

NORMATIVIDAD ELÉCTRICA

Ley de Concesiones Eléctricas y Reglamento

Decreto Ley N° 25844 y Decreto Supremo N° 009-93-EM

Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica y Reglamentos

Ley N° 28832



Normatividad Eléctrica

**Ley de Concesiones Eléctricas y Reglamento
Decreto Ley N° 25844 y Decreto Supremo
N° 009-93-EM**

**Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la
Generación Eléctrica y Reglamentos
Ley N° 28832**

Actualizado a diciembre 2019

Documento elaborado y actualizado por
la Dirección General de Electricidad del
Ministerio de Energía y Minas

Ministro de Energía y Minas
Abog. Luis Miguel Incháustegui Zevallos

Viceministro de Electricidad
Ing. Miguel Juan Révolo Acevedo

Director General de Electricidad
Ing. José Miguel Oporto Vargas

PRESENTACIÓN

La Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas presenta la versión actualizada de la Ley de Concesiones Eléctricas, su Reglamento; la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica y sus Reglamentos.

El marco normativo del sector eléctrico define las características principales del mercado eléctrico peruano que permite asegurar el abastecimiento de energía eléctrica con calidad y continuidad. Asimismo, con esta legislación se promueve el desarrollo de las actividades que comprenden la cadena de valor de la industria eléctrica como la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica para atender a los clientes del servicio público, y los requerimientos de importantes actividades económicas que se desarrollan en el país como la minería, industria, comercio, agroindustria, entre otras.

Las normas primigenias del sector eléctrico que se detallan en el presente documento son las que definen las reglas del juego para incentivar la promoción de la inversión privada que favorece su crecimiento. Cabe destacar que con la emisión de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, y Reglamentos se perfeccionan las reglas establecidas en la Ley de Concesiones Eléctricas que aseguren el abastecimiento de generación eficiente, para evitar riesgos como el racionamiento o la volatilidad de los precios de la energía. Así también está orientada a propiciar mayor competencia en el mercado de generación.

Finalmente, el Ministerio de Energía y Minas tiene a su cargo entre sus competencias, el cumplimiento del rol normativo del Sector Eléctrico y, en ese contexto se impulsa el permanente perfeccionamiento del marco normativo que permita asegurar el abastecimiento oportuno y eficiente del suministro eléctrico para el Servicio Público de Electricidad.

Dirección General de Electricidad

CONTENIDO

LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS

N°	Norma	Articulos	Pág.
T - I	DISPOSICIONES GENERALES	1-9	9
T - II	COMISIÓN DE TARIFAS DE ENERGIA	10-21	12
T - III	CONCESIONES Y AUTORIZACIONES	22-38	15
T - IV	COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA (DEROGADO)	39-41	31
T - V	SISTEMA DE PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD	42-81	32
T - VI	PRESTACIÓN DEL SERVICIO PÚBLICO DE ELECTRICIDAD	82-100	47
T - VII	FISCALIZACIÓN	101-103	53
T - VIII	GARANTÍAS Y MEDIDAS DE PROMOCIÓN A LA INVERSIÓN	104-107	55
T - IX	USO DE BIENES PÚBLICOS Y DE TERCEROS	108-119	56
T - X	DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS	120-123	59
T - XI	DISPOSICIONES TRANSITORIAS		61
	DISPOSICIÓN FINAL		63
ANEXO	DEFINICIONES		65

REGLAMENTO DE LA LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS

N°	Norma	Articulos	Pág.
T-I	DISPOSICIONES GENERALES	1-11	71
T-II	COMISIÓN DE TARIFAS ELÉCTRICAS	12-28	73
T-III	CONCESIONES Y AUTORIZACIONES	29-79	77
T-IV	COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA	80-121	99
T-V	SISTEMA DE PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD	122-162	114
T-VI	PRESTACIÓN DEL SERVICIO PÚBLICO DE ELECTRICIDAD	163-191	134
T-VII	FISCALIZACIÓN	192-208	144
T-VIII	GARANTIAS Y MEDIDAS DE PROMOCION A LA INVERSIÓN	209-215	149
T-IX	USO DE BIENES PÚBLICOS Y DE TERCEROS	216-230	151
T-X	DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS	231-239	156
T-XI	DISPOSICIONES TRANSITORIAS		158

LEY PARA ASEGURAR EL DESARROLLO EFICIENTE DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA

N°	Norma	Articulos	Pág.
C-I	DISPOSICIONES GENERALES	1-2	161
C-II	CONTRATOS, LICITACIONES	3-10	164
C-III	EL MERCADO DE CORTO PLAZO	11	166
C-IV	COMITÉ DE OPERACIÓN ECONOMICA DEL SISTEMA	12-19	167
C-V	ADECUACIÓN DEL MARCO LEGAL DE LA TRANSMISIÓN	20-28	170
C-VI	FORMACIÓN DE PRECIOS A NIVEL DE GENERACIÓN	29	173
C-VII	MECANISMO DE COMPENSACIÓN Y LICITACIONES PARA SISTEMAS AISLADOS	30-31	174
	DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS FINALES		174
	DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS TRANSITORIAS		176
	DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS MODIFICATORIA		178

REGLAMENTOS DE LA LEY PARA ASEGURAR EL DESARROLLO EFICIENTE DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA

N°	Norma	Pág.
1	REGLAMENTO DEL MECANISMO DE COMPENSACIÓN PARA SISTEMAS AISLADOS	Decreto Supremo N° 069-2006-EM 185
2	REGLAMENTO DEL MECANISMO DE COMPENSACIÓN entre los usuarios regulados del SEIN	Decreto Supremo N° 019-2007-EM 189
3	REGLAMENTO DEL CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN DE RECURSOS PARA LA CAPACITACIÓN DE ELECTRICIDAD (CARELEC)	Decreto Supremo N° 020-2007-EM 194
4	REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN	12-19 Decreto Supremo N° 027-2007-EM 201
5	REGLAMENTO DE LICITACIONES DEL SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD	Decreto Supremo N° 052-2007-EM 225
6	REGLAMENTAN LA DUODÉCIMA DISPOSICIÓN COMPLEMENTARIA FINAL DE LA LEY 28832	Decreto Supremo N° 001-2008-EM 235
7	REGLAMENTO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA (COES)	Decreto Supremo N° 027-2008-EM 239
8	REGLAMENTO DE USUARIOS LIBRES DE ELECTRICIDAD	Decreto Supremo N° 022-2009-EM 261

Decreto Ley N° 25844

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

POR CUANTO:

El Gobierno de Emergencia y Reconstrucción Nacional;

Con el voto aprobatorio del Consejo de Ministros;

Ha dado el Decreto Ley siguiente:

LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS

TITULO I

DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 1.- Las disposiciones de la presente Ley norman lo referente a las actividades relacionadas con la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica.

El Ministerio de Energía y Minas y el OSINERG en representación del Estado son los encargados de velar por el cumplimiento de la presente ley, quienes podrán delegar en parte las funciones conferidas.¹

Las actividades de generación, transmisión y distribución podrán ser desarrolladas por personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras. Las personas jurídicas deberán estar constituidas con arreglo a las leyes peruanas.

Artículo 2.- Constituyen Servicios Públicos de Electricidad:

- a) El suministro regular de energía eléctrica para uso colectivo o destinado al uso colectivo, hasta los límites de potencia fijados por el Reglamento; y,
- b) La transmisión y distribución de electricidad.

El Servicio Público de Electricidad es de utilidad pública.²

¹ Párrafo modificado por la Octava Disposición Complementaria de la Ley N° 26734 publicada el 1996/12/31.

El texto original del párrafo era:

El Ministerio de Energía y Minas, en representación del Estado, es el encargado de velar por el cumplimiento de la presente Ley, quien podrá delegar en parte las facultades conferidas.

² Artículo modificado por la Única Disposición Complementaria Modificatoria de la Ley N° 28832 publicada el 2006/07/23.

El texto original del artículo era:

Artículo 2.- Constituye Servicio Público de Electricidad, el suministro regular de energía eléctrica para uso colectivo, hasta los límites de potencia que serán fijados de acuerdo a lo que establezca el Reglamento. El Servicio Público de Electricidad es de utilidad pública.

Artículo 3.- Se requiere concesión definitiva para el desarrollo de cada una de las siguientes actividades:

- a) La generación de energía eléctrica que utilice recursos hidráulicos, con potencia instalada mayor de 500 kW;
- b) La transmisión de energía eléctrica, cuando las instalaciones afecten bienes del Estado y/o requieran la imposición de servidumbre por parte de éste;
- c) La distribución de energía eléctrica con carácter de Servicio Público de Electricidad, cuando la demanda supere los 500 kW; y,
- d) La generación de energía eléctrica con recursos Energéticos Renovables conforme a la Ley de la materia, con potencia instalada mayor de 500 KW.³

Artículo 4.- Se requiere autorización para desarrollar las actividades de generación termoeléctrica, cuando la potencia instalada sea superior a 500 kW.⁴

Artículo 5.- La generación de energía eléctrica de origen nuclear se normará por Ley expresa.

Artículo 6.- Las concesiones y autorizaciones serán otorgadas por el Ministerio de Energía y Minas, que establece para tal efecto un Registro Único de Concesiones Eléctricas a

³ Texto del artículo de acuerdo a la Primera Disposición Modificatoria del Decreto Legislativo N° 1002 publicado el 2008/05/02.

El texto original era el siguiente:

Artículo 3.- Se requiere concesión para el desarrollo de cada una de las siguientes actividades:

- a) La generación de energía eléctrica que utilice recursos hidráulicos y geotérmicos, cuando la potencia instalada sea superior a 10 MW;
- b) La transmisión de energía eléctrica, cuando las instalaciones afecten bienes del Estado y/o requieran la imposición de servidumbre por parte de éste;
- c) La distribución de energía eléctrica con carácter de Servicio Público de Electricidad, cuando la demanda supere los 500 KW.

Posteriormente, este artículo 3 fue modificado por la Única Disposición Complementaria Modificatoria de la Ley 28832, publicada el 2006/07/23, cuyo texto era el siguiente:

Artículo 3.- Se requiere concesión para el desarrollo de cada una de las siguientes actividades:

- a) La generación de energía eléctrica que utilice recursos hidráulicos y geotérmicos, cuando la potencia instalada sea superior a 20 MW;
- b) La transmisión de energía eléctrica, cuando las instalaciones afecten bienes del Estado y/o requieran la imposición de servidumbre por parte de éste;
- c) La distribución de energía eléctrica con carácter de Servicio Público de Electricidad, cuando la demanda supere los 500 KW.

⁴ Artículo modificado por la Primera Disposición Modificatoria del Decreto Legislativo N° 1002 publicado el 2008/05/02.

El texto original era:

Artículo 4.- Se requiere autorización para desarrollar las actividades de generación termoeléctrica y la generación hidroeléctrica y geotérmica que no requiere concesión, cuando la potencia instalada sea superior 500 kW.

nivel nacional, en el cual se inscriben las concesiones otorgadas y las solicitudes en trámite presentadas ante el Ministerio y los Gobiernos Regionales.⁵

Artículo 7.- Las actividades de generación, transmisión y distribución, que no requieren de concesión ni autorización, pueden ser efectuadas libremente cumpliendo las normas técnicas y disposiciones de conservación del medio ambiente y del Patrimonio Cultural de la Nación.

El titular debe comunicar obligatoriamente al Ministerio de Energía y Minas la información referente a la actividad eléctrica que desempeña, según lo establecido en el Reglamento.⁶

Artículo 8.- La Ley establece un régimen de libertad de precios para los suministros que puedan efectuarse en condiciones de competencia y un sistema de precios regulados en aquellos suministros que por su naturaleza lo requieran, reconociendo costos de eficiencia según los criterios contenidos en el Título V de la presente Ley.

Los contratos de venta de energía y de potencia de los suministros que se efectúan en el régimen de Libertad de Precios deberán considerar obligatoriamente la separación de los precios de generación acordados a nivel de la barra de referencia de generación y las tarifas de transmisión y distribución, de forma tal de permitir la comparación a que se refiere el Artículo 53 de la ley

Dichos contratos serán de dominio público y puestos a disposición de la Comisión de Tarifas de Energía y del OSINERG en un plazo máximo de 15 (quince) días de suscritos. El incumplimiento de lo dispuesto será sancionado con multa.

El Ministerio de Energía y Minas mediante Decreto Supremo definirá los criterios mínimos a considerar en los contratos sujetos al régimen de libertad de precios, así como los requisitos y condiciones para que dichos contratos sean considerados dentro del procedimiento de comparación establecido en el Artículo 53 de la ley.⁷

Artículo 9.- El Estado previene la conservación del medio ambiente y del Patrimonio Cultural de la Nación, así como el uso racional de los recursos naturales en el desarrollo de las actividades relacionadas con la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

⁵ Artículo modificado por el Decreto Legislativo N° 1221, publicado el 24 de setiembre 2015.

El texto original era:

Artículo 6.- Las concesiones y autorizaciones serán otorgadas por el Ministerio de Energía y Minas, que establecerá para tal efecto un Registro de Concesiones Eléctricas.

⁶ Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Legislativo N° 1221, publicado el 24 septiembre 2015.

El texto original del artículo era:

Artículo 7.- Las actividades de generación, transmisión y distribución, que no requieran de concesión ni autorización, podrán ser efectuadas libremente cumpliendo las normas técnicas y disposiciones de conservación del medio ambiente y del Patrimonio Cultural de la Nación.

El titular deberá informar obligatoriamente al Ministerio de Energía y Minas el inicio de la operación y las características técnicas de las obras e instalaciones.

⁷ Artículo modificado por el Artículo Único de la Ley N° 27239, publicada el 22-12-99.

El texto original del artículo era:

Artículo 8.- La Ley establece un régimen de libertad de precios para los suministros que puedan efectuarse en condiciones de competencia, y un sistema de precios regulados en aquellos suministros que por su naturaleza lo requieran, reconociendo costos de eficiencia según los criterios contenidos en el Título V de la presente Ley.

TITULO II

COMISIÓN DE TARIFAS DE ENERGIA⁸

Artículo 10.- La Comisión de Tarifas de Energía es un organismo técnico y descentralizado del Sector Energía y Minas con autonomía funcional, económica, técnica y administrativa, 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, de acuerdo a los criterios establecidos en la presente Ley y las normas aplicables del subsector Hidrocarburos.⁹

Artículo 11.- La Comisión de Tarifas Eléctricas contará con un Consejo Directivo integrado por cinco miembros y estará conformado por:

- a) Un representante de la Presidencia del Consejo de Ministros, quién lo presidirá;
- b) Un representante del Ministerio de Energía y Minas;
- c) Un representante del Ministerio de Economía y Finanzas;
- d) Un representante del Ministerio de Industria, Turismo, Integración y Negociaciones Comerciales Internacionales; y,
- e) Un representante del Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual - INDECOPI.

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.¹⁰

Artículo 12.- Para ser Director de la Comisión de Tarifas Eléctricas se requiere:

⁸ Denominación modificada por el Artículo 1 de la Ley N° 27116, publicada el 17-05-99.

La denominación original era:

COMISION DE TARIFAS ELÉCTRICAS

⁹ Artículo modificado por el Artículo 1 de la Ley N° 27116, **publicada el 17-05-99.**

El texto original del artículo era:

Artículo 10.- La Comisión de Tarifas Eléctricas es un organismo técnico y descentralizado del Sector Energía y Minas con autonomía funcional, económica, técnica y administrativa, responsable de fijar las tarifas de energía eléctrica de acuerdo a los criterios establecidos en la presente Ley.

¹⁰ Artículo modificado por el Artículo 2 de la Ley N° 27010, publicada el 08-12-98.

El texto original del artículo era:

Artículo 11.- La Comisión de Tarifas Eléctricas contará con un Consejo Directivo integrado por cinco miembros, nombrados por Resolución Suprema refrendada por el Ministro de Energía y Minas, con el voto aprobatorio del Consejo de Ministros, y estará conformado por:

Uno, propuesto por el Ministerio de Energía y Minas, quien lo presidirá;

Uno, elegido de la terna que proponga el Ministerio de Economía y Finanzas;

Uno, elegido de la terna que proponga el Ministerio de Industria, Turismo, Integración y Negociaciones Comerciales Internacionales;

Uno, elegido de la terna que propongan los Concesionarios de Generación; y,

Uno, elegido de la terna que propongan los Concesionarios de Distribución;

Los miembros del Consejo Directivo serán designados por un período de cinco años.

- a) Ser profesional titulado con no menos de 15 años de ejercicio;
- b) Reconocida solvencia e idoneidad profesional; y,
- c) Otros que señale el Reglamento de la presente Ley.

Artículo 13.- El cargo de Director de la Comisión de Tarifas Eléctricas vacará por:

- a) Fallecimiento;
- b) Incapacidad permanente;
- c) Renuncia aceptada;
- d) Incompatibilidad legal sobreviniente; y,
- e) Inasistencia injustificada a dos sesiones continuas del Consejo Directivo, salvo licencia autorizada.

Artículo 14.- No podrán ser Directores:

- a) Funcionarios y empleados públicos;
- b) Accionistas, directores, funcionarios y empleados de las empresas que suministren energía a precio regulado o de sociedades de consultoría que proporcionen servicios a la Comisión de Tarifas Eléctricas.
- c) Directores y funcionarios de empresas que hayan sido sancionadas por actos de especulación o monopolio y quienes hubiesen sido sancionados por las mismas infracciones;
- d) Dos o más personas que sean parientes hasta el cuarto grado de consanguinidad o hasta el segundo grado por afinidad; y,
- e) Los que tengan juicios pendientes con el Estado.

Artículo 15.- Son funciones del Consejo Directivo de la Comisión de Tarifas Eléctricas:

- a) Fijar, revisar y modificar las tarifas de venta de energía eléctrica con estricta sujeción a los procedimientos establecidos en la presente Ley;
- b) Resolver como última instancia administrativa todos los asuntos que en materia de fijación tarifaria presenten las partes interesadas;
- c) Elaborar su Reglamento Interno;
- d) Elegir al Vice - Presidente;
- e) Nombrar al Secretario Ejecutivo, determinando sus obligaciones y remuneración;
- f) Aprobar el presupuesto anual de la Comisión de Tarifas Eléctricas y someterlo a consideración al Ministerio de Energía y Minas;
- g) Imponer las sanciones por incumplimiento de sus resoluciones que señale el Reglamento;
- h) Aprobar y determinar la precalificación de empresas consultoras propuesta por la Secretaría Ejecutiva;
- i) Evaluar los estudios e informes encargados a la Secretaría Ejecutiva; y,
- j) Otras que le señale el Reglamento.

Artículo 16.- El Consejo Directivo de la Comisión de Tarifas Eléctricas podrá encargar, a uno o más de sus miembros, la realización de actividades específicas que coadyuven

al cumplimiento de las responsabilidades que le asigna la presente Ley. En estos casos, los Directores nominados están obligados a cumplir con el correspondiente encargo.

Artículo 17.- La Comisión de Tarifas Eléctricas contará con una Secretaría Ejecutiva. El personal de dicha Secretaría estará integrado por profesionales altamente calificados y personal de apoyo eficiente. El régimen laboral de dicho personal se sujetará a la Ley N° 4916.

Artículo 18.- La Secretaría Ejecutiva, en apoyo a las determinaciones que deberá tomar el Consejo Directivo de la Comisión de Tarifas Eléctricas, realizará las siguientes funciones:

- a) Efectuar la precalificación de las empresas consultoras para la elaboración de los estudios tarifarios y especiales que se requieran;
- b) Elaborar el presupuesto anual de la Comisión de Tarifas Eléctricas;
- c) Revisar y evaluar los estudios que presenten los concesionarios;
- d) Elaborar los Términos de Referencia y supervisar la ejecución de estudios que por mandato de la ley deberá encargarse a firmas consultoras especializadas;
- e) Elaborar los estudios para la determinación de Bloques Horarios a ser utilizados en el cálculo de las Tarifas en Barra;
- f) Ejecutar los estudios para determinar los factores de pérdidas de potencia y de energía utilizados en el cálculo de las Tarifas en Barra;
- g) Elaborar los estudios para definir el Sistema Principal y Sistemas Secundarios de transmisión de cada Sistema Interconectado;
- h) Elaborar los estudios para definir los Sectores de Distribución Típicos;
- i) Elaborar los estudios de comparación a que se refiere el artículo 53 de la presente Ley;
- j) Elaborar los estudios para fijar y actualizar los Valores Nuevos de Reemplazo de las instalaciones de transmisión y distribución; y,
- k) Otras que le señale el Reglamento.

Artículo 19.- El Reglamento de la presente Ley establecerá los criterios para fijar la retribución que deberán percibir los Directores y trabajadores de la Comisión de Tarifas Eléctricas.

Asimismo, determinará el número de trabajadores de la Secretaría Ejecutiva.

Artículo 20.- El presupuesto de la Comisión de Tarifas de Energía será cubierto por los aportes anuales que efectuarán los concesionarios y empresas de electricidad y por los aportes anuales que efectuarán los concesionarios de transporte de hidrocarburos líquidos por ductos, de transporte de gas natural por ductos y de distribución de gas natural por ductos.¹¹

Artículo 21.- El Reglamento Interno de la Comisión de Tarifas Eléctricas será aprobado por Resolución Suprema refrendada por el Ministro de Energía y Minas.

¹¹ Artículo modificado por el Artículo 1 de la Ley N° 27116, publicada el 17-05-99

El texto original del artículo era:

Artículo 20.- *El presupuesto de la Comisión de Tarifas Eléctricas será cubierto por los aportes anuales que efectuarán los concesionarios y empresas de electricidad, sujetas a regulación de precios.*

TÍTULO III

CONCESIONES Y AUTORIZACIONES

Artículo 22.- La concesión definitiva y la autorización se otorgan por plazo indefinido para el desarrollo de las actividades eléctricas. El plazo de las concesiones definitivas que se otorgan como resultado de una licitación pública realizada por el Ministerio de Energía y Minas o la entidad a que este encargue es el plazo fijado en la propia licitación, siendo como máximo treinta años.¹²

Artículo 23.- Se puede otorgar concesión temporal para la ejecución de estudios de factibilidad. Su otorgamiento permite utilizar bienes de uso público y el derecho de obtener la imposición de servidumbre temporal. El titular asume la obligación de realizar estudios de factibilidad relacionados con las actividades de generación y transmisión; específicamente, la de realizar estudios de centrales de generación, subestaciones o líneas de transmisión, cumpliendo un cronograma de estudios.

El plazo de vigencia de la concesión temporal es de dos (2) años, pudiendo extenderse una (1) sola vez, a solicitud del titular, hasta por un (1) año adicional, sólo cuando el cronograma de estudios no haya sido cumplido por razones de fuerza mayor o caso fortuito.

La concesión temporal se otorga por Resolución Ministerial de Energía y Minas y su plazo de vigencia se cuenta desde la fecha de publicación de la resolución de otorgamiento.

Al vencimiento del plazo se extingue de pleno derecho.

La solicitud de concesión temporal, así como la de extensión del plazo, se sujetan a los requisitos, condiciones y garantías establecidos en el Reglamento correspondiente.¹³

¹² Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Legislativo N° 1221, publicado el 24 septiembre 2015.

El texto original era:

Artículo 22.- La concesión se otorgará por plazo indefinido. Se podrá otorgar concesión temporal para la realización de estudios.

Posteriormente, el Artículo 22 fue sustituido por el Artículo Único de la Ley N° 29178, publicada el 03 enero 2008, cuyo texto era el siguiente:

Artículo 22.- La concesión definitiva y la autorización se otorgan por plazo indefinido para el desarrollo de las actividades eléctricas. Se podrá otorgar concesión temporal para la realización de estudios de factibilidad.

Finalmente, el Artículo 22 fue modificado por el Artículo 1 del Decreto Legislativo N° 1221, publicado el 24 septiembre 2015.

¹³ Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Legislativo N° 1221, publicado el 24 septiembre 2015.

El texto original era:

Artículo 23.- La concesión temporal permite utilizar bienes de uso público y el derecho de obtener la imposición de servidumbres para la realización de los estudios de centrales de generación, subestaciones y líneas de transmisión.

El plazo máximo para la concesión temporal será de 2 años, pudiendo renovarse por una sola vez a solicitud del peticionario y hasta por el mismo plazo.

La solicitud de concesión temporal, así como la de su renovación, se formulará con los requisitos, condiciones y garantías que establezca el Reglamento.

Las concesiones temporales serán otorgadas por Resolución Ministerial.

Artículo 24.- La concesión definitiva permite utilizar bienes de uso público y el derecho de obtener la imposición de servidumbres para la construcción y operación de centrales de generación y obras conexas, subestaciones y líneas de transmisión así como también de redes y subestaciones de distribución para Servicio Público de Electricidad.

Artículo 25.- La solicitud para la obtención de concesión definitiva, será presentada al Ministerio de Energía y Minas, con los siguientes datos y requisitos:

- a) Identificación y domicilio legal del solicitante. Si es persona jurídica debe presentar la Escritura Pública de Constitución Social y certificado de vigencia del poder de su representante legal, debidamente inscritos en los Registros Públicos;
- b) Autorización del uso de recursos naturales de propiedad del Estado, cuando corresponda;
- c) Memoria descriptiva y planos completos del proyecto, con los estudios del proyecto a un nivel de factibilidad, por lo menos;
- d) Calendario de ejecución de obras, con la indicación del inicio y la puesta en operación comercial;
- e) Presupuesto del proyecto;
- f) Especificación de las servidumbres requeridas;
- g) Delimitación de la zona de concesión en coordenadas UTM (WGS84) y contrato formal de suministro de energía, en el caso de concesiones de distribución;
- h) Resolución aprobatoria del Instrumento Ambiental;
- i) Garantía de Fiel Cumplimiento de ejecución de obras que señale el Reglamento;
- j) Sustento verificable del compromiso de inversionistas para el aporte de capital con fines de la ejecución de las obras, tratándose de concesión de generación;
- k) Informe favorable emitido por una entidad Clasificadora de Riesgo calificada, respecto de la solvencia financiera del solicitante, tratándose de concesión de generación;
- l) Certificado de conformidad del Estudio de Pre-Operatividad emitido por el COES, cuando corresponda.

En el proceso de las Licitaciones Públicas a que se refiere el artículo 22, se consideran, los requisitos pertinentes establecidos en el presente artículo.

Luego de la evaluación correspondiente, conforme se disponga en el Reglamento, y que hayan sido cumplidos los requisitos de admisibilidad, la solicitud será admitida a trámite ordenándose la publicación del aviso, la que se efectuará por dos (2) días consecutivos, por cuenta del peticionario, en el Diario Oficial "El Peruano" y en uno de los diarios de mayor circulación donde se ubica la concesión.

En los casos establecidos en el artículo 22, el contrato de concesión definitiva se registrará por el Calendario de ejecución de obras contenido en el contrato derivado de la Licitación Pública.

Adicionalmente al requisito exigido en el literal b) del presente artículo, en caso de utilización de recursos hídricos, el Ministerio de Energía y Minas debe emitir un informe favorable sobre la gestión eficiente de la cuenca para fines de producción

hidroeléctrica, en la que se desarrolle el proyecto, que considere la máxima capacidad de generación eléctrica que es posible aprovechar del referido recurso y que privilegie el aprovechamiento hidroenergético óptimo de la cuenca hidrográfica, considerando criterios técnicos, económicos y ambientales, previo a la emisión de la resolución correspondiente. El reglamento puede considerar otros aspectos con el fin de asegurar la óptima utilización de los recursos energéticos renovables.

En la evaluación de las solicitudes de otorgamiento de concesión que se presenten ante los Gobiernos Regionales se debe verificar que no exista superposición o concurrencia de solicitudes en trámite o concesiones otorgadas a favor del solicitante o de terceros, para cuyo efecto el Ministerio de Energía y Minas emite su opinión y determina la continuación del trámite ante la instancia correspondiente.

La aprobación de solicitudes de modificación de concesiones o autorizaciones, cuando corresponda, están sujetas a la actualización de los requisitos y verificación de las condiciones previstas en el presente artículo y las normas de inversión privada correspondientes.¹⁴

¹⁴ Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Legislativo N° 1221, publicado el 24 septiembre 2015.

El texto original era:

Artículo 25.- *La solicitud para la obtención de concesión definitiva será presentada al Ministerio de Energía y Minas, con los siguientes datos y requisitos:*

- a) *Identificación del peticionario;*
- b) *Autorización del uso de recursos naturales de propiedad del Estado, cuando corresponda;(*)*
- c) *Memoria descriptiva y planos completos del proyecto;*
- d) *Calendario de ejecución de las obras;*
- e) *Presupuesto del proyecto;*
- f) *Especificación de las servidumbres requeridas;*
- g) *Delimitación de la zona de concesión y contrato formal de suministro de energía en el caso de concesiones de distribución;*
- h) *Estudio de impacto ambiental;*
- i) *Las garantías establecidas por el Reglamento.*
- "j) *Estudio Económico-Financiero del Proyecto".(1)(2)*

(1) Literal adicionado por el Artículo Único de la Ley N° 27239, publicada el 22-12-99.

(2) Literal derogado por el Artículo 1 de la Ley N° 27435, publicada el 16-03-2001.

La solicitud será publicada por dos días consecutivos, por cuenta del peticionario, en el Diario Oficial El Peruano y en uno de los diarios de mayor circulación donde se ubica la concesión.

La concesión definitiva será otorgada por Resolución Suprema refrendada por el Ministro de Energía y Minas.()*

(*) Posteriormente, el Artículo 25 fue sustituido por el Artículo Único de la Ley N° 29178 publicada el 03 enero 2008, cuyo texto es el siguiente:

Artículo 25.- *La solicitud para la obtención de concesión definitiva será presentada al Ministerio de Energía y Minas, con los siguientes datos y requisitos:*

- a) *Identificación y domicilio legal del solicitante. Si es persona jurídica debe presentar la Escritura Pública de Constitución Social y el poder de su representante legal, debidamente inscritos en los Registros Públicos;*
- b) *autorización del uso de recursos naturales de propiedad del Estado, cuando corresponda;*
- c) *memoria descriptiva y planos completos del proyecto, con los estudios del proyecto a un nivel de factibilidad, por lo menos;*

Artículo 26.- Si dentro del término de quince (15) días hábiles, posteriores a la última publicación del aviso de una solicitud de concesión definitiva, se presentaran otras solicitudes para la misma concesión, se seleccionará la solicitud que debe continuar con el procedimiento de solicitud de concesión definitiva, de acuerdo con el procedimiento de concurrencia establecido en el Reglamento.

En caso de existir dos (2) o más solicitantes que se encuentren en la misma condición, únicamente estos podrán participar en el procedimiento de concurrencia conforme al Reglamento.¹⁵

-
- d) *calendario de ejecución de obras, con la indicación del inicio y la puesta en operación comercial;*
 - e) *presupuesto del proyecto;*
 - f) *especificación de las servidumbres requeridas;*
 - g) *delimitación de la zona de concesión en coordenadas UTM (PSAD56) y contrato formal de suministro de energía, en el caso de concesiones de distribución;*
 - h) *resolución directoral aprobatoria del Estudio de Impacto Ambiental;*
 - i) *la garantía de fiel cumplimiento de ejecución de obras que señale el Reglamento;*
 - j) *sustento verificable del compromiso de inversionistas para el aporte de capital con fines de la ejecución de las obras, tratándose de concesión de generación;*
 - k) *informe favorable emitido por una entidad Clasificadora de Riesgo calificada, respecto de la solvencia financiera del solicitante, tratándose de concesión de generación.*

Luego de la evaluación correspondiente, conforme se disponga en el Reglamento y que hayan sido cumplidos los requisitos de admisibilidad, la solicitud será admitida a trámite ordenándose la publicación del aviso, la que se efectuará por dos (2) días consecutivos, por cuenta del peticionario, en el Diario Oficial "El Peruano" y en uno de los diarios de mayor circulación donde se ubica la concesión.

El primer párrafo del Artículo 25 fue modificado por la Primera Disposición Modificatoria del Decreto Legislativo N° 1002, publicado el 02 de mayo 2008, cuyo texto es el siguiente:

Artículo 25.- *La solicitud para la obtención de concesión definitiva, excepto para generación con Recursos Energéticos Renovables con potencia instalada igual o inferior a 20 MW, será presentada al Ministerio de Energía y Minas, con los siguientes datos y requisitos: (...)*

Finalmente el Artículo 25 fue modificado por el Artículo 1 del Decreto Legislativo N° 1221, publicado el 24 de septiembre 2015.

¹⁵ Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Legislativo N° 1221, publicado el 24 septiembre 2015.

El texto original del Artículo 26 era el siguiente:

Artículo 26.- *Cuando concurren varias solicitudes para una misma concesión definitiva, dentro de los 15 días de concluida la publicación de la primera solicitud, se dará preferencia al peticionario que presente las mejores condiciones desde el punto de vista técnico y económico. En igualdad de condiciones, tendrá derecho preferencial el que haya tenido previamente una concesión temporal.*

Posteriormente, el Artículo 26 fue modificado por el Artículo 1 de la Ley N° 26980, publicada el 27-09-98, cuyo texto es el siguiente:

Artículo 26.- Si dentro del término de 15 días hábiles posteriores a la última publicación de una solicitud de concesión definitiva se presentarán otras solicitudes para la misma concesión, se seleccionará al concesionario mediante subasta. En el Reglamento se establecerá el procedimiento respectivo.

Si en la concurrencia de solicitudes de concesión definitiva, uno de los peticionarios hubiera obtenido previamente una concesión temporal y cumplido sus obligaciones, éste tendrá derecho exclusivo para continuar con el trámite de solicitud de concesión definitiva. En caso de existir dos o más peticionarios que cumplan dichas condiciones, únicamente éstos podrán participar en la subasta a que se refiere el párrafo anterior.

Luego, el Artículo 26 fue sustituido por el Artículo Único de la Ley N° 29178, publicada el 03 enero 2008, cuyo texto fue el siguiente:

Artículo 27.- Los procedimientos y condiciones aplicables a la tramitación de oposiciones serán establecidos por el Reglamento.

Artículo 28.- La solicitud de concesión que cumpla con los requisitos establecidos en el artículo 25, debe resolverse en un plazo máximo de sesenta días hábiles a partir de la fecha de su presentación. En caso de concesiones definitivas para generación que utilicen recursos hídricos, la solicitud debe resolverse en un plazo máximo de ciento veinte días hábiles a partir de la fecha de su presentación. La presentación de los incidentes que se promuevan suspenderá el plazo señalado en el presente artículo hasta que queden resueltos.

La concesión definitiva será otorgada por Resolución Ministerial de Energía y Minas o por el Gobierno Regional cuando corresponda.¹⁶

Artículo 26.- Si dentro del término de quince (15) días hábiles, posteriores a la última publicación del aviso de una solicitud de concesión definitiva, se presentaran otras solicitudes para la misma concesión, se seleccionará la solicitud que debe continuar con el procedimiento de solicitud de concesión definitiva, de acuerdo con el procedimiento de concurrencia establecido en el Reglamento.

No será de aplicación el procedimiento de concurrencia, cuando uno de los solicitantes sea o haya sido titular de concesión temporal, y esté cumpliendo o haya cumplido sus obligaciones de acuerdo al cronograma de estudios, en cuyo caso este tendrá derecho exclusivo para continuar con el procedimiento de la solicitud de concesión definitiva. En caso de existir dos (2) o más solicitantes que se encuentren en la misma condición, únicamente estos podrán participar en el procedimiento de concurrencia conforme al Reglamento.

Finalmente, el Artículo 26 fue modificado por el Artículo 1 del Decreto Legislativo N° 1221, publicado el 24 septiembre 2015, cuyo texto es el siguiente:

Artículo 26.- Si dentro del término de quince (15) días hábiles, posteriores a la última publicación del aviso de una solicitud de concesión definitiva, se presentaran otras solicitudes para la misma concesión, se seleccionará la solicitud que debe continuar con el procedimiento de solicitud de concesión definitiva, de acuerdo con el procedimiento de concurrencia establecido en el Reglamento.

En caso de existir dos (2) o más solicitantes que se encuentren en la misma condición, únicamente estos podrán participar en el procedimiento de concurrencia conforme al Reglamento.

¹⁶ Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Legislativo N° 1221, publicado el 24 septiembre 2015.

El texto original era el siguiente:

Artículo 28.- La solicitud de concesión, que cumpla con los requisitos establecidos en el artículo 25 de la presente Ley, deberá resolverse en un plazo máximo de 90 días calendario contados a partir de la fecha de su presentación. De no resolverse en este plazo se dará por aprobada.

Posteriormente, el Artículo 28 fue sustituido por el Artículo Único de la Ley N° 29178, publicada el 03 enero 2008, cuyo texto es el siguiente:

Artículo 28.- La solicitud de concesión que cumpla con los requisitos establecidos en el artículo 25, deberá resolverse en un plazo máximo de sesenta (60) días hábiles a partir de la fecha de su presentación.

La presentación de los incidentes que se promuevan suspenderá el plazo señalado en el presente artículo hasta que queden resueltos.

La concesión definitiva será otorgada por resolución suprema refrendada por el Ministro de Energía y Minas.

Finalmente, el Artículo 28 fue modificado por el Artículo 1 del Decreto Legislativo N° 1221, publicado el 24 septiembre 2015, cuyo texto es el siguiente:

Artículo 28.- La solicitud de concesión que cumpla con los requisitos establecidos en el artículo 25, debe resolverse en un plazo máximo de sesenta días hábiles a partir de la fecha de su presentación. En caso de concesiones definitivas para generación que utilicen recursos hídricos, la solicitud debe resolverse en un plazo máximo de ciento veinte días hábiles a partir de la fecha de su presentación. La presentación de los incidentes que se promuevan suspenderá el plazo señalado en el presente artículo hasta que queden resueltos.

Artículo 29.- La concesión adquiere carácter contractual cuando el peticionario suscribe el contrato correspondiente, el que debe elevarse a escritura pública en un plazo máximo de sesenta días hábiles, contado a partir del día siguiente de la fecha de publicación de la Resolución Ministerial. El titular está obligado a entregar al Ministerio un testimonio de la escritura pública con la Constancia de inscripción en el Registro de Concesiones para la Explotación de Servicios Públicos, dentro del plazo de veinte (20) días hábiles desde la fecha de inscripción.

El contrato deberá contener, cuando menos, el nombre y domicilio del concesionario, derechos y obligaciones, condiciones, calendario de ejecución de obras con la indicación del inicio y la puesta en operación comercial, servidumbres, zonas de concesión cuando corresponda, causales de caducidad y demás disposiciones de la presente Ley y del Reglamento que le sean aplicables.

El contrato deberá contener, cuando menos, el nombre y domicilio del concesionario, derechos y obligaciones, condiciones, calendario de ejecución de obras con la indicación del inicio y la puesta en operación comercial, zona de concesión cuando corresponda, causales de caducidad y demás disposiciones de la presente Ley y del Reglamento que le sean aplicables.

El contrato de concesión definitiva recogerá las cláusulas pertinentes del contrato de concesión que se suscribe como resultado de una licitación pública realizada por el Ministerio de Energía y Minas o la entidad a que éste encargue. Las modificaciones que se realicen en el contrato derivado de la licitación pública deben ser incluidas en el contrato de concesión definitiva, en lo pertinente.¹⁷

La concesión definitiva será otorgada por Resolución Ministerial de Energía y Minas o por el Gobierno Regional cuando corresponda.

¹⁷ Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Legislativo N° 1221, publicado el 24 septiembre 2015.

El texto original del Artículo 29 era el siguiente:

Artículo 29.- *La concesión adquiere carácter contractual cuando el peticionario acepta por escrito la Resolución emitida y suscribe el contrato correspondiente, el que debe elevarse a escritura pública en un plazo máximo de 60 días calendarios, contados a partir de la fecha de recibida la transcripción de la Resolución. El contrato deberá contener el nombre del concesionario, derechos y obligaciones, condiciones, plazo de inicio y terminación de las obras, servidumbres, zonas de concesión cuando corresponda, causales de caducidad y demás disposiciones de la presente Ley, que le sean aplicables.*

El Artículo 29 fue modificado por el Artículo Único de la Ley N° 27239, publicada el 22-12-99, cuyo texto fue el siguiente:

Artículo 29.- *La concesión adquiere carácter contractual cuando el peticionario acepta por escrito la Resolución emitida y suscribe el contrato correspondiente, el que debe elevarse a escritura pública en un plazo máximo de 60 (sesenta) días calendario, contados a partir de la fecha de recibida la transcripción de la Resolución.*

El contrato deberá contener el nombre del concesionario, derechos y obligaciones, condiciones, plazo de inicio y terminación de las obras, servidumbres, zonas de concesión cuando corresponda, causales de caducidad y demás disposiciones de la presente Ley, que le sean aplicables.

En el caso de las concesiones definitivas de generación, el contrato incluirá el estudio económico-financiero del proyecto -a efectos de determinar el compromiso contractual de inversión que corresponda-, el monto de la penalidad en caso de incumplimiento de dicho compromiso y el monto de la garantía -la que corresponderá a un porcentaje del compromiso de inversión-; de acuerdo a los términos y especificaciones dispuestos en el Reglamento de la Ley. **(1)**

(1) Párrafo derogado por el Artículo 1 de la Ley N° 27435 publicada el 16-03-2001.

Artículo 30.- La actividad de distribución de Servicio Público de Electricidad en una zona determinada, solo puede ser desarrollada por un solo titular con carácter exclusivo. La concesión de distribución no puede ser reducida sin autorización del Ministerio de Energía y Minas.

El concesionario de distribución puede efectuar ampliaciones de su zona de concesión. Para tal efecto, está obligado a presentar al Ministerio de Energía y Minas, previamente, un informe que señale la delimitación de la zona donde efectuará la ampliación, acompañado del Calendario de Ejecución de Obras y de la correspondiente garantía de fiel cumplimiento que señale el Reglamento, así como del plano de la nueva área delimitada con coordenadas UTM (WGS84).

Desde la fecha de publicación del aviso de ampliación que se efectúe conforme al Reglamento, el concesionario adquiere la exclusividad para el desarrollo de la actividad de distribución en la zona delimitada de ampliación y asume las obligaciones de los concesionarios de distribución.

El procedimiento administrativo de regularización de una ampliación de la zona de concesión, con el objeto de incorporar la nueva zona al contrato de concesión, terminará cuando se haya concluido la ejecución de las obras de la ampliación, conforme al Calendario de Ejecución de Obras.

Los casos de electrificación de zonas comprendidas dentro de los alcances del inciso a) del artículo 34 y de los centros poblados ubicados fuera de una zona de concesión, que no sean objeto de procedimiento de ampliación de zona de concesión por parte de los concesionarios de distribución existentes, se rigen por lo dispuesto en la Ley N° 28749, Ley de Electrificación Rural.

Adicionalmente a la concesión, mediante resolución ministerial, el Ministerio de Energía y Minas determina para cada concesionario de distribución, una Zona de Responsabilidad Técnica (ZRT), según las condiciones previstas en el Reglamento;

La ZRT comprende áreas definidas geográficamente para lograr el acceso al servicio eléctrico de todos los habitantes del país, las cuales preferentemente consideran el límite del ámbito de las Regiones donde opera el concesionario respectivo.

Los proyectos de electrificación que se ejecuten dentro de las ZRT deben ser previamente aprobados, por el concesionario de distribución respectivo, conforme al procedimiento

Luego, el Artículo 29 fue sustituido por el Artículo Único de la Ley N° 29178, publicada el 03 enero 2008, cuyo texto es el siguiente:

Artículo 29.- La concesión adquiere carácter contractual cuando el peticionario suscribe el contrato correspondiente, el que debe elevarse a escritura pública en un plazo máximo de sesenta (60) días hábiles, contados a partir del día siguiente de la fecha de publicación de la resolución suprema. El titular está obligado a entregar al Ministerio un testimonio de la escritura pública con la constancia de inscripción en el Registro de Concesiones para la Explotación de Servicios Públicos, dentro del plazo de veinte (20) días hábiles desde la fecha de inscripción.

El contrato deberá contener, cuando menos, el nombre y domicilio del concesionario, derechos y obligaciones, condiciones, calendario de ejecución de obras con la indicación del inicio y la puesta en operación comercial, servidumbres, zonas de concesión cuando corresponda, causales de caducidad y demás disposiciones de la presente Ley y del Reglamento que le sean aplicables.

Finalmente, el Artículo 29 fue modificado por el Artículo 1 del Decreto Legislativo N° 1221, publicado el 24 septiembre 2015, vigente a la fecha conforme líneas arriba.

y criterios previstos en el Reglamento. En el caso de proyectos de inversión pública, el incumplimiento de lo antes dispuesto, por parte del solicitante, conlleva responsabilidad funcional.

El concesionario de distribución tiene la prioridad para ejecutar los proyectos de electrificación que se realicen dentro de la ZRT bajo su responsabilidad. En todos los casos, el concesionario de distribución debe participar en la promoción, planificación y supervisión de los proyectos de electrificación, conforme lo establezca el Reglamento.

En caso las obras le sean transferidas al concesionario de distribución, éste asume las obligaciones para el desarrollo y administración de la actividad de distribución, debiendo ampliar su zona de concesión conforme al marco legal aplicable. La transferencia de las obras se hará a Valor Nuevo de Reemplazo del Sistema Económicamente Adaptado.

Las redes rurales existentes a la entrada en vigencia de esta Ley que no cumplan con el Código Nacional de Electricidad, normas técnicas, ambientales, municipales u otra pertinente deberán ser saneadas por el Estado antes de ser transferidas al concesionario de distribución.

La ampliación de cobertura eléctrica dentro de la ZRT se desarrolla bajo el marco de la Ley N° 28749, Ley de Electrificación Rural, y otros regímenes aplicables. La transferencia de los bienes de las obras ejecutadas por el Estado al correspondiente concesionario de distribución será en un plazo máximo de doce (12) años, antes de lo cual el concesionario de distribución asumirá su administración, debiendo reconocerse los costos de operación y mantenimiento reales auditados, conforme lo establecido en el Decreto Legislativo N° 1207. Durante el período indicado, ADINELSA asumirá la titularidad a título gratuito y las obras ejecutadas serán incorporadas en la correspondiente regulación tarifaria a un Valor Nuevo de Reemplazo inicial igual a cero. En las posteriores regulaciones se incorporan las inversiones ejecutadas por el concesionario de distribución para su ampliación y reposición de equipos conforme los defina el Reglamento.

Con la finalidad de dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 30 de la presente Ley y artículo 14 de la Ley N° 28749, Ley de Electrificación Rural, las empresas distribuidoras deben implementar contabilidad separada, diferenciando los Sistemas Eléctricos Rurales que administra del resto de sistemas eléctricos de distribución a su cargo.¹⁸

¹⁸ Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Legislativo N° 1221, publicado el 24 septiembre 2015.

El texto original era:

Artículo 30.- *La concesión de distribución de Servicio Público de Electricidad en una zona determinada, será exclusiva para un solo concesionario, y no podrá reducirla sin autorización del Ministerio de Energía y Minas.*

El concesionario de distribución podrá efectuar ampliaciones de su zona de concesión, informando previamente al Ministerio de Energía y Minas los nuevos límites.

Las ampliaciones de la zona de concesión se regularizarán cada dos años mediante un procedimiento similar al de una concesión definitiva.

Posteriormente, el Artículo 30 fue sustituido por el Artículo Único de la Ley N° 29178, publicada el 03 enero 2008, cuyo texto es el siguiente:

“Artículo 30.- *La actividad de distribución de Servicio Público de Electricidad en una zona determinada, sólo puede ser desarrollada por un solo titular con carácter exclusivo. La concesión de distribución no puede ser reducida sin autorización del Ministerio de Energía y Minas.*

El concesionario de distribución podrá efectuar ampliaciones de su zona de concesión. Para tal efecto,

Artículo 31.- Tanto los titulares de concesión como los titulares de autorización, están obligados a:

- a) Efectuar los estudios y/o la ejecución de las obras cumpliendo los plazos señalados en el cronograma correspondiente;
- b) Conservar y mantener sus obras e instalaciones en condiciones adecuadas para su operación eficiente, de acuerdo a lo previsto en el contrato de concesión, o de acuerdo a las normas que emita el Ministerio de Energía y Minas, según corresponda;
- c) Aplicar los precios regulados que se fijen de conformidad con las disposiciones de la presente Ley;
- d) Presentar la información técnica y económica a los organismos normativos y reguladores en la forma y plazos fijados en el Reglamento;
- e) Cumplir con las disposiciones del Código Nacional de Electricidad y demás normas técnicas aplicables;
- f) Facilitar las inspecciones técnicas a sus instalaciones que dispongan los organismos normativos y reguladores;
- g) Contribuir al sostenimiento de los organismos normativos y reguladores mediante aportes fijados por la autoridad competente que, en conjunto, no podrán ser superiores al uno por ciento (1 %) de sus ventas anuales;
- h) Cumplir con las normas de conservación del medio ambiente y del Patrimonio Cultural de la Nación, y;
- i) Operar sus instalaciones de acuerdo a las normas de coordinación del Comité de Operación Económica del Sistema (COES).¹⁹

está obligado a presentar al Ministerio de Energía y Minas, previamente, un informe que señale la delimitación de la zona donde efectuará la ampliación, acompañado del Calendario de Ejecución de Obras y de la correspondiente garantía de fiel cumplimiento que señale el Reglamento, así como del plano de la nueva área delimitada con coordenadas UTM (PSAD56).

Desde la fecha de publicación del aviso de ampliación que se efectúe conforme al Reglamento, el concesionario adquiere la exclusividad para el desarrollo de la actividad de distribución en la zona delimitada de ampliación y asume las obligaciones de los concesionarios de distribución.

El procedimiento administrativo de regularización de una ampliación de la zona de concesión, con el objeto de incorporar la nueva zona al contrato de concesión, terminará cuando se haya concluido la ejecución de las obras de la ampliación, conforme al Calendario de Ejecución de Obras.

Los casos de electrificación de zonas comprendidas dentro de los alcances del inciso a) del artículo 34 y de los centros poblados ubicados fuera de una zona de concesión, que no sean objeto de procedimiento de ampliación de zona de concesión por parte de los concesionarios de distribución existentes, se registrarán por lo dispuesto en la Ley N° 28749, Ley de Electrificación Rural.

Finalmente, el Artículo 30 fue modificado por el Artículo 1 del Decreto Legislativo N° 1221, publicado el 24 septiembre 2015, conforme líneas arriba, vigente a la fecha.

¹⁹ Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Legislativo N° 1221, publicado el 24 septiembre 2015.

El texto del Artículo 31 original era:

Artículo 31.- Los concesionarios de generación, transmisión y distribución están obligados a:

- a) Efectuar los estudios y/o la construcción de las obras en los plazos señalados en el respectivo contrato de concesión;

Artículo 32.- Los integrantes del COES están obligados a cumplir las disposiciones que emita dicho Comité.²⁰

Artículo 33.- Los concesionarios de transmisión están obligados a permitir la utilización de sus sistemas por parte de terceros, quienes deberán asumir los costos de ampliación a realizarse en caso necesario, y las compensaciones por el uso, de acuerdo a lo dispuesto en el Reglamento de la Ley.²¹

-
- b) Conservar y mantener sus obras e instalaciones en condiciones adecuadas para su operación eficiente, de acuerdo a lo previsto en su contrato de concesión;
 - c) Aplicar los precios regulados que se fijen de conformidad con las disposiciones de la presente Ley;
 - d) Presentar la información técnica y económica a los organismos normativos y reguladores en la forma y plazos fijados en el Reglamento;
 - e) Cumplir con las disposiciones del Código Nacional de Electricidad y demás normas técnicas aplicables;
 - f) Facilitar las inspecciones técnicas a sus instalaciones que dispongan los organismos normativos y reguladores;
 - g) Contribuir al sostenimiento de los organismos normativos y reguladores mediante aportes fijados por el Ministerio de Energía y Minas, que en ningún caso podrán ser superiores al 1% de sus ventas anuales; y,
 - h) Cumplir con las normas de conservación del medio ambiente y del Patrimonio Cultural de la Nación.

El literal a) fue sustituido por el Artículo Único de la Ley N° 29178, publicada el 03 enero 2008, cuyo texto fue el siguiente:

- a) Efectuar los estudios y/o la ejecución de las obras cumpliendo los plazos señalados en el cronograma correspondiente.

El literal b) fue sustituido por el Artículo Único de la Ley N° 29178, publicada el 03 enero 2008, cuyo texto es el siguiente:

- b) Conservar y mantener sus obras e instalaciones en condiciones adecuadas para su operación eficiente, de acuerdo a lo previsto en el contrato de concesión, o de acuerdo a las normas que emita el Ministerio de Energía y Minas, según corresponda;

El literal g) fue modificado por la Octava Disposición Complementaria de la Ley N° 26734, publicada el 31-12-96; cuyo texto es el siguiente:

- g) 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 uno por ciento (1%) de sus ventas anuales.

Posteriormente, el literal g) fue sustituido por el Artículo Único de la Ley N° 29178, publicada el 03 enero 2008, cuyo texto es el siguiente:

- g) Contribuir al sostenimiento de los organismos normativos y reguladores mediante aportes fijados por la autoridad competente que, en conjunto, no podrán ser superiores al uno por ciento (1%) de sus ventas anuales; y,

Finalmente, el Artículo 31 fue modificado por el Artículo 1 del Decreto Legislativo N° 1221, publicado el 24 septiembre 2015, vigente en la actualidad conforme líneas arriba.

²⁰ Artículo sustituido por el Artículo Único de la Ley N° 29178, publicada el 03 enero 2008.

El texto original del Artículo 32 era:

Artículo 32.- Los concesionarios de generación y de transmisión, cuando integren un Comité de Operación Económica del Sistema, están obligados a operar sus instalaciones de acuerdo a las disposiciones que emita dicho Comité.

²¹ Artículo modificado por el Artículo Único de la Ley N° 27239, publicada el 22-12-99

El texto original del Artículo 33 era:

Artículo 33.- Los concesionarios de transmisión están obligados a permitir la utilización de sus sistemas por parte de terceros, quienes deberán asumir los costos de ampliación a realizarse en caso necesario, y las compensaciones por el uso.

Artículo 34.- Los Distribuidores están obligados a:

- a) Suministrar electricidad a quien lo solicite dentro de su zona de concesión o a aquellos que lleguen a dicha zona con sus propias líneas, en un plazo no mayor de un (1) año y que tengan carácter de Servicio Público de Electricidad;
- b) Garantizar la demanda para sus usuarios regulados por los siguientes veinticuatro (24) meses como mínimo;
- c) Garantizar la calidad del servicio que fije su contrato de Concesión y las normas aplicables;
- d) Permitir la utilización de todos sus sistemas y redes por parte de terceros para el transporte de electricidad, excepto cuando tenga por objeto el suministro de electricidad a Usuarios Regulados dentro o fuera de su zona de concesión, en las condiciones establecidas en la presente Ley y en el Reglamento;
- e) Cumplir con las obligaciones establecidas para las ZRT.²²

²² Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Legislativo N°1221, publicado el 24 septiembre 2015

El texto original del Artículo 34 era:

Artículo 34.- Los concesionarios de distribución están obligados a:

- a) *Dar servicio a quien lo solicite dentro de su zona de concesión o a aquellos que lleguen a dicha zona con sus propias líneas, en un plazo no mayor de un año y que tengan carácter de Servicio Público de Electricidad;*
- b) *Tener contratos vigentes con empresas generadoras que le garanticen su requerimiento total de potencia y energía, por los siguientes 24 meses como mínimo; (*)*

(*) Suspendido cualquier sanción administrativa derivada del incumplimiento del literal b) desde el 31-12-2004 hasta el 31-12-2007, de conformidad con Primera Disposición Transitoria de la Ley N° 28447, publicada el 30-12-2004

- c) *Garantizar la calidad del servicio que fije su contrato de Concesión; y,*
- d) *Permitir la utilización de sus sistemas por parte de terceros, para suministrar energía a usuarios que no tengan el carácter de Servicio Público de Electricidad, ubicados dentro o fuera de su zona de concesión, en las condiciones establecidas en la presente Ley y su Reglamento.*

El Artículo 34 fue modificado por la Única Disposición Complementaria Modificatoria de la Ley N° 28832, publicada el 23 julio 2006, cuyo texto es el siguiente:

Artículo 34.- Los concesionarios de distribución están obligados a:

- a) Suministrar electricidad a quien lo solicite dentro de su zona de concesión o a aquellos que lleguen a dicha zona con sus propias líneas, en un plazo no mayor de un (1) año y que tengan carácter de Servicio Público de Electricidad;
- b) Tener contratos vigentes con empresas generadoras que le garanticen su requerimiento total de potencia y energía por los siguientes veinticuatro (24) meses como mínimo;
- c) Garantizar la calidad del servicio que fije su contrato de Concesión y las normas aplicables;
- d) Permitir la utilización de todos sus sistemas y redes por parte de terceros para el transporte de electricidad, excepto cuando tenga por objeto el suministro de electricidad a usuarios del Servicio Público de Electricidad dentro de su área de concesión. OSINERG establecerá la remuneración correspondiente según lo que señala el Reglamento.

Posteriormente el Artículo 34 fue modificado por el Artículo Único de la Ley N° 29178, publicada el 03 enero 2008, cuyo texto es el siguiente:

Artículo 34.- Los Distribuidores están obligados a:

(...)

Artículo 35.- La concesión se extingue por declaración de caducidad o aceptación de renuncia. En ambos casos la transferencia de los derechos y bienes de la concesión será efectuada de acuerdo a lo previsto en la presente Ley y su Reglamento.²³

Artículo 36.- La concesión definitiva caduca cuando:

- a) El concesionario no acredite dentro del plazo señalado, la inscripción del contrato de concesión en el Registro de Concesiones para la Explotación de Servicios Públicos;
- b) El concesionario no cumpla con ejecutar las obras conforme al Calendario de Ejecución de Obras, salvo que demuestre que la ejecución ha sido impedida por la ocurrencia de caso fortuito o fuerza mayor calificada como tal por el Ministerio de Energía y Minas o, se apruebe un calendario garantizado de ejecución de obras por única vez, el cual debe acompañarse de una garantía adicional, según las condiciones previstas en el Reglamento;
- c) El concesionario deje de operar sus instalaciones sin causa justificada, por 876 horas acumuladas durante un año calendario;
- d) El concesionario de generación o de transmisión luego de habersele aplicado las sanciones correspondientes, no opere sus instalaciones de acuerdo a las normas de coordinación del Comité de Operación Económica del Sistema, salvo autorización expresa del Ministerio de Energía y Minas por causa debidamente justificada;
- e) El Distribuidor, luego de habersele aplicado las multas correspondientes, no cumpla con la obligación señalada en el inciso b) del artículo 34 o con dar servicio de acuerdo a los estándares de calidad establecidos en su contrato de concesión;
- f) El concesionario de distribución, no acredite la garantía de suministro por el plazo previsto en el inciso b) del artículo 34 de la presente Ley, salvo que haya convocado a licitaciones públicas de acuerdo a la normativa vigente y no haya obtenido ofertas para cubrir el total de sus requerimientos por el plazo indicado;
- g) El reiterado incumplimiento de pago a las empresas generadoras por el abastecimiento de energía y potencia destinadas al Servicio Público de Electricidad, siempre y cuando dicho pago no se encuentre en controversia.²⁴

Permitir la utilización de todos sus sistemas y redes por parte de terceros para el transporte de electricidad, excepto cuando tenga por objeto el suministro de electricidad a Usuarios Regulados dentro o fuera de su zona de concesión, en las condiciones establecidas en la presente Ley y en el Reglamento.

Finalmente, el Artículo 34 fue modificado por el Artículo 1 del Decreto Legislativo N°1221, publicado el 24 septiembre 2015, vigente a la fecha, de acuerdo al texto líneas arriba.

²³ Artículo sustituido por el Artículo Único de la Ley N° 29178, publicada el 03 enero 2008

El texto original era el siguiente:

Artículo 35.- *La concesión termina por declaración de caducidad o renuncia; en ambos casos la transferencia de los derechos de la concesión y de los bienes que se requieran para continuar con su operación, será efectuada de acuerdo a lo previsto en la presente Ley y su Reglamento.*

Posteriormente, el Artículo 35 fue modificado por el Artículo Único de la Ley N° 29178, vigente a la fecha, publicada el 03 enero 2008.

²⁴ Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Legislativo N° 1221, publicado el 24 septiembre 2015.

El texto original del Artículo 36 era el siguiente:

Artículo 37.- La caducidad será sancionada por Resolución Ministerial refrendada por el Ministro de Energía y Minas. En este caso se dispondrá su intervención administrativa en forma provisional, a fin de asegurar la continuidad de sus operaciones. Los derechos y los bienes de la concesión serán subastados públicamente. Del valor obtenido en la subasta, se deducirán los gastos incurridos y el saldo será entregado al ex concesionario. Los acreedores de la concesión declarada en caducidad, no podrán oponerse por ningún motivo a la subasta antes señalada.²⁵

Artículo 36.- *La concesión caduca cuando:*

- a) El concesionario no eleve a escritura pública el contrato de concesión dentro del plazo señalado;
- b) El concesionario no realice los estudios y/o no ejecute las obras e instalaciones en los plazos establecidos en el contrato de concesión, salvo caso fortuito o fuerza mayor debidamente acreditados;
- c) El concesionario deje de operar sus instalaciones, sin causa justificada, por 876 horas acumuladas durante un año calendario;
- d) El concesionario de generación o de transmisión, luego de habersele aplicado las sanciones correspondientes, no opere sus instalaciones de acuerdo a las normas de coordinación del Comité de Operación Económica del Sistema, salvo autorización expresa del Ministerio de Energía y Minas por causa debidamente justificada;
- e) El concesionario de distribución, luego de habersele aplicado las multas correspondientes, no cumpla con sus obligaciones de dar servicio en los plazos prescritos y de acuerdo a los estándares de calidad establecidos en su contrato de Concesión; y,
- f) El concesionario de distribución no acredite garantía de suministro por el plazo previsto en inciso b) del artículo 34 de la presente Ley.

El Artículo 36 fue modificado por el Artículo Único de la Ley N° 29178, publicada el 03 enero 2008, cuyo texto fue el siguiente:

Artículo 36.- *La concesión definitiva caduca cuando:*

- a) El concesionario no acredite dentro del plazo señalado, la inscripción del contrato de concesión en el Registro de Concesiones para la Explotación de Servicios Públicos;
- b) El concesionario no cumpla con ejecutar las obras conforme al Calendario de Ejecución de Obras, salvo que demuestre que la ejecución ha sido impedida por la ocurrencia de caso fortuito o fuerza mayor calificada como tal por el Ministerio de Energía y Minas;
- (...)
- e) El Distribuidor, luego de habersele aplicado las multas correspondientes, no cumpla con la obligación señalada en el inciso b) del artículo 34 o con dar servicio de acuerdo a los estándares de calidad establecidos en su contrato de concesión;
- f) El concesionario de distribución, no acredite la garantía de suministro por el plazo previsto en el inciso b) del artículo 34 de la presente Ley, salvo que haya convocado a licitaciones públicas de acuerdo a la normativa vigente y no haya obtenido ofertas para cubrir el total de sus requerimientos por el plazo indicado.
- (...)

Finalmente, el Artículo 36 fue modificado por el Artículo 1 del Decreto Legislativo N° 1221, publicado el 24 septiembre 2015, vigente a la fecha.

²⁵ Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Legislativo N° 1221, publicado el 24 septiembre 2015.

El texto original del Artículo 37 fue el siguiente:

Artículo 37.- *La caducidad será sancionada por Resolución Suprema refrendada por el Ministro de Energía y Minas. En este caso se dispondrá su intervención administrativa en forma provisional, a fin de asegurar la continuidad de sus operaciones.*

Los derechos y los bienes de la concesión será subastados públicamente. Del valor obtenido en la subasta, se deducirán los gastos incurridos y el saldo será entregado al ex concesionario.

Artículo 38.- Las autorizaciones que cumplan los requisitos serán otorgadas mediante Resolución Ministerial del sector por un plazo indefinido, dentro de los treinta (30) días hábiles de presentada la solicitud. La solicitud deberá estar acompañada de lo siguiente:

- a) Identificación y domicilio legal del solicitante. Si es persona jurídica debe presentar la Escritura Pública de Constitución Social y el poder de su representante legal, debidamente inscritos en los Registros Públicos;
- b) Resolución aprobatoria del Instrumento Ambiental;
- c) Memoria descriptiva y planos completos del proyecto, con los estudios del proyecto a un nivel de factibilidad, por lo menos;
- d) Calendario de Ejecución de Obras con la indicación del inicio y la puesta en operación comercial;
- e) Presupuesto del Proyecto;
- f) Información técnica con fines estadísticos que consistirá, cuando menos en lo siguiente: potencia instalada de la central, número de unidades de generación, tipo de cada unidad de generación, modelo de cada unidad de generación, caudal de diseño, consumo específico de combustible, tipo de combustible; tratándose de centrales de generación en uso o repotenciadas se presentarán también los registros históricos de operación e información relevante que sustente un adecuado desempeño operativo;
- g) La garantía de fiel cumplimiento de ejecución de obras que señale el Reglamento;
- h) Sustento verificable del compromiso de inversionistas para el aporte de capital con fines de la ejecución de las obras;
- i) Informe favorable emitido por una entidad Clasificadora de Riesgo Calificada, respecto de la solvencia financiera del inversionista;
- j) Certificado de conformidad del Estudio de Pre-Operatividad emitido por el COES, cuando corresponda.

Los acreedores de la concesión declarada en caducidad, no podrán oponerse por ningún motivo a la subasta antes señalada.

Finalmente, Artículo 37 fue modificado por el Artículo 1 del Decreto Legislativo N° 1221, publicado el 24 septiembre 2015, vigente a la fecha.

El Reglamento establece los mecanismos de control para verificar su cumplimiento.²⁶

²⁶ Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Legislativo N° 1221, publicado el 24 septiembre 2015.

El texto original del Artículo 38 era el siguiente:

Artículo 38.- Las autorizaciones serán otorgadas mediante Resolución Ministerial por un plazo indefinido, dentro de los 30 días calendario de presentada la solicitud, al cabo de los cuales se dará por autorizada. La solicitud deberá contener la identificación del propietario, declaración jurada de cumplimiento de las normas técnicas y de conservación del medio ambiente y el Patrimonio Cultural de la Nación, datos técnicos, ubicación de las instalaciones y demás informaciones con fines estadísticos. El Reglamento establecerá los mecanismos de control para verificar su cumplimiento.

Para las actividades de generación termoeléctrica, cuya potencia instalada sea superior a 10 Mw, es requisito presentar un Estudio de Impacto Ambiental además de los especificados en el párrafo anterior.

El texto del último párrafo fue añadido por la Ley N° 26896, publicada el 12 de diciembre de 1997.

El Artículo 38 fue modificado por el Artículo Único de la Ley N° 29178, publicada el 03 enero 2008, cuyo texto fue el siguiente:

Artículo 38.- Las autorizaciones que cumplan los requisitos serán otorgadas mediante resolución ministerial por un plazo indefinido, dentro de los treinta (30) días hábiles de presentada la solicitud. La solicitud deberá estar acompañada de lo siguiente:

- a) Identificación y domicilio legal del solicitante. Si es persona jurídica debe presentar la Escritura Pública de Constitución Social y el poder de su representante legal, debidamente inscritos en los Registros Públicos;
- b) Declaración Jurada de cumplimiento de las normas técnicas y de conservación del ambiente y del Patrimonio Cultural de la Nación. Tratándose de generación termoeléctrica cuya potencia instalada sea superior a 10 MW, se presentará la resolución directoral aprobatoria del Estudio de Impacto Ambiental;
- c) Memoria descriptiva y planos completos del proyecto, con los estudios del proyecto a un nivel de factibilidad, por lo menos;
- d) Calendario de Ejecución de Obras con la indicación del inicio y la puesta en operación comercial;
- e) presupuesto del proyecto;
- f) información técnica con fines estadísticos que consistirá, cuando menos en lo siguiente: potencia instalada de la central, número de unidades de generación, tipo de cada unidad de generación, modelo de cada unidad de generación, caudal de diseño, consumo específico de combustible, tipo de combustible; tratándose de centrales de generación en uso o repotenciadas se presentarán también los registros históricos de operación e información relevante que sustente un adecuado desempeño operativo;
- g) la garantía de fiel cumplimiento de ejecución de obras que señale el Reglamento;
- h) sustento verificable del compromiso de inversionistas para el aporte de capital con fines de la ejecución de las obras;
- i) informe favorable emitido por una entidad Clasificadora de Riesgo calificada, respecto de la solvencia financiera del solicitante.

El Reglamento establecerá los mecanismos de control para verificar su cumplimiento.

(*) Artículo modificado por la Primera Disposición Modificatoria del Decreto Legislativo N° 1002, publicado el 02 mayo 2008, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 38.- Las autorizaciones que cumplan los requisitos serán otorgadas mediante resolución ministerial por un plazo indefinido, dentro de los treinta (30) días hábiles de presentada la solicitud. La solicitud deberá estar acompañada de lo siguiente:

- a) Identificación y domicilio legal del solicitante. Si es persona jurídica debe presentar la Escritura Pública de Constitución Social y el poder de su representante legal, debidamente inscritos en los Registros Públicos;
- b) Declaración Jurada de cumplimiento de las normas técnicas y de conservación del medio ambiente y el Patrimonio Cultural de la Nación. Tratándose de generación termoeléctrica cuya potencia

instalada sea superior a 20 MW, se presentará la resolución directoral aprobatoria del Estudio de Impacto Ambiental;

- c) Memoria descriptiva y planos completos del proyecto, con los estudios del proyecto a un nivel de factibilidad, por lo menos;*
- d) Calendario de Ejecución de Obras con la indicación del inicio y la puesta en operación comercial;*
- e) Presupuesto del Proyecto;*
- f) Información técnica con fines estadísticos que consistirá, cuando menos en lo siguiente: potencia instalada de la central, número de unidades de generación, tipo de cada unidad de generación, modelo de cada unidad de generación, caudal de diseño, consumo específico de combustible, tipo de combustible; tratándose de centrales de generación en uso o repotenciadas se presentarán también los registros históricos de operación e información relevante que sustente un adecuado desempeño operativo;*
- g) La garantía de fiel cumplimiento de ejecución de obras que señale el Reglamento.*
- h) Sustento verificable del compromiso de inversionistas para el aporte de capital con fines de la ejecución de las obras;*
- i) Informe favorable emitido por una entidad Clasificadora de Riesgo calificada, respecto de la solvencia financiera del solicitante.*

Se sujetarán al presente artículo, las concesiones definitivas para generación con Recursos Energéticos Renovables cuya potencia instalada sea igual o inferior a 20 MW.

El Reglamento establecerá los mecanismos de control para verificar su cumplimiento.

Finalmente, el Artículo 38 fue modificado por el Artículo 1 del Decreto Legislativo N° 1221, publicado el 24 septiembre 2015, vigente a la fecha.

TÍTULO IV

COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA

Artículo 39.- Derogado.²⁷

Artículo 40.- Derogado.²⁸

Artículo 41.- Derogado.²⁹

²⁷ Artículo derogado por la Única Disposición Complementaria Derogatoria de la Ley N° 28832, publicada el 23 julio 2006.

²⁸ Artículo derogado por la Única Disposición Complementaria Derogatoria de la Ley N° 28832, publicada el 23 julio 2006.

²⁹ Artículo derogado por la Única Disposición Complementaria Derogatoria de la Ley N° 28832, publicada el 23 julio 2006.

TÍTULO V

SISTEMA DE PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD

Artículo 42.- Los precios regulados reflejarán los costos marginales de suministro y se estructurarán de modo que promuevan la eficiencia del sector.

Artículo 43.- Estarán sujetos a regulación de precios:

- a) La transferencia de potencia y energía entre generadores, los que serán determinados por el COES, de acuerdo a lo establecido en el artículo 14 de la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica. Esta regulación no regirá en el caso de contratos entre generadores por la parte que supere la potencia y energía firme del comprador.
- b) Los retiros de potencia y energía en el COES que efectúen los Distribuidores y Usuarios Libres, los mismos que serán determinados de acuerdo a lo establecido en el artículo 14 de la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.
- c) Las tarifas y compensaciones de Sistemas de Transmisión y Distribución.
- d) Las ventas de energía de Generadores a concesionarios de distribución destinadas al Servicio Público de Electricidad; excepto, cuando se hayan efectuado Licitaciones destinadas a atender dicho Servicio, conforme a la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.
- e) Las ventas a usuarios de Servicio Público de Electricidad.³⁰

³⁰ Artículo modificado por la Única Disposición Complementaria Modificatoria de la Ley N° 28832, publicada el 23 julio 2006.

El texto original del Artículo 43 era el siguiente:

Artículo 43.- Estarán sujetos a regulación de precios:

- a) La transferencia de potencia y energía entre generadores, los que serán determinados por el COES, de acuerdo a lo establecido en el artículo 41 de la presente Ley.

Esta regulación no regirá en el caso de contratos entre generadores por la parte que supere la potencia y energía firme del comprador;

- b) Las compensaciones a titulares de sistemas de transmisión;(*)

(*) Literal modificado por el Artículo Único de la Ley N° 27239, publicada el 22-12-99, cuyo texto es el siguiente:

“b) Las tarifas y compensaciones a titulares de Sistemas de Transmisión y Distribución;”

- c) *Las ventas de energía de generadores a concesionarios de distribución destinadas al Servicio Público de Electricidad; y,*
- d) Las ventas a usuarios de Servicio Público de Electricidad.

Finalmente, el Artículo 43 fue modificado por la Única Disposición Complementaria Modificatoria de la Ley N° 28832, publicada el 23 julio 2006, vigente a la fecha.

Artículo 44.- Las tarifas de transmisión y distribución serán reguladas por la Comisión de Tarifas de Energía independientemente de si éstas corresponden a ventas de electricidad para el servicio público o para aquellos suministros que se efectúen en condiciones de competencia, según lo establezca el Reglamento de la Ley. Para éstos últimos, los precios de generación se obtendrán por acuerdo de partes.

En las ventas de energía y potencia que no estén destinados al servicio público de electricidad, las facturas deben considerar obligatoria y separadamente los precios acordados al nivel de la barra de referencia de generación y los cargos de transmisión, distribución y comercialización.³¹

PRECIOS MÁXIMOS DE GENERADOR A DISTRIBUIDOR DE SERVICIO PÚBLICO

Artículo 45.- Las ventas de electricidad a un distribuidor, destinadas al Servicio Público de Electricidad, se efectúan en los puntos donde se inician las instalaciones del Distribuidor.³²

Artículo 46.- Las Tarifas en Barra y sus respectivas fórmulas de reajuste, serán fijadas anualmente por OSINERG y entrarán en vigencia en el mes de mayo de cada año.

Las tarifas sólo podrán aplicarse previa publicación de la resolución correspondiente en el Diario Oficial "El Peruano" y de una sumilla de la misma en un diario de mayor circulación. La información sustentatoria será incluida en la página web de OSINERG.³³

Artículo 47.- Para determinar los Precios en Barra, el subcomité de Generadores y el subcomité de Transmisores, en la actividad que les corresponda, efectuarán los cálculos correspondientes en la siguiente forma:³⁴

³¹ Artículo modificado por el Artículo Único de la Ley N° 27239, publicada el 22-12-99

El texto original del Artículo 44 era el siguiente:

Artículo 44.- *No están sujetos a regulación de precios las ventas de energía eléctrica no señaladas explícitamente en el artículo anterior.*

Posteriormente, el Artículo 44 fue modificado por el Artículo Único de la Ley N° 27239, publicada el 22-12-99, vigente a la fecha.

³² Artículo modificado por la Única Disposición Complementaria Modificatoria de la Ley N° 28832, publicada el 23 julio 2006.

El texto original del Artículo 45 era:

Artículo 45.- *Las ventas de energía eléctrica a un concesionario de distribución, destinada al Servicio Público de Electricidad, se efectuarán a Tarifas en Barra.*

Posteriormente el Artículo 45 fue modificado por la Única Disposición Complementaria Modificatoria de la Ley N° 28832, publicada el 23 julio 2006, vigente a la fecha.

³³ Artículo sustituido por el Artículo 2 de la Ley N° 28447, publicada el 30-12-2004.

El texto original del Artículo 46 era el siguiente:

Artículo 46.- *Las Tarifas en Barra y sus respectivas fórmulas de reajuste, serán fijadas semestralmente por la Comisión de Tarifas Eléctricas y entrarán en vigencia en los meses de mayo y noviembre de cada año.*

Las tarifas sólo podrán aplicarse previa su publicación en el Diario Oficial El Peruano y en un diario de mayor circulación.

Posteriormente, el Artículo 46 fue modificado por el Artículo 2 de la Ley N° 28447, vigente a la fecha.

³⁴ Primer párrafo modificado por la Única Disposición Complementaria Modificatoria de la Ley N° 28832, publicada el 23 julio 2006.

- a) Proyectará la demanda para los próximos veinticuatro (24) meses y determinará un programa de obras de generación y transmisión factibles de entrar en operación en dicho período.

La proyección a que se refiere el párrafo precedente considerará como una constante la oferta y demanda extranjeras sobre la base de los datos históricos de las transacciones del último año. El Reglamento de Importación y Exportación de Electricidad (RIEE) establecerá el procedimiento correspondiente.³⁵

- b) Determinará el programa de operación que minimice la suma del costo actualizado de operación y el costo de racionamiento para el período de estudio, tomando en cuenta: las series hidrológicas históricas, los embalses, los costos de combustible, así como la Tasa de Actualización a que se refiere el artículo 79 de la presente Ley.

El período de estudio comprenderá la proyección de veinticuatro (24) meses a que se refiere el inciso a) precedente y los doce (12) meses anteriores al 31 de marzo de cada año. Respecto de estos últimos se considerará la demanda y el programa de obras históricos.³⁶

- c) Calculará los Costos Marginales de Corto Plazo esperados de energía del sistema, para los Bloques Horarios que establezca la Comisión de Tarifas Eléctricas, correspondiente al programa de operación a que se refiere el acápite anterior;
- d) Determinará el Precio Básico de la Energía por Bloques Horarios para el período de estudio, como un promedio ponderado de los costos marginales antes calculados y la demanda, debidamente actualizados al 31 de marzo del año correspondiente.³⁷
- e) Determinará el tipo de unidad generadora más económica para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico y calculará la anualidad de la inversión con la Tasa de Actualización correspondiente fija en el artículo 79 de la presente Ley;
- f) Determinará el precio básico de la potencia de punta, según el procedimiento que se establezca en el Reglamento, considerando como límite superior la anualidad obtenida en el inciso anterior.
- En caso de que la reserva del sistema sea insuficiente se considerará para este fin un margen adicional, al precio establecido en el párrafo precedente.³⁸
- g) Calculará para cada una de las barras del sistema los factores nodales de energía de acuerdo a lo señalado en el artículo 48. El factor nodal será igual a 1,00 de la barra en que se fije el Precio Básico de Energía;³⁹

³⁵ Inciso a) sustituido por disposición del Artículo 3 de la Ley N° 28447, publicado el 30-12-2004.

³⁶ Inciso sustituido por el Artículo 3 de la Ley N° 28447, publicada el 30-12-2004.

³⁷ Inciso sustituido por el Artículo 3 de la Ley N° 28447, publicada el 30-12-2004.

³⁸ Inciso modificado por el Artículo 1 de la Ley N° 26980, publicada el 27-09-98.

³⁹ Inciso modificado por la Única Disposición Complementaria Modificatoria de la Ley N° 28832, publicada el 23 julio 2006.

- h) Determinará el Precio de la Potencia de Punta en Barra, para cada una de las barras del sistema, agregando al Precio Básico de la Potencia de Punta los valores unitarios del Peaje de Transmisión y el Peaje por Conexión a que se refiere el artículo 60 de la presente Ley;⁴⁰
- i) Determinará el Precio de Energía en Barra, para cada una de las barras del sistema, multiplicando el Precio Básico de la Energía nodal correspondiente a cada Bloque Horario por el respectivo factor nodal de energía.⁴¹

Artículo 48.- Los factores nodales de energía se calcularán considerando las pérdidas marginales y la capacidad del sistema de transmisión.⁴²

Artículo 49.- En las barras del Sistema Secundario de Transmisión el precio incluirá el correspondiente peaje de dicho sistema.⁴³

Artículo 50.- Todos los costos que se utilicen en los cálculos indicados en el artículo 47 deberán ser expresados a precios vigentes del mes de marzo del año de la fijación.⁴⁴

Artículo 51.- Antes del 15 de noviembre de cada año el Subcomité de Generadores y el Subcomité de Transmisores, en la actividad que les corresponda, presentarán al OSINERG los correspondientes estudios técnico-económicos de las propuestas de Precios en Barra, que expliciten y justifiquen, entre otros aspectos, lo siguiente:

⁴⁰ Inciso modificado por la Única Disposición Complementaria Modificatoria de la Ley N° 28832, publicada el 23 julio 2006.

⁴¹ Inciso modificado por la Única Disposición Complementaria Modificatoria de la Ley N° 28832, publicada el 23 julio 2006.

⁴² Artículo modificado por la Única Disposición Complementaria Modificatoria de la Ley N° 28832, publicada el 23 julio 2006.

El texto original del Artículo 48 fue el siguiente:

Artículo 48.- *Los factores de pérdida de potencia y de energía se calcularán considerando las Pérdidas Marginales de Transmisión de Potencia de Punta y Energía respectivamente, considerando un Sistema Económicamente Adaptado.*

Posteriormente, el Artículo 48 fue modificado por la Única Disposición Complementaria Modificatoria de la Ley N° 28832, publicada el 23 julio 2006, vigente a la fecha.

⁴³ Artículo modificado por la Única Disposición Complementaria Modificatoria de la Ley N° 28832, publicada el 23 julio 2006.

El texto original del Artículo 49 fue el siguiente:

Artículo 49.- *En las barras del Sistema Secundario de Transmisión, el precio incluirá el Costo Medio de dicho Sistema Económicamente Adaptado.*

Finalmente, el Artículo 49 fue modificado por la Única Disposición Complementaria Modificatoria de la Ley N° 28832, publicada el 23 julio 2006, vigente a la fecha.

⁴⁴ Artículo sustituido por el Artículo 4 de la Ley N° 28447, publicado el 30-12-2004.

El texto original del Artículo 50 era el siguiente:

Artículo 50.- *Todos los costos que se utilicen en los cálculos indicados en el artículo 47 deberán ser expresados a precios vigentes en los meses de marzo o septiembre, según se trate de las fijaciones de precios de mayo o de noviembre, respectivamente.*

Posteriormente, el Artículo 50 fue modificado por el Artículo 4 de la Ley N° 28447, publicado el 30-12-2004, vigente a la fecha.

- a) La demanda de potencia y energía del sistema eléctrico para el período de estudio;
- b) El programa de obras de generación y transmisión;
- c) Los costos de combustibles, Costos de Racionamiento y otros costos variables de operación pertinentes;
- d) La Tasa de Actualización utilizada en los cálculos;
- e) Los costos marginales;
- f) Precios Básicos de la Potencia de Punta y de la Energía;
- g) Los factores nodales de energía;
- h) El Costo Total de Transmisión considerado;
- i) Los valores resultantes para los Precios en Barra; y,
- j) La fórmula de reajuste propuesta.

Asimismo el Subcomité de Generadores y el Subcomité de Transmisores, deberán entregar al COES toda la información relevante para los cálculos tarifarios, para ser puestos a disposición de los interesados que lo soliciten. Para la aplicación del presente artículo OSINERG definirá los procedimientos necesarios.⁴⁵

⁴⁵ Artículo modificado por la Única Disposición Complementaria Modificatoria de la Ley N° 28832, publicada el 23 julio 2006.

El texto original del Artículo 51 era el siguiente:

Artículo 51.- *Antes del 15 de marzo y 15 de septiembre de cada año, cada COES deberá presentar a la Comisión de Tarifas Eléctricas el correspondiente estudio técnico-económico que explicita y justifique, entre otros aspectos, lo siguiente:*

- 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, Costos de Racionamiento y otros costos variables de operación pertinentes;*
- d) *La Tasa de Actualización utilizada en los cálculos;*
- e) *Los costos marginales;*
- f) *Precios Básicos de la Potencia de Punta y de la Energía;*
- g) *Los factores de pérdidas de potencia y de energía;*
- h) *El Costo Total de Transmisión considerado;*
- i) *Los valores resultantes para los Precios en Barra; y,*
La fórmula de reajuste propuesta.

Luego, el primer párrafo e inciso a) del Artículo 51 fue modificado por el Artículo 5 de la Ley N° 28447, publicado el 30-12-2004 de acuerdo a lo siguiente:

Artículo 51.- *Antes del 15 de enero de cada año, el COES deberá presentar a OSINERG el correspondiente estudio técnico-económico que explicita y justifique, entre otros aspectos, lo siguiente:*

- a) *La demanda de potencia y energía del sistema eléctrico para el período de estudio;*

Finalmente, el Artículo 51 fue modificado por la Única Disposición Complementaria Modificatoria de la Ley N° 28832, publicada el 23 julio 2006, vigente a la fecha.

Artículo 52.- OSINERG efectuará sus observaciones, debidamente fundamentadas, a las propuestas de los Precios en Barra. Los responsables deberán absolver las observaciones y/o presentar un nuevo estudio, de ser necesario.

Absueltas las observaciones o vencido el término sin que ello se produjera, OSINERG procederá a fijar y publicar las tarifas y sus fórmulas de reajuste mensuales, antes del 30 de abril de cada año.⁴⁶

Artículo 53.- Las tarifas que fije la Comisión de Tarifas Eléctricas, no podrán diferir, en más de diez por ciento, de los precios libres vigentes. El Reglamento establecerá el procedimiento de comparación.

Artículo 54.- Una vez vencido el período de vigencia de las tarifas y mientras no sean fijadas las del período siguiente, por causas atribuibles a la Comisión de Tarifas Eléctricas, éstas podrán ser reajustadas mensualmente por los generadores de acuerdo a las fórmulas de reajuste vigentes, previa publicación en el Diario Oficial El Peruano.

Artículo 55.- El COES deberá entregar obligatoriamente a OSINERG y a los interesados la información técnica que se requiera del sistema; asimismo, los responsables de presentar la propuesta tarifaria, deberán entregar al OSINERG, para su verificación, los modelos matemáticos, programas fuentes y otros elementos requeridos para la fijación de precios.⁴⁷

Artículo 56.- En los Sistemas Aislados, la Comisión de Tarifas Eléctricas, fijará las Tarifas en Barra de acuerdo a los criterios señalados en la presente Ley y el Reglamento.

⁴⁶ Artículo modificado por la Única Disposición Complementaria Modificatoria de la Ley N° 28832, publicada el 23 julio 2006.

El texto original del Artículo 52 era el siguiente:

Artículo 52.- La Comisión de Tarifas Eléctricas comunicará al COES sus observaciones, debidamente fundamentadas, al estudio técnico-económico.

El COES deberá absolver las observaciones y/o presentar un nuevo estudio, de ser necesario.

La Comisión de Tarifas Eléctricas evaluará los nuevos cálculos y luego de su análisis, procederá a fijar y publicar las tarifas y sus fórmulas de reajuste mensuales, antes del 30 de abril y 31 de octubre de cada año.

(*)

(*) Párrafo modificado por disposición del Artículo 6 de la Ley N° 28447, , publicado el 30-12-2004, cuyo texto es el siguiente:

«OSINERG evaluará los nuevos cálculos y luego de su análisis, procederá a fijar y publicar las tarifas y sus fórmulas de reajuste mensuales, antes del 30 de abril de cada año.»

Finalmente, el Artículo 52 fue modificado por la Única Disposición Complementaria Modificatoria de la Ley N° 28832, publicada el 23 julio 2006, vigente a la fecha.

⁴⁷ Artículo modificado por la Única Disposición Complementaria Modificatoria de la Ley N° 28832, publicada el 23 julio 2006.

El texto original del Artículo 55 era el siguiente:

Artículo 55.- Cada COES deberá entregar obligatoriamente a la Comisión de Tarifas Eléctricas la información técnica, modelos matemáticos, programas fuente y otros elementos requeridos para verificar el cálculo de los precios propuestos.

Finalmente, el Artículo 55 fue modificado por la Única Disposición Complementaria Modificatoria de la Ley N° 28832, publicada el 23 julio 2006, vigente a la fecha.

Artículo 57.- De producirse racionamiento de energía, por déficit de generación eléctrica, los generadores compensarán a sus usuarios, sujetos a regulación de precios, por la energía no suministrada en los casos, forma y condiciones que señale el Reglamento.

PRECIOS MÁXIMOS DE TRANSMISIÓN

Artículo 58.- En cada Sistema Interconectado, el Ministerio de Energía y Minas, a propuesta de la Comisión de Tarifas Eléctricas, definirá el Sistema Principal y los Sistemas Secundarios de Transmisión de acuerdo a las características establecidas en el Reglamento.

El Sistema Principal permite a los generadores comercializar potencia y energía en cualquier barra de dicho sistema.

Los Sistemas Secundarios permiten a los generadores conectarse al sistema principal o comercializar potencia y energía en cualquier barra de estos sistemas.

Artículo 59.- Los generadores conectados al Sistema Principal, abonarán mensualmente a su propietario, una compensación para cubrir el Costo Total de Transmisión.

El Costo Total de Transmisión comprende la anualidad de la inversión y los costos estándares de operación y mantenimiento del Sistema Económicamente Adaptado.

La anualidad de la inversión será calculada considerando el Valor Nuevo de Reemplazo, su vida útil y la Tasa de Actualización correspondiente fijada en el artículo 79 de la presente Ley.

Artículo 60.- La compensación a que se refiere el artículo anterior, se abonará separadamente a través de dos conceptos denominados Ingreso Tarifario y Peaje por Conexión.

El Ingreso Tarifario se determina como la suma de:

- a) Ingreso Tarifario Nacional, calculado en función a la potencia y energía entregadas y retiradas en barras, valorizadas a sus respectivos Precios en Barra, sin incluir el respectivo peaje;
- b) Ingreso Tarifario de los Enlaces Internacionales, calculado según el Reglamento de Importación y Exportación de Electricidad.

El Peaje por Conexión es la diferencia entre el Costo Total de Transmisión y el Ingreso Tarifario. El Peaje por Conexión Unitario será igual al cociente del Peaje por Conexión y la Máxima Demanda proyectada a ser entregada a los Usuarios.

El Reglamento definirá el procedimiento por el cual los Generadores harán efectiva la compensación a los propietarios del Sistema Principal de Transmisión.⁴⁸

⁴⁸ Artículo modificado por el Artículo 1 de la Ley N° 26980, publicada el 27-09-98; que a su vez fue modificado por la **Única Disposición Complementaria Modificatoria de la Ley N° 28832**, publicada el 23-07-06.

El texto original del Artículo 60 era:

Artículo 60.- La compensación a que se refiere el artículo anterior, se abonará separadamente a través de dos conceptos denominados: Ingreso Tarifario y Peaje por Conexión.

El Ingreso Tarifario se calcula en función a la potencia y energía entregada y retirada en barras, valorizadas a sus respectivas Tarifas en Barra.

Artículo 61.- OSINERG fijará anualmente el Peaje por Conexión, el Peaje de Transmisión, sus valores unitarios y sus respectivas fórmulas de reajuste mensual, los cuales serán publicados en el Diario Oficial El Peruano, entrando en vigencia el 1 de mayo de cada año.⁴⁹

Artículo 62.- Las compensaciones y peajes por las redes del Sistema Secundario de Transmisión, o del Sistema de Distribución serán reguladas por OSINERG.

Las discrepancias que dificulten o limiten el acceso del usuario a las redes tanto del Sistema Secundario de Transmisión como del Sistema de Distribución serán resueltas por OSINERG.

Las instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión, son remuneradas de la siguiente manera:

- a. Si se trata de instalaciones para entregar electricidad desde una central de generación hasta el Sistema Principal de Transmisión existente son remuneradas íntegramente por los correspondientes generadores;
- b. Si se trata de instalaciones que transfieren electricidad desde una barra del Sistema Principal de Transmisión hacia un Distribuidor o consumidor final son remuneradas íntegramente por la demanda correspondiente;
- c. Los casos excepcionales que se presenten en el Sistema Secundario de Transmisión que no se ajusten a las reglas anteriores serán resueltos por OSINERG conforme se señala en el Reglamento.⁵⁰

El Peaje por Conexión es la diferencia entre el Costo Total de Transmisión y el Ingreso Tarifario, y es pagado por los generadores en proporción a su potencia firme.

Posteriormente, la Ley 26980 publicada el 27 de setiembre de 1998 modificó el Artículo 60 según el siguiente texto:

Artículo 60.- La compensación a que se refiere el artículo anterior, se abonará separadamente a través de dos conceptos denominados Ingreso Tarifario y Peaje por Conexión.

El Ingreso Tarifario se calcula en función de la potencia y energía entregada y retirada en barras, valorizadas a sus respectivas Tarifas en Barra, sin incluir el respectivo peaje.

El Peaje por Conexión es la diferencia entre el Costo Total de Transmisión y el Ingreso Tarifario.

El Reglamento definirá el procedimiento por el cual los generadores harán efectiva la compensación a los propietarios del Sistema Principal de Transmisión."

Finalmente, el Artículo 60 fue modificado por la Única Disposición Complementaria Modificatoria de la Ley N° 28832, publicada el 23 julio 2006, vigente a la fecha.

⁴⁹ Artículo modificado por la Única Disposición Complementaria Modificatoria de la Ley N° 28832, publicada el 23 julio 2006

El texto original del Artículo 61 era el siguiente:

Artículo 61.- La Comisión de Tarifas Eléctricas fijará anualmente el Peaje por Conexión y su respectiva fórmula de reajuste mensual, calculando el Costo Total de Transmisión; tomando en cuenta el Ingreso Tarifario esperado, que le deberá proporcionar el respectivo COES.

El Peaje por Conexión y su respectiva fórmula de reajuste, serán fijados y publicados en el Diario Oficial El Peruano, entrando en vigencia el 1 de mayo de cada año.

Posteriormente, el Artículo 61 fue modificado por la Única Disposición Complementaria Modificatoria de la Ley N° 28832, publicada el 23 julio 2006, vigente hasta la fecha.

⁵⁰ Artículo modificado por el Artículo Único de la Ley N° 27239, publicada el 22-12-99; que a su vez fue modificado por la Única Disposición Complementaria Modificatoria de la Ley N° 28832, publicada el 23-07-06.

PRECIOS MÁXIMOS DE DISTRIBUCIÓN

Artículo 63.- Las tarifas máximas a los Usuarios Regulados, comprenden:

- a) Los Precios a Nivel Generación;
- b) Los peajes unitarios de los sistemas de transmisión correspondientes; y,
- c) El Valor Agregado de Distribución.⁵¹

Artículo 64.- El Valor Agregado de Distribución (VAD) se basa en una empresa modelo eficiente con un nivel de calidad preestablecido en las normas técnicas de calidad y considera los siguientes componentes:

- a) Costos asociados al usuario, independientes de su demanda de potencia y energía;
- b) Pérdidas estándares de distribución en potencia y energía, y;
- c) Costos estándares de inversión, mantenimiento y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada.

Adicionalmente al VAD, se incorpora un cargo asociado a la innovación tecnológica en los sistemas de distribución equivalente a un porcentaje máximo de los ingresos anuales

El texto original del Artículo 62 era el siguiente:

Artículo 62.- Si un generador suministra energía eléctrica en barras ubicadas en el Sistema Secundario de Transmisión o utilizando instalaciones de un concesionario de distribución, deberá convenir con sus propietarios las compensaciones por el uso de dichas instalaciones.

Estas compensaciones cubrirán el Costo Medio de eficiencia de tales Sistemas y no se pagarán si el uso se efectúa en sentido contrario al flujo preponderante de energía.

En caso de discrepancia y a solicitud de parte, la Comisión de Tarifas Eléctricas actuará como dirimente y deberá resolver en un plazo máximo de 30 días de presentada

Posteriormente, el Artículo 62 fue modificado por el Artículo Único de la Ley N°27239, publicada el 22-12-99, cuyo texto fue el siguiente:

“Artículo 62.- Las compensaciones por el uso de las redes del sistema secundario de transmisión o del sistema de distribución serán reguladas por la Comisión de Tarifas de Energía.

En los casos que el uso se efectúe en sentido contrario al flujo preponderante de energía, no se pagará compensación alguna.

Las discrepancias que dificulten o limiten el acceso del usuario a las redes tanto del sistema secundario de transmisión y/o del sistema de distribución serán resueltas por el OSINERG quien actuará como dirimente a solicitud de parte, debiendo pronunciarse en un plazo máximo de 30 (treinta) días, siendo obligatorio su cumplimiento para las partes involucradas. El Reglamento de la Ley establecerá el procedimiento y las instancias respectivas.

Finalmente, el Artículo 62 fue modificado por la Única Disposición Complementaria Modificatoria de la Ley N° 28832, publicada el 23 julio 2006, vigente a la fecha.

⁵¹ Artículo modificado por la Única Disposición Complementaria Modificatoria de la Ley N° 28832, publicada el 23 julio 2006

El texto original del Artículo 63 era el siguiente:

Artículo 63.- Las tarifas a usuarios finales de Servicio Público de electricidad, comprenden las Tarifas en Barra y el Valor Agregado de Distribución.

Finalmente, el Artículo 63 fue modificado por la Única Disposición Complementaria Modificatoria de la Ley N° 28832, publicada el 23 julio 2006, vigente a la fecha.

que tengan como objetivo el desarrollo de proyectos de innovación tecnológica y/o eficiencia energética, los cuales son propuestos y sustentados por las empresas y aprobados por OSINERGMIN, debiéndose garantizar la rentabilidad de los mismos durante su vida útil considerando la tasa a la que se refiere el artículo 79 de la presente Ley. Tratándose de proyectos que reemplacen a instalaciones existentes deberá garantizarse el reconocimiento de los costos remanentes de estos últimos en caso no hayan cumplido su vidas útil.

El Reglamento define los límites para este rubro, así como los criterios técnicos y económicos, oportunidad, compensaciones tarifarias y el plazo de duración de la compensación tarifaria.^{52 53}

Artículo 65.- El costo de inversión será la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo del Sistema Económicamente Adaptado, considerando su vida útil y la Tasa de Actualización establecida en el artículo 79 de la presente Ley.

Artículo 66.- El VAD se calcula individualmente para cada concesionario de distribución que preste el servicio a más de cincuenta mil suministros, de acuerdo al procedimiento que fije el Reglamento.

Para los demás concesionarios de distribución, el VAD se calcula de forma agrupada, conforme lo aprobado por el Ministerio de Energía y Minas a propuesta de OSINERGMIN, de acuerdo al procedimiento que fije el Reglamento.

Artículo 67.- Los componentes señalados en el artículo 64, se calculan para cada empresa concesionaria de distribución con más de cincuenta mil usuarios y para el resto de concesionarios de distribución conforme se señala en el artículo precedente, mediante estudios de costos presentados por los concesionarios de distribución, de acuerdo con los Términos de Referencia estandarizados que son elaborados por OSINERGMIN. Dichos Términos de Referencia deben ser publicados para recibir comentarios u opiniones de los interesados por un plazo de hasta cuarenta y cinco días hábiles, debiendo ser aprobados a los noventa días hábiles desde su publicación, acompañándose la matriz de comentarios recibidos y la evaluación de cada uno de los mismos.

⁵² Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Legislativo N° 1221, publicado el 24 septiembre 2015.

El texto original del Artículo 64 era el siguiente:

Artículo 64.- El Valor Agregado de Distribución se basará en una empresa modelo eficiente y considerará los siguientes componentes:

- a) Costos asociados al usuario, independientes de su demanda de potencia y energía;
- b) Pérdidas estándares de distribución en potencia y energía; y,
- c) Costos estándares de inversión, mantenimiento y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada.

Posteriormente, el Artículo 64 fue modificado por el Artículo 1 del Decreto Legislativo N° 1221, publicado el 24 septiembre 2015, vigente a la fecha.

⁵³ De conformidad con la Segunda Disposición Complementaria Transitoria del Decreto Legislativo N° 1221, publicado el 24 septiembre 2015, se dispone excepcionalmente, y de forma justificada, mediante Resolución Ministerial a propuesta del OSINERGMIN, el Ministerio de Energía y Minas, puede prorrogar la vigencia del VAD correspondiente al período 2013-2017, por un plazo máximo de dos años, para todos o algunos de los titulares de distribución eléctrica, a fin de aplicar lo dispuesto en el presente artículo, modificado por la citada Ley. A partir de la fijación del nuevo VAD, éste tendrá una vigencia de cuatro años conforme lo establece el Artículo 73 de la Ley de Concesiones Eléctricas.

OSINERGMIN deberá realizar la evaluación de los estudios de costos considerando criterios de eficiencia de las inversiones y de la gestión de un concesionario operando en el país, considerando el cumplimiento del ordenamiento jurídico en general, especialmente las normas ambientales, de seguridad y salud en el trabajo, laborales, de transportes y municipales aplicables en su zona de concesión; entre otras.

OSINERGMIN puede modificar sólo aquellos aspectos de los estudios de costos presentados que habiendo sido oportunamente observadas no hubiesen sido absueltos por concesionarios de distribución. Para ello acompañará el sustento de la evaluación a cada una de las observaciones realizadas.⁵⁴

Artículo 68.- La Comisión de Tarifas Eléctricas, recibidos los estudios comunicará a los concesionarios sus observaciones si las hubiere; debiendo éstos absolverlas en un plazo máximo de 10 días.

Absueltas las observaciones o vencido el término sin que ello se produjera, la Comisión de Tarifas Eléctricas establecerá los Valores Agregados de Distribución para cada concesión, utilizando Factores de Ponderación de acuerdo a las características de cada sistema.

Artículo 69.- Con los Valores Agregados de Distribución, obtenidos según los artículos precedentes, y los componentes a) y b) señalados en el artículo 63, OSINERG estructurará un conjunto de precios para cada concesión.⁵⁵

Artículo 70.- OSINERGMIN calcula la Tasa Interna de Retorno considerando un periodo de análisis de 25 años. Dicho cálculo tiene lugar para cada concesionario que cuente con un estudio individual del VAD conforme se señala en el Artículo 66 de la presente Ley. En los demás casos dicho cálculo se realiza para el conjunto de concesionarios.

La Tasa interna de Retorno se determina evaluando:

- a) Los ingresos que habrían percibido si se hubiesen aplicado los Precios Básicos a la totalidad de los suministros en el ejercicio inmediato anterior;

⁵⁴ Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Legislativo N° 1221, publicado el 24 septiembre 2015.

El texto original del Artículo 67 era el siguiente:

Artículo 67.- Los componentes señalados en el artículo 64, se calcularán para cada Sector de Distribución Típico, mediante estudios de costos encargados por los concesionarios de distribución a empresas consultoras precalificadas por la Comisión de Tarifas Eléctricas, la que elaborará los Términos de Referencia correspondientes y supervisará el avance de los estudios.

Los estudios de costos considerarán criterios de eficiencia de las inversiones y de la gestión de un concesionario operando en el país.

Posteriormente, el Artículo 67 fue modificado por el Artículo 1 del Decreto Legislativo N° 1221, publicado el 24 septiembre 2015, vigente a la fecha.

⁵⁵ Artículo modificado por la Única Disposición Complementaria Modificatoria de la Ley N° 28832, publicada el 23 julio 2006

El texto original del Artículo 69 era el siguiente:

Artículo 69.- Con los Valores Agregados de Distribución, obtenidos según los artículos precedentes, y las Tarifas en Barra que correspondan, la Comisión de Tarifas Eléctricas estructurará un conjunto de Precios Básicos para cada concesión.(*)

Posteriormente, el Artículo 69 fue modificado por la Única Disposición Complementaria Modificatoria de la Ley N°28832, publicada el 23 julio 2006, vigente a la fecha.

- b) Los costos de operación y mantenimiento exclusivamente del sistema de distribución, para el ejercicio inmediato anterior, incluyendo las pérdidas, y;
- c) El Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de cada empresa, con un valor residual igual a cero.

En la evaluación de la Tasa Interna de Retorno se incorporan los beneficios obtenidos por la empresa en los proyectos de innovación tecnológica.⁵⁶

Artículo 71.- Si las tasas, antes calculadas, no difieren en más de cuatro puntos porcentuales de la Tasa de Actualización señalada en el Artículo 79 de la presente Ley, los Valores Agregados de Distribución, que les dan origen, serán definitivos. En caso contrario, estos valores deberán ser ajustados proporcionalmente, de modo de alcanzar el límite más próximo superior o inferior.

Artículo 72.- Considerando los Valores Agregados de Distribución definitivos de cada concesionario, OSINERGMIN fija y publica las tarifas definitivas de distribución correspondientes y sus fórmulas de reajuste mensual, las que entran en vigencia el 1 de noviembre.

El Valor Agregado de Distribución cuenta adicionalmente con un factor de reajuste que promueve el mejoramiento de la calidad de servicio. El cumplimiento de estos indicadores se revisa anualmente y no debe exceder el porcentaje del VAD que se define en el Reglamento. Los factores de reajuste se aplican como incentivo o penalidad sobre el cumplimiento de las metas anuales, conforme lo define el Reglamento.

Este reajuste contará con un período de adecuación el cual partirá desde los valores reales de los indicadores de calidad de cada concesionario de distribución hasta el valor objetivo.

El incumplimiento de la calidad de suministro originará el pago de compensaciones a los clientes de acuerdo a lo que establezca el Reglamento, no generando adicionalmente la imposición de multas.⁵⁷

⁵⁶ Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Legislativo N° 1221, publicado el 24 septiembre 2015.

El texto original del Artículo 70 era el siguiente:

Artículo 70.- La Comisión de Tarifas Eléctricas calculará la Tasa Interna de Retorno para conjuntos de concesionarios considerando un período de análisis de 25 años y evaluando:

- a) Los ingresos que habrían percibido si se hubiesen aplicado los Precios Básicos a la totalidad de los suministros en el ejercicio inmediato anterior;
- b) Los costos de operación y mantenimiento exclusivamente del sistema de distribución, para el ejercicio inmediato anterior, incluyendo las pérdidas; y,
- c) El Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de cada empresa, con un valor residual igual a cero.

Posteriormente, el Artículo 70 fue modificado por el Artículo 1 del Decreto Legislativo N° 1221, publicado el 24 septiembre 2015, vigente a la fecha.

⁵⁷ Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Legislativo N° 1221, publicado el 24 septiembre 2015.

El texto original del Artículo 72 era el siguiente:

Artículo 72.- Considerando los Valores Agregados de Distribución definitivos de cada concesionario, la Comisión de Tarifas Eléctricas fijará y publicará las tarifas definitivas de distribución correspondientes y sus fórmulas de reajuste mensual, las que entrarán en vigencia el 1 de noviembre.

Artículo 73.- Las tarifas y sus fórmulas de reajuste tendrán una vigencia de cuatro años, y sólo podrán recalcularse, si sus reajustes duplican el valor inicial de las tarifas durante el período de su vigencia.

Posteriormente, el Artículo 72 fue modificado por el Artículo 1 del Decreto Legislativo N° 1221, publicado el 24 septiembre 2015, vigente a la fecha.

DISPOSICIONES DIVERSAS SOBRE TARIFAS

Artículo 74.- Las partes interesadas podrán interponer recursos de reconsideración contra la resolución del OSINERG, dentro de los quince (15) días hábiles siguientes a la fecha de su publicación en el Diario Oficial El Peruano.

El recurso de reconsideración deberá ser resuelto dentro de un plazo de treinta (30) días hábiles a partir de su interposición, con lo que quedará agotada la vía administrativa.⁵⁸

Artículo 75.- Una vez vencido el período de vigencia de las tarifas y mientras no sean fijadas las del período siguiente, por causas atribuibles a la Comisión de Tarifas Eléctricas, éstas podrán ser reajustadas mensualmente por los concesionarios de acuerdo a las fórmulas de reajuste vigentes, previa publicación en el Diario Oficial El Peruano.

Artículo 76.- El Valor Nuevo de Reemplazo, para fines de la presente Ley, representa el costo de renovar las obras y bienes físicos destinados a prestar el mismo servicio con la tecnología y precios vigentes, considerando además:

- a) Los gastos financieros durante el período de la construcción, calculados con una tasa de interés que no podrá ser superior a la Tasa de Actualización, fijada en el artículo 79 de la presente Ley;
- b) Los gastos y compensaciones por el establecimiento de las servidumbres utilizadas; y,
- c) Los gastos por concepto de estudios y supervisión.

Para la fijación del Valor Nuevo de Reemplazo, los concesionarios presentarán la información sustentatoria, pudiendo la Comisión de Tarifas Eléctricas rechazar fundadamente la incorporación de bienes innecesarios.

Artículo 77.- Cada cuatro años, la Comisión de Tarifas Eléctricas procederá a actualizar el Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de transmisión y distribución, con la información presentada por los concesionarios.

En el caso de obras nuevas o retiros, la Comisión de Tarifas Eléctricas incorporará o deducirá su respectivo Valor Nuevo de Reemplazo.

Artículo 78.- El Valor Nuevo de Reemplazo, ingresos y costos orientados exclusivamente para el cálculo de las tarifas no serán considerados por ningún motivo para efectos tributarios de las empresas.

Artículo 79.- La Tasa de Actualización a utilizar en la presente Ley será de 12% real anual.

Esta tasa sólo podrá ser modificada por el Ministerio de Energía y Minas, previo estudio que encargue la Comisión de Tarifas Eléctricas a consultores especializados, en el que se determine que la tasa fijada es diferente a la Tasa Libre de Riesgo más el premio por riesgo en el país.

En cualquier caso, la nueva Tasa de Actualización fijada por el Ministerio de Energía y Minas, no podrá diferir en más de dos puntos porcentuales de la tasa vigente.

⁵⁸ Artículo modificado por el Artículo 1 de la Ley N° 26980, publicada el 27-09-98; que a su vez fue modificado por la Única Disposición Complementaria Modificatoria de la Ley N° 28832, publicada el 23-07-06.

Artículo 80.- En Sistemas Aislados, los concesionarios de distribución que dispongan de generación y transmisión propia para atender parcial o totalmente su demanda, están obligados a llevar por separado una contabilidad de costos para las actividades de generación, transmisión y distribución.

Artículo 81.- Será obligación de la Comisión de Tarifas Eléctricas preparar periódicamente información que permita conocer al Sector, los procedimientos utilizados en la determinación de tarifas, los valores históricos y esperados. En particular, serán de conocimiento público tanto los informes relativos al cálculo de las Tarifas en Barra y de los Valores Agregados de Distribución, así como indicadores referentes a los precios que existan en el mercado no regulado.

TÍTULO VI

PRESTACIÓN DEL SERVICIO PÚBLICO DE ELECTRICIDAD

Artículo 82.- Todo solicitante, ubicado dentro de una zona de concesión de distribución tendrá derecho a que el respectivo concesionario le suministre energía eléctrica, previo cumplimiento de los requisitos y pagos que al efecto fije la presente Ley y el Reglamento, conforme a las condiciones técnicas que rijan en el área.

Corresponde al propietario del predio asumir el pago de las deudas a que se refiere el inciso a) del artículo 90 más los intereses respectivos que se devenguen hasta su total cancelación.

Las deudas por consumo que se generen ante la omisión del concesionario de efectuar el corte a que se refiere el literal a) del artículo 90 deberán ser cobradas por el concesionario al usuario que efectivamente se benefició con dicho consumo, salvo que haya sido el mismo propietario.

El propietario del predio será responsable solidario en el pago de la deuda cuando ésta haya sido generada por su inquilino o cualquier poseedor que cuente con su autorización para hacer uso del predio o cuando transfiera el predio y no comunique de este hecho al concesionario.

El concesionario no podrá suspender por falta de pago el suministro de energía a los hospitales y cárceles, sin perjuicio de las acciones de cobro que inicie a las respectivas entidades estatales.⁵⁹

Artículo 83.- Para la dotación de nuevos suministros o ampliación de una potencia contratada, el concesionario podrá exigir una contribución, con carácter reembolsable, para el financiamiento de la extensión de las instalaciones hasta el punto de entrega y/o para la ampliación de la capacidad de distribución necesaria.

Estas contribuciones tendrán las siguientes modalidades, que deberán ser determinadas previo acuerdo entre el concesionario y el usuario.

- a) Aportes por kW, previamente fijado por el concesionario para los diferentes casos;
- b) Construcción de las obras de extensión por el solicitante, previa aprobación del proyecto por el concesionario, fijándose el valor nuevo de reemplazo de estas instalaciones en la oportunidad de aprobar el proyecto; y,

⁵⁹ Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Legislativo N° 1221, publicado el 24 septiembre 2015.

El texto original del Artículo 82 era el siguiente:

Artículo 82.- *Todo solicitante, ubicado dentro de una zona de concesión de distribución, tendrá derecho a que el respectivo concesionario le suministre energía eléctrica, previo cumplimiento de los requisitos y pagos que al efecto fije la presente Ley y el Reglamento, conforme a las condiciones técnicas que rijan en el área.*

Los pagos efectuados constituyen derecho intransferible a favor del predio para el cual se solicitó.

Posteriormente, el Artículo 82 fue modificado por el Artículo 1 del Decreto Legislativo N° 1221, publicado el 24 septiembre 2015, vigente a la fecha.

- c) Financiamiento por el solicitante para ejecutar las obras requeridas, al valor determinado por el concesionario, obligándose éste a ejecutarlas en un plazo determinado.⁶⁰

Artículo 84.- El usuario tendrá derecho a que se le reconozca las contribuciones que realice mediante la entrega de las acciones de la Empresa, bonos u otras modalidades que garanticen su recuperación real. La actualización de las contribuciones, a efectos de garantizar su recuperación real, se efectuará teniendo en cuenta los factores de reajuste establecidos en el Reglamento.

La elección de la forma de devolución corresponderá al usuario. La Empresa concesionaria, por ningún motivo, podrá cobrar gastos y/o comisiones por concepto de esta devolución.⁶¹

Artículo 85.- En los casos de solicitantes pertenecientes a zonas habitadas o agrupaciones de viviendas que cuenten con habilitación urbana, o en su defecto, cuenten con planos

⁶⁰ Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Legislativo N° 1221, publicado el 24 septiembre 2015.

El texto original del Artículo 83 era el siguiente:

Artículo 83.- Para la dotación de nuevos suministros o ampliación de una potencia contratada, el concesionario podrá exigir una contribución, con carácter reembolsable, para el financiamiento de la extensión de las instalaciones hasta el punto de entrega y/o para la ampliación de la capacidad de distribución necesaria.

Estas contribuciones tendrán la siguiente modalidad, a elección del usuario:

Aportes por kW previamente fijado por el concesionario para los diferentes casos;

Construcción de las obras de extensión por el solicitante, previa aprobación del proyecto por el concesionario, fijándose el valor de estas instalaciones en la oportunidad de aprobar el proyecto; y,

Financiamiento por el solicitante para ejecutar las obras requeridas, al valor determinado por el concesionario, obligándose éste a ejecutarlas en un plazo determinado.

Posteriormente, el Artículo Único de la Ley N° 29178, publicada el 03 enero 2008, sustituyó el inciso b) del Artículo 83 con el siguiente texto:

Artículo 83.- Para la dotación de nuevos suministros o ampliación de una potencia contratada, el concesionario podrá exigir una contribución, con carácter reembolsable, para el financiamiento de la extensión de las instalaciones hasta el punto de entrega y/o para la ampliación de la capacidad de distribución necesaria. Estas contribuciones tendrán la siguiente modalidad, a elección del usuario:

(...)

Construcción de las obras de extensión por el solicitante, previa aprobación del proyecto por el concesionario, fijándose el valor nuevo de reemplazo de estas instalaciones en la oportunidad de aprobar el proyecto; y,

(...)

Finalmente, el Artículo 83 fue modificado por el Artículo 1 del Decreto Legislativo N° 1221, publicado el 24 septiembre 2015, cuyo texto es vigente a la fecha.

⁶¹ Artículo sustituido por el Artículo Único de la Ley N° 29178, publicada el 03 enero 2008

El texto original del Artículo 84 era el siguiente:

Artículo 84.- El usuario tendrá derecho a que se le reconozca las contribuciones que realice mediante la entrega de acciones de la Empresa, bonos u otras modalidades que garanticen su recuperación real bajo condiciones que fije el Reglamento.

La elección de la forma de devolución corresponderá al usuario. La Empresa concesionaria, por ningún motivo, podrá cobrar gastos y/o comisiones por concepto de esta devolución.

Finalmente el Artículo 84 fue sustituido por el Artículo Único de la Ley N° 29178, publicada el 03 enero 2008, cuyo texto es vigente a la fecha.

de lotización, trazado de vías, así como la constancia de posesión; éstos aprobados y emitidos por la Municipalidad correspondiente; y que en ambos casos tengan un índice de ocupación predial - habitabilidad - mayor o igual a cuarenta por ciento (40%); corresponde al concesionario ejecutar, a su costo, todas las obras definitivas de la red primaria, red secundaria y alumbrado público que sean necesarias.

En los casos referidos en el párrafo anterior, cuando dicho índice de ocupación predial sea menor al cuarenta por ciento (40%), la ejecución de las obras corresponde a los interesados, conforme al proyecto previamente aprobado y bajo la supervisión de la empresa concesionaria que atiende el área. En estos casos, las instalaciones serán recibidas por el concesionario, fijándose en tales oportunidades el monto de la contribución con carácter reembolsable correspondiente al Valor Nuevo de Reemplazo (VNR), para efectos de reembolsar al interesado, de acuerdo a lo establecido por el artículo 84 de la presente Ley de Concesiones Eléctricas, correspondiendo efectuar la devolución de contribuciones reembolsables a partir de la fecha en que el índice de ocupación predial sea mayor o igual a cuarenta por ciento (40%).

En los casos de nuevas habilitaciones urbanas y electrificación de nuevas agrupaciones de vivienda, promovidas por el Estado o por inversionistas privados, corresponde a los interesados ejecutar las obras correspondientes a la red secundaria y alumbrado público, conforme al proyecto previamente aprobado y bajo la supervisión de la empresa concesionaria que atiende el área. En estos casos, las instalaciones serán recibidas por el concesionario fijándose en tal oportunidad el monto de la contribución con carácter reembolsable correspondiente al Valor Nuevo de Reemplazo (VNR), para efectos de reembolsar al interesado, de acuerdo a lo establecido por el artículo 84 de la presente Ley, correspondiendo efectuar la devolución de contribuciones reembolsables a partir de la fecha en que el índice de ocupación predial sea mayor o igual a cuarenta por ciento (40%).

Al momento de efectuar la devolución de las contribuciones reembolsables, éstas serán actualizadas con los factores de reajuste de las tarifas.

En el caso de zonas habitadas que no cuentan con la habilitación urbana o agrupaciones de viviendas que no dispongan de certificados de posesión ni de planos de lotización y trazado de vías aprobado por la respectiva Municipalidad, los interesados podrán solicitar al concesionario la instalación de suministros provisionales de venta en bloque en baja tensión, de conformidad con el procedimiento establecido en el Reglamento de la presente Ley.⁶²

⁶² Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Legislativo N° 1221, publicado el 24 septiembre 2015.

El texto original del Artículo 85 era el siguiente:

Artículo 85.- *En el caso de nuevas habilitaciones urbanas, electrificación de zonas urbanas habitadas o de agrupaciones de viviendas ubicadas dentro de la zona de la Concesión, le corresponde a los interesados ejecutar las instalaciones eléctricas referentes a la red secundaria y Alumbrado Público, conforme al proyecto previamente aprobado y bajo la supervisión de la empresa concesionaria que atiende el área.*

En este caso las instalaciones serán recibidas por el concesionario fijándose en dicha oportunidad su Valor Nuevo de Reemplazo para los efectos de reembolsar al interesado, de acuerdo a lo establecido en el artículo 84 de la presente Ley.

Después, el Artículo 85 fue modificado por la Única Disposición Complementaria Modificatoria de la Ley N° 28832 publicada el 23 de julio 2006. Luego, la Ley N° 29178 publicada el 03 de marzo de 2008 modificó este artículo. Finalmente, el Artículo 85 fue modificado por el Artículo 1 del Decreto Legislativo N° 1221

Artículo 86.- Si el suministro de energía sufriera interrupción total o parcial por un período consecutivo mayor de cuatro horas, el concesionario deberá compensar a los usuarios por el costo de la potencia y energía no suministrada en las condiciones que establezca el Reglamento, excepto en las oportunidades en que ellas fueren originadas por causa imputable al usuario afectado.

En caso de racionamiento programado por falta de energía a nivel generación, se efectuarán compensaciones en forma similar a lo previsto en el artículo 57 de la presente Ley.

Artículo 87.- Los concesionarios podrán variar transitoriamente las condiciones de suministro por causa de fuerza mayor, con la obligación de dar aviso de ello a los usuarios y al organismo fiscalizador, dentro de las cuarentiocho horas de producida la alteración.

Artículo 88.- Las instalaciones internas particulares de cada suministro deberán iniciarse a partir del punto de entrega, corriendo por cuenta del usuario el proyecto, la ejecución, operación y mantenimiento, así como eventuales ampliaciones, renovaciones, reparaciones y/o reposiciones.

Para el caso de Media y Baja Tensión el punto de entrega se establecerá de acuerdo a las disposiciones técnicas que contemplan el Código Nacional de Electricidad, la Norma de Conexiones Eléctricas en Baja Tensión en Zonas de Concesión de Distribución y las normas y disposiciones técnicas vigentes sobre la materia.⁶³

Artículo 89.- El usuario no podrá utilizar una demanda mayor a la contratada. Si superara su límite estará sujeto a la suspensión del servicio y al pago de las multas que fije el Reglamento.

En caso de reincidencia, deberá abonar las contribuciones reembolsables por el respectivo incremento de potencia.

Artículo 90.- Los concesionarios podrán efectuar el corte inmediato del servicio, sin necesidad de aviso previo al usuario ni intervención de las autoridades competentes, en los siguientes casos:

- a) Cuando estén pendientes el pago de comprobantes debidamente notificados de dos meses derivados de la prestación del Servicio Público de Electricidad, con los respectivos intereses y moras;
- b) Cuando se consuma energía eléctrica sin contar con la previa autorización de la empresa o cuando se vulnere las condiciones del suministro; y,

publicado el 24 septiembre 2015, cuyo texto es vigente a la fecha.

⁶³ Artículo sustituido por el Artículo Único de la Ley N° 29178, publicada el 03 enero 2008.

El texto original del Artículo 88 era el siguiente:

Artículo 88.- *Las instalaciones internas particulares de cada suministro deberán iniciarse a partir del punto de entrega, corriendo por cuenta del usuario el proyecto, ejecución, operación y mantenimiento, así como eventuales ampliaciones, renovaciones, reparaciones y/o reposiciones.*

Posteriormente, el Artículo 88 fue sustituido por el Artículo Único de la Ley N° 29178 publicada el 03 enero 2008, cuyo texto es vigente a la fecha.

- c) Cuando se ponga en peligro la seguridad de las personas o las propiedades por desperfecto de las instalaciones involucradas; estando ellas bajo administración de la empresa, o sean instalaciones internas de propiedad del usuario.
- d) Cuando el usuario incumpla las distancias de seguridad establecidas en las normas técnicas. En este caso, el concesionario, bajo responsabilidad, debe comunicar el corte a OSINERGMIN, entidad que debe verificar el incumplimiento alegado por el concesionario, en los plazos establecidos en el reglamento. El reglamento determina las sanciones aplicables ante un corte injustificado del servicio o la ausencia de comunicación de dicho hecho.

Los concesionarios deberán enviar las respectivas notificaciones de cobranza a los usuarios que se encuentren con el suministro cortado, en la misma oportunidad en que lo realiza para los demás usuarios, quedando facultados a cobrar un cargo mínimo mensual.

El OSINERGMIN fijará periódicamente los importes por concepto de corte y reconexión de acuerdo a lo que establezca el Reglamento.⁶⁴

Artículo 91.- En los casos de utilización ilícita, adicionalmente al cobro de los gastos de corte, pago de la energía consumida y otros, las personas involucradas podrán ser denunciadas ante el fuero penal.

Artículo 92.- Cuando por falta de adecuada medición o por errores en el proceso de facturación, se considere importes distintos a los que efectivamente correspondan, los concesionarios procederán al recupero o al reintegro, según sea el caso.

El monto a recuperar por el concesionario se calculará de acuerdo a la tarifa vigente a la fecha de detección y considerando un período máximo de doce (12) meses anteriores a esta fecha. El recupero se efectuará en diez (10) mensualidades iguales sin intereses ni moras.

En el caso de reintegro a favor del usuario, el monto se calcula de acuerdo a la tarifa vigente a la fecha de detección, considerando un período máximo de tres (3) años anteriores a esa fecha.

El reintegro al usuario se efectuará, a su elección, mediante el descuento de unidades de energía en facturas posteriores o en efectivo en una sola oportunidad, considerando las mismas tasas de interés y mora que tiene autorizadas el concesionario para el caso de deuda por consumo de energía.

Precísase que los intereses aplicables a las relaciones que se generen por la prestación del servicio público de electricidad, en cualquier aspecto, se efectuará a una tasa nominal y simple, no procediendo capitalización alguna.⁶⁵

Artículo 93.- Las reclamaciones de los usuarios respecto a la prestación del Servicio Público de Electricidad serán resueltas en última instancia administrativa por el OSINERG, de conformidad a lo indicado en el reglamento.⁶⁶

⁶⁴ Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Legislativo N° 1221, publicado el 24 septiembre 2015.

⁶⁵ Artículo sustituido por el Artículo Único de la Ley N° 29178, publicada el 03 enero 2008.

⁶⁶ Artículo modificado por la Octava Disposición Complementaria de la Ley N° 26734, publicada el 31-12-96

Artículo 94.- La prestación del servicio de alumbrado público es de responsabilidad de los concesionarios de distribución, en lo que se refiere al alumbrado general de avenidas, calles y plazas.

La energía correspondiente será facturada al Municipio. De no efectuarse el pago por dos meses consecutivos, el cobro se efectuará directamente a los usuarios, de acuerdo al procedimiento fijado en el Reglamento. En este último caso, el Municipio dejará de cobrar el arbitrio correspondiente.

Las Municipalidades podrán ejecutar a su costo, instalaciones especiales de iluminación, superior a los estándares que se señale en el respectivo contrato de concesión. En este caso deberán asumir igualmente los costos del consumo de energía, operación y mantenimiento.⁶⁷

Artículo 95.- En todo proyecto de habilitación de tierra o en la construcción de edificaciones, deberá reservarse las áreas suficientes para instalación de las respectivas subestaciones de distribución.

Artículo 96.- Los urbanizadores están obligados a ejecutar las obras civiles de cruce de calzadas para el tendido de las redes de distribución, cuando corresponda, a fin de evitar la rotura de las mismas.

Artículo 97.- Los concesionarios podrán abrir los pavimentos, calzadas y aceras de las vías públicas que se encuentren dentro de su zona de concesión, dando aviso a las municipalidades respectivas y quedando obligadas a efectuar la reparación que sea menester, en forma adecuada e inmediata.

Artículo 98.- Los gastos derivados de la remoción, traslado y reposición de las instalaciones eléctricas que sea necesario ejecutar como consecuencia de obras de ornato, pavimentación y, en general, por razones de cualquier orden, serán sufragados por los interesados y/o quienes lo originen.

Artículo 99.- Los estudios, proyectos y obras de las instalaciones necesarias para la prestación del Servicio Público de Electricidad, deberán ser efectuados cumpliendo con los requisitos que señalen el Código Nacional de Electricidad y demás Normas Técnicas.

Artículo 100.- Una vez al año, en la forma y en la oportunidad que determine el Reglamento, se efectuará una encuesta representativa a usuarios de una concesión, para calificar la calidad del servicio recibido.

⁶⁷ De conformidad con el Artículo Único de la Ley N° 28790, publicada el 19 julio 2006, se excluye del cobro por concepto de alumbrado público, a que se refiere el presente Artículo, a los suministros de energía eléctrica de los predios ubicados en zonas rurales que se requiera para el bombeo de agua para uso agrícola. Posteriormente el mencionado artículo fue modificado por el Artículo Único de la Ley N° 29229, publicada el 16 mayo 2008, donde señala que se excluye del cobro por concepto de alumbrado público, a que se refiere el artículo 94 del presente Decreto Ley, a los suministros de energía eléctrica de los predios ubicados en zonas rurales para uso agrícola y acuícola.

TITULO VII

FISCALIZACIÓN

Artículo 101.- Es materia de fiscalización por parte del OSINERG:

- a) El cumplimiento de las obligaciones de los concesionarios establecidos en la presente Ley, el Reglamento y el respectivo contrato de concesión;
 - b) Los demás aspectos que se relacionen con la prestación del Servicio Público de Electricidad;
 - c) El cumplimiento de las funciones asignadas por Ley al COES.⁶⁸
 - d) El cumplimiento de las disposiciones de la presente Ley;
- El Reglamento fijará los procedimientos y normas de fiscalización.⁶⁹

⁶⁸ Inciso modificado por la Única Disposición Complementaria Modificatoria de la Ley N° 28832, publicada el 23 julio 2006.

⁶⁹ Artículo modificado por la Octava Disposición Complementaria de la Ley N° 26734, publicada el 31-12-96.

El texto original del Artículo 101 era el siguiente:

Artículo 101.- Es materia de fiscalización, por parte del Ministerio de Energía y Minas:

- a) El cumplimiento de las obligaciones de los concesionarios establecidos en la presente Ley, el Reglamento y el respectivo contrato de concesión;
- b) Los demás aspectos que se relacionen con la prestación del Servicio Público de Electricidad; y,
- c) El cumplimiento de las disposiciones de la presente Ley.

El Reglamento fijará los procedimientos y normas de fiscalización.

Posteriormente, el Artículo 101 fue modificado por la Octava Disposición Complementaria de la Ley N° 26734, publicada el 31-12-96; cuyo texto fue el siguiente:

«**Artículo 101.-** Es materia de fiscalización por parte del OSINERG:

El cumplimiento de las obligaciones de los concesionarios establecidos en la presente Ley, el Reglamento y el respectivo contrato de concesión;

- b) Los demás aspectos que se relacionen con la prestación del Servicio Público de Electricidad;
- c) El cumplimiento de las funciones asignadas por la presente Ley y su Reglamento a los Comités de Operación Económica del Sistema-COES;(*)

(*) Inciso modificado por la Única Disposición Complementaria Modificatoria de la Ley N° 28832, publicada el 23 julio 2006, cuyo texto es el siguiente:

"c) El cumplimiento de las funciones asignadas por Ley al COES."

d) El cumplimiento de las disposiciones de la presente Ley;

El Reglamento fijará los procedimientos y normas de fiscalización.»

Artículo 102.- El Reglamento señalará las compensaciones, sanciones y/o multas por el incumplimiento e infracciones a la presente Ley. Los ingresos obtenidos por compensaciones serán abonados a los usuarios afectados, y los provenientes de sanciones y/o multas constituirán recursos propios del OSINERG.⁷⁰

Artículo 103.- Las Municipalidades y/o usuarios del Servicio Público de Electricidad comunicarán al OSINERG las interrupciones o alteraciones que se produzcan en el servicio, así como los defectos que se adviertan en la conservación y funcionamiento de las instalaciones.⁷¹

⁷⁰ Artículo modificado por la Octava Disposición Complementaria de la Ley N° 26734, publicada el 31-12-96.

El texto original del Artículo 102 era el siguiente:

Artículo 102.- El Reglamento señalará las sanciones y/o multas por el incumplimiento e infracciones a la presente Ley.

Los ingresos obtenidos por estos conceptos constituirán recursos propios del Ministerio de Energía y Minas.

Posteriormente, el Artículo 102 fue modificado por la Octava Disposición Complementaria de la Ley N° 26734, publicada el 31-12-96; vigente a la fecha.

⁷¹ Artículo modificado por la Octava Disposición Complementaria de la Ley N° 26734, publicada el 31-12-96.

El texto original del Artículo 103 era el siguiente:

Artículo 103.- Las municipalidades comunicarán al Ministerio de Energía y Minas las interrupciones o alteraciones que se produzcan en el servicio, así como los defectos que se adviertan en la conservación y funcionamiento de las instalaciones.

Luego, el Artículo 103 fue modificado por la Octava Disposición Complementaria de la Ley N° 26734, publicada el 31-12-96, vigente a la fecha.

TÍTULO VIII

GARANTÍAS Y MEDIDAS DE PROMOCIÓN A LA INVERSIÓN

Artículo 104.- Los contratos de concesión, una vez inscritos en los Registros Públicos, constituyen ley entre las partes.

Artículo 105.- La caducidad de una concesión, por razones distintas de las señaladas en la presente Ley, deberá ser indemnizada al contado, sobre la base del Valor Presente del Flujo Neto de Fondos a Futuro que la concesión genera a su propietario, empleando la Tasa de Actualización establecida en el artículo 79 de la presente Ley.

Artículo 106.- Los concesionarios así como las empresas que se dediquen en forma exclusiva a las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica tendrán los siguientes derechos:

- a) Fraccionamiento hasta en 36 mensualidades de los derechos Ad Valorem CIF que grave la importación de bienes de capital para nuevos proyectos, expresados en moneda extranjera.

Mediante Decreto Supremo, elaborado por el Ministerio de Economía y Finanzas en coordinación con el Ministerio de Energía y Minas, se establecerán la tasa de interés aplicable al fraccionamiento, el plazo para el pago de la primera cuota a partir de la numeración de la respectiva Declaración de Importación, así como las demás condiciones para su aplicación; y,⁷²

- b) Todas las garantías del Régimen de Estabilidad Jurídica, Estabilidad Tributaria y libre disponibilidad de divisas a los inversionistas nacionales y extranjeros a que se refieren los Decretos Legislativos N° 662, N° 668 y N° 757.

Artículo 107.- Los concesionarios y empresas dedicadas a la actividad de generación, con arreglo a las disposiciones de la presente Ley, que utilicen la energía y recursos naturales aprovechables de las fuentes hidráulicas y geotérmicas del país, están afectas al pago de una retribución única al Estado por dicho uso, comprendiendo inclusive los pagos establecidos por el Decreto Ley N° 17752 y sus disposiciones reglamentarias y complementarias.

Las tarifas por dicha retribución no podrán ser superiores al 1% del precio promedio de energía a nivel generación, calculado de acuerdo al procedimiento que señale el Reglamento de la presente Ley.

⁷² El plazo de fraccionamiento a que se refiere este inciso rige hasta el 31 de diciembre del 2000, de conformidad con el Artículo Único de la Ley N° 26712, publicada el 24-12-96.

TÍTULO IX

USO DE BIENES PÚBLICOS Y DE TERCEROS

Artículo 108.- Cuando un recurso hidráulico asignado para un determinado fin requiera ser utilizado para generación eléctrica o viceversa, no se deberá afectar los derechos del primero.

En dichos casos, la administración del recurso hidráulico se hará en forma conjunta por todos aquellos que lo utilicen con fines distintos.

Artículo 109.- Los concesionarios sujetándose a las disposiciones que establezca el Reglamento están facultados:

- a) A usar a título gratuito el suelo, subsuelo y aires de caminos públicos, calles, plazas y demás bienes de propiedad del Estado o municipal, así como para cruzar ríos, puentes, vías férreas, líneas eléctricas y de comunicaciones;
- b) A cortar los árboles o sus ramas que se encuentren próximos a los electroductos aéreos y que puedan ocasionar perjuicio a las instalaciones, previo permiso de la autoridad competente; y,
- c) A colocar soportes o anclajes en la fachada de los edificios y postes delante de ellas.

En estos casos, el concesionario deberá resarcir los costos de reposición de las áreas afectadas.

Artículo 110.- Las servidumbres para la ocupación de bienes públicos y privados, se constituirán únicamente con arreglo a las disposiciones de la presente Ley.

Las servidumbres podrán ser:

- a) De acueductos, embalses y de obras hidroeléctricas;
- b) De electroductos para establecer subestaciones de transformación, líneas de transmisión y distribución;
- c) De Ocupación de bienes de propiedad particular, indispensables para la instalación de subestaciones de distribución para Servicio Público de Electricidad y para el desarrollo de la actividad de generación con Recursos Energéticos Renovables.⁷³
- d) De sistemas de telecomunicaciones;
- e) De paso para construir vías de acceso; y,
- f) De tránsito para custodia, conservación y reparación de las obras e instalaciones.

Artículo 111.- Es atribución del Ministerio de Energía y Minas imponer con carácter forzoso el establecimiento de las servidumbres que señala esta Ley, así como modificar las establecidas. Para tal efecto, el Ministerio deberá oír al titular del predio sirviente, siguiendo el procedimiento administrativo que establezca el Reglamento.

⁷³ Inciso modificado por el Artículo 2 del Decreto Legislativo N° 1041, publicado el 26 junio 2008

Al imponerse o modificarse la servidumbre, se señalarán las medidas que deberán adoptarse para evitar los peligros e inconvenientes de las instalaciones que ella comprenda.

Artículo 112.- El derecho de establecer una servidumbre al amparo de la presente Ley obliga a indemnizar el perjuicio que ella cause y a pagar por el uso del bien gravado. Esta indemnización será fijada por acuerdo de partes; en caso contrario la fijará el Ministerio de Energía y Minas.

El titular de la servidumbre estará obligado a construir y conservar lo que fuere necesario para que los predios sirvientes no sufran daño ni perjuicio por causa de la servidumbre. Además, tendrá derecho de acceso al área necesaria de dicho predio con fines de vigilancia y conservación de las instalaciones que haya motivado las servidumbres, debiendo proceder con la precaución del caso para evitar daños y perjuicios, quedando sujeto a la responsabilidad civil pertinente.

Artículo 113.- Constituida la servidumbre para los fines de generación de energía eléctrica, las obras e instalaciones requeridas para el aprovechamiento de las aguas, sólo podrán ser afectadas por servidumbre para actividades distintas a las que están destinadas si se comprueba plenamente que la nueva servidumbre no perjudicará los fines del servicio. En este caso, serán de cargo del titular de la nueva servidumbre los gastos que haya que realizar para hacerla posible y las compensaciones correspondientes al dueño del acueducto por el uso del mismo.

Artículo 114.- Las servidumbres de electroducto y de instalaciones de telecomunicaciones, se otorgarán desde la etapa del proyecto y comprenden el derecho del concesionario de tender líneas por medio de postes, torres o por ductos subterráneos en propiedades del Estado, municipales o de terceros, así como a ocupar los terrenos que sean necesarios para instalar subestaciones de transformación y obras civiles conexas.

En las zonas urbanas, la servidumbre de electroducto no podrá imponerse sobre edificios, patios y jardines, salvo las excepciones que se establezcan en el Código Nacional de Electricidad.⁷⁴

Artículo 115.- La constitución de la servidumbre de electroducto no impide al propietario del predio sirviente que pueda cercarlo o edificar en él, siempre que las construcciones no se efectúen debajo de la línea de alta tensión y su zona de influencia y deje el medio expedito para atender a la conservación y reparación del electroducto, respetando las distancias mínimas de seguridad establecidas por el Código Nacional de Electricidad para el efecto.

⁷⁴ Artículo sustituido por el Artículo Único de la Ley N° 29178, publicada el 03 enero 2008.

El texto original del Artículo 114 era el siguiente:

Artículo 114.- La servidumbre de electroducto y las instalaciones de telecomunicaciones, confieren al concesionario el derecho de tender líneas por medio de postes, torres o por conducto subterráneo a través de propiedades y el de ocupar los terrenos de la misma que sean necesarios para subestaciones de transformación y para las habitaciones del personal.

En las zonas urbanas, la servidumbre de electroducto no podrá imponerse sobre edificios, patios y jardines.

Posteriormente, el Artículo 114 fue sustituido por el Artículo Único de la Ley N° 29178, publicada el 03 enero 2008, vigente a la fecha.

Artículo 116.- El Ministerio de Energía y Minas podrá imponer en favor de los concesionarios y a solicitud de éstos, servidumbre de ocupación temporal de los terrenos del Estado, de las municipalidades, de las entidades de propiedad del Estado o de particulares, destinadas a almacenes, depósitos de materiales, colocación de postería o cualquier otro servicio que sea necesario para construcción de las obras.

Las servidumbres de ocupación temporal dan derecho al propietario del predio sirviente a percibir el pago de las indemnizaciones y compensaciones que establecen la presente Ley y su Reglamento, durante el tiempo necesario para la ejecución de las obras.

Artículo 117.- Las servidumbres de cablecarril, de vías de acceso y de instalaciones de telecomunicaciones para los fines del servicio, se constituirán con arreglo a las disposiciones contenidas en el presente Título, en cuanto le sean aplicables.

Artículo 118.- Una vez consentida o ejecutoriada la resolución administrativa que establezca o modifique la servidumbre, el concesionario deberá abonar directamente o consignar judicialmente, a favor del propietario del predio sirviente, el monto de la valorización respectiva, antes de la iniciación de las obras e instalaciones.

La contradicción judicial a la valorización administrativa deberá interponerse dentro de los treinta (30) días siguientes al pago o consignación, y sólo dará lugar a percibir el reajuste del monto señalado.

Una vez efectuado el pago, el Ministerio de Energía y Minas dará posesión de la parte requerida del predio sirviente al concesionario solicitante, a fin de que cumpla el propósito para el que se constituye la servidumbre.

En caso de oposición del propietario o conductor del predio sirviente, el concesionario podrá hacer uso del derecho concedido con el auxilio de la fuerza pública, sin perjuicio de iniciar las acciones legales a que hubiese lugar.

Artículo 119.- El Ministerio de Energías y Minas, a pedido de parte o de oficio, declarará la extinción de las servidumbres establecidas cuando:

- a) Quien solicitó la servidumbre no lleve a cabo las instalaciones u obras respectivas dentro del plazo señalado al imponerse la misma;
- b) El propietario conductor del predio sirviente demuestre que la servidumbre permanece sin uso por más de doce meses consecutivos;
- c) Sin autorización previa se destine la servidumbre a fin distinto para el cual se solicitó; y,
- d) Se dé término a la finalidad para la cual se constituyó la servidumbre.

TÍTULO X

DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS

Artículo 120.- En los casos de calamidad pública, conmociones internas y/o disturbios, el Estado deberá prestar a los concesionarios así como a las empresas que se dediquen a las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, la ayuda necesaria para asegurar la protección de las obras e instalaciones a fin de garantizar la continuidad de su operación.

Artículo 121.- El suministro de energía eléctrica con carácter de Servicio Público de Electricidad, que no requiera de concesión, puede ser desarrollado por personas naturales o jurídicas con el permiso que será otorgado por los Concejos Municipales para cada caso, quienes fijarán las condiciones del suministro de común acuerdo con los usuarios.

No obstante lo anterior, los titulares podrán solicitar al Ministerio de Energía y Minas el otorgamiento de concesión para el desarrollo de estas actividades dentro de las disposiciones de la presente Ley y Reglamento.

Artículo 122.- Las actividades de generación y/o de transmisión pertenecientes al Sistema principal y/o de distribución de energía eléctrica, no podrán efectuarse por un mismo titular o por quien ejerza directa o indirectamente el control de éste, salvo lo dispuesto en la presente Ley.

Quedan excluidos de dicha prohibición, los actos de concentración de tipo vertical u horizontal que se produzcan en las actividades de generación y/o de transmisión y/o de distribución, que no impliquen una disminución de daño o restricción a la competencia y la libre concurrencia en los mercados de las actividades mencionadas o en los mercados relacionados.⁷⁵

⁷⁵ Artículo modificado por el Artículo 13° de la Ley N° 26876, publicada el 19-11-97.

El texto original del Artículo 122 era el siguiente:

Artículo 122.- *Las actividades de generación, de transmisión perteneciente al Sistema Principal y de distribución de energía eléctrica no podrán efectuarse simultáneamente por un mismo titular, salvo en los casos previstos en la presente Ley.*

Posteriormente, el Artículo 122 fue modificado por el Artículo 13 de la Ley N° 26876, publicada el 19-11-97; cuyo texto fue el siguiente:

Artículo 122.- Las actividades de generación y/o de transmisión pertenecientes al Sistema principal y/o de distribución de energía eléctrica, no podrán efectuarse por un mismo titular o por quien ejerza directa o indirectamente el control de éste, salvo lo dispuesto en la presente Ley.

Quedan excluidos de dicha prohibición, los actos de concentración de tipo vertical u horizontal que se produzcan en las actividades de generación y/o de transmisión y/o de distribución, que no impliquen una disminución de daño o restricción a la competencia y la libre concurrencia en los mercados de las actividades mencionadas o en los mercados relacionados.

Luego, el Artículo 50 del Decreto Legislativo N° 1451 publicado el 16 de septiembre 2018 incorporó un tercer párrafo con el siguiente texto:

Si durante el procedimiento de otorgamiento de concesión definitiva o autorización, se presenten casos de integración vertical que no califican como actos de concentración conforme a la normatividad de la materia, el Ministerio de Energía y Minas evalúa el otorgamiento del respectivo derecho eléctrico,

Si durante el procedimiento de otorgamiento de concesión definitiva o autorización, se presenten casos de integración vertical que no califican como actos de concentración conforme a la normatividad de la materia, el Ministerio de Energía y Minas evalúa el otorgamiento del respectivo derecho eléctrico, conforme a las condiciones definidas mediante decreto supremo refrendado por el Ministro de Energía y Minas y el Ministro de Economía y Finanzas.⁷⁶

Artículo 123.- Las definiciones que correspondan a las disposiciones de la presente Ley, cuya relación se anexa, forman parte integrante de la misma.

conforme a las condiciones definidas mediante decreto supremo refrendado por el Ministro de Energía y Minas y el Ministro de Economía y Finanzas.

⁷⁶ La Cuarta Disposición Complementaria Final del Decreto Legislativo N° 1451 dispone que el tercer párrafo del artículo 122 del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, incorporado por el artículo 50 del presente decreto legislativo, entra en vigencia al día siguiente de la publicación de su reglamentación, la cual es aprobada en un plazo no mayor a treinta (30) días.

TÍTULO XI

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

PRIMERA.- Dentro de los noventa (90) días, a partir de la vigencia de la presente Ley, se constituirá y entrarán en funciones los COES en los Sistemas Centro Norte (SICN) y Sur Oeste (SISO).⁷⁷

SEGUNDA.- Los contratos de suministros que en virtud de la presente Ley dejan de ser regulados, así como los de compra y venta de energía interempresas, deberán adecuarse a las disposiciones de la presente Ley, de acuerdo al procedimiento que para tal efecto disponga el Ministerio de Energía y Minas, en un plazo no mayor de ciento veinte (120) días calendarios, a partir de su entrada en vigencia.⁷⁸

TERCERA.- La Comisión de Tarifas Eléctricas continuará fijando tarifas eléctricas, observando los mecanismos y métodos actuales, hasta las oportunidades en que deban fijarse conforme a los criterios establecidos en la presente Ley.⁷⁹

CUARTA.- Todas las empresas actuales que efectúen distribución de Servicio Público de Electricidad, tendrán concesiones de distribución provisionales que comprendan sus instalaciones de distribución existentes y una franja de cien (100) metros de ancho en torno a éstas. El plazo máximo para regularizar la concesión definitiva y la determinación de sus respectivos Valores Nuevos de Reemplazo será de trescientos sesenta (360) días calendarios, contados a partir de la vigencia de la presente Ley.⁸⁰

QUINTA.- Las Empresas de Servicio Público de Electricidad que integran los sistemas Centro-Norte (SICN), Sur Oeste (SISO) y Sur Este deberán tomar las medidas legales administrativas y económicas para dividir las actividades de generación, de transmisión y de distribución en empresas independientes, observando las disposiciones que para el efecto dicte el Ministerio de Energía y Minas. Esta medida será efectuada en un plazo máximo de ciento ochenta (180) días calendarios, contados a partir de la entrada en vigencia de la presente Ley, con exoneración de todo tributo y derecho que le pudiera ser aplicable.^{81 82}

⁷⁷ Disposición derogada por la Única Disposición Complementaria Derogatoria del Decreto Legislativo N° 1221, publicado el 24 septiembre 2015.

⁷⁸ Disposición derogada por la Única Disposición Complementaria Derogatoria del Decreto Legislativo N° 1221, publicado el 24 septiembre 2015.

⁷⁹ Disposición derogada por la Única Disposición Complementaria Derogatoria del Decreto Legislativo N° 1221, publicado el 24 septiembre 2015.

⁸⁰ Disposición derogada por la Única Disposición Complementaria Derogatoria del Decreto Legislativo N° 1221, publicado el 24 septiembre 2015.

⁸¹ Plazo ampliado por ciento ochenta días calendario por el Artículo 1 del Decreto Supremo Extraordinario N° 067-93-PCM, publicado el 12-06-93.

⁸² Disposición derogada por la Única Disposición Complementaria Derogatoria del Decreto Legislativo N° 1221, publicado el 24 septiembre 2015.

SEXTA.- Todas las empresas que efectúan actividades de generación, transmisión y distribución, incluidos los autoprodutores, que requieren de concesión o autorización, de acuerdo a las disposiciones de la presente Ley, deberán adecuarse a ésta en un plazo de trescientos sesenta (360) días calendarios a partir de su entrada en vigencia.

SÉTIMA.- En situaciones de emergencia o graves deficiencias en el servicio, el Ministerio de Energía y Minas mediante Resolución Ministerial podrá facultar a los Directorios de las Empresas en las que el Estado pudiera mantener participación mayoritaria, a adoptar acciones correctivas destinadas a superar tales situaciones.

OCTAVA.- La Comisión de Tarifas Eléctricas deberá reestructurarse de acuerdo a lo establecido en la presente Ley, en un plazo máximo de sesenta días contados a partir de la vigencia de la presente Ley.

Los Miembros del Consejo Directivo de la Comisión de Tarifas Eléctricas, que deben ser nombrados, a propuesta de los concesionarios, serán designados provisionalmente a propuesta de las actuales Empresas de Servicio Público de Electricidad por un período no mayor de trescientos sesenta (360) días.⁸³

NOVENA.- Los Reglamentos y normas técnicas vigentes a la fecha de promulgación de la presente Ley conservarán su vigencia, en tanto no sean contrarios a esta última.

DÉCIMA.- El Ministerio de Energía y Minas queda facultado a dictar las disposiciones legales complementarias para normar la adecuación de las actuales personas naturales y jurídicas que desarrollan actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, a las disposiciones de la presente Ley.

DECIMO PRIMERA.- Las compensaciones por racionamiento de energía previstas en el artículo 57 de la presente Ley, regirán a partir del 1 de julio de 1994.

DECIMO SEGUNDA.- El Poder Ejecutivo expedirá el Reglamento de la presente Ley, dentro de los noventa (90) días calendario siguientes a la fecha de su promulgación.

DECIMO TERCERA.- Las empresas concesionarias de distribución de Servicio Público de Electricidad de propiedad del Estado, continuarán afectas a lo dispuesto por el artículo 1 del Decreto Ley N° 25546, hasta la transferencia al sector privado del total o de una parte de sus acciones o de sus activos.

⁸³ Disposición derogada por la Única Disposición Complementaria Derogatoria del Decreto Legislativo N° 1221, publicado el 24 septiembre 2015

DISPOSICIÓN FINAL

Deróguese el Decreto Supremo N° 009-92-EM - Texto Unificado de la Ley General de Electricidad, la Ley N° 23406 sus ampliatorias y modificatorias, el Decreto Legislativo N° 597, la Ley N° 25304, el Decreto Legislativo N° 649, el Decreto Legislativo N° 693, el Decreto Ley N° 25651 y demás dispositivos legales que se opongan a la presente Ley.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los seis días del mes de noviembre de mil novecientos noventidós

ALBERTO FUJIMORI FUJIMORI
Presidente Constitucional de la República

OSCAR DE LA PUENTE RAYGADA
Presidente del Consejo de Ministros y
Ministro de Relaciones Exteriores

VICTOR MALCA VILLANUEVA
Ministro de Defensa

CARLOS BOLOÑA BEHR
Ministro de Economía y Finanzas.

JUAN BRIONES DAVILA
Ministro del Interior

FERNANDO VEGA SANTA GADEA
Ministro de Justicia

VICTOR PAREDES GUERRA
Ministro de Salud

ABSALON VASQUEZ VILLANUEVA
Ministro de Agricultura

JORGE CAMET DICKMANN
Ministro de Industria, Comercio Interior,
Turismo e Integración

DANIEL HOKAMA TOKASHIKI
Ministro de Energía y Minas

AUGUSTO ANTONIOLI VASQUEZ
Ministro de Trabajo y Promoción Social

ALFREDO ROSS ANTEZANA
Ministro de Transportes , Comunicaciones, Vivienda y
Construcción

JAIME SOBERO TAIRA
Ministro de Pesquería

ALBERTO VARILLAS MONTENEGRO
Ministro de Educación

MAXIMO MANUEL VARA OCHOA
Ministro de la Presidencia

POR TANTO:

Mando se publique y cumpla.

Lima, 6 de noviembre de 1992

ALBERTO FUJIMORI FUJIMORI
Presidente Constitucional de la República

OSCAR DE LA PUENTE RAYGADA
Presidente del Consejo de Ministros y
Ministro de Relaciones Exteriores

DANIEL HOKAMA TOKASHIKI
Ministro de Energía y Minas

ANEXO DE LA LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS

DEFINICIONES

1. **Barra:** Es aquel punto de sistema eléctrico preparado para entregar y/o retirar energía eléctrica.
2. **Bloques Horarios:** Son períodos horarios en los que los costos de generación son similares, determinados en función de las características técnicas y económicas del sistema.
3. **Costo de Racionamiento:** Es el costo promedio incurrido por los usuarios, al no disponer energía, y tener que obtenerla de fuentes alternativas. Este costo se calculará como valor único y será representativo de los déficit más frecuentes que pueden presentarse en el sistema eléctrico.
4. **Costo Medio:** Son los costos totales correspondientes a la inversión, operación y mantenimiento para un sistema eléctrico, en condiciones de eficiencia.
5. **Costo Marginal de Corto Plazo:** Costo de producir una unidad adicional de electricidad en cualquier barra del sistema de generación-transporte. Éste varía por barra o nodo.⁸⁴
6. **Energía Firme:** Es la máxima producción esperada de energía eléctrica, determinada para una probabilidad de excedencia de noventa y cinco por ciento (95%) para las unidades de generación hidroeléctrica y de indisponibilidad, programada y fortuita, para las unidades de generación térmica.⁸⁵
7. **Factores de Ponderación:** Son los valores que representan la proporción de cada Sector Típico de Distribución en una concesión de distribución. La suma de los factores de ponderación para una concesión es igual a uno.

⁸⁴ Numeral modificado por la Única Disposición Complementaria Modificatoria de la Ley N° 28832, publicada el 23 julio 2006.

El texto original de la definición Costos Marginales de Corto Plazo era:

5. Costo Marginales de Corto Plazo: Es el costo en que se incurre para producir una unidad adicional de energía, o alternativamente el ahorro obtenido al dejar de producir una unidad, considerando la demanda y el parque de generación disponible.

Posteriormente, esta definición fue modificada por la Única Disposición Complementaria Modificatoria de la Ley N° 28832, publicada el 23 julio 2006, vigente a la fecha.

⁸⁵ Numeral modificado por la Única Disposición Complementaria Modificatoria de la Ley N° 28832, publicada el 23 julio 2006.

El texto original de la definición Energía Firme era:

6. Energía Firme: Es la máxima producción esperada de energía eléctrica en condiciones de hidrología seca para las unidades de generación hidroeléctrica y de indisponibilidad esperadas para las unidades de generación térmica.

La hidrología seca corresponde a una temporada, cuya probabilidad de excedencia será fijada en el Reglamento.

Posteriormente, esta definición fue modificada por la Única Disposición Complementaria Modificatoria de la Ley N° 28832, publicada el 23 julio 2006, vigente a la fecha.

8. **Mercado no regulado:** Corresponde a las transacciones de electricidad para los clientes que no sean de Servicio Público de Electricidad, en condiciones de competencia, en los cuales la fijación de precios no se encuentra regulada o reglamentada por la ley.
9. **Pérdidas Marginales de Transmisión de Energía:** Son las pérdidas de energía que se producen en el sistema de transmisión por el retiro de una unidad adicional de energía, en una determinada Barra del Sistema de Transmisión Principal.
10. **Pérdidas Marginales de Transmisión de Potencia de Punta:** Son las pérdidas de potencia que se producen en el sistema de transmisión por el retiro de una unidad adicional de potencia, en una determinada Barra del Sistema de Transmisión Principal.
11. **Plan Referencial:** Es el programa tentativo de estudios y obras de generación y transmisión a mínimo costo para cubrir el crecimiento de la demanda de energía en el mediano plazo.
12. **Potencia Firme:** Es la potencia que puede suministrar cada unidad generadora con alta seguridad de acuerdo a lo que defina el Reglamento. En el caso de las centrales hidroeléctricas, la potencia firme se determinará con una probabilidad de excedencia de noventa y cinco por ciento (95%). En el caso de las centrales termoeléctricas, la potencia firme debe considerar los factores de indisponibilidad programada y fortuita.⁸⁶

⁸⁶ Texto del numeral introducido por la Única Disposición Complementaria Modificatoria de la Ley N° 28832, publicada el 23 de julio 2006.

El texto original era el siguiente:

12. Potencia firme: Es la potencia que puede suministrar cada unidad generadora en las horas de punta con alta seguridad, con una probabilidad superior o igual a la que defina el Reglamento.

En cada COES, la suma de la potencia firme de sus integrantes no podrá exceder a la máxima demanda del sistema interconectado.

Posteriormente, modificada por el Artículo 2 de la Ley N° 26980, publicada el 27-09-98, cuyo texto era el siguiente:

12. Potencia Firme: Es la potencia que puede suministrar cada unidad generadora con alta seguridad de acuerdo a lo que defina el Reglamento.

Luego, la Ley N° 28832 publicada el 23 de julio 2006 dispuso la siguiente definición:

12. **POTENCIA FIRME:** Es la potencia que puede suministrar cada unidad generadora con alta seguridad de acuerdo a lo que defina el Reglamento. En el caso de las centrales hidroeléctricas, la potencia firme se determinará con una probabilidad de excedencia de noventa y cinco por ciento (95%). En el caso de las centrales termoeléctricas, la potencia firme debe considerar los factores de indisponibilidad programada y fortuita.

Seguidamente, dos últimos párrafos del numeral 12 Potencia Firme fueron agregados por el Artículo 2 del D.LEG. N° 1041 publicado el 26/06/2008 quedando la siguiente definición:

“12. **POTENCIA FIRME:** Es la potencia que puede suministrar cada unidad generadora con alta seguridad de acuerdo a lo que defina el Reglamento. En el caso de las centrales hidroeléctricas, la potencia firme se determinará con una probabilidad de excedencia de noventa y cinco por ciento (95%). En el caso de las centrales termoeléctricas, la potencia firme debe considerar los factores de indisponibilidad programada y fortuita.

Solo tendrán derecho a la remuneración mensual por Potencia Firme las unidades de generación termoeléctricas que tengan asegurado el suministro continuo y permanente del combustible mediante contratos que lo garanticen o stock disponible.

13. **Sector de Distribución Típico:** Son instalaciones de distribución con características técnicas similares en la disposición geográfica de la carga, características técnicas, así como los costos de inversión, operación y mantenimiento.
Una concesión puede estar conformada por uno o más Sectores de Distribución Típicos.
14. **Sistema Económicamente Adaptado:** Es aquel sistema eléctrico en el que existe una correspondencia de equilibrio entre la oferta y la demanda de energía, procurando el menor costo y manteniendo la calidad del servicio.
15. **Sistema Interconectado:** Conjunto de líneas de transmisión y subestaciones eléctricas conectadas entre sí, así como sus respectivos centros de despacho de carga, que permite la transferencia de energía eléctrica entre dos o más sistemas de generación.
16. **Sistema Principal de Transmisión:** Es la parte del sistema de transmisión, común al conjunto de generadores de un Sistema Interconectado, que permite el intercambio de electricidad y la libre comercialización de la energía eléctrica.
17. **Sistema Secundario de Transmisión:** *Es la parte del sistema de transmisión destinado a transferir electricidad hacia un distribuidor o consumidor final, desde una Barra del Sistema Principal. Son parte de este sistema, las instalaciones necesarias para entregar electricidad desde una central de generación hasta una Barra del Sistema Principal de Transmisión.*
18. **Tasa Libre de Riesgo:** Tasa de rentabilidad del capital para las operaciones en los sistemas de intermediación financiera, para condiciones de bajo riesgo del capital.

El Estado, en situación de emergencia, garantiza a dichas unidades la provisión de combustibles líquidos".

La Tercera Disposición Transitoria del D.LEG. N° 1041 publicado el 26/06/2008 (incluye Fe de Erratas), dispone que la modificación a la definición de Potencia Firme, entrará en vigencia a los dieciocho (18) meses desde la finalización del proceso de la oferta pública de capacidad a que se refiere el Decreto Supremo N° 016-2004-EM, siguiente a la publicación del referido Decreto Legislativo, salvo el último párrafo de dicha definición, el mismo que entrará en vigencia desde el día siguiente de publicado el Decreto Legislativo N° 1041.

Luego, el segundo y tercer párrafo agregados por el Art. 2° del D.LEG. N° 1041 publicado el 26/06/2008 fueron dejados sin efecto por el Artículo 5 del Decreto de Urgencia N° 032-2010, publicado el 29 abril 2010.

Aprueban el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas Decreto Supremo N° 009-93-EM

(*) De conformidad con el Numeral 2.4 del Artículo 2 de la Resolución Jefatural N° 083-2019 ANA, publicada el 24 abril 2019, el pago se efectúa de forma mensual mediante el formato de autoliquidación físico o medio electrónico (previa entrega del código, contraseña y perfil), establecido por la ANA, conforme al Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, aprobado mediante el presente Decreto.

(*) De conformidad con el Artículo 3 del Decreto Supremo N° 018-2016-EM, publicado el 24 julio 2016, se dispone que a partir de la entrada en vigencia del citada Decreto Supremo, toda mención que se realice a la "DGE" y en el texto del presente Reglamento, normas de igual o inferior jerarquía debe entenderse que está referida a la "Dirección" o "Dirección General de Electricidad"; de igual forma para toda mención que se realice a la "EDE", debe entenderse que está referida a la "Empresa de Distribución Eléctrica" o "Empresa Concesionaria de Distribución.

(*) De conformidad con el Artículo 1 de la Resolución Directoral N° 046-2010-EM-DGE, publicada el 03 septiembre 2010, se aprueba el contenido mínimo de un Estudio de Factibilidad, que forma parte de la citada Resolución como Anexo de la misma, aplicable a los derechos eléctricos previstos en la Ley de Concesiones Eléctricas y en el presente Reglamento.

CONCORDANCIAS

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

CONSIDERANDO:

Que el Decreto Ley N° 25844 "Ley de Concesiones Eléctricas", establece las normas que regulan las actividades relacionadas con la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica;

Que para la mejor aplicación de la Ley de Concesiones Eléctricas y de acuerdo a la Décima Segunda Disposición Transitoria del Decreto Ley N° 25844, debe expedirse el Reglamento correspondiente;

De conformidad con el inciso 11) del Artículo 211 de la Constitución Política del Perú;

DECRETA:

Artículo 1.- Apruébase el Reglamento de la "Ley de Concesiones Eléctricas" Decreto Ley N° 25844 que consta de 11 Títulos, 239 Artículos y 10 Disposiciones Transitorias, el cual forma parte del presente Decreto Supremo.

Artículo 2.- Deróganse las disposiciones administrativas que se opongan al presente Reglamento.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los diecinueve días del mes de febrero de mil novecientos noventitrés

ALBERTO FUJIMORI FUJIMORI

Presidente Constitucional de la República

DANIEL HOKAMA TOKASHIKI

Ministro de Energía y Minas

REGLAMENTO DE LA LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS

TÍTULO I

DISPOSICIONES GENERALES

USO DE TÉRMINOS

Artículo 1.- Cuando en el texto del presente Reglamento se empleen los términos "Ley", "Reglamento", "Ministerio", "DGE", "DGER", "GORE", "OSINERGMIN", "EDE", "ZRT", y al "VAD", 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 Dirección General de Electrificación Rural, el Gobierno Regional, al Organismo Supervisor de la Inversión Privada en Energía y Minería, a la Empresa de Distribución Eléctrica, la Zona de Responsabilidad Técnica, y al Valor Agregado de Distribución, respectivamente.

Artículo 2.- El límite de potencia para los suministros sujetos al régimen de regulación de precios es fijado en 200 kW. Aquellos usuarios cuya demanda se ubique dentro del rango de potencia establecido en el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad, tienen derecho a optar entre la condición de Usuario Regulado o Usuario Libre, conforme a lo establecido en la Ley N° 28832 y en el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad.

En los Sistemas Aislados, todos los suministros están sujetos a regulación de precios.

Artículo 3.- 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 4.- 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.

Artículo 5.- Si la demanda de un servicio, superara el límite establecido en el inciso c) del artículo 3 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.

Artículo 6.- Los titulares de autorización tendrán los mismos derechos y beneficios que los titulares de concesión, así como las obligaciones señaladas en los incisos c), d), e), f), g) y h) del artículo 31° y el artículo 32° de la Ley.

REGISTRO DE CONCESIONES Y AUTORIZACIONES ELÉCTRICAS

Artículo 7.- El Registro Único de Concesiones Eléctricas a nivel nacional, al que hace referencia el artículo 6 de la Ley, es de carácter administrativo y tiene por objeto, entre otros, evitar superposiciones de concesiones definitivas y autorizaciones eléctricas, así como advertir la concurrencia entre solicitudes admitidas a trámite; para tal efecto, los administrados deberán presentar las coordenadas UTM (WGS84) en medio digital o ingresarlas en el sistema que establezca la DGE. Dicho registro será administrado por la DGE y por los GOREs en el marco de sus competencias, las que están obligadas a revisarlo previamente a la emisión de cualquier acto administrativo que se vincule a su objetivo.

Sin perjuicio de lo señalado en el párrafo que antecede, las concesiones definitivas serán inscritas por el titular en el Registro de Concesiones para la Explotación de Servicios Públicos de Registros Públicos.

REGISTRO DE SOLICITUDES EN TRÁMITE Y DERECHOS OTORGADOS

Artículo 7-A.- La DGE y los GOREs en un plazo no mayor de cinco (05) días hábiles de emitido el Oficio mediante el que admite a trámite la solicitud de concesión y/o autorización, deben ingresar al Registro Único de Concesiones Eléctricas la información correspondiente, con el fin de determinar la concurrencia con otras solicitudes en trámite; de ser el caso, se procederá según lo establecido en los artículos 42 y 43 del presente Reglamento.

De declararse improcedente la solicitud de otorgamiento de concesión y/o autorización, la DGE y los GOREs deberán eliminar del Registro Único de Concesiones Eléctricas, en el mismo plazo señalado en el primer párrafo del presente artículo, el acto administrativo que admitió a trámite la solicitud, así como las coordenadas UTM (WGS84) del proyecto.

Asimismo, la DGE y los GOREs en un plazo no mayor de cinco (05) días hábiles de emitida la Resolución correspondiente, mediante la cual se otorga la concesión y/o autorización, deben ingresar al Registro Único de Concesiones Eléctricas la información correspondiente. Previamente a la admisión de solicitudes de concesión o autorización, la DGE y los GOREs deberán verificar la inexistencia de alguna superposición total o parcial en las áreas de otros derechos eléctricos otorgados, a efectos de determinar la compatibilidad técnica de la superposición.

De declararse la caducidad de la concesión y/o revocación de la autorización, éstas deberán registrarse, en el mismo plazo señalado en el párrafo anterior.

INFORMACIÓN DE LOS TITULARES DE ACTIVIDADES ELÉCTRICAS

Artículo 8.- Los titulares de los proyectos que desarrollen actividades eléctricas, a los que hace referencia el artículo 7 de la Ley, deben presentar a la DGE la información técnica, en los formatos, plazos, medios y frecuencia establecidos por la misma."

Artículo 9.- 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 10.- 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.

Artículo 11.- 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.

TÍTULO II

COMISIÓN DE TARIFAS ELÉCTRICAS

Artículo 12.- La Comisión, de acuerdo a lo establecido en el artículo 10 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.

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 15.- 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, quien previamente los seleccionará de las ternas propuestas por las entidades señaladas en el artículo 11 de la ley.

Artículo 16.- Para ser miembro del Consejo Directivo de la Comisión, además de lo previsto en el artículo 12 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.

Artículo 17.- 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 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.

Artículo 18.- 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.

Artículo 19.- 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 16 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.

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 21.- 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.

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

- a) Fijar, revisar y modificar las tarifas y las compensaciones que deberán pagarse por el uso del sistema secundario de transmisión y distribución de energía eléctrica.
- 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 79 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 47 de la Ley, según el procedimiento definido en el Artículo 126 del Reglamento;
- h) Emitir las directivas complementarias para la aplicación tarifaria.
- i) Fijar, revisar y modificar los montos que deberán pagar los usuarios del Servicio Público de Electricidad por el costo de acometida, equipo de medición y protección y su respectiva caja y el monto mensual que cubre su mantenimiento y permite su reposición en un plazo de treinta (30) años. Tratándose de equipo de medición estático monofásico de medición simple, se considerará una vida útil no menor de quince (15) años;
- 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.
- 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:

- 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;
- c) Efectuar los informes a que se refiere el artículo 81 de la Ley; y,
- 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.
- f) Elaborar los estudios para el cumplimiento del inciso k) del Artículo anterior.

Artículo 24.- 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 25.- 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.

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.

Artículo 27.- 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 10 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.

Artículo 28.- 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.

TÍTULO III

CONCESIONES Y AUTORIZACIONES

Artículo 29.- Las solicitudes de concesión temporal y definitiva, autorizaciones y oposiciones que se produzcan, se deben presentar a la DGE y los GORES, según corresponda, siguiendo los procedimientos administrativos establecidos por el Ministerio y cumpliendo con lo establecido en la Ley y el Reglamento.

Si una persona natural o jurídica solicita el otorgamiento de una concesión definitiva de distribución; la DGE o el GORE deben notificar del referido hecho a la EDE responsable de dicha ZRT dentro de los siete (07) días hábiles siguientes de presentada la referida solicitud. La notificación no será exigible cuando se trate de solicitudes de ampliación a las que hace referencia el literal a) del artículo 61 del presente Reglamento.

La EDE responsable de la ZRT tiene un plazo de quince (15) días hábiles a partir de la notificación, para manifestar su decisión de ejercer la prioridad sobre el otorgamiento de concesión de distribución para la ejecución de las obras y el desarrollo de la actividad mediante documento escrito, adjuntando una carta fianza equivalente al 5 % del monto del proyecto propuesto, de garantía por el cumplimiento de los requisitos establecidos en el artículo 25 de la Ley para la obtención de la concesión definitiva de distribución en los plazos máximos previstos en las normas correspondientes para estos requisitos. Dicha carta fianza será devuelta al día siguiente hábil de haberse publicado el Aviso de Petición de dicha(s) zona(s) de concesión.

En caso la EDE responsable de la ZRT, ejerza la prioridad para el otorgamiento de concesión de distribución, la DGE o el GORE deben declarar la improcedencia de la solicitud presentada por el tercero, correspondiendo devolver la respectiva garantía de fiel cumplimiento. De no manifestar su decisión de ejercer la prioridad de parte de la EDE dentro del plazo de quince (15) días hábiles antes señalado, se continuará con el trámite de la solicitud presentada por el tercero.

La EDE responsable de la ZRT perderá la prioridad para solicitar la concesión de distribución en las zonas que hayan sido declaradas en caducidad de acuerdo a lo establecido en la Ley y el presente reglamento."

CONCESIONES RESULTANTES DE PROCESOS DE PROMOCIÓN DE LA INVERSIÓN

Artículo 29-A.- Las concesiones que se otorguen como resultado de los procesos de promoción a la inversión privada realizado por el Ministerio o la entidad a que éste encargue, serán aplicables a los contratos bajo la modalidad de construcción, operación, propiedad y finalmente la transferencia de los activos al Estado (Contratos BOOT). El plazo de la concesión deberá ser el fijado en el propio proceso de promoción de la inversión, siendo como máximo treinta (30) años.

Culminada la vigencia del Contrato derivado del proceso de promoción de la inversión privada, se procede a la transferencia al Estado de todos los bienes y derechos del proyecto. Los criterios de transferencia serán determinados por la DGE y respetarán los términos y condiciones pactados en el Contrato BOOT.

REQUISITOS DE LA CONCESIÓN TEMPORAL

Artículo 30.- Las solicitudes para obtener concesión temporal deben ser presentadas con los siguientes requisitos:

- a) Identificación y domicilio legal del peticionario. Si es persona jurídica, deberá estar constituida con arreglo a las leyes peruanas y presentar la Escritura Pública de Constitución Social y el Poder de su representante legal, vigentes y debidamente inscritos en los Registros Públicos;
- b) Copia de la autorización para la realización de estudios de aprovechamiento hídrico o su equivalente, cuando corresponda, que deberá permanecer vigente durante el periodo de vigencia de la Concesión Temporal;
- c) Memoria Descriptiva y plano general del anteproyecto, que incluyan las coordenadas UTM (WGS84) de los vértices del área donde se llevarán a cabo los estudios;
- d) Cronograma de Ejecución de Estudios, de acuerdo a la norma aprobada por la DGE que define los requisitos de un Estudio de Factibilidad;
- e) Presupuesto detallado de los Estudios, concordado con el literal anterior;
- f) Requerimiento específico de servidumbres temporales sobre bienes de terceros;
- g) Garantía vigente durante el plazo de concesión solicitado, más un periodo adicional mínimo de un (01) mes, por un monto equivalente al 10% del presupuesto total de los estudios, incluyendo impuestos.

Para el caso de concesión temporal relacionada con la actividad de generación, únicamente quedarán comprendidas las solicitudes de concesión temporal cuya potencia instalada sea igual o superior a 750 MW y/o que requieran servidumbres sobre bienes de terceros.

PROCEDIMIENTO PARA CONCESIONES TEMPORALES

Artículo 31.- Dentro del plazo de diez (10) días hábiles de presentada la solicitud, la DGE debe evaluar si la solicitud cumple con los requisitos de admisibilidad establecidos en el artículo precedente. De ser el caso, la DGE la admitirá y dispondrá su publicación en el Diario Oficial El Peruano por dos (02) días calendario consecutivos por cuenta del interesado.

En caso la DGE verifique la existencia de deficiencias u omisiones en la presentación de la solicitud, podrá observarla por única vez. Asimismo, la DGE podrá formular observaciones por única vez respecto a la nueva información presentada en la subsanación. Para ambos casos, se otorga al peticionario el plazo de diez (10) días hábiles para que subsane las observaciones formuladas, bajo apercibimiento de declarar inadmisibles la solicitud."

Artículo 32.- Se puede formular oposición contra las solicitudes de concesión temporal dentro de los cinco (5) días hábiles desde la última publicación del aviso. La oposición debe estar acompañada de los documentos que la sustenten y la garantía señalada en el inciso g) del Artículo 30 del Reglamento.

La oposición será resuelta por la Dirección dentro del plazo de diez (10) días hábiles de formulada.

Dentro del plazo de cinco (5) días hábiles de notificada la Resolución Directoral, se podrá interponer recurso de apelación, el cual será resuelto dentro del plazo de diez (10) hábiles.

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

Artículo 33.- De no haberse formulado oposición, o éstas hayan sido resueltas a favor del peticionario en la vía administrativa, y habiéndose cumplido con los requisitos de admisibilidad, la solicitud deberá ser resuelta en un plazo de treinta (30) días hábiles desde la fecha de presentación.

Para efecto del cómputo del plazo para resolver la solicitud de concesión temporal, no serán tomados en cuenta los plazos otorgados para subsanar observaciones, ni para resolver las oposiciones, así como tampoco el plazo necesario para llevar a cabo los eventos presenciales referidos en los Lineamientos para la Participación Ciudadana en las Actividades Eléctricas.

En caso de declarar improcedente la solicitud, la Dirección dispondrá la ejecución de la garantía otorgada".

CONCESIÓN TEMPORAL PARA ESTUDIOS DE CENTRALES DE GENERACIÓN, SUBESTACIONES Y LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.

Artículo 34.- La concesión temporal no tiene carácter exclusivo; en consecuencia, se puede otorgar concesión temporal para realizar estudios de centrales de generación, subestaciones y líneas de transmisión dentro de las mismas áreas a más de un peticionario a la vez.

El otorgamiento de la concesión temporal no libera a su titular de obtener los permisos que se requieran para el uso efectivo de las áreas comprendidas dentro de la concesión otorgada, a fin de conservar el medio ambiente, respetar el derecho de propiedad y demás derechos de terceros.

En caso concurren más de una concesión temporal sobre una misma área, las servidumbres temporales que sean constituidas deberán ser utilizadas de forma conjunta cuando ésto sea posible, con el fin de ser lo menos gravosas para el predio sirviente. Las compensaciones y/o indemnizaciones que hubiere lugar a favor de los titulares de los predios afectados, serán prorrateadas entre los beneficiados por las servidumbres compartidas.

De oficio o a solicitud de parte, el Ministerio podrá disponer el uso compartido de las servidumbres y la forma de prorratear las compensaciones y/o indemnizaciones que hubiere lugar conforme al espacio y afectación que cada beneficiario requiera.

Para tal fin, la DGE podrá solicitar a OSINERGMIN, o al ente correspondiente, los informes que resulten necesarios para establecer la viabilidad técnica del uso compartido de las servidumbres. Asimismo, la DGE podrá encargar a una institución especializada la valorización de las compensaciones y/o indemnizaciones que deben ser prorrateadas, salvo que las partes interesadas señalen de común acuerdo al ente que se encargará de la valorización.

Artículo 35.- La renovación de la concesión temporal sólo podrá otorgarse una vez, por un nuevo período no mayor de un (1) año.

Procede la renovación de la concesión temporal, únicamente cuando el titular no hubiera concluido con los estudios dentro del plazo otorgado originalmente por causa de fuerza mayor o caso fortuito y la solicitud de renovación sea presentada con una anticipación no menor de treinta (30) días hábiles antes de su vencimiento, acompañada de un informe sustentatorio, de la renovación de la respectiva garantía vigente por el plazo de renovación solicitado, el nuevo Calendario de Ejecución de Estudios y demás documentos que resulten pertinentes. De ser el caso, también acompañará la renovación o ampliación de la autorización de uso del recurso natural de propiedad del Estado para realizar los estudios.

La renovación de la concesión temporal será otorgada por Resolución Ministerial, en un plazo máximo de treinta (30) días hábiles de presentada. De no mediar pronunciamiento dentro de dicho plazo, se dará por aprobada automáticamente.

En caso de ser improcedente la solicitud de renovación, la Dirección dispondrá la ejecución de la garantía.

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, a su costo, la prórroga de su derecho, por una sola vez, en el Diario Oficial El Peruano.

REQUISITOS PARA EL OTORGAMIENTO DE UNA CONCESIÓN DEFINITIVA

Artículo 37.- La solicitud de concesión definitiva será presentada observando lo establecido en el artículo 25 de la Ley. Asimismo, para el caso de utilización de recursos hídricos, la solicitud deberá considerar las condiciones señaladas en el artículo 37-C del presente Reglamento.

El requisito de admisibilidad referido en el literal b) del artículo 25 de la Ley es aplicable a las concesiones definitivas de generación y se tendrá por cumplido con la presentación de la Resolución emitida por la Autoridad del Agua competente, que apruebe el estudio hidrológico a nivel definitivo o su equivalente. La Resolución emitida por la Autoridad del Agua deberá permanecer vigente por lo menos hasta la publicación de la Resolución que otorgue la concesión definitiva.

El requisito de admisibilidad referido en el literal c) del artículo 25 de la Ley se tendrá por cumplido con la presentación del estudio de factibilidad, según lo establecido por la DGE.

El requisito de admisibilidad referido en el literal d) del artículo 25 de la Ley se tendrá por cumplido con la presentación de un Calendario de Ejecución de Obras que contenga

el detalle de los hitos del proyecto, salvo en los casos que estén contemplados en el artículo 37-D del presente Reglamento.

El requisito de admisibilidad referido en el literal i) del artículo 25 de la Ley se tendrá por cumplido con la presentación de una Carta Fianza solidaria, incondicional, irrevocable, de realización automática, sin beneficio de excusión, emitida por una Entidad Bancaria o Compañía de Seguros autorizada por la Superintendencia de Banca y Seguros que opere en el país.

El monto de la garantía de fiel cumplimiento de ejecución de obras será equivalente al 1% del presupuesto del proyecto incluido todos los impuestos, con un tope de 500 UIT. La garantía deberá mantenerse vigente durante todo el procedimiento administrativo hasta la Puesta en Operación Comercial del proyecto, para cuyo efecto el peticionario presentará una garantía con un plazo no menor a un (01) año, salvo que la culminación de ejecución de obras sea menor a dicho plazo, efectuando su renovación oportuna antes de su vencimiento, bajo apercibimiento de ejecutar la garantía y revocar la concesión otorgada.

El requisito de admisibilidad referido en el literal j) del artículo 25 de la Ley se tendrá por cumplido con la presentación de una carta de intención, contrato, convenio u otro documento que acredite que el peticionario contará con el financiamiento para la ejecución de las obras.

El requisito de admisibilidad referido en el literal k) del artículo 25 de la Ley se tendrá por cumplido con la presentación de un informe favorable de una de las entidades Clasificadoras de Riesgo reconocidas por la Superintendencia de Banca, Seguros y AFP o la Superintendencia del Mercado de Valores (SMV), emitido sin condiciones ni restricciones.

Dicho informe podrá comprender tanto al peticionario como al potencial inversionista que se informe en el requisito del literal j) del artículo 25 de la Ley.

PROCEDIMIENTO DE MODIFICACIÓN DE CONCESIONES Y AUTORIZACIONES

Artículo 37-A.- La modificación de concesiones y/o autorizaciones están sujetas a la actualización de los requisitos de su otorgamiento establecidos en el artículo 25 de la Ley, cuando corresponda.

La modificación de concesiones y/o autorizaciones, adoptarán los cambios realizados en los respectivos contratos que resulten de los procesos de promoción a la inversión privada realizados por el Ministerio o la entidad a que éste encargue, cuando corresponda según lo determinado por la DGE."

APROVECHAMIENTO ÓPTIMO DE ÁREAS PARA LAS ACTIVIDADES DE GENERACIÓN

Artículo 37-B.- El peticionario de una concesión definitiva de generación, deberá acreditar que el área solicitada corresponde a la mínima requerida para la capacidad de generación prevista en la solicitud y que no afecta el normal desarrollo de proyectos que cuentan con concesiones definitivas otorgadas. Dicha información deberá ser

parte integrante de los Estudios de Factibilidad, de conformidad con la Resolución Directoral N° 046-2010-EM-DGE, o la norma que la reemplace."

APROVECHAMIENTO ÓPTIMO PARA PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS

Artículo 37-C.- El estudio del proyecto a nivel de factibilidad al que se refiere el literal c) del artículo 25 de la Ley debe incluir un análisis sobre la utilización eficiente del recurso hídrico que considere la máxima capacidad de generación eléctrica y que privilegie el aprovechamiento hidroenergético óptimo en la cuenca hidrográfica de interés, considerando criterios técnicos, económicos y ambientales para asegurar la óptima utilización del recurso energético renovable. El análisis del "Aprovechamiento Óptimo" deberá incluir los siguientes criterios:

- a. Evaluación de los Esquemas Hidroeléctricos alternativos en la zona de concesión solicitada, como sustento de la selección óptima del proyecto presentado;
- b. El Esquema Hidroeléctrico seleccionado debe sustentar la ubicación de las presas o derivación y las obras de generación para la capacidad propuesta e infraestructura en la zona de concesión solicitada;
- c. El proyecto deberá ser compatible con el desarrollo de otras actividades como los requerimientos de uso de agua potable, irrigación, navegación, control de inundaciones u otros fines públicos que utilicen el recurso hídrico en la zona de influencia (aguas arriba y/o aguas abajo);
- d. Evaluar el impacto sobre proyectos identificados por el Estado en los estudios de aprovechamiento del recurso hídrico para Generación, en la respectiva cuenca.
- e. El proyecto hidroeléctrico propuesto debe tomar en cuenta el desarrollo progresivo del uso consuntivo del agua. En caso la secuencia natural de los caudales sea afectada por los caudales turbinados se debe considerar obras de regulación para no afectar la utilización del recurso aguas abajo (usos municipales, riego y derechos de terceros);
- f. El diseño debe efectuarse según las normas relativas al diseño de estructuras hidráulicas y su seguridad operativa según estándares aplicables;
- g. El Estudio Hidrológico deberá considerar mediciones diarias de caudales obtenidos con métodos directos, por un período mínimo de un (01) año;
- h. Calcular el potencial técnico disponible en el punto de interés y precisar el aprovechamiento óptimo evaluando el aumento de energía para incrementos de la capacidad instalada considerando principios técnicos y económicos.

El Ministerio, a través de la DGE, desarrollará los lineamientos dispuestos en el presente artículo mediante una directiva específica.

CONCESIÓN Y AUTORIZACIÓN DERIVADA DE UN PROCESO DE PROMOCIÓN DE LA INVERSIÓN PRIVADA

Artículo 37-D.- Cuando el peticionario solicite una concesión definitiva o autorización de generación como consecuencia de un proceso de promoción de la inversión privada a cargo del Estado, la concesión definitiva o autorización de generación recogerá el

cronograma de ejecución de obras establecido en dicho proceso. En este caso, sólo se deberá presentar una copia del cronograma a la DGE o el GORE, como parte de la solicitud correspondiente.

De igual modo, para la concesión definitiva o autorización de generación, sólo se deberá presentar una copia de la Carta Fianza vigente; siempre que esté adecuada a lo establecido en el artículo 25 de la Ley, cumpliendo con garantizar el fiel cumplimiento de la ejecución de las obras, debiendo presentarse conjuntamente con la solicitud.

PLAZO PARA EVALUAR LA SOLICITUD - REQUISITOS DE ADMISIBILIDAD

Artículo 38.- Dentro de los diez (10) días hábiles siguientes a la presentación de la solicitud, la DGE o el GORE efectuarán la evaluación correspondiente para verificar el cumplimiento de los requisitos de admisibilidad señalado en el artículo 25 de la Ley.

OBSERVACIÓN A LA SOLICITUD

Artículo 39.- Si de la evaluación efectuada por la DGE o el GORE se verifica la existencia de deficiencias u omisiones en la presentación de la solicitud, se podrán formular observaciones.

Asimismo la DGE o el GORE podrá, por única vez, formular observaciones a la información presentada en la subsanación.

INADMISIBILIDAD DE LA SOLICITUD

Artículo 40.- La DGE o el GORE notificará la observación al peticionario para que la subsane dentro del plazo de diez (10) días hábiles siguiente de notificado.

Asimismo, la DGE o el GORE otorgarán un plazo de diez (10) días hábiles para que el peticionario subsane las observaciones a la nueva información presentada, bajo apercibimiento de declarar inadmisibles la solicitud y devolver la garantía presentada.

ADMISIÓN DE LA SOLICITUD - PUBLICACIONES

Artículo 41.- Cumplidos los requisitos de admisibilidad, o subsanada la observación formulada, la DGE o el GORE notificará al peticionario la admisión a trámite de la solicitud de concesión; asimismo, en el mismo acto administrativo notificará al peticionario el texto del aviso de petición para efectos de las publicaciones, conforme a lo señalado en el artículo 25 de la Ley.

Las publicaciones serán efectuadas dentro de los diez (10) días hábiles siguientes de la notificación del aviso de petición, y los originales de los cuatro (04) avisos serán presentados a la DGE o el GORE dentro de los cinco (05) días hábiles siguientes de la última publicación.

Una vez notificada la admisibilidad de la solicitud, cualquier incumplimiento respecto de alguna actuación a cargo del administrado, inclusive respecto de la realización de publicaciones, dará lugar a que la solicitud sea declarada improcedente y se disponga la devolución de la garantía presentada en el marco de la solicitud de concesión.

EVALUACIÓN DE LAS SOLICITUDES CONCURRENTES

Artículo 42.- La concurrencia de solicitudes a la que hace referencia la Ley, se presenta cuando existan dos o más solicitudes de concesión definitiva, cuyas áreas se superpongan entre ellas total o parcialmente.

De conformidad con el artículo 26 de la Ley, el procedimiento de concurrencia puede ser iniciado hasta quince (15) días hábiles contados desde la última fecha de publicación a la que hace referencia el artículo 41 del Reglamento. Transcurrido dicho plazo, concluye la presente etapa del procedimiento.

Para la evaluación de las solicitudes concurrentes se tomará en consideración lo siguiente:

Si en el plazo señalado en el artículo 26 de la Ley, se presentarán nuevas solicitudes para obtener una concesión definitiva que se encuentre dentro de los supuestos anteriormente señalados, vencido dicho término, la DGE o el GORE procederá a:

- a) Notificar al peticionario de la concesión y a los demás peticionarios sobre la existencia de la concurrencia, dentro de los siguientes cinco (05) días hábiles; y,
- b) Determinar las solicitudes concurrentes válidas para su admisión, conforme con lo establecido en los artículos 37 a 41 del Reglamento, con excepción de la publicación a que se refiere el citado artículo 41.

Artículo 42 A.- Artículo derogado por la Única Disposición Complementaria Derogatoria del Decreto Supremo N° 018-2016-EM, publicado el 24 julio 2016.

SELECCIÓN DE MEJOR ALTERNATIVA

Artículo 43.- Calificada la concurrencia, entre solicitudes de concesiones definitivas o de autorización; según sea el caso, todas ellas válidas para su admisión, la DGE o el GORE procederá a seleccionar la mejor alternativa sobre la base del aprovechamiento eficiente de los recursos naturales, en términos de máxima capacidad; así como, en igualdad de condiciones, tendrá preferencia el proyecto que en primer término haya suscrito un Contrato de Concesión derivado de un proceso de subasta bajo el marco del Decreto Legislativo N° 1002, y en segundo término, el proyecto que contemple el menor plazo de ejecución de obras, de acuerdo a los lineamientos emitidos por la DGE.

Una vez seleccionado el proyecto, será aplicable lo dispuesto en el artículo 41 del Reglamento respecto de la publicación del aviso de petición iniciando el período de oposiciones. Dicha publicación no dará derecho a la concurrencia de solicitudes."

FORMULACIÓN DE OPOSICIONES

Artículo 44.- Dentro de los quince (15) días hábiles siguientes a la fecha de la última publicación, podrá formularse oposición a la concesión solicitada, únicamente en los siguientes casos:

- a) Cuando se afecte el desarrollo de las actividades en las concesiones definitivas o autorizaciones eléctricas otorgadas;

- b) Cuando se presente superposición de áreas requeridas para el desarrollo de actividades en las concesiones otorgadas por el Estado en otros sectores o de áreas reservadas por el mismo, y que sean incompatibles con el proyecto eléctrico. En estos casos, se requerirá la opinión previa de la autoridad del sector correspondiente; el plazo del procedimiento de otorgamiento de concesión definitiva o autorización eléctrica se suspenderá hasta la recepción de dicha opinión.

SUSTENTACIÓN DE OPOSICIONES

Artículo 45.- Las oposiciones que se formulen, serán sustentadas con los siguientes documentos, según sea el caso:

- a) Resolución que otorgue la concesión y/o autorización para el desarrollo de actividades relacionadas al sub sector electricidad. En caso la concesión y/o autorización haya sido otorgada por la misma entidad ante la cual se formula la oposición, el opositor sólo deberá hacer referencia a la Resolución que la otorga;
- b) Resolución que otorgue derechos para el desarrollo de otras actividades de otros sectores;
- c) Documento sustentatorio que certifique que las áreas comprendidas en la solicitud de concesión y/o autorización, son protegidas o en su defecto han sido reservadas por el Estado;
- d) Otros documentos que sustenten la afectación al desarrollo de las actividades, a que se refiere el artículo 44 del presente Reglamento.

Asimismo, el opositor deberá presentar una garantía por un monto equivalente al que se fija en el artículo 37 del Reglamento, con vigencia hasta diez (10) días hábiles posteriores del plazo para emitir la resolución que resuelva la oposición.

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

Artículo 47.- 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 diez (10) días hábiles, resolverá la oposición en mérito a lo actuado. En el caso de declararse fundada la oposición, la Dirección ejecutará la garantía otorgada por el peticionario.

Artículo 48.- Cuando sea procedente, la Dirección abrirá la oposición a prueba por el término de diez (10) días hábiles prorrogables a diez (10) días hábiles adicionales. Si fuera necesario actuar pruebas de campo, se podrá ordenar una nueva prórroga que en ningún caso superará los diez (10) días hábiles.

Las pruebas deberán ofrecerse dentro de los cinco (5) primeros días hábiles y actuarse dentro de los cinco (5) días hábiles restantes del término probatorio o durante su prórroga. Si durante los cinco (5) primeros días hábiles del término probatorio una de las partes hubiera ofrecido pruebas que la otra considera necesario rebatir, podrá hacerlo ofreciendo dentro de los cinco (5) días hábiles 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 49.- 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.

RESOLUCIÓN DE OPOSICIÓN

Artículo 50.- Evaluadas las pruebas presentadas por las partes, la DGE o el GORE resolverá la oposición en el plazo de diez (10) días hábiles. Dicho pronunciamiento podrá ser apelado dentro del plazo de cinco (05) días hábiles.

La apelación deberá ser resuelta en el plazo de diez (10) días hábiles, emitiendo la respectiva Resolución Viceministerial o el dispositivo legal del superior jerárquico inmediato del órgano que resolvió el procedimiento de oposición en el caso del GORE.

En caso la oposición fuera declarada infundada, se ejecutará la garantía otorgada por el opositor.

Artículo 51.- 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 28 de la Ley.

PROCEDENCIA DE LA SOLICITUD - EVALUACIÓN

Artículo 52.- De no haberse formulado oposición o éstas hayan sido resueltas a favor del peticionario en la vía administrativa, y habiéndose cumplido con los requisitos de admisibilidad, la DGE o el GORE procederá a efectuar la evaluación técnico - normativa pertinente en el marco del Código Nacional de Electricidad y demás normas aplicables de acuerdo a la naturaleza del proyecto, con la finalidad de decidir si procede o no el otorgamiento de la concesión.

En caso la DGE o el GORE verifiquen la existencia de deficiencias u omisiones en la presentación de la solicitud, podrán observarla por única vez. Asimismo, la DGE o el GORE podrán formular observaciones por única vez respecto a la nueva información presentada en la subsanación. Para ambos casos, se otorga al peticionario el plazo de diez (10) días hábiles para que subsane las observaciones formuladas, bajo apercibimiento de declarar inadmisibile la solicitud. Excepcionalmente, la DGE o GORE podrán solicitar información complementaria, de ser necesario, para la continuación del trámite correspondiente.

De ser procedente la solicitud, la DGE o el GORE notificará al peticionario el proyecto de resolución y el Contrato de Concesión para que dentro del plazo de tres (03) días hábiles siguientes a la notificación, verifique los datos numéricos, técnicos y de ubicación consignados en los mencionados documentos. Transcurrido el plazo sin mediar respuesta, se considerará que el peticionario está conforme con la información.

INFORME DE COMPATIBILIDAD

Artículo 52-A. - Para las solicitudes que se superpongan a una concesión de generación o transmisión, o a una autorización de generación previamente otorgadas de acuerdo a la información consignada en el Registro Único de Concesiones y Autorizaciones, previamente al otorgamiento de la concesión definitiva o de la autorización de generación y que no exista acuerdo entre las partes, la DGE o el GORE deberá emitir un Informe de Compatibilidad. En dicho informe se verificará que el proyecto materia de la solicitud no afecta el buen funcionamiento de los proyectos que ya cuentan con concesión definitiva o autorización. Dicho análisis se efectuará sobre la base de lo consignado en el Estudio de Factibilidad.

El Informe de Compatibilidad deberá tener en consideración lo resuelto en el procedimiento de oposición, en caso el titular de la concesión definitiva o autorización sobre la cual se presente la superposición presenta una oposición, de acuerdo al artículo 44 inciso a) del Reglamento. Dicho informe deberá emitirse en un plazo máximo de cinco (5) días hábiles de concluido el procedimiento de oposición.

Para los casos en que no se haya presentado una oposición, el Informe de Compatibilidad será emitido como consecuencia de la evaluación técnico-normativa regulada en el artículo 52, sobre la base de lo consignado en el Estudio de Factibilidad. En este supuesto, el Informe de Compatibilidad deberá ser emitido en un plazo máximo de quince (15) días hábiles desde que concluya el plazo para iniciar la oposición.

EXPEDICIÓN DE RESOLUCIÓN

Artículo 53. - Los plazos otorgados al peticionario para subsanar observaciones y verificación de datos; así como el plazo otorgado a la EDE para manifestar su decisión de ejercer su prioridad para la ejecución de las obras, no serán computados para los efectos del plazo a que se refiere el artículo 28 de la Ley.

La Resolución Ministerial de otorgamiento de la concesión, aprobará el respectivo Contrato de Concesión, y autorizará al Director General de Electricidad o a quien haga sus veces, para intervenir en la celebración del mismo a nombre del Estado. La Resolución conjuntamente con el contrato, será notificada al peticionario dentro de los cinco (05) días hábiles siguientes a su expedición para que la acepte y suscriba el Contrato de Concesión conforme a lo previsto en el artículo 29 de la Ley.

En el caso que la concesión definitiva sea otorgada por un GORE, se realizará mediante el dispositivo legal correspondiente, de acuerdo a lo establecido en las normas pertinentes."

Artículo 54. - Dentro del mismo plazo señalado en el artículo que antecede, el Ministerio dispondrá la publicación de la Resolución de otorgamiento de la concesión por una sola vez en el Diario Oficial El Peruano. La publicación será por cuenta del interesado."

CONSIGNACIÓN DE DATOS EN CONTRATO DE CONCESIÓN

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 EDEs, determinado de acuerdo al artículo 2 del Reglamento;
- c) La garantía que señalan el cuarto y quinto párrafo del artículo 37 del Reglamento;
- d) Las concesiones que se otorguen como resultado de la adjudicación en procesos de promoción de la inversión, bajo la modalidad de contratos de construcción, operación, propiedad y finalmente la transferencia de los activos al Estado (Contratos BOOT) a las que se refiere el artículo 22 de la Ley, deberán especificar:
 - i) El plazo del contrato; ii) El Calendario del Contrato suscrito como resultado de procesos de promoción de la inversión; y, iii) Las condiciones de transferencia de todos los bienes y derechos del proyecto al Estado al término de la concesión, de acuerdo a los términos y condiciones del referido Contrato, en caso corresponda."

Artículo 56.- El titular de la concesión sufragará los gastos que demande la respectiva escritura pública y estará obligada 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 32, el artículo 37, el artículo 45, inciso c) del artículo 55 y artículo 66 del Reglamento serán otorgadas mediante carta fianza o póliza de seguro extendida por una entidad financiera o de seguros que opere en el país.

Los titulares de concesión y autorización podrán solicitar la liberación parcial de la garantía otorgada en función al avance de los estudios o las obras, cada vez que ejecute un 25% del presupuesto de los estudios o de las obras. La liberación de las garantías será aprobada por la entidad competente, previo informe de fiscalización que realice OSINERGMIN sobre el avance de los estudios u obras, según corresponda.

OBLIGACIONES DE TITULARES DE CONCESIONES Y AUTORIZACIONES

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 para el cumplimiento de sus funciones.

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 59.- 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:

- 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.

DELIMITACIÓN DE ZONA DE CONCESIÓN DE DISTRIBUCIÓN

Artículo 60.- La concesión de distribución puede comprender una o más zonas, debiendo estar identificadas y delimitadas en el Contrato de Concesión con coordenadas UTM (WGS84).

En la oportunidad de otorgar la concesión, la delimitación de cada zona será establecida por el Ministerio o el GORE sobre la base de la información contenida en la solicitud de concesión.

Las solicitudes de concesión de distribución comprenderán el área geográfica ocupada por habilitaciones o centros urbanos y/o donde existan o se prevea implantar redes de distribución, más una franja de un ancho mínimo de doscientos (200) metros en torno a las referidas áreas geográficas.

En lo referido a las ampliaciones de concesión de distribución, a la que hace referencia el artículo 30 de la Ley, estas deberán corresponder a zonas adyacentes a sus respectivas zonas de concesión dentro del porcentaje establecido en el artículo 61 del presente Reglamento.

ASIGNACIÓN DE LA ZRT

Artículo 60-A.- Las ZRT en su conjunto cubrirán la totalidad del territorio nacional. Las ZRT comprenderán áreas definidas geográficamente para lograr el acceso universal del suministro eléctrico, considerando preferentemente los límites distritales, provinciales y/o regionales.

El establecimiento de la ZRT, tiene la finalidad de asignar a las EDEs responsables, la planificación indicativa para la ampliación de la cobertura eléctrica en la ZRT; la cual no será vinculante para fines tarifarios.

El Ministerio determina para cada EDE una ZRT, según los siguientes criterios básicos:

- Zonas de concesión existentes.
- Uso eficiente de las redes eléctricas existentes.
- Características geográficas
- Vías de acceso y facilidades de comunicación.

Mediante Resolución Ministerial, se podrán variar los límites de las ZRT en función de la evolución de la constitución de los Sistemas Eléctricos, y las mejores condiciones para la prestación del servicio eléctrico.

Para el proceso de fijación o modificación de las ZRTs, el Ministerio prepublicará la Resolución Ministerial para que los interesados efectúen sus comentarios. De igual forma, el Ministerio podrá implementar cualquier otro mecanismo que considere pertinente."

RESPONSABILIDAD DE LAS EDES EN LA ZRT

Artículo 60-B.- Los proyectos de ampliación de redes en los sistemas de distribución eléctrica destinadas al Servicio Público de Electricidad que se ejecuten dentro de las ZRT y fuera de las concesiones existentes, deben contar con la aprobación técnica de la EDE responsable de la respectiva ZRT. Se exceptúa de esta aprobación técnica a las ampliaciones de redes realizadas en el marco de lo establecido en el artículo 30 de la Ley y el artículo 61 del presente Reglamento.

La aprobación técnica por parte de las EDEs se efectuará en un plazo no mayor de veinte (20) días hábiles verificando el cumplimiento de la normatividad eléctrica y los criterios técnicos que establezca la DGE. De ser el caso, los proyectos deben considerar los refuerzos y ampliaciones que se requieran en los sistemas eléctricos existentes, desde los cuales se alimentarán las redes que contienen dichos proyectos.

En caso el peticionario no esté de acuerdo con lo resuelto por la EDE, podrá solicitar a OSINERGMIN que analice la solicitud del proyecto de distribución y las observaciones de la EDE en función de la normativa vigente. OSINERGMIN emitirá un informe técnico vinculante que deberá ser cumplido por la EDE.

Los proyectos de electrificación rural que se ejecuten dentro de la ZRT, se rigen por lo dispuesto en la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural y su reglamento."

PROCEDIMIENTO PARA REGULARIZACIÓN DE AMPLIACIONES

Artículo 61.- El procedimiento para la regularización de ampliaciones, al que hace referencia el artículo 30 de la Ley, se efectuará mediante el siguiente procedimiento:

- a) La EDE presentará a la DGE o al GORE la solicitud que acompaña el Informe que señale la delimitación de la zona donde efectuará la ampliación, conjuntamente con el Calendario de Ejecución de Obras, la correspondiente garantía de fiel cumplimiento; así como, el plano de la nueva área delimitada con coordenadas

- UTM (WGS84). Las ampliaciones que se prevean realizar en torno a sus respectivas zonas de concesión, no deben superar el veinte por ciento (20%) de cada zona de concesión.
- b) Dentro de los diez (10) días hábiles siguientes de la presentación, la DGE o el GORE efectuará la evaluación de la solicitud para verificar el cumplimiento de los requisitos de admisibilidad señalados en el numeral anterior. Si de la evaluación efectuada se determinara la necesidad de ampliar información o se verificará la existencia de deficiencias y/u omisiones susceptibles de corregirse, la solicitud será observada. La DGE o el GORE notificará la observación a la EDE para que la subsane dentro del plazo de diez (10) días hábiles, contados a partir de la fecha de notificación de la observación, bajo apercibimiento de declarar inadmisibile la solicitud.
 - c) Cumplidos los requisitos de admisibilidad, o subsanada la observación formulada, la DGE o el GORE notificará a la EDE la admisión a trámite de la solicitud; asimismo, en el mismo acto administrativo notificará el texto del aviso de ampliación para efectos de las publicaciones, conforme al tercer párrafo del artículo 30 de la Ley. Las publicaciones serán efectuadas según lo establecido en el artículo 41 del presente Reglamento, en todo lo que le sea aplicable. Con dicha publicación, la EDE adquiere la exclusividad para el desarrollo de la actividad de distribución en la zona delimitada y asume las obligaciones de los concesionarios de distribución.
 - d) Concluida la ejecución de las obras, conforme a lo establecido en el Calendario de Ejecución de Obras, la DGE o el GORE determinará las modificaciones a incorporarse y notificará a la EDE el proyecto de Resolución correspondiente y de la Adenda al Contrato de Concesión para que dentro del plazo de tres (03) días hábiles siguientes a la notificación, verifique los datos numéricos, técnicos y de ubicación consignados en los mencionados documentos. Transcurrido el plazo sin mediar respuesta, se considerará que está conforme con la información.
 - e) La Resolución que apruebe la Adenda al Contrato de Concesión deberá dictarse dentro del plazo de cuarenta y cinco (45) días hábiles de presentada la solicitud. Los plazos otorgados a la EDE para subsanar observaciones y verificación de datos, no serán computados para los efectos del plazo señalado en el presente párrafo.
 - f) La Resolución será notificada a la EDE y publicada por una sola vez en el Diario Oficial El Peruano, dentro de los cinco (05) días hábiles siguientes a su notificación. La publicación será por cuenta de la EDE."

RESPONSABILIDAD POR EL INCUMPLIMIENTO DEL CALENDARIO DE EJECUCIÓN DE OBRAS

Artículo 61-A.- En caso de no ejecutar el proyecto de acuerdo al Calendario de Ejecución de Obras aprobado, salvo causales de caso fortuito o fuerza mayor calificadas por OSINERGMIN, la DGE ejecutará la garantía de fiel cumplimiento; asimismo, la EDE perderá la exclusividad referida en el literal c) del artículo 61 del presente Reglamento."

Artículo 62.- Las discrepancias entre los usuarios y los concesionarios de transmisión por el uso de los sistemas de estos últimos, a que se refiere el Artículo 33 de la Ley, en lo relativo a capacidad de transmisión o las ampliaciones requeridas, serán resueltas por OSINERG, siguiendo el procedimiento de dirimencia establecido en el siguiente párrafo.

El interesado deberá presentar a OSINERG una solicitud de dirimencia, adjuntando el sustento técnico y legal de su requerimiento, la cual se pondrá en conocimiento de la otra parte por el término de cinco (5) días hábiles, para que presente el sustento técnico y legal de su posición. Una vez vencido este plazo la solicitud será resuelta por OSINERG dentro de los treinta (30) días calendario de presentada la solicitud, con lo que queda agotada la vía administrativa.

OSINERG queda facultado a dictar directivas para solucionar y resolver las solicitudes de dirimencia a que se refiere el presente artículo.

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

INFORMACIÓN DE REQUISITOS

Artículo 62-A.- Las EDEs, los titulares y las personas que obtengan los permisos a que se refiere el artículo 121 de la Ley, están obligados a gestionar la atención de los usuarios, brindándoles información precisa sobre los requisitos para la obtención del suministro de electricidad y otros servicios conexos; así como, dar respuesta oportuna a sus solicitudes y requerimientos."

RESPONSABILIDADES EN EL LIBRE ACCESO Y CONEXIÓN EN EL SISTEMA GARANTIZADO DE TRANSMISIÓN

Artículo 62-B.- Los terceros que accedan al Sistema Garantizado de Transmisión (SGT), con instalaciones que no forman parte del Plan de Transmisión, deberán solicitar previamente la conformidad técnica de las instalaciones de conexión al COES.

El titular de la Concesión del SGT, se hará cargo de la implementación/construcción, operación y mantenimiento de las instalaciones que se requieran para mantener la continuidad eléctrica del SGT. Conforme a lo establecido en el artículo 33 de la Ley, el tercero debe asumir los costos de ampliación a realizarse y las compensaciones por el uso, este último corresponde a los costos de inversión para la implementación y construcción de las instalaciones de continuidad.

Para realizar la retribución de la inversión, se prevé el mismo tratamiento aplicado a un Refuerzo que forma parte del SGT, sin limitación en el monto de inversión, desde la fecha de su puesta en operación comercial; por lo tanto, el titular de la concesión del SGT licitará por lo menos del ochenta (80) por ciento del valor de la inversión; para la adquisición de bienes y servicios para la ejecución del Refuerzo; el veinte (20) por ciento restante podrá contratarlo o ejecutarlo de manera directa.

Trascurridos seis (06) meses contados a partir de la puesta en operación comercial del Refuerzo, el titular de la concesión presentará al tercero un informe auditado por una empresa especializada, debiendo contener el valor de la inversión del Refuerzo ejecutado.

Los costos de operación y mantenimiento de las instalaciones de continuidad, son los que resultan del acuerdo entre el Concesionario del SGT y el tercero, los que son asumidos por este último y no deben ser porcentualmente superiores al porcentaje que representan estos costos, respecto de la inversión establecida en el Contrato de Concesión SGT suscrito por el Concesionario con el Estado.

Las instalaciones que se requieran para mantener la continuidad del SGT cuyos costos de ampliación son asumidas por terceros, forman parte de la Concesión del SGT."

En el caso de acceso al SGT por parte de las EDEs, según lo aprobado en el Plan de Inversiones por el OSINERGMIN, los costos de inversión, operación y mantenimiento a que se refiere el segundo párrafo de este artículo, serán consideradas como parte del costo medio anual, a que se refiere el artículo 139 del presente Reglamento."

Artículo 63.- El plazo de vigencia de los contratos, que se refiere el inciso b) del artículo 34 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 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.

REGISTRO DE CONSUMO MENSUAL Y FACTURACIÓN

Artículo 64-A.- Las EDEs, los titulares y las personas que obtengan los permisos a que se refiere el artículo 121 de la Ley están obligados a tomar mensualmente la lectura de los medidores que registra el consumo de energía y en base a ello emitir la factura del mes correspondiente, salvo la excepción prevista en el artículo 172 del presente Reglamento.

RESPONSABILIDAD DE LOS TITULARES DE ACTIVIDADES ELÉCTRICAS

Artículo 64-B.- Las EDEs, los titulares y las personas que obtengan los permisos a que se refiere el Artículo 121 de la Ley, serán los responsables por los eventos que originen sobretensiones en la red imputables a sus sistemas de distribución; asimismo, deben disponer la instalación de elementos de protección a fin de no afectar los equipos o artefactos de los usuarios.

Artículo 65.- Las discrepancias entre los usuarios y los concesionarios de distribución por el uso de los sistemas de estos 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, serán resueltas por OSINERG, siguiendo el procedimiento establecido en el segundo párrafo del Artículo 62 del Reglamento.

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

SOLICITUD DE AUTORIZACIÓN

Artículo 66.- La solicitud de autorización debe estar acompañada de una garantía equivalente al 1% del presupuesto del proyecto, incluido todos los impuestos, con un tope de 500 UIT. La garantía debe mantenerse vigente hasta la fecha de inicio de la operación comercial, para cuyo efecto el peticionario podrá presentar una garantía con un plazo no menor de un (01) año, salvo que la culminación de ejecución de obras sea menor a dicho plazo, efectuando su renovación oportuna antes de su vencimiento,

bajo apercibimiento de ejecutar la garantía y revocar la autorización otorgada. Se exceptúa de la presentación de esta garantía, las solicitudes de autorización para generación eléctrica mediante la cogeneración.

Los requisitos de admisibilidad referidos en los literales h) e i) del artículo 38 de la Ley se tendrán por cumplidos con la presentación de la documentación respectiva, en cuyo caso resulta aplicable lo dispuesto por el artículo 37 del Reglamento.

El procedimiento para el otorgamiento de autorización, así como las oposiciones y concurrencia de solicitudes que se puedan presentar, se sujetarán a las normas aplicables para las solicitudes de concesión definitiva, en cuanto sean aplicables.

EVALUACIÓN Y OTORGAMIENTO DE LA AUTORIZACIÓN

Artículo 67.- De no haberse formulado oposición o éstas hayan sido resueltas a favor del peticionario en la vía administrativa, y habiéndose cumplido con los requisitos de admisibilidad, la DGE o el GORE procederá a efectuar la evaluación técnico - normativa pertinente en el marco del Código Nacional de Electricidad y demás normas aplicables de acuerdo a la naturaleza del proyecto, con la finalidad de decidir si procede o no el otorgamiento de la autorización.

Si de la evaluación efectuada se verifica la existencia de deficiencias u omisiones, en la presentación de la solicitud o en la nueva información presentada en la subsanación, éstas podrán ser observadas por única vez. La DGE o el GORE notificará la observación al peticionario para que la subsane dentro del plazo de diez (10) días hábiles, contado a partir del día siguiente de la fecha de notificación de cada observación, bajo apercibimiento de declarar improcedente la solicitud.

De ser procedente la solicitud, o subsanada la observación formulada, se otorgará la autorización mediante Resolución Ministerial. La Resolución deberá publicarse en el Diario Oficial El Peruano por una sola vez, por cuenta del interesado dentro de los cinco (05) días calendario siguientes a su expedición.

En el caso que la autorización sea otorgada por un GORE, se realizará mediante el dispositivo legal correspondiente, de acuerdo a lo establecido en las normas pertinentes."

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

REVOCACIÓN DE AUTORIZACIONES

Artículo 69.- Las autorizaciones serán revocadas por el Ministerio o GOREs, previo informe de la DGE o del órgano competente del GORE, en los siguientes casos:

- a) Por reiterada infracción a la conservación del medio ambiente o del Patrimonio Cultural de la Nación que se encuentre declarado como tal al momento de ejecutar las obras;
- b) Si el titular de una central generadora integrante de un sistema interconectado, luego de habérselo aplicado las sanciones correspondientes, no opera sus

instalaciones de acuerdo a las normas de coordinación del respectivo Comité de Operación Económica del Sistema (COES); o,

- c) Si el titular no ejecuta las obras e instalaciones conforme a los plazos previstos en el cronograma, salvo caso fortuito o fuerza mayor, o razones técnico-económicas debidamente acreditadas y aprobadas por el Ministerio. Las razones técnico-económicas podrán ser invocadas por única vez y serán aprobadas cuando sean ajenas a la voluntad del titular y/o del grupo económico del que forma parte y constituyan una causa directa del incumplimiento.

Cuando la revocación de la autorización comprometa el Servicio Público de Electricidad, serán de aplicación los requisitos y procedimientos establecidos para la caducidad de una concesión definitiva, en lo que le fuera aplicable. Caso contrario, bastará el informe favorable de la DGE o el GORE.

La revocación de la autorización será declarada por la Resolución correspondiente, en la misma que se dispondrá la ejecución de las garantías que se encontraren vigentes."

RENUNCIA DE AUTORIZACIONES

Artículo 69-A.- Los titulares de Autorizaciones pueden renunciar a las mismas, comunicando este hecho al Ministerio o al GORE con una anticipación no menor de seis (6) meses. 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 la Resolución correspondiente para la aceptación de la renuncia."

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.

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

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

Artículo 72.- 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 79 del Reglamento.

TRAMITACIÓN DE CADUCIDAD DE CONCESIÓN

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

- a) La DGE o el GORE formará un expediente, en el cual se documentará la causa que amerita la caducidad; debiendo notificar este hecho al concesionario;
- b) El concesionario, una vez recibida la notificación a que se refiere el inciso precedente, deberá efectuar los descargos presentando las pruebas que considere convenientes a su derecho, dentro del plazo improrrogable de diez (10) días hábiles de recibida la respectiva carta notarial. Vencido el plazo sin que el concesionario presente los descargos referidos, se declarará la caducidad;
- c) Los descargos presentados por el concesionario dentro del plazo señalado en el inciso que antecede serán evaluados por la DGE o el GORE y, de ser el caso, se emitirá la Resolución declarando la caducidad dentro del plazo máximo de treinta (30) días hábiles desde el vencimiento del plazo señalado en el inciso anterior;
- d) El procedimiento de caducidad quedará en suspenso únicamente si, dentro del plazo de treinta (30) días hábiles desde el vencimiento del plazo señalado en el inciso b), el concesionario presenta a la DGE o al GORE un Calendario Garantizado de Ejecución de Obras que contenga la fecha de los principales hitos, entre ellos, la fecha de inicio de la ejecución de las obras y la fecha de puesta en operación comercial, acompañado de una Carta Fianza solidaria, incondicional, irrevocable, de realización automática, sin beneficio de excusión, emitida por una Entidad Bancaria o Compañía de Seguro autorizada por la Superintendencia de Banca y Seguros, que garantiza el cumplimiento del Calendario Garantizado de Ejecución de Obras por parte del concesionario, por un monto equivalente a:
 1. Cinco Mil Unidades Impositivas Tributarias (5 000 UIT), si es que el plazo para iniciar las obras indicadas en el Calendario Garantizado de ejecución de Obras no es mayor a un (01) año contado a partir de la fecha de su presentación a la DGE.
 2. Diez Mil Unidades Impositivas Tributarias (10 000 UIT), si es que el plazo para iniciar las obras indicadas en el Calendario Garantizado de Ejecución de Obras es mayor a un (01) año y no es mayor a dos (02) años contado a partir de la fecha de su presentación a la DGE.

El Plazo para el inicio de las obras previsto en el Calendario Garantizado de Ejecución de obras presentado con la solicitud de suspensión, no podrá ser mayor a dos (02) años contado a partir de la fecha de su presentación a la DGE.

El plazo para iniciar o reanudar las obras previstas en el Calendario Garantizado de Ejecución de Obras presentado con la solicitud de suspensión, no podrá ser mayor a dos (02) años contado a partir de la fecha de su presentación a la DGE o al GORE.
- e) Cumplidas las condiciones señaladas en el inciso d), se emitirá la Resolución que declare en suspenso el procedimiento de caducidad y apruebe el Calendario Garantizado de Ejecución de Obras. La garantía debe extenderse hasta la puesta

en operación comercial. La renovación de la Carta Fianza deberá ser presentada a la DGE o al GORE antes de su fecha de vencimiento. En caso contrario, la garantía será ejecutada y el concesionario quedará obligado a presentar, sin requerimiento alguno, una nueva garantía por un monto igual al de la garantía que fue ejecutada, dentro del plazo improrrogable de veinte (20) días hábiles desde la fecha de vencimiento de la garantía ejecutada, bajo apercibimiento de expedir la Resolución declarando la caducidad de la concesión. No se exceptúa de presentación de la garantía a ningún tipo de concesión. En caso de cumplimiento de la fecha de puesta en operación comercial, la garantía será devuelta al concesionario, con lo cual quedará sin efecto el procedimiento de caducidad;

- f) En la Resolución que declara la caducidad, deberá designarse la persona natural o jurídica que se encargue de llevar a cabo la intervención, a que se refiere el artículo 37 de la Ley, de ser el caso."

Artículo 74.- La Resolución Suprema que declara la caducidad de la concesión será publicada por una (1) sola vez en el Diario Oficial El Peruano, dentro de los diez (10) días hábiles de expedida."

Artículo 75.- 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 76.- Quien se encargue de la intervención a que se refiere el inciso d) del artículo 73 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.

Artículo 77.- El titular de la concesión podrá impugnar la declaratoria de caducidad ante el Poder Judicial mediante el proceso contencioso administrativo. La demanda deberá ser interpuesta dentro del plazo establecido en la Ley del Proceso Contencioso Administrativo, contado a partir de la publicación de la Resolución que declara la caducidad.

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

Artículo 78.- 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 79.- 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) El Ministerio designará una entidad consultora que efectúe la valorización de los derechos y bienes de la concesión y determine el monto base respectivo. Esta designación deberá efectuarse dentro de los treinta (30) días siguientes a la sanción definitiva de la caducidad o se haga efectiva la renuncia. La valorización deberá efectuarse en un plazo máximo de sesenta (60) días desde la designación;
- b) Formulará, directamente o mediante consultoría, las Bases que regirán la subasta, las que contendrán el cronograma, los términos de referencia para los requisitos de precalificación, para la propuesta económica, las garantías requeridas para intervenir en el proceso, la oportunidad y la forma en que el adjudicatario de la subasta debe depositar el valor correspondiente de manera tal que se garantice el pago de los gastos totales que demande la intervención informados al Ministerio hasta antes de la fecha de convocatoria y los gastos necesarios para llevar a cabo la subasta, así como el pago al ex concesionario del saldo que hubiere. Esta acción deberá efectuarse simultáneamente a la valorización de los derechos y bienes de la concesión;
- c) Cumplido lo dispuesto en los incisos que anteceden, el Ministerio mandará publicar la convocatoria de la subasta pública en el Diario Oficial El Peruano, por tres (3) días consecutivos;
- d) Dentro de los diez (10) días desde la última publicación del aviso de convocatoria, se llevará a cabo un acto público en el que los interesados presentarán sus requisitos de precalificación, las que deberán ser evaluadas por el Ministerio dentro de los diez (10) días siguientes;
- e) Entre los interesados que hayan obtenido precalificación técnica aprobatoria, en acto público se otorgará la buena pro al que presente la mejor propuesta económica, decisión que podrá ser materia de impugnación ante el Viceministro de Energía;
- f) En el caso se declare desierta la subasta, el Ministerio efectuará una segunda convocatoria dentro de los sesenta (60) días de haber quedado desierta la primera, excepto cuando se afecte el Servicio Público de Electricidad. En este caso de excepción, el Ministerio podrá asignar la concesión al Agente, de propiedad del Estado y de la misma actividad eléctrica, que se encuentre más cercano a la concesión materia de la subasta en los términos y condiciones que se fijen en el nuevo contrato de concesión, la misma que será valorada al precio fijado en la subasta.
- g) Cuando se afecte el Servicio Público de Electricidad, el otorgamiento de la Buena Pro podrá efectuarse aún cuando se haya presentado un solo postor.

TÍTULO IV

COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA

Artículos 80.- Artículo derogado por el Artículo 2 del Decreto Supremo N° 027-2008-EM, publicado el 03 mayo 2008.

Artículos 81.- Artículo derogado por el Artículo 2 del Decreto Supremo N° 027-2008-EM, publicado el 03 mayo 2008.

Artículos 82.- Artículo derogado por el Artículo 2 del Decreto Supremo N° 027-2008-EM, publicado el 03 mayo 2008.

Artículos 83.- Artículo derogado por el Artículo 2 del Decreto Supremo N° 027-2008-EM, publicado el 03 mayo 2008.

Artículos 84.- Artículo derogado por el Artículo 2 del Decreto Supremo N° 027-2008-EM, publicado el 03 mayo 2008.

Artículos 85.- Artículo derogado por el Artículo 2 del Decreto Supremo N° 027-2008-EM, publicado el 03 mayo 2008.

Artículos 86.- Artículo derogado por el Artículo 2 del Decreto Supremo N° 027-2008-EM, publicado el 03 mayo 2008.

Artículos 87.- Artículo derogado por el Artículo 2 del Decreto Supremo N° 027-2008-EM, publicado el 03 mayo 2008.

Artículos 88.- Artículo derogado por el Artículo 2 del Decreto Supremo N° 027-2008-EM, publicado el 03 mayo 2008.

Artículos 89.- Artículo derogado por el Artículo 2 del Decreto Supremo N° 027-2008-EM, publicado el 03 mayo 2008.

Artículos 90.- Artículo derogado por el Artículo 2 del Decreto Supremo N° 027-2008-EM, publicado el 03 mayo 2008.

Artículos 91.- Artículo derogado por el Artículo 2 del Decreto Supremo N° 027-2008-EM, publicado el 03 mayo 2008.

PROCEDIMIENTOS PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA OPERACIÓN

Artículo 92.- La operación en tiempo real de las unidades generadoras, de los sistemas de transmisión, de distribución y de los clientes libres de un sistema interconectado, será efectuada directamente por sus titulares, bajo su propia responsabilidad. Para los alcances del presente artículo, en los sistemas interconectados donde exista un COES, dicha operación se hará ciñéndose a los programas establecidos por la Dirección de Operaciones, siendo de cumplimiento obligatorio para todos los integrantes del Sistema. Entiéndase por "Integrante del Sistema" a las entidades que conforman un COES, a los distribuidores, a los clientes libres y a los generadores no integrantes de un COES.

La coordinación de la operación en tiempo real del Sistema será efectuada por el COES, en representación de los integrantes del Sistema, en calidad de "Coordinador de la Operación en Tiempo Real del Sistema", al que se le denominará "Coordinador", para lo cual contará con el equipamiento necesario para el cumplimiento de sus funciones.

El Coordinador, en resguardo de la calidad y seguridad del sistema eléctrico supervisará y controlará el suministro de electricidad. Los integrantes del Sistema sólo podrán apartarse de la programación a que se refiere el Artículo 93 del 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 efectuada por el Coordinador, de acuerdo con lo que señale el Estatuto y los procedimientos técnicos 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 los integrantes del Sistema deberán proporcionar al Coordinador la información en tiempo real requerida por éste.

El Coordinador cumplirá sus funciones considerando lo dispuesto por la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, las normas que la Dirección establezca y los procedimientos técnicos del COES. En caso que alguna situación operativa no esté normada, dispondrá acciones que a su juicio y criterio técnico operativo considere adecuadas, en base a la información que los integrantes del Sistema le proporcionen, siendo estas disposiciones supervisadas por el OSINERG, las mismas que serán publicadas en la página Web del COES conforme a lo dispuesto en el inciso m) del Artículo 91 del Reglamento.

El OSINERG determinará los costos eficientes de inversión, de operación y de mantenimiento que se reconocerán al Coordinador por la coordinación de la operación en tiempo real del Sistema. Dichos costos serán cubiertos por los Integrantes del COES.

El Coordinador podrá delegar temporalmente parte de sus funciones a uno o más Integrantes del Sistema, con el objeto de dar más eficiencia a la coordinación de la operación en tiempo real.

El Coordinador pagará a los Delegados el costo eficiente en que éstos incurran por el ejercicio de las funciones delegadas, en la forma que determine el procedimiento establecido por OSINERG.

El OSINERG establecerá los estándares técnicos mínimos del equipamiento que el Coordinador contará para el cumplimiento de sus funciones.

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 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.

En casos de Situación Excepcional, el COES podrá emitir disposiciones para la operación que contemplen configuraciones temporales de equipos e instalaciones del sistema, así como programar y operar en tiempo real con nuevos valores de referencia para tensión y frecuencia, que exceden a las tolerancias normales, así como superar los límites normales de carga de los equipos e instalaciones, superar el límite de operación de los principales enlaces del SEIN; y dejar de asignar reserva rotante para regulación de frecuencia, a fin de procurar el abastecimiento oportuno a los usuarios y minimizar los efectos de dicha Situación Excepcional, manteniendo un adecuado balance respecto al riesgo de que se ocasione perturbaciones mayores al Sistema.

Constituye Situación Excepcional aquella situación temporal en la cual el COES identifica, en la programación o en tiempo real, que no será posible asegurar el abastecimiento de energía eléctrica en el SEIN o en parte del mismo, con los parámetros operativos normales. Una vez que el COES identifique la Situación Excepcional, debe proceder con adoptar las acciones y realizar las maniobras descritas en el párrafo precedente.

También constituye Situación Excepcional aquella situación en la cual el COES identifique que, por la aplicación de los límites de operación de los principales enlaces del SEIN, resulte necesario, para abastecer una zona del SEIN, recurrir a despachar unidades con mayores Costos Variables, no obstante haber disponibilidad de energía con menor Costo Variable que podría ser transmitida desde otras zonas si se superan los límites referidos.

Osinermin en el marco de sus competencias, supervisa y fiscaliza las acciones adoptadas por el COES, desde el inicio del periodo de Situación Excepcional.

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 establezcan los Procedimientos Técnicos.

La información de las unidades de generación correspondiente a tiempo de arranque, potencia mínima, tiempo mínimo de operación y tiempo mínimo entre arranques, a ser usada en la programación de la operación, así como cualquier otra de naturaleza similar que implique una Inflexibilidad Operativa de la unidad, será entregada con el respectivo sustento técnico al COES y a OSINERGMIN, pudiendo este último disponer las acciones de supervisión y/o fiscalización correspondientes. De no remitir el Generador la información señalada anteriormente, o si OSINERGMIN determina su inconsistencia, las Inflexibilidades Operativas del Generador serán comunicadas por OSINERGMIN al COES, sin perjuicio de las acciones legales que correspondan. En los casos que estime pertinente OSINERGMIN, podrá solicitar la opinión sustentada del COES a los valores propuestos por el Generador.

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 Costo de Racionamiento será fijado por OSINERG 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 sustentario 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.

TRANSFERENCIAS DE POTENCIA Y ENERGÍA

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

CELEBRACIÓN DE CONTRATOS CON USUARIOS

Artículo 101.- 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.

DEMANDA DE ENERGÍA Y CONSUMOS

Artículo 102.- 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 de año anterior, acompañando la documentación que señale el Estatuto.

CÁLCULO DE LA ENERGÍA FIRME

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.

VERIFICACIÓN DE SUMAS DE ENERGÍA

Artículo 104.- 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.

CÁLCULO DEL COSTO MARGINAL DE CORTO PLAZO

Artículo 105.-

Artículo derogado por disposición del Art. 2 del Decreto Supremo N° 027-2011-EM, publicado el 2011/06/11.

OPERACIONES CON EL COSTO MARGINAL DE CORTO PLAZO

Artículo 106.- Los Costos Marginales de Corto Plazo de energía que requieran ser proyectados se calcularán con los mismos modelos matemáticos de 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.

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 213 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.

PROCEDIMIENTO PARA VALORIZACIÓN DE TRANSFERENCIA DE ENERGÍA ENTRE INTEGRANTES

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:

- 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.

PLAZO PARA EL PAGO DE SALDO NETO MENSUAL NEGATIVO

Artículo 108.-

Artículo derogado por disposición del Art. 2 del Decreto Supremo N° 027-2011-EM, publicado el 2011/06/11.

DE LA TRANSFERENCIA TOTAL DE POTENCIA. HORA PUNTA

Artículo 109.- 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 el 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.

PROCEDIMIENTO PARA CALCULAR LA POTENCIA FIRME - HIDROELÉCTRICAS

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 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 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 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.
- g) La Potencia Firme de las centrales RER se determina de la siguiente manera:
- I. Para las centrales RER hidráulicas se calcula conforme el inciso b) del presente artículo.

- II. Para las centrales RER que utilizan tecnología biomasa o geotérmica se calcula conforme al inciso a) del presente artículo, salvo que se trate de centrales de cogeneración, en cuyo caso la Potencia Firme se determina conforme al Reglamento de Cogeneración, aun cuando no sean "Centrales de Cogeneración Calificadas.
- III. Para las centrales RER que utilizan tecnología eólica, solar o mareomotriz, la Potencia Firme se determina conforme al procedimiento COES correspondiente.

Los procedimientos para todos los casos serán propuestos por el COES al OSINERGMIN.

PROCEDIMIENTO PARA CALCULAR LA POTENCIA FIRME - TERMOELÉCTRICAS

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.

VALORIZACIÓN DE TRANSFERENCIAS DE POTENCIA DE PUNTA

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 mas 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.

CÁLCULO DE TRANSFERENCIAS DE POTENCIA ANUAL

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 Perdida 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 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.

COSTOS MARGINALES EN TRANSFERENCIAS

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

MANTENIMIENTO MAYOR DE UNIDADES GENERADORAS

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.

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO

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.
- 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 correspondiente. 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

ARCHIVOS DIARIOS DE PROGRAMAS DE OPERACIÓN

Artículo 117.-

Artículo derogado por disposición del Art. 2 del Decreto Supremo N° 027-2008-EM, publicado el 2008/05/03.

DATOS DE INFORME MENSUAL DE COES A COMISIÓN

Artículo 118.-

Artículo derogado por disposición del Art. 2 del Decreto Supremo N° 027-2008-EM, publicado el 2008/05/03.

INFORMES SEMESTRALES

Artículo 119.-

Artículo derogado por disposición del Art. 2 del Decreto Supremo N° 027-2008-EM, publicado el 2008/05/03.

INFORME ANUAL

Artículo 120.-

Artículo derogado por disposición del Art. 2 del Decreto Supremo N° 027-2008-EM, publicado el 2008/05/03.

INFORME DE MODIFICACIONES DE ESTATUTO

Artículo 121.-

Artículo derogado por disposición del Art. 2 del Decreto Supremo N° 027-2008-EM, publicado el 2008/05/03.

TITULO V

SISTEMA DE PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD

OBSERVACIONES DE LA COMISIÓN A LOS ESTUDIOS DE COSTOS

Artículo 122.- 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 53 y 71 de la Ley.

PRECIOS MÁXIMOS DE GENERADOR A DISTRIBUIDOR DE SERVICIO PUBLICO

CORRELACIÓN DE FACTORES PARA PROYECCIÓN DE DEMANDA

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

ASPECTOS DEL PROGRAMA DE OPERACIÓN

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 tomará el que resulte menor entre el precio del mercado interno y el precio de referencia ponderado que publique OSINERGMIN. Para el caso del carbón, el precio de referencia de importación que publique OSINERGMIN será considerado como precio del mercado interno. Asimismo, los criterios señalados serán aplicados en las fórmulas de reajuste correspondientes.

CÁLCULO DE PRECIO BÁSICO DE ENERGÍA

Artículo 125.- El Precio Básico de la Energía, a que se refiere el inciso d) del Artículo 47 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 mes del período de estudio;
- b) Se calculará el Valor Presente de la demanda de cada mes del período de estudio; y,
- c) Se obtendrá el cociente entre a) y b).

El Valor Presente señalado en los incisos a) y b) será obtenido empleando la Tasa de Actualización señalada en el Artículo 79 de la Ley y el número de meses que considera el período de estudio.

En el caso de los sistemas aislados, OSINERGMIN deberá incluir un reajuste en la tarifa que compense las diferencias entre los precios del mercado interno efectivamente pagados por la entidad que desarrolla la actividad de generación, y los precios de referencia de los combustibles indicados en el Artículo 124, para lo cual desarrollará el procedimiento respectivo.

CÁLCULO DE LA ANUALIDAD DE LA INVERSIÓN

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 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 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.

CÁLCULO DE FACTORES DE PÉRDIDA DE POTENCIA Y ENERGÍA

Artículo 127.- Los factores nodales de energía, a que se refiere el Artículo 48 de la Ley, se determinarán para las horas de punta y horas fuera de punta.

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 nodales de energía se efectuará empleando las características reales de dicho sistema de transmisión.

PROCEDIMIENTO PARA LA FIJACIÓN DE PRECIOS EN BARRAS UNIDAS AL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN MEDIANTE SISTEMA SECUNDARIO

Artículo 128.- Para la fijación de los Precios en Barra de energía, a que se refiere el Artículo 47 de la Ley, el sistema de transmisión a considerar comprenderá todas aquellas instalaciones del SEIN hasta el límite donde se inician las instalaciones que sirven en forma exclusiva a la demanda y hasta el límite donde se inician las instalaciones que sirven de forma exclusiva a la generación.

COMPARACIÓN DE TARIFAS Y PRECIOS LIBRES VIGENTES - PROCEDIMIENTO

Artículo 129.- En el Procedimiento para la comparación del Precio en Barra con la nueva referencia conforme a lo establecido en la Segunda Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832, OSINERGMIN precisará el procedimiento a aplicarse en los casos en que la energía adquirida para los usuarios regulados a través de Licitaciones de Electricidad sea inferior al treinta por ciento (30%) de la demanda total de energía de los usuarios regulados, en concordancia con lo previsto en la Tercera Disposición Complementaria Transitoria de la misma ley.

TARIFAS EN SISTEMAS AISLADOS

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

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

COMPENSACIÓN POR RACIONAMIENTO

Artículo 131.- La compensación por racionamiento a que se refiere el Artículo 57 de la Ley, será asumida por las empresas generadoras incuridas 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 al 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.

PRECIOS MÁXIMOS DE TRANSMISIÓN

CRITERIOS PARA DEFINIR EL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN

Artículo 132.-

Artículo derogado según Decreto Supremo N° 027-2007-EM, publicado el 2007/05/17.

CRITERIOS PARA LA DETERMINACIÓN DEL SISTEMA ECONÓMICAMENTE ADAPTADO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN

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.

CÁLCULO DE LA ANUALIDAD DE INVERSIÓN SOBRE COSTO TOTAL DE TRANSMISIÓN

Artículo 134.- La anualidad de la inversión a que se refiere el Artículo 59 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 79 de la Ley.

CÁLCULO DEL INGRESO TARIFARIO PARA EL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN

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,
- 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.

El Ingreso Tarifario a que se refiere el presente Artículo es el Ingreso Tarifario Nacional.

INGRESO TARIFARIO ESPERADO

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.

OBTENCIÓN DEL PEAJE POR CONEXIÓN

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.

FACTURACIÓN DE LOS PEAJES POR CONEXIÓN Y TRANSMISIÓN

Artículo 137-A.- Para la facturación de los Peajes por Conexión y Transmisión de Generador a Distribuidor se utilizará la Máxima Demanda Coincidente señalada en el artículo 137, literal a) del Reglamento.

FLUJO PREPONDERANTE DE ENERGÍA

Artículo 138.-

Artículo derogado por el Art. 3 del Decreto Supremo N° 027-2007-EM, publicado el 2007/05/17.

CÁLCULO DE COMPENSACIONES

Artículo 139.- Las compensaciones por el uso de las redes de distribución a que se refiere el artículo 62 de la Ley, serán equivalentes al Valor Agregado de Distribución correspondiente, considerando los factores de simultaneidad y las respectivas pérdidas de distribución. El Valor Agregado de Distribución considerará la demanda total del sistema de distribución.

Las compensaciones y las tarifas de transmisión a que se refieren los artículos 44 y 62 de la Ley; así como las compensaciones y tarifas del Sistema Complementario de Transmisión a que se refiere el artículo 27 de la Ley N 28832, serán fijadas por OSINERGMIN, teniendo presente lo siguiente:

a) Criterios Aplicables

- I) El pago mensual que efectúen los generadores por las instalaciones de transmisión se denomina Compensación.

- II) Las instalaciones de transmisión a que se refiere este artículo comprenden tanto las pertenecientes al Sistema Secundario de Transmisión como al Sistema Complementario de Transmisión, salvo que se indique lo contrario.
 - III) El Plan de Transmisión se refiere al definido en el Artículo 21 de la Ley N° 28832.
 - IV) El pago que realicen los consumidores se denomina Peaje que se aplicará como un cargo por unidad de energía consumida. Para el caso de las instalaciones que comprenden el sistema de transmisión, a que se refiere el Artículo 128, el pago incluirá, además del Peaje, la aplicación de los factores nodales de energía y los factores de pérdidas de potencia.
 - V) El Plan de Inversiones está constituido por el conjunto de instalaciones de transmisión requeridas que entren en operación dentro de un período de fijación de Peajes y Compensaciones. Será revisado y aprobado por OSINERGMIN y obedece a un estudio de planificación de la expansión del sistema de transmisión considerando un horizonte mínimo de diez (10) años, hasta un máximo establecido por OSINERGMIN, que deberá preparar obligatoriamente cada concesionario de las instalaciones de transmisión remuneradas exclusivamente por la demanda. Los estudios de planificación de la expansión del sistema podrán incluir instalaciones que se requieran para mejorar la confiabilidad y seguridad de las redes eléctricas, según los criterios establecidos por OSINERGMIN; asimismo, este último podrá elaborar y aprobar el Plan de Inversiones ante la omisión del concesionario correspondiente.

La ejecución del Plan de Inversiones y de sus eventuales modificaciones, ambos aprobados por OSINERGMIN, es de cumplimiento obligatorio.
 - VI) El Costo Medio Anual de las instalaciones de transmisión corresponde al monto anual que permite retribuir los costos de inversión, operación y mantenimiento.
 - VII) Los Costos de Explotación son los definidos en el Artículo 1 de la Ley N° 28832.
 - VIII) Los Ingresos Esperados Anuales corresponden al monto que se debe liquidar anualmente.
 - IX) La Tasa Mensual para el cálculo de las Tarifas y Compensaciones; así como, para la actualización de los ingresos mensuales de la liquidación anual, se determina aplicando fórmulas de interés compuesto y la Tasa de Actualización anual establecida en el Artículo 79 de la LCE. Tratándose de Contratos de Concesión de SCT, se aplicará la Tasa de Actualización establecida en el respectivo contrato, aplicando fórmulas de interés compuesto.
- b) Costo Medio Anual
- I) El Costo Medio Anual de las instalaciones de los Sistemas Secundarios de Transmisión que son remuneradas de forma exclusiva por la demanda, excepto las instalaciones comprendidas en las concesiones otorgadas al amparo del Texto Único Ordenado 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 mediante Decreto Supremo N° 059-96-PCM, se fijará por única vez.

Este Costo Medio Anual será igual al ingreso anual por concepto de Peaje e ingreso tarifario y deberá ser actualizado en cada fijación tarifaria, de acuerdo

con las fórmulas de actualización que para tal fin establecerá OSINERGMIN, las mismas que tomarán en cuenta los índices de variación de productos importados, precios al por mayor, precio del cobre y precio del aluminio.

Cuando alguna de estas instalaciones sea retirada de operación definitiva, el Costo Medio Anual se reducirá en un monto proporcional al Costo Medio Anual de la referida instalación respecto del Costo Medio Anual del conjunto de instalaciones que pertenecen a un determinado titular de transmisión. Este monto será determinado según el procedimiento que establezca OSINERGMIN.

- II) El Costo Medio Anual de las instalaciones de transmisión no comprendidas en el numeral anterior, estará conformado por la anualidad de la inversión para un período de recuperación de hasta treinta (30) años, con la tasa de actualización a que se refiere el Artículo 79 de la Ley, y el correspondiente costo anual estándar de operación y mantenimiento según lo especificado en el numeral VI) siguiente. Tratándose de Contratos de Concesión de SCT, el Costo Medio Anual comprende los costos de operación y mantenimiento, el monto que resulte de la liquidación anual de acuerdo al literal f) siguiente, así como, la anualidad de la inversión calculada aplicando la Tasa de Actualización y el período de recuperación establecidos en el Contrato de Concesión de SCT, cuyos componentes de inversión, operación y mantenimiento serán los valores que resulten de la licitación.
- III) En cada fijación tarifaria, el Costo Medio Anual de las instalaciones de transmisión que son remuneradas por la demanda, deberá incluir el Costo Medio Anual del Sistema Secundario de Transmisión al que se refiere el numeral I) de este literal, así como el Costo Medio Anual de las instalaciones existentes en dicha oportunidad, provenientes del Plan de Inversiones aprobado por OSINERGMIN, y/o Contratos de Concesión de SCT.
- IV) La valorización de la inversión de las instalaciones de transmisión a que se refiere el numeral II anterior y que no están comprendidas en un Contrato de Concesión de SCT, será efectuada sobre la base de costos estándares de mercado.

La base de costos estándares de mercado deberá comprender los equipos, materiales y otros costos que establezca OSINERGMIN, que se requieran para implementar las obras del Plan de Inversiones, incluyendo las referidas a la conexión al Sistema Principal, Sistema Garantizado de Transmisión y Sistemas Secundarios de Transmisión de terceros, de ser el caso.
- V) Para este propósito, OSINERGMIN establecerá y mantendrá actualizada y disponible, para todos los interesados, la Base de Datos que corresponda.
- VI) El costo anual estándar de operación y mantenimiento de instalaciones no comprendidas en Contratos de Concesión SCT, será equivalente a un porcentaje del Costo de Inversión que será determinado y aprobado por OSINERGMIN cada seis (06) años.
- VII) En el caso de los Sistemas Complementarios de Transmisión, excepto aquellos a que se refiere el literal c) del numeral 27.2 del Artículo 27 de la Ley N° 28832, OSINERGMIN evaluará la necesidad de mantener en uso la correspondiente

instalación de transmisión con una anticipación de dos (02) años previos a la finalización del periodo de recuperación a que se refiere el numeral II) anterior. De ser necesario, se establecerá el nuevo plazo de operación. Asimismo, el Costo Medio Anual reconocerá únicamente los Costos de Explotación. En caso de tratarse de instalaciones comprendidas en Contratos de Concesión de SCT se aplicará lo dispuesto en el Reglamento de Transmisión.

c) Configuración del Sistema Eléctrico a Remunerar

- I) Para el caso de las instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión que son parte del Plan de Transmisión y cuya construcción es el resultado de iniciativa propia de uno o varios agentes, el costo de inversión se calculará de acuerdo con la configuración del sistema definido en el referido Plan de Transmisión.
- II) Para el caso de las instalaciones a que se refiere el literal c) del numeral 27.2 del Artículo 27 de la Ley N° 28832 y de las instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión, excepto aquellas a que se refiere el numeral I) del literal b) del presente Artículo, el costo de inversión tendrá en cuenta la configuración de un Sistema Económicamente Adaptado.
- III) Para el caso de las instalaciones comprendidas en un Contrato de Concesión de SCT, el Sistema Eléctrico a Remunerar corresponde a la configuración del sistema eléctrico establecido en el correspondiente Contrato.
- IV) Para el caso de las instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión, excepto aquellas a que se refiere los numerales I), II) y III) precedentes, el costo de inversión se calculará con la configuración del sistema definido en el Plan de Inversiones correspondiente.

d) Frecuencia de Revisión y Actualización

- I) El Costo Medio Anual de las instalaciones de transmisión del Plan de Inversiones se fijará preliminarmente en cada proceso regulatorio.
- II) El Costo Medio Anual de las instalaciones de transmisión, a que se refiere el numeral II) del literal b) del presente Artículo, se establecerá de forma definitiva con base a los costos estándares de mercado, vigentes a la fecha de su entrada en operación comercial. Este costo se actualizará en cada proceso regulatorio conjuntamente con la fijación de Compensaciones y Peajes.
- III) La fijación de Compensaciones y Peajes y sus fórmulas de actualización se realizará cada cuatro (04) años según se establece en el literal i) siguiente. En el caso de instalaciones correspondientes al Plan de Inversiones que no hayan entrado en operación comercial a la fecha de dicha fijación, serán consideradas en la próxima Liquidación Anual de Ingresos que se efectúa posterior a la puesta en operación comercial de tales instalaciones.
- IV) El cálculo de la Liquidación Anual y el correspondiente reajuste de Peajes, se realizará cada año según se establece en el numeral VII) del literal i) siguiente.
- V) El Costo Medio Anual de las instalaciones comprendidas en un Contrato de Concesión de SCT, se fijará antes de la entrada en operación de dichas instalaciones y se actualizará anualmente con la fórmula de actualización

que para tal fin se establezca en el respectivo Contrato. El reajuste del Peaje correspondiente se realizará conforme al procedimiento que apruebe el OSINERGMIN, de manera que el titular recupere el Costo Medio Anual.

- VI) En cada proceso regulatorio se deberá prever las siguientes etapas:
- VI.1 Aprobación del Plan de Inversiones.
- VI.2 Dentro del plazo de veinte (20) días hábiles, contados a partir de la aprobación del Plan de Inversiones, los concesionarios presentarán una solicitud al Ministerio, con copia a OSINERGMIN, identificando los proyectos del Plan de Inversiones que consideran deben ser licitados conforme al numeral 3.6 del Artículo 3 del Reglamento de Transmisión.
- Dentro de los veinte (20) días hábiles posteriores al vencimiento del plazo indicado en el párrafo anterior, el Ministerio se pronunciará sobre lo solicitado y, de ser el caso, identificará los proyectos que serán licitados, quedando los demás proyectos dentro de los alcances del Plan de Inversiones.
- En los plazos y formatos que establezca el Ministerio, los concesionarios presentarán al Ministerio el expediente técnico de cada uno de los proyectos identificados conforme al párrafo anterior. El expediente técnico debe contener como mínimo, los estudios de ingeniería, el presupuesto referencial, los planos de rutas de las líneas y la ubicación de subestaciones.
- VI.3 Aprobación de los Peajes conforme al literal i) del presente artículo, sin considerar los costos de las instalaciones a que se refiere el párrafo precedente. Los Peajes aprobados se reajustarán posteriormente a fin de reconocer los costos de estas instalaciones, conforme al procedimiento referido en el numeral V) anterior.
- VII) En la eventualidad de ocurrir cambios significativos en la demanda proyectada de electricidad, o modificaciones en la configuración de las redes de transmisión aprobadas por el Ministerio, o en las condiciones técnicas o constructivas, o por otras razones debidamente justificadas, respecto a lo previsto en el Plan de Inversiones vigente, el respectivo titular podrá solicitar a OSINERGMIN la aprobación de la modificación del Plan de Inversiones vigente, acompañando el sustento técnico y económico debidamente documentado. OSINERGMIN deberá emitir pronunciamiento, sustentado técnico y económicamente, en un plazo máximo de sesenta (60) días hábiles de presentada la solicitud de modificación. De aprobarse la modificación del Plan de Inversiones, las modificaciones a las tarifas y compensaciones correspondientes se efectuarán en la Liquidación Anual de Ingresos siguiente a la fecha de puesta en operación comercial de cada instalación que conforma dicha modificación del Plan de Inversiones.

OSINERGMIN establecerá la oportunidad, los criterios y procedimientos para la presentación y aprobación de las modificaciones al Plan de Inversiones, las cuales deben seguir los mismos principios que los aplicados en la formulación del Plan de Inversiones.

Las instalaciones no incluidas en el Plan de Inversiones aprobado, no serán consideradas para efectos de la fijación del Costo Medio Anual, las tarifas y compensaciones de transmisión.

e) Responsabilidad de Pago

- I) A los titulares de generación que utilicen de manera exclusiva instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión, se les asignará el 100% del pago de dichas instalaciones.
- II) A la demanda de una determinada área atendida de forma exclusiva por instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión, se le asignará el 100% del pago de dichas instalaciones.
- III) Para las instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión no contempladas en ninguno de los casos anteriores, OSINERGMIN definirá la asignación de responsabilidad de pago a la generación o a la demanda, o en forma compartida entre ambas. Para ello, deberá tener en cuenta el uso y/o el beneficio económico que cada instalación proporcione a los generadores y/o demanda, así como lo dispuesto por el cuarto párrafo de la Sexta Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832.
- IV) La responsabilidad de pago de las instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión que son parte del Plan de Transmisión y cuya construcción es el resultado de iniciativa propia de uno o varios agentes, se realizará conforme a los criterios señalados en el numeral III) anterior. El pago de las instalaciones correspondientes a un Contrato de Concesión de SCT se asignará 100% a la demanda comprendida dentro del área que designe OSINERGMIN.
- V) A la demanda de una determinada área atendida de forma exclusiva por instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión diferentes de aquellas a que se refieren el numeral IV) precedente y el literal c) del numeral 27.2 del Artículo 27 de la Ley N° 28832, se le asignará el 100% del pago de dichas instalaciones.
- VI) La asignación de la responsabilidad de pago entre la demanda y la generación de las instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión a que se refieren los numerales IV) y V) precedentes, se determinará por única vez.
- VII) La distribución entre los generadores, de la responsabilidad de pago asignada a ellos, se revisará en cada fijación tarifaria o a solicitud de los interesados, de acuerdo con el procedimiento que establezca OSINERGMIN.
- VIII) Para el uso por parte de terceros de instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión que a la fecha de entrada en vigencia de la Ley N° 28832, eran pagadas y/o usadas por el titular y/o por Usuarios Libres, OSINERGMIN establecerá la responsabilidad de pago en proporción a la demanda de dichos usuarios y de los terceros que se conecten a partir de dicha fecha, bajo el criterio de buscar la eficiencia económica. Los terceros que pertenezcan al Servicio Público de Electricidad participarán en la responsabilidad de pago sólo si su demanda supera el 5% de la demanda total de dicho Sistema Secundario de Transmisión, según el procedimiento aprobado por OSINERGMIN. En este caso la parte que corresponda a dichos terceros, será

incluida en el cálculo del Peaje del Sistema Secundario de Transmisión a ser pagado por todos los Usuarios del Área de Demanda correspondiente.

- IX) Las instalaciones ejecutadas en el marco de un contrato de concesión derivado de un proceso de promoción a la inversión privada, que incluyan obras de un Plan de Transmisión aprobado conforme a la Ley N° 28832, deberán ser evaluadas por OSINERGMIN a efectos de determinar la asignación de responsabilidad de pago a todos los usuarios del SEIN.
- f) Liquidación Anual
- I) Para las instalaciones que son remuneradas por la demanda, se deberán incorporar, mediante liquidaciones anuales, las diferencias entre los Ingresos Esperados Anuales para el año anterior y lo que correspondió facturar en dicho período.
- II) Para el caso de las instalaciones a que se refiere el numeral V) del literal e) del presente Artículo, la liquidación anual de ingresos deberá considerar, además, un monto que refleje:
- II).1 La parte del Costo Medio Anual de las instalaciones de transmisión previstas en el Plan de Inversiones vigente y las comprendidas en los Contratos de Concesión de SCT, que hayan entrado en operación comercial dentro del período anual a liquidar, aplicando la Tasa Mensual a la que se refiere el numeral IX) del literal a) anterior.
- II).2 Los retiros de operación definitiva de instalaciones de transmisión.
- II).3 La diferencia entre las características de las instalaciones aprobadas en el Plan de Inversiones y las características de las instalaciones realmente puestas en servicio. Cuando las diferencias impliquen un mayor costo, deberán ser sustentadas por los titulares y aprobadas por OSINERGMIN.
- II).4 La diferencia entre los costos estándares empleados en la fijación preliminar del Costo Medio Anual (numeral I, del literal d) precedente) y los costos estándares vigentes en el período de liquidación.
- Este criterio se debe aplicar por una sola vez a cada proyecto, en la liquidación inmediata posterior a su entrada en operación.
- III) Para efectos de la liquidación anual, los ingresos mensuales se capitalizarán con la Tasa Mensual.
- IV) El procedimiento de detalle será establecido por OSINERGMIN.
- g) Peajes por Terceros
- Los cargos que corresponden asumir a terceros por instalaciones construidas por acuerdo de partes, serán determinados por OSINERGMIN a solicitud de los interesados.
- h) Determinación de Compensaciones
- Las Compensaciones que corresponde pagar a los generadores conforme al literal e) del presente Artículo, se calcularán a partir del Costo Medio Anual aplicando la Tasa Mensual.
- i) Determinación de Peajes

- I) Las instalaciones de transmisión asignadas a la demanda, se agruparán por áreas a ser definidas por OSINERGMIN.
- II) Para cada área se determinará un Peaje Único por cada nivel de tensión.
- III) Para instalaciones de transmisión comprendidas en la red de muy alta tensión que defina el OSINERGMIN, el cálculo de los Peajes deberá tomar en cuenta los ingresos tarifarios originados por los factores nodales de energía y factores de pérdidas marginales de potencia.
- IV) El Peaje, expresado en ctm \$./kWh, que será pagado por los usuarios de una determinada área, será calculado como el cociente del valor actualizado del Costo Medio Anual y de la demanda de cada área para un periodo no menor de cuatro (04) años que será determinado por OSINERGMIN. El flujo esperado de ingresos del titular de transmisión deberá permitir recuperar la inversión en un periodo de hasta treinta (30) años.
- V) El precio en las barras del Sistema Secundario de Transmisión o del Sistema Complementario de Transmisión, incluirá el Peaje correspondiente.
- VI) Para la expansión de Precios en Barra en los Sistemas Secundarios de Transmisión o Sistemas Complementarios de Transmisión no comprendidas en el numeral III) anterior, se utilizarán factores de pérdidas medias.
- VII) Los Peajes se reajustarán anualmente para incluir los efectos de la liquidación anual a que se refiere el literal f) anterior.

El OSINERGMIN elaborará y aprobará todos los procedimientos necesarios para la aplicación del presente artículo.

CONVENIO DE COMPENSACIONES

Artículo 140.- Cualquier generador, transmisor distribuidor o usuario, que se conecte al sistema interconectado, deberá respetar los estándares y procedimientos aprobados por las autoridades competentes".

PUBLICACIÓN DE PEAJES DE CONEXIÓN SECUNDARIOS

Artículo 141.- 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 MÁXIMOS DE DISTRIBUCIÓN

CÁLCULO DE VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN

Artículo 142.- 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. Tratándose del sistema prepago de electricidad, la tarifa deberá reflejar las variaciones que se presenten en el costo de comercialización asociados al usuario.

PÉRDIDAS ESTÁNDARES

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.

CÁLCULO DE LA ANUALIDAD DE INVERSIÓN

Artículo 144.- La anualidad de la inversión a que se refiere el Artículo 65 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 79 de la Ley.

PROYECTOS DE INNOVACIÓN Y/O EFICIENCIA ENERGÉTICA

Artículo 144-A.- Los proyectos de innovación tecnológica y/o eficiencia energética (PITEC), a los que hace referencia el artículo 64 de la Ley, tendrán las siguientes especificaciones:

- a) En cada fijación tarifaria del VAD, las EDEs podrán presentar los PITEC para ser aprobados por OSINERGMIN, siempre que éstos justifiquen los beneficios que generarán a los usuarios para su incorporación en el VAD.
- b) OSINERGMIN establecerá en los Términos de Referencia del VAD, los procedimientos y los criterios técnicos y económicos, para la aprobación de los PITEC; así como, los mecanismos de control y demás aspectos necesarios para la implementación de los PITEC dentro del periodo regulatorio.
- c) El VAD comprenderá un cargo adicional por unidad de potencia suministrada, para la ejecución de los PITEC, que cubrirá: i) Los costos de inversión a la tasa establecida en el artículo 79 de la Ley; ii) Los costos de operación, mantenimiento; y de ser el caso, iii) Los costos de inversión remanentes de instalaciones existentes. Este cargo será incorporado en cada fijación tarifaria del VAD y tendrá como límite máximo el 1 % de los ingresos registrados de cada EDE en el año anterior a la fijación tarifaria. Los costos serán distribuidos y recaudados en el período de fijación tarifaria.
- d) OSINERGMIN revisará la ejecución de los PITEC, y de ser necesario establecerá en la siguiente fijación del VAD el monto que las EDEs deberán descontar actualizado con la tasa establecida en el artículo 79 de la Ley.

(*) Artículo incorporado por el Artículo 2 del Decreto Supremo N° 018-2016-EM, publicado el 24 julio 2016.

DETERMINACIÓN DE SECTORES DE DISTRIBUCIÓN TÍPICOS

Artículo 145.- OSINERGMIN determinará, mediante estudios técnicos y económicos, la metodología en virtud de la cual se fijarán las características y el número de Sectores de Distribución Típicos. Dicha metodología será pre-publicada por OSINERGMIN para opinión y comentarios durante un período de quince (15) días calendario.

OSINERGMIN presentará la metodología y la propuesta de determinación de Sectores de Distribución Típicos a la DGE, la que establecerá los respectivos Sectores de Distribución Típicos dentro de un plazo máximo de treinta (30) días calendario de presentada la propuesta. Si vencido el plazo la DGE no se pronunciara, la propuesta quedará aprobada.

PREVISIONES EN ESTUDIOS DE COSTOS

Artículo 146.- Para la elaboración de los Estudios de Costos destinados a la determinación del VAD, en cada fijación tarifaria se cumplirá con lo siguiente:

- a) Cada EDE con más de cincuenta mil suministros desarrollará un estudio de costos que comprenda la totalidad de sus sistemas eléctricos. Cada sistema eléctrico se deberá evaluar tomando en cuenta la calificación de Sector de Distribución Típico que le corresponda.
- b) Para el grupo de EDEs con igual o menos de cincuenta mil suministros, OSINERGMIN designará, por cada Sector de Distribución Típico, a la EDE que se encargará del estudio de costos, el mismo que tomará en cuenta sistemas eléctricos representativos, seleccionados por OSINERGMIN, de todas las empresas que conforman el grupo.
- c) En los Términos de Referencia del VAD y de acuerdo a lo señalado en el artículo 67 de la Ley, para cada Sector de Distribución Típico se establecen los criterios de adaptación económica del VAD que se aplican a los Estudios de Costos de los sistemas eléctricos de la EDE, a fin de determinar los costos de inversión, operación y mantenimiento para la fijación de tarifas en distribución eléctrica. Los estudios de costos incluirán la caracterización de la carga.

DETERMINACIÓN DEL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN

Artículo 147.- OSINERGMIN determinará el VAD de cada EDE a partir del estudio de costos de la totalidad de sus sistemas eléctricos agrupados por sector típico. Dicho VAD será determinado aplicando los respectivos factores de ponderación de cada sistema eléctrico determinados en función de su máxima demanda de distribución, respecto a la sumatoria de la máxima demanda total de los sistemas eléctricos que conforman la EDE.

Para las empresas que atiendan a menos de cincuenta mil (50 000) usuarios, OSINERGMIN determinará el VAD a partir de un estudio de costos para cada sector

típico considerando un sistema eléctrico modelo que se defina para cada sector típico. El VAD se determinará para cada EDE mediante la suma de los productos del VAD de cada sector típico por su correspondiente factor de ponderación.

Los valores resultantes considerarán factores de simultaneidad que ajusten la demanda total de la concesión a la suma de la potencia contratada o demandada de sus usuarios y las respectivas pérdidas por empresa o grupo de empresas, aplicando los respectivos factores de ponderación.

CÁLCULO DE LA TASA INTERNA DE RETORNO

Artículo 148.- 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 70 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.

PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DE LA TASA INTERNA DE RETORNO

Artículo 149.- Para el cálculo de la Tasa Interna de Retorno, establecida en el artículo 70 de la Ley, OSINERGMIN obtendrá valores totales de ingresos, de costos y de Valor Nuevo de Reemplazo de cada EDE o del grupo de EDES que atiendan a menos de 50 000 usuarios, según el caso.

Para efectos del cálculo de la Tasa Interna de Retorno, los ingresos y costos de compra de electricidad derivados de suministros no sujetos a regulación de precios, se determinarán con las tarifas aplicables a los usuarios regulados.

RECONOCIMIENTO DE COSTOS PARA EL CÁLCULO DE LA TASA INTERNA DE RETORNO

Artículo 150.- 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) Suministros 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.

COMPONENTES DE LAS TARIFAS DEFINITIVAS Y FÓRMULAS DE REAJUSTE

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.

PÚBLICACIÓN DE FÓRMULAS TARIFARIAS

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.

FACTOR DE REAJUSTE POR CALIDAD DE SERVICIO

Artículo 152-A.- Los factores de reajuste a que se refiere el artículo 72 de la Ley se aplicarán según los siguientes criterios:

- a) En cada fijación del VAD de las EDEs y para cada uno de sus Sectores de Distribución Típicos, OSINERGMIN establecerá el porcentaje de los factores de reajuste, que no deben entenderse como parte integrante del VAD. Dicho porcentaje no excederá el 5% del VAD para redes de media tensión;
- b) La calidad de suministro se evaluará en función a indicadores globales de desempeño: número de interrupciones (SAIFI) y duración de las mismas (SAIDI) por sistema eléctrico y por sector típico de cada EDE;
- c) Mediante Resolución Ministerial se establecerán los indicadores globales de desempeño, con los cuales, OSINERGMIN fijará los valores objetivos de calidad de servicio para cada EDE.
- d) La aplicación de los factores de reajuste como incentivo, se otorgará sobre el VAD al inicio del período tarifario, como un ingreso adicional que no sobrepasará el porcentaje determinado en el literal a) del presente artículo.
- e) El factor de reajuste como penalidad, corresponde a la devolución del ingreso adicional otorgado en el siguiente proceso de fijación tarifaria del VAD considerando la tasa de actualización señalada en el artículo 79 de la Ley, previa evaluación de OSINERGMIN.

Adicionalmente, el pago de compensaciones a los clientes por incumplimiento de los aspectos de calidad del servicio eléctrico, evaluada según los indicadores individuales: número de interrupciones (N) y duración de las mismas (D), se efectuará de conformidad con lo establecido en las normas de calidad de servicio eléctrico.

PLAZO PARA CONOCIMIENTO DE TÉRMINOS DE REFERENCIA PARA DEFINICIÓN DE SECTORES DE DISTRIBUCIÓN TÍPICOS, Y EMPRESAS PRECLASIFICADAS

Artículo 153.- Antes de seis meses de concluir el período de vigencia 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

FACTORES PARA REAJUSTE DE 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.

RECONSIDERACIONES

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.

NO FIJACIÓN DE TARIFAS – CAUSAS IMPUTABLES A LA COMISIÓN

Artículo 156.- Se considerarán causas atribuibles a la Comisión, para los efectos de los Artículos 54 y 75 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.

CASO DE INCUMPLIMIENTO DEL COES O CONCESIONARIO

Artículo 157.- 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.

DETERMINACIÓN DEL PERÍODO DE CONSTRUCCIÓN

Artículo 158.- 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.

COORDINACIONES DEL CONCESIONARIO CON LA COMISIÓN SOBRE VALOR NUEVO DE REEMPLAZO

Artículo 159.- 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.

TASA DE ACTUALIZACIÓN

Artículo 160.- La Tasa de Actualización fijada por el Artículo 79 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.

OBLIGACIONES Y DERECHOS DE SOLICITANTES

Artículo 161.- 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 176 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.

INFORME TÉCNICO DE LA COMISIÓN

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

TITULO VI

PRESTACION DEL SERVICIO PÚBLICO DE ELECTRICIDAD

OBTENCIÓN DE SUMINISTRO POR EL USUARIO

Artículo 163.- Para la obtención de un suministro de energía eléctrica, el usuario solicitará a la EDE 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 predio. El usuario deberá abonar a la EDE mensualmente, un monto que cubra su mantenimiento y que permita su reposición en un plazo de treinta (30) años. Cuando la instalación comprenda un equipo de medición estático monofásico de medición simple, se considerará únicamente para este equipo, una vida útil no menor de quince (15) años.

Las EDEs podrán instalar suministros con sistemas de medición Inteligente, calificados como tal por OSINERGMIN. La propiedad de dichas instalaciones serán de la EDE, y los respectivos costos de inversión, operación y mantenimiento de la conexión eléctrica formarán parte del Sistema Eléctrico de Distribución y considerados en el VAD.

En el caso de suministro con sistema prepago de electricidad, el monto mensual por mantenimiento y reposición a que se hace referencia en el primer párrafo del presente artículo, será deducido de la primera compra de energía de cada mes. Cuando el usuario deje de comprar energía durante períodos mayores a un mes, ese monto mensual se acumulará y será deducido de la siguiente compra de energía.

La EDE deberá evaluar la factibilidad de atención del servicio antes de la emisión del presupuesto; en base a lo cual emitirá un informe precisando las condiciones técnicas- económicas necesarias para su atención y/o acciones a seguir por parte del peticionario, las cuales debe ser expresada de manera comprensible.

Una vez recibido el pago del presupuesto, la EDE se encuentra obligada a la atención de la solicitud de servicio en los plazos máximos señalados en la Norma Técnica de Calidad correspondiente.

NO ATENCIÓN DE SOLICITUDES

Artículo 164.- El concesionario podrá abstenerse de atender 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.

CONTRATO DE SUMINISTRO - ESPECIFICACIONES

Artículo 165.- 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, quien deberá acreditar ser propietario, o la autorización del propietario, o contar con certificado o constancia de posesión, del predio en el que se instalará el suministro;
- 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.

CONTRIBUCIONES REEMBOLSABLES

Artículo 166.- Las contribuciones reembolsables que podrá exigir la EDE para el financiamiento de la extensión de las instalaciones hasta el punto de entrega, serán establecidas según las modalidades b) o c) del artículo 83 de la Ley.

Las condiciones y criterios de aplicación para las diferentes modalidades de contribución reembolsable establecidas en el artículo 83 de la Ley, serán establecidos por Resolución Ministerial.

MODALIDAD Y FECHA DE REEMBOLSO

Artículo 167.- 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 176 del Reglamento, hasta su cancelación.

COMPENSACIÓN POR INTERRUPCIÓN DE SUMINISTRO - CONDICIONES

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

- a) Todo período de interrupción que supere las cuatro horas consecutivas, deberá ser registrado por la EDE. El usuario podrá comunicar el hecho a la EDE 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 131 del Reglamento; y,

- c) El monto a compensar se calculará aplicando a la cantidad de energía, determinada en el literal precedente, la diferencia entre el Costo de Racionamiento y la tarifa por energía vigente 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 considerará las interrupciones programadas y comunicadas a los usuarios con 48 horas de anticipación; así como, los casos de fuerza mayor o caso fortuito, para lo cual OSINERGMIN establecerá las Directivas correspondientes.

Independientemente de las compensaciones a que está obligada la EDE, es su obligación asegurar la continuidad del servicio, ante interrupciones del suministro eléctrico en sus instalaciones.

CAUSA DE FUERZA MAYOR

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.

PUNTO DE ENTREGA DE SUMINISTRO – BAJA TENSIÓN

Artículo 170.- 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.

PRECINTADO DEL EQUIPO DE MEDICIÓN

Artículo 171.- 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.

UBICACIÓN DEL EQUIPO DE MEDICIÓN – SISTEMA DE FACTURACIÓN

Artículo 172.- El equipo de medición pospago deberá estar ubicado en lugar accesible para el respectivo control por parte del concesionario. De no cumplirse con este requisito de accesibilidad, el concesionario 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.

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.

El equipo de medición prepago del tipo mono-cuerpo se instalará, a elección del usuario, al exterior o al interior de su predio. Cuando el usuario opte por la instalación al interior del predio, autorizará al concesionario el acceso al equipo de medición las veces que éste lo requiera.

Tratándose de equipos de medición prepago del tipo bi-cuerpo, la unidad de medición se instalará al exterior del predio del usuario, y la unidad de control se instalará al interior del predio. Para ambos tipos de medición prepago, el concesionario establecerá las medidas de seguridad que estime conveniente.

DETERIORO DEL EQUIPO DE MEDICIÓN

Artículo 173.- Cuando el equipo de medición sufra 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.

NUEVOS SUMINISTROS - ATENCIÓN

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

ÍNDICE DE OCUPACIÓN PREDIAL (HABITABILIDAD)

Artículo 174-A.- El índice de ocupación predial es el porcentaje de los predios habitados y la cantidad total de predios comprendidos en el plano de lotización aprobados por la Municipalidad competente.

Cuando el índice de ocupación predial sea inferior a 40%, la EDE deberá informar los criterios y resultados del cálculo a los interesados.

Este índice será calculado por la EDE; en caso de producirse un reclamo, OSINERGMIN se pronunciará al respecto en el marco de un Procedimiento de Reclamo regulado en la Directiva "Procedimiento Administrativo de Reclamos de los Usuarios de los Servicios Públicos de Electricidad y Gas Natural", o la norma que la sustituya.

SUMINISTRO PROVISIONAL

Artículo 174-B.- La EDE podrá otorgar el suministro provisional a agrupaciones de vivienda ubicadas dentro de la zona de concesión de distribución, a las que hace referencia el último párrafo del artículo 85 de la Ley, por un período máximo de tres (03) años, con la finalidad que dichas agrupaciones de vivienda cumplan los requisitos necesarios para obtener un suministro de energía eléctrica individual definitivo; para los demás casos establecidos en el citado artículo, se podrá realizar el otorgamiento del suministro provisional considerando los plazos máximos establecidos por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

DATOS DE LA FACTURAS

Artículo 175.- Las EDEs considerarán en las facturas por prestación del servicio, los detalles de los conceptos facturados en concordancia con lo que establezca la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos. Asimismo, considerará cuanto menos, lo siguiente:

- a) Para el sistema postpago: La fecha de emisión y la de vencimiento para su cancelación sin recargos, entre ambas fechas deberán transcurrir quince (15) días calendario como mínimo. La entrega de las facturas o recibos a los usuarios deberá realizarse en un plazo no menor de siete (07) días antes de su vencimiento.
- b) Para el sistema prepago: La fecha y hora de emisión, el monto total pagado, la cantidad de energía acreditada, el número de compra o de la transferencia de crédito al usuario en el respectivo año.

Las EDEs podrán disponer de medios de facturación y recaudación adecuados a las necesidades del usuario, previamente aprobados por OSINERGMIN.

INTERESES SOBRE ACREENCIAS

Artículo 176.- Los concesionarios podrán aplicar a sus acreencias relacionadas con la prestación del Servicio Público de Electricidad un interés compensatorio y un recargo por mora.

El interés compensatorio será aplicable desde la fecha de vencimiento del comprobante de pago hasta su cancelación. A partir del décimo día se aplicará en adición a dicho interés, un recargo por mora equivalente al 15% de la tasa del referido interés compensatorio hasta que la obligación sea cancelada.

La tasa máxima de interés compensatorio aplicable será el promedio aritmético entre la tasa activa promedio en moneda nacional (TAMN) y la tasa pasiva promedio en moneda nacional (TIPMN), que publica diariamente la Superintendencia de Banca y Seguros.

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

FACULTADES DEL CONCESIONARIO

Artículo 177.- El concesionario, en los casos de consumo de energía sin su autorización, a que se contrae el inciso b) del Artículo 90 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;
- 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 se señale el Artículo 202 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.

INCUMPLIMIENTO DE LAS DISTANCIAS DE SEGURIDAD RESPECTO DE LAS REDES ELÉCTRICAS

Artículo 177-A.- Para los casos indicados en el literal d) del artículo 90 de la Ley, se requiere que la EDE justifique ante OSINERGMIN, a través de los medios y procedimientos que establezca este organismo, la responsabilidad del usuario.

Cuando se hayan superado las causas del corte del suministro por parte del usuario, y ésta haya sido verificada por la EDE, se procederá a la reconexión del servicio en un plazo máximo de 24 horas. Los costos que impliquen las acciones para el control del riesgo eléctrico, podrán ser trasladados a los causantes.

En caso el corte del suministro resultara injustificado, el concesionario será responsable de las consecuencias que dicha falta de servicio ocasione.

OSINERGMIN aprobará los plazos, lineamientos y procedimientos requeridos para hacer efectiva esta disposición.

COBRO DE CARGO MÍNIMO MENSUAL

Artículo 178.- 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 64 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 actuación 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.

RECONEXIÓN DE SUMINISTRO

Artículo 179.- 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.

DERECHOS DE CORTE Y RECONEXIÓN

Artículo 180.- Los importes de corte y reconexión deberán cubrir los costos eficientes en que se incurra para su realización.

El OSINERG aprobará los importes máximos de corte y reconexión correspondientes y la periodicidad de su vigencia, sobre la base de los criterios y procedimientos que establezca al efecto.

CONTRASTACIÓN DE EQUIPOS DE MEDICIÓN DEL CONCESIONARIO

Artículo 181.- 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 92 de la Ley.

INTERVENCIÓN DE INACAL

Artículo 182.- La contrastación de los equipos de medición será de responsabilidad del Instituto Nacional de Calidad - INACAL o la entidad que la reemplace, la que deberá celebrar convenios con entidades privadas especializadas para la realización de tal actividad.

RECLAMOS AL CONCESIONARIO

Artículo 183.- El usuario, cuando considere que el Servicio Público de Electricidad que tiene 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 que éste resuelva en última instancia administrativa.

LÍMITES DE FACTURACIÓN – ALUMBRADO PÚBLICO

Artículo 184.- La facturación por 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 kW.h;
- b) 7 Para usuarios con un consumo superior a 30 kW.h hasta 100 kW.h;
- c) 12 Para usuarios con un consumo superior a 100 kW.h hasta 150 kW.h;
- d) 25 Para usuarios con un consumo superior a 150 kW.h hasta 300 kW.h;
- e) 35 Para usuarios con un consumo superior a 300 kW.h hasta 500 kW.h;
- f) 70 Para usuarios con un consumo superior a 500 kW.h hasta 750 kW.h;
- g) 80 Para usuarios con un consumo superior a 750 kW.h hasta 1 000 kW.h;
- h) 120 Para usuarios con un consumo superior a 1 000 kW.h hasta 1 500 kW.h;
- i) 140 Para usuarios con un consumo superior a 1 500 kW.h hasta 3 000 kW.h;
- j) 150 Para usuarios con un consumo superior a 3 000 kW.h hasta 5 000 kW.h;
- k) 250 Para usuarios con un consumo superior a 5 000 kW.h hasta 7 500 kW.h;
- l) 300 Para usuarios con un consumo superior a 7 500 kW.h hasta 10 000 kW.h;
- m) 400 Para usuarios con un consumo superior a 10 000 kW.h hasta 12 500 kW.h;
- n) 500 Para usuarios con un consumo superior a 12 500 kW.h hasta 15 000 kW.h;
- o) 700 Para usuarios con un consumo superior a 15 000 kW.h hasta 17 500 kW.h;
- p) 900 Para usuarios con un consumo superior a 17 500 kW.h hasta 20 000 kW.h;
- q) 1 100 Para usuarios con un consumo superior a 20 000 kW.h hasta 25 000 kW.h;
- r) 1 250 Para usuarios con un consumo superior a 25 000 kW.h hasta 30 000 kW.h;
- s) 1 500 Para usuarios con un consumo superior a 30 000 kW.h hasta 50 000 kW.h;
- t) 1 750 Para usuarios con un consumo superior a 50 000 kW.h hasta 75 000 kW.h;
- u) 2 000 Para usuarios con un consumo superior a 75 000 kW.h hasta 100 000 kW.h;
- v) 3 000 Para usuarios con un consumo superior a 100 000 kW.h hasta 200 000 kW.h;
- w) 4 000 Para usuarios con un consumo superior a 200 000 kW.h hasta 400 000 kW.h;
- x) 5 000 Para usuarios con un consumo superior a 400 000 kW.h."

Tratándose del sistema prepago, el factor de proporción se deducirá considerando un estimado de consumo promedio mensual de energía. Este consumo promedio mensual se estimará, multiplicando la demanda media de potencia por el número de horas del mes en el que se realiza la nueva y primera compra de energía. La demanda media de potencia se determinará de la relación entre:

- l) La compra acumulada de energía en el período comprendido desde la primera compra (inclusive) del último mes que se adquirió energía, hasta un día antes de la fecha en que se realiza la nueva y primera compra de energía del mes; y,

- II) El número de horas del mismo período, al cual se descuenta la correspondiente duración real acumulada de interrupciones del suministro que hayan ocurrido en dicho período.

Para usuarios del sistema prepago, de los cuales no exista historia de consumo de energía, el importe por alumbrado público correspondiente a su primer mes de compra, se deducirá en el siguiente mes que adquiera energía.

Los concesionarios incorporarán en la factura del usuario, un rubro específico por el servicio del alumbrado público. Tratándose del sistema prepago, el importe correspondiente a ese concepto será deducido, únicamente, de la primera compra de energía del mes. Cuando el usuario no compre energía durante períodos mayores a un mes, el importe por alumbrado público se acumulará y será deducido de la siguiente compra de energía.

El monto de los importes resultantes no podrá ser menor al 0,01% de una UIT ni mayor al 60% de una UIT.

El Ministerio, con un informe del OSINERG, 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.

En aplicación de la Ley N° 28790, no están comprendidos en la facturación por servicio de alumbrado público a que se refiere el presente Artículo, los usuarios ubicados dentro de las zonas rurales cuyo suministro de energía eléctrica se requiera para el bombeo de agua para uso agrícola.

DEUDAS DE MUNICIPIOS

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 Concejo ni a reanudarlo.

RESERVAS DE ÁREAS OBLIGATORIAS PARA SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN

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.

COORDINACIONES DE URBANIZADORES Y CONCESIONARIOS

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.

COORDINACIONES CON OTRAS ENTIDADES

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.

CONCLUSIÓN DE REPARACIONES

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.

TRABAJOS, REPOSICIÓN, REMOCIÓN Y TRASLADO DE INSTALACIONES – SUFRAGIO DE GASTOS

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.

PERIODICIDAD DE ENCUESTA A USUARIOS

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.

TITULO VII

FISCALIZACION

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 señale.

FISCALIZADORES

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

OBLIGACIONES

Artículo 194.- La fiscalización a las EDEs 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; así como, las normas o procedimientos que establezcan las entidades competentes para tal fin.

NOTIFICACIÓN DE INFRACCIONES

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.

REVISIONES E INSPECCIONES

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

SITUACIONES DE EMERGENCIAS

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.

ACTA DE FISCALIZACIÓN

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.

MULTA A CONCESIONARIOS

Artículo 199.- 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.

RECONSIDERACIÓN – AGOTAMIENTO DE LA VÍA ADMINISTRATIVA

Artículo 200.- 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.

MULTAS

Artículo 201.- El 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, así como al COES cuando incumpla sus obligaciones previstas en la Ley, el Reglamento o las normas técnicas, con multas equivalentes al importe de 100 000 a 2 000 000 kilovatios-hora, en los siguientes casos, según corresponda:

- 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 establecido 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.
 - V) No efectuar los pagos por Transferencias y Compensaciones dispuestas por el COES.
- 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, oportunamente, o hacerlo en forma inexacta, los datos e informaciones que establecen la Ley y el Reglamento, así como los contratos de los clientes sujetos a un régimen de libertad de precios;
 - 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 del OSINERG o sin haber dado el aviso a que se refiere el Artículo 87 de la Ley;
 - 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 el Ministerio, la Dirección, el OSINERG y la Comisión.

MULTAS A USUARIOS

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.

RECURSOS IMPUGNATORIOS CONTRA MULTAS

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.

CASO DE REINCIDENCIA

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

CÁLCULO DE IMPORTE DE MULTAS

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.

ESCALA DE SANCIONES DE MULTAS

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.

APLICACIÓN DE SANCIONES - JURISDICCIÓN

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.

DEPÓSITO DE IMPORTE – INTERESES

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.

TITULO VIII

GARANTIAS Y MEDIDAS DE PROMOCIÓN A LA INVERSIÓN

ESTIMACIÓN DEL FLUJO NETO DE FONDOS A FUTURO

Artículo 209.- El Flujo Neto de Fondos a Futuro para los efectos de la indemnización que se refiere el Artículo 105 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.

INDEMNIZACIÓN AL CONCESIONARIO

Artículo 210.- 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.

ABONO DEL MONTO DETERMINADO

Artículo 211.- 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 y aplicando la tasa equivalente al interés compensatorio establecido en el Artículo 176 del Reglamento.

DERECHOS DE CONCESIONARIOS - EFECTIVIZACIÓN

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

AFECTACIÓN DE CONCESIONARIOS

Artículo 213.- En aplicación de lo establecido en el Artículo 107 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 la respectiva central de generación.

ABONO DE COMPENSACIÓN AL ESTADO - PROCEDIMIENTO

Artículo 214.- 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.

PRECIO PROMEDIO DE LA ENERGÍA

Artículo 215.- El precio promedio de la energía a nivel generación, a que se refiere el Artículo 107 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.

TITULO IX

USO DE BIENES PÚBLICOS Y DE TERCEROS

USO DE BIENES PÚBLICOS 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.

VIGENCIA DE SERVIDUMBRES

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

Los concesionarios que acrediten la existencia de servidumbre convencional para el desarrollo de las actividades eléctricas, pueden solicitar al Ministerio el reconocimiento de la misma. En todo caso, son de aplicación a la servidumbre convencional las normas de seguridad establecidas en la Ley, el Reglamento y en las normas técnicas pertinentes.

La extinción de la servidumbre así reconocida se regirá por las normas legales que regulan el instrumento de su constitución.

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 impuestas.

REPARACIÓN DE DAÑOS CAUSADOS A PROPIEDADES DEL ESTADO

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.

COMPRESIÓN DE LAS SERVIDUMBRES

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.

SERVIDUMBRE DE ELECTRODUCTO

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,
- 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 sobre la faja de servidumbre impuesta para conductores eléctricos subterráneos, ni efectuar obras de ninguna clase 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.

AUTORIZACIÓN PARA USO DE EXPLOSIVOS EN LABORES

Artículo 221.- 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.

SOLICITUD DE ESTABLECIMIENTO DE SERVIDUMBRE

Artículo 222.- La solicitud de establecimiento de servidumbre o de su modificación, será presentada ante la DGE o el GORE, acompañada de los siguientes requisitos:

- a) Naturaleza, tipo y duración de la servidumbre;
- b) Ubicación del área de servidumbre, a nivel de distrito y provincia, por lo menos;
- c) Justificación técnica y económica de la servidumbre;
- d) Relación de los predios a ser gravados, señalando el nombre y domicilio de cada propietario, si fuese conocido. En los casos previstos en el segundo párrafo del artículo 224, el concesionario deberá adjuntar una declaración jurada de haber agotado todos los medios para establecer la identidad y el domicilio del propietario;
- e) Descripción de la situación y uso actual de los predios y aires por gravar;
- f) Memoria descriptiva, coordenadas UTM y planos de la servidumbre solicitada, a los que se adjuntará copia de los planos donde se ubica el área por ser gravada de cada uno de los predios con cuyos propietarios no exista acuerdo sobre el monto de la compensación e indemnización, de ser el caso;

- g) Copia del acuerdo que el concesionario haya suscrito con el propietario del predio por ser gravado y de los comprobantes de pago correspondientes, de ser el caso. El acuerdo debe estar formalizado con la certificación de la firma de las partes por Notario Público o Juez de Paz;
- h) En los casos que no exista acuerdo entre las partes, el concesionario deberá presentar copia de los documentos que acrediten que haya realizado un trato directo o negociación con el propietario afectado para llegar a un acuerdo sobre el pago de la compensación y/o indemnización, si fuera el caso, así como una declaración jurada de haber agotado la etapa de trato directo con el propietario del predio por ser gravado. Asimismo, deberá presentar la propuesta de Tasación, que comprende los conceptos de compensación e indemnización establecidos en el artículo 112 de la Ley, si corresponde;
- i) Otros que el concesionario juzgue necesarios;

Las especificaciones de servidumbres a que se contrae el inciso f) del artículo 25 de la Ley, contendrán los tipos de servidumbres requeridas, áreas estimadas y sus principales características técnicas.

Sólo procede acumular en una solicitud dos o más tipos de servidumbre señaladas en el artículo 110 de la Ley, cuando entre éstos exista el elemento de conexión para el funcionamiento de una misma obra.

Si el concesionario no ha llegado a un acuerdo con el propietario del predio por ser gravado, deberá solicitar la servidumbre dentro de un plazo de treinta (30) días hábiles después de la última comunicación remitida al propietario dentro del proceso de trato directo con el referido propietario.

OBSERVACIÓN DE LA SOLICITUD

Artículo 223.- Si la solicitud de servidumbre no reúne los requisitos señalados en el artículo anterior será observada por la Dirección, y se admitirá a trámite si el concesionario presenta la subsanación de la observación dentro del plazo de veinte (20) días hábiles contado a partir del día siguiente de la notificación de la observación. Caso contrario, la solicitud será declarada inadmisibles por la Dirección.

PROCEDIMIENTO

Artículo 224.- Una vez admitida la solicitud, la DGE o el GORE notificará a los propietarios con los que no existe acuerdo, adjuntando copia de la solicitud y de los documentos que la sustentan, así como de la propuesta de Tasación, de ser el caso, presentada por el concesionario. Los propietarios deberán exponer su opinión dentro del plazo máximo de veinte (20) días hábiles.

Asimismo, la DGE o el GORE solicitará a OSINERGMIN la verificación del cumplimiento de las distancias de seguridad y ancho de franja de servidumbre establecidas en el Código Nacional de Electricidad, cuando corresponda, salvo que el concesionario presente una declaración jurada formalizada con firma certificada por Juez de Paz o Notario Público, precisando que el proyecto no ha iniciado el proceso de construcción.

Cuando el propietario del predio no sea conocido, o fuere incierto o se ignore su domicilio, o en cualquier otra situación análoga que impida conocer, determinar o localizar al propietario, la DGE o el GORE notificará al concesionario con el modelo del aviso para que lo publique, a su cargo, dentro del plazo diez (10) días hábiles de notificado. La publicación se efectuará por dos (02) días hábiles consecutivos en el Diario Oficial El Peruano y en uno de los diarios de mayor circulación del lugar donde se encuentra ubicado el predio.

Dentro del plazo de quince (15) días hábiles de notificado con el aviso, el concesionario presentará a la DGE o el GORE las páginas completas de los diarios antes referidos donde aparezca la publicación ordenada.

OPOSICIÓN A ESTABLECIMIENTO DE SERVIDUMBRE

Artículo 225.- La oposición a la solicitud de establecimiento de servidumbre será presentada a la Dirección dentro del plazo de veinte (20) días hábiles siguientes a la notificación al propietario. Cuando se trate de los casos previstos en el segundo párrafo del Artículo 224 del Reglamento, el plazo correrá desde la fecha de la última publicación del aviso.

PROCEDENCIA DE LA OPOSICIÓN

Artículo 226.- La oposición sólo será procedente si se sustenta en aspectos técnicos o en el incumplimiento de las normas de seguridad.

De la oposición se correrá traslado al concesionario por el término de cinco (5) días hábiles, bajo apercibimiento de tener por cierto lo expuesto por el opositor.

PLAZO PARA RESOLVER LA OPOSICIÓN

Artículo 227.- De oficio o a solicitud de parte, la Dirección podrá abrir a prueba la oposición por el término de diez (10) días hábiles, y podrá solicitar al OSINERG los informes que resulten necesarios para mejor resolver la oposición formulada.

La Dirección resolverá la oposición dentro del plazo de diez (10) días hábiles de absuelto el traslado por el concesionario o de vencido el plazo de la etapa probatoria.

SOLICITUD DE ESTABLECIMIENTO DE SERVIDUMBRE

Artículo 228.- Vencido el plazo para presentar oposición, o resueltas las que se hayan presentado, se solicitará la fijación del valor de Tasación, si fuera el caso, que debe ser pagada por el concesionario, si no ha sido materia de acuerdo entre las partes.

Para tal efecto, la DGE o al GORE encargará la valorización de la compensación y de la indemnización, si fuera el caso, por las áreas por ser gravadas, a cualquier Institución especializada, salvo que las partes hayan designado de común acuerdo a quien se encargue de la Tasación y lo hayan comunicado a la DGE o al GORE dentro del plazo a que se refiere el artículo 225 del Reglamento. El pago de los honorarios correspondientes a la entidad encargada de la Tasación será de cargo del concesionario.

Si en el predio en el que se impondrá la servidumbre algún tercero ejerce legítimamente derechos otorgados por el Estado, la DGE o el GORE, a solicitud de parte y por cuenta y cargo de quien lo solicite, encargará a una institución especializada la realización de una inspección a efectos que determine la existencia de daños y perjuicios y, si fuera el caso, la valorización de la indemnización por dicho concepto. La DGE o el GORE notificará a las partes la Tasación. De ser el caso, el tercero podrá reclamar el pago a que hubiere lugar ante el Poder Judicial.

En cualquiera de los casos, la institución especializada encargada de realizar la Tasación, según corresponda, deberá presentar su informe pericial en un plazo que no exceda los quince (15) días calendario de haberse abonado sus servicios. Para ello, el concesionario deberá abonar los honorarios correspondientes a la referida institución dentro de un plazo máximo de cinco (05) días de notificado el requerimiento.

PAGO POR SERVIDUMBRE

Artículo 229.- El monto fijado de la tasación, si fuera el caso, será pagada por el concesionario directamente al propietario, de conformidad con lo previsto en el artículo 118 de la Ley. En los casos señalados en el segundo párrafo del artículo 224 del Reglamento y/o cuando el propietario del predio se niegue a recibir el referido monto, el concesionario efectuará el pago consignando judicialmente el monto que corresponda dentro del plazo de diez (10) días hábiles siguientes a la notificación de la Resolución, quedando sujeto dicho pago a las normas del Código Civil y del Código Procesal Civil. En caso que el concesionario tenga que realizar una consignación, deberá acreditar el inicio de la demanda por pago de consignación judicial adjuntando el certificado de depósito judicial correspondiente.

Si vencido el plazo el concesionario no cumpliera con efectuar el pago, perderá el derecho de servidumbre; asimismo, tal apercibimiento se aplicará si el concesionario no cumple con presentar dentro de los cinco (05) días siguientes a su notificación, la Resolución judicial consentida que acepte el pago consignado. Una vez presentada la indicada Resolución ante la DGE o el GORE, el concesionario podrá exigir lo dispuesto en los dos últimos párrafos del artículo 118 de la Ley.

CONTRADICCIÓN DEL MONTO DE LA COMPENSACIÓN Y LA INDEMNIZACIÓN

Artículo 230.- La Resolución que emita el Ministerio estableciendo o modificando la servidumbre, sólo podrá ser contradicha en la vía judicial, en cuanto se refiere al monto fijado como compensación y/o indemnización, dentro del plazo señalado en el Artículo 118 de la Ley.

TITULO X

DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS

CONVENIOS DE PROTECCIÓN

Artículo 231.- 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.

ENCARGO DE ACTIVIDADES ESPECIALIZADAS

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.

IMPEDIMENTOS DE ENTIDADES PROPIETARIAS

Artículo 233.- 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.

MONTO DE CONTRIBUCION ANUAL – PLAZO DE FIJACIÓN

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.

APORTE ENTREGADO A LA COMISIÓN

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.

DIVERSOS RECURSOS

Artículo 236.- 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 234 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.

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

REEMPLAZO DE UIT

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

PLAN REFERENCIAL – INFORMACIÓN DE PROYECTOS

Artículo 238.- 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 la Definición 11 del Anexo de la Ley.

DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS

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

TITULO XI

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

REGISTRO DE CONCESIONES ELÉCTRICAS

PRIMERA.- El Registro de Concesiones Eléctricas deberá ser establecido dentro de 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.

PÉRDIDAS ESTÁNDARES

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 reducir por lo menos el 50% de la diferencia entre las pérdidas reales y las pérdidas estándares.

CONTRATOS A CINCO AÑOS

TERCERA.-

Disposición derogada por el Decreto Supremo N° 006-2002-EM, publicado el 2002/02/20.

PLAZO DE APROBACIÓN DE PRESUPUESTO

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.

FIJACIÓN DE TARIFAS EN BARRA

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.

SOLICITUDES EN TRÁMITE

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.

FIJACIÓN TARIFARIA

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

COMUNICACIÓN SOBRE POTENCIA CONTRATADA

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.

ADECUACIÓN DE NORMAS TÉCNICAS

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.

EMISIÓN DE DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS

DECIMA.- 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.

Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica Ley N° 28832

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

POR CUANTO:

El Congreso de la República ha dado la Ley siguiente:

EL CONGRESO DE LA REPÚBLICA;

Ha dado la Ley siguiente:

LEY PARA ASEGURAR EL DESARROLLO EFICIENTE DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA

CAPÍTULO PRIMERO DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 1° .- Definiciones Para efectos de la presente Ley, todas las expresiones que contengan palabras, ya sea en plural o singular, y que empiezan con mayúscula, tienen los significados que se indican a continuación y son aplicables a los artículos del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (LCE):

1. **Agentes.**- Denominación genérica dada al conjunto de Generadores, Transmisores, Distribuidores y Usuarios Libres.
2. **Base Tarifaria.**- Monto anual a reconocer por las instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión que se utilizará para el cálculo de las tarifas y compensaciones de transmisión.
3. **Capacidad.**- Se considerará como sinónimo de potencia.
4. **COES.**- El Comité de Operación Económica del Sistema.
5. **Cogeneración.**- Proceso de producción combinada de energía eléctrica y energía térmica, que hace parte integrante de una actividad productiva, en el cual la energía eléctrica está destinada al consumo propio o de terceros.
6. **Precio en Barra de Sistemas Aislados.**- Costo medio de generación y transmisión correspondientes a la inversión, operación y mantenimiento del conjunto de Sistemas Aislados de una empresa, en condiciones de eficiencia.
7. **Costos de Explotación.**- Son los costos de operación, mantenimiento, renovación y reposición necesarios para mantener la vida útil y la calidad de servicio de las instalaciones durante el nuevo periodo de concesión.
8. **Demanda.**- Demanda de potencia y/o energía eléctrica.
9. **Distribuidor.**- Titular de una concesión de distribución.

10. **Generador.-** Titular de una concesión o autorización de generación. En la generación se incluye la cogeneración y la generación distribuida.
11. **Generación Distribuida.-** Instalación de Generación con capacidad no mayor a la señalada en el reglamento, conectada directamente a las redes de un concesionario de distribución eléctrica.
12. **Grandes Usuarios.-** Usuarios Libres con una potencia contratada igual o superior a 10MW, o agrupaciones de Usuarios Libres cuya potencia contratada total sume por lo menos 10MW.
13. **Interconexión Regional.-** Sistema de transmisión eléctrica destinada a intercambios de electricidad entre Agentes de países vecinos.
14. **Ley de Concesiones Eléctricas (LCE).-** Decreto Ley N° 25844, promulgado el 6 de noviembre de 1992, y sus modificatorias.
15. **Licitación.-** Proceso de concurso público para el suministro de electricidad en condiciones de competencia, que posibilitará la suscripción de contratos con las características que se señalan en el artículo 8° de la presente Ley.
16. **Mercado de Corto Plazo.-** Mercado en el cual se realizan las Transferencias de potencia y energía, determinadas por el COES.
17. **Ministerio.-** Ministerio de Energía y Minas.
18. **NTCSE.-** Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.
19. **OSINERG.-** Organismo Supervisor de la Inversión en Energía.
20. **Peaje de Transmisión.-** Es la diferencia entre la compensación que remunera la parte de la Base Tarifaria asignada a los Usuarios y el Ingreso Tarifario. Se calcula para cada instalación.
21. **Plan de Transmisión.-** Estudio periódico, aprobado por el Ministerio, que identifica, mediante un análisis centralizado, los requerimientos de equipamiento de transmisión necesarios para mantener o mejorar la calidad, fiabilidad, seguridad o economía del sistema para un horizonte no mayor de diez (10) años. Este estudio tiene como producto un plan recomendado de obras de transmisión que considere los diversos escenarios de la expansión de la generación y de crecimiento de la demanda futura, el cronograma de ejecución y la asignación de las compensaciones para su remuneración.
22. **Precio Básico de la Potencia de Punta.-** Tiene el significado a que se refiere el artículo 47° de la LCE.
23. **Precio de la Potencia de Punta en Barra.-** Tiene el significado a que se refiere el artículo 47° de la LCE.
24. **Precios Firmes.-** Corresponden a los precios de la energía y potencia que resulten de los procesos de Licitación y que no están sujetos a fijación administrativa por el regulador.
25. **Precios a Nivel Generación.-** Corresponden a los precios de generación transferibles a los Usuarios Regulados, los cuales no incluyen los costos de transmisión a ser pagados por dichos usuarios.

26. **Refuerzos.-** Son las instalaciones realizadas por un concesionario sobre redes y subestaciones en operación, destinadas a mejorar el sistema de transmisión y la calidad del servicio para alcanzar y preservar los estándares de calidad establecidos en las normas aplicables, así como aquellas necesarias para permitir el libre acceso a las redes y las interconexiones. No constituyen Refuerzos aquellas instalaciones que se carguen contablemente como gasto de acuerdo a las normas aplicables o que superen el monto definido en el Reglamento.
27. **Reglamento.-** Reglamentos de la presente Ley, de la Ley de Concesiones Eléctricas, de Licitaciones y/o de Transmisión.
28. **SEIN.-** Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.
29. **Sistema Complementario de Transmisión.-** Conjunto de activos o instalaciones de transmisión que no conforman el Sistema Garantizado de Transmisión.
30. **Sistema Garantizado de Transmisión.-** Conjunto de activos o instalaciones de transmisión que se construyen como resultado del Plan de Transmisión.
31. **Servicios Complementarios.-** Servicios necesarios para asegurar el transporte de la electricidad desde la generación hasta la demanda en condiciones de calidad y fiabilidad.
32. **Sistema Aislado.-** Sistema eléctrico no conectado eléctricamente al SEIN. No incluye sistemas operados por empresas municipales.
33. **TIE.-** Transacciones Internacionales de Electricidad.
34. **Transferencia.-** Diferencia entre la cantidad inyectada por un Agente y la cantidad retirada por éste, según corresponda. La Transferencia puede ser de potencia y/o de energía.
35. **Transmisor.-** Titular de una concesión de transmisión eléctrica.
36. **Usuarios.-** Consumidores finales de electricidad localizados en el Perú.
37. **Usuarios Libres.-** Usuarios no sujetos a regulación de precios por la energía o potencia que consumen.
38. **Usuarios Regulados.-** Usuarios sujetos a regulación de precios por la energía o potencia que consumen.

Artículo 2° .- Objeto de la Ley La presente Ley tiene por objeto perfeccionar las reglas establecidas en la Ley de Concesiones Eléctricas con la finalidad de:

- a) Asegurar la suficiencia de generación eficiente que reduzca la exposición del sistema eléctrico peruano a la volatilidad de precios y a los riesgos de racionamiento prolongado por falta de energía; asegurando al consumidor final una tarifa eléctrica más competitiva;
- b) Reducir la intervención administrativa para la determinación de los precios de generación mediante soluciones de mercado;
- c) Adoptar las medidas necesarias para propiciar la efectiva competencia en el mercado de generación; y,
- d) Introducir un mecanismo de compensación entre el SEIN y los Sistemas Aislados para que los Precios en Barra de estos últimos incorporen los beneficios del gas natural y reduzcan su exposición a la volatilidad del mercado de combustibles.

Es de interés público y responsabilidad del Estado asegurar el abastecimiento oportuno y eficiente del suministro eléctrico para el Servicio Público de Electricidad.

CAPÍTULO SEGUNDO

CONTRATOS, LICITACIONES E INCENTIVOS PARA EL ABASTECIMIENTO OPORTUNO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Artículo 3°.- De los contratos

- 3.1 Ningún generador podrá contratar con Usuarios Libres y Distribuidores más potencia y energía firme que las propias y las que tenga contratadas con terceros.
- 3.2 Las ventas de electricidad de Generador a Distribuidor, destinadas al Servicio Público de Electricidad, se efectúan mediante:
 - a) Contratos sin Licitación, cuyos precios no podrán ser superiores a los Precios en Barra a que se refiere el artículo 47° de la Ley de Concesiones Eléctricas;
 - b) Contratos resultantes de Licitaciones.

Artículo 4°.- La Licitación como medida preventiva para el abastecimiento oportuno de energía eléctrica

- 4.1 El abastecimiento oportuno y eficiente de energía eléctrica para el mercado regulado se asegurará mediante Licitaciones que resulten en contratos de suministro de electricidad de largo plazo con Precios Firmes que serán trasladados a los Usuarios Regulados. El proceso de Licitación será llevado a cabo con la anticipación necesaria para facilitar y promover el desarrollo de nuevas inversiones en generación, aprovechar las economías de escala, promover la competencia por el mercado y asegurar el abastecimiento del mercado regulado.
- 4.2 Las Licitaciones convocadas por los Distribuidores podrán incluir como parte de la demanda a ser licitada aquella que corresponda a sus Usuarios Libres, según lo establece el Reglamento.
- 4.3 El Distribuidor que requiera iniciar un proceso de Licitación en cumplimiento de lo indicado en el artículo 5°, deberá hacer pública su expresión de interés y estará obligado a incorporar en su proceso de Licitación a otros Distribuidores que deseen participar en dicha Licitación, conforme a lo establecido en el Reglamento.
- 4.4 Es facultad de cada Distribuidor establecer sus requerimientos y modalidades de compra de potencia y energía, así como los plazos contractuales a licitar. Los contratos con plazos inferiores a cinco (5) años no podrán cubrir requerimientos mayores al veinticinco por ciento (25%) de la demanda total de los Usuarios Regulados del Distribuidor.
- 4.5 Será facultad de las agrupaciones o consorcios de Usuarios Libres el convocar Licitaciones para la atención de sus demandas actuales y futuras.
- 4.6 En el proceso de otorgamiento de Buena Pro a las ofertas económicas correspondientes a proyectos hidroeléctricos, para efectos de la evaluación se les aplicará un factor de descuento, el mismo que será establecido en las Bases y determinado conforme lo establezca el Reglamento. Los postores ganadores con proyectos hidroeléctricos deberán presentar una garantía de ejecución de

obras equivalente a un porcentaje de la valoración de la energía a suministrar durante el periodo contractual. Dicho porcentaje es definido por OSINERGMIN en cada Licitación. La mencionada garantía será devuelta a la entrada de operación comercial de la central hidroeléctrica.

Artículo 5°.- Plazo para iniciar el proceso de Licitación

- 5.1 Es obligación del Distribuidor iniciar un proceso de Licitación con una anticipación mínima de tres (3) años, a fin de evitar que la demanda de sus Usuarios Regulados quede sin cobertura de contratos.
- 5.2 El Distribuidor podrá iniciar Licitaciones con una anticipación menor a tres (3) años por una cantidad no mayor al diez por ciento (10%) de la demanda total de sus Usuarios Regulados, a fin de cubrir las desviaciones que se produzcan en sus proyecciones de demanda. En estos casos OSINERG aprobará los plazos contractuales correspondientes a propuesta del Distribuidor.

Artículo 6°.- Bases de la Licitación

- 6.1 El Distribuidor que inicia el proceso de Licitación es responsable de conducirlo y preparar el proyecto de Bases de la Licitación, las cuales deben incluir entre otros requisitos la proforma de contrato, para presentarlas al OSINERG para su aprobación.
- 6.2 Es responsabilidad de OSINERG aprobar las Bases de Licitación, modelos de contrato, términos y condiciones del proceso de Licitación, fórmulas de actualización de precios firmes y supervisar su ejecución.
- 6.3 Corresponde al OSINERG, cautelar que durante todo el proceso de la Licitación no se afecte la libre competencia o haya riesgo de abuso de posición de dominio de mercado entre empresas vinculadas.

Artículo 7°.- Precio máximo para adjudicar contratos en una Licitación y casos de nueva convocatoria

- 7.1 Para efectos de cada Licitación OSINERG establecerá un precio máximo para la adjudicación de los contratos respectivos, el cual deberá incentivar inversiones eficientes en generación, tomando en cuenta el plazo de suministro a que se refiere el inciso I del artículo 8° de la presente Ley. Dicho precio máximo se mantendrá en reserva y en custodia de un Notario Público durante el proceso de Licitación, haciéndose público únicamente en caso de que no se obtuvieran ofertas suficientes para cubrir toda la demanda licitada a un precio inferior o igual al precio máximo.
- 7.2 En los casos en que, como resultado de la Licitación, no se obtuvieran ofertas de abastecimiento suficientes a un precio inferior o igual al precio máximo para cubrir toda la demanda licitada, se priorizará la asignación de las ofertas ganadoras a la atención de la demanda de los Usuarios Regulados. En estos casos, se efectuará una nueva convocatoria dentro de un plazo máximo de treinta (30) días hábiles, debiendo incorporarse las modificaciones que sean necesarias al proceso de Licitación, las que deberán ser aprobadas por el OSINERG.

Artículo 8°.- Condiciones de los contratos derivados de un proceso de Licitación

Los contratos que se celebren como resultado de un proceso de Licitación deberán contener los mismos términos de las correspondientes propuestas ganadoras, sujetos a las siguientes condiciones:

- I. Plazos de suministro de hasta veinte (20) años y Precios Firmes, ninguno de los cuales podrá ser modificado por acuerdo de las partes, a lo largo de la vigencia del contrato, salvo autorización previa de OSINERGMIN. Cuando se trate de reducciones de precios durante la vigencia de los respectivos contratos, los Distribuidores deberán transferir a los consumidores el cincuenta por ciento (50%) de dichas reducciones.
- II. Precio de potencia igual al Precio Básico de Potencia vigente a la fecha de la Licitación con carácter de Precio Firme.
- III. Fórmulas de actualización de los Precios Firmes de acuerdo a las Bases de Licitación.
- IV. Garantía de suministro de energía propia, contratada con terceros o mediante un programa de inversiones que incremente la oferta de generación.

Artículo 9°.- Obligaciones de los participantes en los procesos de Licitación

- 9.1 Las obligaciones de quienes participen en los procesos de Licitación, incluyendo los requisitos, fideicomisos u otras garantías que deberán otorgar las partes, así como su obligación de suscribir los contratos de suministro resultantes de los procesos de Licitación, se establecerán conforme a lo que determine el Reglamento.
- 9.2 Cada Distribuidor que participe en una Licitación suscribirá, en forma individual e independiente, los contratos de suministro que resulten de dicho proceso.

Artículo 10°.- Incentivos para promover convocatoria anticipada de Licitaciones destinadas a la cobertura de la demanda de servicio público de electricidad

Se establece un régimen de incentivos para promover la convocatoria anticipada de Licitaciones destinadas a la cobertura de la demanda del servicio público de electricidad. El referido esquema autoriza la incorporación de un cargo adicional que el Distribuidor podrá incluir en sus precios a sus Usuarios Regulados. Dicho cargo será directamente proporcional al número de años de anticipación de la convocatoria según lo que establece el Reglamento. El cargo anterior no podrá ser superior al tres por ciento (3%) del precio de energía resultante de la Licitación.

CAPÍTULO TERCERO EL MERCADO DE CORTO PLAZO

Artículo 11°.- El Mercado de Corto Plazo

- 11.1 Pueden participar en el Mercado de Corto Plazo los Generadores, Distribuidores para atender a sus Usuarios Libres y los Grandes Usuarios Libres, con las condiciones establecidas en el Reglamento.
- 11.2 La compra y venta de energía en el Mercado de Corto Plazo se efectúa en función a los Costos Marginales de Corto Plazo nodales.
- 11.3 Los retiros de potencia que se efectúen en el Mercado de Corto Plazo, que coincidan con la máxima demanda del periodo mensual, estarán sujetos al pago por Capacidad, de acuerdo con lo establecido en el Reglamento.

- 11.4 Los Generadores, Distribuidores y Grandes Usuarios Libres, en caso de que fuera necesario, deberán constituir fideicomisos u otras garantías de realización inmediata como respaldo de los retiros de capacidad y energía que efectúen del Mercado de Corto Plazo, de tal manera que se garantice el pago oportuno en dicho mercado.
- 11.5 El Reglamento establecerá los lineamientos para:
- El funcionamiento y organización del Mercado de Corto Plazo;
 - Las reglas para la liquidación de las operaciones de transferencia realizadas en el Mercado de Corto Plazo;
 - Las condiciones y requisitos a que se encuentra sujeta la participación de los Generadores, Distribuidores y Grandes Usuarios Libres en las operaciones del Mercado de Corto Plazo;
 - Los términos y condiciones para la constitución de garantías y las penalidades por su incumplimiento.

CAPÍTULO CUARTO COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA (COES)

Artículo 12°.- Naturaleza del COES

- 12.1 El COES tiene por finalidad coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema, el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, así como planificar el desarrollo de la transmisión del SEIN y administrar el Mercado de Corto Plazo.
- 12.2 El COES es una entidad privada, sin fines de lucro y con personería de Derecho Público. Está conformado por todos los Agentes del SEIN y sus decisiones son de cumplimiento obligatorio por los Agentes.

Artículo 13°.- Funciones de interés público

El COES tiene a su cargo las siguientes funciones de interés público:

- Elaborar la propuesta del Plan de Transmisión para su aprobación por el Ministerio;
- Elaborar los procedimientos en materia de operación del SEIN y administración del Mercado de Corto Plazo, para su aprobación por OSINERG;
- Asegurar el acceso oportuno y adecuado de los interesados a la información sobre la operación del SEIN, la planificación del sistema de transmisión y la administración del Mercado de Corto Plazo;
- Asegurar condiciones de competencia en el Mercado de Corto Plazo; y,
- Procurar las mejoras tecnológicas que aseguren el eficiente cumplimiento de sus funciones.

Artículo 14°.- Funciones operativas

El COES tiene a su cargo las siguientes funciones:

- a) Desarrollar los programas de operación de corto, mediano y largo plazo, así como disponer y supervisar su ejecución;
- b) Programar y coordinar el mantenimiento mayor de las instalaciones de generación y transmisión;
- c) Coordinar la operación en tiempo real del SEIN;
- d) Coordinar la operación de los enlaces internacionales y administrar las TIE;
- e) Calcular los costos marginales de corto plazo del sistema eléctrico;
- f) Calcular la potencia y energía firmes de cada una de las unidades generadoras;
- g) Determinar y valorizar las Transferencias de potencia y energía entre los Agentes integrantes del COES;
- h) Administrar el Mercado de Corto Plazo;
- i) Asignar responsabilidades en caso de trasgresiones a la NTCSE así como calcular las compensaciones que correspondan;
- j) Planificar y administrar la provisión de los Servicios Complementarios que se requieran para la operación segura y económica del SEIN; y,
- k) Resolver divergencias o controversias derivadas de la aplicación de la Ley, del Reglamento, de las normas técnicas, de los procedimientos y demás disposiciones complementarias, dentro del ámbito de su competencia, así como de los recursos impugnativos que se interpongan contra sus decisiones.

Las decisiones del COES, que afecten a los Usuarios Regulados, pueden ser impugnadas por estos o sus representantes ante el Tribunal de Solución de Controversias del OSINERGMIN, el que resuelve como última instancia administrativa.

En los demás casos, la solución de controversias se ventila mediante arbitraje, de acuerdo con la Ley N° 26572, Ley General de Arbitraje, y con lo que establezca el Estatuto del COES.

Artículo 15°.- Órganos de gobierno

Los órganos de gobierno del COES son: la Asamblea, el Directorio y la Dirección Ejecutiva.

Artículo 16°.- La Asamblea del COES

16.1 La Asamblea es el órgano supremo del COES. Tiene como funciones las siguientes:

- a) Designar y remover, según corresponda, al Presidente del Directorio y fijar la remuneración del Presidente y de los Directores;
- b) Aprobar el presupuesto anual;
- c) Designar o delegar en el Directorio la designación de los auditores externos;
- d) Pronunciarse sobre la gestión y los resultados económicos del ejercicio anterior, expresados en los estados financieros;
- e) Aprobar y modificar los estatutos del COES.

16.2 La Asamblea está integrada por los Agentes del SEIN, agrupados en cuatro subcomités: uno de Generadores, uno de Distribuidores, uno de Transmisores y uno de Usuarios Libres.

- 16.3 Los acuerdos de la Asamblea, para cada decisión, se adoptan cuando se alcance en la votación un puntaje superior al 66,7% del puntaje máximo total. El puntaje total a favor de una determinada decisión resulta de sumar el puntaje a favor de todos los subcomités. El puntaje de cada subcomité será igual al cociente del número de sus integrantes que votó a favor de una determinada decisión, entre el número total de los integrantes que lo conforman.
- 16.4 El Reglamento establece los requisitos de convocatoria, quórum y demás aspectos relativos a la celebración de la Asamblea.

Artículo 17°.- El Directorio del COES

- 17.1 El Directorio es el responsable del cumplimiento de las funciones señaladas en los artículos 13° y 14° de la presente Ley. Los Directores no estarán sujetos a mandato imperativo ni a subordinación jerárquica. En el desempeño de sus funciones deberán actuar de manera independiente, imparcial y técnica.
- 17.2 El Directorio está integrado por cinco (5) miembros, por un periodo de cinco (5) años, cuatro (4) en representación de cada uno de los subcomités establecidos en el numeral 16.2 del artículo 16° de la presente Ley y uno designado por la Asamblea, quien lo presidirá.
- 17.3 El Presidente y los miembros del Directorio deberán tener un mínimo de diez (10) años de experiencia profesional en el sector eléctrico. Mientras ejerzan su cargo, están prohibidos de desempeñar actividades para la Administración Pública bajo cualquier modalidad; así como poseer vínculos laborales, comerciales o financieros con los Agentes, sus empresas vinculadas, o con los accionistas mayoritarios de las mismas. La única excepción a las restricciones señaladas es la actividad docente. Una vez que cesen en el ejercicio del cargo estarán sujetos a las mismas prohibiciones por el lapso de un (1) año, periodo durante el cual percibirán la misma remuneración del periodo en ejercicio, salvo que hayan cometido falta grave.
- 17.4 Los miembros del Directorio sólo pueden ser removidos por la Asamblea en caso de incapacidad o falta grave, debidamente comprobada y fundamentada.
- 17.5 El Directorio debe informar periódicamente a los Agentes, al Ministerio y al OSINERG los hechos, actos, acuerdos y decisiones de importancia que puedan afectar la operación del sistema, del Mercado de Corto Plazo y/o de la Planificación de la Transmisión. Dicha información debe ser publicada en el portal de Internet del COES junto con la respectiva documentación de sustento.

Artículo 18°.- La Dirección Ejecutiva del COES

- 18.1 La Dirección Ejecutiva está constituida por la Dirección de Operaciones y la Dirección de Planificación de Transmisión, cuyas funciones son las que establece el Reglamento.
- 18.2 El Director Ejecutivo es seleccionado por el Directorio. Sólo podrá ser removido por éste en caso de incapacidad o falta grave, debidamente comprobada y fundamentada, con el voto de al menos cuatro (4) Directores.

Artículo 19°.- Presupuesto del COES y aportes de los Agentes

- 19.1 El presupuesto del COES será cubierto por aportes de los Agentes, los cuales se determinarán en proporción a los montos registrados en el ejercicio anterior, de:

- a) Las inyecciones de potencia y energía de los Generadores, valorizadas al Precio Básico de la Potencia de Punta y a Costo Marginal de Corto Plazo, respectivamente;
- b) Los ingresos totales derivados de la prestación del servicio de transmisión de los Transmisores;
- c) Los retiros de potencia y energía de los Distribuidores y Usuarios Libres, valorizadas al Precio Básico de la Potencia de Punta y a Costo Marginal de Corto Plazo, respectivamente.

19.2 El presupuesto no podrá ser superior a la suma del 0,75% de cada uno de los montos mencionados.

CAPÍTULO QUINTO

ADECUACIÓN DEL MARCO LEGAL DE LA TRANSMISIÓN

Artículo 20°.- Sistema de Transmisión del SEIN

20.1 El Sistema de Transmisión del SEIN está integrado por instalaciones:

- a) Del Sistema Garantizado de Transmisión.
- b) Del Sistema Complementario de Transmisión.
- c) Del Sistema Principal de Transmisión.
- d) Del Sistema Secundario de Transmisión.

20.2 Las instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión y del Sistema Complementario de Transmisión son aquellas cuya puesta en operación comercial se produce en fecha posterior a la promulgación de la presente Ley, conforme se establece en los artículos siguientes.

20.3 Las instalaciones del Sistema Principal de Transmisión y del Sistema Secundario de Transmisión son aquellas instalaciones calificadas como tales al amparo de la LCE y cuya puesta en operación comercial se ha producido antes de la promulgación de la presente Ley.

Artículo 21°.- Plan de Transmisión

21.1 El desarrollo del Sistema Garantizado de Transmisión se realiza conforme al Plan de Transmisión, el cual se actualizará y publicará cada dos (2) años.

21.2 El Ministerio aprueba el Plan de Transmisión, con la opinión previa de OSINERG. Para la opinión favorable, el OSINERG deberá verificar que el estudio del COES haya cumplido con las políticas y criterios establecidos por el Ministerio. El Plan de Transmisión tiene carácter vinculante para las decisiones de inversión que se adopten durante su vigencia.

21.3 El proceso para la elaboración y aprobación del Plan de Transmisión debe cumplir con las políticas de transparencia de información, audiencias públicas y mecanismos de participación de los Agentes del sistema, organizaciones representativas de usuarios y demás interesados, según lo establece el Reglamento.

Artículo 22° .- Instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión

- 22.1 El Sistema Garantizado de Transmisión está conformado por las instalaciones del Plan de Transmisión cuya concesión y construcción sean resultado de un proceso de licitación pública.
- 22.2 Para las instalaciones comprendidas en el Sistema Garantizado de Transmisión se tendrá en cuenta lo siguiente:
- a) El plazo máximo de concesión tendrá una duración de treinta (30) años de operación comercial, más el tiempo necesario para su construcción;
 - b) El Ministerio podrá conducir directamente o encargar a la Agencia de Promoción de la Inversión Privada (PROINVERSIÓN) los procesos de licitación necesarios para implementar el Plan de Transmisión. Si son encargados, estos procesos de licitación se realizarán al amparo de las normas y procedimientos con que cuenta PROINVERSIÓN para estos efectos. En el caso de instalaciones de Refuerzo, el titular de la concesión de transmisión tendrá la preferencia para ejecutarlas directamente. De no ejercer dicha preferencia, el proyecto de la instalación de Refuerzo se incluirá en los procesos de licitación ;
 - c) Una vez vencido el plazo de otorgamiento de la concesión, los activos de transmisión serán transferidos al Estado sin costo alguno, salvo el valor remanente de los Refuerzos que se hayan ejecutado durante el plazo de vigencia de la concesión;
 - d) Dos (2) años previos al vencimiento de la concesión, el COES evaluará, dentro del Plan de Transmisión, la necesidad y el plazo de mantener en uso la instalación de transmisión. En caso de que resulte conveniente continuar con su utilización, el Ministerio procederá a licitar nuevamente la concesión, empleando como factor de competencia la remuneración garantizada que cubra los Costos de Explotación durante el siguiente plazo de concesión.

Artículo 23° .- Objetivos de la determinación de los cargos del Sistema Garantizado de Transmisión

La determinación de los cargos del Sistema Garantizado de Transmisión tiene como objetivos:

- a) Garantizar la remuneración de las instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión;
- b) Lograr estabilidad y predictibilidad tanto respecto al pago que deban hacer la generación y la demanda, como de los ingresos de los concesionarios de transmisión;
- c) Establecer las obligaciones de pago que corresponden a todos los usuarios del Sistema Garantizado de Transmisión.

Artículo 24° .- Base Tarifaria

OSINERG establece la Base Tarifaria, que incluye los siguientes componentes:

- a) La remuneración de las inversiones, calculadas como la anualidad para un período de recuperación de hasta treinta (30) años, con la tasa de actualización definida en el artículo 79° de la Ley de Concesiones Eléctricas;

- b) Los costos eficientes de operación y mantenimiento, de acuerdo con lo que se establezca en el Reglamento; y,
- c) La liquidación correspondiente por el desajuste entre lo autorizado como Base Tarifaria del año anterior y lo efectivamente recaudado.

Artículo 25°.- Componentes de inversión, operación y mantenimiento de la Base Tarifaria

25.1 Los componentes de inversión, operación y mantenimiento de la Base Tarifaria, dentro del periodo de recuperación, son iguales a:

- a) Los valores que resulten del proceso de licitación pública, para el caso de las instalaciones que se liciten, actualizados con sus respectivos índices conforme el procedimiento que se establece en el Reglamento;
- b) Los valores establecidos por OSINERG previamente a su ejecución, para el caso que el titular del Sistema de Transmisión ejerza el derecho de preferencia establecido en el artículo 22°, numeral 22.2, inciso b), para la ejecución de Refuerzos de Transmisión.

25.2 Para el caso de las instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión señaladas en el artículo 22°, numeral 22.2, inciso d), que se vuelvan a entregar en concesión, los componentes de inversión, operación y mantenimiento de la Base Tarifaria serán equivalentes al Costo de Explotación.

Artículo 26°.- Remuneración de la Base Tarifaria

La compensación para remunerar la Base Tarifaria de las instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión, es asignada a los Usuarios por OSINERGMIN. A la Base Tarifaria se le descuenta el correspondiente Ingreso Tarifario y el resultado se denomina Peaje de Transmisión. El valor unitario del Peaje de Transmisión será igual al cociente del Peaje de Transmisión entre la demanda de los Usuarios. El valor unitario del Peaje de Transmisión será agregado al Precio de la Potencia de Punta en Barra en concordancia con lo establecido en el inciso h) del artículo 47° de la Ley de Concesiones Eléctricas, conforme lo establezca el Reglamento.

La Base Tarifaria y el Peaje de Transmisión se sumarán a los conceptos de Costo Total de Transmisión y Peaje por Conexión a que se refieren los artículos 59° y 60 de la Ley de Concesiones Eléctricas.

Artículo 27°.- Instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión

27.1 Se consideran como instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión aquellas que son parte del Plan de Transmisión y cuya construcción es resultado de la iniciativa propia de uno o varios Agentes. Además, son parte del Sistema Complementario de Transmisión todas aquellas instalaciones no incluidas en el Plan de Transmisión.

27.2 Para las instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión se tendrá en cuenta lo siguiente:

- a) Deberán contar con la conformidad del COES, mediante un estudio que determine que la nueva instalación no perjudica la seguridad ni la fiabilidad del SEIN.
- b) OSINERG establecerá el monto máximo a reconocer como costo de inversión, operación y mantenimiento. Las compensaciones y tarifas se regulan considerando los criterios establecidos en la Ley de Concesiones Eléctricas para el caso de los Sistemas Secundarios de Transmisión.

- c) En el caso de instalaciones que permiten transferir electricidad hacia los Usuarios Libres o que permiten a los Generadores entregar su energía producida al SEIN, dichos Agentes podrán suscribir contratos para la prestación del servicio de transporte y/o distribución, con sus respectivos titulares, en los cuales la compensación correspondiente será de libre negociación.

Para uso de las instalaciones por terceros, o a la terminación de dichos contratos, las compensaciones y tarifas, para los mismos, se regulan según el criterio establecido en el literal b) anterior.

Artículo 28°.- Instalaciones pertenecientes al Sistema Principal de Transmisión y al Sistema Secundario de Transmisión

Las tarifas y compensaciones de las instalaciones pertenecientes al Sistema Principal y al Sistema Secundario de Transmisión se regirán de acuerdo a lo dispuesto en la LCE.

CAPÍTULO SEXTO

FORMACIÓN DE PRECIOS A NIVEL GENERACIÓN

Artículo 29°.- La formación de los Precios a Nivel Generación para Usuarios Regulados

- 29.1 Los Precios a Nivel Generación para Usuarios Regulados se calcularán como el promedio ponderado de los siguientes precios:
- a) Contratos sin Licitación. Por cada contrato, los precios serán igual al promedio de los Precios en Barra y los precios del contrato sin Licitación;
 - b) Contratos resultantes de Licitaciones. Por cada contrato, los precios serán iguales a los Precios Firmes resultantes de la Licitación, considerando el régimen de incentivos definido en el artículo 10°.
- 29.2 Para efectos de la determinación de los Precios a Nivel Generación, los precios usados en los incisos a) y b) del numeral anterior, no incluirán los cargos de transmisión que son asumidos por los Usuarios.
- 29.3 El Reglamento establecerá el mecanismo de compensación entre los Usuarios Regulados, a fin de que el Precio a Nivel Generación para los Usuarios Regulados en el SEIN sea único, excepto por las pérdidas y la congestión de los sistemas de transmisión.

CAPÍTULO SÉPTIMO

MECANISMO DE COMPENSACIÓN Y LICITACIONES PARA SISTEMAS AISLADOS

Artículo 30°.- Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados

30.1 Créase el Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados destinado a favorecer el acceso y utilización de la energía eléctrica a los Usuarios Regulados atendidos por Sistemas Aislados. Su finalidad es compensar una parte del diferencial entre los Precios en Barra de Sistemas Aislados y los Precios en Barra del SEIN, según lo que establece el Reglamento.

30.2 Los recursos necesarios para el funcionamiento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados se obtendrán de hasta el cincuenta por ciento (50%) del aporte

de los Usuarios de electricidad, a que se refiere el inciso h. del artículo 7° de la Ley N° 28749. El monto específico será determinado por el Ministerio de Energía y Minas cada año, de conformidad a lo que establece el Reglamento.

Artículo 31°.- Licitaciones para la nueva generación en Sistemas Aislados

31.1 Los Distribuidores de Sistemas Aislados podrán convocar Licitaciones considerando los términos, plazos, condiciones y obligaciones señaladas en el Capítulo Segundo de la presente Ley.

31.2 En los procesos de Licitación para Sistemas Aislados, OSINERG tiene las mismas responsabilidades señaladas en el Capítulo Segundo de la presente Ley.

DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS FINALES

PRIMERA.- Nueva opción para Usuarios Libres

Los Usuarios con una máxima demanda anual comprendida dentro del rango que se establezca en el Reglamento podrán acogerse, a su elección, a la condición de Usuario Libre o Usuario Regulado. El cambio de condición requerirá un preaviso con anticipación no menor a un (1) año, según los términos que establezca el Reglamento. En caso de que el Usuario cambie de condición deberá mantener esta nueva condición por un plazo no menor de tres (3) años.

SEGUNDA.- Nueva referencia para la comparación del Precio en Barra

El Precio en Barra que fija OSINERG, no podrá diferir, en más de diez por ciento (10%), del promedio ponderado de los precios de las Licitaciones, vigentes al 31 de marzo de cada año, según se establece en el Reglamento.

TERCERA.- Precisiones para los Contratos de Suministro de Gas Natural

Para los contratos de compraventa o suministro de energía eléctrica y/o de gas natural, es aplicable lo dispuesto por los artículos 5° y 6° del Decreto Legislativo N° 701, Decreto Legislativo contra las prácticas monopólicas, controlistas y restrictivas de la libre competencia, o los que los sustituyan, de modo que no se podrán aplicar condiciones comerciales desiguales para prestaciones equivalentes que coloquen a unos competidores en situación desventajosa frente a otros.

Sin perjuicio de la existencia de otras circunstancias que podrían justificar el establecimiento de condiciones comerciales diferenciadas, no se considera incurso dentro de la prohibición indicada en el párrafo anterior, el establecimiento de precios o condiciones de comercialización diferenciados que respondan a diferencias existentes en los costos involucrados en las operaciones vinculados con los volúmenes contratados, el tiempo de duración de los contratos, la forma de pago, las condiciones de los suministros, u otras, que se otorguen de manera general en todos los casos en que se presenten iguales o similares condiciones.

CUARTA.- Promoción de proyectos hidroeléctricos

El Ministerio, dentro de su función promotora de nuevas inversiones, deberá implementar la evaluación del potencial nacional de proyectos hidroeléctricos y de fuentes no convencionales de energía, auspiciando los producidos con energía renovable, y poner a disposición de los futuros inversionistas una cartera de proyectos de inversión con perfiles desarrollados hasta el nivel de prefactibilidad.

El Ministerio establecerá los procedimientos estandarizados para la aprobación de estudios de impacto ambiental, en plazos predeterminados, para facilitar las inversiones.

El Ministerio establecerá en un plazo no mayor de noventa (90) días, las condiciones y términos para posibilitar un mecanismo de iniciativas privadas de Clientes Libres para aportes financieros destinados a inversiones en proyectos de ampliación de generación en empresas del Estado, que tendrán carácter reembolsable.

QUINTA.- Política, criterios y metodología para la elaboración del Plan de Transmisión
La política para el desarrollo eficiente de la transmisión es definida por el Ministerio.

OSINERG desarrollará los estudios para establecer los criterios y metodología de planificación a ser utilizados en la elaboración del Plan de Transmisión, los que incluirán, como mínimo, la calidad de servicio, el nivel de desempeño, los horizontes de planificación y los modelos a emplear. Los criterios y metodología de planificación que resulten de los referidos estudios serán sometidos al Ministerio para su aprobación.

El Reglamento establecerá los límites máximos de voltaje para cada nivel de tensión y los criterios de asignación de las instalaciones.

SEXTA.- Armonización del marco legal de transmisión

La calificación de las instalaciones señalada en el artículo 58° de la Ley de Concesiones Eléctricas, vigente a la promulgación de la presente Ley, no es materia de revisión, ni es aplicable a las instalaciones cuya puesta en operación comercial se produce en fecha posterior a la promulgación de la presente Ley.

Lo dispuesto en la presente Ley no será aplicable a las concesiones otorgadas al amparo del Texto Único Ordenado 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 el Decreto Supremo N° 059-96-PCM, y de la Ley N° 27133, Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural, en aquello que se oponga a lo estipulado en los respectivos contratos de concesión. A la expiración de dichos contratos, las instalaciones de transmisión correspondientes pasarán a formar parte del Sistema Garantizado de Transmisión considerando lo dispuesto en el numeral 22.2, inciso d), del artículo 22° de la presente Ley.

Cada instalación de transmisión existente a la fecha de entrada en vigencia de la presente Ley se pagará por Usuarios y Generadores en la misma proporción en que se viene pagando a dicha fecha y se mantendrá invariable y permanente mientras dichas instalaciones formen parte del Sistema Económicamente Adaptado. La distribución al interior del conjunto de Usuarios o del conjunto de Generadores mantendrá el criterio vigente a la fecha de entrada en vigencia de la presente Ley.

SÉPTIMA.- Reglas aplicables a la compra-venta de energía de empresas del Estado en el mercado eléctrico

Las empresas con participación accionaria del Estado, titulares de concesiones o autorizaciones de generación o de distribución, en sus operaciones de compraventa de electricidad se adecuarán a las condiciones establecidas en la presente Ley y su Reglamento. En los casos en que resulten aplicables, dichas empresas quedan autorizadas a negociar y pactar los precios y condiciones comerciales que mejor se adecuen a las condiciones del mercado.

OCTAVA.- Medidas para la promoción de la Generación Distribuida y Cogeneración eficientes

Las actividades de Generación Distribuida y Cogeneración interconectadas al SEIN se regirán por las siguientes disposiciones, de acuerdo con lo que establezca el Reglamento:

- a) La venta de sus excedentes no contratados de energía al Mercado de Corto Plazo, asignados a los Generadores de mayor Transferencia (de compra o negativa) en dicho mercado; y,
- b) El uso de las redes de distribución pagando únicamente el costo incremental incurrido.

NOVENA.- Ingreso tarifario de los enlaces internacionales

Los montos transferidos por el COES a los Generadores y los que a su vez éstos paguen a los Transmisores por concepto de Ingreso Tarifario de los Enlaces Internacionales, son gasto o costo deducibles para efectos de la determinación de la renta neta del COES y de los Generadores, respectivamente.

DÉCIMA.- Expedición de Reglamentos

El Poder Ejecutivo expedirá la reglamentación necesaria para la aplicación de la presente Ley, dentro de los ciento ochenta (180) días calendario siguientes a la fecha de su publicación.

UNDÉCIMA.- Recursos para Capacitación en Electricidad

Créase el Consejo de Administración de Recursos para la Capacitación en Electricidad (CARELEC) con el objeto de financiar la transferencia de tecnología y capacitación en el ámbito del Subsector Electricidad, con un presupuesto anual no mayor al diez por ciento (10%) del monto de los aportes efectuados por las empresas eléctricas el año anterior, a que se refiere el inciso g) del artículo 31° de la Ley de Concesiones Eléctricas. El Reglamento definirá la organización y funcionamiento del referido Consejo.

DUODÉCIMA.- Costos Marginales ante interrupciones del suministro de gas natural

En el caso de interrupción total o parcial del suministro de gas natural a centrales de generación eléctrica, debido a problemas en la inyección o a fallas en el sistema de transporte de la Red Principal definidas en la Ley N° 27133, los costos marginales de corto plazo serán iguales a los registrados en el mismo día de la semana previa a la interrupción del suministro de gas más un adicional que cubra los costos adicionales de combustibles en que incurran las centrales que operan con costos variables superiores a los referidos costos marginales de corto plazo de la semana previa a la interrupción. El referido adicional será calculado restándoles a los costos adicionales de combustibles las compensaciones que les corresponda asumir a los productores o transportistas del gas natural según sea el caso.

DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS TRANSITORIAS

PRIMERA.- Cambio de Condición de Usuarios Libres

Durante los dos (2) primeros años de vigencia de la presente Ley, cualquier solicitud de cambio de condición, a que se refiere la Primera Disposición Complementaria de la presente Ley, deberá contemplar un preaviso de por lo menos dos (2) años.

SEGUNDA.- Adecuación del COES

El COES deberá adecuarse y elegir a su nuevo Directorio, de conformidad a lo establecido en la presente Ley, dentro de los ciento veinte (120) días siguientes a la fecha de publicación del Reglamento.

TERCERA.- Adecuación de la Referencia del Precio en Barra

Mientras la energía adquirida mediante Licitaciones a que se refiere el Capítulo Segundo sea inferior al treinta por ciento (30%) de la demanda de energía de los Usuarios Regulados del SEIN, la comparación de las tarifas con los precios libres establecida en el artículo 53° de la Ley de Concesiones Eléctricas, se hará con la media ponderada de los precios obtenidos de las Licitaciones y los precios de los contratos con los Usuarios Libres.

OSINERG definirá el procedimiento para comparar el precio teórico, determinado según el artículo 47° de la Ley de Concesiones Eléctricas, con el nuevo referente producto de las Licitaciones.

CUARTA.- Licitaciones por situaciones de excepción

Dentro de los tres (3) primeros años de la vigencia de la presente Ley, las distribuidoras podrán convocar Licitaciones, con una anticipación menor a la establecida en el numeral 5.1 del artículo 5° de la presente Ley, para cubrir la totalidad de la demanda no contratada de sus Usuarios Regulados. En este caso, la vigencia de los contratos adjudicados no será mayor a cinco (5) años.

QUINTA.- Adecuación de factores de pérdidas de potencia

Lo dispuesto en el inciso h) del artículo 47° de la Ley de Concesiones Eléctricas, será aplicable a partir de la fijación tarifaria correspondiente al año 2010.

Para las fijaciones tarifarias previas al año 2010, el Precio de la Potencia de Punta en Barra, para cada una de las barras del sistema, se determinará agregando al producto del Precio Básico de la Potencia de Punta por los factores de pérdidas de potencia, los valores unitarios del Peaje de Transmisión y el Peaje por Conexión.

Para estos efectos, los factores de pérdidas de potencia se determinarán a partir de los factores vigentes a la fecha de publicación de la presente Ley, ajustándolos anualmente hasta alcanzar en forma lineal el valor de 1,0 en el año 2010.

SEXTA.- Adecuación del cálculo de la energía firme

Hasta el 31 de diciembre de 2008, el cálculo de la energía firme se realizará con una probabilidad de excedencia del noventa por ciento (90%).

SÉPTIMA.- Adecuación de las Normas Técnicas de calidad de los Servicios Eléctricos

El Ministerio adecuará las Normas Técnicas de calidad de los Servicios Eléctricos en los aspectos referentes al tratamiento de la Transmisión, en un plazo no mayor de ciento ochenta (180) días.

OCTAVA.- Adecuación de la garantía en los contratos de suministro

Lo dispuesto en el numeral 3.1 del artículo 3° de la presente Ley será aplicable a partir del 1 de enero de 2007.

La potencia asociada a los contratos de compraventa de electricidad, que se suscriban en el periodo comprendido desde la entrada en vigencia de la presente Ley y el 31 de

diciembre de 2006, no será contabilizada para efectos de verificar el cumplimiento de lo señalado en el numeral 3.1 del artículo 3° de la presente Ley, durante la vigencia de los respectivos contratos.

DISPOSICIÓN COMPLEMENTARIA MODIFICATORIA

ÚNICA.- Modificaciones al Decreto Ley N° 25844

Modifícase los artículos 2°, 3°, 34°, 43°, 45°, 47° primer párrafo e incisos g), h) e i), 48°, 49°, 51°, 52°, 55°, 60°, 61°, 62°, 63°, 69°, 74°, 85°, 101° inciso c) y las Definiciones 5, 6 y 12 del Anexo, de la Ley de Concesiones Eléctricas; debiendo los artículos citados quedar redactados de la siguiente manera: " **Artículo 2°.-** Constituyen Servicios Públicos de Electricidad:

- a) El suministro regular de energía eléctrica para uso colectivo o destinado al uso colectivo, hasta los límites de potencia fijados por el Reglamento; y,
- b) La transmisión y distribución de electricidad.

El Servicio Público de Electricidad es de utilidad pública.

Artículo 3°.- Se requiere concesión para el desarrollo de cada una de las siguientes actividades:

- a) La generación de energía eléctrica que utilice recursos hidráulicos y geotérmicos, cuando la potencia instalada sea superior a 20 MW;
- b) La transmisión de energía eléctrica, cuando las instalaciones afecten bienes del Estado y/o requieran la imposición de servidumbre por parte de éste;
- c) La distribución de energía eléctrica con carácter de Servicio Público de Electricidad, cuando la demanda supere los 500 KW.

Artículo 34°.- Los concesionarios de distribución están obligados a:

- a) Suministrar electricidad a quien lo solicite dentro de su zona de concesión o a aquellos que lleguen a dicha zona con sus propias líneas, en un plazo no mayor de un (1) año y que tengan carácter de Servicio Público de Electricidad;
- b) Tener contratos vigentes con empresas generadoras que le garanticen su requerimiento total de potencia y energía por los siguientes veinticuatro (24) meses como mínimo;
- c) Garantizar la calidad del servicio que fije su contrato de Concesión y las normas aplicables;
- d) Permitir la utilización de todos sus sistemas y redes por parte de terceros para el transporte de electricidad, excepto cuando tenga por objeto el suministro de electricidad a usuarios del Servicio Público de Electricidad dentro de su área de concesión. OSINERG establecerá la remuneración correspondiente según lo que señala el Reglamento.

Artículo 43°.- Estarán sujetos a regulación de precios:

- a) La transferencia de potencia y energía entre generadores, los que serán determinados por el COES, de acuerdo a lo establecido en el artículo 14° de la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.

Esta regulación no regirá en el caso de contratos entre generadores por la parte que supere la potencia y energía firme del comprador.

- b) Los retiros de potencia y energía en el COES que efectúen los Distribuidores y Usuarios Libres, los mismos que serán determinados de acuerdo a lo establecido en el artículo 14° de la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.
- c) Las tarifas y compensaciones de Sistemas de Transmisión y Distribución.
- d) Las ventas de energía de Generadores a concesionarios de distribución destinadas al Servicio Público de Electricidad; excepto, cuando se hayan efectuado Licitaciones destinadas a atender dicho Servicio, conforme a la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.
- e) Las ventas a usuarios de Servicio Público de Electricidad.

Artículo 45°.- Las ventas de electricidad a un distribuidor, destinadas al Servicio Público de Electricidad, se efectúan en los puntos donde se inician las instalaciones del Distribuidor.

Artículo 47°.- Para determinar los Precios en Barra, el subcomité de Generadores y el subcomité de Transmisores, en la actividad que les corresponda, efectuarán los cálculos correspondientes en la siguiente forma:

- g) Calculará para cada una de las barras del sistema los factores nodales de energía de acuerdo a lo señalado en el artículo 48°. El factor nodal será igual a 1,00 de la barra en que se fije el Precio Básico de Energía; (...)
- h) Determinará el Precio de la Potencia de Punta en Barra, para cada una de las barras del sistema, agregando al Precio Básico de la Potencia de Punta los valores unitarios del Peaje de Transmisión y el Peaje por Conexión a que se refiere el artículo 60° de la presente Ley;
- i) Determinará el Precio de Energía en Barra, para cada una de las barras del sistema, multiplicando el Precio Básico de la Energía nodal correspondiente a cada Bloque Horario por el respectivo factor nodal de energía.

Artículo 48°.- Los factores nodales de energía se calcularán considerando las pérdidas marginales y la capacidad del sistema de transmisión.

Artículo 49°.- En las barras del Sistema Secundario de Transmisión el precio incluirá el correspondiente peaje de dicho sistema.

Artículo 51°.- Antes del 15 de noviembre de cada año el Subcomité de Generadores y el Subcomité de Transmisores, en la actividad que les corresponda, presentarán al OSINERG los correspondientes estudios técnico-económicos de las propuestas de Precios en Barra, que expliciten y justifiquen, entre otros aspectos, lo siguiente:

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

- e) Los costos marginales;
- f) Precios Básicos de la Potencia de Punta y de la Energía;
- g) Los factores nodales de energía;
- h) El Costo Total de Transmisión considerado;
- i) Los valores resultantes para los Precios en Barra; y,
- j) La fórmula de reajuste propuesta.

Asimismo el Subcomité de Generadores y el Subcomité de Transmisores, deberán entregar al COES toda la información relevante para los cálculos tarifarios, para ser puestos a disposición de los interesados que lo soliciten.

Para la aplicación del presente artículo OSINERG definirá los procedimientos necesarios.

Artículo 52°.- OSINERG efectuará sus observaciones, debidamente fundamentadas, a las propuestas de los Precios en Barra.

Los responsables deberán absolver las observaciones y/o presentar un nuevo estudio, de ser necesario.

Absueltas las observaciones o vencido el término sin que ello se produjera, OSINERG procederá a fijar y publicar las tarifas y sus fórmulas de reajuste mensuales, antes del 30 de abril de cada año.

Artículo 55°.- El COES deberá entregar obligatoriamente a OSINERG y a los interesados la información técnica que se requiera del sistema; asimismo, los responsables de presentar la propuesta tarifaria, deberán entregar al OSINERG, para su verificación, los modelos matemáticos, programas fuentes y otros elementos requeridos para la fijación de precios.

Artículo 60°.- La compensación a que se refiere el artículo anterior, se abonará separadamente a través de dos conceptos denominados Ingreso Tarifario y Peaje por Conexión.

El Ingreso Tarifario se determina como la suma de:

- a) Ingreso Tarifario Nacional, calculado en función a la potencia y energía entregadas y retiradas en barras, valorizadas a sus respectivos Precios en Barra, sin incluir el respectivo peaje;
- b) Ingreso Tarifario de los Enlaces Internacionales, calculado según el Reglamento de Importación y Exportación de Electricidad.

El Peaje por Conexión es la diferencia entre el Costo Total de Transmisión y el Ingreso Tarifario. El Peaje por Conexión Unitario será igual al cociente del Peaje por Conexión y la Máxima Demanda proyectada a ser entregada a los Usuarios.

El Reglamento definirá el procedimiento por el cual los Generadores harán efectiva la compensación a los propietarios del Sistema Principal de Transmisión.

Artículo 61°.- OSINERG fijará anualmente el Peaje por Conexión, el Peaje de Transmisión, sus valores unitarios y sus respectivas fórmulas de reajuste mensual, los cuales serán publicados en el Diario Oficial El Peruano, entrando en vigencia el 1 de mayo de cada año.

Artículo 62°.- Las compensaciones y peajes por las redes del Sistema Secundario de Transmisión, o del Sistema de Distribución serán reguladas por OSINERG.

Las discrepancias que dificulten o limiten el acceso del usuario a las redes tanto del Sistema Secundario de Transmisión como del Sistema de Distribución serán resueltas por OSINERG.

Las instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión, son remuneradas de la siguiente manera:

- a. Si se trata de instalaciones para entregar electricidad desde una central de generación hasta el Sistema Principal de Transmisión existente son remuneradas íntegramente por los correspondientes generadores;
- b. Si se trata de instalaciones que transfieren electricidad desde una barra del Sistema Principal de Transmisión hacia un Distribuidor o consumidor final son remuneradas íntegramente por la demanda correspondiente;
- c. Los casos excepcionales que se presenten en el Sistema Secundario de Transmisión que no se ajusten a las reglas anteriores serán resueltos por OSINERG conforme se señala en el Reglamento.

Artículo 63°.- Las tarifas máximas a los Usuarios Regulados, comprenden:

- a) Los Precios a Nivel Generación;
- b) Los peajes unitarios de los sistemas de transmisión correspondientes; y,
- c) El Valor Agregado de Distribución.

Artículo 69°.- Con los Valores Agregados de Distribución, obtenidos según los artículos precedentes, y los componentes a) y b) señalados en el artículo 63°, OSINERG estructurará un conjunto de precios para cada concesión.

Artículo 74°.- Las partes interesadas podrán interponer recursos de reconsideración contra la resolución del OSINERG, dentro de los quince (15) días hábiles siguientes a la fecha de su publicación en el Diario Oficial El Peruano.

El recurso de reconsideración deberá ser resuelto dentro de un plazo de treinta (30) días hábiles a partir de su interposición, con lo que quedará agotada la vía administrativa.

Artículo 85°.- En el caso de solicitantes pertenecientes a zonas habitadas que cuentan con habilitación urbana y que tengan un índice de ocupación predial –habitabilidad– mayor a cuarenta por ciento (40%), corresponde al concesionario efectuar, a su costo, todas las obras de electrificación definitiva de dicha zona, incluyendo las redes secundarias de servicio particular y alumbrado público.

En el caso de zonas habitadas que no cuenten con la habilitación urbana correspondiente así como, en el caso de aquellas que tengan habilitación urbana aprobada pero que no cuenten con un índice de ocupación predial mayor a cuarenta por ciento (40%), los solicitantes, previa opinión favorable de la autoridad municipal provincial respectiva, podrán requerir al concesionario la instalación de suministros provisionales de venta en bloque en baja tensión. En estos casos, los solicitantes podrán aportar con contribuciones reembolsables de acuerdo al artículo 83° de la presente Ley, para la electrificación definitiva de la zona, correspondiendo efectuar la devolución de las contribuciones reembolsables a partir de la fecha en que el índice de ocupación predial sea mayor a cuarenta por ciento (40%).

Artículo 101°.- Es materia de fiscalización por parte del OSINERG:

(...)

c) El cumplimiento de las funciones asignadas por Ley al COES.

(...)

ANEXO DE LA LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS

DEFINICIONES

(...)

5. COSTO MARGINAL DE CORTO PLAZO: Costo de producir una unidad adicional de electricidad en cualquier barra del sistema de generación-transporte. Éste varía por barra o nodo.

6. ENERGÍA FIRME: Es la máxima producción esperada de energía eléctrica, determinada para una probabilidad de excedencia de noventa y cinco por ciento (95%) para las unidades de generación hidroeléctrica y de indisponibilidad, programada y fortuita, para las unidades de generación térmica.

(...)

12. POTENCIA FIRME: Es la potencia que puede suministrar cada unidad generadora con alta seguridad de acuerdo a lo que defina el Reglamento. En el caso de las centrales hidroeléctricas, la potencia firme se determinará con una probabilidad de excedencia de noventa y cinco por ciento (95%). En el caso de las centrales termoeléctricas, la potencia firme debe considerar los factores de indisponibilidad programada y fortuita."

DISPOSICIÓN COMPLEMENTARIA DEROGATORIA

ÚNICA.- Derogatorias

Deróganse los artículos 39°, 40° y 41° de la LCE; así como, aquellas normas modificatorias y complementarias que se opongan a lo dispuesto en la presente Ley.

Comuníquese al señor Presidente de la República para su promulgación.

En Lima, a los diez días del mes de julio de dos mil seis.

MARCIAL AYAIPOMA ALVARADO
Presidente del Congreso de la República

FAUSTO ALVARADO DODERO
Primer Vicepresidente del Congreso de la República

AL SEÑOR PRESIDENTE CONSTITUCIONAL DE LA REPÚBLICA

POR TANTO:

Mando se publique y cumpla.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los veintiún días del mes de julio del año dos mil seis.

ALEJANDRO TOLEDO

Presidente Constitucional de la República

PEDRO PABLO KUCZYNSKI GODARD

Presidente del Consejo de Ministros

Reglamento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados Decreto Supremo N° 069-2006-EM

DECRETO SUPREMO N° 069-2006-EM

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

CONSIDERANDO:

Que, en el artículo 30° de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, se creó el Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados, destinado a favorecer el acceso y utilización de la energía eléctrica a los Usuarios Regulados atendidos por dichos sistemas, mediante la compensación de una parte del diferencial entre los Precios en Barra de Sistemas Aislados y los Precios en Barra del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN);

Que, la misma norma establece que los recursos necesarios para el funcionamiento de dicho mecanismo de compensación se obtendrán de hasta el cincuenta (50%) del aporte de los usuarios de electricidad a que se refiere el inciso h) del artículo 7° de la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural, correspondiendo al Ministerio de Energía y Minas determinar anualmente el monto específico, de conformidad a lo que establezca el Reglamento;

Que, es necesario implementar el mecanismo referido en el primer considerando del presente Decreto Supremo;

De conformidad con lo dispuesto en el inciso 8° del Artículo 118° de la Constitución Política del Perú, y el artículo 30° de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica;

DECRETA:

Artículo 1°.- Aprobación del Reglamento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados

Aprobar el Reglamento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados, el mismo que consta de cinco (5) artículos y de dos (2) Disposiciones Finales, cuyo texto forma parte integrante del presente Decreto Supremo.

Artículo 2°.- Refrendo y vigencia

El presente Decreto Supremo será refrendado por el Ministro de Energía y Minas y entrará en vigencia al día siguiente de su publicación en el Diario Oficial El Peruano.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los veintisiete días del mes de noviembre del año dos mil seis.

ALAN GARCÍA PÉREZ
Presidente Constitucional de la República;

JUAN VALDIVIA ROMERO
Ministro de Energía y Minas.

REGLAMENTO DEL MECANISMO DE COMPENSACIÓN PARA SISTEMAS AISLADOS

Artículo 1°.- Objetivo

El presente Reglamento tiene por objeto establecer las premisas, condiciones y procedimientos necesarios para la aplicación del Mecanismo de Compensación de una parte del diferencial entre los Precios en Barras de Sistemas Aislados y Precios en Barra del SEIN, a que se refiere el Artículo 30° de la Ley N° 28832.

Artículo 2°.- Alcances

Están comprendidos dentro del alcance del presente Reglamento, los Generadores, Distribuidores, Usuarios y entidades públicas y privadas indicadas en el presente Reglamento.

Artículo 3°.- Definiciones y Glosario de Términos

Cuando en el presente Reglamento se utilicen los siguientes términos en singular o plural con mayúsculas, tendrán los significados que a continuación se indican:

- 3.1. Empresa Aportante.- Generador y/o Distribuidor conectado al SEIN, que recauda los aportes de los usuarios de electricidad indicados en el inciso h) del Artículo 7° de la Ley N° 28749.
- 3.2. Empresa Receptora.- Distribuidor que suministra energía eléctrica a usuarios regulados en Sistemas Aislados.
- 3.3. Ley.- Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.
- 3.4. Monto Específico.- Monto específico a que se refiere el Numeral 30.2 del Artículo 30° de la Ley.
- 3.5. Precio de Referencia del SEIN.- Es la Tarifa en Barra de mayor valor del SEIN determinada por OSINERGMIN, expandida a nivel de media tensión a fin que sea comparable con el Precio en Barra de Sistemas Aislados. **(1)**
 - (1) Artículo modificado por el Art. 2° del D.S. N° 011-2007-EM, publicado el 03/03/2007.
- 3.6. Reglamento.- El Reglamento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados.

Otros términos no comprendidos en el presente artículo tendrán el significado establecido en la Ley. Cuando se haga referencia a un artículo sin mencionar la norma a la que pertenece, debe entenderse referido al presente Reglamento.

Artículo 4°.- Recursos

- 4.1. Los recursos necesarios para el funcionamiento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados se obtendrán a partir de lo dispuesto por el inciso h) del Artículo 7° de la Ley N° 28749.
- 4.2. El Monto Específico anual será determinado por el Ministerio mediante Resolución Ministerial a ser publicada antes del 1 de marzo de cada año, y será aplicado en

el período comprendido entre el 1 de mayo del año de aprobación hasta el 30 de abril de año siguiente.

Para su determinación, antes del 1 de febrero de cada año, el OSINERGMIN propondrá al Ministerio el Monto Específico, basado en la facturación efectuada a los Usuarios del SEIN correspondiente al año calendario anterior. La propuesta tendrá como límite el cincuenta por ciento (50%) del aporte anual de los usuarios de electricidad, a que se refiere el inciso h) del Artículo 7° de la Ley N° 28749. La propuesta comprenderá el Monto Específico y su asignación a cada Empresa Receptora, según el procedimiento especificado en el Artículo 5° debidamente sustentado. Para la elaboración de la propuesta a que se refiere el presente párrafo, OSINERGMIN tomará como base de cálculo los Precios en Barra de Sistemas Aislados y el Precio de Referencia del SEIN vigentes al 15 de enero de cada año. (2)

(2) Artículo modificado por el Art. 2° del D.S. N° 011-2007-EM, publicado el 03/03/2007.

Artículo 5°.- Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados

5.1. El Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados será aplicado por OSINERG en cada regulación anual de las Tarifas en Barra, de acuerdo al siguiente procedimiento:

- a) OSINERG fijará anualmente el Precio en Barra de Sistemas Aislados para cada Empresa Receptora;
- b) Para cada Empresa Receptora, se calcula el producto del Precio en Barra de Sistemas Aislados por la potencia y energía proyectadas medidas en barra para el siguiente período tarifario de cada uno de sus Sistemas Aislados;
- c) Para cada Empresa Receptora, se calcula el producto del Precio de Referencia del SEIN por la potencia y energía proyectadas medidas en barra para el siguiente período tarifario de cada uno de sus Sistemas Aislados;
- d) Para cada Empresa Receptora se calcula la diferencia entre el monto calculado en b) y el monto calculado en c);
- e) Con los montos obtenidos en d) y teniendo como límite el Monto Específico, se determinan los factores de distribución para calcular las Compensaciones Anuales a Asignar a cada una de las Empresas Receptoras, según la siguiente expresión:

$$CA_i = \frac{D_i}{\sum_{i=1} D_i} \times ME$$

Donde:

- CA_i es la Compensación Anual para la empresa i
- D_i es el monto calculado según d) para la empresa i
- ME es el Monto Específico

f) Los Precios en Barra Efectivos que aplicará cada Empresa Receptora a sus usuarios regulados, será determinado descontando de los Precios en Barra fijados según a), la Compensación Anual determinada según e).

5.2. La Compensación Anual será transferida mensualmente por las Empresas Aportantes a las Empresas Receptoras.

DISPOSICIONES FINALES

Primera.- Aplicación del Mecanismo.-

El Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados será aplicable a partir de la fijación de Tarifas en Barra correspondiente al período mayo 2007 - abril 2008.

Segunda.- Aprobación de Procedimientos.-

Dentro de los treinta (30) días siguientes a la publicación del Reglamento, OSINERG aprobará los procedimientos que se requieran para la efectiva aplicación del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados.

Reglamento del Mecanismo de Compensación entre los usuarios regulados del SEIN Decreto Supremo N° 019-2007-EM

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

CONSIDERANDO:

Que, en virtud del artículo 29 de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, se crea el Precio a Nivel Generación para los Usuarios Regulados en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y que son sujetos a regulación de precios por la energía o potencia que consumen, estableciéndose que dicho Precio a Nivel Generación se calcula como el promedio ponderado de los precios correspondientes a los Contratos sin Licitación y a los Contratos resultantes de Licitaciones;

Que, lo dispuesto en el artículo 29 referido en el considerando que antecede, tiene como finalidad que los precios a nivel de generación para los Usuarios Regulados del SEIN sean uniformes y que no se afecten por las diferencias de precios que se produzcan como consecuencia de las Licitaciones a que se refiere el Capítulo Segundo de la Ley N° 28832;

Que, asimismo, el numeral 29.3 del artículo 29 de la Ley N° 28832, dispone que el Reglamento establecerá el mecanismo de compensación entre los Usuarios Regulados, a fin de que el Precio a Nivel Generación para los Usuarios Regulados en el SEIN sea único, excepto por las pérdidas y la congestión de los sistemas de transmisión;

Que, por otra parte, la Cuarta Disposición Complementaria Transitoria de la Ley N° 28832 establece que dentro de los tres (3) primeros años de la vigencia de la Ley los Distribuidores podrán convocar Licitaciones con una anticipación menor a la establecida en el numeral 5.1 del artículo 5 de la citada Ley, a fin de cubrir la totalidad de la demanda no contratada de sus Usuarios Regulados, y que en esos casos la vigencia de los contratos adjudicados no será mayor a cinco (5) años;

Que, es necesario implementar el procedimiento para determinar el Precio a Nivel Generación, y establecer el Mecanismo de Compensación a fin que el Precio a Nivel Generación sea Único para todos los Usuarios Regulados del SEIN;

De conformidad con lo dispuesto en el inciso 8 del artículo 118 de la Constitución Política del Perú, y el artículo 29 de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica;

DECRETA:

Artículo 1.- Aprobación del Reglamento del Mecanismo de Compensación entre los Usuarios Regulados del SEIN

Apruébese el Reglamento del Mecanismo de Compensación entre los Usuarios Regulados del SEIN, cuyo texto forma parte integrante del presente Decreto Supremo.

Artículo 2.- Refrendo y vigencia

El presente Decreto Supremo será refrendado por el Ministro de Energía y Minas y entrará en vigencia al día siguiente de su publicación en el Diario Oficial El Peruano.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los cuatro días del mes de abril del año dos mil siete.

ALAN GARCÍA PÉREZ
Presidente Constitucional de la República

JUAN VALDIVIA ROMERO
Ministro de Energía y Minas

REGLAMENTO DEL MECANISMO DE COMPENSACIÓN ENTRE LOS USUARIOS REGULADOS DEL SEIN

Artículo 1.- Objetivo del Mecanismo de Compensación

El Mecanismo de Compensación a que se refiere el presente Reglamento, tiene por objeto compensar las diferencias entre el Precio a Nivel Generación, aplicable a los Usuarios Regulados del SEIN por la energía y potencia que consumen, y los precios de los diferentes contratos de suministro entre los Distribuidores y los Generadores.

Artículo 2.- Del Precio a Nivel Generación

- 2.1 El Precio a Nivel Generación aplicable a los Usuarios Regulados del SEIN comprende los cargos tarifarios de potencia y energía, sin incluir los cargos por transmisión ni por distribución eléctrica. Dicho Precio será único, excepto por las pérdidas y la gestión de los sistemas de transmisión.
- 2.2 OSINERGMIN calculará el Precio a Nivel Generación con una periodicidad no mayor a un año.

El Precio a Nivel de Generación corresponderá a una de las barras del SEIN que será considerada como barra de referencia y que será determinada anualmente por OSINERGMIN. ()*

(*) Numeral modificado por el Artículo 3 del Decreto Supremo N° 001-2010-EM, publicado el 05 enero 2010, cuyo texto es el siguiente:

"2.2 OSINERGMIN calculará el Precio a Nivel Generación con una periodicidad no mayor a un año. El Precio a Nivel de Generación corresponderá a una de las barras del SEIN que será considerada como barra de referencia y que será determinada anualmente por OSINERGMIN.

Para tal fin, los precios de energía aplicados según los Contratos resultantes de Licitaciones se reflejarán en la barra de referencia considerando las variaciones por pérdidas de energía activa y límite de capacidad que se produzcan en el Sistema de Transmisión, que son determinados y aplicados en las valorizaciones mensuales de transferencias de energía activa que elabora el Comité de Operación Económica del Sistema (COES - SINAC)."

- 2.3 El Precio a Nivel Generación se obtendrá calculando el promedio ponderado de los precios de potencia y energía aplicados según los Contratos sin Licitación y según los Contratos resultantes de Licitaciones, utilizando como factor de ponderación la correspondiente potencia y/o energía facturada bajo estos contratos, conforme a lo establecido en los incisos a) y b) del numeral 29.1 del artículo 29 de la Ley.

Asimismo, incorporará el saldo por compensación global del período anterior, que resulte de la operación del Mecanismo de Compensación.

- 2.4 El cálculo de los Precios a Nivel Generación para Usuarios Regulados, incluye los precios de los contratos de suministro de electricidad de largo plazo, que son trasladados a los Usuarios Regulados, ya sea que resulten de Licitaciones llevadas a cabo por los Distribuidores o de Licitaciones encargadas por el Ministerio de Energía y Minas a PROINVERSIÓN. (*)

(*) Numeral agregado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 010-2012-EM, publicado el 06 mayo 2012.

Artículo 3.- Del Mecanismo de Compensación

El Mecanismo de Compensación operará sobre la base del siguiente procedimiento, el que deberá aplicarse en la misma oportunidad en que se fije el Precio a Nivel Generación:

- 3.1 Por cada concesionario de distribución, se determinará la diferencia entre el monto facturado en el periodo anterior al haber aplicado el Precio a Nivel Generación y el monto a compensar mensualmente, obtenido considerando: a) sus precios promedio ponderados por la potencia y/o energía facturada de sus contratos; y, b) las pérdidas a que se refiere el artículo 64 de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- 3.2 Se efectuará un balance entre las transferencias mensuales ejecutadas y las diferencias determinadas en el paso previo, para cada una de las empresas distribuidoras, y se determinará su correspondiente saldo por compensación.
- 3.3 Se establecerá un programa de transferencias mensuales por compensación entre las empresas distribuidoras, para el periodo siguiente. Dicho programa se determinará considerando:
- a) los precios promedio ponderados por la potencia y/o energía facturada de los contratos de cada empresa distribuidora,
 - b) el Precio a Nivel Generación,
 - c) las pérdidas a que se refiere el artículo 64 de la Ley de Concesiones Eléctricas; y,
 - d) los saldos de las desviaciones determinadas en el numeral 3.2. anterior.

Artículo 4.- Responsabilidades de OSINERGMIN

Son responsabilidades de OSINERGMIN:

- 4.1 Administrar el funcionamiento del Mecanismo de Compensación.
- 4.2 Aprobar los procedimientos de detalle y transferencia; así como, los sistemas de información necesarios para su funcionamiento y para la determinación del Precio a Nivel Generación.

- 4.3 Calcular el Precio a Nivel Generación, así como establecer el programa de transferencias entre las empresas aportantes y receptoras del Mecanismo de Compensación, sobre la base de la información que entreguen las empresas y aquella información relacionada que disponga OSINERGMIN.
- 4.4 Publicar, antes del 1 de mayo de cada año, un informe con el estado de las transferencias por concepto del Mecanismo de Compensación.
- 4.5 Tipificar en la escala de multas y sanciones de OSINERGMIN, las penalidades aplicables a los Distribuidores por el incumplimiento de las disposiciones que regulen el funcionamiento del Mecanismo de Compensación.

Artículo 5.- Responsabilidades de los Distribuidores

Son responsabilidades de los Distribuidores:

- 5.1 Cumplir con las disposiciones que regulen el funcionamiento del Mecanismo de Compensación.
- 5.2 Presentar a OSINERGMIN una liquidación mensual detallada de las transferencias efectuadas en virtud del Mecanismo de Compensación.
- 5.3 Crear las partidas contables que registren los movimientos que se generen por aplicación del Mecanismo de Compensación.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Primera.- Publicación del primer informe con el estado de las transferencias por concepto del Mecanismo de Compensación

Lo dispuesto en el numeral 4.4 del artículo 4 de la presente norma, será de aplicación a partir del año 2008.

Segunda.- Aplicación del Mecanismo de Compensación

El Mecanismo de Compensación iniciará su operación a partir del primer cálculo del Precio a Nivel Generación a cargo de OSINERGMIN.

Tercera.- Retiros de potencia y energía sin respaldo contractual

Para efectos del cálculo de los Precios a Nivel Generación para Usuarios Regulados, los retiros de potencia y energía realizados sin respaldo contractual serán calculados considerando los Precios en Barra.

Reglamento del Consejo de Administración de Recursos para la Capacitación en Electricidad (CARELEC)

Decreto Supremo N° 020-2007-EM

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

CONSIDERANDO:

Que, en la Undécima Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, se creó el Consejo de Administración de Recursos para la Capacitación en Electricidad (CARELEC), con el objeto de financiar la transferencia de tecnología y capacitación en el ámbito del Subsector Electricidad;

Que, en la misma Disposición referida en el considerando que antecede, se establece que el presupuesto anual del CARELEC será no mayor al 10% del monto de los aportes efectuados el año anterior por los obligados al pago de la contribución al organismo normativo y de la contribución denominada Aporte por Regulación destinada al organismo regulador, conforme a lo establecido por el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, su Reglamento y por la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos;

Que, es necesario aprobar el Reglamento que permita cumplir con los objetivos previstos en el precepto legal señalado en el primer considerando del presente Decreto Supremo, mediante los recursos asignados al CARELEC;

De conformidad con lo dispuesto en el inciso 8 del Artículo 118 de la Constitución Política del Perú y en la Undécima Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica;

DECRETA:

Artículo 1.-Aprobación del Reglamento del CARELEC

Apruébese el Reglamento del Consejo de Administración de Recursos para la Capacitación en Electricidad (CARELEC), que forma parte integrante del presente Decreto Supremo.

Artículo 2.-Refrendo y vigencia

El presente Decreto Supremo será refrendado por el Ministro de Energía y Minas, y entrará en vigencia al día siguiente de su publicación en el Diario Oficial El Peruano.

Dado en la ciudad de Piura, a los doce días del mes de abril del año dos mil siete.
ALAN GARCÍA PÉREZ Presidente Constitucional de la República
JUAN VALDIVIA ROMERO
Ministro de Energía y Minas

REGLAMENTO DEL CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN DE RECURSOS PARA LA CAPACITACIÓN EN ELECTRICIDAD (CARELEC)

TÍTULO I GENERALIDADES

Artículo 1.-Ámbito de aplicación

El presente Reglamento norma las actividades del Consejo de Administración de Recursos para la Capacitación en Electricidad (CARELEC), creado con el objeto de financiar la transferencia de tecnología y capacitación en el ámbito del Subsector Electricidad.

Para efectos del presente Reglamento, el Subsector Electricidad está conformado por las dependencias del Ministerio de Energía y Minas relacionadas con las actividades eléctricas, y las personas jurídicas y naturales dedicadas y/o relacionadas a las actividades eléctricas.

TÍTULO II TRANSFERENCIA DE TECNOLOGÍA Y CAPACITACIÓN

Artículo 2.-Personal Receptor

Entiéndase por Personal Receptor, al Personal que sea presentado por su respectiva institución y seleccionado según los criterios de evaluación previamente establecidos por el CARELEC, que bajo cualquier modalidad labora en el Subsector Electricidad, sean profesionales, técnicos, egresados, estudiantes o profesores universitarios. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 044-2007-EM, publicado el 24 agosto 2007, cuyo texto es el siguiente:

“Artículo 2.-Personal del Subsector Electricidad y Personal Receptor

Entiéndase por Personal del Subsector Electricidad, al personal que sea presentado por su respectiva institución, con la finalidad de ser seleccionado según los criterios de evaluación previamente establecidos por el CARELEC, de acuerdo al numeral 5.4 del artículo 5 del presente Reglamento, que bajo cualquier modalidad labora en el Subsector Electricidad, sean profesionales, técnicos, egresados, estudiantes o profesores universitarios. El Personal del Subsector Electricidad seleccionado de acuerdo a los criterios de evaluación contenidos en el indicado artículo 5, será denominado Personal Receptor.

Están incluidos en el concepto de Personal del Subsector Electricidad, los estudiante que estén cursando el último año de educación secundaria en Colegios Nacionales, presentados para el estudio de carreras técnicas relacionadas con el Subsector Electricidad. Para estos efectos, se entiende como Colegio Nacional a los colegios de propiedad del Estado.” (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 042-2012-EM, publicado el 14 octubre 2012, cuyo texto es el siguiente:

“Artículo 2.-Personal del Subsector Electricidad y Personal Receptor

Entiéndase por personal del Subsector Electricidad, al personal que sea presentado por su respectiva institución, con la finalidad de ser seleccionado según los criterios de evaluación previamente establecidos por el CARELEC, de acuerdo al numeral 5.4 del artículo 5 del presente Reglamento, que bajo cualquier modalidad labora en el Subsector Electricidad o realiza regularmente actividades de fomento vinculadas con dicho subsector, sean profesionales, técnicos, egresados, estudiantes o profesores universitarios. El Personal del Subsector Electricidad seleccionado de acuerdo a los criterios de evaluación contenidos en el indicado artículo 5, será denominado Personal Receptor.

Están incluidos en el concepto de Personal del Subsector Electricidad, los estudiantes de Colegios Nacionales que estén cursando el último año de educación secundaria, así como los egresados de educación secundaria del año anterior; entendiéndose como Colegio Nacional a los colegios de propiedad del Estado. Igualmente, está incluido el personal de las Fuerzas Armadas que se encuentre prestando Servicio Militar Voluntario o haya egresado como Licenciado el año anterior y que cuente con secundaria completa. En ambos casos, los postulantes serán presentados por los Colegios Nacionales y por los Institutos Armados, respectivamente, para el estudio de cursos técnicos relacionados con el Subsector Electricidad.

Para los fines de participación en los convenios de prácticas pre-profesionales y pasantías, están incluidos en el concepto de Personal del Subsector Electricidad, los estudiantes de los últimos ciclos de los Programas Académicos de nivel universitario, vinculados al Subsector Electricidad y que aún no se encuentran laborando en el mismo”.

Artículo 3.-Naturaleza de las actividades comprendidas en el financiamiento

Las actividades que serán objeto de financiamiento deberán ser establecidas por el CARELEC a partir de la identificación de las necesidades del Subsector Electricidad definidas en el Plan Estratégico.

Las actividades de transferencia de tecnología y capacitación que financie el CARELEC, podrán ser desarrolladas dentro del país o en el extranjero, y deberán estar necesariamente relacionadas a temas o actividades del Subsector Electricidad. Están comprendidas como actividades de transferencia de tecnología y capacitación, las siguientes:

- 3.1 La organización y desarrollo de Cursos, Seminarios, Conferencias y otros eventos de similar naturaleza;
- 3.2 La asistencia y participación del Personal Receptor a las actividades a que se refiere el presente artículo;
- 3.3 Las prácticas preprofesionales, así como becas para la elaboración de tesis y postgrados;

- 3.4 La suscripción y ejecución de convenios, acuerdos y/o contratos con instituciones nacionales o extranjeras, para desarrollar las actividades de transferencia de tecnología y capacitación;
- 3.5 La promoción en el ámbito académico y científico, de la elaboración de trabajos de investigación, y el desarrollo y difusión de tecnologías;
- 3.6 Otras que sean establecidas previamente por el CARELEC.

La capacitación comprende temas de ingeniería, gestión, administración, finanzas, economía, contabilidad, derecho, informática, negociación, arbitraje, comercio internacional, idiomas y otros similares. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 042-2012-EM, publicado el 14 octubre 2012, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 3.-Naturaleza de las actividades comprendidas en el financiamiento

Las actividades que serán objeto de financiamiento deberán ser establecidas por el CARELEC, a partir de la identificación de las necesidades del Subsector Electricidad definidas en el Plan Estratégico.

Las actividades de transferencia de tecnología y capacitación que financie el CARELEC, podrán ser desarrolladas dentro del país o en el extranjero y deberán estar necesariamente relacionadas a temas o actividades del Subsector Electricidad. Están comprendidas como actividades de transferencia de tecnología y capacitación, las siguientes:

- 3.1. La organización y desarrollo de Cursos, Seminarios, Conferencias y otros eventos de similar naturaleza.
- 3.2. La asistencia y participación del Personal Receptor a las actividades a que se refiere el presente artículo.
- 3.3. Las prácticas pre-profesionales, pasantías, así como las becas para la elaboración de monografías, tesis de grado profesional y de postgrado de interés para el Subsector Electricidad.
- 3.4. La suscripción y ejecución de convenios, acuerdos y/o contratos con instituciones nacionales o extranjeras, para desarrollar las actividades de transferencia de tecnología y capacitación.
- 3.5. La promoción en el ámbito académico y científico para la elaboración de trabajos de investigación así como el desarrollo y difusión de tecnologías.
- 3.6. Otras que sean establecidas previamente por el CARELEC.

La capacitación comprende temas de ingeniería, gestión, administración, finanzas, economía, contabilidad, derecho, informática, negociación y resolución de conflictos, tecnologías energéticas, energías renovables, energética, gestión ambiental, desarrollo sostenible, gestión de la energía, electrónica, automática e instrumentación, sistemas de potencia, eficiencia energética, idiomas y otros temas de interés del Subsector Electricidad.

El Personal Receptor beneficiario de maestrías, doctorados o cursos de postgrado presentado por entidades o instituciones privadas o públicas del Subsector Electricidad

deberá comprometerse a permanecer laborando en las mismas, en las condiciones que su respectivo régimen contractual establezca”.

TÍTULO III

INTEGRACIÓN Y FUNCIONES

Artículo 4.-Integración del CARELEC

El CARELEC estará integrado por tres (3) miembros:

- 4.1 El Viceministro de Energía, quien lo presidirá;
- 4.1 El Secretario General del Ministerio de Energía y Minas;
- 4.2 El Director General de Electricidad.

El CARELEC contará con un Secretario Ejecutivo, el que tendrá a su cargo la ejecución de las actividades aprobadas conforme al Reglamento Interno de Funcionamiento. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 042-2012-EM, publicado el 14 octubre 2012, cuyo texto es el siguiente:

“Artículo 4.-Integración del CARELEC El Consejo Directivo del CARELEC estará integrado por tres (3) miembros:

- 4.1. El Viceministro de Energía, quien lo presidirá;
- 4.2. El Secretario General del Ministerio de Energía y Minas;
- 4.3. El Director General de Electricidad.

Dicho Consejo contará con un Secretario Ejecutivo, el que tendrá a su cargo la coordinación de los acuerdos correspondientes.”

TÍTULO IV

FUNCIONES

Artículo 5.-Funciones del CARELEC El CARELEC, tiene las siguientes funciones:

- 5.1 Elaborar su Reglamento Interno de Funcionamiento y proponer sus modificaciones cuando lo considere pertinente.
- 5.2 Elaborar el Plan Estratégico, el Plan Anual de Actividades y el Presupuesto Anual, para su aprobación por el Titular del Sector Energía y Minas;
- 5.3 Administrar los recursos señalados en el Artículo 6;
- 5.4 Elaborar y aprobar los criterios de evaluación del Personal del Subsector Electricidad que recibirá la transferencia de tecnología y capacitación;
- 5.5 Seleccionar al Personal del Subsector Electricidad que recibirá la transferencia de tecnología y capacitación, y definir los derechos y obligaciones del Personal Receptor;
- 5.6 Aprobar la adquisición de bienes y servicios, necesarios para el funcionamiento de la Secretaría Ejecutiva;

- 5.7 Presentar al Despacho del Titular del Sector Energía y Minas, los informes anuales y los que le sean requeridos sobre sus actividades y la evaluación de la ejecución de su Plan y Presupuesto;
- 5.8 Disponer la publicación del Informe de Gestión del año anterior en la página Web del Ministerio de Energía y Minas, a más tardar el 30 de marzo de cada año.

TÍTULO V

RECURSOS PARA LA CAPACITACIÓN EN ELECTRICIDAD

Artículo 6.-Fuente de los recursos

Los recursos para el financiamiento del CARELEC serán depositados mensualmente por el Ministerio de Energía y Minas y OSINERGMIN, en las cuentas bancarias que el CARELEC abrirá a su nombre en instituciones integrantes del Sistema Financiero Nacional. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 042-2012-EM, publicado el 14 octubre 2012, cuyo texto es el siguiente:

“Artículo 6.-Fuente de los recursos

Los recursos para el financiamiento del CARELEC, que equivalen a no más del diez por ciento (10%) del monto de los aportes efectuados por las empresas eléctricas el año anterior, a que se refiere el inciso g) del artículo 31 de la Ley de Concesiones Eléctricas, tienen como origen las fuentes que se indican, las mismas que serán utilizadas de acuerdo a la normatividad vigente:

6.1. Recursos Directamente Recaudados

Dirección General de Electricidad -Ministerio de Energía y Minas.

6.2. Donaciones y Transferencias

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería -OSINERGMIN”.

Artículo 7.-Destino de los recursos

Los recursos se utilizarán para financiar la transferencia de tecnología y la capacitación, orientadas a la actualización y perfeccionamiento técnico y profesional del Personal del Subsector Electricidad seleccionado, con la finalidad de contribuir al desarrollo del Subsector.(*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 2 del Decreto Supremo N° 044-2007-EM, publicado el 24 agosto 2007, cuyo texto es el siguiente:

“Artículo 7.-Destino de los recursos

Los recursos se utilizarán para financiar las transferencias de tecnología y la capacitación, orientadas a la actualización y perfeccionamiento técnico y profesional del Personal Receptor, con la finalidad de contribuir al desarrollo del Subsector Electricidad.”

Artículo 8.-Administración de los recursos

El CARELEC realizará directamente las operaciones de tesorería derivadas de las actividades de transferencia de tecnología y capacitación que auspicie con cargo a sus recursos.

El CARELEC se apoyará administrativa y contablemente en el Comité de Administración de los Recursos para Capacitación (CAREC).

El CARELEC deberá registrar documentaria y contablemente el uso de los recursos, de acuerdo a lo determinado en su Reglamento Interno de Funcionamiento. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 042-2012-EM, publicado el 14 octubre 2012, cuyo texto es el siguiente:

“Artículo 8.-Administración de los recursos

El Ministerio de Energía y Minas, a través de la Oficina General de Administración, realizará directamente las operaciones de tesorería derivadas de las actividades de transferencia de tecnología y capacitación que auspicie el CARELEC, con cargo a sus recursos”.

TÍTULO VI CONTROL

Artículo 9.-Control del cumplimiento del Reglamento

El Ministerio de Energía y Minas, a través de la instancia competente, ejercerá las acciones de control del cumplimiento de las disposiciones contenidas en el presente Reglamento.

DISPOSICIÓN TRANSITORIA

ÚNICA.-Dentro de un plazo de treinta (30) días hábiles, contados a partir de la vigencia del presente Reglamento, el CARELEC elaborará su Reglamento Interno de Funcionamiento, el mismo que será aprobado por Resolución del Viceministro de Energía.

Reglamento de Transmisión y modifican Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas Decreto Supremo N° 027-2007-EM

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

CONSIDERANDO:

Que, el 23 de julio de 2006 fue publicada la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, con el objeto de perfeccionar la Ley de Concesiones Eléctricas mediante la introducción de mejoras en el marco regulatorio, con un sistema de garantías de energía adecuada, suficiente y oportuna; promoviendo la competencia efectiva en el ámbito del mercado mayorista;

Que, en el Capítulo Quinto de la referida Ley se encuentran las normas para la adecuación del marco legal de la transmisión que deben ser materia de reglamentación;

Que, con el objeto de contar con un marco normativo coherente para la transmisión eléctrica, es necesario modificar diversos artículos del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas relacionados con los Sistemas Secundarios de Transmisión;

De conformidad con lo dispuesto en el inciso 8 del Artículo 118° de la Constitución Política del Perú, y en la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica;

DECRETA:

Artículo 1°.- Aprobación del Reglamento de Transmisión

Aprobar el Reglamento de Transmisión, el mismo que forma parte integrante del presente Decreto Supremo y que consta de 7 Títulos, 30 Artículos, 1 Disposición Final y 5 Disposiciones Transitorias.

Artículo 2°.- Modificación del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas

Modifíquense los Artículos 127°, 128°, y 139°, y agréguese un párrafo final al Artículo 135° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM, de acuerdo con lo siguiente:

"Artículo 127°. Los factores nodales de energía, a que se refiere el Artículo 48° de la Ley, se determinarán para las horas de punta y horas fuera de punta.

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 nodales de energía se efectuará empleando las características reales de dicho sistema de transmisión."

"Artículo 128°. Para la fijación de los Precios en Barra de energía, a que se refiere el Artículo 47° de la Ley, el sistema de transmisión a considerar comprenderá todas aquellas instalaciones del SEIN hasta el límite donde se inician las instalaciones que sirven en forma exclusiva a la demanda y hasta el límite donde se inician las instalaciones que sirven de forma exclusiva a la generación."

“Artículo 135°. (...)”

(...)

El Ingreso Tarifario a que se refiere el presente Artículo es el Ingreso Tarifario Nacional”

“Artículo 139°. Las compensaciones por el uso de las redes de distribución, a que se refiere el Artículo 62° de la Ley, serán equivalentes al Valor Agregado de Distribución correspondiente, considerando los factores de simultaneidad y las respectivas pérdidas de distribución. El Valor Agregado de Distribución considerará la demanda total del sistema de distribución.

Las compensaciones y las tarifas de transmisión a que se refieren los Artículos 44° y 62° de la Ley; así como, las compensaciones y tarifas del Sistema Complementario de Transmisión a que se refiere el Artículo 27° de la Ley N° 28832, serán fijadas por OSINERGMIN, teniendo presente lo siguiente:

a) Criterios Aplicables

- I) El pago mensual que efectúen los generadores por las instalaciones de transmisión se denomina Compensación.
- II) Las instalaciones de transmisión a que se refiere este artículo comprenden tanto las pertenecientes al Sistema Secundario de Transmisión como al Sistema Complementario de Transmisión, salvo que se indique lo contrario.
- III) El Plan de Transmisión se refiere al definido en el Artículo 21° de la Ley N° 28832.
- IV) El pago que realicen los consumidores se denomina Peaje que se aplicará como un cargo por unidad de energía consumida. Para el caso de las instalaciones que comprenden el sistema de transmisión, a que se refiere el Artículo 128°, el pago incluirá, además del Peaje, la aplicación de los factores nodales de energía y los factores de pérdidas de potencia.
- V) El Plan de Inversiones está constituido por el conjunto de instalaciones de transmisión requeridas que entren en operación dentro de un período de fijación de Peajes y Compensaciones. Será aprobado por OSINERGMIN y obedece a un estudio de planificación de la expansión del sistema de transmisión considerando un horizonte de diez (10) años, que deberá preparar obligatoriamente cada concesionario de las instalaciones de transmisión remuneradas exclusivamente por la demanda.
- VI) El Costo Medio Anual de las instalaciones de transmisión corresponde al monto anual que permite retribuir los costos de inversión, operación y mantenimiento.
- VII) Los Costos de Explotación son los definidos en el Artículo 1° de la Ley N° 28832.
- VIII) Los Ingresos Esperados Anuales corresponden al monto que se debe liquidar anualmente.
- IX) La Tasa Mensual para el cálculo de las Tarifas y Compensaciones; así como, para la actualización de los ingresos mensuales de la liquidación anual, se determina aplicando fórmulas de interés compuesto y la Tasa de Actualización anual establecida en el Artículo 79° de la LCE.

b) Costo Medio Anual:

- I) El Costo Medio Anual de las instalaciones de los Sistemas Secundarios de Transmisión que son remuneradas de forma exclusiva por la demanda, excepto las instalaciones comprendidas en las concesiones otorgadas al amparo del Texto Único Ordenado 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 mediante Decreto Supremo N° 059-96-PCM, se fijará por única vez.

Este Costo Medio Anual será igual al ingreso anual por concepto de Peaje e ingreso tarifario y deberá ser actualizado, en cada fijación tarifaria, de acuerdo con las fórmulas de actualización que para tal fin establecerá OSINERGMIN, las mismas que tomarán en cuenta los índices de variación de productos importados, precios al por mayor, precio del cobre y precio del aluminio.

Cuando alguna de estas instalaciones sea retirada de operación definitiva, el Costo Medio Anual se reducirá en un monto proporcional al Costo Medio Anual de la referida instalación respecto del Costo Medio Anual del conjunto de instalaciones que pertenecen a un determinado titular de transmisión. Este monto será determinado según el procedimiento que establezca OSINERGMIN.

- II) El Costo Medio Anual de las Instalaciones de transmisión no comprendidas en el numeral anterior, estará conformado por la anualidad de la inversión para un período de recuperación de hasta treinta (30) años, con la tasa de actualización a que se refiere el Artículo 79° de la Ley, y el correspondiente costo anual estándar de operación y mantenimiento según lo especificado en el numeral VI) siguiente.
- III) En cada fijación tarifaria, el Costo Medio Anual de las instalaciones de transmisión que son remuneradas de forma exclusiva por la demanda, deberá incluir la valorización de las instalaciones existentes en dicha oportunidad y de las incluidas en el respectivo Plan de Inversiones.
- IV) La valorización de la inversión de las instalaciones de transmisión a que se refiere el numeral II) anterior, será efectuada sobre la base de costos estándares de mercado.
- V) Para este propósito, OSINERGMIN establecerá y mantendrá actualizada y disponible, para todos los interesados, la Base de Datos que corresponda.
- VI) El costo anual estándar de operación y mantenimiento será equivalente a un porcentaje del costo de inversión, que será determinado y aprobado por OSINERGMIN cada seis (06) años.
- VII) En el caso de los Sistemas Complementarios de Transmisión, excepto aquellos a que se refiere el literal c) del numeral 27.2 del Artículo 27° de la Ley N° 28832, OSINERGMIN evaluará la necesidad de mantener en uso la correspondiente instalación de transmisión con una anticipación de dos (02) años previos a la finalización del período de recuperación a que se refiere el numeral II) anterior. De ser necesario, se establecerá el nuevo plazo de operación. Asimismo, el Costo Medio Anual reconocerá únicamente los Costos de Explotación.

c) Configuración del Sistema Eléctrico a Remunerar

- I) Para el caso de las instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión que son parte del Plan de Transmisión y cuya construcción es el resultado de iniciativa propia de uno o varios agentes, el costo de inversión se calculará de acuerdo con la configuración del sistema definido en el referido Plan de Transmisión.

- II) Para el caso de las instalaciones a que se refiere el literal c) del numeral 27.2 del Artículo 27° de la Ley N° 28832 y de las instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión, excepto aquellas a que se refiere el numeral I) del literal b) del presente Artículo, el costo de inversión tendrá en cuenta la configuración de un Sistema Económicamente Adaptado.
- III) Para el caso de las instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión, excepto aquellas a que se refiere los numerales I) y II) precedentes, el costo de inversión se calculará con la configuración del sistema definido en el Plan de Inversiones correspondiente.

d) Frecuencia de Revisión y Actualización

- I) El costo de inversión, de las instalaciones de transmisión, a que se refiere el numeral II) del literal b) del presente Artículo se establecerá por una sola vez, antes de su entrada en operación comercial y se actualizará en cada fijación del Costo Medio Anual.
- II) El Costo Medio Anual y su fórmula de actualización se fijará cada cuatro (04) años.
- III) La fijación de Compensaciones y Peajes y sus fórmulas de actualización se realizará cada cuatro años según se establece en el literal i) siguiente.
- IV) El cálculo de la Liquidación Anual y el correspondiente reajuste de Peajes se realizará cada año según se establece en el numeral VII) del literal i) siguiente.

e) Responsabilidad de Pago

- I) A los titulares de generación que utilicen de manera exclusiva instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión, se les asignará el 100% del pago de dichas instalaciones.
- II) A la demanda de una determinada área atendida de forma exclusiva por instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión, se le asignará el 100% del pago de dichas instalaciones.
- III) Para las instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión no contempladas en ninguno de los casos anteriores, OSINERGMIN definirá la asignación de responsabilidad de pago a la generación o a la demanda, o en forma compartida entre ambas. Para ello, deberá tener en cuenta el uso y/o el beneficio económico que cada instalación proporcione a los generadores y/o demanda, así como lo dispuesto por el cuarto párrafo de la Sexta Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832.
- IV) La responsabilidad de pago de las instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión que son parte del Plan de Transmisión y cuya construcción es el resultado de iniciativa propia de uno o varios agentes, se realizará conforme a los criterios señalados en el numeral III) anterior.
- V) A la demanda de una determinada área atendida de forma exclusiva por instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión diferentes de aquellas a que se refieren el numeral IV) precedente y el literal c) del numeral 27.2 del Artículo 27° de la Ley N° 28832, se le asignará el 100% del pago de dichas instalaciones.
- VI) La asignación de la responsabilidad de pago entre la demanda y la generación de las instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión a que se refieren los numerales IV) y V) precedentes, se determinará por única vez.

- VII) La distribución entre los generadores de la responsabilidad de pago asignada a ellos, se revisará en cada fijación tarifaria o a solicitud de los interesados, de acuerdo con el procedimiento que establezca OSINERGMIN.

f) Liquidación Anual

- I) Para las instalaciones que son remuneradas por la demanda se deberán incorporar, mediante liquidaciones anuales, las diferencias entre los Ingresos Esperados Anuales para el año anterior y lo que correspondió facturar en dicho período.
- II) Para el caso de las instalaciones a que se refiere el numeral V) del literal e) del presente Artículo, la liquidación anual de ingresos deberá considerar, además, un monto que refleje:
- El desvío entre las fechas previstas en el Plan de Inversiones de la fijación anterior y las fechas efectivas de puesta en servicio de las instalaciones de transmisión.
 - Los retiros de operación definitiva de instalaciones de transmisión.
- III) Para efectos de la liquidación anual, los ingresos mensuales se capitalizarán con la Tasa Mensual
- IV) El procedimiento de detalle será establecido por OSINERGMIN.

g) Peajes por Terceros

Los cargos que corresponden asumir a terceros por instalaciones construidas por acuerdo de partes, serán determinados por OSINERGMIN a solicitud de los interesados.

h) Determinación de Compensaciones

Las Compensaciones que corresponde pagar a los generadores conforme al literal e) del presente Artículo, se calcularán a partir del Costo Medio Anual aplicando la Tasa Mensual.

i) Determinación de Peajes

- I) Las instalaciones de transmisión asignadas a la demanda, se agruparán por áreas a ser definidas por OSINERGMIN.
- II) Para cada área se determinará un Peaje único por cada nivel de tensión.
- III) Para instalaciones de transmisión comprendidas en la red de muy alta tensión que defina el OSINERGMIN, el cálculo de los Peajes deberá tomar en cuenta los ingresos tarifarios originados por los factores nodales de energía y factores de pérdidas marginales de potencia.
- IV) El Peaje, expresado en ctm \$./kWh, que será pagado por los usuarios de una determinada área, será calculado como el cociente del valor actualizado del Costo Medio Anual y de la demanda de cada área para un período no menor de cinco (05) años que será determinado por OSINERGMIN. El flujo esperado de ingresos del titular de transmisión deberá permitir recuperar la inversión en un período de hasta treinta (30) años.
- V) El precio en las barras del Sistema Secundario de Transmisión o del Sistema Complementario de Transmisión, incluirá el Peaje correspondiente.

- VI) Para la expansión de Precios en Barra en los Sistemas Secundarios de Transmisión o Sistemas Complementarios de Transmisión no comprendidas en el numeral III) anterior, se utilizarán factores de pérdidas medias.
- VII) Los Peajes se reajustarán anualmente para incluir los efectos de la liquidación anual a que se refiere el literal f) anterior.

El OSINERGMIN elaborará y aprobará todos los procedimientos necesarios para la aplicación del presente artículo."

Artículo 3°.- Derogatorias

Deróguense los Artículos 132° y 138° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM; el Decreto Supremo N° 029-2002-EM, así como todas las disposiciones que se opongan al presente Decreto Supremo.

Artículo 4°.- Refrendo y vigencia

El presente Decreto Supremo será refrendado por el Ministro de Energía y Minas y entrará en vigencia al día siguiente de su publicación.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

PRIMERA.- El Peaje y el ingreso tarifario a que se refiere el numeral I) del literal b) del Artículo 139° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, conforme ha sido modificado por el Artículo 2° del presente Decreto Supremo, serán los que se encuentren vigentes al 31 de marzo de 2009.

SEGUNDA: Las Tarifas y Compensaciones de los Sistemas Secundarios de Transmisión y de los Sistemas Complementarios de Transmisión que se fijen aplicando el Artículo 139° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, conforme ha sido modificado por el presente Decreto Supremo, se aplicarán a partir del 01 de noviembre del año 2009.

TERCERA.- Por excepción, el período que comprenda el primer Plan de Inversiones a que se refiere el Numeral III) del literal b) del Artículo 139° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, conforme ha sido modificado por el presente Decreto Supremo, se inicia a partir de la vigencia de la Ley N° 28832.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los dieciséis días del mes de mayo del año dos mil siete.

ALAN GARCÍA PÉREZ

Presidente Constitucional de la República

JUAN VALDIVIA ROMERO

Ministro de Energía y Minas

REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN

TÍTULO I

DEFINICIONES

Artículo 1°.- Definiciones y siglas

Todas las expresiones que contengan palabras, ya sea en plural o singular, y que empiecen con mayúscula, tienen los significados que se indican a continuación o los que se definen en el Artículo 1° de la Ley.

- 1.1 **Anteproyecto.-** Documento que describe las características generales y alcances del proyecto, elaborado a nivel de estudio de ingeniería preliminar. Incluye entre otros: Memoria descriptiva del proyecto, diagramas unifilares, especificaciones técnicas básicas, capacidad de la instalación, rutas probables y/o ubicación referencial de las instalaciones, presupuesto estimado y plazo máximo de puesta en operación comercial.
- 1.2 **Capacidad Comprometida.-** Es la capacidad contratada por los usuarios existentes de una instalación de transmisión en un momento dado.
- 1.3 **Capacidad de Conexión.-** Es el límite máximo de capacidad para inyectar o retirar energía en un determinado nodo del Sistema de Transmisión, respetando las limitaciones constructivas, de calidad y de seguridad de operación del sistema en un momento dado. La información sobre estos límites se mantendrá permanentemente actualizada en el portal de Internet de OSINERGMIN.
- 1.4 **Capacidad Disponible.-** Es la diferencia entre la Capacidad Efectiva de Transporte y la Capacidad Comprometida de una instalación del Sistema de Transmisión. Esta información se mantendrá permanentemente actualizada en el portal de Internet de OSINERGMIN.
- 1.5 **Capacidad Efectiva de Transporte.-** Es la capacidad de transporte de una determinada instalación del Sistema de Transmisión, considerando las restricciones constructivas, operativas, de calidad y de seguridad de operación del sistema en un momento dado.
- 1.6 **Concesión Definitiva de Transmisión Eléctrica (Concesión Definitiva).-** Derecho otorgado por el Ministerio para el desarrollo de la actividad de transmisión de energía eléctrica por plazo indefinido, al amparo del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas.
- 1.7 **Contrato de Concesión Definitiva de Transmisión Eléctrica (Contrato de Concesión Definitiva).-** Es el contrato de concesión celebrado al amparo del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, para el desarrollo de la actividad de transmisión de energía eléctrica, de acuerdo con lo previsto en el Artículo 3°, inciso b), de la citada Ley.
- 1.8 **Contrato de Concesión de SGT.-** Contrato suscrito entre el Estado Peruano, representado por el Ministerio, y el o los ganadores de una licitación o el concesionario que ejecute una instalación de Refuerzo. Este contrato establece el compromiso de construcción, propiedad, operación, régimen tarifario y devolución al Estado al término del Contrato, según sea aplicable a cada caso en particular.

También son Contratos de Concesión de SGT los que se suscriben para explotar las instalaciones que se licitan de acuerdo con lo dispuesto en el literal d), del numeral 22.2, del Artículo 22° de la Ley.

- 1.8.A **Contrato de Concesión de SCT.**- Contrato suscrito entre el Estado Peruano, representado por el Ministerio y el ganador de una licitación de un Sistema Complementario de Transmisión conforme el numeral 3.6 del Artículo 3° del presente Reglamento. Este contrato establece el compromiso de construcción, propiedad, operación, régimen tarifario y devolución al Estado al término del Contrato, según sea aplicable a cada caso en particular, así como el plazo del contrato, el periodo de recuperación y la Tasa de Actualización, la cual corresponderá a valor establecido en el Artículo 79° de la Ley de Concesiones Eléctricas vigente a la fecha de la convocatoria a la licitación. También son Contratos de Concesión de SCT los que se suscriban para explotar las instalaciones que eventualmente se liciten al vencimiento del Contrato conforme el numeral 3.7 del Artículo 3° del presente Reglamento.
- 1.9 **Dirección General de Electricidad (Dirección).**- Órgano de Línea del Ministerio de Energía y Minas, responsable de revisar el Plan de Transmisión, darle conformidad, así como conducir el proceso de licitación de las instalaciones del SGT.
- 1.10 **Estudio de Pre Operatividad.**- Estudio que determina y evalúa el impacto de una nueva instalación en la operación del SEIN, en la capacidad del Sistema de Transmisión, así como en la fiabilidad y calidad de las operaciones. El horizonte de análisis es determinado por el COES en relación con la magnitud de la nueva instalación.
- 1.11 **Ley.**- Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.
- 1.12 **Mandato de Conexión.**- Resolución emitida por OSINERGMIN que ordena la conexión a un Sistema de Transmisión.
- 1.13 **Ministerio.**- Ministerio de Energía y Minas.
- 1.14 **OSINERGMIN.**- Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.
- 1.15 **Período de Vigencia del Plan de Transmisión.**- Período de dos (02) años, que se inicia el 01 de enero del año siguiente al de la aprobación del Plan de Transmisión.
- 1.16 **Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión (Proyectos Vinculantes)** Corresponde a los proyectos nuevos y Refuerzos incluidos en el Plan de Transmisión, cuyas actividades para su ejecución deben iniciarse dentro del Período de Vigencia del Plan de Transmisión. Se incluye las instalaciones a las que se refiere el literal d) del numeral 22.2 del Artículo 22° de la Ley.
- 1.17 **SCT.**- Sistema Complementario de Transmisión.
- 1.18 **SGT.**- Sistema Garantizado de Transmisión.
- 1.19 **Sistema de Transmisión.**- Son las instalaciones de alta o muy alta tensión que permiten el intercambio de energía eléctrica, incluyen las líneas de transmisión y otras instalaciones tales como subestaciones de transformación, centros de control, instalaciones de compensación reactiva, elementos de regulación de tensión y transferencia de potencia activa y otras instalaciones asociadas.

TÍTULO II

ASPECTOS GENERALES

Artículo 2°.- Instalaciones que conforman el Sistema Garantizado de Transmisión

- 2.1 El SGT está conformado por todas aquellas instalaciones incluidas en el Plan de Transmisión que se construyen como resultado de un proceso de licitación.
- 2.2 Los titulares de las correspondientes instalaciones deberán suscribir un Contrato de Concesión de SGT y el correspondiente Contrato de Concesión Definitiva de Transmisión Eléctrica.
- 2.3 El plazo de vigencia del Contrato de Concesión de SGT será establecido en cada caso por el Ministerio, tomando en consideración las recomendaciones del Plan de Transmisión y la vida útil de dichas instalaciones.

Artículo 3°.- Instalaciones que conforman el Sistema Complementario de Transmisión.

Forman parte del SCT:

- 3.1 Todas aquellas instalaciones del Plan de Transmisión que son construidas por iniciativa propia de los Agentes.
- 3.2 Las instalaciones del Sistema de Transmisión a que se refiere el literal c), numeral 27.2 del Artículo 27° de la Ley.
- 3.3 Las instalaciones de transmisión construidas por iniciativa de los Distribuidores, que no se encuentran incluidas en los alcances del Plan de Transmisión.
- 3.4 Toda otra instalación no incluida en el Plan de Transmisión.
- 3.5 En todos los casos es necesario que se suscriba el correspondiente Contrato de Concesión Definitiva de Transmisión Eléctrica, excepto cuando se trate de Distribuidores para instalaciones de transmisión dentro de su zona de concesión de distribución.
- 3.6 Conforme al Decreto Legislativo N° 1012, el Ministerio o PROINVERSIÓN podrá conducir los procesos de licitación para la ejecución y operación de las instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión, que sean de uso exclusivo de la demanda, que no estén comprendidos el Plan de Transmisión ni en los numerales 3.1, 3.2 y 3.3 anteriores y que hayan sido priorizados por el Ministerio, tomando como referencia, entre otros, los estudios elaborados para el Plan de Inversiones o el Plan de Transmisión. Se deberá contar con opinión previa del OSINERGMIN y COES sobre la necesidad de estas instalaciones.
- 3.7 Una vez vencido el plazo del Contrato de Concesión de SCT, los activos de transmisión serán transferidos al Estado sin costo alguno. Dos años previos al vencimiento del plazo del Contrato de Concesión de SCT, OSINERGMIN evaluará la necesidad y el plazo de mantener en uso la instalación de transmisión. En caso que resulte conveniente continuar con su utilización, el Ministerio procederá a licitar nuevamente la concesión, empleando como factor de competencia la remuneración que cubra los Costos de Explotación durante el siguiente plazo de concesión. (*)

- 3.8 El plazo máximo de concesión de los Contratos de Concesión de SCT, será de 30 años de operación comercial más el tiempo necesario para la construcción de las instalaciones comprendidas en el Contrato y será fijado en cada caso por el Ministerio.

Artículo 4°.- Manifestación de Interés y Suscripción de Contrato de Concesión Definitiva de Transmisión Eléctrica para el SCT

- 4.1 A partir de la entrada en vigencia del Plan de Transmisión, los Agentes interesados en construir y operar alguna de las instalaciones comprendidas entre los Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión, contarán con un plazo no prorrogable de treinta (30) días calendario, para manifestar su interés de construir y operar dichas instalaciones, mediante comunicación escrita a la Dirección acompañada con una carta fianza a favor del Ministerio por un monto equivalente al diez por ciento (10%) del presupuesto estimado del proyecto indicado en el Plan de Transmisión y validez de ciento ochenta (180) días calendario.
- 4.2 En caso de concurrencia de manifestaciones de interés, dentro del indicado plazo de treinta (30) días calendario, el Ministerio seleccionará al Agente habilitado para solicitar la Concesión Definitiva de Transmisión Eléctrica, mediante el procedimiento que se establezca.
- 4.3 Después de registrada la expresión de interés y seleccionado el Agente, éste contará con un plazo de ciento ochenta (180) días calendario para solicitar la Concesión Definitiva de Transmisión Eléctrica.
- 4.4 En los casos en que el Agente no presente la solicitud de Concesión Definitiva de Transmisión Eléctrica dentro del plazo indicado en el numeral 4.3, se ejecutará la fianza indicada en 4.1, salvo caso fortuito o fuerza mayor.
- 4.5 En los casos a que se refiere el numeral precedente, o cuando el Ministerio denegara el otorgamiento de la concesión, éste o en su caso PROINVERSION, procederán a licitar la instalación y quedan autorizados a utilizar los estudios, certificados, permisos y otra documentación que el solicitante originario hubiera presentado como parte del trámite para obtener la concesión definitiva de transmisión. En las Bases de la licitación se establecerá el monto que el adjudicatario de la buena pro deberá reembolsar al solicitante originario antes de la firma del Contrato de Concesión de SGT.

Artículo 5°.- Instalaciones que constituyen Refuerzos

Para ser considerada como Refuerzo, una instalación de transmisión debe cumplir con lo siguiente:

- 5.1 Estar incluida en el Plan de Transmisión;
- 5.2 Satisfacer lo establecido en la Definición 26 de la Ley, y;
- 5.3 No superar la suma de US\$ 30 000 000 (Treinta Millones de Dólares Americanos) como monto global de inversiones para instalaciones hasta 220 kV y de US\$ 60 000 000 (Sesenta Millones de Dólares Americanos) para instalaciones de 500 kV. Estos límites serán actualizados anualmente por el Ministerio, considerando la variación del índice de precios denominado "Finished Goods Less Food and Energy", Serie WPSSOP3500, publicado por el Bureau of Labor Statistics del US Department of Labor,

de los Estados Unidos de América o el Índice de Precios que lo sustituya conforme a la Institución que lo expide.

Artículo 6°.- Refuerzos de Sistemas regidos por Contratos Ley

Los Refuerzos de las instalaciones pertenecientes al Sistema Principal o al Sistema Secundario de Transmisión y que se encuentren regulados por contratos Ley suscritos al amparo del Texto Único Ordenado 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 mediante Decreto Supremo N° 059-96-PCM, se rigen por las cláusulas de dichos Contratos de Concesión.

Artículo 7°.- Implementación de los Refuerzos

- 7.1. Una vez aprobado y publicado el Plan de Transmisión, los titulares de las instalaciones sobre las que se ha previsto ejecutar los Refuerzos incluidos en la relación de Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión, tienen un plazo de treinta (30) días hábiles para someter a consideración de OSINERGMIN la especificación detallada de las obras del Refuerzo a ejecutarse.
- 7.2. Dentro de los treinta (30) días hábiles después de vencido el plazo señalado en el numeral anterior, OSINERGMIN determinará una propuesta de Base Tarifaria para las correspondientes instalaciones de Refuerzo.
- 7.3. Una vez aprobada la Base Tarifaria, los respectivos titulares tienen un plazo de quince (15) días hábiles para ejercer su derecho de preferencia a que se refiere el literal b) del numeral 22.2 del artículo 22° de la Ley.
- 7.4. Cuando la instalación a ser reforzada sea del SGT y el titular de dicha instalación ejerza su derecho de preferencia, suscribirá el Addendum a su Contrato de Concesión del SGT para que la instalación de Refuerzo sea incorporada a dicho Contrato. El Refuerzo formará parte del SGT desde la fecha en que entre en operación comercial.
- 7.5. En caso de que el titular de las instalaciones que deben ser reforzadas no ejerciera su derecho de preferencia para ejecutar la obra de Refuerzo, o habiéndolo ejercido no cumpla con suscribir el correspondiente Contrato de Concesión dentro del plazo máximo de quince (15) días hábiles de notificado, el Ministerio podrá evaluar la pertinencia de: i) en la siguiente actualización del Plan de Transmisión retirar los Refuerzos del Plan de Transmisión, recabando previamente la opinión del COES y OSINERGMIN; o, ii) iniciar el proceso de licitación para la construcción, operación y mantenimiento del respectivo Refuerzo, quedando el Concesionario existente obligado a dar las correspondientes facilidades para las actividades que sean necesarias a efecto del proceso de licitación, ejecución de los estudios que correspondan, así como para la construcción, operación y mantenimiento de las instalaciones de Refuerzo.
- 7.6. Lo establecido en el presente artículo es de aplicación a los Refuerzos de cualquiera de las instalaciones que integran los Sistemas de Transmisión comprendidos en el numeral 20.1 del artículo 20° de la Ley. En las situaciones particulares en que no sea posible aplicar los procedimientos establecidos, el Ministerio podrá adoptar un mecanismo específico que responda a las características de la instalación a reforzar.

Artículo 8°.- Valor remanente de los Refuerzos de instalaciones del SGT

- 8.1 OSINERGMIN determinará el valor remanente de las instalaciones de Refuerzo de instalaciones del SGT que se hayan ejecutado durante el plazo de vigencia de la concesión, utilizando para ello la Base Tarifaria establecida y las compensaciones percibidas por el concesionario a la fecha de terminación del respectivo Contrato de Concesión de SGT.
- 8.2 En caso que la instalación de transmisión deba continuar en servicio en aplicación del literal d) del numeral 22.2 del Artículo 22° de la Ley, el Concesionario entrante pagará al Concesionario saliente, el valor remanente de los Refuerzos en la oportunidad que asuma la operación de las instalaciones.

Artículo 9°.- Instalaciones que continúan en servicio al vencimiento del Contrato de Concesión de SGT

- 9.1 La concesión, cuya instalación según lo previsto en el Plan de Transmisión deba continuar en servicio por aplicación de lo dispuesto en el literal d) del numeral 22.2 del Artículo 22° de la Ley, será licitada por el Ministerio o encargada a PROINVERSION de acuerdo a lo establecido en el Artículo 20°, con una anticipación no menor de dieciocho (18) meses a la fecha de conclusión del respectivo Contrato de Concesión de SGT. El ganador de la licitación suscribirá el nuevo Contrato de Concesión del SGT.
- 9.2 Los concesionarios, saliente y entrante, son responsables de iniciar las coordinaciones para la transferencia de la Concesión Definitiva al menos con seis (06) meses de anticipación a la fecha de finalización del Contrato de Concesión de SGT. El concesionario saliente queda obligado a transferir junto con las instalaciones, toda la información de protocolos de servicio, registros de mantenimiento, plan de aseguramiento de la calidad y todo otro bien que se requiera para la operación fiable y segura de las mismas.

Artículo 10°.- Conformidad previa del COES para las Instalaciones del SCT

- 10.1 El interesado en ejecutar un proyecto del SCT, solicitará al COES un certificado de conformidad de acuerdo a lo establecido en el literal a) del numeral 27.2 de la Ley, sustentado con un Estudio de Pre Operatividad. El COES establecerá el procedimiento que se requiera para este efecto.
- 10.2 El COES deberá proporcionar a los interesados, la información de las instalaciones existentes del SEIN que ellos requieran para efectuar los Estudios de Pre Operatividad.
- 10.3 Para el otorgamiento de la Concesión Definitiva de Transmisión Eléctrica, el interesado presentará a la Dirección el certificado de conformidad emitido por el COES.

Artículo 11°.- Utilización y acceso al Sistema de Transmisión

- 11.1 Los interesados que requieran utilizar instalaciones del SCT a que se refiere el literal c), numeral 27.2 del Artículo 27° de la Ley, deberán acordar las condiciones de acceso con el titular de las instalaciones involucradas, hasta el límite de la Capacidad Disponible de dichas instalaciones.
- 11.2 Los interesados que requieran utilizar instalaciones del Sistema de Transmisión no comprendidas en el numeral precedente, tendrán libre acceso en tanto no se supere el límite de la Capacidad de Conexión correspondiente.

- 11.3 Si habiendo Capacidad Disponible o Capacidad de Conexión, según sea el caso de los numerales 11.1 y 11.2, respectivamente, el titular de la instalación se negara a otorgar el acceso a sus instalaciones, OSINERGMIN emitirá el correspondiente Mandato de Conexión.
- 11.4 Cualquier Agente tiene el derecho de efectuar las ampliaciones que se necesiten para incrementar la Capacidad Disponible o Capacidad de Conexión, según sea el caso de los numerales 11.1 y 11.2, respectivamente.
- 11.5 No constituirá requisito para efectuar la conexión u otorgar el respectivo Mandato de Conexión, la fijación previa de la remuneración por parte de OSINERGMIN. Una vez fijada la remuneración por OSINERGMIN, ésta se aplicará desde la fecha efectiva de conexión, aplicando los intereses compensatorios a que hubiere lugar, de acuerdo con el Artículo 176° del Reglamento de la LCE.
- 11.6 El COES elaborará un procedimiento de Conexión, a ser aprobado por OSINERGMIN, en el cual se establecerá, entre otros:
 - a) Los requerimientos generales para la conexión y desconexión de instalaciones al SEIN:
 - b) Los estándares de desempeño del equipamiento y las obligaciones de los Agentes:
 - c) Las obligaciones de los Agentes de probar y monitorear sus equipamientos, para asegurar que cumplen con los estándares de fiabilidad requeridos:
 - d) Requisitos de diseño para la construcción y modificación de instalaciones de conexión a la red:
 - e) Requisitos de operación y mantenimiento:
 - f) Acopio y uso de la información relacionada con la conexión:
 - g) Tratándose de Clientes Libres, el procedimiento de Conexión establecerá las condiciones de desconexión de las cargas que excedan su potencia contratada o que pongan en riesgo la seguridad del Sistema.

Artículo 12°.- Estudio de operatividad para la puesta en operación comercial de instalaciones del Sistema de Transmisión

- 12.1 Previa a la puesta en operación comercial de una instalación del Sistema de Transmisión, el titular de la respectiva instalación deberá presentar un estudio de operatividad según los procedimientos del COES.
- 12.2 Para el caso de los Distribuidores, el estudio de operatividad será necesario sólo en caso que las instalaciones a incorporar y/o modificar afecten sistemas de transmisión de otros Agentes. Para este efecto, el interesado comunicará la información pertinente al COES, quién determinará la necesidad de presentar el estudio de operatividad, de acuerdo con el procedimiento que establezca el COES.
- 12.3 El COES deberá proporcionar, a solicitud de los interesados, la información de las instalaciones del SEIN que se requiera para efectuar los estudios de operatividad.

TÍTULO III

PLAN DE TRANSMISIÓN

Artículo 13°.- Objetivos generales del Plan de Transmisión

El Plan de Transmisión tiene los siguientes objetivos generales:

- 13.1 Identificar las obras de transmisión que permitan el abastecimiento económico y seguro de la energía eléctrica en bloque;
- 13.2 Promover la competencia entre Agentes del SEIN;
- 13.3 Propiciar el desarrollo armónico de las instalaciones de transmisión económicamente justificadas;
- 13.4 Que las instalaciones de transmisión satisfagan los requerimientos de seguridad y calidad de servicio establecidos en las normas pertinentes;
- 13.5 Promover la integración de regiones eléctricamente aisladas y la ampliación de la frontera eléctrica.

Artículo 14°.- Alcance del Plan de Transmisión

El Plan de Transmisión incluye:

- 14.1 Todas aquellas instalaciones del SEIN hasta el límite donde se inician las instalaciones que sirven en forma exclusiva a los Usuarios y hasta el límite donde se inician las instalaciones que sirven de forma exclusiva a la generación.
- 14.2 Las instalaciones en Alta o Muy Alta Tensión que permitan la conexión del SEIN con los Sistemas Eléctricos de países vecinos o la integración de Sistemas Aislados al SEIN.
- 14.3 Cualquier instalación que a criterio del COES resulte de importancia fundamental para el mantenimiento de la seguridad, calidad y fiabilidad del SEIN.

Artículo 15°.- Contenido del Plan de Transmisión

El Plan de Transmisión debe contener como mínimo:

- 15.1 La relación de instalaciones del Sistema de Transmisión cuya construcción se recomienda en el horizonte del estudio, especificando la fecha requerida de operación comercial de cada una de ellas.
- 15.2 Respecto a los Proyectos Vinculantes, entre otros, el cronograma de actividades, Anteproyecto, presupuesto de inversión estimado, propuesta de beneficiarios y asignación de compensaciones para su remuneración.
- 15.3 La relación de las instalaciones del Sistema de Transmisión que deben continuar en operación, señalando las obras de renovación y reposición necesarias, así como el plazo para el nuevo período de concesión a ser licitada, de acuerdo con lo dispuesto en el literal d) del numeral 22.2 del Artículo 22° de la Ley.
- 15.4 La relación de las instalaciones del Sistema de Transmisión que deberán salir de servicio.

Artículo 16°.- Informe de Diagnóstico del SEIN

- 16.1 Antes del 28 de febrero de cada año en que entra en vigencia el Plan de Transmisión, el COES remitirá al Ministerio y a OSINERGMIN un Informe de Diagnóstico de las condiciones operativas del SEIN y, en la misma oportunidad, lo publicará en su portal de Internet.
- 16.2 El Informe de Diagnóstico deberá contener, como mínimo, lo siguiente:
- a) Las restricciones y otras condiciones operativas de las centrales de generación que se encuentran en servicio, el avance en la construcción de nuevas instalaciones de generación y los planes de expansión de la generación, cuya puesta en servicio se prevé dentro del horizonte que establezca el Ministerio.
 - b) Los problemas de congestión, de restricciones en la capacidad de transmisión, de regulación de tensión, necesidades de compensación reactiva y otras condiciones operativas de las instalaciones de transmisión que se encuentran en servicio y el avance en la construcción de nuevas instalaciones de transmisión para el horizonte que establezca el Ministerio.
 - c) La proyección de la demanda, que incluya los incrementos de cargas especiales conforme sea informada por los Agentes para el horizonte que establezca el Ministerio.
 - d) Análisis de los Planes de Inversión aprobados por OSINERGMIN, conforme al artículo 139° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas; con el fin de la optimización conjunta técnica y económica del sistema.

Artículo 17°.- Elaboración, revisión y aprobación del Plan de Transmisión

- 17.1 Antes del 30 de junio de cada año en que entra en vigencia el Plan de Transmisión, los Agentes e interesados presentarán al COES sus propuestas de solución a los problemas identificados por el COES en el último Informe de Diagnóstico, o cualquier otro problema que el COES no haya identificado.
- 17.2 A más tardar el 1 de junio del año siguiente al que entra en vigencia el Plan de Transmisión, el COES presentará al Ministerio y a OSINERGMIN la propuesta de actualización del Plan de Transmisión, con los informes y cálculos de sustento, elaborado siguiendo el procedimiento especificado en el artículo 19°. En caso que el COES no presente oportunamente la propuesta, el Ministerio, con base en las políticas y criterios establecidos, elaborará y aprobará el Plan de Transmisión según el procedimiento establecido en el numeral 17.6 del artículo 17°. En este caso, el Ministerio dictará las disposiciones que sean necesarias para tal fin.
- 17.3 OSINERGMIN, en un plazo de treinta (30) días hábiles de recibida la propuesta, verificará el cumplimiento de las políticas y criterios establecidos por el Ministerio para la elaboración y actualización del Plan de Transmisión y remitirá al Ministerio, de ser el caso, su opinión favorable. En caso de existir observaciones, devolverá la propuesta al COES debidamente fundamentadas, con conocimiento del Ministerio. El OSINERGMIN publicará en su portal de Internet las observaciones que haya formulado.
- 17.4 El COES dispondrá de un plazo de cuarenta (40) días hábiles para subsanar debidamente las observaciones formuladas por OSINERGMIN y remitir su propuesta definitiva del Plan de Transmisión al Ministerio y a OSINERGMIN, con los informes y

cálculos de sustento. En un plazo de veinte (20) días hábiles contados desde la recepción de la propuesta definitiva que presente el COES, OSINERGMIN remitirá al Ministerio su opinión sustentada sobre dicha propuesta.

- 17.5 Recibida la opinión de OSINERGMIN, el Ministerio, a más tardar el 31 de diciembre, publicará la Resolución Ministerial que aprueba el Plan de Transmisión. Así mismo, publicará en su portal de Internet los informes y cálculos de sustento del Plan de Transmisión aprobado. Adicionalmente, publicará un resumen del referido Plan de Transmisión en el Diario Oficial El Peruano.
- 17.6 El Ministerio podrá efectuar modificaciones a la propuesta definitiva del Plan de Transmisión, para lo cual deberá seguir el siguiente procedimiento:
- Deberá publicar en su portal de Internet la propuesta de modificación debidamente sustentada y poner a disposición de los interesados la información técnica y económica correspondiente.
 - Dentro del plazo de diez (10) días hábiles a partir de la publicación a que se refiere el literal anterior, los interesados podrán remitir sus comentarios y observaciones.
 - Dentro de los diez (10) días hábiles siguientes, deberá realizar una audiencia pública en Lima y transmitirla simultáneamente por medios virtuales o por videoconferencia en las sedes de las Direcciones Regionales de Energía y Minas que tengan interés en participar, en la cual sustentará dichas modificaciones y responderá las observaciones recibidas por parte de los interesados, así como las que presenten los asistentes a la audiencia pública. La respuesta a las observaciones podrá ser efectuada vía correo electrónico por intermedio de las Direcciones Regionales de Energía y Minas correspondientes, dentro de los cinco (05) días hábiles de realizada la audiencia pública. Dentro del mismo plazo, la respuesta a las observaciones será publicada en el portal de Internet del Ministerio.
- 17.7 El Ministerio podrá excluir del Plan de Transmisión los proyectos que así lo estime conveniente, previo sustento técnico sobre la imposibilidad de su implementación, debiendo acopiar la opinión previa del COES y OSINERGMIN. Dicha modificación deberá ser aprobada por Resolución Ministerial y será realizada en la siguiente actualización del Plan de Transmisión, publicada en el Diario Oficial El Peruano.
- 17.8 El Plan de Transmisión deberá incorporar en su análisis los planes de inversión de los Sistemas Secundarios y Complementarios de Transmisión aprobados por OSINERGMIN, con el fin de la optimización conjunta técnica y económica del sistema.

Artículo 18°.- Obligación de entregar información para la elaboración del Plan de Transmisión y el Informe de Diagnóstico

- 18.1 Todos los Agentes del SEIN y de los Sistemas Aislados, así como interesados en desarrollar proyectos de inversión en generación, transmisión, distribución o demanda, están obligados a entregar la información existente y que esté a su disposición, que el COES requiera para elaborar el Informe de Diagnóstico y el Plan de Transmisión, en la ocasión y con la frecuencia que el COES señale.

- 18.2 Quienes consideren que la información solicitada reviste carácter de confidencial, podrán declararlo como tal al momento de su entrega, debiendo el COES mantener la reserva de su contenido.
- 18.3 Los Agentes que se nieguen a proporcionar la información solicitada o no acaten la correspondiente resolución de OSINERGMIN, quedará sujeto a las sanciones establecidas en la escala de multas y sanciones de OSINERGMIN.

Artículo 19°.- Participación y transparencia en la elaboración y aprobación del Plan de Transmisión

- 19.1 Dentro del COES se nombra un Comité Asesor de Planificación de Transmisión (CAPT) integrado por un representante de los Generadores, un representante de los Distribuidores, dos representantes de los Transmisores y un representante de los Grandes Usuarios Libres. Los representantes serán elegidos para cada proceso de elaboración o actualización del Plan de Transmisión, por cada uno de los cuatro sub comités señalados en el numeral 16.2 del Artículo 16° de la Ley, conforme al Estatuto del COES.
- 19.2 El CAPT participará en todas las etapas de la elaboración o actualización del Plan de Transmisión y podrá presentar al Directorio del COES un informe de opinión sobre la propuesta del Plan de Transmisión.
- 19.3 En el proceso de elaboración o actualización del Plan de Transmisión, y antes de la fecha a que se refiere el numeral 17.2 del Artículo 17°, el COES deberá seguir el siguiente procedimiento:
- a) Publicará en su portal de Internet la versión preliminar del Plan de Transmisión según el contenido indicado en el Artículo 15°, especificando entre otros, las premisas y criterios de planificación empleados y los modelos utilizados. Así mismo el COES pondrá a disposición de los interesados la información técnica y económica utilizada en la elaboración o actualización del Plan de Transmisión. Adicionalmente deberá prepublicar en el diario oficial El Peruano la relación de instalaciones de transmisión consideradas:
 - b) Los interesados podrán presentar comentarios y observaciones al COES sobre la propuesta del Plan de Transmisión, dentro de los quince (15) días hábiles siguientes a la fecha de su prepublicación en el diario oficial El Peruano:
 - c) Dentro de los diez (10) días hábiles siguientes del vencimiento del plazo indicado en el inciso b) anterior, el COES deberá realizar una audiencia pública en Lima y transmitirla simultáneamente por medios virtuales o por videoconferencia a las sedes de los Consejos Departamentales del Colegio de Ingenieros del Perú, o de otras entidades, de las regiones donde se ubiquen los proyectos incluidos en la propuesta del Plan de Transmisión. En dicha audiencia el COES expondrá su propuesta y responderá las observaciones recibidas de parte de los interesados, así como las que presenten los asistentes a la audiencia pública. La respuesta a las observaciones podrá ser efectuada vía correo electrónico por intermedio de los Consejos Departamentales del Colegio de Ingenieros correspondientes, dentro de los cinco (05) días hábiles de realizada la audiencia pública. Dentro del mismo plazo, la respuesta a las observaciones será publicada en el portal de Internet del COES.

- 19.4 El COES incluirá en el informe que sustenta su propuesta del Plan de Transmisión la debida justificación cuando modifique o no tome en cuenta alguna propuesta que los Agentes o interesados hayan presentado.
- 19.5 Una vez concluida la elaboración o actualización del Plan de Transmisión, cualquier Agente o interesado podrá solicitar la información pertinente utilizada por el COES en dicho proceso. El COES proporcionará la información solicitada, excepto la información calificada como confidencial.

TÍTULO IV

LICITACIONES DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN

Artículo 20°.- Proceso de Licitación para Implementar el Plan de Transmisión

- 20.1 Se convocará a Licitación pública para:
- a) La construcción, operación y mantenimiento de nuevas instalaciones destinadas a formar parte del Sistema Garantizado de Transmisión;
 - b) Otorgar la concesión de SGT de las instalaciones del Sistema de Transmisión que deben continuar en servicio, de acuerdo a lo señalado en el literal d) del numeral 22.2 del Artículo 22° de la Ley;
 - c) La ejecución de Refuerzos sobre instalaciones existentes del Sistema de Transmisión, cuyos titulares no hayan ejercido el derecho de preferencia.
- 20.2 El Ministerio tendrá a su cargo la convocatoria, difusión y conducción del proceso de Licitación, adjudicación y firma del Contrato de Concesión de SGT. El Ministerio, mediante Resolución Ministerial, podrá encargar a ProlInversión la conducción del proceso de licitación hasta la adjudicación de la buena pro, de acuerdo con lo dispuesto por el inciso b) del numeral 22.2. del Artículo 22° de la Ley.
- 20.3 La convocatoria a licitación se publicará obligatoriamente por dos (02) días consecutivos en el diario oficial El Peruano, en dos diarios de circulación nacional y en el portal de Internet del Ministerio, y de ProlInversión de ser el caso, debiendo mediar entre el segundo día de publicación y la fecha para la presentación de propuestas, por lo menos sesenta (60) días hábiles. En los casos contemplados en el numeral 20.1.b), la convocatoria a licitación deberá realizarse con la anticipación establecida en el numeral 9.1 del Artículo 9°.

Artículo 21°.- Bases de la Licitación

- 21.1 La Dirección elaborará las Bases de Licitación, las cuales deberán ser aprobadas por Resolución Ministerial.
- 21.2 En caso que el Ministerio encargue a ProlInversión el proceso de licitación, las Bases de licitación serán elaboradas por ProlInversión y deberán contar con la conformidad del Ministerio.
- 21.3 Las Bases de licitación deberán contener, como mínimo:
- a) Especificaciones técnicas que definan las características, alcances y etapas del proyecto, elaboradas sobre la base del Anteproyecto, según las necesidades del proceso de licitación:

- b) El esquema de remuneración, incluido el periodo de recuperación de la inversión, que debe contar con la opinión previa favorable de OSINERGMIN:
- c) El monto referencial de la licitación o el valor remanente de los Refuerzos, en el caso de licitaciones a que se refiere el inciso d) del numeral 22.2. del Artículo 22° de la Ley:
- d) Proforma de Contrato, que debe incluir, cuanto menos, la descripción del sistema de remuneración, las garantías a constituir por el ganador de la buena pro, las penalidades por incumplimiento de los plazos y causales de resolución del contrato. Los aspectos regulatorios, deberán contar con la opinión favorable de OSINERGMIN como requisito previo a la aprobación de las Bases de licitación del SGT:
- e) Condiciones de la oferta económica, entre las cuales debe especificarse que los montos ofertados deben estar expresados a la fecha de entrada en operación comercial:
- f) El procedimiento del concurso que incluya, entre otros, el cronograma; los requisitos técnicos y financieros de los postores y operadores; las directivas sobre la presentación de propuestas, evaluación y otorgamiento de buena pro; las indicaciones sobre las garantías de fiel cumplimiento del Contrato de Concesión del SGT y de seriedad de oferta; así como las indicaciones sobre consultas y acceso a la información.

TÍTULO V

COMPENSACIÓN TARIFARIA DEL SISTEMA GARANTIZADO

Artículo 22°.- Base Tarifaria del SGT

- 22.1 OSINERGMIN establecerá la Base Tarifaria inicial antes del inicio de la operación comercial de las instalaciones del SGT.
- 22.2 La Base Tarifaria comprende la anualidad de la inversión, calculada aplicando la Tasa de Actualización establecida en el Artículo 79° de la LCE, el periodo de recuperación establecido en el Contrato de Concesión del SGT, los costos eficientes de operación y mantenimiento y el monto que resulte de la liquidación anual conforme el numeral 22.4 siguiente.
- 22.3 La Base Tarifaria se pagará mediante montos mensuales calculados considerando una tasa mensual determinada aplicando fórmulas de interés compuesto y la Tasa de Actualización anual establecida en Artículo 79° de la LCE.
- 22.4 Cada año OSINERGMIN efectuará el cálculo de la liquidación anual, con el objeto de garantizar la equivalencia entre los montos recaudados durante el periodo anual anterior con lo autorizado como Base Tarifaria para dicho periodo. Para efectos de la liquidación anual los ingresos mensuales se capitalizarán con la tasa mensual a que se refiere el numeral 22.3 anterior. La diferencia será incorporada, como crédito o débito, a la Base Tarifaria del siguiente periodo.
- 22.5 Los componentes de inversión, operación y mantenimiento de la Base Tarifaria de los Sistemas Garantizados de Transmisión, se obtendrán de la siguiente forma:

- a) Para obras nuevas, los valores que resulten de la licitación convocada para su construcción;
 - b) Para los Refuerzos pertenecientes al SGT en donde el titular haya ejercido su derecho de preferencia según lo dispuesto en el artículo 28°, los valores establecidos por OSINERGMIN;
 - c) Para las instalaciones señaladas en el artículo 22°, numeral 22.2, inciso d) de la Ley, los valores de Costo de Explotación resultantes del respectivo proceso de licitación.
- 22.6 Los costos de inversión, operación y mantenimiento o explotación resultantes de los procesos de licitación, se consideran expresados a la fecha de presentación de ofertas y serán actualizados anualmente, a partir de esta fecha, en cada oportunidad de fijación de Precios en Barra, utilizando los índices que han sido establecidos en cada uno de los respectivos Contratos de Concesión de SGT.
- 22.7 OSINERGMIN elaborará y aprobará los procedimientos de detalle que se requieran para la aplicación del presente Artículo.

Artículo 23°.- Procedimiento para determinación del Beneficio Económico del SGT

- 23.1 La determinación del beneficio económico que una instalación de transmisión proporciona a los Usuarios y Generadores, se efectuará durante la elaboración o actualización del Plan de Transmisión.
- 23.2 El COES presentará su propuesta de determinación del beneficio económico, para lo cual observará los criterios establecidos en el Artículo 24°. Además:
- a) Pondrá a disposición de los Agentes e interesados toda la información sobre la determinación preliminar de beneficios para las obras que se estén considerando en la preparación del Plan de Transmisión, a fin de que los mismos puedan revisar o proponer cambios en las premisas utilizadas para el cálculo;
 - b) Expondrá y sustentará las premisas y resultados de la propuesta de determinación de beneficios económicos, en la misma oportunidad en que sustente el Plan de Transmisión.
- 23.3 OSINERGMIN, en caso de emitir opinión favorable sobre el Plan de Transmisión, aprobará los beneficios económicos que las instalaciones de transmisión proporcionan a los Usuarios y Generadores. Tales beneficios se utilizarán para la determinación de las tarifas y compensaciones de los Usuarios y Generadores, respectivamente, conforme se señala en el Artículo 25°.
- 23.4 Si la determinación de los beneficios económicos no se hubiera dado en la etapa señalada en el numeral anterior, o si el Plan de Transmisión a ser aprobado por el Ministerio difiere del propuesto por el COES, el Ministerio solicitará a OSINERGMIN la revisión y/o determinación de los beneficios económicos antes de la aprobación del respectivo Plan de Transmisión.
- 23.5 Los beneficios económicos totales de los Usuarios y de los Generadores se fijan por OSINERGMIN por única vez.

Artículo 24°.- Criterios y metodología para la determinación del Beneficio Económico de las instalaciones del SGT

OSINERGMIN propondrá al Ministerio para su aprobación el procedimiento y método que deberá seguir el COES para la determinación del beneficio que proporciona las instalaciones del SGT a los Usuarios y los Generadores. El procedimiento deberá respetar los siguientes criterios:

- 24.1 El beneficio económico debe tener en cuenta los beneficios esperados, derivados de la decisión de implementar la instalación del SGT. Los beneficios para los Generadores corresponden al incremento de ingresos netos por venta a costos marginales. Los beneficios para los Usuarios corresponden a la disminución de pagos por el consumo valorizado a costos marginales.
- 24.2 Para la determinación de los beneficios económicos derivados de las instalaciones que se requieren por razones de mejora en la confiabilidad, se tomará en cuenta tanto a los Usuarios como a los Generadores favorecidos con dicho incremento de confiabilidad.
- 24.3 El beneficio económico se determinará mediante simulaciones de la operación económica del SEIN para un período de 5 años a partir de la fecha estimada de entrada en operación de la instalación. Para este fin, se utilizarán las mismas proyecciones de oferta y demanda que se emplean en la elaboración o actualización del Plan de Transmisión, así como la secuencia de obras resultantes de dicho Plan.

Artículo 25°.- (Derogado)

Artículo 26°.- (Derogado)

Artículo 27°.- Pago de la Base Tarifaria

- 27.1 La Base Tarifaria se abonará separadamente a través de dos conceptos denominados Ingreso Tarifario y Peaje de Transmisión."
- 27.2 La determinación, recaudación, liquidación y forma de pago del Ingreso Tarifario, del Peaje de Transmisión y del valor unitario del Peaje de Transmisión del SGT, tendrán el mismo tratamiento que el Ingreso Tarifario, Peaje por Conexión y Peaje por Conexión Unitario del Sistema Principal de Transmisión, respectivamente.
- 27.3 La propuesta de Peajes de Transmisión del SGT que corresponda pagar a los Usuarios, será presentada anualmente por el Sub Comité de Transmisores del COES en la misma oportunidad de presentación de la propuesta de Precios en Barra.
- 27.4 OSINERGMIN publicará el Peaje de Transmisión del SGT correspondiente a cada titular de transmisión, así como los valores unitarios del Peaje de Transmisión en la misma oportunidad en que publica el Peaje por Conexión del Sistema Principal de Transmisión.

Artículo 28°.- Valorización de los Refuerzos que formen parte del SGT

- 28.1 La Base Tarifaria de los Refuerzos que el titular de una instalación del Sistema de Transmisión ejecute ejerciendo su derecho de preferencia señalado en el artículo 22°, numeral 22.2, inciso b) de la Ley, será establecida por OSINERGMIN previamente a la ejecución del Refuerzo, conforme a los numerales 7.1 y 7.2 del artículo 7°.

- 28.2 La Base Tarifaria será actualizada usando las fórmulas que apruebe OSINERGMIN previamente a la ejecución del Refuerzo.
- 28.3 En caso que el Refuerzo sea ejecutado a través de una licitación, el valor de la inversión y los costos de operación y mantenimiento serán el resultado de la licitación.
- 28.4 Lo establecido en el presente Artículo es de aplicación a los Refuerzos de cualquiera de las instalaciones que integran los Sistemas de Transmisión comprendidos en el numeral 20.1 del Artículo 20° de la Ley. En las situaciones particulares en que no sea posible aplicar los procedimientos establecidos, OSINERGMIN podrá adoptar un mecanismo específico que responda a las características de la instalación a reforzar.

TÍTULO VI

COMPENSACIÓN TARIFARIA DEL SISTEMA COMPLEMENTARIO

Artículo 29°.- Compensación tarifaria de las instalaciones del Sistema Complementario

La compensación tarifaria de las instalaciones del SCT, será fijada por OSINERGMIN de conformidad con lo establecido en el Artículo 139° del Reglamento de la LCE.

TÍTULO VII

LÍMITES MÁXIMOS DE VOLTAJE

Artículo 30°.- Límites máximos de voltaje

Los Límites máximos de voltaje para cada nivel de tensión serán establecidos por el Ministerio mediante Resolución Ministerial.

DISPOSICIÓN FINAL

Única.- En un plazo no mayor de ciento ochenta (180) días calendario, desde la publicación del presente Reglamento, OSINERGMIN presentará el procedimiento y método para establecer los beneficios económicos de los Usuarios y los Generadores, a que se refiere el Artículo 24° del Reglamento.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Primera.- El primer Plan de Transmisión a ser elaborado de acuerdo con las disposiciones del presente Reglamento se mantendrá vigente desde el 1 de mayo de 2011 hasta el 31 de diciembre de 2012. Para tal efecto, el Título III del Reglamento se aplicará a partir del proceso de elaboración del primer Plan de Transmisión.

El Artículo 4° se aplicará a partir de la vigencia del primer Plan de Transmisión.

Para efectos del proceso de elaboración y aprobación del primer Plan de Transmisión, las fechas indicadas en los Artículos 16° y 17° serán las siguiente:

- a) La Fecha indicada en el numeral 16.1 del Artículo 16° será el 30 de junio de 2009.
- b) La fecha indicada en el numeral 17.1 del Artículo 17° será el 30 de octubre de 2009
- c) La fecha indicada en el numeral 17.2 del Artículo 17° será el 1 de octubre de 2010.
- d) La fecha indicada en el numeral 17.5 del artículo 17° será el 30 de abril de 2011.

Segunda.- Las instalaciones de transmisión cuya construcción se requiera iniciar antes del 1 de mayo de 2011, serán incluidas en la actualización del Plan Transitorio de Transmisión, elaborado y aprobado por el Ministerio.

Cada actualización del Plan Transitorio de Transmisión deberá contar con las opiniones previas de OSINERGMIN y del COES. El proyecto de actualización del Plan Transitorio de Transmisión será prepublicado para comentarios de los interesados en el portal de Internet del Ministerio.

Los Artículos 5°, 7°, 13°, 14° y 18° son de aplicación para las actualizaciones del Plan Transitorio de Transmisión que se efectúen a partir de la publicación del presente Reglamento.

Tercera.- Las disposiciones del Título IV serán de aplicación a los procesos de licitación que se inician desde la publicación del Reglamento.

Cuarta.- OSINERGMIN establecerá la Base Tarifaria y la asignación de beneficiarios responsables por la remuneración de las instalaciones comprendidas en el Plan Transitorio de Transmisión, según los criterios y metodología previstos en el Título V del Reglamento.

Quinta.- En un plazo no mayor de ciento ochenta (180) días calendario, de la publicación del presente Reglamento, el COES elaborará y propondrá el procedimiento de Conexión a los Sistemas de Transmisión, a que se refiere el numeral 11.6 del Artículo 11°.

Aprueban Reglamento de Licitaciones del Suministro de Electricidad Decreto Supremo N° 052-2007-EM

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

CONSIDERANDO:

Que, el Artículo 2 de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, señala que la Ley tiene por objeto perfeccionar las reglas establecidas en la Ley de Concesiones Eléctricas para asegurar la suficiencia de generación eficiente que reduzca la exposición del sistema eléctrico peruano a la volatilidad de los precios y a los riesgos de racionamiento prolongado por falta de energía, asegurando al consumidor final una tarifa eléctrica más competitiva;

Que, la misma norma establece que es de interés público y responsabilidad del Estado asegurar el abastecimiento oportuno y eficiente del suministro eléctrico para el Servicio Público de Electricidad;

Que, el Capítulo Segundo de la referida Ley contiene las normas generales sobre los contratos de suministro, las Licitaciones como medida preventiva para el abastecimiento oportuno de energía eléctrica, estableciendo un régimen de incentivos para promover la convocatoria anticipada de Licitaciones para cubrir la demanda del Servicio Público de Electricidad, todo ello destinado a garantizar el oportuno y eficiente suministro de electricidad al mercado regulado, aspectos que deben ser materia de normas reglamentarias para el debido cumplimiento de los objetivos señalados;

De conformidad con las atribuciones previstas en los numerales 8) y 24) del Artículo 118 de la Constitución Política del Perú;

DECRETA:

Artículo 1.- Aprobación

Aprobar el Reglamento de Licitaciones de Suministro de Electricidad, que consta de cinco (5) Títulos, veinte (20) Artículos, y una Disposición Transitoria, el mismo que forma parte integrante del presente Decreto Supremo.

Artículo 2.- Refrendo y vigencia

El presente Decreto Supremo será refrendado por el Ministro de Energía y Minas y entrará en vigencia a partir del día siguiente de su publicación en el Diario Oficial El Peruano.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los trece días del mes de octubre del año dos mil siete.

ALAN GARCÍA PÉREZ
Presidente Constitucional de la República

JUAN VALDIVIA ROMERO
Ministro de Energía y Minas

REGLAMENTO DE LICITACIONES DE SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD

TÍTULO I

DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 1.- Definiciones

Para los efectos del presente Reglamento, entiéndase por:

Adjudicatario: Persona natural o jurídica a quien el Licitante adjudica la Buena Pro del proceso de Licitación. La Licitación puede tener uno o más Adjudicatarios.

Bases: Documento elaborado por el Conductor del Proceso y aprobado por OSINERGMIN, que regula el proceso de Licitación.

Comité de Adjudicación: Comité a cargo del proceso de Licitación que realizará la evaluación de ofertas y adjudicación de Buena Pro, designado por el Conductor del Proceso.

Conductor del Proceso: Distribuidor que hace público su interés de iniciar un proceso de Licitación, conforme a lo indicado en el artículo 6.

Contrato de Suministro: Contrato resultante del proceso de licitación, suscrito entre el Adjudicatario y el Licitante.

Demanda Contratada: Es la potencia y/o energía expresadas en MW y/o MW.h, respectivamente, que el Adjudicatario suministra al Distribuidor durante el Plazo Contractual, conforme a lo establecido en el respectivo Contrato de Suministro.

Demanda Requerida: Es la potencia y/o energía expresadas en MW y/o MW.h, respectivamente, requeridas por el licitante conforme lo establezcan las Bases.

DGE: Dirección General de Electricidad.

LCE: Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas.

Ley: Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.

Licitante: Distribuidor o conjunto de Distribuidores que convocan a Licitación.

Ministerio: Ministerio de Energía y Minas.

Oferta: Es la potencia y/o energía expresadas en MW y/o MW.h, respectivamente, ofertadas por el Postor y que se compromete a suministrar conforme lo establezcan las Bases.

OSINERGMIN: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.

Plazo Contractual: Es el plazo establecido en las Bases durante el cual se efectuará el suministro de electricidad objeto de la Licitación, con indicación de la fecha de inicio y finalización.

Postor: Persona natural o jurídica, asociación o consorcio que participa en una Licitación presentando su Oferta conforme a lo que establezca las Bases.

Punto de Suministro: Barra o Barras del SEIN donde se inician las instalaciones de la Distribuidora y en las cuales se efectúan las respectivas compras de energía y potencia.

Reglamento: Reglamento de Licitaciones de Suministro de Electricidad.

RLCE: Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por el Decreto Supremo N° 009-93-EM.

Los términos que empiezan con mayúscula distintos a los precedentemente indicados, tienen el significado establecido en la Ley, LCE, RLCE u otras normas aplicables.

Cualquier mención a artículos o títulos sin señalar la norma a la que corresponden, se debe entender referida al presente Reglamento. Los plazos establecidos en días, se computan en días hábiles, salvo que se indique expresamente lo contrario. Se entienden por hábiles, todos los días del año, excepto sábados, domingos, feriados y aquellos declarados como no laborables a nivel nacional por el Poder Ejecutivo para el sector público.

Artículo 2.- Objeto

El Reglamento tiene por objeto establecer las normas aplicables para las Licitaciones de suministro de electricidad, destinadas a asegurar, con la anticipación necesaria, el abastecimiento oportuno y eficiente de la demanda de los Licitantes, así como para impulsar la competencia y la inversión en nuevas centrales de generación eléctrica, en el marco de lo establecido en la Ley.

Artículo 3.- Empresas con participación accionaria del Estado

De acuerdo con lo establecido en la Séptima Disposición Complementaria Final de la Ley, los Generadores y Distribuidores con participación accionaria del Estado se sujetan al Reglamento para sus operaciones de compra y venta de electricidad por medio de Licitaciones, en las cuales participarán con iguales condiciones, derechos y obligaciones que los Generadores y Distribuidores del Sector Privado.

Artículo 4.- Información del Proceso de Licitación

El Conductor del Proceso mantendrá habilitado en su Portal de Internet un sitio donde publicará los documentos y un registro de todas las etapas de cada proceso de Licitación que convoque, desde los avisos y convocatoria hasta las evaluaciones, adjudicaciones y contratos de suministro. Cada Distribuidor que conforma el Licitante, deberá colocar en su Portal de Internet un enlace hacia el referido sitio del Portal de Internet habilitado por el Conductor del Proceso.

El OSINERGMIN mantendrá en su Portal de Internet la información relacionada con todos los procesos de Licitación, sobre la base de la información que proporcione cada Conductor del Proceso.

Artículo 5.- De los contratos sobre potencia y energía firme de Generadores

El COES verificará periódicamente que los Generadores sólo contraten con Usuarios Libres y Distribuidores la potencia y energía firme propia y contratada con terceros, incluyendo también las que correspondan a los programas de inversiones en generación que incrementen la oferta según lo prevé el numeral IV de artículo 8 de la Ley. El COES deberá informar al OSINERGMIN los resultados de cada verificación en la forma y plazo que éste último lo determine.

TÍTULO II

PREPARACIÓN DE LA LICITACIÓN

Artículo 6.- Presentación y Aprobación de Bases

El Distribuidor que desee convocar a una Licitación, comunicará al Ministerio y al OSINERGMIN su intención de iniciar un proceso de Licitación. Asimismo, hará público su interés mediante un aviso en su portal de Internet y al menos en un diario de circulación nacional. La comunicación a OSINERGMIN deberá contener la propuesta de Bases.

Los Distribuidores que deseen participar en la Licitación, comunicarán su interés por escrito al Conductor del Proceso, con copia a OSINERGMIN, en un plazo no mayor de quince (15) días de publicado el respectivo aviso, señalando en dicha comunicación la información a que se refieren los literales a) y c) del artículo 7. La Demanda Requerida por estos Distribuidores deberá sujetarse al mismo Plazo Contractual, modalidad de contratación de potencia y/o energía y demás términos de las Bases.

Transcurrido el mencionado plazo de quince (15) días, el Conductor del Proceso presentará a OSINERGMIN las Bases ajustadas para su aprobación. OSINERGMIN deberá aprobar las Bases en un plazo máximo de treinta (30) días contados desde la presentación de las Bases ajustadas. Este plazo se prorrogará por quince (15) días en tanto existan observaciones de OSINERGMIN no levantadas a su satisfacción por el Licitante. A falta de pronunciamiento de OSINERGMIN dentro de dicho plazo, las Bases propuestas por el Conductor del Proceso se considerarán aprobadas.

Las Bases serán aprobadas mediante resolución de OSINERGMIN, la misma que será publicada. Las Bases aprobadas son obligatorias para todo participante en el proceso de Licitación.

Artículo 7.- Contenido de las Bases

Las Bases incluyen el modelo de contrato, los términos y condiciones del proceso de Licitación, y las fórmulas de actualización de precios firmes. Asimismo, contemplarán cuanto menos los siguientes aspectos sustantivos:

- a) Las Demandas Requeridas por el Licitante, precisando, de ser el caso, la parte que corresponde a la demanda de sus Usuarios Libres.
- b) El Plazo Contractual.
- c) Los Puntos de Suministro requeridos por el Licitante.
- d) Las fórmulas de actualización de precios de potencia y/o energía aplicables a todos los Adjudicatarios durante el Plazo Contractual.
- e) Las garantías que otorgarán los Distribuidores a los Adjudicatarios, si fuera necesario equilibrar la diferencia de su calificación de riesgo.
- f) El procedimiento para la evaluación de las Ofertas.
- g) Garantía de validez y vigencia de la Oferta que deberán presentar los postores.
- h) Las garantías que otorgarán los Postores que respalden su Oferta con nuevos proyectos de generación.

Artículo 8.- Costos de Licitación

Los costos de publicación de los avisos, local y Notario Público, menos los ingresos por venta de Bases, serán asumidos por todos los Distribuidores que participan en la Licitación en partes iguales. El costo de local se considerará sólo si el proceso de adjudicación se desarrolla en un local distinto al de alguno de los Licitantes.

Artículo 9.- Prioridad a los Usuarios Regulados

En concordancia con el numeral 4.2 del artículo 4 de la Ley, los Distribuidores podrán incorporar a la demanda a licitar la demanda correspondiente a sus Usuarios Libres, para lo cual se deberá distinguir de forma precisa la porción que corresponde a sus Usuarios Libres.

En caso no se logre cubrir el cien por ciento (100%) de la Demanda Requerida en el proceso de Licitación, se dará prioridad a la demanda de los Usuarios Regulados. El remanente de la Oferta adjudicada, de existir, será distribuido entre los Licitantes en forma proporcional a sus respectivas demandas licitadas para sus Usuarios Libres.

Artículo 10.- Incentivo para la Licitación Anticipada

En concordancia con el numeral 5.1 del artículo 5 de la Ley y conforme al artículo 10 de la Ley, el Licitante que convoque con una anticipación mayor a tres (3) años, contados a partir de la fecha de convocatoria, podrá incorporar a los precios de energía a sus Usuarios Regulados un Cargo Adicional (CA) a los precios obtenidos en la Licitación, calculado conforme a la siguiente expresión:

$$CA (\%) = \frac{6^{-3}}{2} \times (MA - 36)^2$$

Donde:

CA: Cargo Adicional expresado porcentualmente (%), redondeado a dos (2) cifras decimales.

MA: Cantidad de meses que median entre la fecha de convocatoria y la fecha de inicio del suministro.

En ningún caso el Cargo Adicional excederá el valor de tres por ciento (3%) y se aplicará sólo a la energía suministrada resultante de la respectiva Licitación, únicamente durante el Plazo Contractual.

TÍTULO III

PROCESO DE LICITACIÓN

Artículo 11.- Convocatoria a Licitación

Dentro de los diez (10) días de publicada la Resolución que aprueba las Bases de Licitación, el Conductor del Proceso publicará la convocatoria a Licitación en por lo menos un diario de circulación nacional, así como en cada uno de los portales de Internet de los licitantes. En caso que el Plazo Contractual sea mayor a cinco (5) años, adicionalmente deberá publicarse en un medio especializado internacional.

El aviso de convocatoria deberá contener, cuando menos, la información relativa a la Demanda Requerida para cada año del Plazo Contractual.

Artículo 12.- Comité de Adjudicación

Para el acto público de presentación de ofertas y adjudicación de Buena Pro, el Conductor del Proceso conformará un Comité de Adjudicación. En el referido acto público participará un Notario Público.

Artículo 13.- Presentación de Ofertas

Cada Postor podrá presentar más de una Oferta con sus respectivos precios de acuerdo a lo que establezcan las Bases. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 020-2009-EM, publicado el 31 marzo 2009, cuyo texto es el siguiente:

“Artículo 13.- Presentación de Ofertas

Cada Postor podrá presentar más de una Oferta con sus respectivos precios de acuerdo a lo que establezcan las Bases.

La garantía de ejecución de obras que presentarán los postores ganadores con proyectos hidroeléctricos conforme lo establecido en el numeral 4.6 del artículo 4 de la Ley, es establecida por OSINERGMIN en cada Licitación, teniendo como tope el equivalente al tres por ciento (3%) de la energía a suministrar durante el periodo contractual, valorizada al precio ponderado resultante de sus ofertas.”

Artículo 14.- Precio Máximo para la Adjudicación

El OSINERGMIN verificará que no se admitan Ofertas que superen el precio máximo.

El precio máximo será hecho público y registrado en acta sólo en caso que no hubiera Ofertas suficientes para cubrir el total de la demanda licitada y que al menos una de las Ofertas recibidas haya superado el precio máximo. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 090-2009-EM, publicado el 18 diciembre 2009, cuyo texto es el siguiente:

“Artículo 14 - Precio Máximo para la Adjudicación

El OSINERGMIN verificará que no se admitan Ofertas que superen el precio máximo, con excepción de aquellas Ofertas referidas a proyectos hidroeléctricos que, no obstante estar originariamente por encima del precio máximo, dejan de superarlo al aplicarse el factor de descuento a que se refiere el numeral 4.6 del artículo 4 de la Ley N° 28832.

El precio máximo será hecho público y registrado en acta sólo en caso que no hubiera Ofertas suficientes para cubrir el total de la demanda licitada y que al menos una de las Ofertas recibidas haya superado el precio máximo. Para estos efectos, se considerarán a las Ofertas referidas a proyectos hidroeléctricos que hayan superado el precio máximo luego de aplicado el factor de descuento.”

Artículo 15.- Evaluación de Ofertas y Adjudicación de Buena Pro

La evaluación de Ofertas y adjudicación de Buena Pro deberán ser efectuadas en un solo acto público, según lo establezcan las Bases. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 020-2009-EM, publicado el 31 marzo 2009, cuyo texto es el siguiente:

“Artículo 15.- Evaluación de Ofertas y Adjudicación de Buena Pro

La evaluación de Ofertas y adjudicación de Buena Pro deberán ser efectuadas en un solo acto público, según lo establezcan las Bases.

OSINERGMIN al aprobar las Bases incluirá el factor de descuento que se aplicará para efectos de la evaluación de las ofertas económicas correspondientes a proyectos hidroeléctricos. Dicho factor de descuento será el aprobado mediante Resolución Ministerial a propuesta de la Dirección General de Electricidad.

Los factores de descuento serán determinados considerando al menos los siguientes criterios: i) El precio monómico a nivel de generación vigente; ii) Los costos eficientes de inversión, la tasa de actualización establecida en el artículo 79 de la LCE, un período de operación comercial de treinta (30) años, así como los costos de operación y mantenimiento; y, iii) El factor de descuento no debe ser mayor a uno (01).

El costo de inversión de la central hidroeléctrica considerará los costos de inversión del sistema de transmisión necesarios para la conexión de la central al SEIN." (*)

(*) De conformidad con el Artículo 1 de la Resolución Ministerial N° 175-2009-MEM-DM, publicada el 16 abril 2009, se aprueba como factor de descuento a que hace referencia el presente artículo, el valor de cero unidades con ocho décimos y cinco centésimos (0,85).

"En todos los casos, los Precios Firmes corresponderán a las Ofertas de los que resulten Adjudicatarios de la Buena Pro, aun en los casos de Ofertas referidas a proyectos hidroeléctricos que estaban por encima del precio máximo antes de la aplicación del factor de descuento." (*)

(*) Párrafo agregado por el Artículo 2 del Decreto Supremo N° 090-2009-EM, publicado el 18 diciembre 2009.

Artículo 16.- Elaboración y Firma de Acta

Adjudicada la Buena Pro, se elaborará un acta que será firmada por todos los miembros del Comité de Adjudicación, por OSINERGMIN, por el Notario Público y por los representantes de los Postores que así lo deseen. Se remitirá copias del acta a la DGE y al OSINERGMIN dentro de los tres (3) días siguientes de la adjudicación de la Buena Pro.

En cada uno de los contratos resultantes de la Licitación, se adjuntará copia del acta como uno de los anexos del mismo.

TÍTULO IV

CONTRATOS RESULTANTES DE LA LICITACIÓN

Artículo 17.- Firma de Contratos

Los Licitantes y los Generadores están obligados a firmar los respectivos contratos resultantes de la Licitación dentro del plazo establecido en las Bases. Ante el incumplimiento de una de las partes de firmar los contratos, OSINERGMIN aplicará las multas correspondientes, conforme a la Escala de Sanciones y Multas.

Dentro de los tres (3) días posteriores de firmado el contrato de acuerdo a lo establecido en las Bases, los Distribuidores deberán remitir a OSINERGMIN copia de los respectivos contratos firmados resultantes de la Licitación. En caso de incumplimiento, OSINERGMIN aplicará las sanciones correspondientes.

Artículo 18.- Condiciones del Contrato

Excepcionalmente, el OSINERGMIN podrá autorizar la modificación de los Plazos Contractuales o Precios Firmes establecidos en los Contratos de Suministro, a propuesta de las partes expresado conjuntamente por escrito. La solicitud de modificación deberá ser publicada en un diario de circulación nacional y en el portal de Internet de OSINERGMIN. Será resuelta dentro de los treinta (30) días siguientes a la fecha de su presentación y publicará la Resolución correspondiente en el Diario Oficial El Peruano. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 022-2018-EM, publicado el 05 septiembre 2018, cuyo texto es el siguiente:

“Artículo 18.- Modificación de los Contratos de Suministro

18.1. Una vez suscritos los Contratos de Suministro, éstos pueden ser modificados por acuerdo de las partes de forma excepcional.

18.2. Las modificaciones de los Contratos de Suministro referidas a Plazos Contractuales; Potencias Contratadas y su energía asociada; Precios Firmes, sus fórmulas de actualización y cualquier otro aspecto que determine el valor de los precios unitarios de venta de potencia y energía; requieren la aprobación previa del OSINERGMIN.

18.3. Las solicitudes de modificación a las que refiere el numeral 18.2 deben ser presentadas por las partes al OSINERGMIN, adjuntando el proyecto de adenda o cláusula adicional, el consentimiento de las partes respecto al tenor de éstas, el sustento de la modificación solicitada, y sus impactos.

18.4. Las modificaciones tendrán eficacia luego de efectuada la referida aprobación y de haber sido suscritas debidamente vía adenda o cláusula adicional.

18.5. Las modificaciones de los Contratos de Suministro que no se encuentren dentro de los supuestos señalados en el numeral 18.2, deben ser puestas en conocimiento del OSINERGMIN dentro de los diez (10) días hábiles de haber sido suscritas por las partes, con su respectivo sustento, sin perjuicio del ejercicio de la facultad supervisora y fiscalizadora del OSINERGMIN.”

TÍTULO V

LICITACIONES DESIERTAS

Artículo 19.- Declaratoria de Desierto del Proceso de Licitación

En casos que no se cubra el cien por ciento (100%) de la Demanda Requerida en el proceso de Licitación, éste será declarado parcial o totalmente desierto, según corresponda. Este hecho quedará consignado en el acta referida en el artículo 16.

Artículo 20.- Nueva Convocatoria

Para los casos referidos en el artículo 19, se deberá efectuar cuando menos una nueva convocatoria en un plazo no mayor de treinta (30) días posteriores de haber sido declarado desierto el proceso de Licitación, sea parcial o totalmente. Para tal efecto, dentro de un plazo máximo de diez (10) días los Distribuidores presentarán a OSINERGMIN las nuevas Bases para su aprobación correspondiente. Este plazo se prorrogará por cinco (5) días en tanto existan observaciones de OSINERGMIN no levantadas a su satisfacción

por el Licitante. OSINERGMIN publicará la respectiva Resolución de aprobación dentro de los siete (7) días posteriores de recibida la propuesta de Bases, a falta de pronunciamiento dentro de dicho plazo, se considerarán aprobadas las Bases según la propuesta.

DISPOSICIÓN TRANSITORIA

ÚNICA.- Procedimientos

Dentro del plazo de tres (3) meses contado a partir de la publicación del Reglamento, OSINERGMIN aprobará los Procedimientos necesarios para el cumplimiento de su función.

Para casos de licitaciones a que se refiere el numeral 5.2 del artículo 5 de la Ley OSINERGMIN emitirá el Procedimiento específico en un plazo máximo de seis (6) meses, contado a partir de la publicación del Reglamento.

DISPOSICIÓN COMPLEMENTARIA

“Primera.- Licitaciones en Sistemas Aislados

En concordancia con lo previsto en el artículo 31 de la Ley, las disposiciones establecidas en el presente Reglamento son de aplicación a las Licitaciones que convoquen los Distribuidores de los Sistemas Aislados, en todo aquello que resulte aplicable, considerando que en dichos Sistemas no se cuenta con un COES.” (*)

(*) Disposición incluida por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 058-2009-EM, publicado el 21 agosto 2009.

“Segunda.- Precio en Barra de los Sistemas Aislados

Para la determinación del Precio en Barra de los Sistemas Aislados, OSINERGMIN deberá tomar en consideración los precios de los contratos firmados resultantes de las correspondientes Licitaciones, y deberá considerar un mecanismo de compensación entre Usuarios Regulados del respectivo Sistema Aislado, aplicando los mismos criterios previstos para el SEIN en el marco del artículo 29 de la Ley.” (*)

(*) Disposición incluida por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 058-2009-EM, publicado el 21 agosto 2009.

“Tercera.- Los precios de energía activa para efectos de la facturación por el suministro de electricidad de los generadores que resulten adjudicatarios en los procesos de licitación, deberán considerar las variaciones por pérdidas de energía activa y límite de capacidad que se produzcan en el Sistema de Transmisión, que son determinados y aplicados en las valorizaciones mensuales de transferencias de energía activa que elabora el Comité de Operación Económica del Sistema (COES - SINAC).” (*)

(*) Disposición incorporada por el Artículo 2 del Decreto Supremo N° 001-2010-EM, publicado el 05 enero 2010.

Duodécima Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832 Decreto Supremo N° 001-2008-EM

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

CONSIDERANDO:

Que, el Artículo 2° de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, establece que es de interés público y responsabilidad del Estado asegurar el abastecimiento oportuno y eficiente del suministro eléctrico para el Servicio Público de Electricidad;

Que, la interrupción total o parcial del suministro de gas natural a las centrales eléctricas, derivadas por fallas en las instalaciones de producción o en las instalaciones de transporte de gas natural, da lugar a la operación de unidades de generación con mayores costos de combustible, incrementándose los costos de producción de energía eléctrica, lo cual ocasiona ineficiencias en la operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN);

Que la Duodécima Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832, dispone que en caso de interrupción total o parcial del suministro de gas natural a centrales de generación eléctrica, debido a problemas en la inyección o a fallas en el sistema de transporte de la Red Principal definida en la Ley N° 27133, los costos marginales de corto plazo serán iguales a los registrados en el mismo día de la semana previa a la interrupción del suministro de gas natural más un adicional que cubra los costos adicionales de combustible en que incurren las centrales que operan con costos variables superiores a los referidos costos marginales de corto plazo de la semana previa a la interrupción, estableciendo que el referido adicional será calculado restándoles a los costos adicionales de combustibles las compensaciones que les corresponda asumir a los productores o transportistas del gas natural, según sea el caso;

Que, se requiere establecer los criterios para el cálculo del monto adicional que cubrirá los referidos costos adicionales de combustible;

De conformidad con las atribuciones previstas en los numerales 8) y 24) del Artículo 118° de la Constitución Política del Perú;

DECRETA:

Artículo 1°.- Consideraciones Técnicas y Comerciales en la Operación del SEIN en caso de Interrupciones del Suministro de Gas Natural a Centrales de Generación Eléctrica

En concordancia con la Duodécima Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832, en los casos de interrupción total o parcial del suministro de gas natural a centrales de generación eléctrica, debido a problemas en la inyección o a fallas en el sistema de transporte de la Red Principal definida en la Ley N° 27133, que afecte los costos de operación del SEIN, se deberá cumplir lo siguiente:

1.1 Costos Marginales.- El COES considerará los costos marginales de corto plazo registrados en los mismos días de la semana previa a la interrupción del suministro

de gas natural (en adelante, Costo Marginal Previo). Las unidades que operen con costos variables totales superiores a los Costos Marginales Previos, serán denominadas Unidades de Respaldo. La referida semana previa, será la más próxima en condiciones similares de demanda, a la semana en que se produce la interrupción del suministro de gas natural.

El Costo Marginal Previo en ningún caso podrá ser mayor que el costo marginal de corto plazo real durante la interrupción de gas natural. En todo caso, se utilizará el menor.

1.2 Costos Adicionales de Combustible.- Al finalizar el mes en el cual se produjo las interrupciones del suministro de gas natural, el COES determinará un monto que cubra los costos adicionales que representa para el SEIN la operación de Unidades de Respaldo como consecuencia de la interrupción del suministro de gas natural a centrales de generación eléctrica (en adelante, Monto Adicional).

La determinación del Monto Adicional se efectuará mediante la sumatoria de los productos de la correspondiente energía producida por cada Unidad de Respaldo, multiplicada por la diferencia entre sus costos variables totales y los respectivos Costos Marginales Previos.

$$MA = \sum_t \sum_i E_{ti} \times (CVT_{ti} - CMP_t)$$

Donde:

MA : Monto Adicional.

E_{ti} : Energía producida en el intervalo t por la unidad de respaldo i .

CVT_{ti} : Costo Variable Total en el intervalo t de la unidad de respaldo i .

CMP_t : Costo Marginal Previo en el intervalo t .

t : Intervalos de 15 minutos durante el periodo de interrupción de gas natural en cada mes.

1.3 Transparencia y Acceso a la Información.- El COES informará al Ministerio de Energía y Minas, al OSINERGMIN y a todos los Agentes involucrados, el Monto Adicional determinado y su respectiva distribución entre las Unidades de Respaldo, así como las transferencias para cubrir el Monto Adicional. Asimismo, el COES deberá mantener en su página Web toda la información que sustente los cálculos desarrollados con relación a estos casos.

Artículo 2°.- Reconocimiento del Monto Adicional

El Monto Adicional será reconocido a las Unidades de Respaldo en función a lo indicado en el numeral 1.2 del Artículo 1°. Para tal efecto, el COES asignará y dispondrá la transferencia correspondiente a favor de los Generadores con Unidades de Respaldo por parte de los Generadores que realicen retiros netos positivos de energía durante el periodo de interrupción de gas natural. La asignación será en forma proporcional a dichos retiros netos positivos de energía de cada Generador durante el periodo de interrupción de gas natural.

Artículo 3°.- Calidad de los Servicios Eléctricos

Las deficiencias de la calidad del servicio eléctrico derivadas de las interrupciones del suministro de gas natural a que se refiere el presente Decreto Supremo, no serán consideradas para el cálculo de las compensaciones previstas en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, aprobada mediante Decreto Supremo N° 020-97-EM.

Artículo 4°.- Racionamiento de Energía

De producirse racionamiento de energía por causa de las interrupciones del suministro de gas natural a que se refiere el presente Decreto Supremo, se considerará como Costo de Racionamiento el Costo Marginal Previo para efectos de lo dispuesto en el Artículo 131° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM. En estos casos, si el Costo Marginal Previo fuese menor que el Precio de Energía en Barra correspondiente, la compensación por racionamiento a que se refiere el mencionado Artículo 131° del Reglamento será igual a cero.

Artículo 5°.- Definiciones

Para efectos del presente Decreto Supremo, todas las expresiones que contengan palabras que empiezan con mayúscula, tendrán los significados contemplados en la Ley N° 28832 y en la Ley de Concesiones Eléctricas, salvo que se indique lo contrario.

Artículo 6°.- Refrendo y vigencia

El presente Decreto Supremo será refrendado por el Ministro de Energía y Minas, y entrará en vigencia a partir del día siguiente de su publicación en el Diario Oficial El Peruano.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los cuatro días del mes de enero del años dos mil ocho.

ALAN GARCÍA PÉREZ
Presidente Constitucional de la República

JUAN VALDIVIA ROMERO
Ministro de Energía y Minas

Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema (COES) Decreto Supremo N° 027-2008-EM

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

CONSIDERANDO:

Que, el Artículo 2 de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, señala que la Ley tiene por objeto perfeccionar las reglas establecidas en la Ley de Concesiones Eléctricas para asegurar el abastecimiento oportuno y eficiente del suministro eléctrico al consumidor final a una tarifa eléctrica más competitiva.

Que, el Capítulo Cuarto de la referida Ley contiene las normas generales del Comité de Operación Económica del Sistema (COES), respecto a su naturaleza, sus funciones, sus órganos de gobierno, y su presupuesto;

Que, la Única Disposición Complementaria Derogatoria de la mencionado Ley, deroga los Artículos 39, 40 y 41, correspondiente al Título IV referido al COES, de la Ley de Concesiones Eléctricas aprobada por Decreto Ley N° 25844;

Que, es necesario dictar normas reglamentarias referidas al COES, en el marco de la mencionada Ley N° 28832;

De conformidad con las atribuciones previstas en los numerales 8) y 24) del Artículo 118 de la Constitución Política del Perú;

DECRETA:

Artículo 1.- Aprobación

Aprobar el Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema (COES), que consta de seis (06) Títulos, treinta y siete (37) Artículos, una Disposición Complementaria y cuatro (04) Disposiciones Transitorias, el mismo que forma parte integrante del presente Decreto Supremo.

Artículo 2.- Derogatoria

Deróguense los artículos del 80 al 91 y del 117 al 121 el Título IV del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM.

Artículo 3.- Refrendo y vigencia

El presente Decreto Supremo será refrendado por el Ministro de Energía y Minas y entrará en vigencia a partir del día siguiente de su publicación en el Diario Oficial El Peruano.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los dos días del mes de mayo del año dos mil ocho.

ALAN GARCÍA PÉREZ
Presidente Constitucional de la República

JUAN VALDIVIA ROMERO
Ministro de Energía y Minas

REGLAMENTO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA (COES)

TÍTULO I

DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 1.- Definiciones

Para efectos del presente Reglamento, entiéndase por:

- 1.1 **Coordinador:** Es el responsable de asumir la función de coordinación de la operación en tiempo real del sistema.
- 1.2 **Costo Marginal Nodal (CMgN):** Es el costo marginal de corto plazo determinado para cada nodo o barra del sistema donde se realiza una transacción.
- 1.3 **DGE:** Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas.
- 1.4 **LCE:** Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas.
- 1.5 **Ley:** Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.
- 1.6 **OSINERGMIN:** Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.
- 1.7 **Precio en Barra:** Es el resultado del cálculo del Precio Básico de la Energía por los respectivos factores nodales para cada barra del sistema y del Precio Básico de la Potencia de Punta agregando el valor unitario del peaje por transmisión y el peaje por conexión.
- 1.8 **Ministerio:** Ministerio de Energía y Minas.
- 1.9 **Reglamento:** Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema (COES).
- 1.10 **RLCE:** Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93- EM.

Los términos que empiezan con mayúscula distintos a los precedentemente indicados, tienen el significado establecido en la Ley, LCE, RLCE, el Reglamento u otras normas aplicables.

Cualquier mención a artículos o títulos sin señalar la norma a la que corresponde, se debe entender referida al presente Reglamento. Los plazos establecidos en días, se entenderán en días hábiles, salvo que se indique expresamente lo contrario. Se entienden por hábiles, todos los días del año, excepto sábados, domingos, feriados y aquellos declarados como no laborables a nivel nacional por el Poder Ejecutivo para el sector público.

Artículo 2.- Objeto

El presente Reglamento tiene por objeto establecer las normas relativas a la organización y funciones del Comité de Operación Económica del Sistema (COES) según lo establecido por la Ley.

Artículo 3.- Integrantes y Registro

El COES está compuesto por Integrantes Obligatorios e Integrantes Voluntarios. Los Integrantes Registrados son los Integrantes Obligatorios así como los Integrantes Voluntarios que hayan optado por registrarse en el COES.

- 3.1 Los Integrantes Obligatorios del COES son todos los Agentes del SEIN que cumplen las siguientes condiciones, según corresponda:
- a) Los Generadores cuya potencia instalada sea mayor o igual a 50 MW;
 - b) Los Transmisores que operen sistemas de transmisión que pertenezcan al Sistema Garantizado de Transmisión o al Sistema Principal de Transmisión, con un nivel de tensión no menor de 138 kV y cuya longitud total de líneas de transmisión no sea menor de 50 kilómetros, de acuerdo con los derechos otorgados;
 - c) Los Distribuidores cuya máxima demanda coincidente anual de sus sistemas de distribución interconectados al SEIN, sea mayor o igual a 50 MW; y,
 - d) Los Usuarios Libres cuya máxima demanda contratada en el SEIN sea mayor o igual a 10 MW.
- 3.2 Los Integrantes Voluntarios son los Agentes que no cumplan con los requisitos establecidos en el numeral 3.1, quienes para ejercer su derecho de participar en el COES deberán inscribirse, a su libre elección, en el Registro de Integrantes para adquirir la calidad de Integrante Registrado, debiendo permanecer en esta calidad durante un periodo mínimo de tres (03) años.

Los Integrantes Voluntarios que deseen dejar de ser Integrantes Registrados, deberán comunicarlo por escrito con una anticipación no menor de tres (03) meses, siempre que cumpla con el periodo mínimo de permanencia de tres (03) años. Tratándose de Usuarios Libres que pasen a ser Usuarios Regulados, la anticipación será con respecto a la fecha en que pasen a ser Usuarios Regulados.

- 3.3 El Agente que tenga más de una de las calidades referidas en el numeral 1 del artículo 1 de la Ley, se debe inscribir en el Registro de Integrantes del COES solamente por aquella correspondiente a su principal giro de negocio, entendiéndose por tal aquel que le produce mayor ingreso.
- 3.4 Los nuevos Agentes o los existentes que se conectan al SEIN, pasan a ser Integrantes del COES conforme a lo establecido en el presente artículo.
- 3.5 El COES llevará un Registro de Integrantes y tiene la responsabilidad de mantener permanentemente actualizado y publicado en su Portal de Internet. El Registro de Integrantes contiene, cuanto menos, la denominación social, el tipo de Agente, la fecha en que adquiere la calidad de Integrante Registrado y la fecha en que la pierde o deja de serlo, según corresponda. El registro de Integrantes no tiene carácter de registro público.

Artículo 4.- Autoridad

Las decisiones que emitan la Dirección Ejecutiva y el Directorio del COES en el ámbito de sus respectivas competencias, tienen carácter obligatorio para todos los Agentes. Las normas contenidas en el Título VI son de aplicación para resolver las impugnaciones de todos los Agentes, sean Integrantes Registrados o no.

TÍTULO II

PROCEDIMIENTOS TÉCNICOS DE OPERACIÓN DEL SEIN Y DEL MERCADO DE CORTO PLAZO

Artículo 5.- Elaboración y aprobación de Procedimientos

- 5.1 En concordancia con el inciso b) del artículo 13 de la Ley, el COES, a través de la Dirección Ejecutiva, debe elaborar las propuestas de Procedimientos en materia de operación del SEIN y administración del Mercado de Corto Plazo. Las propuestas de estos Procedimientos serán presentados a OSINERGMIN para su aprobación, acompañados de los respectivos estudios detallados que sustenten la propuesta.
- 5.2 El COES debe contar con una "Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos" elaborada y aprobada por OSINERGMIN, la cual incluirá como mínimo, los objetivos, plazos, condiciones, metodología, forma, responsables, niveles de aprobación parciales, documentación y estudios de sustento.
- 5.3 *El proceso de aprobación por parte de OSINERGMIN de un Procedimiento, debe considerar lo siguiente:*
- a) *OSINERGMIN evaluará la propuesta de Procedimiento y de no encontrar observaciones procederá a su aprobación. En caso de encontrar observaciones OSINERGMIN comunicará al COES dichas observaciones debidamente fundamentadas. El COES deberá absolver las observaciones y/o presentar una nueva propuesta, de ser necesario.*
 - b) *OSINERGMIN evaluará el levantamiento de las observaciones o la nueva propuesta y luego de su análisis determinará si las observaciones fueron debidamente subsanadas. De subsistir observaciones se repetirá la secuencia establecida desde el inciso a).*
 - c) *En caso de haberse observado por tercera vez una misma propuesta, OSINERGMIN podrá efectuar las modificaciones únicamente con relación a los aspectos que fueron materia de observación sin haber sido debidamente subsanados y aprobar el respectivo Procedimiento. (*)*

(*) Numeral modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 021-2011-EM, publicado el 29 abril 2011, cuyo texto es el siguiente:

- "5.3 El proceso de aprobación por parte de OSINERGMIN de un Procedimiento, debe considerar lo siguiente:
- a) OSINERGMIN evaluará la propuesta de Procedimiento y de no encontrar observaciones procederá a su prepublicación. En caso de encontrar observaciones OSINERGMIN comunicará al COES dichas observaciones debidamente fundamentadas. El COES deberá absolver las observaciones y/o presentar una nueva propuesta, de ser necesario.
 - b) OSINERGMIN evaluará la subsanación de las observaciones y podrá efectuar modificaciones en la propuesta únicamente con relación a los aspectos que fueron materia de observación sin haber sido debidamente subsanados por el COES; y procederá a prepublicar el Procedimiento.

- c) OSINERGMIN establecerá un plazo para recibir los comentarios y observaciones de los particulares sobre el Procedimiento prepublicado, y luego remitirá al COES aquellos comentarios que considere pertinentes para su opinión.
- d) OSINERGMIN evaluará la subsanación de las observaciones por el COES y podrá efectuar modificaciones en la propuesta únicamente con relación a los aspectos que fueron materia de consulta al COES y no se considere adecuada su respuesta; y procederá a aprobar el Procedimiento.”

Artículo 6.- Aplicación y modificación de Procedimientos

- 6.1 Los Procedimientos aprobados por OSINERGMIN son de aplicación y cumplimiento obligatorio para todos los Agentes.
- 6.2 De producirse una situación no prevista en la aplicación diaria de los Procedimientos Técnicos, el COES dispone las acciones que a su juicio y criterio técnico considere adecuadas, publicándolas dentro de las veinticuatro (24) horas en su Portal de Internet. Dentro de un plazo de hasta de cuatro (04) días calendario de ocurrida la situación, el COES deberá presentar a OSINERGMIN un informe detallado de las acciones y resultados obtenidos.
- 6.3 De ser necesario, el COES presentará a OSINERGMIN una propuesta de modificación de los Procedimientos correspondientes, como resultado de la experiencia de la situación referida en el numeral 6.2.
- 6.4 OSINERGMIN puede solicitar al COES la elaboración y/o modificación de los Procedimientos Técnicos. A falta de la propuesta correspondiente, OSINERGMIN elaborará dichos procedimientos y los remitirá al COES para que opine y/o proponga modificaciones y, luego de su análisis y evaluación de la respuesta del COES, OSINERGMIN aprobará dichos procedimientos. Para dicho efecto, se deberá cumplir los plazos establecidos en la Guía referida en el numeral 5.2 del artículo 5.

TÍTULO III

ORGANOS DE GOBIERNO

Artículo 7.- Naturaleza del COES

- 7.1 En concordancia con el artículo 12 de la Ley, el COES no está sujeto a las disposiciones administrativas, presupuestarias, contratación de personal, control y otras que rigen para la actividad del Estado o para la actividad empresarial del Estado.
- 7.2 El COES se rige por su Estatuto, en el marco de la Ley, LCE, los Reglamentos y aquellas otras normas que faciliten el cumplimiento de su finalidad.
- 7.3 El Estatuto debe mantenerse debidamente actualizado y publicado en el Portal de Internet del COES.

Artículo 8.- Órganos de gobierno

Conforme al artículo 15 de la Ley, los órganos de gobierno del COES son la Asamblea, el Directorio y la Dirección Ejecutiva.

CAPÍTULO I

LA ASAMBLEA

Artículo 9.- Integrantes

- 9.1 Conforman la Asamblea del COES los Integrantes Registrados, de acuerdo a lo señalado en el artículo 3, los mismos que se agrupan en cuatro (04) Subcomités conforme a lo establecido en el numeral 16.2 del artículo 16 de la Ley.
- 9.2 Son hábiles para participar en la Asamblea, aquellos Agentes que sean Integrantes Registrados del COES, hasta los veinte (20) días previos a la fecha fijada para la realización de la Asamblea en primera convocatoria.
- 9.3 Para fines de la Asamblea, los Agentes se agrupan en los cuatro (04) Subcomités establecidos en el numeral 16.2 del artículo 16 de la Ley, de acuerdo al tipo de actividad que desempeñan. Para este fin, se considera lo establecido en el numeral 3.2 del artículo 3. Cada Subcomité elegirá anualmente a un representante titular y uno suplente, mediante el voto conforme de la mitad más uno de los Integrantes Registrados de cada Subcomité.

Los representantes de los Subcomités ejercerán la representación de éstos ante la Asamblea únicamente en los aspectos operativos y sobre aquellos para los cuales cuenten con la aprobación previa de su respectivo Subcomité.
- 9.4 La Asamblea se reúne en Asamblea ordinaria cuando menos una vez al año y en Asamblea extraordinaria según lo previsto en el Estatuto.
- 9.5 Todos los Integrantes Registrados, incluso los disidentes y los que no participaron en la reunión, están sometidos a los acuerdos adoptados en la Asamblea.
- 9.6 El Estatuto puede establecer la realización de Asambleas no presenciales por medio de mecanismos de comunicación a distancia en simultáneo, siempre que las condiciones de su realización garanticen el pleno ejercicio de los derechos de todos los Integrantes Registrados y la identidad de los participantes.

Artículo 10.- Convocatoria

- 10.1 El Presidente del Directorio convoca a la Asamblea cuando lo ordena el Reglamento, lo establece el Estatuto, lo acuerda el Directorio, lo soliciten dos (02) Directores o los representantes de, al menos, dos (02) Subcomités.
- 10.2 *La convocatoria a Asamblea ordinaria se efectúa con una anticipación no menor de diez (10) días a la fecha fijada para su realización, y a Asamblea extraordinaria con una anticipación no menor de tres (03) días. En ambos casos, la convocatoria se efectúa por medio de esquila, o publicación en un diario de circulación nacional, señalando lugar, fecha, hora y agenda de temas a tratar, y puede incluir el lugar, fecha y hora para la segunda convocatoria. El Estatuto puede establecer el uso de medios electrónicos para efectuar la convocatoria, siempre que garanticen la constancia de su recepción. (*) (*) Numeral modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 058-2008-EM, publicada el 15 noviembre 2008, cuyo texto es el siguiente:*

“10.2 La convocatoria a Asamblea ordinaria se efectúa con una anticipación no menor de diez (10) días a la fecha fijada para su realización, y a Asamblea

extraordinaria con una anticipación no menor de tres (03) días. En ambos casos, la convocatoria se efectúa por medio de esquila, o publicación en un diario de circulación nacional, señalando lugar, fecha, hora y agenda de temas a tratar. Si se incluye el lugar, fecha y hora para la segunda convocatoria, ésta podrá realizarse en la misma fecha señalada para la primera, mediando entre ambas un lapso no menor de treinta (30) minutos. El Estatuto puede establecer el uso de medios electrónicos para efectuar la convocatoria, siempre que garanticen la constancia de su recepción.”

- 10.3 *En caso de segunda convocatoria, ésta será efectuada con los mismos requisitos señalados en el numeral anterior dentro de los siete (07) días siguientes a la fecha de la Asamblea no realizada y con una anticipación no menor de tres (03) a la fecha fijada para su realización, indicando que se trata de segunda convocatoria. (*) (*) Numeral modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 058-2008-EM, publicada el 15 noviembre 2008, cuyo texto es el siguiente:*

“10.3 En caso no se haya incluido los datos para la segunda convocatoria, ésta será efectuada con los mismos requisitos señalados en el numeral anterior dentro de los siete (07) días siguientes a la fecha de la Asamblea no realizada y con una anticipación no menor de tres (03) días a la fecha fijada para su realización, indicando que se trata de la segunda convocatoria.”

Artículo 11.- Quórum

- 11.1 En caso que el Representante Legal del Integrante Registrado no asista a la Asamblea, deberá designar a un sustituto con una antelación no menor de dos (2) días a la fecha de la realización de la Asamblea. Una misma persona puede tener la representación de más de un Integrante Registrado. Dicha representación se otorga mediante Carta Poder con firma legalizada.
- 11.2 En la misma fecha señalada en el numeral precedente, la secretaría cierra el registro de representantes de cada subcomité, conforme al numeral 9.3 del artículo 9.
- 11.3 *El quórum para la realización de la Asamblea, en primera convocatoria, es el setenta y cinco por ciento (75%) de los Integrantes Registrados de cada Subcomité. (*) (*) Numeral modificado por el Artículo 3 del Decreto Supremo N° 058-2008-EM, publicada el 15 noviembre 2008, cuyo texto es el siguiente:*
- “11.3 El quórum para la realización de la Asamblea en primera convocatoria es el setenta y cinco por ciento (75%) de los Integrantes Registrados, y en segunda convocatoria es el sesenta por ciento (60%) de los Integrantes Registrados. En ambos casos, si el número resultante no fuera entero, se considerará el número entero inmediato inferior.”
- 11.4 *El quórum en segunda convocatoria bastará con la concurrencia del setenta por ciento (70%) del número de Integrantes Registrados de cada Subcomité. (*)*
- (*) Numeral eliminado por el Artículo 2 del Decreto Supremo N° 058-2008-EM, publicada el 15 noviembre 2008.**

Artículo 12.- Adopción de Acuerdos

- 12.1 Para alcanzar la mayoría requerida por la Ley para la adopción de acuerdos de la Asamblea, se requiere computar la suma ponderada de los puntajes de cada

Subcomité, considerando un factor de ponderación de 0,25 para cada uno de los cuatro (04) subcomités. El puntaje de cada Subcomité resulta del cociente del número de integrantes que votó a favor de una determinada propuesta entre el número de Integrantes Registrados de dicho Subcomité.

- 12.2 La secretaría de la Asamblea, tomando en consideración lo establecido en los numerales 9.2 y 11.1 de los artículos 9 y 11, respectivamente, debe determinar la cantidad total de Integrantes Registrados por cada Subcomité y aquellos presentes en la Asamblea.
- 12.3 Todos los acuerdos alcanzados en la junta de la Asamblea constan en actas suscritas por el Presidente, el Secretario de la Asamblea y los representantes de cada Subcomité.

Artículo 13.- Presidencia y Secretaría de la Asamblea

- 13.1 El Presidente del Directorio preside la Asamblea. En ausencia del mismo o en caso que la agenda incluya la remoción del Presidente, la Asamblea será presidida por el Director de mayor edad.
- 13.2 El Director Ejecutivo actúa como Secretario de la Asamblea y es el responsable de llevar las Actas.

Artículo 14.- De los Subcomités

- 14.1 Los Subcomités están organizados y actúan de acuerdo a lo establecido en el Estatuto del COES, el mismo que establecerá la forma mediante el cual se garantizará la representatividad frente a terceros.
- 14.2 Los representantes de cada uno de los Subcomités, elegidos conforme se indica en el numeral 9.3 del artículo 9, desempeñan la función de coordinador de su Subcomité en la Asamblea, así como las funciones que les señale el Estatuto del COES. La representación de cada Subcomité se acredita debidamente ante el Presidente del Directorio del COES y ante OSINERGMIN y se entenderá vigente mientras el Subcomité no comunique por escrito lo contrario y cumpla con designar a un reemplazante.
- 14.3 En concordancia con lo establecido en el artículo 51 de la LCE, los Subcomités de Generadores y Transmisores, presentan al OSINERGMIN los estudios técnico-económicos de la propuesta de los Precios en Barra.
 - a) El Subcomité de Generadores y el Subcomité de Transmisores, en la parte que les corresponda, elaborarán los estudios y la propuesta preliminar anual para la fijación de los Precios en Barra, siguiendo lo establecido en los artículos 47 a 51 de la LCE, el RLCE, demás normas y Procedimientos correspondientes.
 - b) A falta de la presentación oportuna de la propuesta y del estudio de sustento para la fijación de los Precios en Barra, según lo establecido en el artículo 51 de la LCE, OSINERGMIN procede a determinar y publicar los Precios en Barra en el plazo señalado en el artículo 52 de la LCE, conforme a sus Procedimientos.
- 14.4 Los estudios y la propuesta para la fijación de los Precios en Barra, señalados en el numeral 14.3, deben explicitar y justificar en forma detallada, entre otros aspectos, los siguientes:

- a) La proyección de la demanda de potencia y energía del sistema, tanto aquella correspondiente al mercado local, la demanda mayor focalizada por instalación de proyectos industriales, como aquella demanda extranjera a ser abastecida desde el SEIN como resultado del comercio internacional de electricidad.
- b) El programa de obras de generación y transmisión, tanto aquel de iniciativa particular, como el resultante de procesos de licitación, según lo señalado en los numerales 4.1 y 22.1 de los artículos 4 y 22 de la Ley, respectivamente.
- c) Los costos de combustibles y el Costo de Racionamiento considerado y otros costos variables de operación pertinentes.
- d) La Tasa de Actualización utilizada en los cálculos.
- e) Los Costos Marginales Nodales de energía proyectados.
- f) Los factores nodales de energía.
- g) El Precio Básico de la Energía.
- h) El Precio Básico de la Potencia de Punta, y Precio de la Potencia de Punta en Barra.
- i) El Costo Total de Transmisión, discriminando los costos de inversión y los de operación y mantenimiento, tanto para el sistema de transmisión Garantizado, Complementario, Principal, como Secundario.
- j) Cálculo del Ingreso Tarifario esperado en los tipos de sistemas de transmisión Garantizado y Principal, para la fijación del Peaje por Conexión y del Peaje de los sistemas de transmisión Complementario y Secundario.
- k) Los valores resultantes para los Precios en Barra.
- l) La fórmula de reajuste propuesta.

CAPÍTULO II

EL DIRECTORIO

Artículo 15.- Naturaleza y condiciones

- 15.1 El Directorio es el principal órgano de gobierno del COES y es responsable por el cumplimiento de las funciones señaladas en los artículos 13 y 14 de la Ley, así como de las señaladas en el artículo 23 del presente Reglamento.
- 15.2 Los Directores en su desempeño, deben actuar de manera independiente e imparcial, con criterio técnico y estricta observancia a la normativa aplicable, sea la LCE, Ley, Reglamentos, Normas Técnicas y demás disposiciones complementarias, así como, el Estatuto y los Procedimientos del COES.
- 15.3 El Directorio no se encuentra sujeto a mandato imperativo de ninguna índole, ni a subordinación jerárquica alguna.

Artículo 16.- Elección del Directorio

- 16.1 El Directorio está compuesto por cinco (05) miembros. Cada Subcomité elige a un Director con el voto favorable de la mitad más uno de los Integrantes Registrados

del Subcomité. El Presidente del Directorio es elegido por la Asamblea, conforme a lo establecido en el artículo 12.

16.2 El reemplazante de cualquier miembro del Directorio completa el período del reemplazado.

16.3 Los Directores pueden ser reelegidos indefinidamente.

16.4 El mandato de Director del COES es indelegable.

16.5 *Para ser Director se debe cumplir con los requisitos mínimos siguientes:*

- a) *Ser Ingeniero Electricista o Mecánico Electricista, colegiado en el Colegio de Ingenieros del Perú.*
- b) *Tener experiencia acreditada en el sector eléctrico nacional o extranjero, de al menos quince (15) años. (*)*

(*) Numeral modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 035-2008-EM, publicado el 05 julio 2008, cuyo texto es el siguiente:

“16.5 Para ser Director se debe cumplir con tener título profesional y experiencia acreditada en el sector eléctrico nacional o extranjero de, al menos, quince (15) años.”

Artículo 17.- Impedimentos y Prohibiciones

17.1 Son impedimentos para ser elegido Director del COES, los siguientes:

- a) Tener disputa judicial o arbitral con el COES y/o con algún Agente en calidad de demandante al momento de la presentación de la candidatura.
- b) Ser director o accionista de uno o más Agentes Integrantes del COES, con una participación superior a medio (0,5%) por ciento de su capital social.

17.2 Los Directores, desde su elección hasta el vencimiento del período de un año posterior al ejercicio de la actividad de miembro del Directorio, están prohibidos de:

- a) Desempeñar actividades para la Administración Pública, entendida ésta de acuerdo con los alcances previstos en la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, bajo cualquier forma de contratación o nombramiento.
- b) Ser miembro del directorio de, o poseer vínculos laborales bajo cualquier forma de contratación con, los Agentes, sus empresas vinculadas o con los accionistas mayoritarios o aquellos que tienen control de las mismas.
- c) Poseer vínculos comerciales o financieros de cualquier índole con los Agentes y/o entidades referidas en b), exceptuándose el ser accionista con una participación que no supere el medio por ciento (0,5%) del capital social o el ser cliente regulado.
- d) Tener disputa judicial o arbitral con el COES en calidad de demandante.
- e) Poseer vínculos laborales, comerciales o financieros, bajo cualquier forma de contratación o modalidad, con las instituciones similares al COES de otros países con los que se realizan Transacciones Internacionales de Electricidad y/o con los agentes integrantes de los mismos.

- f) Divulgar o utilizar cualquier información sin autorización escrita del Directorio, o no publicada en el Portal de Internet del COES, en especial cualquier información empresarial confidencial a que tengan acceso como resultado del desempeño de sus cargos que pueda perjudicar al COES o a cualquiera de sus Integrantes.
- 17.3 El estar incurso en cualquiera de los impedimentos señalados en el numeral 17.1, es motivo de tacha y/o de retiro de la candidatura.
- 17.4 La contravención de cualquiera de las prohibiciones señaladas en el numeral 17.2, constituye falta grave y es causal de remoción y/o pérdida del derecho a percibir la remuneración durante el período anual posterior al ejercicio del cargo de Director, según corresponda. También constituye falta grave la inasistencia injustificada de un Director a tres (03) sesiones del Directorio que se convoquen en forma consecutiva o a cinco (05) sesiones del Directorio en forma alternada, durante las diez (10) últimas convocatorias efectuadas.
- 17.5 La actividad docente no constituye impedimento ni prohibición, en ningún caso.

Artículo 18°.- Renuncia y/o remoción

- 18.1 La renuncia de un Director se presenta al Presidente del Directorio, y surte efecto desde la fecha de su presentación. Dentro del plazo de veinte (20) días de presentada la renuncia, el correspondiente Subcomité elegirá al nuevo Director.
- El Presidente del Directorio presenta su renuncia al Director de mayor edad, quien deberá convocar a una Asamblea Extraordinaria, la misma que se realizará dentro del plazo de veinte (20) días con el objeto de elegir al nuevo Presidente del Directorio.
- 18.2 Ante la incapacidad física o fallecimiento de un miembro del Directorio, debidamente fundamentada y comprobada por el Directorio, se procede en forma similar a la señalada en el numeral 18.1 para efectos de la elección del reemplazante.
- 18.3 Los miembros del Directorio sólo podrán ser removidos por la Asamblea en caso de incapacidad o falta grave, previo proceso de investigación, cuya duración no será mayor de cuarenta días (40) desde la presentación de la denuncia, a cargo de un tribunal conformado por cinco (5) miembros que serán designados conforme a lo que establezca el Estatuto. El Estatuto establecerá las reglas que garanticen el debido proceso y la presunción de inocencia del investigado. La denuncia por incapacidad o falta grave podrá ser presentada por cualquier Integrante Registrado ante el Director Ejecutivo, quien actuará conforme al procedimiento que establezca el Estatuto para estos efectos, acompañando los motivos y/o pruebas de la imputación formulada.
- 18.4 Los resultados de la investigación serán presentados por el Tribunal ante el Director Ejecutivo, quien informará al siguiente día a los miembros del Directorio mediante comunicación escrita, a fin que se proceda, conforme al artículo 10°, a convocar a Asamblea extraordinaria dentro de un plazo no mayor de cinco (05) días de recibida la comunicación, con el objeto de acordar la remoción y la consiguiente elección del Director reemplazante, de ser el caso.

- 18.5 El Director denunciado por incapacidad o falta grave mantiene todos sus derechos en tanto no sea removido por la Asamblea. Conforme a lo establecido en el numeral 17.3 del artículo 17 de la Ley, el Director removido por falta grave pierde su derecho a percibir la remuneración anual referida en el mismo numeral 17.3 del artículo 17 de la Ley.
- 18.6 Si de los resultados de la investigación, se demuestra que la denuncia o acusación es falsa o contraria a la verdad, corresponderá a la Asamblea evaluar la aplicación de una penalidad al Integrante Registrado que efectuó la denuncia. Dicha penalidad será establecida conforme lo establezca el Estatuto, la misma que no podrá ser superior al monto correspondiente a diez (10) UIT vigente en la imposición de la multa.
- 18.7 En caso de denuncia por incapacidad o falta grave contra un ex-Director, se seguirá el mismo procedimiento establecido en los numerales precedentes.

Artículo 19°.- Convocatoria

- 19.1 El Directorio se reúne ordinariamente cuanto menos una vez al mes, y extraordinariamente a iniciativa del Presidente o cada vez que lo soliciten por escrito dos (02) o más Directores.
- 19.2 Además de lo que disponga el Estatuto, la convocatoria se efectúa con una anticipación mínima de cinco (05) días calendario a la fecha de realización de la sesión, por medio de esquila simple, señalando lugar, fecha, hora y agenda de temas a tratar y acompañando la carpeta con la información correspondiente. La Agenda de la sesión será publicada en el Portal de Internet del COES.

Artículo 20°.- Quórum

- 20.1 El quórum para la realización de sesiones del Directorio, en primera o en segunda convocatoria, es de tres (03) miembros.
- 20.2 El período entre la primera y la segunda convocatoria es, como máximo, de treinta (30) minutos.

Artículo 21°.- Acuerdos y mayorías

- 21.1 Los acuerdos se adoptan con el voto conforme de más del cincuenta (50%) por ciento de los asistentes a la sesión del Directorio.
- 21.2 En caso de empate, el Presidente tiene voto dirimente.
- 21.3 Todos los Directores, incluso los disidentes y los que no participaron en la sesión, están sometidos a los acuerdos adoptados por el Directorio. Los disidentes pueden dejar sentada su opinión discrepante en Acta.
- 21.4 Los acuerdos del Directorio se deberán publicar en el Portal de Internet del COES dentro de un plazo máximo de cinco (05) días de la fecha de aprobación del Acta respectiva.

Artículo 22°.- Presidencia y secretaría

- 22.1 El Presidente del Directorio preside las sesiones. En caso de ausencia o impedimento del Presidente del Directorio, presidirá la sesión el Director de mayor edad.
- 22.2 El Directorio designará a un secretario cuyas funciones serán establecidas en el Estatuto.

Artículo 23°.- Funciones del Directorio

En concordancia con lo señalado en los artículos 13° y 14° de la Ley, el Directorio del COES debe:

- 23.1 Aprobar la estructura organizativa del COES, para el adecuado desempeño de sus funciones.
- 23.2 Aprobar las propuestas de Procedimientos y gestionar su aprobación ante el OSINERGMIN, según lo establecido en el artículo 5°.
- 23.3 Aprobar los informes y estudios según lo establecido en la Ley, LCE, Reglamentos y/o normas aplicables.
- 23.4 Resolver los recursos de reconsideración o apelación, según corresponda, presentados por los Integrantes Registrados.
- 23.5 Aprobar el cuadro de requerimientos de personal y de niveles salariales, a propuesta del Director Ejecutivo, tomando en cuenta las funciones que deben desempeñar.
- 23.6 Otras que señale el Estatuto en el marco de la Ley, LCE, los Reglamentos y normas aplicables.

Artículo 24°.- Sobre la Oficina de Perfeccionamiento Técnico

- 24.1 El COES debe contar con un Oficina de Perfeccionamiento Técnico, dependiente del Directorio. Esta Oficina permanentemente evaluará el desarrollo de las funciones que le han sido asignadas al COES, conforme a los artículos 13° y 14° de la Ley, a fin de proponer al Directorio las mejoras que estime pertinentes. Asimismo, deberá proponer mecanismos de administración de la información que garanticen la transparencia de la ejecución del despacho y de los resultados del mismo.
- 24.2 Para el cumplimiento de sus fines, la Oficina de Perfeccionamiento Técnico deberá tener acceso a toda la información que éste requiera y que es propia del COES.
- 24.3 La Oficina de Perfeccionamiento Técnico deberá elaborar un Plan Anual para el desarrollo de sus funciones, el cual será aprobado por el Directorio y publicado en el Portal de Internet del COES antes del 31 de enero de cada año. Asimismo, presentará al Directorio reportes periódicos y a pedido especial sobre el desarrollo por parte del COES de las funciones que le han sido asignadas, estos reportes pueden incluir recomendaciones o el establecimiento de un plan de mejoras.

CAPÍTULO III

LA DIRECCIÓN EJECUTIVA

Artículo 25°.- Naturaleza y organización

- 25.1 La Dirección Ejecutiva es el principal órgano de gerencia y administración.
- 25.2 La Dirección Ejecutiva está a cargo de un Director Ejecutivo quién, en su desempeño, debe actuar de manera independiente e imparcial, con criterio técnico y estricta observancia a las normas del Sector, del Estatuto y de los Procedimientos del COES.
- 25.3 El Director Ejecutivo representa al COES ante todo tipo de autoridades y es el responsable por su buena marcha operativa y administrativa.

25.4 La Dirección Ejecutiva se organiza de la forma establecida en el artículo 18° de la Ley y el Estatuto.

Artículo 26°.- Director Ejecutivo

26.1 El Director Ejecutivo es seleccionado y nombrado por el Directorio, con el voto favorable de, al menos, cuatro (04) Directores. Para ser Director Ejecutivo se debe cumplir con los requisitos mínimos siguientes:

- a) Ser Ingeniero electricista o mecánico electricista, colegiado en el Colegio de Ingenieros del Perú.
- b) Tener experiencia acreditada en el sector eléctrico nacional o extranjero de, al menos, quince (15) años.
- c) No tener disputa judicial o arbitral con el COES y/o con algún Agente en calidad de demandante al momento de su designación.

26.2 La renuncia es presentada al Presidente del Directorio y surte efecto desde la fecha de su presentación.

26.3 El Director Ejecutivo puede ser removido sólo por incapacidad o falta grave conforme al artículo 18° de la Ley. El Directorio debe garantizar el derecho de defensa.

26.4 El Estatuto establece los requisitos e impedimentos para ser nombrado Director Ejecutivo.

Artículo 27°.- Funciones de la Dirección Ejecutiva

En concordancia con lo señalado en los artículos 13° y 14° de la Ley, y conforme a lo establecido en el numeral 18.1 del artículo 18° de la Ley, la Dirección Ejecutiva es responsable por el cumplimiento de las siguientes funciones.

27.1 Funciones generales.

- a) Proponer al Directorio las modificaciones del Estatuto.
- b) Elaborar y proponer al Directorio el presupuesto del COES.
- c) Elaborar las propuestas de Procedimientos requeridos para la marcha de COES.
- d) Elaborar los informes regulares establecidos en la LCE, la Ley y los Reglamentos.
- e) Nominar comités de trabajo para tareas específicas. Estos comités no tienen facultades decisorias y se extinguen al cumplimiento del encargo.
- f) Difundir información relativa a las actividades de los Agentes, del COES y del SEIN.
- g) Otras que el Directorio y el Estatuto le encomiende.

27.2 Funciones de operación del sistema y del mercado.

- a) Coordinar la operación segura y de calidad en tiempo real del SEIN, y administrar el Mercado de Corto Plazo.
- b) Elaborar los programas de operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN, y comunicarlos a los Agentes para su cumplimiento.

- c) Supervisar la ejecución de los programas de operación de corto plazo. En caso se produzca un hecho que afecte la correcta operación del sistema y del Mercado de Corto Plazo, lo comunicará a OSINERGMIN y a la DGE en un plazo no mayor de dos (02) días.
- d) Remitir a OSINERGMIN, dentro de las veinticuatro (24) horas, un informe de la supervisión de la ejecución del programa diario de despacho.
- e) Coordinar el mantenimiento mayor de las instalaciones y ordenar a los Agentes acatar las medidas correctivas necesarias.
- f) Calcular y verificar la potencia y energía firme de cada una de las unidades generadoras de los Agentes.
- g) Planificar, administrar, valorizar y controlar los Servicios Complementarios que proveen los Agentes.
- h) Coordinar la operación de los enlaces internacionales de transmisión y, valorizar y administrar las Transacciones Internacionales de Electricidad.
- i) Calcular los Costos Marginales Nodales de la energía del sistema eléctrico.
- j) Determinar y valorizar las transferencias de potencia y energía entre los Agentes que resulten de la operación a mínimo costo del conjunto del sistema.
- k) Determinar y valorizar las transacciones entre los Agentes en el Mercado de Corto Plazo.
- l) Determinar y asignar responsabilidades específicas entre los Agentes, así como calcular las compensaciones que correspondan por las transgresiones a la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), conforme al Procedimiento correspondiente.

27.3 Funciones de planificación del sistema de transmisión.

- a) Cumplir con el marco normativo aplicable a la planificación del sistema de transmisión, incluyendo la política para el desarrollo eficiente de la transmisión definida por el Ministerio, los criterios y metodologías de planificación elaborados por OSINERGMIN y aprobados por el Ministerio, la Ley, LCE, los Reglamentos y los Procedimientos.
- b) Elaborar y/o contratar los estudios especializados requeridos como sustento del Plan de Transmisión, de acuerdo a las políticas y criterios establecidos por el Ministerio.

TÍTULO IV INFORMACIÓN

Artículo 28°.- Información proporcionada por los Agentes

Los Agentes están obligados a proporcionar al COES la información que éste requiera, para el cumplimiento de sus funciones, en la forma y plazo establecidos en los Procedimientos correspondientes.

Artículo 29°.- Información elaborada por el COES

El COES debe mantener toda la información que elabore relativa al cumplimiento de sus funciones y finalidad. Entre esta se incluye:

- a) Los programas diarios de operación del sistema eléctrico, así como los resultados de la operación real efectuada.
- b) La potencia media horaria indisponible de cada unidad generadora, enlace de transmisión y subestación, considerando los mantenimientos preventivos y las fallas.
- c) Las transacciones y los Agentes involucrados en el Mercado de Corto Plazo y en las Transacciones Internacionales de Electricidad.
- d) Los programas de operación de mediano y largo plazo del sistema.
- e) La programación del mantenimiento mayor de las unidades generadoras y de los enlaces de transmisión y de las subestaciones de transformación.
- f) Los análisis, cálculos y demás relativos al Plan de Transmisión.
- g) Los estudios propios y los elaborados por terceros.
- h) Toda estadística de operación del sistema y del mercado.

Artículo 30°.- Información proporcionada por el COES

- 30.1 El Procedimiento relativo a la difusión de información, tanto la elaborada por el COES como la alcanzada por los Agentes, norma los aspectos relativos a la oportunidad, forma, canales, y otras características, e incluye lo relativo a la confidencialidad y el plazo de validez de la misma, de la información de los Agentes.
- 30.2 La Dirección Ejecutiva, debe difundir en forma oportuna en su Portal de Internet y a través de publicaciones impresas, la información proporcionada por los Agentes y aquella elaborada por el COES, tanto a los Agentes, a las autoridades, como al público interesado en el tema.
- 30.3 En el Portal de Internet debe estar permanentemente actualizado, indicando la fecha de actualización correspondiente a cada información, todos aquellos temas relativos a sus actividades para el cumplimiento de su finalidad, incluyendo la operación del sistema, la operación del Mercado de Corto Plazo y del Plan de Transmisión. Entre éstos temas, los siguientes:
 - a) Hechos, actos, instrucciones, acuerdos y decisiones de relevancia que puedan o afecten al sistema o al mercado.
 - b) Información base de las instalaciones y equipamiento de los Agentes.
 - c) Estadística de costos de insumos y de Servicios Complementarios, precios resultantes de los Costos Marginales Nodales por período de los programas de despacho, y transacciones entre Agentes y de comercio internacional de electricidad.
 - d) Estadística de calidad del sistema, incluyendo indicadores por unidades de generación y enlaces de transmisión.
 - e) Información correspondiente a las valorizaciones de las transferencias de energía y potencia por cada Agente, desagregado por unidad o central de generación.

30.4 El portal de Internet del COES debe contener la información relevante relativa a sus actividades, permanentemente actualizada, tales como estudios que contrate y elabore, gráficos en tiempo real de las curvas de despacho diario programado y ejecutado, costos marginales en las zonas eléctricas que defina el COES, flujos de intercambio entre las mismas, etc.

Artículo 31°.- Información para OSINERGMIN

El COES mantendrá informado oportunamente a OSINERGMIN con relación a los hechos relevantes en el cumplimiento de sus funciones. Adicionalmente debe enviarle los siguientes informes.

31.1 En la oportunidad a continuación señalada, entregar lo siguiente:

- a) Un informe de coyuntura, dentro de las veinte y cuatro (24) horas posteriores, a la presentación de un hecho relevante mayor acaecido en la operación del sistema y/o del mercado. En el plazo de hasta cuatro (04) días calendario posteriores de emitido el informe de coyuntura, debe alcanzar el informe complementario que incluya mayor detalle y los resultados de las investigaciones realizadas.
- b) El Estatuto y sus modificaciones, dentro del plazo de siete (07) días calendario de aprobado por la Asamblea.
- c) Los modelos matemáticos a utilizarse en la planificación de la operación, en el cálculo de los Costos Marginales Nodales, en la planificación de la transmisión, ciñéndose a lo dispuesto en el artículo 55° de LCE, dentro del plazo de quince (15) días de aprobado por el Directorio. No tendrá valor oficial para los Agentes los resultados que se obtengan de los instrumentos que no se hayan entregado.
- d) Los modelos matemáticos a utilizarse en la elaboración de la propuesta de los Precios en Barra, serán los presentados a OSINERGMIN con una anticipación de seis (06) meses a la fecha señalada en el artículo 51° de la LCE, y que no hayan sido observados por éste último. OSINERGMIN puede definir los modelos matemáticos que el COES, a través de los Subcomités correspondientes deberá usar en los cálculos de la propuesta de los Precios en Barra, debiendo comunicarlos con la misma anticipación señalada en el presente inciso.

31.2 Mensualmente, dentro de los primeros siete (07) días calendario del mes siguiente, un informe resumido correspondiente al mes anterior, con los siguientes datos:

- a) Los Costos Marginales Nodales, así como los valores de las variables de mayor incidencia en los mismos.
- b) Hechos relevantes ocurridos en la operación del mercado, tales como las transferencias de energía y de potencia de punta entre sus integrantes en cada barra, así como sus correspondientes pagos.
- c) La 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, provisión de los Servicios Complementarios y fallas en unidades generadoras y sistemas de transmisión.

- e) Programa de operación para los siguientes doce (12) meses, con un detalle de la estrategia de operación de los embalses y la generación esperada mensual de cada central.
- f) Hechos relevantes relacionados con el ejercicio de sus funciones, en la forma que OSINERGMIN lo determine.

31.3 Anualmente, antes del 31 de diciembre, un informe para el año siguiente, que contenga:

- a) El balance de energía y de potencia firme para cada Generador.
- b) La potencia firme y pagos por potencia, de cada Generador Integrante Registrado.
- c) El cronograma de ejecución actividades relativas al Plan de Transmisión.

Artículo 32°.- Información para la DGE

El COES enviará a la DGE el informe anual referido en el numeral 31.3 del artículo 31° en el mismo plazo allí indicado. Asimismo, enviará toda información que la DGE le solicite.

TÍTULO V PRESUPUESTO Y APORTES

Artículo 33°.- Presupuesto de egresos

33.1 El presupuesto de egresos del COES es elaborado por cada año calendario, e incluye como componentes el gasto corriente y de inversión. El componente inversión debe considerar proyectos a ser ejecutados durante el ejercicio y la parte de aquellos proyectos que cubran más de un ejercicio.

33.2 El presupuesto de egresos, con el respectivo sustento, debe ser presentado por el Directorio ante la Asamblea, para su aprobación, en el mes de octubre del año previo a su ejecución.

33.3 El Estatuto fija la política de remuneraciones para los Directores en ejercicio y los que hayan cesado en funciones, así como para el Director Ejecutivo.

La política de remuneración del personal de la Dirección Ejecutiva se fija por acuerdo del Directorio.

Artículo 34°.- Presupuesto de ingresos

34.1 El presupuesto de ingresos de COES debe ser cubierto con los aportes de los Integrantes Registrados conforme a lo establecido en el artículo 19° de la Ley. Dichos aportes se determinarán para cada caso en proporción a los montos registrados en el ejercicio anterior, de los conceptos siguientes:

- a) Las inyecciones de potencia y energía de los Generadores, medidas en bornes de generación, valorizadas al Precio Básico de la Potencia de Punta y a Costo Marginal de Corto Plazo, respectivamente;
- b) Los ingresos totales derivados de la prestación del servicio de transmisión de energía eléctrica de los Transmisores;
- c) Los retiros físicos de potencia y energía de los Distribuidores y Usuarios Libres, valorizados al Precio Básico de la Potencia de Punta y a Costo Marginal de

Corto Plazo, respectivamente. Para el caso de los Distribuidores se considerará únicamente los retiros físicos de potencia y energía destinados a su Mercado Regulado.

- 34.2 Se considerarán todos los conceptos anteriores que le correspondan a cada Integrante Registrado, los cuales serán determinados con base en la información considerada en las valorizaciones de las transferencias mensuales efectuadas por el COES para el período enero a diciembre del ejercicio anterior y otra información pertinente remitida por los Agentes a requerimiento del COES.
- 34.3 La información de aquellos Agentes que se hayan registrado en el COES durante el período señalado en el numeral precedente, serán extrapoladas a todo el periodo, utilizando la mejor información disponible.
- 34.4 Para el caso de un Integrante Registrado que no tenga información alguna en el ejercicio anterior, se considerará la proyección de la misma para el año en curso para efectos del cálculo de sus aportes.

Artículo 35°.- Aprobación del presupuesto general

- 35.1 El Estatuto establece el procedimiento para la formulación, aprobación y ejecución del presupuesto del COES. En caso de incumplimiento del pago de los aportes se aplicarán los intereses previstos en el artículo 176° del RLCE.
- 35.2 La aprobación del presupuesto general de COES por la Asamblea se debe realizar durante el mes de noviembre del año previo a su ejecución.

TÍTULO VI RESOLUCIÓN DE CONFLICTOS ENTRE AGENTES Y EL COES

Artículo 36°.- Normas Generales

- 36.1 Cualquier Agente tiene derecho a ejercer por una sola vez en cada procedimiento los recursos impugnativos. El Estatuto establece las condiciones, forma, plazos y costos involucrados para la tramitación y solución de las impugnaciones y de los arbitrajes.
- 36.2 Cualquier Agente puede impugnar vía reconsideración las decisiones de la Dirección Ejecutiva o bien interponer directamente un recurso de apelación ante el Directorio.
- 36.3 Las decisiones del Directorio emitidas en primera instancia, pueden ser impugnadas en vía de reconsideración y/o mediante un procedimiento arbitral. Para iniciar el procedimiento arbitral contra una decisión del Directorio, no es requisito la impugnación previa ante el Directorio.
- 36.4 Las decisiones emitidas por la Asamblea podrán ser impugnadas por cualquier Agente a través de un procedimiento arbitral, en los términos establecidos en el Estatuto.
- 36.5 La formulación de una impugnación no conllevará la suspensión de la ejecución de la decisión cuestionada, a menos que el órgano encargado de resolver la impugnación decida suspender su ejecución. En este último caso, la solicitud de

suspensión deberá ser acompañada de la presentación de una garantía en la forma y condiciones que establezca el Estatuto.

Artículo 37°.- Decisiones impugnables

Podrán ser impugnadas las decisiones emitidas por la Asamblea, el Directorio y el Director Ejecutivo del COES que están destinadas a producir efectos sobre los intereses, obligaciones o derechos de cualquier Agente dentro de una situación concreta.

La impugnación será puesta en conocimiento de los demás Integrantes Registrados a través del mecanismo aprobado en el Estatuto y un resumen será publicado en el Portal de Internet del COES, a fin que aquellos que posean un legítimo interés puedan participar del procedimiento, si lo estiman pertinente.

Los mecanismos de impugnación no se aplican para resolver controversias entre Agentes que no impliquen un cuestionamiento formal a una decisión de los órganos del COES.

DISPOSICIÓN COMPLEMENTARIA

Única.- Procedimientos a ser aprobados por el Ministerio

El COES presentará al Ministerio para su aprobación, las propuestas de aquellos Procedimientos cuya aprobación no este atribuida expresamente al OSINERGMIN en el presente Reglamento o en otras normas de igual o menor jerarquía.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Primera.- Convocatoria de la Primera Asamblea

Dentro de los noventa (90) días calendario, contados a partir de la publicación del presente Reglamento, se deberá realizar la primera Asamblea, cuyos puntos en agenda serán los siguientes: i) aprobación de las modificaciones al actual Estatuto del COES; ii) elección del Presidente del Directorio y designación del primer Directorio del COES; y, iii) remuneración del Presidente y de los Directores. La Asamblea será convocada por el Presidente del Directorio que se encuentre en funciones, de acuerdo con el procedimiento de convocatoria establecido en el numeral 10.2 del artículo 10°.

La modificación al actual Estatuto del COES, comprenderá lo necesario para el inmediato funcionamiento del COES en el marco de la Ley. El proyecto de la referida modificación al estatuto deberá ser prepublicado en el Portal de Internet del COES dentro de los sesenta (60) días calendario de publicado el presente Reglamento.

De acuerdo con lo señalado en el numeral 9.2 del artículo 9° serán hábiles para participar en la Asamblea a que se refiere la presente Disposición, aquellos Agentes que hayan sido debidamente inscritos en el Registro de Integrantes del COES hasta los veinte (20) días previos a la fecha fijada para su realización en primera convocatoria. Este Registro de Integrantes mantendrá su vigencia hasta que culmine la adecuación a que se refiere la Segunda Disposición Complementaria Transitoria de la Ley.

A efectos de la convocatoria a dicha Asamblea, el Director de Operaciones en funciones deberá elaborar el correspondiente Registro de Integrantes del COES de acuerdo con lo establecido en el presente Reglamento. Para tal fin, se deberá realizar la publicación del aviso de convocatoria en un diario de circulación nacional dentro de los primeros

cinco (05) días calendario de publicado el presente Reglamento. Las formalidades para la inscripción de los Integrantes del COES en el Registro se regirán por el Procedimiento correspondiente actualmente vigente, en cuanto éste sea aplicable.

Por excepción, no será de aplicación para los Integrantes Voluntarios el plazo de anticipación previsto en el numeral 3.2 del artículo 3°.

Por excepción, y únicamente para efectos de la Asamblea a que se refiere la presente Disposición, en el mismo aviso también se convocará a los Subcomités señalando lugar, fecha y hora de la reunión que se llevará a cabo para la elección de los cuatro Directores que representen a cada uno de los Subcomités. El resultado de la elección será comunicada al Director de Operaciones dentro del día siguiente de efectuada.

El Presidente del Directorio en funciones presidirá la Asamblea. En ausencia de éste la Asamblea será presidida por el Director de mayor edad. El Director de Operaciones en funciones actuará como secretario de la Asamblea y será el responsable de llevar las correspondientes Actas.

Segunda.- Normas Técnicas

Dentro del plazo de ciento ochenta (180) días calendario, contados a partir de la publicación del presente Reglamento, el Ministerio aprobará y/o modificará las normas técnicas necesarias que se derivan del presente Reglamento.

Tercera.- Procedimientos

Los actuales Procedimientos del COES, mantendrán su vigencia hasta el momento en que se sean modificados.

Cuarta.- Aplicación del RLCE

Las disposiciones establecidas en los artículos 92° al 116° del Título IV del RLCE, continúan vigentes en lo que resultan aplicable y/o en tanto no se opongan a lo dispuesto por el presente Reglamento.

Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad

Decreto Supremo N° 022-2009-EM

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

CONSIDERANDO:

Que, el artículo 8 del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, establece un régimen de libertad de precios para los suministros que puedan efectuarse en condiciones de competencia, y un régimen de precios regulados para aquellos suministros que por su naturaleza lo requieran, a los mismos que, de acuerdo con el artículo 2 del Reglamento, aprobado por el Decreto Supremo N° 009-93-EM, se les estableció un tope de 1000 kW como límite de potencia para ser considerados como Usuarios Regulados, por encima del cual quedaron ubicados los Usuarios Libres, quedando sujeto el cambio de condición del Usuario únicamente a la variación del señalado límite de potencia;

Que, la Primera Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, otorga a los Usuarios la facultad de cambiar su condición de Usuario Libre o de Usuario Regulado, siempre que su demanda máxima anual se encuentre comprendida dentro de un rango que se establezca en el Reglamento;

Que, los estudios efectuados por la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas, permiten concluir que el rango dentro del cual los Usuarios puedan optar entre la condición de Usuario Regulado o la condición de Usuarios Libre, debe tener como límite inferior una potencia de 200 kW y como límite superior una potencia de 2 500 kW, dado que los Usuarios con potencia superior de 2500 kW pueden ser atendidos en condiciones de competencia bajo un régimen de libertad de precios, y aquellos comprendidos dentro del indicado rango constituyen un número suficientemente representativo de las actividades económicas y productivas del país, cuya migración de una condición a otra, ya sea en forma individual o asociativa, contribuirá a crear mejores condiciones de competencia en el mercado eléctrico beneficiando así al Sistema en su conjunto, por lo cual resulta necesario modificar el artículo 2 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas para adecuarlo a la Ley N° 28832;

Que, la Segunda Disposición Complementaria Final de la mencionada Ley N° 28832, establece una nueva referencia para la comparación a ser efectuada en la determinación del Precio en Barra, al indicar que dicho Precio que fija OSINERGMIN no podrá diferir en más de diez por ciento (10%) del promedio ponderado de los precios resultantes de las Licitaciones de suministro de electricidad vigentes al 31 de marzo de cada año; sin embargo, de acuerdo con la Tercera Disposición Complementaria Transitoria de la misma Ley, mientras la energía adquirida mediante Licitaciones sea inferior al treinta por ciento (30%) de la demanda de los Usuarios Regulados del SEIN, la comparación de precios se hará con la media ponderada de los precios obtenidos de las Licitaciones de suministro de electricidad y los precios de los contratos con los Usuarios Libres;

Que, en consecuencia, resulta pertinente modificar el artículo 129 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas referido a la comparación de la tarifa en barra con los precios de los Usuarios Libres, a fin de adecuarlo a los cambios señalados en el considerando que antecede;

Que, el Reglamento para la Comercialización de Electricidad en un Régimen de Libertad de Precios, aprobado mediante Decreto Supremo N° 017-2000-EM, establece los criterios mínimos a considerar en los contratos sujetos a libertad de precios, así como los requisitos y condiciones para que dichos contratos sean considerados en la comparación con la tarifa en barra conforme a lo establecido en el artículo 53 de la Ley de Concesiones Eléctricas;

Que, el segundo párrafo de la Tercera Disposición Complementaria Transitoria de la Ley N° 28832, le atribuye a OSINERGMIN la facultad de definir el procedimiento para la comparación a efectos de determinar el Precio en Barra, por lo que resulta pertinente dejar sin efecto dicho Reglamento para la Comercialización de Electricidad en un Régimen de Libertad de Precios y recoger lo referido a los criterios mínimos a considerar en los contratos de suministro de Usuarios Libres en un nuevo Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad;

De conformidad con las atribuciones previstas en el numeral 8) del artículo 118 de la Constitución Política del Perú;

DECRETA:

Artículo 1.- Aprobación

Aprobar el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad, que consta de tres (03) Títulos, nueve (09) Artículos, dos (02) Disposiciones Complementarias y una (01) Disposición Transitoria, el mismo que forma parte integrante del presente Decreto Supremo.

Artículo 2.- Modificación de los artículos 2 y 129 del Reglamento de la Ley de Concesiones

Modifíquense los artículos 2 y 129 del Reglamento de Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM, de acuerdo a lo siguiente:

"Artículo 2.- El límite de potencia para los suministros sujetos al régimen de regulación de precios es fijado en 200 kW. Aquellos usuarios cuya demanda se ubique dentro del rango de potencia establecido en el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad, tienen derecho a optar entre la condición de Usuario Regulado o Usuario Libre, conforme a lo establecido en la Ley N° 28832 y en el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad.

En los Sistemas Aislados, todos los suministros están sujetos a regulación de precios."

"Artículo 129.- En el Procedimiento para la comparación del Precio en Barra con la nueva referencia conforme a lo establecido en la Segunda Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832, OSINERGMIN precisará el procedimiento a aplicarse en los casos en que la energía adquirida para los Usuarios Regulados a través de Licitaciones de Electricidad sea inferior al treinta por ciento (30%) de la demanda total de energía de los Usuarios Regulados, en concordancia con lo previsto en la Tercera Disposición Complementaria Transitoria de la misma ley."

Artículo 3.- Derogatoria

Deróguese el Reglamento para la Comercialización de Electricidad en un Régimen de Libertad de Precios, aprobado en el artículo 1 del Decreto Supremo N° 017-2000-EM.

Artículo 4.- Refrendo y vigencia

El presente Decreto Supremo será refrendado por el Ministro de Energía y Minas, y entrará en vigencia a partir del día siguiente de su publicación en el Diario Oficial El Peruano.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los quince días del mes de abril del año dos mil nueve.

ALAN GARCÍA PÉREZ
Presidente Constitucional de la República

PEDRO SÁNCHEZ GAMARRA
Ministro de Energía y Minas

REGLAMENTO DE USUARIOS LIBRES DE ELECTRICIDAD

TÍTULO I

DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 1.- Definiciones

Para los efectos del presente Reglamento, entiéndase por:

Barra de Referencia de Generación (BRG): Es la Subestación más próxima al Punto de Suministro, de la relación de Subestaciones Base cuyos Precios en Barra son publicados por OSINERGMIN que, en conjunto con los sistemas de transmisión disponible, permite un menor precio mensual al Usuario.

Compra en Bloque: Es la compra de energía y potencia que efectúa un Distribuidor para atender a sus Usuarios Libres.

LCE: Ley de Concesiones Eléctricas.

Ley: Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.

Ministerio: Ministerio de Energía y Minas.

NTCSE: Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

OSINERGMIN: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.

Punto de Suministro: Es el punto de conexión eléctrica donde inician las instalaciones del Usuario Libre. En dicho punto es transferida, del Suministrador al Usuario Libre, la electricidad objeto del contrato de suministro.

Reglamento: Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad.

RLCE: Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

SEIN: Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

Suministrador: Generador o Distribuidor en general. Se precisa que un Suministrador puede atender a Usuarios Libres conectados en cualquier parte del SEIN.

Usuarios: Consumidores finales de electricidad localizados en el Perú.

Usuarios Libres: Usuarios conectados al SEIN no sujetos a regulación de precios por la energía o potencia que consumen.

Usuarios Regulados: Usuarios sujetos a regulación de precios por la energía o potencia que consumen.

Los términos que empiezan con mayúscula distintos a los precedentemente indicados, tienen el significado establecido en la Ley, LCE, RLCE u otras normas aplicables.

Cualquier mención a artículos o títulos sin señalar la norma a la que corresponden, se debe entender referida al presente Reglamento. Los plazos establecidos en días, se refieren a días hábiles, salvo que se indique explícitamente lo contrario. Se entiende por hábiles, todos los días del año excepto sábados, domingos, feriados y aquellos otros declarados como no laborables a nivel nacional por el Poder Ejecutivo para el sector público.

Artículo 2.- Objeto y Alcance

El Reglamento tiene por objeto establecer los requisitos mínimos a considerar para que un Usuario conectado al SEIN pueda acogerse, a su elección, a la condición de Usuario Regulado o de Usuario Libre, así como los aspectos generales a considerar en los contratos de suministro de los Usuarios Libres.

TÍTULO II CONDICIÓN DE USUARIO

Artículo 3.- Rango de Máxima Demanda

- 3.1 En concordancia con el artículo 2 del RLCE, los Usuarios cuya máxima demanda anual sea igual o menor a 200 kW, tienen la condición de Usuario Regulado.
- 3.2 Los Usuarios cuya máxima demanda anual sea mayor de 200 kW, hasta 2500 kW, tienen derecho a elegir entre la condición de Usuario Regulado o de Usuario Libre, cumpliendo los requisitos y condiciones establecidos en el Reglamento.
- 3.3 Los Usuarios cuya máxima demanda anual sea mayor a 2 500 kW, tienen la condición de Usuarios Libres. (*)

(*) Artículo modificado por la Segunda Disposición Complementaria Modificatoria del Decreto Supremo N° 018-2016-EM, publicado el 24 julio 2016, cuyo texto es el siguiente:

Artículo 3.- Rango de Máxima Demanda

- 3.1 En concordancia con el artículo 2 del RLCE, los Usuarios cuya máxima demanda anual de cada punto de suministro sea igual o menor a 200 kW, tienen la condición de Usuario Regulado.
- 3.2 Los Usuarios cuya máxima demanda anual de cada punto de suministro sea mayor de 200 kW, hasta 2500 kW, tienen derecho a elegir entre la condición de Usuario Regulado o de Usuario Libre, cumpliendo los requisitos y condiciones establecidos en el Reglamento. Los Usuarios Regulados cuya máxima demanda mensual supere los 2500 kW, mantendrán dicha condición por el plazo de un (1) año, contado a partir del mes en que superó dicho tope, salvo acuerdo entre partes.
- 3.3 Los Usuarios cuya máxima demanda anual de cada punto de suministro sea mayor a 2500 kW, tienen la condición de Usuarios Libres, a excepción de lo señalado en el numeral anterior.

Artículo 4.- Requisitos y condiciones

El cambio de condición solo puede ser efectuado a solicitud expresa del Usuario manifestada por escrito. El cambio de condición se hará efectivo en la fecha señalada por el Usuario una vez cumplidos los siguientes requisitos:

- 4.1 El Usuario comunicará por escrito a su Suministrador actual, con copia a su Suministrador futuro, de ser el caso, su voluntad de cambiar de condición, con una anticipación no menor a un (01) año a la fecha que señale para que se haga efectivo el cambio de condición.
- 4.2 El cambio de condición no se hará efectivo mientras el Usuario tenga deudas vencidas con su actual Suministrador.
- 4.3 El Usuario deberá contar con los equipos de medición adecuados para que el cambio de condición se produzca efectivamente.
- 4.4 El Usuario tiene la obligación de permanecer en la nueva condición durante un plazo mínimo de tres (03) años. (*)

(*) Artículo modificado por la Segunda Disposición Complementaria Modificatoria del Decreto Supremo N° 018-2016-EM, publicado el 24 julio 2016, cuyo texto es el siguiente:

Artículo 4.- Requisitos y condiciones

El cambio de condición sólo puede ser efectuado a solicitud expresa del Usuario manifestada por escrito. El cambio de condición se hará efectivo en la fecha señalada por el Usuario una vez cumplidos los siguientes requisitos:

- 4.1 El Usuario comunicará por escrito a su Suministrador actual, con copia a su Suministrador futuro, de ser el caso, su voluntad de cambiar de condición, con una anticipación no menor a un (01) año a la fecha que señale para que se haga efectivo el cambio de condición.
- 4.2 El cambio de condición no se hará efectivo mientras el Usuario tenga deudas vencidas con su actual Suministrador.
- 4.3 El Usuario deberá contar con los equipos de medición, protección y limitación de potencia adecuados para que el cambio de condición se produzca efectivamente.
- 4.4 El Usuario tiene la obligación de permanecer en la nueva condición durante un plazo mínimo de tres (03) años.

TÍTULO III

COMPRA DE ELECTRICIDAD Y CONTRATACIÓN

Artículo 5.- Compra de Electricidad en el Mercado Libre

El Usuario Libre puede comprar electricidad a uno o más Suministradores a la vez.

La Compra en Bloque se sujeta a las normas del presente Reglamento.

Las compras de energía y potencia que los Usuarios Libres efectúen en el Mercado de Corto Plazo, se rigen por el correspondiente reglamento.

Los Usuarios Libres pueden tener uno o más Puntos de Suministro.

Artículo 6.- Aspectos Generales de Contratación

Los contratos de suministro deberán considerar que la responsabilidad del Suministrador ante el Usuario Libre abarca hasta los Puntos de Suministro. Todo contrato será remitido por el Suministrador al OSINERGMIN dentro de un plazo no mayor de quince (15) días de haber sido suscrito. Dichos contratos de suministro son de dominio público y deberán considerar, como mínimo, los siguientes aspectos:

- a) Los precios de energía y potencia a ser transferidos se negocian en la Barra de Referencia de Generación correspondiente al Punto o Puntos de Suministro del Usuario Libre. Los cargos correspondientes a las redes de transmisión y distribución son los regulados por OSINERGMIN.
- b) Para efectos de establecer la Barra de Referencia de Generación correspondiente al Punto de Suministro del Usuario Libre, se debe utilizar la subestación o Barra Base donde el OSINERGMIN publica los Precios en Barra que, en conjunto con los sistemas de transmisión correspondientes, permita minimizar el costo medio de abastecimiento para dicho Usuario.
- c) Los Contratos y las facturas correspondientes deberán considerar obligatoriamente, la separación de los precios para cada uno de los conceptos involucrados en la prestación del suministro, tales como: precios negociados a nivel de la Barra de Referencia de Generación y los cargos regulados de la transmisión principal o garantizada, de la transmisión secundaria o complementaria, de la red de distribución por nivel de tensión, de la comercialización y demás cargos que resulten aplicables.
- d) Descripción de las fórmulas y variables de actualización de fácil constatación y entendimiento por parte del Usuario Libre.
- e) Descripción de las condiciones de calidad en que se brindará el servicio, las mismas que no podrán ser inferiores a las establecidas en la NTCSE, salvo que el Usuario Libre plantee de manera expresa lo contrario a cambio de alguna otra condición especial que le favorezca. La cadena de pagos será establecida por acuerdo de partes en el contrato.

Artículo 7.- Red de Transmisión y/o Distribución

Las tarifas y compensaciones por el uso de las instalaciones de transmisión y/o distribución, son reguladas por el OSINERGMIN de acuerdo a lo señalado en la LCE y normas reglamentarias, y no están sujetos a la libre negociación de las partes.

Los titulares de las instalaciones de transmisión y distribución no están facultados a facturar directamente al Usuario Libre por el uso de sus instalaciones. Los correspondientes cargos serán facturados al Suministrador, con excepción en los casos que existan contratos previos o de los contratos previstos en el literal c) del numeral 27.2 del artículo 27 de la Ley 28832.

Artículo 8.- Corte y Reconexión

El Suministrador deberá convenir con el Transmisor y/o el Distribuidor por cuyas redes se abastece físicamente al Usuario Libre, las condiciones y procedimientos de corte y reconexión del suministro. Las responsabilidades derivadas de tales hechos corresponden exclusivamente al Suministrador.

Artículo 9.- Facturación

La factura emitida por el Suministrador deberá contener de manera desagregada cada uno de los rubros. Asimismo, deberá acompañar el detalle necesario que permita identificar, separadamente, el cargo y compensación por los servicios de transporte y/o distribución.

DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS

Primera.- Para las relaciones comerciales en el mercado libre de electricidad, es de aplicación el Decreto Legislativo N° 1034, Decreto Legislativo que aprueba la Ley de Represión de Conductas Anticompetitivas, o el que lo sustituya.

Segunda.- Todos los Usuarios mantienen la condición que tenían en la fecha de publicación del presente Reglamento, en tanto no ejerzan su derecho de solicitar el cambio de condición.

DISPOSICIÓN TRANSITORIA

Única.- La renovación de contratos vigentes, deberá adecuarse a lo establecido en el presente Reglamento.

Documento elaborado por la Dirección General de
Electricidad del Ministerio de Energía y Minas
Lima – Perú

Actualizado a Diciembre 2019



AV. LOS ARTES Y OFICIOS 200
LIMA - PERÚ
Teléfono: (511) 4111100
Website: <http://www.minem.gob.pe>

Actualizado a diciembre 2019

EL PERÚ PRIMERO