con los siguientes datos:

- a) Costos Marginales de Corto Plazo así como valores de las variables de mayor incidencia en los mismos;
- b) Transferencias de energía y de potencia de punta entre sus integrantes en cada barra, así como sus correspondientes pagos;
- c) Síntesis de las desviaciones más importantes entre la programación y la operación real de las unidades generadoras;
- d) Hechos relevantes ocurridos en la operación del sistema, tales como vertimiento en centrales hidroeléctricas y fallas en unidades generadoras y sistemas de transmisión; y,
- e) Programa de operación para los siguientes 12 meses, con un detalle de la estrategia de operación de los embalses y la generación esperada mensual de cada central.

El informe deberá ser remitido dentro de los primeros siete (7) días calendario del mes siguiente al cual corresponda.

Artículo 119º. Antes del 15 de Marzo y 15 de Setiembre de cada año, cada COES deberá presentar a la Comisión el estudio técnico-económico de determinación de precios de potencia y energía en barras, de conformidad con las disposiciones contenidas en los Artículos 47º a 50º inclusive, de la Ley, en forma detallada para explicitar y justificar, entre otros aspectos, los siguientes:

- a) La proyección de la demanda de potencia y energía del sistema eléctrico;
- b) El programa de obras de generación y transmisión;
- c) Los costos de combustibles, Costo de Racionamiento considerado y otros costos variables de operación pertinentes;
- d) La Tasa de Actualización utilizada en los cálculos;

- e) Los Costos Marginales de Corto Plazo de energía proyectados;
- f) Los Precios Básicos de la Potencia de punta y de la energía;
- g) Los factores de pérdidas marginales de potencia y de energía;
- h) El Costo Total de Transmisión, discriminando los costos de inversión y los de operación y mantenimiento tanto para el Sistema Principal como para los Sistemas Secundarios de Transmisión;
- i) Los valores resultantes para los Precios en Barra;
- j) La fórmula de reajuste propuesta; y,
- k) Cálculo del Ingreso Tarifario esperado en los Sistema Principal y Secundarios de Transmisión, para la fijación del Peaje por Conexión y del Peaje Secundario.

Cc. Art. 51º de la Ley.

Artículo 120º. El COES deberá enviar anualmente a la Comisión, antes del 31 de diciembre, un informe para el año siguiente que contenga:

- a) El balance de energía para cada integrante, al que se refiere el Artículo 102º del Reglamento; y,
- b) La potencia firme y pagos por potencia, de cada integrante.

Artículo 121º. El COES deberá comunicar al Ministerio, la Comisión y al OSINERG, las modificaciones que efectúe al Estatuto. Los cambios que introduzca en los modelos matemáticos y programas destinados a la planificación de la operación y al cálculo de los costos marginales, ciñéndose a lo dispuesto en el Artículo 55º de la Ley, deberá comunicarlos a la Comisión.

Los modelos a aplicarse para el cálculo tarifario, serán aquellos que hayan sido presentados a la Comisión con una anticipación de 6 meses a las fechas señaladas en el Artículo 119º del Reglamento, y no hayan sido observados por esta última. La Comisión podrá definir los modelos matemáticos que el COES deberá usar en los cálculos de los precios en barra de potencia y energía, debiendo comunicarlos con la misma anticipación señalada en el presente párrafo.

En los casos en que el COES deba proponer procedimientos al Ministerio, corresponde a éste aprobarlos. A falta de propuesta, o cuando el Ministerio formule observaciones a dichos procedimientos y éstas no hayan sido subsanadas a satisfacción del Ministerio, corresponderá a éste establecer los procedimientos respectivos dentro de los márgenes definidos en la Ley y el Reglamento.⁷⁸

⁷⁸ Artículo modificado por D.S. 004-99-EM de fecha 20.03.99. El anterior artículo señalaba: "***El COES deberá comunicar a la Comisión las modificaciones que efectúe al Estatuto. Asimismo, los cambios que introduzca en los modelos matemáticos y programas destinados a la planificación de la operación y al cálculo de los costos marginales, ciñéndose a lo dispuesto en el Artículo 55º de la Ley.***

Los modelos a aplicarse para el cálculo tarifario, serán aquellos que hayan sido alcanzados a la Comisión con una anticipación de 60 días calendario a las fechas señaladas en el Artículo 119º del Reglamento.

TITULO V

SISTEMA DE PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD

Artículo 122º. En los casos en que la Comisión haya presentado observaciones a los estudios de costos presentados por el COES o los concesionarios para la fijación tarifaria, y éstas no hayan sido absueltas a satisfacción de la Comisión, corresponderá a la Comisión establecer los valores finales y fijar las tarifas dentro de los márgenes que señalan los Artículos 53º y 71º de la Ley.

Cc. Arts. 42º, 51 y 52º de la Ley;

PRECIOS MAXIMOS DE GENERADOR A DISTRIBUIDOR DE SERVICIO PUBLICO

Artículo 123º. La proyección de la demanda a que se refiere el inciso a) del Artículo 47º de la Ley, se efectuará considerando la correlación de la demanda de electricidad con factores económicos y demográficos relevantes.

La tasa de crecimiento anual de la proyección de la demanda deberá guardar relación con la tasa correspondiente a los 48 meses previos al período proyectado y, considerando los factores coyunturales que la hubieren afectado.

Artículo 124º. El programa de operación a que se refiere el inciso b) del Artículo 47º de la Ley, se determinará considerando los siguientes aspectos:

- a) El comportamiento hidrológico para el período de análisis será estimado mediante modelos matemáticos basados en probabilidades, tomando en cuenta la estadística disponible;
- b) Se reconocerá el costo de oportunidad del agua almacenada, de libre disponibilidad, en los embalses de capacidad horaria, diaria, mensual, anual y plurianual; y,
- d) El costo de los combustibles será determinado utilizando los precios y condiciones que se señalan en el Artículo 50º de la Ley y se tomarán los precios del mercado interno, teniendo como límite los precios que publique una entidad especializada de reconocida solvencia en el ámbito internacional.^{79, 80}

⁷⁹ Modificado por Decreto Supremo N° 011.98-EM publicado en el Diario Oficial El Peruano con fecha 28.03.98. (El anterior inciso señalaba: ***c) El costo de los combustibles será tomado de las proyecciones que publique una entidad especializada, de reconocida solvencia en el ámbito internacional.***)

⁸⁰ El artículo 2º de la Resolución Directoral N° 011-2000-EM/DGE publicada con fecha 16.04.2000 en el Diario Oficial dispone que, en el caso de la determinación de la tarifa en barra de la energía, y de acuerdo a lo dispuesto en el Artículo 124º del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, la CTE, obtendrá los costos variables combustibles de las centrales termoeléctricas que utilicen el gas natural, empleando como precio del gas natural: i) el precio declarado en el COES durante el período de aplicación según lo señalado en el inciso d) del artículo anterior (es decir: El precio único declarado según lo previsto en los incisos anteriores, será aplicado en la programación efectuada por el COES entre los meses de mayo de año en que se presentó la información y abril del año siguiente); y, ii) el precio máximo del gas natural, para el resto del período tarifario, determinado para estos efectos como la suma de:

- a) El precio del gas natural en boca de pozo, establecido en los contratos de suministro entre el productor y el Estado;
- b) El 90% de la tarifa de transporte de gas natural desde boca de pozo hasta el City Gate, o en su defecto hasta la central, considerando un factor de utilización del transporte igual a 1.0; (De acuerdo al artículo 3º de la mencionada Resolución Directoral N° 011-2000-EM/DGE, el Ministerio de Energía y Minas, luego de transcurridos 8 años contados desde la publicación de dicha R.D., revisará el procedimiento para determinar los porcentajes a considerar en el precio máximo del transporte del gas natural definido en este inciso y de ser necesario reducirá dichos porcentajes en sentido inversamente proporcional al factor de utilización de los ductos)

Cc. RESOLUCION DIRECTORAL Nº 038-98-EM-DGE, por la que se precisa que la CTE establece los costos variables de operación de centrales de generación termoeléctrica para la fijación de tarifas de energía en barra

Artículo 125º. El Precio Básico de la Energía, a que se refiere el inciso d) del Artículo 47º de la Ley, será calculado mediante el siguiente procedimiento:

- a) Se calculará el Valor Presente del producto de la demanda por el respectivo costo marginal de cada período proyectado;
- b) Se calculará el Valor Presente de la demanda de cada período proyectado; y,
- c) Se obtendrá el cociente de a) y b).

El Valor Presente señalado en los incisos a) y b) serán obtenidos empleando la Tasa de Actualización señalada en el Artículo 79º de la Ley y un número de períodos de 48 meses.

*Cc. Art. 79º de la Ley;
Art. 160º del Reglamento.*

Artículo 126º. La Anualidad de la Inversión a que se refiere el inciso e) del Artículo 47º de la Ley, así como el Precio Básico de Potencia a que se refiere el inciso f) del Artículo 47º de la Ley, serán determinados según los siguientes criterios y procedimientos:

a) Procedimiento para determinar el Precio Básico de la Potencia:

- I) Se determina la Anualidad de la Inversión a que se refiere el inciso e) del Artículo 47º de la Ley, conforme al literal b) del presente artículo. Dicha Anualidad se expresa como costo unitario de capacidad estándar;
- II) Se determina el Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento estándar, considerando la distribución de los costos comunes entre todas las unidades de la central. Dicho costo se expresa como costo unitario de capacidad estándar;
- III) El Costo de Capacidad por unidad de potencia estándar, es igual a la suma de los costos unitarios estándares de la Anualidad de la Inversión más la Operación y Mantenimiento definidos en los numerales I) y II) que anteceden;
- IV) El Costo de Capacidad por unidad de potencia efectiva, es igual al Costo de Capacidad por unidad de potencia estándar por el factor de ubicación. El factor de ubicación es igual al cociente de la potencia estándar entre la potencia efectiva de la unidad;
- V) Se determina los factores que tomen en cuenta la Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad y el Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema; y
- VI) El Precio Básico de la Potencia es igual al Costo definido en el numeral IV) por los factores definidos en el numeral V) que anteceden.

b) Procedimiento para determinar la Anualidad de la Inversión:

- I) La Anualidad de la Inversión es igual al producto de la Inversión por el factor de recuperación de capital obtenido con la Tasa de Actualización fijada en el Artículo 79º de la Ley, y una vida útil de 20 años para el equipo de Generación y de 30 años para el equipo de Conexión.
- II) El monto de la Inversión será determinado considerando:

-
- c) El 90% de la tarifa de distribución de gas natural desde el City Gate hasta la central, si corresponde, considerando un factor de utilización e la distribución igual a 1.0. (De acuerdo al artículo 3º de la mencionada Resolución Directoral Nº 011-2000-EM/DGE, el Ministerio de Energía y Minas, luego de transcurridos 8 años contados desde la publicación de dicha R.D., revisará el procedimiento para determinar los porcentajes a considerar en el precio máximo del distribución del gas natural definido en este inciso, y de ser necesario reducirá dichos porcentajes en sentido inversamente proporcional al factor de utilización de los ductos)

En el caso de las nuevas centrales termoeléctricas que utilizarán el gas natural, y que aún no han declarado su precio único de gas natural, se utilizará como precio del gas, el precio máximo del gas natural definido en este artículo.

- 1) El costo del equipo que involucre su precio, el flete, los seguros y todos los derechos de importación que les sean aplicables (equivalente a valor DDP de INCOTERMS); y,
- 2) El costo de instalación y conexión al sistema.

III) Para el cálculo se considerarán los tributos aplicables que no generen crédito fiscal.

- c) La Comisión fijará cada 4 años la Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad de punta y el Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema, de acuerdo a los criterios de eficiencia económica y seguridad contenidos en la Ley y el Reglamento.

La Comisión fijará los procedimientos necesarios para la aplicación del presente artículo. ⁸¹

Artículo 127º. Para el cálculo de los factores de pérdida de potencia y de energía a que se refiere el Artículo 48 de la Ley, se tomarán en cuenta además los siguientes aspectos:

- a) Se determinarán factores para la potencia de punta y para cada Bloque Horario de energía; y,
- b) Para los cálculos del flujo de potencia se considerará la capacidad real del sistema y, como barra de referencia, aquella en que se fijen los precios básicos de potencia y energía;

En los casos en que existan sistemas de transmisión, que por no estar económicamente adaptados a la demanda produjeran discontinuidades en un sistema interconectado, el cálculo de los factores de pérdidas se efectuará empleando las características reales de dicho sistema de transmisión.

Artículo 128º. Para la fijación de los precios en las barras unidas al Sistema Principal de Transmisión mediante un sistema secundario, a que se refiere el Artículo 49º de la Ley, la Comisión observará el siguiente procedimiento:

- a) Determinará las pérdidas marginales de potencia y energía para el tramo del Sistema de Transmisión que une la barra al Sistema Principal;
- b) Determinará el Precio de Energía en Barra aplicando al precio correspondiente del Sistema Principal un factor que incluya las pérdidas marginales de energía; y,
- c) Determinará el precio de Potencia de punta en Barra aplicando al precio en Barra de la respectiva barra del Sistema Principal de Transmisión un factor que incluya las pérdidas marginales de potencia. Al valor obtenido se agregará un peaje que cubra el Costo Medio del Sistema Secundario de Transmisión Económicamente Adaptado.

El cálculo del peaje será efectuado de acuerdo a lo señalado en el Artículo 139º del Reglamento.

Artículo 129º. Para efectuar la comparación a que se refiere el Artículo 53º de la Ley, las empresas deberán presentar a la Comisión la información sustentatoria en la forma y plazo que ella señale. Dicha comparación se realizará considerando el nivel de tensión y observando el siguiente procedimiento:

⁸¹ Modificado por D.S. 004-99-EM de fecha 20.03.99. El anterior artículo señalaba: "**La anualidad de la inversión a que se refiere el inciso e) del Artículo 47º de la Ley, será calculada multiplicando el monto de la inversión por el factor de recuperación de capital, obtenido con la Tasa de Actualización, fijada en el Artículo 79º de la Ley, y una vida útil de 20 años para el equipo de generación y de 30 para el equipo de conexión.**

El monto de la inversión será determinado considerando:

- a) **El costo del equipo que involucre su precio, el flete, los seguros y todos los derechos de importación que le sean aplicables (Equivalente a valor DDP de INCOTERMS);**
- b) **El costo de instalación y conexión al sistema; y,**
- c) **El costo fijo de personal que incluya los beneficios sociales.**

Para el cálculo se considerarán todos los tributos aplicables que no generen crédito fiscal."

- a) Para cada usuario no sujeto a regulación de precios, se determinará un precio medio de energía, considerando su consumo y facturación total de los últimos seis meses;
- b) Con los precios medios resultantes y sus respectivos consumos, se determinará un precio promedio ponderado;
- c) Para los mismos usuarios a que se refiere el inciso a) del presente artículo, se determinará el precio medio teórico de energía que resulte de la aplicación de los Precios de Potencia de punta y de Energía en Barra a sus respectivos consumos;⁸²
- d) A base de los consumos y los precios medios teóricos, obtenidos en el inciso precedente, se determinará un precio promedio ponderado teórico; y,
- e) Si el valor obtenido en el inciso d) no difiere en más de 10% del valor obtenido en b) los Precios de Energía en Barra serán aceptados. En caso contrario la Comisión modificará proporcionalmente dichos valores hasta alcanzar dicho límite.

*Cc. Quinta Definición Transitoria del Reglamento.*⁸³

Artículo 130°. Para los efectos del Artículo 56° de la Ley, se consideran Sistema Aislados, a todos aquellos que no cumplen las condiciones establecidas en el Artículo 80° del Reglamento.

La Comisión fijará únicamente las Tarifas en Barra destinada a los usuarios del Servicio Público; observando en lo pertinente, los mismos criterios señalados en Título V de la Ley y del Reglamento. Las funciones asignadas al COES, en cuanto a cálculo o determinación tarifaria, serán asumidos por la Comisión, empleando la información de los titulares de generación y transmisión.

Artículo 131°. La compensación por racionamiento a que se refiere el Artículo 57° de la Ley, será asumida por las empresas generadoras, incursas en el déficit de generación, y efectuada mediante un descuento en la factura del mes siguiente de producido el racionamiento.

La cantidad de energía a compensar se calculará como la diferencia entre un consumo teórico y la energía registrada en el mes. El consumo teórico será determinado tomando en cuenta la potencia contratada y el factor de carga típico del usuario. Si el valor resultante es negativo no procede ninguna compensación.

La energía a compensar se valorizará considerando como precio la diferencia que resulte entre el Costo de Racionamiento y el Precio de Energía en Barra correspondiente.

Igualmente se procederá a efectivizar los correspondientes descuentos en los cargos fijos de potencia por la parte proporcional al número de horas interrumpidas y el número total de horas del mes.

Las empresas de distribución efectuarán la compensación a sus usuarios siguiendo las mismas pautas, conforme a lo señalado en el Artículo 86° de la Ley.

⁸²Modificado por el Artículo 1° del D.S. N° 02-94-EM.de fecha 11-01-94. (El anterior inciso señalaba lo siguiente: "*c) Para los mismos usuarios a que se refiere el inciso a) del presente artículo, se determinará el precio medio teórico de energía que resulte de la aplicación de los Precios de Energía en Barra a sus respectivos consumos;..*")

⁸³ Mediante el D. S N° 021-97-EM se dictaron normas para el establecimiento por la CTE del precio promedio ponderado para el Sistema Interconectado Sur. Específicamente, el Artículo Primero de dicha norma establece que: "*Para la comparación prevista en el Artículo 129 del Reglamento de la Ley de Concesiones, hasta la fijación de tarifas en barra de mayo del año 2001 inclusive, la Comisión de Tarifas Eléctricas tomará como precio promedio ponderado para el Sistema Interconectado Sur, el valor resultante de aplicar las Tarifas en Barra calculadas considerando un sistema de generación Económicamente Adaptado.*"

PRECIOS MAXIMOS DE TRANSMISION

Artículo 132º. Las condiciones y criterios a considerarse para definir el Sistema Principal de Transmisión serán las siguientes:

- a) Deberá comprender instalaciones de alta o muy alta tensión;
- b) Deberá permitir el flujo bidireccional de energía;
- c) Cuando el régimen de uso de los sistemas no permite identificar responsables individuales por el flujo de las mismas.⁸⁴

Cada cuatro años o a la incorporación de una nueva central de generación en el sistema, se evaluarán los sistemas de transmisión calificados como principales y en mérito a las modificaciones que se hubieran presentado se procederá a su redefinición.

Cc. Art. 58º y ss. de la Ley.

Artículo 133º. Para la determinación del Sistema Económicamente Adaptado del Sistema Principal de Transmisión, se considerará aquel dimensionamiento que corresponda a la potencia máxima que transporte dicho sistema.⁸⁵

Artículo 134º. La anualidad de la inversión a que se refiere el Artículo 59º de la Ley, será calculada multiplicando el monto de la inversión, determinado según el criterio señalado en el Artículo precedente, por el factor de recuperación de capital obtenido con una vida útil de 30 años y la Tasa de Actualización fijada en el Artículo 79º de la Ley.

Artículo 135º. El Ingreso Tarifario para el Sistema Principal de Transmisión, a que se refiere el Artículo 60º de la Ley, será calculado para cada tramo por el respectivo COES, mediante el siguiente procedimiento:

- a) Determinará la energía y la potencia máxima en de las barras de retiro;
- b) Determinará el monto total que resulte de valorizar toda la energía y la potencia máxima en la barra de retiro, aplicando las respectivas Tarifas en Barra, sin incluir el peaje unitario;
- c) Determinará la energía y la potencia máxima en la barra de entrega;
- d) Determinará el monto total que resulte de valorizar toda la energía y la potencia máxima en la barra de entrega, aplicando las respectivas Tarifas en Barra, sin incluir el peaje unitario;
- e) El ingreso Tarifario por Energía será igual a la diferencia resultante de los montos correspondientes al transporte de energía obtenidos en los incisos d) y b), siempre que dicha diferencia sea positiva. En caso de ser negativa, el Ingreso Tarifario será igual a cero; y,
- f) El Ingreso Tarifario por Potencia será igual a la diferencia resultante de los montos correspondientes al transporte de potencia obtenidos en los incisos d) y b), siempre que dicha diferencia sea positiva. En caso de ser negativa, el Ingreso Tarifario será igual a cero.

⁸⁴Modificado por el artículo 1o. del D.S. No. 43-94-EM, publicado el 28/10/94. (El anterior inciso señalaba lo siguiente: "**c) El régimen de uso.**")

⁸⁵Modificado por el Artículo 1º del D.S. Nº 043-94-EM. (El anterior artículo señalaba lo siguiente: "**Para la determinación del Sistema Económicamente Adaptada del Sistema Principal de Transmisión se considerará aquel dimensionamiento que corresponda al valor efectivo que transporta dicho sistema.**")

El Ingreso Tarifario del Sistema Principal de Transmisión, es igual a la suma de los Ingresos Tarifarios por Energía y Potencia de todos los tramos que constituyen dicho sistema.

El Ingreso Tarifario de cada titular del Sistema Principal de Transmisión, es igual a la suma de los Ingresos Tarifarios de los tramos que conforman su red de transmisión.

El COES propondrá al Ministerio los procedimientos necesarios para la aplicación del presente artículo. ⁸⁶

Cc. Art. 60º de la Ley.

Artículo 136º. El Ingreso Tarifario Esperado Total del Sistema Principal de Transmisión requerido para cada fijación de las tarifas de transmisión, será propuesto por el COES a la Comisión, para los siguientes doce meses, siguiendo el procedimiento previsto en el Artículo precedente y empleando la misma información y supuestos utilizados para el cálculo de las Tarifas en Barra.

El Ingreso Tarifario Esperado será expresado en doce cuotas iguales, considerando la tasa definida en el Artículo 79º de la Ley. La Comisión fijará el Ingreso Tarifario Esperado y sus fórmulas de reajuste en la misma forma y oportunidad que el Peaje de Conexión.

El ingreso Tarifario Esperado de cada Transmisor Principal le será pagado mensualmente por los generadores en proporción directa de sus Ingresos por Potencia definidos en el Artículo 109º del Reglamento.

El saldo resultante de la Transferencia Total por Energía, como consecuencia de la aplicación del Artículo 107º del Reglamento, originado por el uso de la red de transmisión calificada como parte del Sistema Principal de Transmisión será asignada a los generadores en función de sus Ingresos por Potencia.

Los pagos a que se refieren los párrafos anteriores se harán efectivos dentro de los (7) días calendario siguientes a la notificación de la liquidación mensual practicada por el COES.

El COES propondrá al Ministerio los procedimientos necesarios para la aplicación del presente artículo. ^{87 88}

⁸⁶ El artículo original señalaba lo siguiente: "*El Ingreso Tarifario para el Sistema Principal de Transmisión, a que se refiere el artículo 60o. de la Ley, y el correspondiente al Sistema Secundario de Transmisión, será calculado por el respectivo COES, mediante el siguiente procedimiento.*

- a) Determinará para cada generador la energía y la potencia máxima entregadas en cada una de las barras del sistema;*
- b) Determinará el monto total que resulte de valorizar toda la energía y la potencia máxima entregada en cada barra, aplicando las respectivas Tarifas en Barra;*
- c) Determinará para cada generador la energía y la potencia máxima retiradas en cada una de las barras del sistema;*
- d) Determinará el monto total que resulte de valorizar toda la energía y la potencia máxima retirada en cada barra, aplicando las respectivas Tarifas en Barra; y,*
- e) El Ingreso Tarifario será la diferencia resultante de los montos obtenidos en los incisos d) y b), siempre que éste sea positivo.*

El pago por este concepto se efectuará, mensualmente, por cada generador al propietario del Sistema Principal de Transmisión, dentro de los quince (15) días calendario siguientes a la liquidación practicada por el COES."

Posteriormente el artículo fue modificado por el Artículo 1º del D.S. No. 43-94-EM, publicado el 28-10-94, cuyo texto era el siguiente: "*El ingreso tarifario para el Sistema Principal de Transmisión, a que se refiere el Artículo 60 de la Ley, y el correspondiente al Sistema Secundario de Transmisión, será calculado por el respectivo COES, como la suma de los saldos resultantes para el titular del sistema de transmisión derivados de las transferencias de energía y potencia de punta a que se refieren los Artículos 107 y 109 del Reglamento, evaluados para el periodo de un año. El pago por éste concepto se efectuará según lo establecido en el Artículo 108 del Reglamento.*". Una modificación al nuevo párrafo se dio con la dación del Artículo 2º de D.S. 004-96-EM de fecha 23.01.96, cuyo texto era el siguiente: "*El pago por este concepto se efectuará, mensualmente, por cada generador al propietario del Sistema Principal de Transmisión, dentro de los siete (7) días calendario siguientes a la liquidación practicada por el COES*".

Posteriormente su último párrafo fue nuevamente sustituido por el Artículo 2º de D.S. 004-96-EM de fecha 23.01.96, cuyo texto era el siguiente: "*El pago por este concepto se efectuará, mensualmente, por cada generador al propietario del Sistema Principal de Transmisión, dentro de los siete (7) días calendario siguientes a la liquidación practicada por el COES*".

Finalmente se ha dado la última modificación, mediante D.S. 004-99-EM de fecha 20.03.99.

⁸⁷ Modificado por D.S. 004-99-EM de fecha 20.03.99. El anterior artículo señalaba: "*El Ingreso Tarifario esperado, requerido para cada fijación de las tarifas de transmisión, será efectuado por el COES para los siguientes doce meses siguiendo el*

Cc. *Art. 135º del Reglamento.*

Artículo 137º. El Peaje por Conexión será obtenido deduciendo del Costo Total de transmisión el Ingreso Tarifario Esperado Total para el Sistema Principal de Transmisión, determinado conforme a lo establecido en el artículo precedente.

El Peaje por Conexión Unitario, empleado para la determinación del Precio de Potencia de Punta en Barra señalado en el inciso h) del Artículo 47º de la Ley, será igual al cociente entre el Peaje de Conexión y la Máxima Demanda anual proyectada a ser entregada a los clientes.

El Peaje por Conexión será expresado en doce cuotas iguales, considerando la tasa definida en el Artículo 79º de la Ley. La Comisión fijará el Peaje de Conexión Unitario y el Peaje por Conexión, así como sus fórmulas de reajuste a que se refiere el Artículo 61º de la Ley.

El Peaje por Conexión de cada Transmisor Principal le será pagado mensualmente por los generadores en proporción a la recaudación por Peaje de Conexión, en la misma oportunidad en que abonen el Ingreso Tarifario Esperado.

El COES determinará mensualmente la recaudación Total por Peaje por Conexión, según el siguiente procedimiento:

- a) Se determinará la Máxima Demanda Coincidente entregada a los clientes atribuibles a cada generador, según lo dispuesto en el literal a)-II) del artículo 111º del Reglamento;
- b) Se reajusta el Peaje por Conexión Unitario según las fórmulas de reajuste que fije la Comisión;
- c) La recaudación por Peaje por Conexión para un generador, será igual al mayor de los siguientes valores:
 - I) La suma del producto de la Máxima Demanda Coincidente entregada a cada uno de sus clientes, por el Peaje por Conexión Unitario;
 - II) La recaudación real por Peaje por Conexión que será proporcionada por cada generador al COES con carácter de declaración jurada;
- d) Los generadores que abastecen a un cliente en forma simultánea, deberán desagregar la recaudación por Peaje por Conexión de su cliente en proporción a su compromiso de potencia.

La recaudación total por Peaje por Conexión al sistema, es igual a la suma de las recaudaciones totales por Peaje por Conexión de todos los generadores.

El Saldo por Peaje por Conexión de cada generador, es igual a la diferencia entre la recaudación por Peaje por Conexión menos el Peaje por Conexión que le corresponde pagar según la metodología de los párrafos que anteceden.

Este saldo será compensado a los generadores según el procedimiento definido en el Artículo 111º del Reglamento.

El COES propondrá al Ministerio los procedimientos necesarios para la aplicación del presente artículo. ⁸⁹ ⁹⁰

procedimiento previsto en el artículo precedente y empleando la misma información y supuestos utilizados para el cálculo de las Tarifas en Barra.

Los resultados obtenidos para cada generador deberán totalizarse con el fin de determinar el Ingreso Tarifario esperado total de cada sistema"

⁸⁸ La modificación hecha a este Artículo, se aplica a partir del 1º de mayo de 1999, según lo dispuesto en el Artículo Cuarto del D.S. 004-99-EM de fecha 20.03.99. La excepción a ello se encuentra establecida en su **Cuarta Disposición Transitoria** la cual señala expresamente **"El COES y la Comisión de Tarifas de Energía, para la fijación de las tarifas de transmisión correspondientes a mayo de 1999, emplearán los procedimientos definidos en los Artículos 136º y 137º a que se refiere el Artículo Primero del presente Decreto Supremo."**

⁸⁹ Modificado por D.S. 004-99-EM de fecha 20.03.99. El anterior artículo señalaba: **"El Peaje por Conexión será obtenido deduciendo al Costo total de transmisión el Ingreso Tarifario esperado total para el Sistema Principal de Transmisión, determinado conforme a lo establecido en el Artículo precedente."**

El Peaje por conexión será asumido por los generadores en proporción a su Potencia firme. La cuota resultante para cada generador será dividida en doce partes iguales, a ser pagadas mensualmente a los propietarios del Sistema

Cc. Arts. 60° y 61° de la Ley.

Artículo 138°. Para los fines del Artículo 62° de la Ley, se considera flujo preponderante de energía cuando la transmisión de electricidad es mayor al 90% de la energía transportada por dicho sistema en una misma dirección. Para tal efecto se considerará el flujo anual de energía que se produzca en un año hidrológico con una probabilidad de excedencia promedio.

Artículo 139°. Las compensaciones a que se refiere el Artículo 62° de la Ley, serán calculadas para cada tramo y se abonarán a sus propietarios según lo convenido por las partes o, de ser el caso, de acuerdo a lo que resuelva la Comisión. Las compensaciones serán asumidas en proporción a la potencia de punta anual retirada en cada barra.

El Peaje de transmisión del Sistema Secundario a que se refiere el Artículo 128° del Reglamento, es igual a la diferencia entre el costo medio previsto en el Artículo 49° de la Ley y el Ingreso Tarifario Esperado del Sistema Secundario de Transmisión para un horizonte de largo plazo. El peaje secundario unitario es igual al cociente del peaje secundario actualizado, entre la energía o potencia transportada actualizada, según corresponda.

La Comisión, en la oportunidad en que fija las tarifas del Sistema Principal de Transmisión, fijará y publicará el respectivo peaje secundario unitario y su correspondiente fórmula de reajuste.

La Comisión definirá los procedimientos necesarios para la aplicación del presente artículo.⁹¹

Artículo 140°. La dirimencia a que se refiere el inciso a) del Artículo 22° del Reglamento, podrá ser solicitada a la Comisión por los propietarios o usuarios de los sistemas secundarios de transmisión o distribución, sean éstos empresas de generación, transmisión, distribución o usuarios no regulados.

La Comisión establecerá mediante Resolución los correspondientes requisitos, criterios y procedimientos a considerar para la presentación y solución de las solicitudes de dirimencia.⁹²

Principal de Transmisión, aplicando a las mismas, las fórmulas de reajuste a que se refiere el Artículo 61 de la Ley y en la misma oportunidad que abonen el Ingreso Tarifario.

⁹⁰ La modificación hecha a este Artículo, se aplica a partir del 1° de mayo de 1999, según lo dispuesto en el Artículo Cuarto del D.S. 004-99-EM de fecha 20.03.99. La excepción a ello se encuentra establecida en su **Cuarta Disposición Transitoria** la cual señala expresamente ***“El COES y la Comisión de Tarifas de Energía, para la fijación de las tarifas de transmisión correspondientes a mayo de 1999, emplearán los procedimientos definidos en los Artículos 136° y 137° a que se refiere el Artículo Primero del presente Decreto Supremo.”***

⁹¹ Modificado por D.S. 004-99-EM de fecha 20.03.99. El anterior artículo señalaba: ***“Las compensaciones a que se refiere el Artículo 62° de la Ley para los Sistemas Secundarios de Transmisión serán calculados para cada tramo y se abonarán a sus propietarios mediante dos conceptos: Ingreso Tarifario y Peaje Secundario.***

El Ingreso Tarifario se calculará según lo establecido en el Artículo 135° del Reglamento.

El Peaje Secundario es la diferencia entre el Costo Total de Transmisión, correspondiente al Sistema Secundario de transmisión, y el Ingreso Tarifario respectivo. Dicho peaje será asumido sólo por los generadores usuarios en proporción a la potencia de punta anual retirada en cada barra.

La Comisión, en la ocasión en que fija las tarifas de transmisión, determinará el Costo total de transmisión del Sistema Secundario y tomando en cuenta el Ingreso Tarifario esperado para los siguientes doce meses, que le proporcionará el respectivo COES, fijará y publicará el respectivo Peaje Secundario y su correspondiente fórmula de reajuste.

Los generadores deberán abonar a los propietarios del Sistema secundario de transmisión, el peaje siguiendo el mismo mecanismo establecido en la parte final del Artículo 137° del Reglamento.”

Artículo 141º. El Peaje de Conexión y el Peaje Secundario correspondiente al Sistema Secundario, así como sus factores de reajuste, que fije la Comisión, serán publicados en el Diario Oficial "El Peruano" por una sola vez, con una anticipación de quince (15) días calendario a su entrada en vigencia.

PRECIOS MAXIMOS DE DISTRIBUCION

Artículo 142º. Los costos asociados al usuario, que se tomarán en cuenta para el cálculo del Valor agregado de distribución son los costos unitarios de facturación, que comprenda la lectura, el procesamiento y emisión de la misma, su distribución y la comisión de cobranza, considerando una gestión empresarial eficiente.

Cc. Arts. 63º y ss. de la Ley.

Artículo 143º. Las pérdidas estándares a considerar para el cálculo del Valor Agregado de Distribución comprenderán las pérdidas físicas y las comerciales.

Las pérdidas físicas serán las resultantes del cálculo efectuado considerando la caída de tensión máxima, especificada en la norma de calidad, según el Artículo 64º del Reglamento.⁹³

Las pérdidas comerciales a reconocer no podrán ser superiores al 50% de las pérdidas físicas.

*Cc. Art. 64º inc b. de la Ley.
Segunda Disposición Transitoria del Reglamento.*

Artículo 144º. La anualidad de la inversión a que se refiere el Artículo 65º de la Ley, será calculada multiplicando al monto de la inversión el factor de recuperación de capital, obtenido éste con una vida útil de 30 años y la Tasa de Actualización establecida en el Artículo 79º de la Ley.

Artículo 145º. La Comisión determinará, mediante consultoría, las características, el número de Sectores de Distribución Típicos y los factores de ponderación a emplearse para la fijación tarifaria.

Los resultados obtenidos serán sometidos por la Comisión a la aprobación de la Dirección, quién establecerá los respectivos Sectores de Distribución Típicos, dentro de un plazo máximo de quince (15) días calendario de presentada la propuesta. Si vencido el plazo, la Dirección, no se pronunciara, la propuesta quedará aprobada.

Cc. Art. 66º de la Ley.

Artículo 146º. Para la elaboración de los estudios de costos destinados a la determinación del Valor agregado de distribución, en cada fijación tarifaria, se tomarán las siguientes previsiones:

- a) Ninguna empresa consultora podrá analizar más de un Sector de distribución típico;
- b) La Comisión seleccionará las concesiones en las que se evaluarán cada uno de los Sectores de Distribución Típicos; y,

⁹² Modificado por D.S. 004-99-EM de fecha 20.03.99. El anterior artículo señalaba: "**Las compensaciones a que se refiere el Artículo 62º de la Ley para los sistemas de distribución serán convenidas entre las partes, considerando un sistema similar al establecido para el Sistema Secundario de Transmisión.**"

⁹³ Párrafo modificado por Decreto Supremo Nº 022-97-EM, publicado con fecha 12.10.97. (El anterior párrafo señalaba: "**Las pérdidas físicas serán las resultantes del cálculo efectuado considerando la caída de tensión máxima especificada en el inciso a) del Artículo 64 del Reglamento...**")

- c) Los Sectores de Distribución Típicos elegidos para una fijación tarifaria, no podrán ser nuevamente utilizados para la siguiente, salvo que sean únicos.

Cc. Art. 67º de la Ley.

Artículo 147º. La Comisión determinará el Valor agregado de distribución para cada concesión mediante la suma de los productos del Valor agregado de distribución de cada Sector Típico por su correspondiente factor de ponderación.

Los Valores Agregados resultantes considerarán factores de simultaneidad que ajusten la demanda total de la concesión a la suma de la potencia contratada con sus usuarios y las respectivas pérdidas y será expresado como un cargo por unidad de potencia.

Cc. Arts. 64º, 66º, 68º y 69º de la Ley.

Artículo 148º. Para el cálculo de la Tasa Interna de Retorno, los concesionarios deberán proporcionar a la Comisión la información a que se refieren los incisos a) y b) del Artículo 70º de la Ley en la forma y condiciones que ésta determine.

La Comisión verificará y calificará la información proporcionada determinando los montos a incluirse en los respectivos cálculos.

Cc. Art. 40º de la Ley.

Artículo 149º. Para el cálculo de la Tasa Interna de Retorno, la Comisión procederá de la siguiente manera:

- a) Conformará conjuntos de concesiones en los que sus Valores agregados de distribución no difieran en más de 10%; y,
- b) Obtendrá, para cada conjunto, valores totales de ingresos, de costos y de Valores nuevos de reemplazo de las concesiones conformantes.

Los valores de inversión, ingresos y costos sólo considerarán los correspondientes a los suministros pertenecientes al Servicio Público de Electricidad.

Artículo 150º. Los costos que se reconozcan para el cálculo de la Tasa Interna de Retorno serán los siguientes:

- a) Energía adquirida a terceros;
- b) Gastos de personal, incluyendo los beneficios sociales;
- c) Suministro diversos;
- d) Servicios prestados por terceros;
- e) Cargas diversas de gestión; y,
- f) Pérdidas estándares, calculadas de acuerdo a lo establecido en el Artículo 143 del Reglamento.

Corresponde a la Comisión la evaluación y calificación de dichos costos los que deberán corresponder a valores estándares internacionales aplicables al medio, guardando relación de causalidad directa con la prestación del servicio.

Cc. Art. 70º de la Ley.

Artículo 151°. Las tarifas definitivas y sus fórmulas de reajuste, a que se refiere el Artículo 72° de la Ley, para su publicación deberán estructurarse como fórmulas tarifarias que señalen explícitamente y, en forma independiente, los siguientes componentes:

- a) Tarifa en Barra;
- b) Costos del Sistema Secundario de Transmisión, cuando corresponda; y,
- c) Valor agregado de distribución.

Cc. Art. 72° de la Ley.

Artículo 152°. La Comisión dispondrá la publicación de las fórmulas tarifarias, a que se refiere el Artículo anterior, en el Diario Oficial "El Peruano" por una sola vez, con una anticipación de quince (15) días calendario a su entrada en vigencia.

Los concesionarios de distribución, a su vez, deberán publicar las tarifas expresadas en valores reales, resultantes de la aplicación de las fórmulas tarifarias emitidas por la Comisión, en el diario de mayor circulación donde se ubica la concesión. Igualmente, está obligado a exhibir dichos valores en sus oficinas de atención al público.

Artículo 153°. Antes de seis meses de concluir el período de vigencia de las de las tarifas de distribución, la Comisión deberá poner en conocimiento de las empresas de distribución los Términos de Referencia para la ejecución del estudio de costos, la definición de los Sectores de Distribución Típicos y la relación de empresas consultoras precalificadas.

DISPOSICIONES DIVERSAS SOBRE TARIFAS

Artículo 154°. Los factores a considerar para el reajuste de todas las tarifas podrán ser:

- a) Índice de precios al por mayor;
- b) Promedio General de Sueldos y Salarios;
- c) Precio de combustible;
- d) Derechos arancelarios;
- e) Precio internacional del cobre y/o del aluminio; y,
- f) Tipo de cambio.⁹⁴

⁹⁴ El numeral 2.4.1 de la Directiva N° 001-96-EM/DGE sobre Contribuciones Reembolsables y Devolución, aprobada mediante Resolución Ministerial N° 346-96-EM/VME señala: "***Son obligaciones del Concesionario de Distribución: a) Notificar la aprobación del proyecto dentro de los 30 días calendario de presentada la solicitud de aprobación, aplicándose en casos de observaciones, subsanaciones o falta de pronunciamiento del concesionario, los mismos criterios establecidos en los dos primeros párrafos del literal a) del numeral 2.2.1 de la presente Directiva. En el documento de aprobación de proyecto, el concesionario consignará el Valor Nuevo de Reemplazo referencial con fórmula de reajuste utilizando los factores establecidos en el Artículo 154 del Reglamento. Asimismo, adjuntará información referencial vinculada a modalidades, plazos y demás condiciones de reembolso de la contribución.***"

Artículo 155º. Las solicitudes de reconsideración, a que se refiere el Artículo 74º de la Ley, podrán ser efectuadas por OSINERG, en representación de los usuarios.⁹⁵

El recurso de reconsideración deberá ser presentado con los respectivos estudios técnicos y/o documentación sustentatoria.

Artículo 156º. Se considerarán causas atribuibles a la Comisión, para los efectos de los Artículos 54º y 75º de la Ley, el no fijar las tarifas en los plazos que señala la Ley y el Reglamento, no obstante que los respectivos COES o concesionarios hayan cumplido con la entrega oportuna de la documentación correspondiente. En estos casos, las empresas deberán efectuar la publicación de las tarifas a aplicarse con no menos de quince (15) días calendario de anticipación.

Artículo 157º. Si los concesionarios o los respectivos COES, no cumplieran con la presentación de los estudios e información requerida para la fijación tarifaria, dentro de los plazos que señalan la Ley y el Reglamento, la Comisión establecerá las tarifas correspondientes.

Artículo 158º. El período de construcción a considerarse, para la fijación del Valor nuevo de reemplazo, será determinado teniendo en cuenta la magnitud de la obra y las condiciones geográficas en que ésta se desarrolla.

Artículo 159º. El concesionario debe poner en conocimiento de la Comisión, en los plazos y oportunidades que ésta determine, toda inversión en obras de distribución que aumente su Valor nuevo de reemplazo.

La Comisión podrá rechazar fundadamente la incorporación de bienes físicos y/o derechos que estime innecesarios y/o excesivos, comunicando al concesionario en un plazo máximo de tres meses. A falta de esta comunicación, se dará por incorporado.

El concesionario comunicará anualmente a la Comisión el retiro de las instalaciones innecesarias para la prestación del servicio, a fin de ser excluidas del respectivo Valor nuevo de reemplazo.

Artículo 160º. La Tasa de Actualización fijada por el Artículo 79º de la Ley, sólo podrá ser revisada cuando los factores que inciden en su determinación hayan sufrido alteraciones significativas que pudieran justificar su modificación.

La Comisión, por iniciativa propia, o a solicitud de los concesionarios podrá encargar la ejecución de los estudios siguiendo el procedimiento establecido en la Ley.

Artículo 161º. Las entidades dedicadas a las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, están autorizados a cobrar por sus acreencias, la tasa de interés compensatorio y el recargo por mora establecidos en el Artículo 176º del Reglamento.

Igualmente, están obligadas a reconocer a sus usuarios estas mismas tasas en los casos en que no hubiesen hecho efectiva las compensaciones establecidas en la Ley y el Reglamento, en los plazos fijados en dichas normas.

*Cc Arts. 57º y 86º de la Ley;
Art. 131º del Reglamento.*

⁹⁵ Párrafo modificado por Decreto Supremo N° 022-97-EM, publicado con fecha 12.10.97. (El anterior señalaba lo siguiente: "**Las solicitudes de reconsideración, a que se refiere el Artículo 74 de la Ley, podrán ser efectuadas por la dirección en representación de los usuarios...**")

Artículo 162º. La Comisión, semestralmente, emitirá un informe técnico que contenga lo previsto en el Artículo 81º de la Ley para su difusión entre todas las instituciones del Sub Sector Eléctrico; simultáneamente, publicará un informe resumen en el Diario Oficial "El Peruano" por una sola vez.

Cc. Art. 81º de la Ley.

TITULO VI

PRESTACION DEL SERVICIO PUBLICO DE ELECTRICIDAD

Artículo 163º. Para la obtención de un suministro de energía eléctrica, el usuario solicitará al concesionario el servicio respectivo y abonará el presupuesto de instalación que incluya el costo de la acometida, del equipo de medición y protección y su respectiva caja. Esta inversión quedará registrada a favor del usuario, el que deberá abonar al concesionario el costo de mantenimiento y un monto que permita su reposición en un plazo de 30 años.

Cc. Artículo 82º y ss. de la Ley.

Artículo 164º. El concesionario no atenderá solicitudes de nuevos suministros, a aquellos solicitantes que tengan deudas pendientes de pago, derivadas de la prestación del servicio en el mismo predio o en otro ubicado en la concesión.

Artículo 165º. Cuando un usuario obtiene un suministro de Servicio Público de Electricidad, deberá suscribir el correspondiente contrato con el concesionario. El contrato constará en formulario y contendrá las siguientes especificaciones:

- a) Nombre o razón social del concesionario;
- b) Nombre o razón social del usuario;
- c) Ubicación del lugar del suministro y determinación del predio a que está destinado el servicio;
- d) Clasificación del usuario de acuerdo al tipo de suministro;
- e) Características del suministro;
- f) Potencia contratada y plazo de vigencia;
- g) Tarifa aplicable; y,
- h) Otras condiciones relevantes, previstas en la Ley y el Reglamento.

El concesionario deberá entregar al usuario copia del respectivo contrato.

Artículo 166º. Las contribuciones reembolsables que podrá exigir el concesionario para el financiamiento de la extensión de las instalaciones hasta el punto de entrega, establecidas según las modalidades b) o c) del Artículo 83º de la Ley, a elección del usuario.

Artículo 167º. Una vez determinado el importe de las contribuciones de los usuarios, deberá concretarse la modalidad y fecha del reembolso, dentro de los treinta (30) días calendario siguientes. De no efectuarse el reembolso en la fecha acordada, el concesionario deberá abonar el interés compensatorio y el recargo por mora establecidos en el Artículo 176º del Reglamento, hasta su cancelación.

*Cc. Arts. 84º y 85º de la Ley.
Art. 161º del Reglamento.*

Artículo 168º. Si se produjera la interrupción total o parcial del suministro, a que se refiere el Artículo 86º de la Ley, el concesionario de distribución deberá compensar al usuario bajo las siguientes condiciones:

- a) Todo período de interrupción que supere las cuatro horas consecutivas, deberá ser registrado por el concesionario. El usuario podrá comunicar el hecho al concesionario para que se le reconozca la compensación;
- b) La cantidad de energía a compensar se calculará multiplicando el consumo teórico del usuario por el cociente resultante del número de horas de interrupción y el número total de horas del mes.

El consumo teórico será determinado según lo establecido en el segundo párrafo del Artículo 131º del Reglamento; y,

- c) El monto a compensar se calculará aplicando a la cantidad de energía, determinada en el inciso precedente, la diferencia entre el Costo de Racionamiento y la tarifa por energía correspondiente al usuario.

Igualmente se procederá a efectivizar los correspondientes descuentos en los cargos fijos de potencia por la parte proporcional al número de horas interrumpidas y el número total de horas del mes.

La compensación se efectuará mediante un descuento en la facturación del usuario, correspondiente al mes siguiente de producida la interrupción.

Para este efecto no se considerarán las interrupciones programadas y comunicadas a los usuarios con 48 horas de anticipación.

Artículo 169º. Corresponde a OSINERG la comprobación y calificación de la causa de fuerza mayor a que se refiere el Artículo 87º de la Ley.⁹⁶

Cc. Arts. 87º y 101º inc. b. de la Ley.

Artículo 170º. Se considera como punto de entrega, para los suministros en baja tensión, la conexión eléctrica entre la acometida y las instalaciones del concesionario.

En los casos de media y alta tensión, el concesionario establecerá el punto de entrega en forma coordinada con el usuario, lo que deberá constar en el respectivo contrato de suministro.

Cc. Art. 88 de la Ley

Artículo 171º. El equipo de medición deberá ser precintado por el concesionario en el momento de su instalación y en cada oportunidad en que efectúe intervenciones en el mismo. Dichas intervenciones deberán ser puestas, previamente, en conocimiento del usuario mediante constancia escrita.

Artículo 172º. El equipo de medición deberá estar ubicado en lugar accesible para el respectivo control por parte del concesionario. De no cumplirse con este requisito, éste queda autorizado a efectuar la facturación empleando un sistema de promedios. De no existir información adecuada para este sistema se estimará el consumo mensual multiplicando la potencia contratada por 240 horas.

⁹⁶ Modificado por Decreto Supremo N° 022-97-EM, publicado con fecha 12.10.97. (El anterior artículo señalaba: "**Corresponde a la Dirección la comprobación y calificación de la causa de fuerza mayor a que se refiere el Artículo 87 de la Ley.**")

Este sistema de facturación podrá efectuarse por un período máximo de seis meses, al cabo del cual y previa notificación al usuario, con treinta (30) días calendario de anticipación, el concesionario procederá a efectuar el corte del suministro, debiendo verificar y liquidar los consumos reales.

Si se hubieran producido consumos mayores a los facturados, éstos deberán ser pagados por el usuario al concesionario a la tarifa vigente en la fecha de liquidación, en una sola cuota y dentro del período de cobranza. En el caso contrario, de haberse producido consumos menores a los facturados, el concesionario deberá reembolsar la diferencia al usuario, valorizada a la tarifa vigente, en el mes siguiente de efectuada la liquidación.

Artículo 173º. Cuando el equipo de medición sufriera deterioros debido a defectos en las instalaciones internas del usuario, éste deberá abonar el reemplazo o reparación del equipo de medición dañado y reparar sus instalaciones internas.

En este caso, el concesionario queda facultado a suspender el servicio y a restituirlo sólo una vez superadas satisfactoriamente las anomalías y/o efectuados los pagos correspondientes.

Artículo 174º. Para la atención de nuevos suministros o ampliación de la potencia contratada, a que se refiere el Artículo 89º de la Ley, el concesionario está autorizado a exigir una contribución con carácter reembolsable, calculada según lo establecido en el inciso a) del Artículo 83 de la Ley.

Artículo 175º. Los concesionarios consignarán en las facturas por prestación del servicio, la fecha de emisión y la de vencimiento para su cancelación sin recargos. Entre ambas fechas deberán transcurrir quince (15) días calendario como mínimo.

Artículo 176º. Los concesionarios podrán aplicar a sus acreencias el interés compensatorio y moratorio que fije el Banco Central de Reserva del Perú.

La aplicación del interés compensatorio se efectuará a partir de la fecha de vencimiento de la factura que no haya sido cancelada oportunamente, hasta el noveno día calendario de ocurrido el vencimiento. A partir de ese momento se devengará intereses moratorios.

El concesionario informará al usuario que lo solicite el tipo de interés y los plazos aplicados.⁹⁷

Cc. Art. 161º del Reglamento.

Artículo 177º. El concesionario, en los casos de consumos de energía sin su autorización, a que se contrae el inciso b) del Artículo 90º de la Ley, queda facultado para:

- a) Calcular la cantidad de energía consumida, multiplicando la carga conectada sin autorización por 240 horas mensuales para los usos domésticos y por 480 horas mensuales para los usos no domésticos, considerando un período máximo de doce meses;

⁹⁷ Artículo modificado por el Decreto Supremo N° 006-98-EM de fecha 18.02.98 (El anterior artículo decía: "**Los concesionarios están autorizados a aplicar a sus acreencias un interés compensatorio capitalizable y un recargo por mora.**

El interés compensatorio será equivalente al promedio de la tasa activa en moneda nacional vigente en el sistema financiero al momento de su aplicación. El recargo por mora será equivalente al 30% de dicho interés compensatorio.

La aplicación del interés compensatorio se efectuará a partir de la fecha de emisión de la factura que no haya sido oportunamente cancelada, hasta la fecha de su cancelación.

El recargo por mora se aplicará a partir de la fecha de vencimiento, consignado en la respectiva factura, hasta la fecha de su cancelación.")

- b) Valorizar la cantidad de energía consumida aplicando la tarifa vigente a la fecha de detección, correspondiente al tipo de servicio utilizado, considerando los intereses compensatorios y recargos por mora correspondientes; y,
- c) Solicitar a la Dirección o, a quien ésta designe en las localidades ubicadas fuera de la Capital de la República, la aplicación de las multas que señala el Artículo 202º del Reglamento.

Cumplido el pago de las obligaciones que emanan de los incisos que anteceden, el usuario deberá regularizar de inmediato la obtención del suministro, cumpliendo los requisitos establecidos en la Ley y el Reglamento.

Artículo 178º. Los concesionarios están autorizados a cobrar un cargo mínimo mensual a aquellos usuarios, cuyos suministros se encuentren cortados o hayan solicitado suspensión temporal del servicio, que cubra los costos asociados al usuario establecidos en el inciso a) del Artículo 64º de la Ley. Para los suministros con tarifas binomias se les aplicará además los cargos fijos por potencia contratada por el plazo contractual.

Si la situación de corte se prolongara por un período superior a seis meses, el contrato de suministro quedará resuelto y el concesionario facultado a retirar la conexión.

Artículo 179º. La reconexión del suministro sólo se efectuará cuando se hayan superado las causas que motivaron la suspensión y el usuario haya abonado al concesionario los consumos y cargos mínimos atrasados, más los intereses compensatorios y recargos por moras a que hubiera lugar, así como los correspondientes derechos de corte y reconexión.

Artículo 180º. Los derechos de corte y reconexión deberán cubrir los costos directos incurridos en su ejecución, tales como, mano de obra, uso de equipo, materiales e insumos, movilidad, así como un cargo máximo de hasta el 15% de éstos para cubrir los gastos generales.

Los concesionarios deberán alcanzar a OSINERG informes sustentatorios referidos a los montos y reajustes efectuados sobre dichos derechos.⁹⁸

Artículo 181º. Los usuarios podrán solicitar al concesionario la contrastación de los equipos de medición del suministro.

Si los resultados de la contrastación demuestran que el equipo opera dentro del margen de precisión, establecido en las Normas Técnicas para el tipo suministro, el usuario asumirá todos los costos que demande efectuarlo.

Si el equipo no se encontrase funcionando dentro del margen de precisión, señalado en el párrafo anterior, el concesionario procederá a reemplazar el equipo y recalcular y refacturar los consumos de energía. En este caso los costos de la contrastación serán asumidos por el concesionario.

En ambos casos la refacturación de los consumos se efectuará según lo establecido en el Artículo 92º de la Ley.⁹⁹

⁹⁸ Párrafo modificado por Decreto Supremo N° 022-97-EM, publicado con fecha 12.10.97. (El anterior artículo contenía el siguiente texto: "**Los derechos de corte y reconexión deberán cubrir los costos directos incurridos en su ejecución, tales como mano de obra, uso de equipo, materiales e insumos, movilidad, así como un cargo máximo de hasta el 15% de éstos para cubrir los gastos generales.**

Los concesionarios deberán alcanzar a la Dirección informes sustentatorios referidos a los montos y reajustes efectuados sobre dichos derechos").

⁹⁹ Último párrafo modificado por el Art. 1º del D.S. 02-94-EM. (El anterior párrafo señalaba: "**La refacturación se efectuará considerando los últimos 12 meses. La energía registrada en exceso o en defecto de dicho margen de precisión, será valorizada a la tarifa vigente y será reembolsada al usuario o abonada por éste al concesionario, en cuotas iguales, en los seis meses siguientes, sin intereses ni recargos**").

Cc. *Art. 92º de la Ley;*
Resolución Directoral Nº 027-94-EM/DGE¹⁰⁰

Artículo 182º. La contrastación de los equipos de medición será de responsabilidad del INDECOPI, quien deberá celebrar convenios con entidades privadas especializadas para la realización de tal actividad.

Cc. *Resolución Directoral Nº 027-94-EM/DGE*

Artículo 183º. El usuario, cuando consideren que el Servicio Público de Electricidad que tienen contratado no se le otorga de acuerdo a lo previsto en la Ley, el Reglamento, la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, el contrato de concesión y el respectivo contrato de suministro, podrá presentar su reclamo a la empresa concesionaria.

Si dentro del plazo máximo de treinta (30) días hábiles de interpuesta la reclamación o el recurso de reconsideración respectivo, el concesionario no subsanara lo reclamado o no emitiera resolución se considerará fundado, en todo aquello que legalmente corresponda.

Si el usuario no estuviese conforme con la resolución del concesionario podrá acudir al OSINERG a fin de que éste resuelva en última instancia administrativa. ¹⁰¹

Cc. *Art. 93º de la Ley.*

Artículo 184º. La facturación por el servicio de alumbrado público de la concesión, no deberá exceder del 5% del monto facturado total y será distribuida entre los usuarios en importes calculados de acuerdo a los siguientes factores de proporción:

- a) 1 Para usuarios con un consumo igual o inferior a 30 kWh;

¹⁰⁰ De fecha 24-11-94, que aprueba la Directiva 002-94-EM/DGE

¹⁰¹ El Artículo original señalaba lo siguiente: "**Los usuarios, cuando consideren que el servicio Público de Electricidad que tienen contratado no se les otorga de acuerdo a los estándares de calidad previstos en la Ley, el Reglamento, el contrato de concesión y el respectivo contrato de suministro, podrán presentar sus reclamaciones a la empresa concesionaria.**

Si dentro del plazo máximo de treinta (30) días calendario no se pronunciara o no subsanara lo reclamado, el usuario podrá acudir a la Dirección o a la autoridad que la represente en las localidades ubicadas fuera de la Capital de la República, quienes deberán pronunciarse en un plazo máximo de treinta (30) días calendario de presentada la solicitud."

Posteriormente fue modificado por el Artículo 1º del D.S. 022-97-EM de fecha 12.10.97, cuyo texto era el siguiente: "**Los usuarios, cuando consideren que el Servicio Público de Electricidad que tienen contratado no se les otorga de acuerdo a los estándares de calidad previstos en la Ley, el Reglamento, el contrato de concesión y el respectivo contrato de suministro, podrán presentar sus reclamaciones a la empresa concesionaria.**

Si dentro del plazo máximo de treinta (30) días calendario no se pronunciara o no subsanara lo reclamado, el usuario podrá acudir a OSINERG o a la Autoridad que la represente en las localidades ubicadas fuera de la capital de la República, quienes deberán pronunciarse en un plazo máximo de treinta (30) días calendario de presentada la solicitud."

Con fecha 18.02.98, se modificó nuevamente dicho artículo mediante Decreto Supremo Nº 006-98-EM, cuyo texto era: "**Los usuarios, cuando consideren que el Servicio Público de Electricidad que tienen contratado no se les otorga de acuerdo a los estándares de calidad previstos en la Ley, el Reglamento, la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, el contrato de concesión y el respectivo contrato de suministro, podrán presentar sus reclamaciones a la empresa concesionaria.**

Si dentro del plazo máximo de treinta (30) días calendario el concesionario no se pronunciara o no subsanara lo reclamado, el recurso de reconsideración se considerará fundado.

Si el concesionario se pronunciara dentro del plazo señalado en el párrafo anterior, y el usuario no estuviese conforme con dicho pronunciamiento, podrá acudir a OSINERG a fin de que emita pronunciamiento, como última instancia administrativa. "

Finalmente fue modificado mediante Decreto Supremo Nº 033-99-EM de fecha 23.08.99, cuyo texto rige en la actualidad.

Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas

- b) 3 Para usuarios con un consumo superior a 30 kWh, hasta 100 kWh;
- c) 5 Para usuarios con un consumo superior a 100 kWh, hasta 150 kWh;
- d) 10 Para usuarios con un consumo superior a 150 kWh, hasta 300 kWh;
- e) 15 Para usuarios con un consumo superior a 300 kWh, hasta 500 kWh;
- f) 30 Para usuarios con un consumo superior a 500 kWh, hasta 1000 kWh;
- g) 50 Para usuarios con un consumo superior a 1000 kWh hasta 5000 kWh;
- h) 250 Para usuarios con un consumo superior a 5000 kWh;

El monto de los importes resultantes no podrán ser menor al 0.02% de la UIT ni mayor al 60% de la UIT;

Los concesionarios incorporarán en la factura del usuario , un rubro específico por dicho concepto.

El Ministerio, con un informe de la Comisión, podrá modificar las escalas, los factores de proporción y los porcentajes establecidos en el presente artículo.

Las deudas pendientes que tuvieran los municipios, deberán ser canceladas por éstos, directamente al concesionario.¹⁰²

Cc. Ley del Impuesto General a las Ventas. 103

Artículo 185°. De incurrir el municipio en la causal expresada en el Artículo precedente, el concesionario no estará obligado a cobrar ningún arbitrio por cuenta del Consejo ni a reanudarlo.

Artículo 186°. Los municipios para dar su aprobación a la habilitación de tierras o a la construcción de edificaciones, exigirán a los interesados la ubicación y reserva de áreas para subestaciones de distribución, previamente acordada con el concesionario.

¹⁰²El artículo original señalaba lo siguiente: "**Artículo 184.- La facturación por consumo de energía eléctrica correspondiente al servicio de alumbrado público de la concesión que deba efectuar directamente el concesionario, según lo previsto en el segundo párrafo del Artículo 94o. de la Ley, será dividida entre los usuarios considerando los siguientes factores de proporción:**

- a) 1 para los usuarios domésticos con consumos mensuales de energía mayores o iguales a 200 kWh;**
- b) 2 para los usuarios domésticos con consumos mayores a 200 kw/h; y,**
- c) 4 para los usuarios no domésticos.**

Los concesionarios incorporarán en la factura del usuario, un rubro específico por dicho concepto.

Las deudas pendientes que tuvieran los municipios, deberán ser canceladas por éstos, directamente al concesionario."

Posteriormente, el artículo fue modificado mediante D.S. 02-94-EM de fecha 11.01.94, cuyo texto era el siguiente: "**Artículo 184.- La facturación por el servicio de alumbrado público de la concesión, no deberá exceder del 5% del monto facturado total y será distribuida entre los usuarios en importes calculados de acuerdo a los siguientes factores de proporción:**

- a) 1.0 para usuarios residenciales con un consumo igual o inferior a 30 kWh;**
- b) 1.5 para usuarios residenciales con un consumo superior a 30 kWh, hasta 100 kWh;**
- c) 3.0 para usuarios residenciales con un consumo superior a 100 kWh, hasta 150 kWh;**
- d) 6.0 para usuarios residenciales con un consumo superior a 150 kWh, hasta 300 kWh;**
- e) 10.0 para usuarios residenciales con un consumo superior a 300 kWh, hasta 500 kWh;**
- f) 20.0 para usuarios residenciales con un consumo superior a 500 kWh, hasta 600 kWh;**
- g) 30.0 para los demás usuarios residenciales;**
- h) 40.0 para los usuarios no residenciales.**

El monto de los importes resultantes no podrá ser menor al 0.02% de la UIT ni mayor al 60% de la UIT;

Los concesionarios incorporarán en la factura del usuario, un rubro específico por el servicio de alumbrado público.

El Ministerio, con un informe de la Comisión, podrá modificar las escalas los factores de proporción y los porcentajes establecidos en el presente artículo.

Las deudas pendientes que tuvieran los municipios, deberán ser canceladas por éstos, directamente al concesionario."

Finalmente, los incisos a). al h) fueron modificados por D.S. 043-94-EM de fecha 23-10-94, cuyo texto es el que rige en la actualidad

¹⁰³ Dec. Leg. 821 de fecha 23-04-96.

Cc. Art. 95 de la Ley.

Artículo 187°. Los urbanizadores, para el cumplimiento de la obligación señalada en el Artículo 96° de la Ley, deberán efectuar las coordinaciones del caso con el concesionario.

Artículo 188°. Los concesionarios, en uso de la facultad conferida por el Artículo 97° de La Ley, deberán efectuar las coordinaciones del caso con las demás entidades que prestan Servicios Públicos, a efectos de minimizar los daños y costos.

Artículo 189°. La reparación a que se refiere el Artículo 97° de la Ley, deberá concluirse, como máximo, a las 96 horas de iniciado el trabajo que lo originó.

Si la magnitud de los trabajos a ejecutarse, requiere de un plazo mayor, el concesionario los iniciará solicitando simultáneamente, una ampliación del plazo al municipio.

El concesionario deberá cumplir necesariamente con los trabajos dentro del plazo señalado o de las ampliaciones aprobadas.

Artículo 190°. Los trabajos a que se refiere el Artículo 98° de la Ley, serán ejecutados por el concesionario, para tal efecto se presentará el presupuesto respectivo, que deberá ser cancelado por el interesado y/o quienes lo originen, previamente a su iniciación.

Los pagos que se produzcan en aplicación de lo dispuesto en el párrafo anterior, no darán lugar a ningún tipo de reembolso por parte del concesionario.

Artículo 191°. La encuesta a que se refiere el Artículo 100° de la Ley, se llevará a cabo en el primer trimestre de cada año por una empresa consultora especializada, seleccionada y contratada por OSINERG entre las que éste tenga precalificadas, quien establecerá los términos de referencia del contenido de la referida encuesta.¹⁰⁴

En mérito a los resultados obtenidos, OSINERG tomará las acciones correctivas a que hubiera lugar, corroborándolas con los respectivos informes de fiscalización.

¹⁰⁴El artículo anterior contenía el siguiente texto: "**Artículo 191.- La encuesta a que se refiere el artículo 100 de la Ley, se llevará a cabo en el primer trimestre de cada año por una empresa consultora especializada, seleccionada por la Dirección entre las que tenga precalificadas, a costo del concesionario**". Posteriormente fue modificado mediante D.S. 43-94-EM de fecha 28.10.94 cuyo texto era el siguiente: "**La encuesta a que se refiere el Artículo 100 de la Ley, se llevará a cabo en el primer trimestre de cada año por una empresa consultora especializada, seleccionada y contratada por el concesionario entre las que tenga precalificada la Dirección, quien establecerá los términos de referencia del contenido de la referida encuesta.**"

En mérito a los resultados obtenidos, la Dirección tomará las acciones correctivas a que hubiera lugar, corroborándolas con los respectivos informes de fiscalización."

Finalmente fue modificado por el D.S. N° 022-97-EM de fecha 12.10.97, el mismo que rige a la actualidad.

TITULO VII

FISCALIZACION

Artículo 192°. La fiscalización que determina la Ley en el Artículo 101°, será ejercida por OSINERG.

En las localidades ubicadas fuera de la Capital de la República, dicha labor será efectuada por las respectivas entidades que designe OSINERG, sujetándose a las directivas y normas que ésta les señale. ¹⁰⁵

Artículo 193°. Las actividades específicas de fiscalización podrán ser encargadas a personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, entre las precalificadas por OSINERG. ¹⁰⁶

Artículo 194°. La Fiscalización a los concesionarios y entidades que desarrollan actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, deberá llevarse a cabo en forma permanente, comprobando el estricto cumplimiento de las obligaciones que les imponen la Ley y el Reglamento, particularmente lo siguiente:

- a) Las obligaciones que de no cumplirse, conllevan a la caducidad de las concesiones y autorizaciones;
- b) Las disposiciones que rigen el correcto funcionamiento de los Comités de Operación Económica del Sistema (COES);
- c) La correcta aplicación de las tarifas a los usuarios que adquieren energía a precio regulado;
- d) Las obligaciones del concesionario para con los usuarios del Servicio Público de Electricidad; y,
- e) Los plazos, procedimientos y demás disposiciones que señalan la Ley y el Reglamento para el ejercicio de la actividad eléctrica.

Artículo 195°. La OSINERG y las entidades designadas por ésta, en las localidades ubicadas fuera de la Capital de la República, deberán notificar a los concesionarios y entidades que desarrollan actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, las infracciones que hayan cometido a disposiciones de la Ley y el Reglamento, para que sean subsanadas y, de ser el caso, aplicarles las respectivas sanciones. ¹⁰⁷

Artículo 196°. OSINERG está facultada a efectuar, directamente o a través de entidades designadas por ésta en las localidades ubicadas fuera de la Capital de la República, las revisiones e inspecciones a que se contrae la Ley y el Reglamento en las instalaciones de los concesionarios y entidades que desarrollan actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

De verificarse la existencia de peligro inminente para la vida de las personas o riesgo grave para las cosas o el medio ambiente, el OSINERG podrá disponer la suspensión inmediata de la actividad que la provoque o el corte

¹⁰⁵ Modificado por Decreto Supremo N° 022-97-EM, publicado con fecha 12.10.97. (El anterior artículo contenía el siguiente texto: "**La fiscalización que determina la Ley en el Artículo 101, será ejercida por la Dirección. En las localidades ubicadas fuera de la Capital de la República, dicha labor será efectuada por las respectivas entidades que designe la Dirección, sujetándose a las directivas y normas que ésta les señale.**")

¹⁰⁶ Idem. El anterior artículo señalaba lo siguiente: "**Las actividades específicas de fiscalización podrán ser encargadas a personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, entre las precalificadas por la Dirección.**"

¹⁰⁷ Idem. El anterior artículo contenía el siguiente texto: "**Artículo 195.- La Dirección y las entidades designadas por ésta en las localidades ubicadas fuera de la Capital de la República deberán notificar a los concesionarios y entidades que desarrollan actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, las infracciones que hayan cometido a disposiciones de la Ley y el Reglamento, para que sean subsanadas y, de ser el caso, aplicarles las respectivas sanciones**"

del servicio. La reconexión del servicio se efectuará de acuerdo a lo establecido en el Artículo 179º del Reglamento.¹⁰⁸

Cc. Art. 179º del Reglamento.

Artículo 197º. Los concesionarios y entidades que desarrollan actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, podrán solicitar a OSINERG la ejecución de inspecciones en el caso de producirse situaciones de emergencia en el servicio.¹⁰⁹

Artículo 198º. En las intervenciones de fiscalización que efectúe OSINERG, se levantará un acta que deberá ser suscrita, obligatoriamente, tanto por su representante como por el de la empresa evaluada.¹¹⁰

Artículo 199º. La incorrecta aplicación de las resoluciones de la Comisión dará lugar a que ésta imponga a los concesionarios y entidades que suministran energía a precio regulado, una multa cuyo importe podrá ser entre el doble y el décuplo del monto cobrado en exceso.

*Cc. Art. 15º inc g. de la Ley;
Art. 26º del Reglamento.*

Artículo 200º. Emitida la resolución de multa por la Comisión, según el Artículo precedente, el concesionario sólo podrá interponer recurso de reconsideración dentro de un plazo de diez (10) días calendario de notificada. La Comisión deberá emitir la Resolución definitiva dentro de treinta (30) días calendario; quedando así, agotada la vía administrativa.

Artículo 201º. OSINERG sancionará a los concesionarios y entidades que desarrollan actividades de generación y/o transmisión y/o distribución de energía eléctrica y/o clientes libres, con multas equivalentes al importe de 100000 a 2000000 kilovatios-hora, en los siguientes casos:¹¹¹

- a) Cuando operen sin la respectiva concesión o autorización;
- b) Por incumplimiento de las obligaciones contenidas en los Artículos 31º, 32º, 33º, 34º y 55º de la Ley, a excepción de aquellos que se refieren a la caducidad, las que se rigen por lo específicamente dispuesto en la Ley y el Reglamento;

¹⁰⁸ Idem. El anterior artículo señalaba lo siguiente: "**La Dirección está facultada a efectuar, directamente o a través de entidades designadas por ésta en las localidades ubicadas fuera de la Capital de la República, las revisiones e inspecciones a que se contrae la Ley y el Reglamento en las instalaciones de los concesionarios y entidades que desarrollan actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. De verificarse la existencia de peligro inminente para la vida de las personas o riesgo grave para las cosas o el medio ambiente, la Dirección podrá disponer la suspensión inmediata de la actividad que la provoque o el corte del servicio. La reconexión del servicio se efectuará de acuerdo a lo establecido en el Artículo 179 del Reglamento**".

¹⁰⁹ Modificado por Decreto Supremo N° 022-97-EM, publicado con fecha 12.10.97. EL anterior artículo señalaba: "**Los concesionarios y entidades que desarrollan actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, podrán solicitar a la Dirección la ejecución de inspecciones en el caso de producirse situaciones de emergencia en el servicio**".

¹¹⁰ Idem. El anterior artículo señalaba: "**En las intervenciones de fiscalización que efectúe la Dirección, se levantará un acta que deberá ser suscrita, obligatoriamente, tanto por su representante como por el de la empresa evaluada**".

¹¹¹ El párrafo original señalaba lo siguiente: "**La Dirección sancionará a los concesionarios y entidades que desarrollan actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, con multas equivalentes al importe de 10000 a 200000 Kilovatios hora, en los siguientes casos:...**". Posteriormente dicho párrafo fue modificado por D.S. 022-97-EM de fecha 12.10.97, el mismo que contenía el siguiente texto: "**La OSINERG sancionará a los concesionarios y entidades que desarrollan actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, con multas equivalentes al importe de 10000 a 200000 kilovatios-hora, en los siguientes casos...**". Finalmente el párrafo fue modificado por Decreto Supremo N° 006-98-EM, publicado con fecha 18.02.98, el mismo que rige en la actualidad.

Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas

- c) Por incumplimiento de sus obligaciones como integrante de un sistema interconectado, referidas a: ¹¹²
- I) La entrega de la información a que están obligados dentro de los plazos establecidos, o la entrega de la misma en forma falseada;
 - II) Operar sus unidades generadoras y sistemas de transmisión sin sujeción a lo dispuesto por el Coordinador de la Operación del Sistema; ¹¹³
 - III) Efectuar el mantenimiento mayor de unidades generadoras y equipos de transmisión, sin sujeción al programa definitivo o no hubiere acatado las instrucciones impartidas para el efecto por el Coordinador de la Operación del Sistema; y, ¹¹⁴
 - IV) El incumplimiento de cualquier otra disposición vinculada a la operación que emita el COES y/o el Coordinador de la Operación del Sistema. ¹¹⁵
 - V) No efectuar los pagos por Transferencias y Compensaciones dispuestas por el COES. ¹¹⁶
- d) Por incumplimiento de la obligación de compensar a los usuarios, de conformidad a lo dispuesto en los Artículos 57º y 86º de la Ley;
- e) Por no proporcionar o hacerlo en forma inexacta, los datos e informaciones que establecen la Ley y el Reglamento;
- f) Por aplicar tarifas o fórmulas de reajuste fijadas por la Comisión sin la publicación previa a que se refiere el Artículo 152º del Reglamento. ¹¹⁷
- g) Por no efectivizar el reembolso de las contribuciones efectuadas por los usuarios a que se refiere el Artículo 84º de la Ley;
- h) Por variar las condiciones de suministro sin autorización previa del OSINERG, o sin haber dado el aviso a que se refiere el Artículo 87º de la Ley; ¹¹⁸
- i) Por denuncia del municipio, debido a deficiencia comprobada en el servicio de alumbrado público;
- j) Por no registrar las interrupciones a que se refiere el Artículo 168º del Reglamento;
- k) Por destinar a uso diferente los bienes de capital importados que hayan obtenido el fraccionamiento de impuestos a que se refiere el inciso a) del Artículo 106º de la Ley;

¹¹² El literal original señalaba lo siguiente: "**c) Por incumplimiento de sus obligaciones como integrante de un Comité de Operación Económica del Sistema (COES), referidas a:...**"

Posteriormente fue modificado por Decreto Supremo N° 006-98-EM de fecha 18.02.98 cuyo texto rige en la actualidad.

¹¹³ Numeral original señalaba lo siguiente: "**...II) Operar sus unidades generadoras y sistemas de transmisión sin sujeción a la programación de la operación impartida por el COES;..**". Posteriormente fue modificado por modificado por Decreto Supremo N° 006-98 de fecha 18.02.98 que es el que actualmente rige.

¹¹⁴ Numeral original señalaba lo siguiente: "**...III) Efectuar el mantenimiento mayor de unidades generadoras y equipos de transmisión, sin sujeción al programa definitivo o de acuerdo a las instrucciones de coordinación que al efecto hubiera impartido el COES; y,...**". Posteriormente fue modificado por modificado por Decreto Supremo N° 006-98 de fecha 18.02.98 que es el que actualmente rige.

¹¹⁵ Numeral en el que se agregó: "**..y/o el Coordinador de la Operación del Sistema.**" (Decreto Supremo N° 006-98-EM de fecha 18.02.98.

¹¹⁶ Numeral agregado por D.S. 004-99-EM de fecha 20.03.99.

¹¹⁷ Literal original contenía el siguiente texto: "**f) Por aplicar tarifas o fórmulas de reajuste fijadas por la Comisión sin la publicación previa en el Diario Oficial "El Peruano...**". Posteriormente fue modificado por el Artículo 1º del D.S. N° 043-94-EM, cuyo texto rige en la actualidad.

¹¹⁸ Inciso original señalaba: "**h) Por no registrar las interrupciones a que se refiere el Artículo 168o. del Reglamento;..**". Posteriormente fue modificado por D.S. 006-98-EM de fecha 18.02.98, con el siguiente texto: "**(...) h) Por variar las condiciones de suministro sin autorización previa de la Dirección...**". Finalmente fue modificado por D.S. 004-99-EM de fecha 20.03.99, cuyo texto rige en la actualidad.

- l) Por incumplimiento de las obligaciones relacionadas con el uso de recursos naturales, así como de bienes públicos y de terceros;
- m) Por reiterada infracción a la conservación del Patrimonio Cultural de la Nación, que se encuentre declarado como tal, al momento de ejecutar las obras; y/o del medio ambiente;
- n) No informar oportunamente el retiro de instalaciones innecesarias para el retiro de su Valor nuevo de reemplazo;
- o) Por incumplimiento de las disposiciones relativas a fiscalización señaladas en norma expresa aplicable; y,
- p) Por incumplimiento de las normas y disposiciones emitidas por el Ministerio, la Dirección, el OSINERG y la Comisión.¹¹⁹

Cc. Arts. 102º y 103º de la Ley.

Artículo 202º. OSINERG sancionará a los usuarios con multas equivalentes al importe de 500 a 100000 kilovatios-hora, en los siguientes casos:¹²⁰

- a) Por usar energía sin la debida autorización del concesionario o por variar unilateralmente las condiciones del suministro;
- b) Por alterar el funcionamiento de los instrumentos de medición y/o de las instalaciones del concesionario; y,
- c) Por incumplimiento de las disposiciones señaladas en la Ley y el Reglamento;

En estos casos el concesionario, deberá presentar los documentos sustentatorios.

Artículo 203º. Contra las resoluciones de multa, emitidas por OSINERG según los Artículos 201º y 202º del Reglamento, se podrá interponer recurso de reconsideración dentro de un plazo máximo de diez (10) días calendario.

El recurso de reconsideración se resolverá dentro de igual plazo y el fallo podrá ser apelado ante el Consejo Directivo del OSINERG, dentro de los diez (10) días calendario siguientes a su notificación.

La apelación será resuelta dentro del mismo plazo por el Consejo Directivo del OSINERG, como última instancia administrativa.¹²¹

Artículo 204º. En caso de reincidencia, las multas establecidas en el Reglamento serán duplicadas.

¹¹⁹ Literal modificado por el D.S Nº 006-98-EM de fecha 18.02.98, donde se incluye como sanción el incumplimiento de las normas de OSINERG y posteriormente modificado por D.S. 004-99-EM de fecha 20.03.99. El anterior inciso señalaba: "p) **Por incumplimiento de las normas y disposiciones emitidas por la Dirección, OSINERG, que se encuentren enmarcadas en la Ley y el Reglamento**".

¹²⁰ Párrafo original señalaba: "**Artículo 202.- La Dirección sancionará a los usuarios con multas equivalentes al importe de 500 a 10000 kilovatios - hora, en los siguientes casos:...**" Posteriormente fue modificado por D.S. 022-97-EM de fecha 12.10.97, con el siguiente texto: "**Artículo 202.- La OSINERG sancionará a los usuarios con multas equivalentes al importe de 500 a 10000 kilovatios-hora, en los siguientes casos: ...**". Finalmente fue modificado por Decreto Supremo Nº 006-98-EM de fecha 18.02.98, el mismo que rige en la actualidad.

¹²¹ Modificado por Decreto Supremo Nº 022-97-EM, publicado con fecha 12.10.97. El anterior artículo señalaba: "**Artículo 203.- Contra las resoluciones de multa, emitidas por la Dirección según los artículos 201 y 202 del Reglamento, se podrá interponer recurso de reconsideración dentro de un plazo máximo de diez (10) días calendario. El recurso de reconsideración se resolverá dentro de igual plazo y el fallo podrá ser apelado ante el Ministerio, dentro de los diez (10) días calendario siguientes a su notificación. La apelación será resuelta dentro del mismo plazo, como última instancia administrativa.**"

Artículo 205°. El importe de las multas, a que se refieren los Artículos 201° y 202° del Reglamento, se calcularán de acuerdo al precio medio de la tarifa monomía de baja tensión a usuario final, vigente en la Capital de la República.

Artículo 206°. OSINERG propondrá al Ministerio la escala detallada de sanciones y multas así como el procedimiento para su aplicación, lo que será aprobado por Resolución Ministerial.¹²²

Artículo 207°. En las localidades ubicadas fuera de la Capital de la República, la aplicación de sanciones será efectuada por las entidades que designe OSINERG, observando estrictamente las escalas y condiciones señaladas en el Artículo precedente.

Unicamente OSINERG y la Comisión están autorizadas a aplicar sanciones derivadas del desarrollo de las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.¹²³

Artículo 208°. El importe de las multas será depositado por los sancionados en la respectiva cuenta de OSINERG, dentro de los treinta (30) días calendario siguientes de la fecha de notificación de la resolución que las impone.

Si el sancionado solicitara reconsideración, o formulara la apelación a que tiene derecho según lo dispuesto en el Artículo 203° del Reglamento, y ésta no le fuera favorable, deberá abonar conjuntamente con la multa, los intereses compensatorios y recargos por mora que se devenguen en el período comprendido entre la fecha en que debió abonarla originalmente y la fecha en que se produzca la respectiva cancelación.

Los intereses compensatorios y recargos por mora aplicables, son los previstos en el Artículo 176° del Reglamento.¹²⁴

TITULO VIII

GARANTIAS Y MEDIDAS DE PROMOCION A LA INVERSION

¹²² Modificado por Decreto Supremo N° 022-97-EM, publicado con fecha 12.10.97. El anterior artículo señalaba lo siguiente: "**La Dirección propondrá al Ministerio la escala detallada de sanciones y multas así como el procedimiento para su aplicación, lo que será aprobado por Resolución Ministerial.**"

¹²³ Modificado por Decreto Supremo N° 022-97-EM, publicado con fecha 12.10.97. El anterior artículo señalaba: "**En las localidades ubicadas fuera de la Capital de la República la aplicación de sanciones será efectuada por las entidades que designe la Dirección observando estrictamente las escalas y condiciones señaladas en el artículo precedente. Unicamente la Dirección y la Comisión están autorizadas a aplicar sanciones derivadas del desarrollo de las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.**"

¹²⁴ Idem. El anterior artículo señalaba lo siguiente: "**Artículo 208.- El importe de las multas será depositado por los sancionados en la respectiva cuenta del Ministerio, dentro de los quince (15) días calendario siguientes de la fecha de notificación de la resolución que las impone. Si el sancionado solicitara reconsideración, o formulara la apelación a que tiene derecho según lo dispuesto en el Artículo 203o. del Reglamento y ésta no le fuera favorable, deberá abonar conjuntamente con la multa, los intereses compensatorios y recargos por mora que se devenguen en el período comprendido entre la fecha en que debió abonarla originalmente y la fecha en que se produzca la respectiva cancelación. Los intereses compensatorios y recargos por mora aplicables, son los previstos en el Artículo 176 del Reglamento.**"

Artículo 209º. El Flujo Neto de Fondos a Futuro para los efectos de la indemnización que se refiere el Artículo 105º de la Ley, será estimado para un período de 25 años y su valor presente será obtenido a la fecha de efectivización de la caducidad.

Artículo 210º. El monto de indemnización que se debe abonar al concesionario, en aplicación del Artículo 105 de la Ley, será calculado por una empresa consultora especializada, designada por el concesionario entre una de las precalificadas por la Dirección, siendo ésta última quien formulará los Términos de Referencia y supervisará la ejecución de los estudios.

El estudio deberá ser encargado y ejecutado dentro de un plazo máximo de sesenta (60) días calendario de dispuesta la caducidad. A su conclusión, el Ministerio efectuará los trámites pertinentes para su cancelación, dentro de un plazo de treinta (30) días calendario.

Los gastos que demande la ejecución de los estudios necesarios para la valorización serán de cuenta y cargo del Ministerio.

Artículo 211º. El monto determinado será abonado por el Estado al concesionario al contado, reconociéndole los intereses devengados por el período transcurrido desde la fecha de dispuesta la caducidad y su cancelación.

Los intereses serán calculados aplicando la tasa equivalente al interés compensatorio establecido en el Artículo 176 del Reglamento.

Artículo 212º. Para otorgar las facilidades a que se contrae el Artículo 106º de la Ley, los concesionarios y empresas solamente presentarán su correspondiente resolución de concesión o autorización.

Artículo 213º. En aplicación de lo establecido en el Artículo 107º de la Ley, los concesionarios que utilicen la energía y recursos naturales provenientes de las fuentes hidráulicas y geotérmicas del país, están afectos, solamente, al pago de la compensación única por todo concepto a favor del Estado. Esta compensación será calculada en función a las unidades de energía producidas en las respectiva central de generación.

Artículo 214º. La compensación única al Estado a que se refiere el Artículo precedente, se abonará en forma mensual observando el siguiente procedimiento:

- a) El titular de la central generadora, efectuará una autoliquidación de la retribución que le corresponde, tomando en cuenta la energía producida en el mes anterior y el 1% del precio promedio de la energía a nivel generación;
- b) El monto resultante deberá depositarse en la cuenta que para el efecto determine el Ministerio de Agricultura para los recursos hidroeléctricos y el Ministerio en el caso de recursos geotérmicos; y,
- c) Los depósitos correspondientes serán efectuados por el concesionario, dentro de los primeros diez (10) días calendario del mes siguiente.

La Dirección efectuará anualmente, la verificación de la correcta aplicación de lo dispuesto en el presente Artículo.

Artículo 215º. El precio promedio de la energía a nivel generación, a que se refiere el Artículo 107º de la Ley será establecido y publicado por la Comisión simultáneamente con las Tarifas en Barra.

Dicho valor será equivalente al Precio Básico de la Energía, calculado según el Artículo 125° del Reglamento, del bloque horario fuera de punta.¹²⁵

TITULO IX

USO DE BIENES PUBLICOS Y DE TERCEROS

Artículo 216°. Las disposiciones del Título IX de la Ley, referidas al uso de bienes públicos y de terceros son de aplicación a las empresas concesionarias que desarrollen las actividades a que se refiere el Artículo 3° de la Ley.

Las empresas no comprendidas en el párrafo precedente y que para el desarrollo de las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica requieran el uso de bienes públicos y de terceros se ceñirán a lo establecido en el Código Civil.

Cc. Arts. 108° y ss. de la Ley.

Artículo 217°. Las servidumbres otorgadas en mérito al Artículo 110° de la Ley, tendrán la misma vigencia que las respectivas concesiones.

Las servidumbres otorgadas para la realización de estudios, o aquellas a que se refiere el Artículo 116° de la Ley, se extinguen con la conclusión de los estudios u obras para las que fueron autorizadas.

Artículo 218°. Cuando los concesionarios, haciendo uso del derecho que les confiere el Artículo 109° de la Ley, afecten propiedades del Estado o de terceros, deberán reparar los daños causados y en su caso, resarcir los costos de reparación.

Para el efecto, los concesionarios convendrán con los afectados el modo de subsanar los daños y/o indemnizarlos. En caso de no llegar a un acuerdo, se resolverá por procedimiento arbitral.

Cc. Art. 112 de la Ley.

Artículo 219°. Las servidumbres que se establezcan en mérito a lo dispuesto en el inciso a) del Artículo 110° de la Ley, comprenderán también las de caminos de acceso y edificaciones, tanto para su operación como para su mantenimiento.

Artículo 220°. Las servidumbres de electroducto que se impongan para los sistemas de transmisión, de distribución ya sean aéreos y/o subterráneos comprende:

- a) Ocupación de la superficie del suelo, subsuelo y/o de sus aires, necesarios para la instalación de las subestaciones de transformación;
- b) Ocupación de la superficie necesaria y de sus aires, para la instalación de las estructuras de sustentación de conductores eléctricos, así como de la faja de los aires o del subsuelo en el que éstos se encuentren instalados; y,

¹²⁵Párrafo modificado por el Artículo 1° del D.S. N° 043-94-EM. El anterior párrafo señalaba: “...**Dicho valor será calculado tomando en cuenta el consumo de una demanda de un kilovatio con el factor de carga del respectivo sistema para el año anterior, valorizado a las Tarifas vigentes en la barra en que se calcule el precio básico de la energía.**”

- c) Delimitación de la zona de influencia del electroducto, en caso de ser aéreo, representada por la proyección sobre el suelo de la faja de ocupación de los conductores, cuyo ancho se determinará, en cada caso, de acuerdo a las prescripciones del Código Nacional de Electricidad y demás Normas Técnicas.

El propietario del predio sirviente no podrá construir ni efectuar y/o mantener plantaciones, cuyo desarrollo supere las distancias mínimas de seguridad, debajo de las líneas ni en la zona de influencia de los electroductos, definida en el inciso c) del presente artículo.

Artículo 221º. Para efectuar labores con uso de explosivos a una distancia menor a 5000 metros de las instalaciones de una central hidroeléctrica o a 200 metros del eje de un electroducto se deberá obtener autorización previa del respectivo titular, demostrando que se han tomado todas las precauciones que el caso exige, con opinión antelada y favorable de Defensa Civil.

Artículo 222º. La solicitud para la imposición de una o más servidumbres, deberá ser presentada por el concesionario a la Dirección, consignando los siguientes datos y documentos:

- a) Naturaleza y tipo de la servidumbre;
- b) Duración;
- c) Justificación técnica y económica;
- d) Nombre y domicilio de los afectados;
- e) Descripción de la situación actual de los terrenos y aires a afectar;
- f) Memoria descriptiva y planos de las servidumbres solicitadas con tantas copias como propietarios afectados resulten; y,
- g) Otros, que el concesionario juzgue necesarios.

Las especificaciones de servidumbre, a que se contrae el inciso f) del Artículo 25º de la Ley, contendrán los mismos datos y documentos antes especificados.

Cc. Arts. 111º, 113º, 114º, 115º y 117º de la Ley

Artículo 223º. Si la solicitud presentada no reúne los requisitos especificados en el artículo precedente, será observada por la Dirección y sólo se tramitará si el interesado subsana las omisiones, a satisfacción de la misma, dentro de un plazo máximo de 20 días calendario contados a partir de la fecha de su notificación. Caso contrario, la solicitud se tendrá por abandonada.

Artículo 224º. Una vez admitida la solicitud, la Dirección correrá traslado al propietario del predio sirviente adjuntando copia de la petición y de los documentos que la sustentan, quien deberá exponer su opinión dentro de un plazo máximo de 20 días calendario.

Si la servidumbre afecta inmuebles de propiedad del Estado, de municipalidades o de cualquier otra institución pública, la Dirección pedirá, previamente, informe a la respectiva entidad o repartición, dentro del plazo señalado.

Artículo 225º. Si se presentara oposición al establecimiento de la servidumbre, la Dirección notificará al concesionario para que absuelva el trámite, dentro del tercer día.

La oposición deberá ser debidamente fundamentada por quien la interpone, debiendo acompañar la información que crea conveniente a su derecho.

Artículo 226º. Si el concesionario se allanara o no absolviese la oposición planteada dentro del término fijado, el Ministerio expedirá la correspondiente Resolución, dentro del término de siete (7) días calendario.

Cc. Art. 118º de la Ley.

Artículo 227º. En caso de que el concesionario absuelva la oposición, la Dirección recibirá la sustentación de las partes y las pruebas pertinentes, dentro del plazo perentorio de diez (10) días calendario de notificado el concesionario con la oposición.

Vencido el término, previo informe de la Dirección, el Ministerio expedirá la correspondiente Resolución, dentro del término de diez (10) días calendario.

Artículo 228º. La Resolución que emita el Ministerio, imponiendo o modificando servidumbres, sólo podrá ser contradicha judicialmente, en lo referente al monto fijado como indemnización.

Artículo 229º. El monto de la indemnización a abonarse por la imposición de la servidumbre, deberá ser convenida por las partes. Si estas no se pusieran de acuerdo, la Dirección encargará al Cuerpo Técnico de Tasaciones efectuar la valorización correspondiente.

La tasación deberá efectuarse y remitirse a la Dirección en un plazo máximo de quince (15) días calendario de abonados los servicios al Cuerpo Técnico de Tasaciones. La Dirección notificará a las partes dentro del tercer día de recibido el informe.

Los costos que demande tal encargo será abonado en partes iguales por los interesados.

Artículo 230º. Una vez determinado el monto a indemnizar, según lo establecido en el Artículo precedente, el peticionario deberá abonarlo directamente o consignarlo judicialmente a favor del propietario del predio sirviente, dentro de los diez (10) días calendario siguientes a la suscripción del acuerdo o a la notificación que efectúe la Dirección. Si vencido el plazo, el peticionario no cumpliera con el pago establecido en el párrafo anterior, perderá el derecho a implantar la servidumbre.

Efectuado este pago en forma oportuna, el peticionario podrá exigir lo dispuesto en los dos últimos párrafos del Artículo 118º de la Ley.

TITULO X

DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS

Artículo 231º. Los concesionarios y empresas que efectúen las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, podrán celebrar convenios con la Policía Nacional para la protección y resguardo de sus instalaciones, con el propósito de garantizar a la colectividad el servicio a su cargo.

Cc. Art. 120º de la Ley.

Artículo 232º. Los concesionarios quedan facultados a encargar aquellas actividades que por su naturaleza, puedan ser efectuadas por otras empresas especializadas en brindar dichos servicios, sin que esto genere ningún tipo de vínculo laboral al concesionario. En estos casos deberá comunicar, previamente, al OSINERG y a la Autoridad de Trabajo el encargo a efectuar. ¹²⁶

Artículo 233º. Las entidades propietarias del Sistema Principal de Transmisión de un sistema interconectado, están impedidas de comercializar electricidad. Este hecho será tipificado como causal de caducidad.

Cc. Art. 122º de la Ley.

Artículo 234º. El Ministerio fijará, anualmente, el monto de la contribución que deberán aportar los concesionarios, en mérito a lo dispuesto en el inciso g) del Artículo 31º de la Ley, no pudiendo superar el 1% de sus ventas anuales. Igualmente deberá señalar la proporción, que del total fijado, corresponda a la Comisión, a la Dirección y al OSINERG, así como el respectivo cronograma de desembolsos.

Dicha fijación se efectuará a más tardar el 30 de noviembre de cada año.^{127 128}

Artículo 235º. La parte de la contribución destinada a la Comisión y a OSINERG, señalada en el artículo precedente, que deben aportar los concesionarios será entregada directamente por éstos a la Comisión y OSINERG, de acuerdo al cronograma establecido. De no efectuarse los aportes en forma oportuna, estarán sujetos a la aplicación de los intereses compensatorios y recargos por mora establecidos en el Artículo 176º del Reglamento. ¹²⁹

Artículo 236º. Para el cumplimiento de las obligaciones señaladas en la Ley y el Reglamento, la Dirección dispondrá de la parte de la contribución señalada en el Artículo 234º del Reglamento y los recursos que se obtengan por ejecución de las garantías previstas en el Título III del presente Reglamento. Dichos recursos serán destinados a la contratación de bienes y servicios de acuerdo a los lineamientos que establezca el Ministerio.

¹²⁶ Modificado por Decreto Supremo N° 022-97-EM, publicado con fecha 12.10.97. El anterior artículo señalaba lo siguiente: "**Los concesionarios quedan facultados a encargar aquellas actividades que por su naturaleza, puedan ser efectuadas por otras empresas especializadas en brindar dichos servicios, sin que esto genere ningún tipo de vínculo laboral al concesionario. En estos casos deberá comunicar, previamente, a la Dirección y a la Autoridad de Trabajo el encargo a efectuar.**"

¹²⁷ Artículo modificado por el D.S. 022-97-EM de fecha 12.10.97. El anterior artículo señalaba: "**El Ministerio fijará, anualmente, el monto de la contribución que deberán aportar los concesionarios, en mérito a lo dispuesto en el inciso g) del Artículo 31º de la Ley, no pudiendo superar el 1% de sus ventas anuales. Igualmente deberá señalar la proporción, que del total fijado, corresponda a la Comisión y a la Dirección, así como el respectivo cronograma de desembolsos. Dicha fijación se efectuará a más tardar el 30 de noviembre de cada año.**"

¹²⁸ Este artículo se complementa con lo previsto en el Artículo 3º de la Ley N° 27116, el que señala que: "**Los concesionarios de transporte de hidrocarburos líquidos por ductos, de transporte de gas natural por ductos y de distribución de gas natural por ductos están obligados a contribuir al sostenimiento de los organismos normativos, reguladores y fiscalizadores mediante aportes fijados por el Ministerio de Energía y Minas, que en ningún caso podrán ser superiores al 1% de sus ventas anuales. Dicha fijación se efectuará mediante Decreto Supremo refrendado por el Ministro de Energía y Minas el 30 de noviembre de cada año, debiendo señalar la proporción que, del total fija la Dirección General de Hidrocarburos del citado Ministerio.**"

¹²⁹ Artículo modificado por el D.S. 022-97-EM de fecha 12.10.97. El anterior artículo señalaba: "**Artículo 235.- La parte de la contribución destinada a la Comisión, señalada en el artículo precedente, que deben aportar los concesionarios será entregada directamente por éstos a la Comisión de acuerdo al cronograma establecido. De no efectuarse los aportes en forma oportuna, estarán sujetos a la aplicación de los intereses compensatorios y recargos por mora establecido en el Artículo 176 del Reglamento.**"

El Ministerio dispondrá la operatividad de entrega de los recursos destinados a la Dirección.

Artículo 237º. Las referencias que se hacen a la UIT, vigente actualmente, se reemplazará automáticamente por la unidad que la sustituya, para el mismo fin.

Artículo 238º. Todas las entidades que desarrollan las actividades de generación y transmisión alcanzarán al Ministerio, información referida a proyectos, para ser tomados en cuenta en la elaboración del Plan Referencial a que se refiere el Artículo 47º de la Ley.

Artículo 239º. La Dirección queda facultada a dictar las disposiciones complementarias para la aplicación de la Ley y el Reglamento.¹³⁰

TITULO XI

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

PRIMERA.- El Registro de Concesiones Eléctricas deberá ser establecido dentro los ciento veinte (120) días calendario de la entrada en vigencia del presente Reglamento. En este plazo la Dirección aprobará el respectivo Reglamento interno para su funcionamiento.

SEGUNDA.- Las pérdidas estándares fijadas conforme a lo establecido en el Artículo 143º del Reglamento, deberán ser alcanzados progresivamente en tres períodos de fijación de las tarifas de distribución. En la primera fijación se deberá reducir por lo menos el 50% de la diferencia entre las pérdidas reales y las pérdidas estándares¹³¹

TERCERA.- Las Empresas de generación y distribución de energía eléctrica pertenecientes a la Actividad Empresarial del Estado, incursas en el proceso de promoción a la inversión privada, deberán pactar como parte de dicho proceso, contratos de suministro a cinco años a precio regulado.

CUARTA.- El presupuesto definitivo de la Comisión para 1993 deberá ser aprobado, en los términos previstos en la Ley, por el Consejo Directivo dentro de un plazo de treinta (30) días calendario, contados a partir de la fecha de su instalación.

Una vez aprobado el presupuesto, el Consejo Directivo lo someterá a consideración del Ministerio, dentro de los cinco (5) días calendario siguientes. El Ministerio deberá pronunciarse dentro de un plazo de quince (15) días calendario, vencido dicho plazo quedará automáticamente expedito para su ejecución.

¹³⁰ Mediante Resolución Directoral N° 049-99EM/DGE publicada con fecha 05.12.99, se aprobó la Norma Técnica de Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados.

¹³¹ Modificado por el Artículo 1º del D.S. N° 02-94-EM. La anterior Disposición señalaba: "**SEGUNDA.- Las pérdidas estándares fijadas conforme a lo establecido en el Artículo 143 del Reglamento, deberán ser alcanzados progresivamente en tres períodos de fijación de las tarifas de distribución. En la primera fijación se deberá alcanzar una reducción del 50% de las pérdidas totales actuales.**"

QUINTA.- Para la comparación prevista en el Artículo 129 del Reglamento, hasta la fijación correspondiente a mayo de 1994, La Comisión tomará como precio medio ponderado, el valor resultante de las Tarifas en Barra calculadas considerando un Sistema de Generación Económicamente Adaptado.¹³²

SEXTA.- Todas las solicitudes para la dotación de nuevos suministros o para la ampliación de la potencia contratada, que se encontraban en trámite al entrar en vigencia la Ley, y cuyos pagos hayan sido cancelados al contado o pactados con facilidades, se regirán por los dispositivos legales vigentes a esa fecha.

Esta disposición deberá ser de aplicación, inclusive, para los solicitantes ubicados fuera de la concesión provisional a que se refiere la Cuarta Disposición Transitoria de la Ley y, deberá ser considerada parte de la zona de concesión definitiva.

SÉPTIMA.- Para efectos de la fijación tarifaria de mayo de 1993, las funciones del COES serán asumidas por la Comisión.

OCTAVA.- Las empresas de distribución de Servicio Público de Electricidad, deberán determinar y comunicar a cada uno de sus usuarios su respectiva Potencia Contratada, dentro de un plazo de 90 días calendario de la vigencia del Reglamento.

NOVENA.- La Dirección deberá efectuar la adecuación de las Normas Técnicas vigentes a los principios de simplificación que establece la Ley, minimizando las exigencias que encarecen innecesariamente la prestación del servicio.

DÉCIMA.- El Ministerio, mediante Resolución Ministerial, queda facultado a emitir las disposiciones complementarias que sean necesarias para la aplicación y cumplimiento de la Ley y el Reglamento.

DISPOSICIONES RELACIONADAS CON EL REGLAMENTO DE LA LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS

- **Decreto Supremo 02-94-EM de fecha 11.01.94**
- **Decreto Supremo 004-96-EM de fecha 23.01.96**
- **Resolución Ministerial N° 373-97-EM/VME de fecha 05.09.97.**
- **Decreto Supremo 021-97-EM**
- **Decreto Supremo 022-97-EM de fecha 12.10.97.**
- **Decreto Supremo 006-98-EM de fecha 18.02.98.**
- **Decreto Supremo 011-98-EM de fecha 28.03.98**
- **Decreto Supremo 004-99-EM de fecha 30.03.98.**

¹³²Disposición cuya vigencia fue prorrogada por el Artículo 2° del Decreto Supremo N° 043-94-EM del 23.10.94

- **Resolución Ministerial 470-99-EM/VME de fecha 23.07.99.**
- **Decreto Supremo 033-99-EM de fecha 23.08.99.**
- **Decreto Supremo 037-99-EM de fecha 10.09.99.**
- **Resolución Directoral N° 049-99-EM/VME de fecha 05.12.99**
- **Resolución Directoral N° 011-2000-EM/VME de fecha 16.04.2000**

Modifican Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas - Decreto Supremo N° 02-94-EM publicado con fecha 11 de enero de 1994 en el Diario Oficial "El Peruano". -

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA

CONSIDERANDO:

Que, mediante Ley N° 26980 se modificaron, entre otros, el inciso f) del Artículo 47 y el Artículo 60 del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, así como la definición de Potencia Firme contenida en el anexo del citado Decreto Ley;

DECRETO SUPREMO N° 02-94-EM

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA

CONSIDERANDO:

Que, por Decreto Supremo N° 009-93/EM de fecha 19 de febrero, se aprobó el Reglamento del Decreto Ley N° 25844, "Ley de Concesiones Eléctricas", cuyas disposiciones facilitan la aplicación de dicha norma legal;

Que, de la experiencia recogida en el transcurso de su vigencia, es recomendable precisar algunos de los procedimientos y trámites para viabilizar en forma adecuada la finalidad que persigue la Ley de Concesiones Eléctricas y lograr una mayor transparencia en la fijación de los precios de la potencia y energía eléctrica;

Que, para el cabal cumplimiento de dichos objetivos es necesario precisar, modificar o ampliar algunas de las disposiciones del Reglamento citado; y,

De conformidad con el inciso 8) del Artículo 118 de la Constitución Política del Perú;

DECRETA

Artículo 1.- Modifícase el Artículo 53, el primer párrafo del Artículo 65, el inciso a) del Artículo 81, el Artículo 101 el inciso a) del Artículo 103, el ítem II del inciso c) del Artículo 110 el inciso c) del Artículo 129, el Artículo 133, el último párrafo del Artículo 181 y el Artículo 184, así como la segunda Disposición Transitoria del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM, en la forma que a continuación se señala:

Artículo 53.- "La Resolución Suprema de otorgamiento de la concesión, deberá expedirse dentro del plazo señalado en el Artículo 28 de la Ley; aprobando el respectivo Contrato de Concesión y designando al funcionario que debe intervenir en la celebración del mismo a nombre del Estado.

La referida Resolución deberá ser notificada al peticionario dentro de los cinco (5) días calendario siguientes a su expedición y únicamente entrará en vigor si el peticionario cumple con aceptarla por escrito dentro de los diez (10) días siguientes de su notificación"

Artículo 65, Primer párrafo

Asesoría Legal Comisión de Tarifas de Energía.

Unknown switch argument.

"Si se presentaran discrepancias entre los usuarios y los concesionarios de distribución por el uso de los sistemas de éstos últimos, a que se refiere el inciso d) del Artículo 34 de la Ley, en lo relativo a capacidad de transmisión o las ampliaciones requeridas, éstas serán resueltas por procedimiento arbitral."

Artículo 81, Inciso a)

"Entidades cuya potencia efectiva de generación sea superior al 2% de la potencia efectiva de generación del sistema interconectado y comercialicen más del 50% de su energía firme; y,"

Artículo 101

"Para la celebración de contratos con usuarios finales, no será requisito que los integrantes del COES hayan contratado previamente la potencia firme con terceros, sin embargo el integrante que haya superado su potencia firme propia, podrá contratarla con terceros o asumir las transferencias, conforme lo establecido en el Artículo 113 del Reglamento"

Artículo 103, Inciso a)

"Aportes de energía de las centrales hidroeléctricas, considerando un año hidrológico la probabilidad de excedencia resultante por aplicación de lo dispuesto en el Artículo 110 del Reglamento."

Artículo 110, Inciso c), Ítem II)

"El segundo bloque horario, desde la base hacia la Punta se denomina "Bloque de Punta" y su duración es de 6 meses con 8 horas diarias."

Artículo 129

Inciso c): "Para los mismos usuarios a que se refiere el inciso a) del presente artículo, se determinará el precio medio teórico de energía que resulte de la aplicación de los Precios de Potencia de Punta y de Energía en Barra a sus respectivos consumos."

Artículo 133

"Para la determinación del Sistema Económicamente Adaptado del Sistema Principal de Transmisión, se considerará aquel dimensionamiento que corresponda a la potencia máxima que transporte dicho sistema."

Artículo 181, Ultimo Parágrafo

"En ambos casos la refacturación de los consumos se efectuará según lo establecido en el Artículo 92 de la Ley."

Artículo 184

"La facturación por el servicio de alumbrado público de la concesión, no deberá exceder del 5% del monto facturado total y será distribuida entre los usuarios en importes calculados de acuerdo a los siguientes factores de proporción:

- a) 1.0 para usuarios residenciales con un consumo igual o inferior a 30kWh;
- b) 1.5 para usuarios residenciales con un consumo superior a 30kWh, hasta 100kWh;
- c) 3.0 para usuarios residenciales con un consumo superior a 100kWh, hasta 150kWh;
- d) 6.0 para usuarios residenciales con un consumo superior a 150kWh, hasta 300kWh;
- e) 10.0 para usuarios residenciales con un consumo superior a 300kWh, hasta 500kWh ;

Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas

- f) 20.0 para usuarios residenciales con un consumo superior a 500kWh, hasta 600kWh;
- g) 30.0 para los demás usuarios residenciales;
- h) 40.0 para los usuarios no residenciales.

El monto de los importes resultantes no podrá ser menor al 0.02% de la UIT ni mayor al 60% de la UIT;

Los concesionarios incorporarán en la factura del usuario, un rubro específico por el servicio de alumbrado público.

El Ministerio, con un informe de la Comisión, podrá modificar las escalas, los factores de proporción y los porcentajes establecidos en el presente artículo.

Las deudas pendientes que tuvieran los municipios, deberán ser canceladas por éstos, directamente al concesionario."

Segunda Disposición Transitoria

"Las pérdidas estándares fijadas conforme a lo establecido en el Artículo 143 del Reglamento, deberán ser alcanzados progresivamente en tres períodos de fijación de las tarifas de distribución. En la primera fijación se deberá reducir por lo menos el 50% de la diferencia entre las pérdidas reales y las pérdidas estándares."

Artículo 2.- Los Contratos de Concesión, correspondientes a concesiones definitivas otorgadas a la fecha de expedición del presente Decreto Supremo, deberán ser aprobadas por Resolución Suprema, previa a su suscripción a nombre del Estado.

Artículo 3.- Déjase sin efecto todas las disposiciones que se opongan al presente Decreto Supremo.

Artículo 4.- El presente Decreto Supremo será refrendado por el Ministro de Energía y Minas.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los diez días del mes de enero de mil novecientos noventa y cuatro.

ALBERTO FUJIMORI FUJIMORI
Presidente Constitucional de la República

DANIEL HOKAMA TOKASHIKI

Modifican el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas – Decreto Supremo N° 004-96-EM publicada con fecha 23.01.96.

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA

CONSIDERANDO:

Que, mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM de fecha 19 de febrero de 1993, se aprobó el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas - Decreto Ley N° 25844, modificado por los Decretos Supremos N°s. 02-94-EM y 43-94-EM, de fechas 10 de enero y 21 de octubre de 1994;

Que, de la experiencia recogida en el transcurso de su vigencia, es recomendable modificar algunos de los procedimientos y condiciones de otorgamiento de las concesiones temporales, que permitan alcanzar en forma adecuada la finalidad que persigue la Ley de Concesiones Eléctricas, de tal manera que se fomente la competencia y se evite la especulación en la realización de los estudios para las futuras instalaciones eléctricas;

Asesoría Legal Comisión de Tarifas de Energía.
Unknown switch argument.

Página 71 de Error!

Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas

Que, los procedimientos de determinación de la potencia firme, así como el de determinación de la retribución por servicio de transmisión, debe garantizar la equidad en la distribución de los ingresos provenientes de la actividad eléctrica;

Que, para el cabal cumplimiento de dichos objetivos es necesario modificar o sustituir algunas de las disposiciones del Reglamento citado;

De conformidad con el inciso 8) del Artículo 118 de la Constitución Política del Perú;

DECRETA:

Artículo 1.- Modifícanse el inciso g) del Artículo 30 primer párrafo del Artículo 37, último párrafo del Artículo 43, inciso c) del Artículo 55, primer párrafo del Artículo 107, inciso d) del Artículo 110, incisos a), c), e) del Artículo 111, Artículo 112 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM, en los términos siguientes:

Artículo 30.-...

"g) Garantía vigente durante el plazo de concesión solicitado, por un monto equivalente al 10% del presupuesto del estudio hasta un tope de 250 UIT"

"Artículo 37.- La solicitud de concesión definitiva será presentada observando lo establecido en el Artículo 25 de la Ley; señalando además el domicilio legal y adjuntando el instrumento que acredite la garantía a que se refiere el inciso i) de dicho artículo. El monto de la garantía será equivalente al 1% del presupuesto del proyecto con un tope de 500 UIT;»

Artículo 43.-

"En igualdad de condiciones tendrán derecho preferente los que previamente hubieran sido titulares de una concesión temporal y hayan cumplido sus obligaciones como tal, en forma satisfactoria. Entre estos últimos tendrá derecho preferente el peticionario cuya solicitud de concesión definitiva tenga fecha anterior de presentación;"

Artículo 55.-...

"c) Garantía por un monto equivalente al 1% del presupuesto de las obras, cuando esté comprometida su ejecución, con vigencia hasta la conclusión y aceptación de las mismas;"

"Artículo 107.- La Valorización de las transferencias de energía entre los generadores integrantes por la operación económica del sistema y que no comprende los contratos previamente establecidos, será efectuada y registrada por el COES en forma mensual, de acuerdo al siguiente procedimiento:"

Artículo 110.-...

"d) La generación de cada central hidroeléctrica de pasada, o aquella no regulable en las centrales de embalse, definida para el año hidrológico con probabilidad de excedencia de 95%, se ubicará en el bloque de base inicialmente;"

Artículo 111.-...

"a) se determina la potencia total que, el conjunto de todas las unidades generadoras termoeléctricas, es capaz de garantizar en la hora de punta con una probabilidad comprendida dentro del rango de 90% a 98%, cuyo límite inferior podrá ser variado por el Ministerio a propuesta del COES;"

"c) Se calcula la diferencia entre la potencia total obtenida en el inciso a) y la potencia obtenida en el inciso b), ajustándose dicha diferencia a una curva monótona decreciente en función a la probabilidad, para obtener la

potencia firme preliminar de la unidad evaluada;"

"e) Se calcula la potencia firme asignable en el bloque de base de cada unidad generadora restándole a su potencia firme preliminar una parte del residuo total. Dicha parte será aplicada en forma proporcional a la diferencia entre la potencia efectiva y la potencia firme preliminar de cada unidad. La potencia firme asignable en el bloque de punta instantánea, y la potencia firme de cada central se asignará en forma similar a lo determinado en los incisos h) e i) del Artículo 110;"

"Artículo 112.- Las transferencias de potencia de punta entre los generadores integrantes serán valorizadas, tomando en cuenta los precios de Potencia de Punta en Barra correspondiente a las barras de las subestaciones en que tales transferencias se originen."

Artículo 2.- Sustitúyanse los Artículos 32 y 135 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM, modificado este último por Decreto Supremo N° 43-94-EM por los siguientes textos:

"Artículo 32.- La Concesión temporal no otorga derechos exclusivos sobre el área de estudios. En consecuencia, se podrá otorgar concesión temporal para estudios de centrales de generación, subestaciones y líneas de transmisión a más de un peticionario;

En tales casos, las servidumbres solicitadas por los peticionarios deberán ser utilizadas en forma conjunta, cuando esto sea posible, e indemnizadas a prorrata entre todos los que resulten beneficiados. En todo caso, el otorgamiento de las servidumbres requeridas deberá ser lo menos gravoso al predio sirviente".

"Artículo 135.- El Ingreso Tarifario para el Sistema Principal de Transmisión, a que se refiere el Artículo 60 de la Ley, y el correspondiente al Sistema Secundario de Transmisión, será calculado por el respectivo COES, mediante el siguiente procedimiento:

- a) Determinará para cada generador la energía y la potencia máxima entregadas en cada una de las barras del sistema;
- b) Determinará el monto total que resulte de valorizar toda la energía y la potencia máxima entregada en cada barra, aplicando las respectivas Tarifas en Barra;
- c) Determinará para cada generador la energía y la potencia máxima retiradas en cada una de las barras del sistema;
- d) Determinará el monto total que resulte de valorizar toda la energía y la potencia máxima retirada en cada barra, aplicando las respectivas Tarifas en barra; y,
- e) El ingreso Tarifario será la diferencia resultante de los montos obtenidos en los incisos d) y b), siempre que éste sea positivo.

El pago por este concepto se efectuará, mensualmente, por cada generador al propietario del Sistema Principal de Transmisión, dentro de los siete (7) días calendario siguientes a la liquidación practicada por el COES."

Artículo 3.- Déjanse sin efecto todas las disposiciones que se opongan al presente Decreto Supremo.

Artículo 4.- El presente Decreto Supremo será refrendado por el Ministro de Energía y Minas.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los veintidós días del mes de enero de mil novecientos noventa y seis.

ALBERTO FUJIMORI FUJIMORI
Presidente Constitucional de la República

AMADO YATACO MEDINA
Ministro de Energía y Minas

Precisan situación de empresas generadoras integrantes de COES, que no cumplan con porcentaje de potencia establecido – Resolución Ministerial N° 373-97-EM/VME publicada con fecha 05.09.97.

Lima, 1 de setiembre de 1997

CONSIDERANDO:

Que, el Artículo 39° de la Ley de Concesiones Eléctricas, Decreto Ley N° 25844, establece que los titulares de las centrales de generación y de sistemas de transmisión, cuyas instalaciones se encuentren interconectadas conforman un organismo técnico denominado Comité de Operación Económica del Sistema (COES), con la finalidad de coordinar su operación al mínimo costo, garantizando la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos;

Que, el literal a) del Artículo 81° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM, establece que cada COES estará integrado obligatoriamente, por entidades cuya potencia efectiva de generación sea superior al 2% de la potencia efectiva de generación del sistema interconectado y comercialicen más del 35% de su energía producida;

Que, es necesario precisar la situación de las empresas generadoras integrantes de un COES, que por aumento de la capacidad instalada del Sistema no cumplan con el porcentaje señalado en el literal a) del Artículo 81° del mencionado Reglamento;

Con la opinión favorable del Director General de Electricidad y del Viceministro de Energía;

De conformidad con lo dispuesto en la Décima Disposición Transitoria del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por decreto Supremo N° 009-93-EM;

SE RESUELVE:

Artículo 1.- Los titulares de las centrales de generación, que integren un Comité de Operación del Sistema (COES) y que por aumento de la potencia efectiva del Sistema Interconectado, hayan dejado de cubrir el 2% de la potencia efectiva del mismo, permanecerán en el respectivo COES, integrando la Dirección de Operaciones del mismo, no pudiendo pertenecer a su Directorio.

Artículo 2.- Las empresas comprendidas en el Artículo 1° de la presente Resolución, continuarán participando en el despacho programado por el COES, así como continuarán siendo integrantes de los comités técnicos del mismo, cumpliendo para tal efecto los aportes y las disposiciones legales que se refieren al funcionamiento del COES.

Regístrese, comuníquese y publíquese

ALBERTO PNADOLFI ARBULÚ
Ministero de Energía y Minas.

Dictan normas para el establecimiento por la CTE del precio promedio ponderado para el Sistema Interconectado Sur - Decreto Supremo N° 021-97-EM

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA

Asesoría Legal Comisión de Tarifas de Energía.
Unknown switch argument.

CONSIDERANDO:

Que, por Decreto Ley N° 25844 se aprobó la Ley de Concesiones Eléctricas, la misma que fue reglamentada por Decreto Supremo N° 009-93-EM;

Que, el Artículo 8 de la Ley de Concesiones Eléctricas establece que existe un régimen de libertad de precios para los suministros que puedan efectuarse en condiciones de competencia;

Que, en el Sistema Interconectado Sur debido a una oferta de generación eléctrica limitada aún no se ha obtenido la competencia deseada;

De conformidad con el inciso 8) del Artículo 118 de la Constitución Política del Perú;

DECRETA

Artículo 1.- Para la comparación prevista en el Artículo 129 del Reglamento de la Ley de Concesiones, hasta la fijación de tarifas en barra de mayo del año 2001 inclusive, la Comisión de Tarifas Eléctricas tomará como precio promedio ponderado para el Sistema Interconectado Sur, el valor resultante de aplicar las Tarifas en Barra calculadas considerando un sistema de generación Económicamente Adaptado.

Artículo 2.- Déjese sin efecto todas las disposiciones que se opongan al presente Decreto Supremo.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los diez días del mes de octubre de mil novecientos noventa y siete.

ALBERTO FUJIMORI FUJIMORI
Presidente Constitucional de la República

ALBERTO PANDOLFI ARBULU
Ministro de Energía y Minas

Modifican el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas – Resolución Suprema N° 022-97-EM publicada con fecha 12.10.97.

Lima, 1 de setiembre de 1997

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA

CONSIDERANDO:

Que, mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM, de fecha 19 de febrero de 1993, se aprobó el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas;

Que, mediante Ley N° 26734 se creó el Organismo Supervisor de Inversión en Energía - OSINERG como organismo fiscalizador de las actividades que desarrollan las empresas en los subsectores de electricidad e hidrocarburos;

Que, es necesario incluir dentro de los alcances del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas a la OSINERG;

Que, para el cabal cumplimiento de dichos objetivos es necesario modificar algunas de las disposiciones del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas;

Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas

De conformidad con el inciso 8) del Artículo 118, de la Constitución Política del Perú;

DECRETA:

Artículo 1.- Modifícanse los Artículos 1, 2, 7, 20, 36, 39, 40, 41, 44, 54, 57, 58, 60, 64, 66, 67, 69, 95, 143, 155, 169, 180, 183, 191, 192, 193, 195, 196, 197, 198, 201, 202, 203, 206, 207, 208, 232, 234 y 235 del Reglamento de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM, en los términos siguientes:

"Artículo 1. - Cuando en el texto del presente Reglamento se empleen los términos "Ley", "Reglamento", "Ministerio", "Dirección", "Comisión" y "OSINERG", se deberá entender que se refiere a la Ley de Concesiones Eléctricas, al Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, al Ministerio de Energía y Minas, a la Dirección General de Electricidad, a la Comisión de Tarifas Eléctricas, y al Organismo Supervisor de la Inversión Privada en Energía, respectivamente".

"Artículo 2.- Los límites de potencia, a que se refiere el Artículo 2 de la Ley, serán fijados en un valor equivalente al 20% de la demanda máxima de la zona de concesión de distribución, hasta un tope de 1000 kW.

El límite de potencia resultante para cada zona de concesión será fijado en el respectivo contrato de concesión.

Los límites de potencia de cada zona de concesión y el tope señalado en el primer párrafo del presente artículo serán actualizados por el Ministerio cada cuatro años por Resolución Ministerial, en fecha coincidente con la fijación de las tarifas de distribución."

"Artículo 7. - La Dirección llevará un libro registro de Concesiones Eléctricas Temporales y otro de Autorizaciones, en los que se inscribirán todos los actos, contratos y derechos que se relacionen con las concesiones temporales y las autorizaciones, siendo aplicable para el efecto la parte pertinente del reglamento interno del Registro de Concesiones Eléctricas.

Las inscripciones que se determinen por mandato de la Ley y del Reglamento, se efectuarán en riguroso orden de presentación y de ocurrencia.

La Dirección estará a cargo de estos archivos internos, debiendo llevar paralelamente un libro registro adicional donde se anotarán todos los actos previos al otorgamiento de la Concesión Definitiva, de acuerdo a lo dispuesto por la Ley y el Reglamento.

Las Concesiones Definitivas serán inscritas en el Registro de Concesiones para la Explotación de Servicios Públicos de acuerdo con lo dispuesto por la Ley de Creación del Sistema Nacional y de la Superintendencia de los Registros Públicos".

"Artículo 20.- La Secretaría Ejecutiva de la Comisión estará integrada por un máximo de 12 trabajadores, 6 de los cuales deberán ser profesionales altamente calificados y de estos últimos uno cumplirá las funciones de Auditoría interna. El régimen laboral de dicho personal será el de la actividad privada"

"Artículo 36.- Si vencido el plazo otorgado para una concesión temporal o su renovación, el concesionario no cumpliera con las obligaciones contraídas en su solicitud, respecto a la ejecución de los estudios y cumplimiento del cronograma correspondiente, la Dirección ejecutará la garantía otorgada.

Las resoluciones ministeriales relativas al otorgamiento y renovación de concesiones temporales, serán publicadas por una sola vez en el Diario Oficial El Peruano por cuenta del interesado.

En caso de producirse renovación automática, según lo señalado en el artículo precedente, el peticionario publicará, su costo, la prórroga de su derecho, por una sola vez, en el Diario Oficial El Peruano."

"Artículo 39.- Si de la evaluación efectuada se determinara la necesidad de ampliar información o ser verificara

Asesoría Legal Comisión de Tarifas de Energía.

Página 76 de Error!

Unknown switch argument.

Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas

la existencia de deficiencias y/u omisiones susceptibles de corregirse, la Dirección notificará al peticionario para que dentro del término de siete (7) días calendario las subsane, anotándose este hecho en el libro respectivo."

"Artículo 40.- Si el peticionario no cumpliera con atender en el plazo establecido el requerimiento de la Dirección o si la información que presentase resultara insuficiente o no cubriese las exigencias de la Dirección, ésta resolverá denegando la solicitud, lo que será comunicado al interesado y asentado en libro correspondiente. En este caso la Dirección ejecutará la garantía otorgada por el peticionario".

"Artículo 41.- Si la solicitud es admitida, se notificará interesado y se anotará en el libro correspondiente; ordenándose su publicación, en la forma establecida en el Artículo 25 de Ley, dentro de los tres (3) días calendario siguientes a su admisión."

"Artículo 44.- Dentro de los quince (15) días calendario, contados a partir de la última publicación, podrán formularse oposiciones a la concesión solicitada; anotándose en el libro respectivo de acuerdo a la fecha y hora de su presentación."

"Artículo 54.- El Ministerio hará publicar la resolución de otorgamiento de la concesión por una sola vez en el Diario Oficial El Peruano en un plazo de cinco (5) días calendario, contados partir de su aceptación. La publicación será por cuenta de interesado."

"Artículo 57.- Las garantías a que se refieren el inciso g) del Artículo 30, el Artículo 37, el Artículo 45 y el inciso c) del Artículo 55 del Reglamento serán otorgadas mediante carta fianza extendida por una entidad financiera o de seguros que opere en el país.

El concesionario podrá solicitar la liberación parcial de la garantía otorgada en función al avance de las obras, cada vez que ejecute un 25% del presupuesto. Para la liberación de las garantías, el avance de las obras deberá ser comprobado aprobado por la Dirección".

"Artículo 58.- Los concesionarios y titulares de autorizaciones están obligados a presentar, solamente a la Dirección, en forma mensual lo siguiente:

- a) Información de producción;
- b) Información comercial, y,
- c) Pérdidas de potencia y energía;
- d) Otras informaciones que la Dirección considere pertinente respecto al servicio.

La Dirección establecerá los formatos y los medios tecnológicos mediante los cuales las empresas deberán remitir dicha información, de acuerdo a la actividad que éstas desarrollen.

En caso que otras entidades requieran dicha información deberán solicitarla únicamente a la Dirección, excepto las que soliciten las autoridades judiciales, fiscales y/o tributarias.

OSINERG y la Comisión podrán solicitar la información que requieran para el cumplimiento de sus funciones."

"Artículo 60.- La concesión de distribución puede comprender una o más zonas de concesión, debiendo estar identificadas en el contrato de concesión.

La delimitación de la zona de concesión para los concesionarios de distribución de Servicio Público de Electricidad, será establecida por el Ministerio en la oportunidad de otorgar la concesión definitiva, sobre la base de la propuesta que formule el peticionario.

La zona de concesión quedará determinada por el área geográfica ocupada por habilitaciones o centros urbanos donde existan o se implanten redes de distribución, más una franja de un ancho mínimo de 100 metros en torno a ellas."

Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas

"Artículo 64.- Los concesionarios, los titulares de autorizaciones y las personas que obtengan los permisos a que se refiere el Artículo 121 de la Ley, están obligados a garantizar la calidad, continuidad y oportunidad del servicio eléctrico, cumpliendo con los niveles de calidad establecidos en la norma técnica correspondiente."

"Artículo 66.- Si la solicitud para obtener autorización, que señala el Artículo 38 de la Ley, implica el uso de recursos naturales de propiedad del Estado, deberá acreditarse el permiso correspondiente.

Con dicha solicitud deberá acompañar una garantía equivalente al 1% del presupuesto del proyecto con un tope de 1000 UIT, en caso que la autorización sea solicitada antes del inicio de la operación de la planta. La vigencia de la garantía se extenderá hasta que la planta inicie su operación."

"Artículo 67.- La Dirección evaluará la solicitud de autorización y los documentos sustentatorios de la misma y, de ser viable, se otorgará la autorización mediante resolución ministerial, dentro del plazo establecido en el Artículo 38 de la Ley. La resolución deberá publicarse en el Diario Oficial El Peruano por una sola vez, por cuenta del interesado dentro de los cinco (5) días calendario siguientes a su expedición.

Cuando la potencia instalada total sea inferior a 10 MW, las autorizaciones podrán ser otorgadas por las autoridades que designe el Ministerio en las ciudades ubicadas fuera de la capital de la República."

"Artículo 69.- Las autorizaciones serán canceladas por el Ministerio, previo informe de la Dirección, en los siguientes casos:

- a) Si de la verificación a que se refiere el artículo precedente, se comprobara la inexactitud del contenido de las declaraciones juradas;
- b) Por reiterada infracción a la conservación del Patrimonio Cultural de la Nación, que se encuentre declarado como tal, al momento de ejecutar las obras; y/o del medio ambiente; o,
- c) Si el titular de una central generadora integrante de un sistema interconectado, luego de habersele aplicado las sanciones correspondientes, no opera sus instalaciones de acuerdo a las normas de coordinación del respectivo Comité de Operación Económica del Sistema (COES);
- d) Si el titular de la autorización renuncia a la misma. La renuncia a la autorización que comprometa el servicio público de electricidad se rige por los requisitos y procedimiento establecido para la renuncia a una concesión definitiva en lo que le fuera aplicable, debiendo expedirse Resolución Ministerial para la aceptación de la renuncia. Tratándose de casos en los que no se afecte el servicio público, bastará el informe favorable de Dirección."

"Artículo 95.- La programación a que se refieren los Artículos 93 y 94 del Reglamento, derivará de estudios de planificación de la operación que, preservando la seguridad y calidad de servicio del sistema lleven a minimizar los costos de operación y de racionamiento, para el conjunto de las instalaciones de generación y transmisión, con independencia de la propiedad de dichas instalaciones.

Los niveles de calidad y seguridad que deberán aplicarse como mínimo, son los establecidos en las normas técnicas emitidas por el Ministerio."

"Artículo 143.- Las pérdidas estándares a considerar para el cálculo del Valor Agregado de Distribución comprenderán las pérdidas físicas y las comerciales.

Las pérdidas físicas serán las resultantes del cálculo efectuado considerando la caída de tensión máxima, especificada en la norma de calidad, según el Artículo 64 del Reglamento.

Las pérdidas comerciales a reconocer no podrán ser superiores al 50% de las pérdidas físicas. "

"Artículo 155.- Las solicitudes de reconsideración a que se refiere el Artículo 74 de la Ley, podrán ser efectuadas por OSINERG, en representación de los usuarios.

El recurso de reconsideración deberá ser presentado con los respectivos estudios técnicos y/o documentación

sustentatoria."

"Artículo 169.- Corresponde a OSINERG la comprobación y calificación de la causa de fuerza mayor a que se refiere el Artículo 87 de la Ley."

"Artículo 180.- Los derechos de corte y reconexión deberán cubrir los costos directos incurridos en su ejecución, tales como, mano de obra, uso de equipo, materiales e insumos, movilidad, así como un cargo máximo de hasta el 15% de éstos para cubrir los gastos generales.

Los concesionarios deberán alcanzar a OSINERG informes sustentatorios referidos a los montos y reajustes efectuados sobre dichos derechos."

"Artículo 183.- Los usuarios, cuando consideren que el Servicio Público de Electricidad que tienen contratado no se les otorga de acuerdo a los estándares de calidad previstos en la Ley, el Reglamento, el contrato de concesión y el respectivo contrato de suministro, podrán presentar sus reclamaciones a la empresa concesionaria.

Si dentro del plazo máximo de treinta (30) días calendario no se pronunciara o no subsanara lo reclamado, el usuario podrá acudir a OSINERG o a la Autoridad que la represente en las localidades ubicadas fuera de la capital de la República, quienes deberán pronunciarse en un plazo máximo de treinta (30) días calendario de presentada la solicitud."

"Artículo 191.- La encuesta a que se refiere el Artículo 100 de la ley, se llevará a cabo en el primer trimestre de cada año por una empresa consultora especializada, seleccionada y contratada por el OSINERG entre las que éste tenga precalificadas, quien establecerá los términos de referencia del contenido de la referida encuesta. (2).

En mérito a los resultados obtenidos, OSINERG tomará las acciones correctivas a que hubiera lugar corroborándolas con los respectivos informes de fiscalización."

"Artículo 192.- La fiscalización que determina la Ley en el Artículo 101, será ejercida por OSINERG.

En las localidades ubicadas fuera de la capital de la República, dicha labor será efectuada por las respectivas entidades que designe OSINERG, sujetándose a las directivas y normas que ésta les senale."

"Artículo 193.- Las actividades específicas de fiscalización podrán ser encargadas a personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, entre las precalificadas por OSINERG. "

"Artículo 195.- La OSINERG y las entidades designadas por ésta, en las localidades ubicadas fuera de la capital de la República, deberán notificar a los concesionarios y entidades que desarrollan actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, las infracciones que hayan cometido a disposiciones de la Ley y el Reglamento, para que sean subsanadas y, de ser el caso, aplicarles las respectivas sanciones. "

"Artículo 196.- La OSINERG está facultada a efectuar, directamente o a través de entidades designadas por ésta en las localidades ubicadas fuera de la capital de la República, las revisiones e inspecciones a que se contrae la Ley y el Reglamento en las instalaciones de los concesionarios y entidades que desarrollan actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

De verificarse la existencia de peligro inminente para la vida de las personas o riesgo grave para las cosas o el medio ambiente, el OSINERG podrá disponer la suspensión inmediata de la actividad que la provoque o el corte del servicio. La reconexión del servicio se efectuará de acuerdo a lo establecido en el Artículo 179 del Reglamento."

"Artículo 197.- Los concesionarios y entidades que desarrollan actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, podrán solicitar a OSINERG la ejecución de inspecciones en el caso de

producirse situaciones de emergencia en el servicio."

"Artículo 198.- En las intervenciones de fiscalización que efectúe OSINERG, se levantará un acta que deberá ser suscrita, obligatoriamente, tanto por su representante como por el de la empresa evaluada."

"Artículo 201.- La OSINERG sancionará a los concesionarios y entidades que desarrollan actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, con multas equivalentes al importe de 10000 a 200000 kilovatios-hora, en los siguientes casos:..."

"Artículo 202.- La OSINERG sancionará a los usuarios con multas equivalentes al importe de 500 a 10000 kilovatios-hora, en los siguientes casos: ..."

"Artículo 203.- Contra las resoluciones de multa, emitidas por OSINERG según los Artículos 201 y 202 del Reglamento, se podrá interponer recurso de reconsideración dentro de un plazo máximo de diez (10) días calendario.

El recurso de reconsideración se resolverá dentro de igual plazo y el fallo podrá ser apelado ante el Consejo Directivo del OSINERG, dentro de los diez (10) días calendario siguientes a su notificación.

La apelación será resuelta dentro del mismo plazo por el Consejo Directivo del OSINERG como última instancia administrativa."

"Artículo 206.- OSINERG propondrá al Ministerio la escala detallada de sanciones y multas así como el procedimiento para su aplicación, lo que será aprobado por Resolución Ministerial."

"Artículo 207.- En las localidades ubicadas fuera de la capital de la República, la aplicación de sanciones será efectuada por las entidades que designe OSINERG, observando estrictamente las escalas y condiciones señaladas en el artículo precedente.

Únicamente OSINERG y la Comisión están autorizadas a aplicar sanciones derivadas del desarrollo de las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica."

"Artículo 208.- El importe de las multas será depositado por los sancionados en la respectiva cuenta de OSINERG, dentro de los treinta (30) días calendario siguientes de la fecha de notificación de la resolución que las impone.

Si el sancionado solicitara reconsideración, o formulara la apelación a que tiene derecho según lo dispuesto en el Artículo 203 del Reglamento, y ésta no le fuera favorable, deberá abonar conjuntamente con la multa, los intereses compensatorios y recargos por mora que se devenguen en el período comprendido entre la fecha en que debió abonarla originalmente y la fecha en que se produzca la respectiva cancelación.

Los intereses compensatorios y recargos por mora aplicables, son los previstos en el Artículo 176 del Reglamento."

"Artículo 232.- Los concesionarios quedan facultados a encargar aquellas actividades que por su naturaleza, puedan ser efectuadas por otras empresas especializadas en brindar dichos servicios, sin que esto genere ningún tipo de vínculo laboral al concesionario. En estos casos deberá comunicar, previamente, al OSINERG y a la Autoridad de Trabajo el encargo a efectuar."

"Artículo 234 .- El Ministerio fijará, anualmente, el monto de la contribución que deberán aportar los concesionarios, en mérito a lo dispuesto en el inciso g) del Artículo 31 de la Ley, no pudiendo superar el 1% de sus ventas anuales. Igualmente deberá señalar la proporción, que del total fijado, corresponda a la Comisión, a la Dirección y a OSINERG, así como el respectivo cronograma de desembolsos.

Dicha fijación se efectuará a más tardar el 30 de noviembre de cada año."

Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas

"Artículo 235.- La parte de la contribución destinada a la Comisión y a OSINERG, señalada en el artículo precedente que deben aportar los concesionarios será entregada directamente por éstos a la Comisión y OSINERG, de acuerdo al cronograma establecido. De no efectuarse los aportes en forma oportuna, estarán sujetos a la aplicación de los intereses compensatorios y recargos por mora establecidos en el Artículo 176 del Reglamento."

Artículo 2.- Déjense sin efecto todas las disposiciones que se opongan al presente Decreto Supremo .

Artículo 3.- El presente Decreto Supremo será refrendado por el Ministro de Energía y Minas.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los diez días del mes de octubre de mil novecientos noventa y siete.

ALBERTO FUJIMORI FUJIMORI
Presidente Constitucional de la República

ALBERTO PANDOLFI ARBULU
Presidente del Consejo de Ministros y
Ministro de Energía y Minas

Modifican diversos Artículos del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas - Decreto Supremo N° 006-98-EM publicado el 18.02.98

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA

CONSIDERANDO:

Que, el Decreto Supremo N° 009-93-EM, de fecha 19 de febrero de 1993, reglamentó el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas;

Que, dado el tiempo transcurrido desde la dación del Decreto, es necesario modificar algunos artículos del mismo a fin de adecuarlos al desarrollo actual de la actividad eléctrica, teniendo en cuenta la creación del Organismo Supervisor de la Inversión -OSINERG- como fiscalizador de las actividades que realizan las empresas en el subsector electricidad;

De conformidad con lo dispuesto en el inciso 8) del Artículo 118 de la Constitución Política del Perú;

DECRETA:

Artículo 1.- Modifíquese los Artículos 58, 92, 95, 176, 183, 201 y 202 del Decreto Supremo N° 009-93-EM, los cuales quedarán redactados en los términos siguientes:

"Artículo 58.- Los concesionarios y titulares de autorizaciones están obligados a presentar, a la Dirección, en forma mensual lo siguiente:

- a) Información de producción;
- b) Información comercial;
- c) Pérdidas de potencias y energía; y,
- d) Otras informaciones que la Dirección considere pertinente respecto al servicio.

Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas

La Dirección establecerá los formatos y los medios tecnológicos mediante los cuales las empresas deberán remitir dicha información, de acuerdo a la actividad que éstas desarrollen.

En caso que otras entidades requieran dicha información, deberán solicitarla a la Dirección. La información que soliciten las autoridades judiciales, fiscales, tributarias y/o Defensoría del Pueblo podrán hacerlo directamente.

OSINERG y la Comisión solicitarán directamente la información que requieran para el cumplimiento de sus funciones. Los concesionarios y titulares de autorizaciones están obligados a presentar toda la información sobre los contratos de venta de electricidad e información comercial que permita a la Comisión cumplir con la comparación de precios que se refiere el Artículo 53 de la Ley, en la forma, plazos y medios que ésta señale.

La Comisión tomará en cuenta los precios en barra para la comparación de precios a que se refiere el párrafo anterior, en caso que la información requerida no sea presentada oportunamente."

"Artículo 92.- La operación en tiempo real de las unidades generadoras y los sistemas de transmisión de un sistema interconectado será efectuada directamente por sus titulares, bajo su propia responsabilidad. En los sistemas interconectados donde exista un COES, dicha operación se hará ciñéndose a los programas establecidos por la Dirección de Operaciones que son de cumplimiento obligatorio por todas las entidades.

Dentro de cada COES, la coordinación de la operación en tiempo real del sistema será efectuada por el representante de los titulares del Sistema Principal de Transmisión en calidad de " Coordinador de la Operación del Sistema". El Coordinador de la Operación del Sistema, en resguardo de la calidad y seguridad del sistema eléctrico, supervisará y controlará el suministro de electricidad a las empresas distribuidoras y a los clientes libres.

Las referidas entidades sólo podrán apartarse de la programación a que se refiere el Artículo 93 del presente reglamento, por salidas intempestivas del servicio debidas a fuerza mayor o caso fortuito, o variaciones significativas de la oferta y/o demanda respecto a la programación diaria. En este caso, la operación del sistema, también será coordinada por el Coordinador de la Operación del Sistema de acuerdo a lo que señale el Estatuto del COES; así como las normas que la Dirección establezca para la coordinación de la operación en tiempo real.

Para el cumplimiento de estas funciones las entidades conectadas al sistema deberán proporcionar al Coordinador de la Operación del Sistema la información en tiempo real requerida por éste.

La Comisión determinará el costo eficiente a reconocer por la coordinación de la operación a cargo del representante de los titulares principal de transmisión; teniendo en cuenta las necesidades tecnológicas del sistema de control y comunicaciones para la optimización de la operación del sistema."

"Artículo 95.- La programación a que se refieren los Artículos 93 y 94 derivará de estudios de planificación de la operación que, preservando la seguridad y calidad de servicio del sistema, lleve a minimizar los costos de operación y de racionamiento, para el conjunto de instalaciones del sistema interconectado, con independencia de la propiedad de dichas instalaciones."

"Artículo 176.- Los concesionarios podrán aplicar a sus acreencias el interés compensatorio y moratorio que fije el Banco Central de Reserva del Perú.

La aplicación del interés compensatorio se efectuará a partir de la fecha de vencimiento de la factura que no haya sido cancelada oportunamente, hasta el noveno día calendario de ocurrido el vencimiento. A partir de ese momento se devengarán intereses moratorios.

El concesionario informará al usuario que lo solicite el tipo de interés y los plazos aplicados."

"Artículo 183.- Los usuarios, cuando consideren que el Servicio Público de Electricidad que tienen contratado no se les otorga de acuerdo a los estándares de calidad previstos en la Ley, el reglamento, la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, el contrato de concesión y el respectivo contrato de suministro, podrán

presentar sus reclamaciones a la empresa concesionaria.

Si dentro del plazo máximo de treinta (30) días calendario el concesionario no se pronunciara o no subsanara lo reclamado, el recurso de reclamación se considerará fundado.

Si el concesionario se pronunciara dentro del plazo señalado en el párrafo anterior, y el usuario no estuviese conforme con dicho pronunciamiento, podrá acudir a OSINERG a fin de que éste emita pronunciamiento como última instancia administrativa."

"Artículo 201.- OSINERG sancionará a los concesionarios y entidades que desarrollan actividades de generación y/o transmisión y/o distribución de energía eléctrica y/o clientes libres, con multas equivalentes al importe de 100000 a 2000000 kilovatios-hora, en los siguientes casos:

- a) Cuando operen sin la respectiva concesión o autorización;
- b) Por incumplimiento de las obligaciones contenidas en los Artículos 31, 32, 33, 34 y 55 de la Ley, a excepción de aquellos que se refieren a la caducidad, las que se rigen por lo específicamente en la Ley y el Reglamento;
- c) Por incumplimiento de sus obligaciones como integrante de un sistema interconectado, referidas a:
 - I) La entrega de la información a que están obligados dentro de los plazos establecidos, o la entrega de la misma en forma falseada;
 - II) Operar sus unidades generadoras y sistemas de transmisión sin sujeción a lo dispuesto por el Coordinador de la Operación del Sistema.
 - III) Efectuar el mantenimiento mayor de unidades generadoras y equipos de transmisión, sin sujeción al programa definitivo o no hubiere acatado las instrucciones impartidas para el efecto por el Coordinador de la Operación del Sistema.
 - IV) El incumplimiento de cualquier otra disposición vinculada a la operación que emita el COES y/o el Coordinador de la Operación del Sistema.
- d) Por incumplimiento de la obligación de compensar a los usuarios, de conformidad a lo dispuesto en los Artículos 57 y 86 de la Ley;
- e) Por no proporcionar o hacerlo en forma inexacta, los datos e informaciones que establecen la Ley y el Reglamento;
- f) Por aplicar tarifas o fórmulas de reajuste fijadas por la Comisión sin la publicación previa a que se refiere el Artículo 152 del Reglamento;
- g) Por no efectivizar el reembolso de las contribuciones efectuadas por los usuarios a que se refiere el Artículo 84 de la Ley;
- h) Por variar las condiciones de suministro sin autorización previa de la Dirección;
- i) Por denuncia del municipio, debido a deficiencia comprobada en el servicio de alumbrado público;
- j) Por no registrar las interrupciones a que se refiere el Artículo 168 del Reglamento;
- k) Por destinar a uso diferente los bienes de capital, importados que hayan obtenido el fraccionamiento de impuestos a que se refiere el inciso a) del Artículo 106 de la Ley;
- l) Por incumplimiento de las obligaciones relacionadas con el uso de recursos naturales, así como de bienes públicos y de terceros;
- m) Por reiterada infracción a la conservación del Patrimonio Cultural de la Nación, que se encuentre declarado como tal, al momento de ejecutar las obras; y/o del medio ambiente;
- n) No informar oportunamente el retiro de instalaciones innecesarias para el retiro de su valor nuevo de reemplazo;
- o) Por incumplimiento de las disposiciones relativas a fiscalización señaladas en norma expresa aplicable; y,
- p) Por incumplimiento de las normas y disposiciones emitidas por la Dirección, OSINERG, que se encuentren enmarcadas en la Ley y el Reglamento."

Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas

"Artículo 202.- OSINERG sancionará a los usuarios con multas equivalentes al importe de 500 a 100000 kilovatios-hora en los siguientes casos:

- a) Por usar energía sin la debida autorización del concesionario o por variar unilateralmente las condiciones del suministro;
- b) Por alterar el funcionamiento de los instrumentos de medición y/o de las instalaciones del concesionario; y,
- c) Por incumplimiento de las disposiciones señaladas en la Ley y el Reglamento;

En estos casos el concesionario deberá presentar los documentos sustentatorios."

Artículo 2.- Cada COES deberá adecuar sus Estatutos en un plazo máximo de 120 días contados a partir de la publicación en el Diario Oficial de las normas que se establecerán para la coordinación de la operación en tiempo real a que se hace referencia en el Artículo 92.

Artículo 3.- Dejen sin efecto todas las disposiciones que se opongan al presente Decreto Supremo.

Artículo 4.- El presente Decreto Supremo será refrendado por el Presidente del Consejo de Ministros y el Ministro de Energía y Minas.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los diecisiete días del mes de febrero de mil novecientos noventa y ocho.

ALBERTO FUJIMORI FUJIMORI
Presidente Constitucional de la República

ALBERTO PANDOLFI ARBULU
Presidente del Consejo de Ministros

DANIEL HOKAMA TOKASHIKI
Ministro de Energía y Minas

Modifican el Artículo 124 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas - Decreto Supremo N° 011-98-EM publicado el 28.03.98

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA

CONSIDERANDO:

Que, por Decreto Supremo N° 009-93-EM, de fecha 19 de febrero de 1993, se aprobó el Reglamento del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas;

Que, el Artículo 124 del Reglamento antes citado relativo a los precios máximos de generador a distribuidor de servicio público y la fijación de tarifas en barra, requiere ser modificado en cuanto al procedimiento para establecer el costo de los combustibles, que en ella interviene;

De conformidad con el inciso 8) del Artículo 118 de la Constitución Política del Perú;

DECRETA:

Artículo 1.- Modifícase el Artículo 124 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por

Asesoría Legal Comisión de Tarifas de Energía.

Página 84 de Error!

Unknown switch argument.

Decreto Supremo N° 009-93-EM, en los términos siguientes:

"Artículo 124.- El programa de operación a que se refiere el inciso b) del Artículo 47 de la Ley, se determinará considerando los siguientes aspectos:

- a) El comportamiento hidrológico para el período de análisis será estimado mediante modelos matemáticos basados en probabilidades, tomando en cuenta la estadística disponible;
- b) Se reconocerá el costo de oportunidad del agua almacenada, de libre disponibilidad, en los embalses de capacidad horaria, diaria, mensual, anual y plurianual; y,
- c) El costo de los combustibles será determinado utilizando los precios y condiciones que se señalan en el Artículo 50 de la Ley y se tomarán los precios del mercado interno, teniendo como límite los precios que publique una entidad especializada de reconocida solvencia en el ámbito internacional."

Artículo 2.- El presente Decreto Supremo, será refrendado por el Ministro de Energía y Minas.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los veintisiete días del mes de marzo de mil novecientos noventa y ocho.

ALBERTO FUJIMORI FUJIMORI
Presidente Constitucional de la República

DANIEL HOKAMA TOKASHIKI
Ministro de Energía y Minas

Modifican Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas - Decreto Supremo N° 004-99-EM publicado con fecha 30 de marzo de 1999 en el Diario Oficial "El Peruano". -

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA

CONSIDERANDO:

Que, mediante Ley N° 26980 se modificaron, entre otros, el inciso f) del Artículo 47 y el Artículo 60 del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, así como la definición de Potencia Firme contenida en el anexo del citado Decreto Ley;

Que, las modificaciones antes referidas se orientan a perfeccionar la operación eficiente y económica de los sistemas interconectados, por lo que es necesario establecer criterios y procedimientos para la determinación del Precio Básico de la Potencia de Punta, las compensaciones a los propietarios del Sistema Principal y Secundario de Transmisión, y la valorización de las Transferencias de Potencia entre generadores que conforman un COES, requiriéndose en consecuencia modificar el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM;

Que, en cumplimiento de la Segunda Disposición Transitoria de la Ley N° 26980, debe establecerse un procedimiento de transición a efectos de facilitar la aplicación de los criterios y procedimientos a que se refiere el considerando que antecede, a las unidades de generación eléctrica interconectadas existentes a la fecha de publicación de la Ley N° 26980;

De conformidad con el inciso 8) del Artículo 118 de la Constitución Política del Perú;

DECRETA:

Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas

Artículo Primero.- Modifícanse, los Artículos 22, 23, 86, 91, 103, 109, 110, 111, 112, 113, 121, 126, 135, 136, 137, 139, 140 y 201 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93/EM, en los términos siguientes:

Artículo 22.-

"g) Fijar el Precio Básico de la Potencia de Punta a que se refiere el inciso f) del Artículo 47 de la Ley, según el procedimiento definido en el Artículo 126 del Reglamento;"

"j; Fijar el Margen de Reserva Firme Objetivo de cada Sistema Eléctrico donde exista un COES y la Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad de punta a que se refiere el Artículo 126 del Reglamento.

Artículo 23.-

"b) Evaluar el calculo propuesto por el COES sobre el Precio Básico de la Potencia de Punta a que se refiere el inciso g) del Artículo anterior;"

"e) Evaluar el Margen de Reserva Firme Objetivo y la Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad de punta a que se refiere el inciso j) del Artículo anterior.

Artículo 86.-

"f) Proponer al Ministerio para su aprobación, los procedimientos a que se refieren los incisos c) y d) del Artículo 40 de la Ley; y,

g) Otras, que en el marco de la Ley y el Reglamento, señale el Estatuto."

Artículo 91.-

"g) Determinar y valorizar las transferencias de potencia entre los generadores integrantes;"

"Artículo 103.- La Energía Firme de un integrante del COES, será calculada cada año, tomando en cuenta lo siguiente:

a) Aportes de energía de las centrales hidroeléctricas, considerando el despacho de las unidades para caudales naturales mensuales con una probabilidad de excedencia del 90% y los períodos de indisponibilidad programada y fortuita de las unidades.

b) Aportes de energía de las centrales termoeléctricas, considerando la indisponibilidad programada y fortuita de las unidades.

En caso que la suma Total de la Energía Firme de todos los integrantes sea inferior al consumo previsto de energía del año en evaluación se procederá a disminuir, en forma secuencial, la probabilidad de excedencia hidráulica y los factores de indisponibilidad hasta igualar dicho consumo.

El COES propondrá al Ministerio el procedimiento para determinar las energías firmes de las centrales generadoras según los criterios contenidos en el presente Artículo."

"Artículo 109.- El valor económico de la transferencia de potencia entre los generadores integrantes de un COES será determinado tomando en cuenta:

a) Ingresos Garantizados por Potencia Firme requerida por el Sistema;

b) Ingresos Adicionales por Potencia Generada en el Sistema; y,

c) Egresos por Compra de Potencia al Sistema.

El valor económico de la transferencia de potencia es igual al Ingreso por Potencia, constituido por la suma de los ingresos señalados en a) y b), menos los egresos señalado en c). Dicho valor se constituirá en el saldo neto mensual acreedor o deudor de cada integrante.

Todos los cálculos se efectuaran mensualmente y serán definitivos. En aquellos casos que involucren supuestos o variables determinados posteriormente al mes del calculo, deberán contemplarse procedimientos de recalculo.

Asesoría Legal Comisión de Tarifas de Energía.

Página 86 de Error!

Unknown switch argument.

Cada integrante que obtenga un saldo neto mensual negativo, pagará dicha cantidad, dentro de los siete (7) días calendario del mes siguiente, a todos los integrantes que tengan saldo positivo, en la proporción en que cada uno de estos participe en el saldo positivo total del mes.

El COES propondrá al Ministerio los procedimientos necesarios para llevar a cabo la valorización de las transferencias de potencia."

"Artículo 110.- La potencia firme de cada una de las unidades generadoras del sistema se calculara según los siguientes criterios y procedimientos:

a) La Potencia Firme de una unidad térmica será igual al producto de su potencia efectiva por su factor de disponibilidad. El factor de disponibilidad es igual a uno (1.0) menos el factor de indisponibilidad fortuita de la unidad.

b) La Potencia Firme de una unidad hidráulica será igual al producto de la Potencia Garantizada por el factor de presencia.

I) El factor de presencia toma en cuenta la disponibilidad real de la unidad o central generadora en el mes de calculo.

II) La Potencia Garantizada de una unidad hidráulica será igual a la suma de la Potencia Garantizada con el reservorio de regulación horario, mas la Potencia Garantizada como una central de pasada. La Potencia Garantizada no debe superar la Potencia Efectiva de la central.

III) La Potencia Garantizada con el reservorio de regulación horario, es igual a la energía máxima almacenable en el reservorio para la probabilidad de excedencia dada, entre las horas de regulación prefijadas. Se considerará como reservorios de regulación horaria a aquellos cuya agua desembalsada esta a disposición de la central en un tiempo inferior a 24 horas.

IV) La Potencia Garantizada como una central de pasada es igual a la energía de pasada entre las horas totales del período de evaluación. El período de evaluación será los 6 meses mas críticos de la oferta hidrológica.

V) La suma de la energía de pasada más la energía regulada por el reservorio debe ser igual a la Energía Garantizada por la central hidráulica durante el período de evaluación y para una probabilidad de excedencia mensual dada.

VI) La Energía Garantizada de la central se determina según el siguiente procedimiento:

1) Se calcula, para cada mes de la estadística hidrológica, el caudal natural afluente a la central hidráulica en evaluación para la probabilidad de excedencia mensual dada.

2) Teniendo en cuenta los reservorios estacionales anuales y mensuales, se procede a simular, para los 12 meses del año, la operación óptima de la central con los caudales determinados en el punto anterior y el manejo óptimo de los reservorios estacionales. Para efectos de simulación se asume que al inicio del año todos los reservorios se encuentran en el nivel mas probable de su operación histórica.

3) Como resultado de la operación óptima de la central a lo largo del año en evaluación, se obtienen las energías garantizadas por la central en cada mes.

4) La energía garantizada por la central para el período de evaluación será igual a la suma de las energías de los meses que conforman dicho período.

5) En esta etapa de evaluación se consideran los mantenimientos programados de las unidades a efectos de no sobrestimar la disponibilidad de energía.

c) El COES propondrá al Ministerio el procedimiento para calcular la indisponibilidad de las unidades de generación, considerando entre otros, los siguientes criterios:

I) Información estadística de indisponibilidades programadas de las unidades para los últimos diez (10) años, en las horas de punta del sistema;

II) Información estadística de indisponibilidades no programadas de las unidades para los últimos dos (2) años, en las horas de punta del sistema;

III) Valores máximos de indisponibilidades programadas y no programadas, de acuerdo con las características de las unidades de generación;

IV) Capacidad de transporte eléctrico garantizado por las centrales generadoras; y,

V) Capacidad de transporte de combustible garantizado para las centrales térmicas. En el caso de unidades térmicas que usan gas natural como combustible, se consideraran los contratos a firme por el transporte del gas desde el campo hasta la central.

d) Cada 4 años, o a la unión de dos o mas sistemas eléctricos, el Ministerio fijará las horas de regulación y la probabilidad de excedencia mensual para efectos de la evaluación de la potencia firme hidráulica, dependiendo de las características propias de cada sistema eléctrico y de la garantía exigida a los mismos.

e) Cada 4 años el Ministerio definirá las horas de punta del sistema para efectos de evaluación de la indisponibilidad de las unidades generadoras. Para evaluar la indisponibilidad no programada de dichas unidades, el COES podrá implementar procedimientos de operación y arranque en forma aleatoria con el objeto de evaluar su disponibilidad real.

f) Para alcanzar o acercarse a la máxima demanda en los sistemas eléctricos donde la suma de las potencias firmes hidráulica y térmica no llegue a cubrir la máxima demanda del sistema a nivel generación, se seguirá el siguiente procedimiento secuencial: i) se disminuirán las exigencias en el número de horas de regulación, ii) se reducirá la probabilidad de excedencia hidráulica, y iii) se disminuirá la indisponibilidad de las centrales térmicas e hidráulicas.

Los procedimientos para todos los casos serán propuesto por el COES al Ministerio."

"Artículo 111.- La Potencia Consumida por los clientes de cada generador, en la hora de Máxima Demanda Mensual, es una compra de potencia al sistema que constituye un Egreso por Compra de Potencia atribuible al generador.

a) Para determinar el Egreso por Compra de Potencia de cada generador se seguirá el siguiente procedimiento:

I) Se determina la Máxima Demanda Mensual del sistema eléctrico, en el intervalo de 15 minutos de mayor demanda en el mes, pudiendo utilizarse para efectos del cálculo la potencia media de la energía integrada en dicho intervalo;

II) Para el intervalo de punta del mes, se determina la Demanda Coincidente de los clientes atribuibles a cada generador en cada barra definida por el COES. La suma de las Demandas Coincidentes de los clientes es igual a la Máxima Demanda Mensual del sistema eléctrico;

III) Se determina el Precio de Compra de Potencia en cada barra donde se requiera. Dicho precio será igual al producto del Precio de Potencia en Barra, sin incluir los peajes, multiplicado por el complemento del factor por Incentivo a la Contratación. El complemento del factor por Incentivo a la Contratación es igual a Uno (1.0) menos el factor por Incentivo a la Contratación;

IV) El Egreso por Compra de Potencia para un generador será igual a la suma de los productos de la Demanda Coincidente de cada uno de sus clientes, definida en el literal a)-II), por el Precio de Compra de Potencia respectivo, definido en el literal a)-III); más el Saldo por Peaje de Conexión definido en el Artículo 137 del Reglamento;

V) Los generadores que abastecen a un cliente en forma simultánea, asumirán el costo por la compra de potencia para su cliente en proporción a su compromiso de potencia;

VI) El Egreso por Compra de Potencia al sistema es igual a la suma de los egresos por compra de potencia de los generadores.

b) El Ingreso Disponible para el Pago de la Potencia entre generadores integrantes del COES será igual al Egreso por Compra de Potencia, definido en el literal a)-VI).

c) El Ingreso Disponible será distribuido en dos partes: Ingreso Garantizado por Potencia Firme requerida por el Sistema e Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema.

I) El monto mensual asignado al Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema será igual al monto mensual del Ingreso Disponible multiplicado por el factor de Incentivo al Despacho. El monto anual del Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema será igual a la suma de los montos mensuales.

II) El monto mensual asignado al Ingreso Garantizado por Potencia Firme requerida por el Sistema será igual al monto mensual del Ingreso Disponible menos el monto mensual del Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema.

d) Mediante Decreto Supremo refrendado por el Ministro de Energía y Minas, serán aprobados los factores por Incentivo al Despacho y por Incentivo a la Contratación para un horizonte futuro no menor de 4 años.

El COES propondrá al Ministerio los procedimientos necesarios para la aplicación del presente Artículo."

"Artículo 112.- Los Ingresos Garantizados por Potencia Firme requerida por el Sistema de cada unidad o central generadora será determinado según los siguientes criterios y procedimientos:

a) Procedimiento de determinación de los Ingresos Garantizados por Potencia Firme:

I) Se determina la Máxima Demanda Mensual del sistema eléctrico en la hora de punta del mes, según lo definido en el literal a)-I) del Artículo 111 del Reglamento. Para dicha hora se determina la Demanda en cada barra definida por el COES, coincidente con la Máxima Demanda Mensual.

II) Para sistemas en los que la Máxima Demanda más la Reserva es mayor que la Potencia Efectiva Total, la Potencia Firme Remunerable es igual a la Potencia Firme. En los sistemas donde la Máxima Demanda más la Reserva es menor o igual a la Potencia Efectiva Total, la Potencia Firme Remunerable será determinada mediante el siguiente procedimiento:

1) Se determina la Potencia Disponible de cada unidad generadora como el cociente de su Potencia Firme, definida en el Artículo 110 del Reglamento, entre el factor de Reserva Firme.

2) Se efectúa el despacho económico de potencia de las unidades de generación, mediante un flujo de carga óptimo para la hora de punta del mes, considerando: i) como potencia de la unidad, su Potencia Disponible; ii) como costo variable, el definido por el COES para la optimización de los despachos de energía; y iii) como demanda, la Demanda Coincidente definida en el literal a)-I). Las potencias de cada unidad generadora resultantes del despacho económico de potencia, se denomina Potencia Disponible Despachada.

3) La Potencia Firme Remunerable es igual a la Potencia Disponible Despachada por el factor de Reserva Firme.

III) Se determina el Precio de Potencia Garantizado en cada una de las barras donde se requiera. Dicho precio será igual al producto del Precio de Potencia en Barra, sin incluir los peajes, multiplicado por el factor de ajuste del Ingreso Garantizado. Inicialmente el factor de ajuste del Ingreso Garantizado será igual a 1.0, y posteriormente será evaluado según el literal a)-V) siguiente.

IV) Se determina el Ingreso Garantizado Preliminar de cada unidad generadora, multiplicando el Precio de Potencia Garantizado por la Potencia Firme Remunerable de la unidad. El Ingreso Garantizado Preliminar Total es igual a la suma de los Ingresos Garantizados Preliminares de todas las unidades generadoras.

V) El factor de ajuste del Ingreso Garantizado será igual al cociente del Ingreso Garantizado por Potencia Firme requerida por el Sistema, definido en el literal c)-II) del Artículo 111 del Reglamento, entre el Ingreso Garantizado Preliminar Total.

VI) El Ingreso Garantizado de cada unidad generadora, será igual al producto de su Ingreso Garantizado Preliminar definido en el literal a)-IV), por el factor de ajuste del Ingreso Garantizado definido en el literal a)-V).

VII) El Ingreso Garantizado de cada generador será igual a la suma de los Ingresos Garantizados de sus unidades generadoras.

b) Para efectos de determinar el despacho económico de potencia a que se refiere el literal a)-II) del presente artículo, el COES deberá considerar en lo pertinente y según la operación normal del sistema, las restricciones de capacidad en las redes de transmisión a efectos de limitar la Potencia Firme Remunerable de las unidades generadoras asociadas al déficit de transmisión.

c) Incentivos a la Disponibilidad:

I) En caso que alguna unidad o central generadora supere los límites de indisponibilidad anual y/o mensual permitidos, y sólo para efectos de determinar su Potencia Firme Remunerable, será considerada en el mes siguiente con un costo variable de operación igual al costo de racionamiento.

II) En tanto alguna unidad o central generadora no cuente con las garantías de transporte eléctrico o de combustible señalados en el inciso c) del Artículo 110 del Reglamento, y sólo para efectos de determinar su Potencia Firme Remunerable, será considerada en los meses siguientes con un costo variable de operación igual al costo de racionamiento.

III) La unidad o central generadora que se encuentre en algunas de las situaciones descritas en I) y/o II) que anteceden, será objeto de un descuento en su Ingreso por Potencia y que no podrá ser superior al 10% de sus ingresos anuales por potencia. El COES, en función de la magnitud del riesgo en que coloca al sistema eléctrico, determinará dicho descuento y la forma en que será distribuido entre los demás generadores.

d) La Reserva Firme, el Margen de Reserva Firme y el factor de Reserva Firme serán determinados según el siguiente procedimiento:

I) Se ubican las potencias efectivas de las unidades de generación en orden creciente de sus costos variables de producción, considerando de ser el caso lo dispuesto en el numeral V) siguiente;

II) Se determina la unidad generadora cuya fracción de potencia efectiva colocada, acumulada a la potencia efectiva de las unidades que la precedieron, iguala a la Máxima Demanda a nivel generación más el Margen de Reserva;

III) Se determina la Potencia Firme Colocada como la suma de las potencias firmes de las unidades señaladas en el numeral anterior, considerando para la última unidad generadora únicamente su potencia firme equivalente a la fracción de la potencia efectiva colocada por ella;

IV) La Reserva Firme es igual a la Potencia Firme Colocada a que se refiere el literal III) que antecede menos la Máxima Demanda. El Margen de Reserva Firme es igual a la Reserva Firme entre la Máxima Demanda. El factor de Reserva Firme es igual al Margen de Reserva Firme más uno (1.0);

V) En el caso que algunas de las unidades generadoras hayan sido excluidas de la remuneración por potencia firme por efecto del procedimiento descrito en el literal a)-II)-2) del presente artículo, se deberá recalcular el factor de Reserva Firme.

e) El Margen de Reserva para cada sistema eléctrico, será fijado por el Ministerio cada 4 años o en el momento que ocurra un cambio sustancial en la oferta o demanda eléctrica. Para fijar el Margen de Reserva se deberá considerar criterios de seguridad, confiabilidad y economía en el abastecimiento de la demanda eléctrica a nivel de alta y muy alta tensión.

El COES propondrá al Ministerio los procedimientos necesarios para la aplicación del presente artículo."

"Artículo 113.- Los Ingresos Adicionales por Potencia Generada en el Sistema de cada unidad o central generadora serán determinados según los siguientes criterios y procedimientos:

a) Procedimiento de Determinación de los Ingresos Adicionales por Potencia Generada:

I) Se fijan los Factores de Distribución Horaria del Precio de Potencia para cada una de las horas del día de todo el año. Estos factores pueden ser clasificados por días laborables y no laborables, y por meses de avenida y estiaje.

Los Factores de Distribución Horaria del Precio de Potencia están en función de la Probabilidad de Pérdida de la Demanda en cada hora (PPD). El Ministerio fijara dichos factores, cuya vigencia no podrá ser inferior a 4 años, basado en criterios de eficiencia y en la PPD de un sistema de generación económicamente adaptado. La fijación de los nuevos valores se efectuará con una anticipación no menor de un año a su entrada en vigencia.

II) El Factor de Ingresos Horarios de Potencia es igual al producto de la Generación Horaria del período en evaluación, por el Factor de Distribución Horaria del Precio de Potencia y por el factor de Pérdida de la Barra definido en el Artículo 127 del Reglamento.

III) El factor constante del Precio Horario de Potencia es igual al cociente del monto anual del Ingreso Adicional por Potencia Generada definido en el literal c)-I) del Artículo 111 del Reglamento, entre el Factor de Ingresos Horarios de Potencia.

IV) El Precio Horario de Potencia en cada intervalo de tiempo y en cada barra es igual al producto del factor constante del Precio Horario de Potencia por el factor de Pérdida de la Barra y por el Factor de Distribución Horaria del Precio de Potencia en ese intervalo.

V) La Potencia Despachada por cada unidad generadora en cada intervalo de tiempo, durante el período de cálculo, es el resultado de la operación de las centrales según lo dispuesto por el COES.

VI) El Ingreso Adicional por Potencia Generada de cada unidad generadora, es igual a la suma de sus Ingresos Adicionales Horarios durante el período de cálculo. El Ingreso Adicional Horario de cada unidad, es igual al producto de su Potencia Despachada en esa hora por el Precio Horario de Potencia en la barra respectiva.

VII) El Ingreso Adicional por Potencia Generada de cada generador, es igual a la suma de los Ingresos Adicionales de sus unidades generadoras.

b) La distribución del Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema es de periodicidad anual, entre el 1 de mayo y el 30 de abril, siendo de carácter provisional las distribuciones mensuales de los Ingresos Adicionales, las que deberán ser ajustadas al momento de efectuar la liquidación anual.

El COES propondrá al Ministerio los procedimientos necesarios para la aplicación del presente artículo. Dichos procedimientos deben contener los principios básicos de la metodología de cálculo, entre ellos la determinación del Precio Horario de Potencia que distribuya el monto anual del Ingreso Adicional entre las unidades de generación despachadas y considere el efecto de la red de Transmisión.

"Artículo 121.- El COES deberá comunicar al Ministerio, la Comisión y al OSINERG, las modificaciones que efectúe al Estatuto. Los cambios que introduzca en los modelos matemáticos y programas destinados a la planificación de la operación y al cálculo de los costos marginales, ciñéndose a lo dispuesto en el Artículo 55 de la Ley, deberá comunicarlos a la Comisión.

Los modelos a aplicarse para el cálculo tarifario, serán aquellos que hayan sido presentados a la Comisión con una anticipación de 6 meses a las fechas señaladas en el Artículo 119 del Reglamento, y no hayan sido observados por esta última. La Comisión podrá definir los modelos matemáticos que el COES deberá usar en los cálculos de los precios de barra de potencia y energía, debiendo comunicarlos con la misma anticipación señalada en el presente párrafo.

En los casos en que el COES deba proponer procedimientos al Ministerio, corresponde a éste aprobarlos. A falta de propuesta, o cuando el Ministerio formule observaciones a dichos procedimientos y estas no hayan sido subsanadas a satisfacción del Ministerio, corresponderá a éste establecer los procedimientos respectivos dentro de los márgenes definidos en la Ley y el Reglamento."

Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas

"Artículo 126.- La Anualidad de la Inversión a que se refiere el inciso e) del Artículo 47 de la Ley, así como el Precio Básico de la Potencia a que se refiere el inciso f) del Artículo 47 de la Ley, serán determinados según los siguientes criterios y procedimientos:

a) Procedimiento para determinar el Precio Básico de la Potencia:

- I) Se determine la Anualidad de la Inversión a que se refiere el inciso e) del Artículo 47 de la Ley, conforme al literal b) del presente artículo. Dicha Anualidad se expresa como costo unitario de capacidad estándar;
- II) Se determine el Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento estándar, considerando la distribución de los costos comunes entre todas las unidades de la central. Dicho Costo se expresa como costo unitario de capacidad estándar;
- III) El Costo de Capacidad por unidad de potencia estándar, es igual a la suma de los costos unitarios estándares de la Anualidad de la Inversión más la Operación y Mantenimiento definidos en los numerales I) y II) que anteceden;
- IV) El Costo de Capacidad por unidad de potencia efectiva, es igual al Costo de Capacidad por unidad de potencia estándar por el factor de ubicación. El factor de ubicación es igual al cociente de la potencia estándar entre la potencia efectiva de la unidad;
- V) Se determinan los factores que tomen en cuenta la Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad y el Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema; y
- VI) El Precio Básico de la Potencia es igual al Costo definido en el numeral IV) por los factores definidos en el numeral V) que anteceden;

b) Procedimiento para determinar la Anualidad de la Inversión:

- I) La Anualidad de la Inversión es igual al producto de la Inversión por el factor de recuperación de capital obtenido con la Tasa de Actualización fijada en el Artículo 79 de la Ley, y una vida útil de 20 años para el equipo de Generación y de 30 años para el equipo de Conexión.
- II) El monto de la Inversión será determinado considerando:
 - 1) El costo del equipo que involucre su precio, el flete, los seguros y todos los derechos de importación que le sean aplicables (equivalente a valor DDP de INCOTERMS); y,
 - 2) El costo de instalación y conexión al sistema.
- III) Para el cálculo se considerarán los tributos aplicables que no generen crédito fiscal.

c) La Comisión fijará cada 4 años la Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad de punta y el Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema, de acuerdo a los criterios de eficiencia económica y seguridad contenidos en la Ley y el Reglamento.

La Comisión definirá los procedimientos necesarios para la aplicación del presente artículo."

"Artículo 135.- El Ingreso Tarifario para el Sistema Principal de Transmisión, a que se refiere el Artículo 60 de la Ley, será calculado para cada tramo por el respectivo COES, mediante el siguiente procedimiento:

- a) Determinará la energía y la potencia máxima en la barra de retiro;
- b) Determinará el monto total que resulte de valorizar toda la energía y la potencia máxima en la barra de retiro aplicando las respectivas Tarifas en Barra, sin incluir el peaje unitario;
- c) Determinará la energía y la potencia máxima en la barra de entrega;
- d) Determinará el monto total que resulte de valorizar toda la energía y la potencia máxima en la barra de entrega, aplicando las respectivas Tarifas en Barra, sin incluir el peaje unitario;
- e) El Ingreso Tarifario por Energía será igual a la diferencia resultante de los montos correspondientes al transporte de energía obtenidos en los incisos d) y b), siempre que dicha diferencia sea positiva. En caso de ser negativa, el Ingreso Tarifario será igual a cero; y,

Asesoría Legal Comisión de Tarifas de Energía.

Página 92 de Error!

Unknown switch argument.

f) El Ingreso Tarifario por Potencia será igual a la diferencia resultante de los montos correspondientes al transporte de potencia obtenidos en los incisos d) y b), siempre que dicha diferencia sea positiva. En caso de ser negativa, el Ingreso Tarifario será igual a cero.

El Ingreso Tarifario del Sistema Principal de Transmisión, es igual a la suma de los Ingresos Tarifarios por Energía y Potencia de todos los tramos que constituyen dicho sistema.

El Ingreso Tarifario de cada titular del Sistema Principal de Transmisión, es igual a la suma de los Ingresos Tarifarios de los tramos que conforman su red de transmisión.

El COES propondrá al Ministerio los procedimientos necesarios para la aplicación del presente artículo.

"Artículo 136.- El Ingreso Tarifario Esperado Total del Sistema Principal de Transmisión requerido para cada fijación de las tarifas de transmisión, será propuesto por el COES a la Comisión, para los siguientes doce meses, siguiendo el procedimiento previsto en el Artículo precedente y empleando la misma información y supuestos utilizados para el cálculo de las Tarifas en Barra.

El Ingreso Tarifario Esperado será expresado en doce cuotas iguales, considerando la tasa definida en el Artículo 79 de la Ley. La Comisión fijará el Ingreso Tarifario Esperado y sus fórmulas de reajuste en la misma forma y oportunidad que el Peaje de Conexión.

El Ingreso Tarifario Esperado de cada Transmisor Principal le será pagado mensualmente por los generadores en proporción directa de sus Ingresos por Potencia definidos en el Artículo 109 del Reglamento.

El saldo resultante de la Transferencia Total por Energía, como consecuencia de la aplicación del Artículo 107 del Reglamento, originado por el uso de la red de transmisión calificada como parte del Sistema Principal de Transmisión será asignada a los generadores en función de sus Ingresos por Potencia.

Los pagos a que se refieren los párrafos anteriores se harán efectivos dentro de los siete (7) días calendario siguientes a la notificación de la liquidación mensual practicada por el COES.

El COES propondrá al Ministerio los procedimientos necesarios para la aplicación del presente artículo."

"Artículo 137.- El Peaje por Conexión será obtenido deduciendo del Costo Total de transmisión el Ingreso Tarifario Esperado Total para el Sistema Principal de Transmisión, determinado conforme a lo establecido en el artículo precedente.

El Peaje por Conexión Unitario, empleado para la determinación del Precio de la Potencia de Punta en Barra señalado en el inciso h) del Artículo 47 de la Ley, será igual al cociente entre el Peaje por Conexión y la Máxima Demanda anual proyectada a ser entregada a los clientes.

El Peaje por Conexión será expresado en doce cuotas iguales, considerando la tasa definida en el Artículo 79 de la Ley, la Comisión fijará el Peaje de Conexión Unitario y el Peaje por Conexión, así como sus fórmulas de reajuste a que se refiere el Artículo 61 de la Ley.

El Peaje por Conexión de cada Transmisor Principal le será pagado mensualmente por los generadores en proporción a la recaudación por Peaje por Conexión, en la misma oportunidad en que abonen el Ingreso Tarifario Esperado.

El COES determinará mensualmente la recaudación Total por Peaje por Conexión, según el siguiente procedimiento:

- a) Se determina la Máxima Demanda Coincidente entregada a los clientes atribuibles a cada generador, según lo dispuesto en el literal a)-II) del Artículo 111 del Reglamento;
- b) Se reajusta el Peaje por Conexión Unitario según las fórmulas de reajuste que fije la Comisión;
- c) La recaudación por Peaje por Conexión para un generador, será igual al mayor de los siguientes valores:
 - I) La suma del producto de la Máxima Demanda Coincidente entregada a cada uno de sus clientes, por el Peaje por Conexión Unitario;

II) La recaudación real por Peaje por Conexión que será proporcionada por cada generador al COES con carácter de declaración jurada;

d) Los generadores que abastecen a un cliente en forma simultánea, deberán desagregar la recaudación por Peaje por Conexión de su cliente en proporción a su compromiso de potencia.

La recaudación total por Peaje por Conexión al sistema, es igual a la suma de las recaudaciones totales por Peaje por Conexión de todos los generadores.

El Saldo por Peaje por Conexión de cada generador, es igual a la diferencia entre la recaudación por Peaje por Conexión menos el Peaje por Conexión que le corresponde pagar según la metodología de los párrafos que anteceden. Este saldo será compensado a los generadores según el procedimiento definido en el Artículo 111 del Reglamento.

El COES propondrá al Ministerio los procedimientos necesarios para la aplicación del presente artículo."

"Artículo 139.- Las compensaciones a que se refiere el Artículo 62 de la Ley, serán calculadas para cada tramo y se abonarán a sus propietarios según lo convenido por las partes, o, de ser el caso, de acuerdo a lo que resuelva la Comisión. Las compensaciones serán asumidas en proporción a la potencia de punta anual retirada en cada barra.

El peaje de transmisión del Sistema Secundario a que se refiere el Artículo 128 del Reglamento, es igual a la diferencia entre el costo medio previsto en el Artículo 49 de la Ley y el Ingreso Tarifario Esperado del Sistema Secundario de Transmisión para un horizonte de largo plazo. El peaje secundario unitario es igual al cociente del peaje secundario actualizado, entre la energía o potencia transportada actualizada, según corresponda.

La Comisión, en la oportunidad en que fija las tarifas del Sistema Principal de Transmisión, fijará y publicará el respectivo peaje secundario unitario y su correspondiente fórmula de reajuste.

La Comisión definirá los procedimientos necesarios para la aplicación del presente artículo."

"Artículo 140.- La dirimencia a que se refiere el inciso a) del Artículo 22 del Reglamento, podrá ser solicitada a la Comisión por los propietarios o usuarios de los sistemas secundarios de transmisión o distribución, sean éstos empresas de generación, transmisión, distribución o usuarios no regulados.

La Comisión establecerá mediante Resolución los correspondientes requisitos, criterios y procedimientos a considerar para la presentación y solución de las solicitudes de dirimencia."

Artículo 201.- ...

"c) ...

V) No efectuar los pagos por Transferencias y Compensaciones dispuestas por el COES."

"h) Por variar las condiciones de suministro sin autorización previa del OSINERG o sin haber dado el aviso a que se refiere el Artículo 87 de la Ley;"

"p) Por incumplimiento de las normas y disposiciones emitidas por el Ministerio, la Dirección, el OSINERG y la Comisión."

Artículo Segundo.- El procedimiento de transición a que se refiere la Segunda disposición Transitoria de la Ley N° 26980 tendrá una vigencia de 4 años, contados a partir del 1 de mayo de 1999. Las Centrales sujetas al procedimiento de transición son aquellas que a la fecha de publicación de la citada Ley, se encontraban interconectadas y operando en un COES. El procedimiento de transición consta de las siguientes partes:

a) Se determine el Ingreso Anterior de cada unidad generadora de la siguiente manera:

I) Se determine la potencia firme de las unidades generadoras con el procedimiento que se encontraba vigente a la fecha de publicación del presente Decreto Supremo.

Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas

- II) Se procede a valorizar la potencia firme obtenida en el numeral anterior, según el procedimiento de Determinación de los Ingresos Garantizados por Potencia Firme, de acuerdo a lo dispuesto en el Artículo 112 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas. Para este caso, se considera que la Potencia Firme Remunerable de cada unidad generadora es igual a su Potencia Firme. Al valor resultante se le denominará Ingreso Anterior.
- b) Se determina el Ingreso Nuevo de cada unidad generadora de la siguiente manera:
- I) Se determine la potencia firme de las unidades generadoras con el procedimiento establecido en el Artículo 110 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas
- II) Se procede a valorizar la potencia firme obtenida en el numeral anterior, según lo dispuesto en el Artículo 112 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas. Al valor resultante se le denominará Ingreso Nuevo.
- c) Los montos mensuales del Ajuste Transitorio serán determinados según el siguiente procedimiento:
- I) Para cada unidad generadora se determine el Efecto Bruto como la diferencia de su Ingreso Nuevo menos su Ingreso Anterior. Las unidades cuyo Efecto Bruto sea positivo, se denominaran Aportantes y en las que sea negativo se denominaran Acreedoras.
- II) Las unidades cuyo Efecto Bruto sea positivo y supere el 2% del Ingreso Anterior estarán sujetas al procedimiento transitorio y aportaran a la "Cuenta de Ajuste" como máximo la diferencia entre su Ingreso Nuevo menos el 102% de su Ingreso Anterior.
- III) Las unidades cuyo Efecto Bruto sea negativo e inferior al -2% del Ingreso Anterior, estarán sujetas al procedimiento de transición y serán acreedoras de la "Cuenta de Ajuste" hasta un máximo igual a la diferencia entre el Ingreso Nuevo menos el 98% del Ingreso Anterior, siempre que tengan contratos con el mercado regulado por un mínimo del 10% de su potencia firme.
- IV) En caso que las Acreencias a que se refiere el numeral III) que antecede, sean inferiores a los Aportes definido en el numeral II) que antecede, se elevará el límite de retención del 2% para las Aportantes hasta que el nuevo Aporte Total iguale al total de las Acreencias.
- V) El factor de reparto de la "Cuenta de Ajuste" para las unidades Acreedoras, será igual a la suma del valor absoluto de su acreencia mas el producto de su potencia contratada con el mercado regulado por el precio básico de la potencia en el mes de evaluación. La potencia contratada con el mercado regulado de una empresa será asignada entre sus unidades generadoras en proporción a su potencia firme. El factor de reparto total de la "Cuenta de Ajuste" es igual a la suma de los factores de reparto de todas las unidades acreedoras.
- VI) El Ajuste Transitorio para las unidades generadoras Aportantes, será igual al negativo del dinero aportado a la "Cuenta de Ajuste".
- VII) El Ajuste Transitorio para las unidades generadoras Acreedoras, será igual al producto del dinero total disponible en la "Cuenta de Ajuste" por el factor de reparto de la unidad y dividido entre el factor de reparto total de la "Cuenta de Ajuste".
- VIII) Al valor de la Transferencia de Potencia obtenido en el Artículo 109 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, se agregará el monto resultante del Ajuste Transitorio.
- d) Para efectos de la aplicación del presente Artículo, el factor por Incentivo al Despacho será igual a cero. El Ministerio definirá los procedimientos complementarios para la aplicación de este Artículo.

Artículo Tercero.- Fíjese los factores por Incentivo al Despacho y por Incentivo a la Contratación a que se refiere el literal d) del Artículo 111 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, según lo siguiente:

Período	Factor por Incentivo Al Despacho	Factor por Incentivo a la Contratación
---------	-------------------------------------	---

Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas

Primer año	0	5%
Segundo año	0	4%
Tercer año	0	3%
Cuarto año	0	2%
Quinto año	10%	2%
Sexto Año	20%	2%
Sétimo año y siguientes	30%	0%

Artículo Cuarto.- Las modificaciones de los Artículos 103, 109, 110, 111, 112, 113, 136 y 137 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas a que se refiere el Artículo Primero del presente Decreto Supremo, se aplicarán a partir del 1 de mayo de 1999, salvo lo dispuesto en la Cuarta Disposición Transitoria del presente Decreto Supremo.

Artículo Quinto.- El presente Decreto Supremo será refrendado por el Ministro de Energía y Minas.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Primera.- El COES adecuará los siguientes procedimientos y los presentará al Ministerio de Energía y Minas para su aprobación, según el cronograma que se detalla:

- a) Procedimiento de transferencia de potencia: 3 meses contados a partir de la fecha de publicación del presente Decreto Supremo.
- b) Procedimiento de transferencia de energía: 6 meses contados a partir de la fecha de publicación del presente Decreto Supremo.
- c) Procedimiento de operación: 9 meses contados a partir de la fecha de publicación del presente Decreto Supremo.

Segunda.- El período de vigencia de la primera fijación de los Factores de Distribución Horaria del Precio de Potencia a que se refiere el Artículo 113° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, será de 8 años.

Tercera.- Los procedimientos sobre transferencias de potencia y energía, así como compensaciones por el uso del Sistema Principal de Transmisión, vigentes a la fecha de publicación del presente Decreto Supremo, continuarán aplicándose hasta el 30 de abril de 1999.

Cuarta.- El COES y la Comisión de Tarifas de Energía, para la fijación de las tarifas de transmisión correspondientes a mayo de 1999, emplearán los procedimientos definidos en los Artículos 136° y 137° a que se refiere el Artículo Primero del presente Decreto Supremo.

Quinta.- El Margen de Reserva Firme Objetivo, definido en el Artículo 126° a que se refiere el Artículo Primero del presente Decreto Supremo, para las fijaciones de las tarifas de barra comprendidas en el período mayo de 1999 a octubre del 2000, será igual a 19% y 9.5% para el Sistema Interconectado Centro Norte (SICN) y Sistema Interconectado Sur (SIS), respectivamente. La Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad de punta para el mismo período será igual a 5% para ambos sistemas eléctricos.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los diecinueve días del mes de marzo de mil novecientos noventa y nueve.

ALBERTO FUJIMORI FUJIMORI
Presidente Constitucional de la República

DANIEL HOKAMA TOKASHIKI
Ministro de Energía y Minas

Fijan horas de regulación y probabilidad de excedencia mensual, horas de punta y margen de reserva a que se refiere el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas –Resolución Ministerial N° 470-99-EM-VME publicada con fecha 23.07.99

Lima, 22 de julio de 1999

CONSIDERANDO:

Que, mediante Decreto Supremo N° 004-99-EM, publicado el 20 de marzo de 1999, se modificaron, entre otros, los Artículos 110, 112 y 113 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM, estableciéndose parámetros y factores que deben ser fijados por el Ministerio de Energía y Minas;

Que, la aplicación del nuevo procedimiento de pago de la potencia definido en los Artículos 110, 111, 112 y 113 entró en vigencia a partir del primero de mayo de 1999, por lo que se hace necesario definir los parámetros y factores requeridos para la aplicación de dicho procedimiento;

De conformidad con el Decreto Ley N° 25962, Ley Orgánica del Sector Energía y Minas y el Decreto Legislativo N° 560, Ley del Poder Ejecutivo;

Con la opinión favorable del Viceministro de Energía;

SE RESUELVE:

Artículo 1.- Fijar las horas de regulación y la probabilidad de excedencia mensual de las centrales hidráulicas a que se refiere el inciso d) del Artículo 110 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, de acuerdo a la siguiente tabla:

Sistema	Horas de Regulación	Probabilidad de Excedencia
Interconectado		
Centro Norte (SICN)	8	98%
Sur (SIS)	5	95%
Nacional(SIN)	8	98%

Artículo 2.- Fijar las horas de punta del sistema eléctrico a que se refiere el inciso e) del Artículo 110 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, en el periodo comprendido entre las 17.00 y las 24.00 horas.

Artículo 3.- Fijar el Margen de Reserva a que se refiere el inciso e) del Artículo 112 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, de acuerdo a la siguiente tabla:

Periodo	SICN	SIS	SIN
Primer Año	50%	50%	-----
Segundo Año	50%	50%	-----

Tercer Año	-----	-----	45%
Cuarto Año	-----	-----	45%

Artículo 4.- Las disposiciones contenidas en la presente Resolución serán aplicadas a partir de la regulación tarifaria vigente.

Regístrese, comuníquese y publíquese.

DANIEL HOKAMA
Ministro de Energía y Minas

Modifican artículo 183° del Reglamento de la Ley de concesiones Eléctricas, para precisar los días hábiles – Decreto Supremo N° 033-99-EM publicada con fecha 23.08.99.

Lima, 20 de agosto de 1999

CONSIDERANDO:

Que, por Decreto Supremo N° 009-93-EM, se aprobó el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas;

Que, el Artículo 183° del Decreto Supremo N° 009-93-EM, establece que el cómputo de los plazos se realizará en días calendario, tanto para el usuario como para el concesionario sobre los reclamos;

Que, es necesario modificar el artículo precedente en el sentido de que el cálculo del plazo se efectúe en días hábiles y no en días calendario a fin de uniformizar los criterios que existen en los procedimientos administrativos de reclamaciones en las entidades reguladoras de los servicios públicos, en lo referente a la presentación de los reclamos así como su resolución;

De conformidad con lo dispuesto en el inciso 8) del Artículo 118° de la Constitución Política del Perú;

DECRETA:

Artículo 1.- Modifícase el Artículo 183° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM, con el texto siguiente: (El texto se encuentra inserto en el Reglamento).

Artículo 2.- Déjense sin efecto todas las disposiciones que se opongan al presente Decreto Supremo.

Artículo 3.- El presente Decreto Supremo será refrendado por el Ministro de Energía y Minas.

Modifican artículo del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, para adecuarlos a las nuevas funciones de la Comisión de Tarifas de Energía - Decreto Supremo N° 037-99-EM publicad0 con fecha 10.09.99.

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

CONSIDERANDO:

Que, mediante Decreto Supremo N° 056-93-EM, se aprobó el Reglamento de Transporte de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, en cuyo Título VII se normaron aspectos relacionados con la regulación del servicio público de distribución de gas por ductos;

Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas

Que, mediante Ley N° 27116 del 15 de mayo de 1999 se dispuso que la Comisión de Tarifas de Energía (CTE) es la responsable de fijar las tarifas de energía eléctrica y las tarifas de transporte de hidrocarburos líquidos por ductos, de transporte de gas natural por ductos y de distribución de gas natural por ductos;

Que, en consecuencia se hace necesario modificar determinados artículos del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM, a fin de adecuarlos a las nuevas funciones y requerimientos establecidos para la CTE, así como redistribuir las funciones fijadas en el Título VII del Decreto Supremo N° 056-93-EM entre las entidades que correspondan;

De conformidad con lo dispuesto en el inciso 8) del Artículo 118° de la Constitución Política del Perú;

DECRETA:

Artículo Primero.- Modifícase los Artículos 13, 14, 20, 22, 23 y 26 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, en la forma que a continuación se señala:

"Artículo 13.- Los miembros de la Comisión deberán actuar en el desempeño de sus funciones con criterio técnico e independencia, observando estrictamente la Ley de Concesiones Eléctricas y la Ley Orgánica de Hidrocarburos así como sus correspondientes reglamentos."

"Artículo 14.- La Comisión se encuentra conformada por un Consejo Directivo que ejerce las funciones de Directorio y una Secretaría Ejecutiva que ejerce funciones técnicas y administrativas de apoyo.

La representación de la Comisión la ejerce su Presidente, quien desempeñará funciones ejecutivas a tiempo completo y dedicación exclusiva, en razón de lo cual mantendrá relación de carácter laboral con este organismo sólo por el período que dure su designación como tal, y de conformidad con la política remunerativa de la entidad. Los demás miembros del Consejo Directivo no mantienen relación laboral con la entidad, correspondiéndoles la retribución ordinaria mensual fijada en el presente Reglamento por su asistencia a las sesiones del Consejo.

Corresponde al Presidente del Consejo Directivo, las siguientes funciones:

- a) Convocar y presidir las sesiones del Consejo Directivo;
- b) Señalar los asuntos que deben ser sometidos a consideración del Consejo Directivo;
- c) Emitir las resoluciones y los acuerdos aprobados por el Consejo, velando por su cumplimiento;
- d) Suscribir conjuntamente con el Secretario Ejecutivo, las escrituras públicas y privadas, así como la memoria, el balance general y el estado de gestión correspondientes al ejercicio anual, aprobados por el Consejo Directivo;
- e) Proponer ante el Consejo Directivo la contratación del Secretario Ejecutivo y de los asesores externos de la Presidencia y del propio Consejo;
- f) Autorizar la contratación del personal de la Secretaría Ejecutiva;
- g) Supervigilar, en general, todas las actividades de la Comisión; y,
- h) Ejercer las demás funciones que le delegue o le encargue el Consejo Directivo."

"Artículo 20.- La Secretaría Ejecutiva de la Comisión estará integrada por un máximo de 20 trabajadores, 14 de los cuales deberán ser profesionales altamente calificados y de estos últimos, uno cumplirá las funciones de Auditoría Interna. El régimen laboral de dicho personal será el de la actividad privada."

"Artículo 22.- Adicionalmente a las funciones señaladas en el Artículo 15 de la Ley, el Consejo Directivo deberá:
(...)"

k) Fijar, revisar y modificar las tarifas correspondientes al transporte por ductos y distribución por red de ductos de gas natural, rigiéndose para el efecto por el Decreto Supremo N° 056-93-EM y el Decreto Supremo N° 25-94-EM, modificatorias y complementarias.

l) Dirimir, a solicitud de parte, los conflictos que podrían presentarse sobre la determinación de la tarifa de transporte y distribución por red de ductos."

"Artículo 23.- Adicionalmente a las funciones señaladas en el Artículo 18 de la Ley, la Secretaría Ejecutiva deberá: (...)

f) Elaborar los estudios para el cumplimiento del inciso k) del Artículo anterior."

"Artículo 26.- Todas las empresas dedicadas a las actividades eléctricas, al transporte por ductos y distribución por red de ductos de gas natural, los usuarios, las autoridades regionales, locales y fiscales, están obligados a cumplir las resoluciones de la comisión, en lo que les concierne."(*)RECTIFICADO POR FE DE ERRATAS

Artículo Segundo.- Modifícase o déjense en suspenso, en su caso, las disposiciones que se opongan a lo dispuesto en el presente Decreto Supremo, quedando derogado el Título VII del D.S. N° 056-93-EM.

Artículo Tercero.- El presente Decreto Supremo será refrendado por el Ministro de Economía y Finanzas y por el Ministro de Energía y Minas.

Dado en la casa de Gobierno, en la ciudad de Lima, a los ocho días del mes de setiembre de mil novecientos noventa y nueve.

Aprueban Norma Técnica de Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados – Resolución Directoral N° 049-99-EM/VME publicada con fecha 05.12.99.

Lima, 29 de noviembre de 1999

CONSIDERANDO:

Que, el Artículo 32° del Decreto Ley N° 25844, la Ley de Concesiones Eléctricas, señala que los concesionarios de generación y de transmisión, cuando integren un Comité de Operación Económica del Sistema –COES- , están obligados a operar sus instalaciones de acuerdo a las disposiciones que emita dicho Comité;

Que, el inciso c) del Artículo 40° de la Ley de Concesiones Eléctricas, dispone que el funcionamiento del COES se regirá por las disposiciones que para tal efecto señale el Reglamento de la ley de Concesiones Eléctricas , contemplando para ello, entre otros, los procedimientos para la optimización de la operación;

Que, el Artículo 92° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM y modificado por el Decreto Supremo N° 006-98-EM, dispone que la operación en tiempo real de las unidades generadoras y los sistemas de transmisión de un sistema interconectado, será efectuada directamente por los titulares;

Que, el tercer párrafo del artículo antes citado dispone, que la operación del sistema será coordinada por el Coordinador de la Operación del Sistema de acuerdo a lo que señale el estatuto del COES y a las normas que la Dirección General de Electricidad establezca para la coordinación de las operaciones del COES en tiempo real;

Que, en cumplimiento de lo señalado en el considerando que antecede es necesario emitir la Norma Técnica de Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados, a fin de permitir la coordinación de las operaciones del COES en tiempo real;

Estando a lo dispuesto por el Artículo 92° y 239° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM, Decreto Ley N° 25962 – Ley Orgánica del Ministerio de Energía y Minas y el Decreto Legislativo N° 560 – Ley del Poder Ejecutivo;

SE RESUELVE:

Artículo 1.- Aprobar la Norma Técnica de Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados, la misma que forma parte integrante de la presente Resolución.

Artículo 2.- La presente Resolución entrará en vigencia al día siguiente de su publicación.

LUIS NICHÓ DÍAZ
Director Gerente (e)
Dirección General de Electricidad

NORMA TÉCNICA PARA LA COORDINACIÓN DE LA OPERACIÓN EN TIEMPO REAL DE LOS SISTEMAS INTERCONECTADOS

- I. OBJETIVOS
- II. BASE LEGAL
- III. ALCANCES
- IV. NORMAS REGLAMENTARIAS DE LA OPERACIÓN EN TIEMPO REAL

TÍTULO PRIMERO

- 1.0 Disposiciones Generales
 - 1.1 Obligaciones y Responsabilidades.
 - 1.2 Del Coordinador del Sistema.
 - 1.3 De los Integrantes del Sistema

TÍTULO SEGUNDO

- 2.0 Información de los Integrantes
 - 2.1 En tiempo diferido.
 - 2.2 En tiempo real.

TÍTULO TERCERO

- 3.0 Información del Coordinador.

TÍTULO CUARTO

- 4.0 De los programas de operación
 - 4.1 Programas de Mediano Plazo.
 - 4.2 Programas de Corto Plazo.
 - 4.3 Reprogramación de la Operación.

TÍTULO QUINTO

- 5.0 De la Operación en Tiempo Real
 - 5.1 Reserva rotante.
 - 5.2 Sobrecarga de Equipos.
 - 5.3 Regulación de Tensión.
 - 5.4 Regulador de Frecuencia.
 - 5.5 Coordinación de Maniobras.

- 5.6 Reprogramación o Coordinación defectuosas.
- 5.7 Salida Intempestiva de Equipos.
- 5.8 Diferencia entre la demanda real y programada.
- 5.9 Incremento o disminución de caudales.

TITULO SEXTO

- 6.0 Del Racionamiento y rechazo de la Carga.
 - 6.1 Racionamiento.
 - 6.2 Rechazos automáticos de carga

TÍTULO SÉTIMO

- 7.0 De los estados de alerta, emergencia y recuperación.
 - 7.1 Situaciones de alerta y emergencia.
 - 7.2 Recuperación del Sistema.

TÍTULO OCTAVO

- 8.0 Del análisis posterior a la operación del Sistema.

DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

DISPOSICIONES FINALES

ANEXO 1°

NORMA TÉCNICA PARA LA COORDINACIÓN DE LA OPERACIÓN EN TIEMPO REAL DE LOS SISTEMAS INTERCONECTADOS

I. OBJETIVOS

La presente norma tiene como objetivo establecer obligaciones para los integrantes de un sistema interconectado y para el Coordinador de la Operación del Sistema, con relación a los procedimientos de operación en tiempo real del sistema.

II. BASE LEGAL

- Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 2°, 9°, 31°, 32°, 39°, 40°, 41° y 102° y aquellos que resulten aplicables.
- Decreto Supremo N° 009-93-EM – Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas y aquellos que lo modifican (Artículos 58°, 80° al 83°, 91° al 99°, 196°, 201°, 202°, 239° y aquellos que resulten aplicables.
- Decreto Supremo N° 020-97-EM – Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

III. ALCANCES

Son alcances en la presente norma:

- a) Establecer los criterios y procedimientos que se deben seguir para la operación en tiempo real de los sistemas eléctricos interconectados;
- b) Establecer las obligaciones de los integrantes de un sistema interconectado relacionadas con la operación de sus instalaciones, y con la información necesaria para realizar la coordinación, supervisión y control del sistema, la que debe ser transferida al Coordinador de la Operación del Sistema, a la Dirección de Operación del COES (DOCOES) y/o a otros integrantes; incluyendo su forma y oportunidad de entrega;
- c) Establecer las obligaciones del Coordinador de la Operación del Sistema relacionadas con la operación del sistema y con la información que deben transferir a los integrantes y a los organismos normativos, fiscalizadores y reguladores del sector; incluyendo su forma y oportunidad de entrega.

IV. NORMAS REGLAMENTARIAS DE LA OPERACIÓN EN TIEMPO REAL

TÍTULO PRIMERO

1.0 DISPOSICIONES GENERALES

Cuando en el texto de esta norma se empleen los términos "Ley" y "Reglamento", "Norma", "Dirección", "OSINERG" y "Coordinador" se debe entender que se refieren a la Ley de Concesiones Eléctricas, su Reglamento, a la Norma Técnica para la Coordinación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados, a la Dirección General de Electricidad, al Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y al Coordinador de la Operación del Sistema, respectivamente.

1.1 OBLIGACIONES Y RESPONSABILIDADES

- 1.1.1 En un sistema interconectado, todos los titulares de generación que operen conectados eléctricamente al sistema, titulares de redes de transmisión titulares de redes de distribución, los clientes libres y el Coordinador de la Operación del Sistema (Coordinador) están obligados a operar sus instalaciones y a suministrar la información necesaria para coordinar la operación del sistema en la oportunidad, manera y forma que se señalan en la Norma.
- 1.1.2 La empresa o empresas en cuya representación actúa el Coordinador, son pasibles de las sanciones a que hubiere lugar por el mal servicio y/o el incumplimiento, por parte del Coordinador, de la Ley, su Reglamento, la Norma y los Procedimientos Operativos aprobados por el COES. Las sanciones pecuniarias por cada ocurrencia serán definidas

1.2 DEL COORDINADOR DEL SISTEMA

- 1.2.1. El Coordinador es responsable de la coordinación de la operación en tiempo real del sistema, a que se refiere el Artículo 92° del Reglamento, e informará permanentemente al Directorio del COES. La actividad de coordinación se desarrolla a las 24 horas del día, de todos los días del año.
- 1.2.2. El Coordinador contará entre su personal con un jefe de coordinación, ingenieros coordinadores de turno, ingenieros analistas, personal de apoyo idóneo a dedicación exclusiva y las instalaciones y equipos necesarios para realizar sus funciones.
- 1.2.3. El jefe de coordinación es responsable por la marcha de dicho organismo. Es designado por el representante de los titulares del sistema principal de transmisión.

- 1.2.4. El Coordinador contará en todo momento con, por lo menos, un ingeniero coordinador de turno, encargado de coordinar la operación en tiempo real de las instalaciones del sistema en coordinación con los integrantes. El ingeniero coordinador de turno reporta al jefe de coordinación.
- 1.2.5. Las funciones del Coordinador son, entre otras:
- a) Supervisar y coordinar con los integrantes la operación en tiempo real del sistema, siguiendo el Programa de Operación Diario o su reprogramación;
 - b) Requerir al DOCOES la reprogramación de la operación del sistema;
 - c) Adecuar la configuración del sistema para permitir su operación económica y segura que, en lo posible, debe ser la recomendada por la DOCODES en el Programa de Operación Diario o su reprogramación;
 - d) Coordinar acciones para garantizar la seguridad del sistema y la calidad del servicio;
 - e) Supervisar, en tiempo real: La reserva rotante, la frecuencia, el perfil de tensiones, los flujos de potencia activa y reactiva, etc., en instalaciones o equipos vinculados al sistema. Asimismo, recabar información, en tiempo diferido, de los caudales y niveles de los embalses para las centrales térmicas.
 - f) Coordinar y supervisar la ejecución de toda actividad que conlleve a un cambio del estado de los equipos y dispositivos del sistema eléctrico;
 - g) Dirigir el restablecimiento del sistema luego de producida una perturbación;
 - h) Delegar en un integrante, la coordinación de la operación en tiempo real de un área por un período definido. La delegación debe quedar claramente registrada por el emisor y receptor;
 - i) Registrar, evaluar y difundir la información de la operación en tiempo real del sistema;
 - j) Informar a la DOCODES la ejecución del programa de operación diario.

1.3 DE LOS INTEGRANTES DEL SISTEMA

- 1.3.1. Los integrantes del sistema contarán necesariamente con un Centro de Control para la operación en tiempo real de sus instalaciones, quienes están obligados a cumplir las disposiciones del Coordinador y contarán con los recursos humanos y materiales necesarios para operar físicamente sus instalaciones, adquirir información del sistema automáticamente y para coordinar e intercambiar información en tiempo real con el Coordinador.
- 1.3.2. Los Centros de Control deben contar en todo momento con, por lo menos, un supervisor de turno, encargado de operar las instalaciones del integrante siguiendo las disposiciones del Coordinador. Asimismo, deben contar con un responsable único de la operación del Centro, en calidad de jefe del Centro de Control, nombrado ante el Coordinador.
- 1.3.3. Los integrantes del sistema, a través de sus respectivos Centros de Control, son responsables de la seguridad de las personas y la de sus instalaciones.

TÍTULO SEGUNDO

2.0 INFORMACIÓN DE LOS INTEGRANTES

2.1 EN TIEMPO DIFERIDO

2.1.1 Los titulares de generación que operen conectados al sistema presentarán al Coordinador, con copia a la DOCODES, en la forma y plazos que el Coordinador establezca, la siguiente información:

- a) La potencia efectiva por unidad y consumo propio por central;
- b) Las características técnicas de centrales, unidades de generación, líneas, transformadores y equipos de medición;
- c) Las características de los sistemas de protección y maniobra;
- d) El tiempo de arranque desde la parada fría hasta el sincronismo; el tiempo desde el sincronismo hasta la plena carga; y el tiempo mínimo requerido entre la parada y el re arranque, para cada unidad en condiciones normales y en condiciones de emergencia;
- e) En caso de centrales térmicas, las características del sistema de aprovisionamiento y almacenamiento de combustibles; los consumos específicos medios, y los consumos específicos para distintos niveles de carga por cada unidad;
- f) En caso de centrales hidráulicas, las características de los sistemas de embalse; los tiempos de desplazamiento del agua en su cauce o en canales de conducción; la relación de conversión m³/kWh en función del nivel de las presas; niveles mínimo y máximo de turbinales; series históricas de caudales, etc;
- g) La programación de mantenimiento de equipos e instalaciones;
- h) Los despachos de carga previstos;
- i) Las curvas de capacidad de los generadores;
- j) Características de regulación de frecuencia (estatismos, banda muerta, parámetros del modelo y su función de transferencia);
- k) Los sistemas de desconexión automática de generación (DAG);
- l) Sobrecargas admisibles de sus equipos;
- m) La información técnica adicional que el Coordinador y la DOCODES requieran.

2.1.2 Los titulares de redes de transmisión deben presentar al Coordinador, con copia a la DOCODES, en la forma y plazos que el Coordinador establezca, la siguiente información:

- a) La configuración de las subestaciones;
- b) Las características técnicas de líneas, transformadores, equipos de compensación reactiva y equipos de medición, etc., que posean;
- c) Las características de los sistemas de protección, control y maniobra (lógica local, enclavamientos, sincronización, etc.);
- d) La programación de mantenimiento de equipos e instalaciones;
- e) La información técnica adicional que el Coordinador y la DOCODES requieran.

- 2.1.3 Los titulares de redes de distribución y los clientes libres deben presentar al Coordinador, con copia a la DOCODES, en la forma y plazos que el Coordinador establezca, la siguiente información:
- a) La configuración de las subestaciones y redes que posean;
 - b) Las características técnicas de líneas, transformadores, equipos de compensación reactiva y equipos de medición;
 - c) Las características de los sistemas de protección y maniobra, incluidos los sistemas de rechazo de carga;
 - d) La programación de mantenimiento de equipos e instalaciones;
 - e) Los pronósticos de la demanda mensual de potencia y energía en cada barra de compra para los próximos doce meses;
 - f) La información técnica adicional que el Coordinador y la DOCODES requieran.
- 2.1.4 Todo cambio de la información a que se refiere esta sección, debe ser comunicada al Coordinador, con copia a la DOCODES, con dos (2) semanas de anticipación y ratificada en el momento del cambio.

2.2 EN TIEMPO REAL

- 2.2.1 Los titulares de generación que operen conectados al sistema presentarán al Coordinador, en tiempo real y en la forma que éste establezca, la siguiente información:
- a) La posición de los seccionadores de las subestaciones;
 - b) La posición de los interruptores;
 - c) En caso de centrales térmicas, el combustible almacenado;
 - d) En caso de centrales hidráulicas, los caudales y los niveles de las presas;
 - e) Los niveles de tensión en bornes de generación y en barras;
 - f) Las potencias activa y reactiva de cada generador y transformador;
 - g) Las señales de alarma de centrales, subestaciones, generadores y transformadores con el detalle que el Coordinador establezca;
 - h) La información técnica adicional que el Coordinador requiera.
- 2.2.2 Los titulares de redes de transmisión deben presentar al Coordinador, en tiempo real y en la forma que éste establezca, la siguiente información:
- a) La posición de los seccionadores de las subestaciones;
 - b) La posición de los interruptores;
 - c) La posición de los taps de los transformadores;
 - d) Los niveles de tensión en barra;
 - e) Las potencias activa y reactiva de las líneas y transformadores;
 - f) La potencia reactiva de equipos de compensación reactiva inductiva/capacitiva;
 - g) Las señales de alarma de subestaciones, líneas, transformadores y equipos de compensación reactiva, con el detalle que el Coordinador establezca;
 - h) La información técnica adicional que el Coordinador requiera.

- 2.2.3 Los titulares de redes de distribución y los clientes libres presentarán al Coordinador, en tiempo real y en la forma que éste establezca, la información sobre la operación de sus instalaciones que el Coordinador considere que pueda afectar la calidad del servicio o la seguridad del sistema;
- 2.2.4 Para llevar a cabo la transferencia de información a que se refiere esta sección, los integrantes del sistema deben enlazar sus respectivos Centros de Control, a través de un sistema de comunicaciones confiable y compatible con el del Coordinador, adaptándose a su protocolo de

TÍTULO TERCERO

3.0 INFORMACIÓN DEL COORDINADOR

- 3.0.1. El Coordinador establecerá la referencia horaria para el registro de todos los eventos y actividades vinculadas con la operación en tiempo real del sistema utilizando información de tipo satelital. Los integrantes del sistema y la DOCODES están obligados a usar esta referencia.
- 3.0.2. El Coordinador está obligado a suministrar oportunamente, a la DOCODES, toda la información que ésta requiera para evaluar, programar o reprogramar la operación del sistema. Asimismo, el Coordinador está obligado a poner a disposición de la DOCODES, en tiempo real, la información relacionada con la operación del sistema que ésta requiera. Para la transferencia de información en tiempo informático con el del Coordinador, a través de un sistema de comunicaciones confiable y compatible con el del Coordinador, el sistema de la DOCODES debe adaptarse al protocolo de comunicaciones del Coordinador.
- 3.0.3. El Coordinador dará acceso a la DOCODES y a los integrantes del sistema, a la siguiente información:
- a) El despacho real de las unidades de generación: potencia activa y reactiva;
 - b) Los costos marginales, costos diarios de operación/raconamiento del sistema;
 - c) Las perturbaciones ocurridas;
 - d) Las horas de salida y reconexión de equipos por mantenimiento/falla;
 - e) Las horas de orden de arranque/parada y las de ingreso/salida de unidades;
 - f) Las disposiciones de reprogramación de la operación del sistema;
 - g) Las disposiciones de regulación de tensión, frecuencia, etc;
 - h) El registro de la frecuencia;
 - i) Otra información técnica adicional que sea requerida por el COES.
- 3.0.4. Cuando se produzca un hecho que origine las interrupciones de suministro a más del cinco por ciento (5%) de la demanda del sistema, el Coordinador elevará un informe preliminar sobre su ocurrencia, al Ministerio de Energía y Minas, a la Dirección y al OSINERG, con copia a la DOCOES, dentro de las dos (2) horas de ocurrido. Este informe será ampliado y sustentado ante dichos organismos, por el COES, dentro de las cuarenta y ocho (48) horas de producido el evento.

TÍTULO CUARTO

4.0 DE LOS PROGRAMAS DE OPERACIÓN

4.1 PROGRAMAS DE MEDIANO PLAZO

- 4.1.1. El Programa de Operación Anual y el Programa de Operación Mensual elaborados por la DOCODES, serán remitidos a los integrantes del sistema y al Coordinador, por vía electrónica, pudiendo utilizarse fax solamente en caso de desperfecto;
- a) El Programa de Operación Anual: Será entregado antes de finalizar la primera quincena de octubre de cada año. Este programa comprende el período enero – diciembre del siguiente año;
 - b) El Programa de Operación Mensual con un horizonte de programación anual: Será entregado con una anticipación mínima de 32 horas a la entrada en vigencia del programa. Este programa comprende el programa anual de operación a partir del mes calendario siguiente.

4.2 PROGRAMAS DE CORTO PLAZO

- 4.2.1. El Programa de Operación Semanal y el Programa de Operación Diario elaborados por la DOCODES, serán remitidos por vía electrónica a los integrantes del sistema y al Coordinador, pudiendo utilizarse fax solamente en caso de desperfecto:
- a) El Programa de Operación Semanal (y de ser el caso, la actualización del Programa de Operación Mensual): Será entregado antes de las 17:00 horas del penúltimo día hábil de cada semana. Este programa comprende el período sábado – viernes siguiente.
 - b) El Programa de Operación Diario (y de ser el caso, la actualización del Programa de Operación Semanal): Será entregado antes de las 14:00 horas de cada día; y, de ser necesario, un ajuste a dicho programa antes de las 22:00 horas del mismo día, que incluirá el resultado de la operación de ese día en horas de máxima demanda. Este programa comprende el período 00:00 – 24:00 horas del día siguiente.

4.3 REPROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN

- 4.3.1 El sistema interconectado opera, en tiempo real, bajo las disposiciones del Coordinador, siguiendo el Programa de Operación Diario. Sin embargo, este programa podrá ser reformulado bajo las condiciones y criterios que se definen en el numeral 4.3.3. La reprogramación será efectuada por la DOCODES o por el Coordinador. En el caso que, respondiendo a una misma circunstancia, ambos realicen la reprogramación, tendrá prioridad la que emitió la DOCODES de acuerdo de acuerdo a los plazos que se establece en 4.3.2.
- 4.3.2 Cuando la reprogramación es efectuada por la DOCODES, ésta tiene la obligación de enviarla al Coordinador y a los integrantes del sistema en un plazo máximo de dos (2) horas. La reprogramación, en todos los casos, entrará en vigor en un plazo máximo de una (1) hora luego de haber sido recibida por el Coordinador.
- 4.3.3 El COES elaborará los Procedimientos Operativos donde se fijan los criterios y condiciones bajo los cuales se debe reformular el Programa de Operación Diario. Estos procedimientos deben ser aprobados por el Ministerio de Energía y Minas.
- 4.3.4 En todos los casos, la reprogramación será remitida a todos los integrantes del sistema vía electrónica o por fax solo en casos de desperfecto. La reprogramación reemplaza, para todos los efectos al Programa

de Operación Diario desde su puesta en vigencia del Coordinador, hasta las 24:00 horas del mismo día. Los integrantes del sistema están obligados a cumplir la reprogramación.

TÍTULO QUINTO

5.0 DE LA OPERACIÓN EN TIEMPO REAL

- 5.0.1. El Coordinador es el responsable de coordinar la operación en tiempo real del sistema interconectado. La operación en tiempo real del sistema incluye:
- a) las tareas de ejecución de la programación de corto plazo del sistema interconectado o su reprogramación;
 - b) La supervisión y control del suministro de electricidad a las empresas distribuidoras y a los clientes libres, resguardando de la calidad del servicio y seguridad del sistema;
 - c) La operación del sistema fuera de la programación en los estados de alerta y emergencia y/o mientras no se disponga de programas actualizados; y
 - d) La ejecución de las maniobras necesarias que permitan mantener el sistema con parámetros eléctricos dentro de las tolerancias especificadas por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.
- 5.0.2. Luego de haber transcurrido los estados de alerta y emergencia y, mientras no se disponga de programas de operación actualizados, el Coordinador dirigirá la operación del sistema, considerando, en lo posible, criterios de operación a mínimo costo y observando los procedimientos operativos del COES.

5.1 RESERVA ROTANTE

- 5.1.1. El COES establecerá la reserva rotante, fijando el valor máximo de riesgo de falla para la operación del sistema.
- 5.1.2. El OSINERG fiscalizará que el riesgo de falla del sistema, en todo momento, sea inferior al valor máximo fijado de acuerdo al párrafo anterior.

5.2 SOBRECARGA DE EQUIPOS

- 5.2.1. En tiempo real, los integrantes del sistema supervisarán que sus equipos operen dentro de los límites de carga informados al Coordinador y a la DOCODES.
- 5.2.2. En caso de detectarse una sobrecarga que exceda los límites fijados por un equipo determinado de un integrante, éste le comunicará al Coordinador, quien dispondrá las medidas necesarias para reducir la carga del equipo. El integrante informará, en cada caso, el valor de la sobrecarga admisible y el tiempo máximo admitido en las condiciones existentes en ese momento.

5.3 REGULACIÓN DE TENSIÓN

- 5.3.1. Todos los integrantes del sistema están obligados a proveer los equipos necesarios para la supervisión de los niveles de tensión en sus respectivas instalaciones.

- 5.3.2. Los niveles de tensión en las barras de los sistemas de distribución serán regulados directamente por sus titulares.
- 5.3.3. Los integrantes del sistema están obligados a suministrar la potencia reactiva inductiva o capacitiva solicitada por el Coordinador, hasta los límites de capacidad de sus equipos, para mantener los niveles adecuados de tensión.
- 5.3.4. El Coordinador es responsable de supervisar y controlar los niveles de tensión en las barras del sistema de transmisión. En el estado normal, la tensión de las barras de carga se mantiene dentro del $\pm 2.5\%$ de su tensión de operación.
- 5.3.5. El COES establecerá las tensiones de operación a ser controladas en las barras de los sistemas de transmisión sobre la base de estudios especializados. Estas tensiones no deben exceder los rangos de operación especificados para el estudio normal.
- 5.3.6. El COES, mediante un estudio, establecerá las prioridades y los procedimientos para reducir o elevar manualmente las tensiones de barra.
- 5.3.7. El Coordinador puede disponer la puesta en servicio de las unidades de reserva no-sincronizada para elevar la tensión de una barra de carga cuando ésta es inferior al 97.5% de su tensión en operación; y disponer el rechazo de carga para elevar tensiones, cuando las barras de carga operan a tensiones inferiores al 95% de su tensión en operación.
- 5.3.8. Tratándose de una barra de entrega, la tensión se ajusta a las tolerancias especificadas en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

5.4 REGULACIÓN DE FRECUENCIA

- 5.4.1. Los titulares de generación son responsables por la regulación de la frecuencia del sistema bajo las directivas del Coordinador.
- 5.4.2. Las unidades asignadas a la regulación primaria y secundaria de frecuencia operan de acuerdo a los procedimientos establecidos por el COES, a los cuales se sujetan las disposiciones del Coordinador.
- 5.4.3. De contarse con un Sistema de Control Automático de Generación, éste efectúa la regulación primaria y secundaria de frecuencia.
- 5.4.4. La frecuencia del sistema se ajusta a las tolerancias especificadas en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, para los indicadores:
 - a) Variaciones Sostenidas de Frecuencia
 - b) Variaciones Súbitas de Frecuencia
 - c) Integral de Variaciones Diarias de Frecuencia.
- 5.4.5. Si las Variaciones Sostenidas de Frecuencia exceden tolerancia en un momento dado, el Coordinador dispondrá inmediatamente las medidas correctivas necesarias para mantener la frecuencia dentro de las tolerancias.
- 5.4.6. Si el error acumulado de frecuencia, en un momento determinado del día, excede las tolerancias especificadas para la Integral de Variaciones Diarias de Frecuencia, el Coordinador establecerá una estrategia de recuperación y la implementará. En ningún caso, las frecuencias de recuperación, establecidas como parte de esta estrategia, determinarán que las tolerancias para los otros indicadores sean excedidas.
- 5.4.7. El Coordinador registrará, adicionalmente, la Integral de Variaciones de Frecuencia Semanales, Mensuales y Anuales.

5.5 COORDINACIÓN DE MANIOBRAS

- 5.5.1 El Coordinador dispondrá la ejecución de toda maniobra que involucre equipos de generación y transmisión; así como de aquellos equipos de distribución o de clientes libres que el Coordinador considere necesario.
- 5.5.2 Las maniobras requeridas por los integrantes del sistema, por mantenimiento o pruebas, se sujetarán a aquellas incluidas en el Programa de Operación Diario. Se exceptúan las maniobras necesarias para efectuar mantenimientos correctivos de fuerza mayor.
- 5.5.3 El Coordinador definirá la secuencia de maniobras de las instalaciones de los integrantes del sistema en coordinación con éstos y la DOCODES. Los integrantes del sistema, son responsables de ejecutar las maniobras dispuestas y/o autorizadas por el Coordinador, en coordinación con éste. Toda maniobra se efectuará considerando la seguridad de personas y equipos.
- 5.5.4 La comunicación entre el Coordinador y los integrantes del sistema, o viceversa, debe contener, en forma explícita, lo siguiente:
 - a) El nombre de la entidad y persona que emite la comunicación;
 - b) La identificación del equipo involucrado, si es el caso;
 - c) La disposición correspondiente;
 - d) La hora en que debe ejecutarse;
 - e) La hora en que se imparte.
- 5.5.5. Toda disposición o información operativa se emitirá principalmente a través de teléfonos siempre con grabación permanente. De ser requerida, se emitirá la disposición o su confirmación por escrito.
- 5.5.6. El supervisor de turno del integrante del sistema que reciba oralmente una disposición del Coordinador, la repetirá para asegurar al emisor la recepción clara de la disposición. Tratándose de códigos, siglas u otras construcciones similares, en un mensaje hablado se utilizará el código fonético internacional.
- 5.5.7. Mediante un estudio, el COES establecerá las secuencias para conexión y desconexión de líneas y los correspondientes procedimientos de coordinación entre el Coordinador y los integrantes.

5.6 REPROGRAMACIÓN O COORDINACIÓN DEFECTUOSA

- 5.6.1. La reprogramación de la operación del sistema y las disposiciones operativas del Coordinador, deben considerar: la seguridad de las personas, las limitaciones propias de equipos e instalaciones, la seguridad del sistema y la integridad tanto de las instalaciones como de la propiedad de terceros, por lo que los integrantes del sistema deben verificar inmediatamente que la reprogramación o tales disposiciones, no vulneren dichas consideraciones.
- 5.6.2. De comprobarse inminentes vulneraciones, cualquier integrante las deberá comunicar inmediatamente al Coordinador para su corrección con copia a la DOCODES, por vía electrónica o por fax en casos excepcionales. Simultáneamente, remitirán copia de la reclamación a los demás integrantes por el mismo medio.
- 5.6.3. El Coordinador evaluará inmediatamente la reclamación; aceptándola o rechazándola, sustentando su decisión a todos los integrantes por vía electrónica o excepcionalmente por fax. De aceptarla, corregirá inmediatamente sus disposiciones y/o requerirá la reprogramación a la DOCODES.

5.7 SALIDA INTEMPESTIVA DE EQUIPOS

- 5.7.1. Cuando una unidad sale intempestivamente, el Coordinador evaluará el déficit producido y dispondrá incrementar, en esa magnitud, la generación de las unidades de la reserva rotante de menor costo variable, preferentemente.
- 5.7.2. Cuando un equipo de transmisión que enlaza centros de generación, sale de operación intempestivamente, el Coordinador evaluará el déficit o exceso de generación en cada área y procederá del siguiente modo:
- a) para el área con déficit, dispondrá preferentemente incrementar la generación de las unidades de la reserva rotante de menor costo variable;
 - b) Para el área con exceso, dispondrá preferentemente disminuir la generación de las unidades de mayor costo variable. Quedan exceptuados las unidades térmicas las unidades térmicas que operan por despacho de energía. Una unidad térmica opera por despacho de energía cuando, por optimización del despacho, permite aumentar los niveles de los embalses de centrales hidráulicas.
- 5.7.3. En ambos casos, el integrante del sistema cuyo equipo salga de operación, comunicará al Coordinador el tiempo previsto de su indisponibilidad. Si su disponibilidad es inmediata, el Coordinador dispondrá su reconexión. Si no lo es, el Coordinador tomará las medidas correctivas que el caso amerita, informando sobre el hecho inmediatamente a la DICODES quien evaluará el estado del sistema y, de ser necesario, realizará la reprogramación de la operación del sistema para las horas restantes del día.

5.8 DIFERENCIA ENTRE LA DEMANDA REAL Y PROGRAMADA

5.8.1 Cuando la demanda real es mayor o menor que la programada, el Coordinador dispondrá variar el despacho de generación considerando criterios de seguridad y observando, en lo posible, los procedimientos operativos del COES sobre operación a mínimo costo. En ambos casos, y dependiendo de la diferencia entre la demanda real y la programada, el Coordinador comunicará inmediatamente a la DICOES la necesidad de reprogramación de la operación del sistema para las horas restantes del día considerando por lo menos un alcance semanal.

5.9 INCREMENTO O DISMINUCION DE CAUDALES

- 5.9.1 Cuando los caudales de las centrales de pasada aumentan, el Coordinador puede variar el despacho de generación considerando criterios de seguridad y de operación a mínimo costo, del modo siguiente:
- a) Si operan centrales hidráulicas y térmicas, dispondrá incrementar la generación de las centrales de pasada y disminuir la de las unidades térmicas considerando la operación del sistema a mínimo costo;
 - c) Si sólo operan centrales hidráulicas, dispondrá incrementar la generación de las centrales de pasada y disminuir la de aquellas con regulación diaria y semanal hasta que alcancen la condición de vertimiento. Alcanzado el vertimiento por una central, dispondrá el incremento de la generación de todas las que han alcanzado esta condición y las de pasada, en proporción a la potencia que podría generarse por los caudales que se verterían y de los caudales de las de pasada, para cada central respectivamente;
 - c) En condiciones de sobre oferta hidráulica, el Coordinador disminuirá la generación de todas las unidades hidráulicas en forma proporcional a su potencia efectiva considerando sus restricciones operativas.

En todos los casos, el Coordinador comunicará inmediatamente a la DOCOES la necesidad de efectuar una reprogramación de la operación del sistema para las horas restantes del día considerando para ello, por lo menos, un alcance semanal.

5.9.2 Cuando disminuyan significativamente los caudales de centrales hidráulicas, el Coordinador comunicará inmediatamente a la DOCOES la necesidad de efectuar una reprogramación de la operación del sistema.

TÍTULO SEXTO

6.0 DEL RACIONAMIENTO Y RECHAZO DE LA CARGA

6.1 RACIONAMIENTO

6.1.1 El servicio eléctrico se raciona cuando, en un momento determinado, la oferta eléctrica es inferior a la demanda en el sistema, como consecuencia de salidas programadas o forzadas de equipo, caudales bajos, escasez de combustibles, etc.

6.1.2 Los Programas de Operación Anual, Mensual, Semanal y Diario incluirán programas de racionamiento, si se prevén déficits de oferta. El cumplimiento de los programas de racionamiento es obligatorio para todos los integrantes del sistema interconectado. Los titulares de generación comunicarán a sus clientes todo racionamiento programado inmediatamente después de conocerse los programas de operación. El Coordinador supervisará el cumplimiento de los programas de racionamiento incluidos en los Programas de Operación Diario.

6.1.3 El racionamiento se efectuará en proporción a las demandas máximas de los integrantes, de este modo se determinará el porcentaje de racionamiento que le corresponde a cada titular de generación y distribución, éstos a su vez distribuirán dicho porcentaje entre sus clientes de acuerdo a las prioridades y/o compromisos adquiridos con ellos. Para evaluar la demanda a ser racionada en el sistema o en un área, la DOCOES pronosticará la demanda de las empresas distribuidoras y clientes libres en cada barra del sistema de transmisión, tomando en cuenta sus consumos históricos. Asimismo, las empresas distribuidoras pronosticarán la demanda de cada circuito de la red primaria de distribución.

6.1.4 Las cargas esenciales tienen prioridad en el servicio. El racionamiento debe ser distribuido en forma rotativa y equitativa entre las cargas restantes. Se entiende por cargas esenciales a hospitales y otras instalaciones para las cuales el servicio eléctrico es de vital importancia. OSINERG calificará cuáles son las cargas esenciales.

6.1.5 Si una empresa distribuidora o un cliente libre excediera su potencia asignada según el programa de racionamiento el Coordinador le notificará para que, en un plazo máximo de quince (15) minutos, se sujete al programa. De persistir el exceso, transcurrido el plazo, el Coordinador puede disponer la desconexión de sus cargas en coordinación con sus suministradores.

6.1.6 El Coordinador informará diariamente a la DOCOES sobre la ejecución de los programas de racionamiento, sustentando los cambios realizados. La DOCOES evaluará su cumplimiento, y basado en estos resultados, elaborará los programas de racionamiento de los Programas de Operación Diario siguientes.

6.2 RECHAZOS AUTOMATICOS DE CARGA

6.2.1 El COES encargará o efectuará anualmente los estudios necesarios para pre-establecer los esquemas de rechazo automático de carga para hacer frente a situaciones de inestabilidad en el sistema. Estos esquemas de rechazo de carga son de cumplimiento obligatorio y son comunicados a todos los integrantes del sistema antes del 30 de setiembre de cada año, y éstos los implantarán antes del 31 de diciembre del mismo año.

6.2.2 El COES definirá mediante un estudio los esquemas de rechazo de carga para evitar inestabilidad angular y/o de tensión, dicho estudio tomará en cuenta por lo menos los siguientes criterios:

- a) Niveles máximo y mínimo de frecuencia;
- b) Valores máximos y mínimos de tensión;
- c) Etapas de desconexión automática y temporizaciones;
- d) Priorización de desconexión de cargas;
- e) Porcentaje de carga de cada titular incluido en los esquemas de rechazo de carga;
- f) Segmentación del Sistema en áreas de operación aislada;
- g) Características del equipamiento a ser utilizado.

Los titulares de generación y distribución priorizarán la demanda de sus clientes según el porcentaje de participación que les corresponda.

Los criterios iniciales para el esquema de rechazo de carga serán los que se fijan en la tercera disposición transitoria.

TITULO SETIMO

7.0 DE LOS ESTADOS DE ALERTA, EMERGENCIA Y RECUPERACION

7.1 SITUACIONES DE ALERTA Y EMERGENCIA

7.1.1 Inmediatamente después de producida una perturbación, el Coordinador, en comunicación con los integrantes del sistema, determinará la configuración y estado del sistema y dispondrá las acciones necesarias para restablecer la operación del sistema a su estado normal.

7.1.2 El Coordinador puede optar por rechazos manuales de carga y/o desconexión de generadores u otros equipos para preservar la estabilidad y seguridad del sistema. Estas medidas deben derivar de estudios especializados a cargo del COES, quien las pre-establece.

7.2 RECUPERACION DEL SISTEMA

7.2.1 Luego de producida una perturbación, y transcurridos los estados de alerta y emergencia, el Coordinador, en comunicación con los integrantes, determinará la configuración y el estado de la red y el sistema; definirá el plan de restablecimiento, y lo implementará en coordinación con los integrantes, quienes ejecutarán sus disposiciones y lo informarán, hasta conseguirlo. Cuando las circunstancias lo justifiquen, el Coordinador puede otorgar autonomía a los integrantes del sistema para ejecutar maniobras obligándolos a informar.

7.2.2 El Coordinador dispondrá o autorizará la reconexión de cargas y coordinará estrechamente con los integrantes la regulación secundaria de frecuencia en el rango 59.7-60.3 Hz. Concluida la recuperación total o parcial del servicio, los integrantes del sistema informarán al Coordinador su carga efectivamente reconectada.

7.2.3 Los integrantes del sistema, involucrados con la perturbación, deben elaborar su diagnóstico inicial y lo remitirán al Coordinador, en un plazo máximo de sesenta (60) minutos de ocurrida. Tomando como base estos diagnósticos, y con los elementos de juicio que tenga a disposición, el Coordinador elaborará el informe inicial sobre la perturbación en un plazo máximo de sesenta (60) minutos, y lo remitirá a los integrantes del sistema por vía electrónica o excepcionalmente por fax. En un plazo máximo de sesenta (60) minutos, los integrantes del sistema presentarán sus observaciones a dicho informe por el mismo medio, las que serán examinadas por el Coordinador. En un plazo no mayor de dos (2) horas de ocurrida la perturbación, y considerando las

observaciones recibidas, el Coordinador completará su informe y lo remitirá a los integrantes del sistema y a la DOCOES.

TITULO OCTAVO

8.0 DEL ANALISIS POSTERIOR DE LA OPERACION DEL SISTEMA

8.0.1 El OSINERG tiene la función de supervisar la operación en tiempo real, promoviendo la seguridad del sistema y la calidad del servicio, verificando que la operación se realice al mínimo costo, garantizando la transparencia de toda información relacionada con el despacho y operación del sistema y proponiendo las sanciones que se aplican por los incumplimientos. Con dicho fin OSINERG podrá conformar, si fuera necesario, un Comité Técnico Consultivo.

DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS

Primera. Las instalaciones nuevas que se integren al sistema deben estar provistas de los sistemas de comunicación y control requeridas por la Norma.

Segunda. Los titulares de los sistemas principales de transmisión, de común acuerdo, designarán a su representante para efectuar la coordinación de la operación en tiempo real del sistema. Mientras no exista acuerdo, el titular con mayores activos patrimoniales en el Sistema de Transmisión Principal asumirá esta función.

Tercera. El Coordinador, el COES y/o los integrantes del sistema deben informar los casos de incumplimiento de la Norma al OSINERG para que se apliquen, a quienes corresponda, las sanciones correspondientes.

Cuarta. Los representantes de los integrantes del sistema a los que se refiere el numeral 8, se elegirán de común acuerdo dentro de cada segmento del sistema. En caso de no haber acuerdo, el segmento será representado por el integrante cuya potencia máxima comprada, vendida, distribuida o transmitida sea mayor.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Primera. Los integrantes del sistema y la DOCOES adecuarán sus sistemas de comunicación y control a lo establecido por la Norma, en un plazo de veinticuatro (24) meses de su publicación. Durante este plazo, aquella información requerida por el Coordinador deberá ser reportada por vía electrónica o teléfono.

Segunda. Los integrantes del sistema nombrarán a los jefes de sus respectivos Centros de Control, ante el Coordinador en un plazo de cuarenta y cinco (45) días de publicada la Norma.

Tercera. Los criterios iniciales para el esquema de rechazo de carga serán los siguientes:

- a) Durante los períodos de inestabilidad se evitará, en lo posible, que la frecuencia descienda de 58.5 Hz;
- b) El nivel mínimo de frecuencia para el sistema lo determina la capacidad y características técnicas de las unidades térmicas y se fija por debajo de los 58 Hz;
- c) El nivel máximo de frecuencia para el sistema es de 63 Hz;
- d) La desconexión de unidades es instantánea sólo para frecuencias inferiores al nivel mínimo fijado de acuerdo al inciso b) y para frecuencias superiores al nivel máximo fijado en el inciso c);
- e) La desconexión de unidades es automática pero temporizada si la frecuencia permanece, por un período superior a los quince (15) segundos, entre el nivel mínimo fijado en el inciso b) y los 58.5 Hz o entre los 62 Hz y el nivel máximo fijado en el inciso c);
- f) Se evitará en lo posible que los rechazos automáticos de carga originen sobre frecuencias;

- g) En los esquemas de rechazo automático por mínima frecuencia, se incluirá hasta el 60% de las cargas de un titular de generación, en orden descendente de prioridad. El titular establecerá la prioridad de sus cargas, de no hacerlo, la DOCOES lo hará;
- h) El sistema puede segmentarse y conformarse en diferentes áreas que operen aisladamente;
- i) Se puede considerar la utilización de relés de mínima frecuencia, derivada de frecuencia, mínima tensión, máxima tensión, e inversión de potencia, con temporización.
- j) Los titulares de generación priorizarán la demanda de sus clientes;
- k) Se comunicará a los clientes y a la DOCOES la prioridad asignada por circuito;

Cuarta. El COES concluirá con los estudios a que hace referencia el numeral 6.2.1. correspondiente al año 2000, antes del 31 de mayo de tal año. A la conclusión de estos estudios, el COES hará conocer los esquemas de rechazo de carga resultantes a todos los integrantes del sistema, quienes los implantarán antes del 31 de julio del año 2000. Estos esquemas será de cumplimiento obligatorio. ¹³³

DISPOSICIONES FINALES

Primera. En un plazo de ciento veinte (120) días de publicada la Norma, el COES transferirá la coordinación de la operación en tiempo real del sistema al Coordinador.

ANEXO Nº 1

A1. DEFINICIONES

1. Area. Se refiere a una sección del sistema interconectado compuesta por centros de generación, redes de transmisión y/o redes de distribución que puede separarse del resto del sistema y operar aisladamente;
2. Configuración. Se refiere a la forma en la que están relacionados los elementos del sistema eléctrico o elementos de una parte del mismo que determina el conjunto de variables que definen el estado del sistema o parte de él, para un despacho dado de generación, carga en barras del sistema, y recursos de control y supervisión disponibles para la operación del sistema;
3. Dirección de Operaciones del COES (DOCOES). Se refiere a la Dirección de Operaciones del Comité de Operación Económica del Sistema (COES);
4. Coordinador de la Operación del Sistema (Coordinador). Se refiere al Coordinador de la Operación del Sistema a que hace referencia el Artículo 92 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas;
5. Estado de Operación. Se refiere a cualquiera de cuatro condiciones en las que, para efectos de esta Norma puede clasificarse la operación de un sistema en un momento determinado normal, alerta, emergencia y recuperación;
6. Estado Normal. Se refiere a la condición estacionaria del sistema en la que existe un balance de potencia activa y un balance de potencia reactiva, los equipos de la red eléctrica operan sin sobrecarga; y el sistema opera dentro de los márgenes de tolerancia permitidos para la frecuencia y tensión;
7. Estado de Alerta. Se refiere al estado en que el sistema opera estacionariamente, manteniendo el balance de potencia activa y reactiva, pero las condiciones del sistema son tales que, de no tomarse acciones correctivas en el corto plazo, los equipos y/o instalaciones operarán con sobrecarga y las variables de control saldrán de los márgenes de tolerancia. Al verificarse una transición al estado de alerta, el Coordinador y los integrantes del sistema deben realizar las coordinaciones y maniobras necesarias para que el sistema pueda recuperar su estado normal, de manera urgente;
8. Estado de Emergencia. Se refiere a la condición en la que, por haberse producido una perturbación en el sistema, la frecuencia y tensiones se apartan de valores normales y la dinámica que ha adquirido el sistema

¹³³ Mediante Resolución Directoral Nº 006-2000-EM/DGE publicada con fecha 15.04.2000, se incluyó esta Disposición Transitoria.

amenaza su integridad, haciéndose necesario tomar medidas de emergencia como rechazar carga o desconectar generación en forma significativa.

En este estado se suceden acciones automáticas de protección y de rechazo de carga para aislar los elementos o porciones falladas del sistema y estabilizarlo;

9. Estado de Recuperación. Se refiere a la condición en la que, concluido el estado de emergencia, el sistema ha quedado en estado estacionario pero con restricciones significativas de suministro. Se llevan a cabo coordinaciones y maniobras de reconexión de generación y carga para restablecer el estado normal del sistema;

10. Integrante del Sistema (Integrante). Para efectos de esta norma, se refiere al titular de generación que opera conectado eléctricamente al sistema (tenga o no representación en el Directorio del COES), titular de redes de transmisión, titular de redes de distribución y los clientes libres, todos vinculados al sistema interconectado. El término redes de transmisión incluye líneas pertenecientes al sistema principal o secundario que sean de propiedad de empresas de generación, transmisión, distribución y/o de clientes libres;

11. Generación Mínima Técnica. Se refiere a la potencia mínima que puede generar una unidad en condiciones de operación normal;

12. Mantenimiento Programado. Se refiere al mantenimiento de un equipo determinado aprobado por el COES y considerado en los programas de operación del sistema;

13. Operación en Tiempo Real. Se refiere a las tareas de coordinación, control, monitoreo y supervisión de la operación de un sistema interconectado e incluye entre otras tareas: la ejecución del programa de operación de corto plazo o de su reprogramación; la supervisión y control del suministro de electricidad a las empresas distribuidoras y a los clientes libres, en resguardo de la calidad del servicio y seguridad del sistema; la operación del sistema fuera de la programación en los estados de alerta y emergencia y/o mientras no se disponga de programas actualizados; y la ejecución de las maniobras necesarias que permitan mantener el sistema con los parámetros eléctricos dentro de las tolerancias especificadas por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos;

14. Perturbación. Se refiere a cualquier evento que altera el balance de potencia activa o reactiva del sistema;

15. Placa de Aviso. Se refiere a una señal gráfica usada para indicar impedimento o peligro, la que se coloca en equipos o instalaciones de alta tensión;

16. Regulación Primaria de Frecuencia. Se refiere a la acción automática e inmediata de los reguladores de velocidad de los grupos generadores. Tiene como objeto absorber los desequilibrios entre la oferta y demanda del sistema para tratar de mantener la frecuencia en un nivel o rango determinado;

17. Regulación Secundaria de Frecuencia. Se refiere a la acción automática o manual sobre el regulador de velocidad de un grupo generador, que complementa la acción de la Regulación Primaria de Frecuencia. Tiene como objeto equilibrar la oferta y la demanda, manteniendo el valor de la frecuencia dentro de límites permisibles mientras se recupera la reserva rotante de las unidades que participan de la regulación primaria de frecuencia, mientras se recupera carga, y/o mientras se reasignan de manera óptima los recursos de generación para satisfacer la demanda;

18. Reprogramación de la Operación del Sistema. Se refiere a la reformulación del Programa de Operación Diario. La efectúa la DOCOES de iniciativa propia o a requerimiento del Coordinador;

19. Reserva Rotante. Se refiere a la diferencia entre la sumatoria de las capacidades disponibles de las unidades sincronizadas al sistema y la sumatoria de sus potencias entregadas al sistema, ambas en un momento dado;

20. Reserva No-Sincronizada. Se refiere a la capacidad de las unidades disponibles para entrar en servicio a requerimiento del Coordinador;

21. Salida Forzada. Se refiere a la desconexión intempestiva de un equipo por falla, defecto, o como consecuencia de la falla de cualquier otro elemento del sistema;

22. Sistema Interconectado. Se refiere a los sistemas de generación, transmisión y distribución vinculados eléctricamente, cuya operación debe realizarse en forma coordinada;
23. Sistema de Generación. Se refiere al conjunto de instalaciones civiles y eléctricas destinadas a la producción de electricidad;
24. Sistema de Transmisión. Se refiere al conjunto de líneas eléctricas con tensiones nominales superiores a 35 kV, subestaciones y equipos asociados, destinados al transporte de energía eléctrica;
25. Sistema de Distribución. Se refiere al conjunto de líneas eléctricas con tensiones nominales iguales o menores a 35 kV, subestaciones y equipos asociados, destinados a la distribución de energía eléctrica.
26. Tensión de Operación. Se refiere a la tensión de una barra, más conveniente técnicamente, a la cual el generador transmisor, distribuidor y/o cliente libre acuerdan operarla. Su valor derive de estudios especializados y puede variar a través de un ciclo de carga. En las barras de entrega, la tensión de operación es compatible con lo establecido en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.
27. Tiempo de Salida Forzada. Se refiere al tiempo que un equipo del sistema permanece fuera de servicio por falla propia o externa.
28. Tiempo de Salida Programada. Se refiere al tiempo que un equipo permanece fuera de servicio por mantenimiento programado, aprobado por el COES.

Dictan disposiciones complementarias al Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, referidas al precio del gas natural utilizado como combustible por centrales termoeléctricas– Resolución Directoral N° 011-2000-EM/DGE publicada con fecha 16.04.2000.

Lima, 11 de abril del 2000

CONSIDERANDO:

Que, el Artículo 99° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM, establece que la información relativa a precios de los combustibles en las centrales termoeléctricas para los primeros doce meses de planificación, será proporcionada a la Dirección de Operaciones por los titulares de las entidades de generación, acompañado de un informe sustentatorio de los valores entregados;

Que, el inciso c) del Artículo 124° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, establece que el costo de los combustibles para la determinación de los precios en barra será determinado utilizando los precios y condiciones que se señalan en el Artículo 50° de la Ley de Concesiones Eléctricas y tomando los precios del mercado interno; teniendo como límite los precios que publique una entidad especializada de reconocida solvencia en el ámbito internacional;

Que, de acuerdo al proceso de promoción del desarrollo de la industria del gas natural, se prevé que existirá un mercado interno donde existan precios máximos del gas y tarifas máximas por los servicios de transporte y distribución de gas natural;

Que, la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento fomenta la competencia de las centrales generadoras, regulando el precio a ser utilizado por el COES en los despachos de las centrales con el objeto de evitar distorsiones tarifarias;

Que, en el caso del gas natural dicho precio máximo proviene de los contratos y de la regulación de los servicios de transporte y distribución;

Que, en este sentido es conveniente establecer para el caso de las centrales termoeléctricas que utilizan gas natural como combustible, los requisitos que deben cumplirse en la información relativa a precios de dicho

combustible y demás costos variables, de tal forma que fomente la competencia pero no superando el precio máximo definido en los contratos respectivos;

Que, con el objeto de dar reglas claras al inversionista, y para propósitos de determinar el precio en barra de la energía, según lo establece el artículo 124° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, es necesario que la Comisión de Tarifas de Energía defina el precio máximo del gas natural utilizando en los modelos tarifarios; según las reglas definidas en el presente dispositivo:

Que, la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas está facultada para dictar disposiciones complementarias para la aplicación de la Ley y el Reglamento;

De conformidad con el Artículo 239° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas y los dispositivos legales que anteceden;

SE RESUELVE:

Artículo 1.- Para efectos de lo dispuesto en el Artículo 99° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM, tratándose de entidades de generación que utilizan gas natural como combustible, éstas deben declarar un precio único por una sola vez al año, cumpliendo con los siguientes requisitos:

- a) No deben superar en ningún momento la suma de los siguientes conceptos: i) el precio del gas natural en boca de pozo establecido en los contratos de suministro entre el productor y el generador, el cual no podrá ser superior al precio definido en los contratos entre el productor y el Estado; más, ii) la suma de las tarifas de transporte y distribución de gas natural reguladas por la CTE según corresponda, considerando un factor de utilización de los ductos igual a 1.0;
- b) En la fórmula de reajuste del precio único declarado, sólo se considera el tipo de cambio;
- c) La declaración se presentará ante el COES en sobre cerrado, el primer día útil del mes de marzo de cada año, y contará con la presencia de un funcionario designado por el OSINERG en calidad de fedatario;
- d) El precio único declarado según lo previsto en los incisos que anteceden, será aplicado en la programación efectuada por el COES entre los meses de mayo del año en que se presentó la información y abril del año siguiente;
- e) En el caso que la central generadora que utilizará el gas natural como combustible entrara a operar comercialmente con posterioridad a la fecha señalada en el inciso c) que antecede, se aceptará su precio único declarado desde la entrada en operación hasta el 30 de abril siguiente.

Artículo 2.- En el caso de la determinación de la tarifa en barra de la energía, y de acuerdo a lo dispuesto en el Artículo 124° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM, la Comisión de Tarifas de Energía, obtendrá los costos variables combustibles de las centrales termoeléctricas que utilicen el gas natural, empleando como precio del gas natural: i) el precio declarado en el COES durante el período de aplicación según lo señalado en el inciso d) del artículo anterior (es decir: El precio único declarado según lo previsto en los incisos anteriores, será aplicado en la programación efectuada por el COES entre los meses de mayo de año en que se presentó la información y abril del año siguiente); y, ii) el precio máximo del gas natural, para el resto del período tarifario, determinado para estos efectos como la suma de:

- a) El precio del gas natural en boca de pozo, establecido en los contratos de suministro entre el productor y el Estado;
- b) El 90% de la tarifa de transporte de gas natural desde boca de pozo hasta el City Gate, o en su defecto hasta la central, considerando un factor de utilización del transporte igual a 1.0;
- c) El 90% de la tarifa de distribución de gas natural desde el City Gate hasta la central, si corresponde, considerando un factor de utilización e la distribución igual a 1.0.

En el caso de las nuevas centrales termoeléctricas que utilizarán el gas natural, y que aún no han declarado su precio único de gas natural, se utilizará como precio del gas, el precio máximo del gas natural definido en este artículo.

Artículo 3.- El Ministerio de Energía y Minas, luego de transcurridos 8 años contados desde la publicación de la presente Resolución Directoral, revisará el procedimiento para determinar los porcentajes a considerar en el precio máximo del transporte y distribución del gas natural definidos en los incisos b) y c) del Artículo 2º de la presente Resolución Directoral y de ser necesario reducirá dichos porcentajes en sentido inversamente proporcional al factor de utilización de los ductos.

Artículo 4.- La presente Resolución Directoral será de aplicación para centrales termoeléctricas que utilicen gas natural como combustible y cuya explotación se derive de Contratos de Licencia o Servicios que hayan sido adjudicados según modalidades establecidas en el Texto Único Ordenado de las Normas con Rango de Ley que regulan la Entrega en Concesión al Sector Privado de las Normas con Rango de Ley que regulan la Entrega en Concesión al Sector Privado de las Obras Públicas de Infraestructura y de Servicios Públicos, aprobado por D.S. 059-96-PCM y sus normas complementarias.

Regístrese, comuníquese y publíquese

LUIS NICHÓ DÍAZ
Director Gerente (e)
Dirección General de Electricidad