

LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS

DECRETO LEY 25844 (19 de noviembre de 1992)

TITULO I

DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 1º. - 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 OSINERG¹, en representación del Estado, son los encargados de velar por el cumplimiento de la presente Ley, quienes podrán delegar en parte las facultades conferidas.²

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.

Cc. Arts. 3º incs. a, b, c; 4º, 5º, 7º, 9º, 11º incs. d, e; 18º incs. g, h, j; 23º, 24º, 25º inc. g; 30º, 31º, 32º, 33º, 34º, 36º incs. d, e; 39º, 43º incs. b, c; 45º, 47º incs. a, g; 48º, 49º, 51º incs. b, h; 57º, 58º, 59º, 60º, 61º, 62º, 63º, 64º, 66º, 67º, 68º, 69º, 70º inc. b; 71º, 72º, 77º, 80º, 81º, 82º, 86º, 93º, 94º, 95º, 96º, 101º, 106º, 107º, 108º, 110º incs. b, c; 113º, 120º, 122º; Cuarta, Quinta, Sexta y Décima Disposiciones Transitorias de la Ley (³);

Arts. 63º y 71º de la Constitución. 4

Arts. 1º y ss; 10º, 11º, 192º y 193º del Reglamento(⁵);

Art. 5º, D.Leg. 757.

¹ Conforme los Artículos 1º, 2º y 18 de la Ley 28964 publicada el 24.01.2007, cuyo texto rige a partir del día siguiente de su publicación, se ha creado el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), como organismo regulador, supervisor y fiscalizador de las actividades que desarrollan las personas jurídicas de derecho público interno o privado y las personas naturales, en los subsectores de electricidad, hidrocarburos y minería, siendo integrante del Sistema Supervisor de la Inversión en Energía compuesto por el Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y Protección de la Propiedad Intelectual y el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía. Tiene personería jurídica de derecho público interno y goza de autonomía funcional, técnica, administrativa, económica y financiera. La misión del OSINERGMIN es regular, supervisar y fiscalizar, en el ámbito nacional, el cumplimiento de las disposiciones legales y técnicas relacionadas con las actividades de los subsectores de electricidad, hidrocarburos y minería, así como el cumplimiento de las normas legales y técnicas referidas a la conservación y protección del medio ambiente en el desarrollo de dichas actividades.

A partir de la entrada en vigencia de la citada Ley 28964, toda mención que se haga al OSINERG en el texto de leyes o normas de rango inferior debe entenderse que está referida al OSINERGMIN; disponiéndose asimismo la transferencia de las competencias de fiscalización minera, establecidas en la Ley N° 27474, Ley de Fiscalización de las Actividades Mineras, a OSINERGMIN.

² Párrafo modificado por la Ley N° 26734, Ley de creación del OSINERG. (31.12.97)

³ Ley de Concesiones Eléctricas, Decreto ley 25844 de fecha 19-11-92

⁴ Constitución Política del Perú 1993.

⁵ Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas. (D.S. 009-93-EM de fecha 25-02-93).

⁶ Decreto Legislativo N° 757 de fecha 13-11-91 y en vigencia desde el 13-12-91

Artículo. 2º.- 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^{7 8}.

Cc. Arts. 3º inc. c; 24º, 30º, 34º incs. a, d; 43º incs. c, d; 45º, 63º, 82º, 86º, 90º inc. a; 93º, 99º, 101º inc. b; 110º inc. c; 121º; Cuarta, Quinta, Octava y Decimotercera Disposiciones Transitorias de la Ley. Art. 2º del Reglamento.

Artículo 3º.- Se requiere concesión definitiva para el desarrollo de cada una de las siguientes actividades:⁹

- 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.¹⁰

⁷ Artículo modificado mediante Ley 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, publicada el día 23.07.2006 en el Diario Oficial. El artículo original señalaba lo siguiente: "Artículo. 2º.- 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 establece el Reglamento.

El Servicio Público de Electricidad es de utilidad pública".

⁸ La Primera Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica establece lo siguiente:

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.

⁹ El artículo original señalaba lo siguiente: "Artículo. 3º.- 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, el citado articulado fue modificado mediante Ley 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, publicada el día 23.07.2006 en el Diario Oficial, con el siguiente texto: "Artículo. 3º.- 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".

Finalmente, mediante Decreto Legislativo N° 1002, publicado el 02 de mayo del 2008, Decreto Legislativo de Promoción de la Inversión Privada para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables", se modificó el artículo 3°, cuyo texto rige en la actualidad.

¹⁰ Mediante Artículos 1° y 2° de la Resolución Directoral 019-2002-EM/DGE de fecha 07.11.2002, se aprobó las estructuras de las tablas de base de datos y el formato reporte, contenidos en el Anexo N° 1 y en el Anexo N° 2 de dicha norma y, se dispuso que los titulares de Generación para el mercado eléctrico y de Distribución comprendidos en los Artículos 3°, 4° y 7° de la Ley de Concesiones Eléctricas, presentarán mensualmente a la Dirección General de Electricidad la información referida al consumo de energía eléctrica de los usuarios finales, tanto libres como regulados, clasificándolos por actividad

Cc. *Inc. a.....1º, 9º y 107º de la Ley.
Inc. b.....1º, 9º, 33º y 111º de la Ley.
Inc. c.....1º, 2º, 7º, 9º, 30º, 34º y 82º de la Ley.
Arts. 4º y 5º del Reglamento.
Arts. 6º, 22º, 23º, 24º, 25º, 26º, 28º, 29º, 35º, 36º, 68º, 69º, 85º, 94º, 97º, 100º, 104º, 105º, 121º;
Cuarta y Sexta Disposiciones Transitorias de la Ley.
Arts. 3º, 4º, 5º, 7º, 10º, 11º y 29º del Reglamento
Art. 66º de la Constitución.*

Artículo 4º.- Se requiere autorización para desarrollar las actividades de generación termoeléctrica, cuando la potencia instalada sea superior a 500 KW.¹¹

Cc. *Arts. 1º, 6º, 7º, 38º, 90 inc. b; 119 inc. c. y Sexta Disposición Transitoria de la Ley.
Arts. 6º, 7º, 8º y 29º del Reglamento.*

Artículo. 5º.- La generación de energía eléctrica de origen nuclear se normará por Ley expresa. (12)
Arts. 1º y 9º de la Ley.

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

Cc. *Arts. 3º, 4º, 7º, 22º, 23º, 24º, 25º, 26º, 28º, 29º, 30º, 31º, 35º, 36º, 38º, 100º, 104º, 105º; Cuarta y Sexta Disposiciones Transitorias de la Ley.
Arts. 7º, 8º, 10º, 11º, 29º y Primera Disposición Transitoria de la Ley.
Reglamento Interno del Registro de Concesiones Eléctricas. ¹³*

Artículo. 7º.- 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

económica, compuesta por una (01) letra y cuatro (04) dígitos de la Clasificación Industrial Internacional Uniforme (CIIU), según los anexos mencionados anteriormente.

Asimismo, el Artículo 3º de la norma mencionada, el plazo para los titulares de Generación, vencerá a los veinte (20) días calendario después de financiado el mes al que corresponde la información; y el plazo para los titulares de Distribución, vencerá a los treinta (30) días calendario después de finalizado el mes al que corresponde la información. De acuerdo a su Artículo 4º, en la oportunidad de la primera presentación de la información a que se refiere dicha norma, los titulares de Generación y Distribución presentarán, en vía de regularización, la información comprendida en el anexo 1 y en el anexo 2 correspondiente al período enero – setiembre del 2002. Para ello, la información será presentada en el plazo de noventa (90) días calendario a partir de la fecha de publicación de la R.D. 019-2002-EM/DGE.

Finalmente el Artículo 5º de la norma dispone que compete a OSINERG la función fiscalizadora del cumplimiento de las obligaciones a que se refiere dicha norma, conforme al Reglamento General de OSINERG y, el Artículo 6º señala que, en caso de que otras autoridades requieran la información a que se refiere la norma, deberán solicitarla a la Dirección General de Electricidad, conforme a lo dispuesto en el Artículo 58º del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

¹¹ El artículo original establecía lo siguiente: "Artículo. 4º.- 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 a 500 kW". Posteriormente, mediante Decreto Legislativo N° 1002, publicado el 02 de mayo del 2008, Decreto Legislativo de Promoción de la Inversión Privada para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables", se modificó el citado artículo,, cuyo texto rige en la actualidad.

¹² No ha sido expedida dicha norma hasta la fecha.

¹³ R.M. N° 162-93-EM-VME publicado el 17-07-93.

las características técnicas de las obras e instalaciones.¹⁴

*Cc. Arts. 1º, 3º incs. a, b, c; 4º, 6º, 9º, 12º y Décima Disposición Transitoria de la Ley. Art. 8º del Reglamento. Arts. 21º, 67º, 68º y 69º de la Constitución. Arts. I y II TP y 113º C.M.A y los R.N.*¹⁵

Artículo. 8º.- 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. ¹⁶

Los contratos de venta de energía y de potencia de los suministros que se efectúan en un 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 de las tarifas de transmisión y distribución, de forma tal de permitir la comparación a que se refiere el Artículo 53º 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 53º de la Ley.^{17 18}

Cc. Arts. 31º inc. c; 42º, 43º, 44º, 47º, 50º, 51º incs. f, i; 53º, 55º, 57º, 69º, 70º inc. a; 76º, 81º y Def. 8 de la Ley. Art. 4º Decreto Ley 757.

¹⁴ De acuerdo a los Artículos 1º y 2º de la Resolución Directoral 019-2002-EM/DGE de fecha 07.11.2002, se aprobó las estructuras de las tablas de base de datos y el formato reporte, contenidos en el Anexo N° 1 y en el Anexo N° 2 de dicha norma y, se dispuso que los titulares de Generación para el mercado eléctrico y de Distribución comprendidos en los Artículos 3º, 4º y 7º de la Ley de Concesiones Eléctricas, presentarán mensualmente a la Dirección General de Electricidad la información referida al consumo de energía eléctrica de los usuarios finales, tanto libres como regulados, clasificándolos por actividad económica, compuesta por una (01) letra y cuatro (04) dígitos de la Clasificación Industrial Internacional Uniforme (CIIU), según los anexos mencionados anteriormente.

Asimismo, el Artículo 3º de la norma mencionada, el plazo para los titulares de Generación, vencerá a los veinte (20) días calendario después de financiado el mes al que corresponde la información; y el plazo para los titulares de Distribución, vencerá a los treinta (30) días calendario después de finalizado el mes al que corresponde la información. De acuerdo a su Artículo 4º, en la oportunidad de la primera presentación de la información a que se refiere dicha norma, los titulares de Generación y Distribución presentarán, en vía de regularización, la información comprendida en el anexo 1 y en el anexo 2 correspondiente al período enero – setiembre del 2002. Para ello, la información será presentada en el plazo de noventa (90) días calendario a partir de la fecha de publicación de la R.D. 019-2002-EM/DGE.

Finalmente el Artículo 5º de la norma dispone que compete a OSINERG la función fiscalizadora del cumplimiento de las obligaciones a que se refiere dicha norma, conforme al Reglamento General de OSINERG y, el Artículo 6º señala que, en caso de que otras autoridades requieran la información a que se refiere la norma, deberán solicitarla a la Dirección General de Electricidad, conforme a lo dispuesto en el Artículo 58º del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

¹⁵ Código del Medio Ambiente y los Recursos Naturales. (D.Leg 613 de fecha 08-09-90).

¹⁶ De conformidad con el artículo 3º del Reglamento para la Comercialización de Electricidad en un Régimen de Libertad de Precios, el término "Cliente" está referido al Cliente sujeto a un régimen de libertad de precios según lo señalado en el Artículo 8º de la LCE y el Artículo 2º de su Reglamento.

¹⁷ Párrafos adicionados por Ley N° 27239, publicada en el Diario Oficial el 22.12.99. (El anterior artículo señalaba: "*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*").

¹⁸ De conformidad con el artículo 2º del Reglamento para la Comercialización de Electricidad en un Régimen de Libertad de Precios, están comprendidos dentro del alcance de dicha norma la venta de electricidad a los clientes sujetos al régimen de libertad de precios según lo señalado en el Artículo 8º de la LCE y precisado en el Artículo 2º de su Reglamento.

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

*Cc. Arts. 1°, 3° incs. a, b, c; 7°, 9°, 25° inc. b; 31° inc. h; 38°, 107° y Décima Disposición Transitoria de la Ley.
Art. 69° inc. b; 201° incs. l, m; del Reglamento.
Arts. 67°, 68° y 69° Constitución.
Arts. I y II TP, 113 y ss. C.M.A y los R.N.*

TITULO I I¹⁹

COMISION DE TARIFAS DE ENERGÍA ²⁰

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 de Hidrocarburos. ²¹

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

- a) Un representante de la Presidencia del Consejo de Ministros, quien 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 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 caso de los representantes de los Ministerios; y, serán designados por un período de cinco años. ^{22 23}

¹⁹ TITULO QUE DEJÓ DE SER VIGENTE CON LA PUBLICACIÓN DEL REGLAMENTO GENERAL DEL ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA – OSINERG, PUBLICADO MEDIANTE DECRETO SUPREMO 054-2001-PCM DE FECHA 09.05.2001. ACTUALMENTE LA EX COMISIÓN DE TARIFAS DE ENERGÍA ES LA GERENCIA ADJUNTA DE REGULACIÓN TARIFARIA DE OSINERG.

²⁰ Denominación que, a partir de la promulgación de la Ley N° 27116 de fecha 17.05.99 tuvo la anterior Comisión de Tarifas de Energía. Específicamente el Artículo 2° de la Ley N° 27116, señalaba: "A partir de la dación de la presente Ley, toda mención que se haga a la Comisión de Tarifas Eléctricas, en el Decreto Ley N° 25844 – Ley de Concesiones Eléctricas – y sus normas regulatorias, modificatorias y demás normas relacionadas, deberá entenderse hecha a la Comisión de Tarifas de Energía".

²¹ Artículo que fue modificado mediante Ley N° 27116 publicada con fecha 17.05.99. El anterior artículo señalaba: "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."

²² Artículo que fuera modificado por la Ley N° 27010 publicada en el Diario Oficial con fecha 08.12.98. El Artículo anterior señalaba: *°.- La Comisión de Tarifas de Energía contará con un Consejo Directivo integrado por cinco miembros,*

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

- 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 de Energía 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 de Energía.
- 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 de Energía:

- 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;

nombrados por Resolución Suprema refrendada por el Ministro de Energía y Minas, con el voto aprobatorio del Consejo de Ministros, y estará conformado por:

- a) Uno, propuesto por el Ministerio de Energía y Minas, quien lo presidirá;
- b) Uno, elegido de la terna que proponga el Ministerio de Economía y Finanzas;
- c) Uno, elegido de la terna que proponga el Ministerio de Industria, Turismo, Integración y Negociaciones Comerciales Internacionales;
- d) Uno, elegido de la terna que propongan los Concesionarios de Generación; y
- e) Uno, elegido de la terna que propongan los Concesionarios de Distribución;

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

- 23 Numeral 2.1, Artículo 2°, Ley N° 26923.- Del nombramiento de los titulares de los organismos públicos descentralizados, CTAR y organismos reguladores: "Las Resoluciones Supremas mediante las cuales se designe, remueva o ratifique a los titulares de los Organismos Públicos Descentralizados, a los Presidentes de los Consejos Transitorios de Administración Regional, a los miembros de los Consejos Directivos y similares, y a los titulares de los Organismos Reguladores de Servicios Públicos, serán refrendadas por el Presidente del Consejo de Ministros y por el Titular del Sector correspondiente."

LCE

- f) *Aprobar el presupuesto anual de la Comisión de Tarifas de Energía 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 de Energía 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 de Energía 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 de Energía, 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 de Energía;*
- 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 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 de Energía.*

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. ²⁴

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

TITULO I I I

CONCESIONES Y AUTORIZACIONES ²⁵

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.²⁶

CC. Arts. 3°, 6°, 23°, 24°, 25°, 26°, 28°, 35°, 36°, 104° Y Cuarta Disposición Transitoria de la Ley.
Art. 29° del Reglamento.

Artículo. 23°.- La concesión temporal 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 será otorgada por resolución ministerial 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.

El titular de concesión temporal tendrá derecho preferente para solicitar la concesión definitiva correspondiente, de acuerdo a las condiciones establecidas en el Reglamento. El derecho preferente caduca a los veinte (20) días hábiles, contados desde la fecha de publicación del aviso de la solicitud de concesión definitiva presentada por el tercero.^{27 28}

²⁴ Artículo que fuera modificado mediante Ley N° 27116, publicada en el Diario Oficial con fecha 17.05.99. El anterior artículo señalaba: "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."

²⁵ La Única Disposición Complementaria de la Ley N° 27239, publicada en el Diario Oficial con fecha 22.12.99, por la cual se modifican diversos artículos de la Ley de Concesiones Eléctricas, dispone que, mediante Decreto Supremo refrendado por el Ministro de Energía y Minas se determinarán, en función del desarrollo nacional, las prioridades para admitir nuevas solicitudes de Concesiones Temporales y Concesiones Definitivas de Generación que puedan integrarse a los sistemas interconectados a que se refiere el presente Título.

²⁶ Artículo modificado por el Artículo Único de la Ley N° 29178, publicada en el Diario Oficial "El Peruano" el 03.01.2008. El artículo original señalaba lo siguiente: "La concesión se otorgará por plazo indefinido. Se podrá otorgar concesión temporal para la realización de estudios".

²⁷ Artículo modificado por el Artículo único de la Ley N° 29178, publicada en el Diario Oficial "El Peruano" el 03.01.2008. El artículo original señalaba lo siguiente: "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."

Cc. Arts. 1°, 3°, 6°, 26°, 117° y 119° de la Ley.
Arts. 30°, 31°, 32°, 33°, 34°, 35°, 36° y 57° del Reglamento.

Artículo. 24°.- La concesión definitiva permite utilizar bienes de uso público y el derecho de obtener la imposición de servidumbre 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. ²⁹

Cc. Arts. 1°, 2°, 3°, 6°, 22°, 26°, 30°, 95°, 109°, 110°, 113°, 116°, 117°, 119° y Cuarta Disposición Transitoria de la Ley
Art. 37 y ss. del Reglamento.

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: ³⁰

- 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 corresponda³¹;

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".

²⁸ El numeral 2.1 del Artículo 2° de la Ley N° 27435 publicada con fecha 16.03.2001 dispone que "La garantía para las solicitudes de concesión temporal de generación no será mayor al equivalente del 1% (uno por ciento) del presupuesto del estudio hasta un tope de 25 (veinticinco) UIT, durante el período de concesión".

²⁹ El numeral 2.1 del Artículo 2° de la Ley N° 27435 publicada con fecha 16.03.2001 dispone que "En el caso de concesiones definitivas de generación, el monto de la garantía será equivalente al 1% (uno por ciento) del presupuesto del proyecto con un tope de cincuenta (50) UIT; extendiéndose su vigencia hasta la suscripción del correspondiente contrato de concesión".

³⁰ El texto original del primer párrafo del Artículo 25° disponía: "Artículo. 25°.- La solicitud para la obtención de concesión definitiva será presentada al Ministerio de Energía y Minas, con los siguientes datos y requisitos ...". Posteriormente, fue modificado mediante Decreto Legislativo N° 1002, Decreto Legislativo de Promoción de la Inversión Privada para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables", publicado el 02 de mayo del 2008, cuyo texto rige en la actualidad.

³¹ El D.S. 005-2006-AG publicado con fecha 10.02.2006, estableció que la autorización del uso del recurso natural a que se refiere el literal b) del artículo 25° del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, y el primer párrafo del artículo 66° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM, concordado con el Artículo 38° de la Ley de Concesiones Eléctricas, en el caso de fuentes de aguas reservadas a favor de Proyectos Especiales de Irrigación y/o Hidroenergéticos de alcance regional y nacional, se entenderá emitida con la resolución de la Autoridad de Aguas que apruebe el expediente técnico en la parte que corresponde a las obras de capacitación y devolución de las aguas al cauce natural o artificial respectivo y autorice su ejecución, previa observancia del acuerdo de compensación económica para la recuperación de las inversiones y para la cobertura de los gastos de operación y mantenimiento de las nuevas obras de infraestructura hidráulica y de las condiciones de uso hidroenergético a que se refiere el artículo 2° de dicho decreto supremo. Se agrega que la licencia de agua para fines de generación de energía hidroeléctrica será otorgada automáticamente por la Autoridad de Aguas previa verificación que las obras se hayan ejecutado ciniéndose estrictamente a las características, especificaciones y condiciones del expediente técnico aprobado.

Por su parte, el artículo 2° del decreto supremo, dispuso que los Proyectos Especiales Hidroenergético y/o de irrigación de alcance regional o nacional que ejecuten nuevas obras de infraestructura hidráulica con recursos públicos y/o en el marco del proceso de promoción de la inversión privada a que se refiere el Decreto Supremo 059-96-PCM, la Ley N° 28059 y el Decreto Legislativo N° 674, sus reglamentos y demás normas conexas, cuyas aguas resultantes sean susceptibles de ser aprovechadas en una concesión definitiva o autorización para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica en cualquier punto y desnivel de los cauces naturales y artificiales dentro de su ámbito de influencia, quedan facultados para cobrar una compensación económica para la recuperación de inversiones y para la cobertura de los gastos de operación y mantenimiento de las nuevas obras de infraestructura hidráulica. El pago de la referida compensación económica se hará

- 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 (PSAD56) y contrato formal de suministro de energía, en el caso de concesiones de distribución;

extensivo a las inversiones en obras de futuros afianzamientos que deriven en el incremento de la oferta hídrica del sistema hidráulico respectivo.

Se señala que dicha facultad procedería mientras el Proyecto Especial mantenga en vigencia la reserva de aguas otorgada para los fines de su desarrollo o haya presentado oportunamente la solicitud de prórroga de reserva de agua. Los fondos que se recauden por este concepto serán destinados a la recuperación de las inversiones y a la cobertura de los gastos de operación y mantenimiento de las obras de infraestructura, que posibiliten la disponibilidad y el suministro del recurso de agua. Se agrega que la compensación económica deberá ser establecida en el marco del concurso público que se invoque para ese efecto y corresponderá a la mayor remuneración unitaria por el suministro de un metro cúbico de agua que oferten los postores. Las bases del concurso público definirán las condiciones de aprovechamiento de uso hidroenergético, que no alteren ni limiten las condiciones de desarrollo del proyecto ni los usos de agua de terceros, requiriéndose sobre este último aspecto opinión previa favorable de la Intendencia de Recursos Hídricos del Instituto Nacional de Recursos Naturales – INRENA.

Asimismo, el artículo 3° de este decreto supremo, estableció que la facultad de cobrar la compensación económica referida en el artículo 2° citado anteriormente, será también extensiva a los nuevos aprovechamientos hidroenergéticos a partir de obras hidráulicas existentes en los indicados Proyectos Especiales de Irrigación y/o Hidroenergéticos de alcance regional o nacional, bajo las mismas condiciones, en lo que fuera aplicable.

Por su parte, el artículo 4° del citado dispositivo legal, estipuló que el otorgamiento de autorizaciones de uso de agua con fines de generación de energía hidroeléctrica en el ámbito de los Proyectos Especiales sólo procederá para el uso efectivo del recurso agua en la fase de ejecución de estudios y de obras. Serán nulas las licencias, permisos o autorizaciones de uso de agua que no cumplan con lo previsto en el artículo 1° de dicho decreto supremo.

Finalmente, el artículo 5° del decreto supremo estableció que la falta de pago de la compensación económica a que se refiere los artículos 2° y 3° de dicho dispositivo, constituye un incumplimiento a lo previsto en el literal c) del artículo 20° del Decreto Ley N° 17552 – Ley General de Aguas.

Posteriormente, con fecha 07 de septiembre del 2007, se publicó el Decreto Supremo N° 048-2007-EM se precisaron requisitos a que se refiere la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento respecto a la autorización del uso de agua con fines de generación de energía eléctrica. En el Artículo 1° del referido decreto supremo se dispuso lo siguiente:

Artículo 1°.- Cumplimiento de los requisitos establecidos en el literal b) del artículo 25° de la Ley de Concesiones Eléctricas y en el artículo 66° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.-

1.1 Precítese que el requisito establecido en el literal b) del artículo 25° de la Ley de Concesiones Eléctricas, Decreto Ley N° 25844, y en el artículo 66° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM, se entenderá cumplido con la presentación de la Resolución, expedida por la Autoridad de Aguas, que apruebe los estudios del proyecto hidroenergético a nivel de prefactibilidad en la parte que corresponde a las obras de captación y devolución de las aguas al cauce natural o artificial respectivo.

1.2 La Autoridad de Aguas solo podrá autorizar la ejecución de obras, al peticionario que obtenga el derecho eléctrico para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica otorgado por el Ministerio de Energía y Minas o por el Gobierno Regional competente cuando corresponda.

1.3 La autorización de ejecución de obras garantiza a su titular la posterior obtención de la licencia de uso de agua para fines de generación de energía eléctrica, la cual será otorgada previa verificación del cumplimiento de las condiciones concurrentes establecidas en el artículo 32° de la Ley General de Aguas, Decreto Ley N° 17752, siendo necesario además, para otorgar dicha licencia, que la Autoridad de Aguas cuente con la opinión favorable del Ministerio de Energía y Minas o del Gobierno Regional competente cuando corresponda, según el derecho eléctrico otorgado y que las obras autorizadas hayan sido ejecutadas ciñéndose estrictamente a los plazos, características, especificaciones y condiciones de los estudios del proyecto hidroenergético aprobado.

1.4 El incumplimiento injustificado de los plazos, características, especificaciones y condiciones de los estudios del proyecto hidroenergético aprobado, ocasionará la caducidad de la autorización de ejecución de obras, lo que será comunicado al Ministerio de Energía y Minas o al Gobierno Regional competente cuando corresponda, para los fines de su competencia”.

Cabe señalar que la Ley N° 29178, publicada el 03.01.2008 en el Diario Oficial “El Peruano”, que modifica diversos artículos del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, no altera la precisión efectuada mediante Decreto Supremo N° 048-2007-EM al requisito contenido en el inciso b) del artículo 25°, por lo que esta precisión permanece vigente.

- 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.³²

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.³³

³² Artículo modificado por la Ley N° 29178, publicada en el Diario Oficial "El Peruano" el 03.01.2008. El artículo original señalaba lo siguiente: *"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;* y
- i) *Las garantías establecidas por el Reglamento.*

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.

El literal j) fue derogado mediante Ley 27435, Ley de Promoción de Concesiones de Centrales Hidroeléctricas, publicada con fecha 16.03.2001. Anteriormente había sido adicionado por Ley N° 27239, publicada en el Diario Oficial el 22.12.99 y señalaba lo siguiente: "j) Estudio Económico - Financiero del Proyecto".

³³ El artículo original señalaba lo siguiente: *"Cuando ocurren varias solicitudes para una misma concesión definitiva, dentro de 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, mediante Ley N° 26980 publicada en el diario oficial el 27.09.98 se modificó el artículo original por el siguiente texto: *"Artículo. 26°.- Si dentro del término de 15 días hábiles posteriores a la última publicación de una solicitud de concesión definitiva se presentaran 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". Cabe señalar que la Primera Disposición Final de la Ley

Cc. Arts. 3º, 6º, 22º, 23º, 24º, 25º, 30º y Cuarta Disposición Transitoria de la Ley.
Arts. 42º y 43º del Reglamento.

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

Cc. *Décimo Segunda Disposición Transitoria de la Ley.*
Arts. 34º, 37º, 44º, 45º, 46º, 47º, 48º, 49º, 50º y 51º del Reglamento.

Artículo. 28º.- La solicitud de concesión que cumpla con los requisitos establecidos en el artículo 25º, 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.³⁴

Cc. Art. 3º, 6º, 22º y 25º de la Ley;
Arts. 51º, 52º y 53º del Reglamento.

Artículo. 29º.- 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 aplicables³⁵.

Nº 26980 dispone que, lo establecido en ella, en relación con el artículo 25º de la Ley de Concesiones Eléctricas, se aplicará a las concesiones de generación que se otorguen a partir de la vigencia de la mencionada Ley Nº 27239. Finalmente el Artículo fue modificado por la Ley Nº 29178, publicada en el Diario Oficial "El Peruano" el 03.01.2008, cuyo texto rige en la actualidad.

³⁴ Artículo modificado por la Ley Nº 29178, publicada en el Diario oficial "El Peruano" el 03.01.2008. El artículo anterior señalaba lo siguiente: "La solicitud de concesión, que cumpla con los requisitos establecidos en el artículo 25º 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".

³⁵ El artículo original señalaba lo siguiente: "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."

Posteriormente se le adicionó un tercer párrafo mediante Ley Nº 27239, publicada en el Diario Oficial el 22.12.99. Dicho tercer párrafo señalaba: "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". Sin embargo, mediante Ley Nº 27435, Ley de Promoción de Concesiones de Centrales Hidroeléctricas de fecha 16.03.2001, dicho tercer párrafo fue derogado.

Cc. Arts. 3º, 31º incs. a, b, c; 36º incs. a, b, e; 94º, 101º inc. a. y 117º de la Ley.
Arts. 53º, 54º, 55º y 56º del Reglamento.

Artículo. 30º.- 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, 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 34º 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.³⁶

Cc Arts. 1º, 2º, 3º, 6º, 25º, 38º, 82º, 97º, 101º inc. b. Cuarta Disposición Transitoria de la Ley
Arts. 60º y 61º del Reglamento.

Artículo. 31º.- Tanto los titulares de concesión como los titulares de autorización, están obligados a:³⁷

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

Finalmente, este artículo ha sido modificado por el Artículo único de la Ley N° 29178, publicada en el Diario Oficial "El Peruano" el 03.01.2008, cuyo texto rige en la actualidad.

36 Artículo modificado por el Artículo único de la Ley N° 29178, publicada en el Diario Oficial "El Peruano" el 03.01.2008. El artículo anterior señalaba lo siguiente: *"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".

37 Los literales a), b) y g) han sido modificados por el Artículo único de la Ley N° 29178, publicada el 03.01.2008 en el Diario Oficial "El Peruano". El texto anterior de estos literales señalaba lo siguiente: *"Artículo 31º.- 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;*
- 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;*

(...)

- 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; y"*

El literal g) fue modificado previamente por la Octava Disposición Complementaria de la Ley N° 26734, Ley de creación del OSINERG (31.12.97)

LCE

- 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 podrá ser superiores al uno por ciento (1%) de sus ventas anuales; y,
- h) Cumplir con las normas de conservación del medio ambiente y del Patrimonio Cultural de la Nación.

*Cc. Inc. a.....Arts. 101° inc. a. y 104° de la Ley.
Inc. b.....Art. 104° de la Ley.
Inc. c.....Arts. 8° y 42° de la Ley.
Inc. e.....Art. 99° de la Ley.
Inc. g.....Art. 20° de la Ley.
Arts. 234° y 235° del Reglamento.
Inc. h.....Arts. I y II TP; 73°, 113° y ss. C.M.A. y los R.N.
Arts. 1°, 6°, 9°, 11° inc. d; 42° y 43° inc. c; 67°, 80°, 94°, 100°, 109° y 120° de la Ley.
Arts. 26°, 58°, 59°, 196°, 201° incs. b, l, m; 234° y 235° del Reglamento; Arts. 67° y 68° Constitución.*

Artículo. 32°.- Los integrantes del COES están obligados a cumplir las disposiciones que emita dicho Comité.³⁸

*Cc. Arts. 1°, 11° inc. d; 39°, 40°, 41°, 43° inc. d; 47°, 51°, 52°, 55°, 61° y 107° de la Ley.
Arts. 80° y ss., 92° y 201° inc. b. del Reglamento.*

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. ³⁹

Cc. Arts. 1°, 3° inc. b; 31° y 88° de la Ley.

³⁸ Artículo modificado por la Ley N° 29178, publicada en el Diario Oficial "El Peruano" el 03.01.2008. El texto anterior de este artículo señalaba lo siguiente: "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".

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

³⁹ Artículo modificado mediante Ley N° 27239, publicada en el Diario "El Peruano" con fecha 22.12.99. El anterior artículo señalaba: ("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")

Arts. 62° y 201° inc. b. del Reglamento

Artículo. 34°.- Los Distribución están obligados a^{40 41}:

- 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 mínimo⁴²;
 - 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 tercero 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.⁴³
- Cc. *Inc. a.....Arts. 2°, 3° inc. c; 97° y Decimotercera Disposición Transitoria de la Ley.*
Inc. b.....Art. 63° del Reglamento.
Inc. c.....Arts. 101° inc. a. y 104° de la Ley.
Art. 64° del Reglamento.
Art. 1°, 2°, 11° inc. e; 31°, 36° inc. f; 67°, 80° y 94° de la Ley;
Arts. 63°, 64°, 65° y 201° inc. b. del Reglamento.

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

⁴⁰ Artículo modificado mediante Ley 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, publicada el día 23.07.2006 en el Diario Oficial. El artículo original señalaba lo siguiente: *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;*
- 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".*

⁴¹ Párrafo modificado por el Artículo único de la Ley N° 29178, publicada el 03.01.2008 en el Diario Oficial "El Peruano". El texto de este párrafo señalaba: *"Artículo 34°.- Los Distribuidores están obligados a: (...)"*

⁴² Lo dispuesto en este inciso ha quedado suspendido, de acuerdo a la Primera Disposición Transitoria de la Ley N° 28447, publicada con fecha 30.12.2004, que a la letra señala: "PRIMERA.- Suspensión de los efectos del inciso f) del artículo 36° de la Ley de Concesiones Eléctricas.- Suspéndase los efectos de lo dispuesto por el inciso f) del artículo 36° de la Ley de Concesiones Eléctricas por un plazo que se extenderá desde la entrada en vigencia de la presente Ley hasta el 31 de diciembre de 2007. Asimismo, suspéndase por el mismo plazo cualquier otra sanción administrativa derivada del incumplimiento de lo dispuesto por el literal b) del artículo 34° de la Ley.

Asimismo, mediante la Primera Disposición Transitoria de la Ley N° 29179, Ley que establece Mecanismo para Asegurar el Suministro de Electricidad para el Mercado Regulado, publicada en el diario oficial el 03.01.2008, se prorrogó la suspensión dispuesta en la Primera Disposición Transitoria de la Ley N° 28447, Ley que modifica el Decreto Ley N° 25844, Ley de concesiones eléctricas, hasta el 31 de diciembre de 2008.

⁴³ Literal modificado por el Artículo único de la Ley N° 29178, publicada el 03.01.20.08 en el Diario Oficial "El Peruano". El texto original de literal señalaba lo siguiente: *"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".*

previsto en la presente Ley y su Reglamento.⁴⁴

Cc. Arts. 6°, 22°, 29° y 105° de la Ley.
Arts. 70°, 71° y 72° del Reglamento.

Artículo. 36°.- La concesión definitiva caduca cuando:⁴⁵

- 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 el 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;⁴⁶
- c) El concesionario deje de operar sus instalaciones sin causa justificada, por 876 horas acumuladas durante un año calendario;
- d) El concesionario de generación 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;⁴⁷
- 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

⁴⁴ Artículo modificado por Ley N° 29178, publicada el 03.01.2008 en el Diario Oficial "El Peruano". El artículo anterior señalaba lo siguiente: *"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"*.

⁴⁵ Se ha modificado el primer párrafo y los incisos a), b), e), y f) del Artículo 36° mediante el Artículo único de la Ley N° 29178, publicada el 03.01.2008, en el Diario Oficial "El Peruano". El texto anterior era el siguiente: *"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 estudios y/o no ejecute las obras e instalaciones en los plazos establecidos en el contrato de concesión, salvo caso fortuito o fuerza mayor o razones técnico-económicas debidamente acreditadas y aprobadas por el Ministerio de Energía y Minas;

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"

⁴⁶ A lo señalado en la nota de pie de página anterior, cabe agregar que este literal fue modificado anteriormente mediante Artículo 1° de la Ley N° 28447, publicada en el Diario Oficial "El Peruano" el día 30.12.2004. El numeral original señalaba: *"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."*

⁴⁷ Anteriormente se había dispuesto que este inciso quedara suspendido, de acuerdo a la Primera Disposición Transitoria de la Ley N° 28447, publicada con fecha 30.12.2004, que a la letra señala: "PRIMERA.- Suspensión de los efectos del inciso f) del artículo 36° de la Ley de Concesiones Eléctricas.- Suspéndase los efectos de lo dispuesto por el inciso f) del artículo 36° de la Ley de Concesiones Eléctricas por un plazo que se extenderá desde la entrada en vigencia de la presente Ley hasta el 31 de diciembre de 2007 (...)"

se encuentre en controversia⁴⁸.

- Cc. Inc. a.....Arts. 29° y 104° de la Ley.
Inc. b.....Arts. 29° y 104° de la Ley.
Inc. d.....Art. 1° de la Ley.
Inc. e.....Arts. 1° y 29° de la Ley.
Arts. 3°, 6°, 22° y 105° de la Ley.
Art. 73 y ss. del Reglamento.*

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 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.

- Cc. Art. 36° de la Ley.
Arts. 73°, 74°, 75°, 76°, 77°, 78° y 79° del Reglamento.*

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 inversionista.

⁴⁸ Literal incluido mediante Artículo 1° de la Ley N° 28447, publicada en el Diario Oficial "El Peruano" el día 30.12.2004.

LCE

Se sujetarán al presente artículo las concesiones definitivas para generación con Recursos Energéticos Renovables cuya potencia instalada sea igual o inferior a 20 MW. Serán otorgadas mediante Resolución Ministerial siguiendo el procedimiento administrativo establecido para las autorizaciones y les será de aplicación lo dispuesto en el artículo 29° de la presente Ley.

El Reglamento establecerá los mecanismos de control para verificar su cumplimiento. ^{49 50}.

⁴⁹ El artículo original señalaba lo 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".

Posteriormente, fue modificado mediante Ley N° 29178, publicada el 03.01.2008 en el Diario Oficial "El Peruano", de acuerdo al siguiente texto: "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"

Posteriormente fue modificado mediante Decreto Legislativo N° 1002, Decreto Legislativo de Promoción de la Inversión Privada para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables", publicado el 02 de mayo del 2008, con el siguiente texto: "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.

Cc. Arts. 4°, 6°, 9°, 25° inc. b; 30° y Sexta Disposición Transitoria de la Ley.
Arts. 66°, 67°, 68° y 69° del Reglamento.

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

Finalmente el literal i) y el penúltimo párrafo del Artículo 38° han sido modificados mediante Decreto Legislativo 1041, publicado en el Diario Oficial el 26 de junio del 2008, Decreto Legislativo que modifica diversas normas del Marco Normativo Eléctrico, cuyo texto rige en la actualidad.

50 Conforme lo establece el D.S. 005-2006-AG publicado con fecha 10.02.2006, la autorización del uso del recurso natural a que se refiere el literal b) del artículo 25° del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, y el primer párrafo del artículo 66° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM, concordado con el Artículo 38° de la Ley de Concesiones Eléctricas, en el caso de fuentes de aguas reservadas a favor de Proyectos Especiales de Irrigación y/o Hidroenergéticos de alcance regional y nacional, se entenderá emitida con la resolución de la Autoridad de Aguas que apruebe el expediente técnico en la parte que corresponde a las obras de capacitación y devolución de las aguas al cauce natural o artificial respectivo y autorice su ejecución, previa observancia del acuerdo de compensación económica para la recuperación de las inversiones y para la cobertura de los gastos de operación y mantenimiento de las nuevas obras de infraestructura hidráulica y de las condiciones de uso hidroenergético a que se refiere el artículo 2° de dicho decreto supremo. Se agrega que la licencia de agua para fines de generación de energía hidroeléctrica será otorgada automáticamente por la Autoridad de Aguas previa verificación que las obras se hayan ejecutado ciñéndose estrictamente a las características, especificaciones y condiciones del expediente técnico aprobado.

Por su parte, el artículo 2° del decreto supremo, señala que los Proyectos Especiales Hidroenergético y/o de irrigación de alcance regional o nacional que ejecuten nuevas obras de infraestructura hidráulica con recursos públicos y/o en el marco del proceso de promoción de la inversión privada a que se refiere el Decreto Supremo 059-96-PCM, la Ley N° 28059 y el Decreto Legislativo N° 674, sus reglamentos y demás normas conexas, cuyas aguas resultantes sean susceptibles de ser aprovechadas en una concesión definitiva o autorización para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica en cualquier punto y desnivel de los cauces naturales y artificiales dentro de su ámbito de influencia, quedan facultados para cobrar una compensación económica para la recuperación de inversiones y para la cobertura de los gastos de operación y mantenimiento de las nuevas obras de infraestructura hidráulica. El pago de la referida compensación económica se hará extensivo a las inversiones en obras de futuros afianzamientos que deriven en el incremento de la oferta hídrica del sistema hidráulico respectivo.

Dicha facultad procederá mientras el Proyecto Especial mantenga en vigencia la reserva de aguas otorgada para los fines de su desarrollo o haya presentado oportunamente la solicitud de prórroga de reserva de agua. Los fondos que se recauden por este concepto serán destinados a la recuperación de las inversiones y a la cobertura de los gastos de operación y mantenimiento de las obras de infraestructura, que posibiliten la disponibilidad y el suministro del recurso de agua. Se agrega que la compensación económica deberá ser establecida en el marco del concurso público que se invoque para ese efecto y corresponderá a la mayor remuneración unitaria por el suministro de un metro cúbico de agua que oferten los postores. Las bases del concurso público definirán las condiciones de aprovechamiento de uso hidroenergético, que no alteren ni limiten las condiciones de desarrollo del proyecto ni los usos de agua de terceros, requiriéndose sobre este último aspecto opinión previa favorable de la Intendencia de Recursos Hídricos del Instituto Nacional de Recursos Naturales – INRENA.

Asimismo, el artículo 3° de este decreto supremo, señala que la facultad de cobrar la compensación económica referida en el artículo 2° citado anteriormente, será también extensiva a los nuevos aprovechamientos hidroenergéticos a partir de obras hidráulicas existentes en los indicados Proyectos Especiales de Irrigación y/o Hidroenergéticos de alcance regional o nacional, bajo las mismas condiciones, en lo que fuera aplicable.

Por su parte, el artículo 4° del citado dispositivo legal, señala que el otorgamiento de autorizaciones de uso de agua con fines de generación de energía hidroeléctrica en el ámbito de los Proyectos Especiales sólo procederá para el uso efectivo del recurso agua en la fase de ejecución de estudios y de obras. Serán nulas las licencias, permisos o autorizaciones de uso de agua que no cumplan con lo previsto en el artículo 1° de dicho decreto supremo.

Finalmente, el artículo 5° del decreto supremo establece que la falta de pago de la compensación económica a que se refiere los artículos 2° y 3° de dicho dispositivo, constituye un incumplimiento a lo previsto en el literal c) del artículo 20° del Decreto Ley N° 17552 – Ley General de Aguas.

TITULO IV

COMITÉ DE OPERACION ECONOMICA DEL SISTEMA⁵¹

Artículo. 39°.- *Los titulares de las centrales de generación y de sistemas de transmisión, cuyas instalaciones se encuentren interconectadas conformarán un organismo técnico denominado Comité de Operación Económica del Sistema (COES) con la finalidad de coordinar su operación al mínimo costo, garantizando la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos.*

*Para tal efecto, la operación de las centrales de generación y de los sistemas de transmisión se sujetarán a las disposiciones de este Comité.*⁵²

Artículo 12° Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.- 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. 40°.- *El funcionamiento del Comité de Operación Económica del Sistema se regirá por las disposiciones que señale el Reglamento, contemplando lo siguiente:*⁵³

- a) *Requisitos para integrar el Comité;*
- b) *Mecanismos para la toma de decisiones;*
- c) *Procedimientos para la optimización de la operación;*
- d) *Procedimientos para la valorización de las transferencias de potencia y energía;*
- e) *Mecanismos para la solución de divergencias y/o controversias; y*
- f) *La información que debe proporcionar a los organismos normativos y reguladores.*

Artículo. 41°.- *Las funciones básicas del Comité de Operación Económica del Sistema (COES) son:*

- a) *Planificar la operación del sistema interconectado, comunicando a sus integrantes para que operen sus instalaciones de acuerdo a los programas resultantes;*
- b) *Controlar el cumplimiento de los programas de operación y coordinar el mantenimiento mayor de las instalaciones;*
- c) *Calcular los costos marginales de corto plazo del sistema eléctrico de acuerdo al procedimiento que establezca el Reglamento;*
- d) *Calcular la potencia y energía firme de cada una de las unidades generadoras de acuerdo al procedimiento que establece la presente Ley y el Reglamento;*

⁵¹ Título derogado en su totalidad por la Única Disposición Complementaria Derogatoria de la Ley N° 28832, Ley para asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, publicada en el Diario Oficial el día 23.07.2006. Dicha Ley, a su vez establece en sus Artículos 12°, 13°, 14°, 15°, 16°, 17°, 18° y 19° las nuevas disposiciones que rigen al Comité de Operación Económica del Sistema (COES)..

⁵² Artículo derogado por la Única Disposición Complementaria Derogatoria de la Ley N° 28832, Ley para asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, publicada en el Diario Oficial el día 23.07.2006.

⁵³ Artículo derogado por la Única Disposición Complementaria Derogatoria de la Ley N° 28832, Ley para asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, publicada en el Diario Oficial el día 23.07.2006.

LCE

- e) *Garantizar a sus integrantes la compra o venta de energía, cuando por necesidades de operación económica del sistema, se requiera la paralización o el funcionamiento de sus unidades fuera de la programación. Estas transacciones se efectuarán a costos marginales de corto plazo del sistema;*
- f) *Garantizar a todos los integrantes la venta de su potencia contratada, hasta el límite de su potencia firme, a precio regulado; Ningún integrante podrá contratar con sus usuarios, más potencia firme que la propia o la contratada a terceros; y,*
- g) *Otras que señale expresamente el Reglamento⁵⁴.*

Artículo 13° Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.- Funciones de interés público

El COES tiene a su cargo las siguientes funciones de interés público:

- a) Elaborar la propuesta del Plan de Transmisión para su aprobación por el Ministerio;
- b) Elaborar los procedimientos en materia de operación del SEIN y administración del Mercado de Corto Plazo, para su aprobación por OSINERG;
- c) 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;
- d) Asegurar condiciones de competencia en el Mercado de Corto Plazo; y,
- e) Procurar las mejoras tecnológicas que aseguren el eficiente cumplimiento de sus funciones.

Artículo 14° Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.- Funciones administrativas

El COES tiene a su cargo las siguientes funciones administrativas:

- 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, Normas Técnicas, Procedimientos y demás disposiciones complementarias, dentro del ámbito

⁵⁴ Artículo derogado por la Única Disposición Complementaria Derogatoria de la Ley N° 28832, Ley para asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, publicada en el Diario Oficial el día 23.07.2006.

de su competencia, así como los recursos impugnativos que se interpongan contra sus decisiones.

Las decisiones del COES, que afecten a los Usuarios Regulados, pueden ser impugnadas ante el Tribunal de Solución de Controversias de OSINERG quien resuelve como última instancia administrativa.

TITULO 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.

*Cc. Arts. 8°, 31° inc. c; 51° inc. e; 83°, 86° de la Ley.
Art. 122° del Reglamento.*

Artículo. 43°.- Estarán sujetos a regulación de precios⁵⁵:

- 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 Eléctrica⁵⁶. 57 58 59

⁵⁵ Artículo modificado mediante Ley 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, publicada el día 23.07.2006 en el Diario Oficial. El artículo original señalaba lo 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 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 del Servicio Público de Electricidad".*

⁵⁶ Cabe señalar que mediante el Artículo 11° que constituye el Capítulo Tercero de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, se regula lo referente al Mercado de Corto Plazo, de acuerdo a lo siguiente: 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:
- a) El funcionamiento y organización del Mercado de Corto Plazo;
- b) Las reglas para la liquidación de las operaciones de transferencia realizadas en el Mercado de Corto Plazo;
- c) 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;
- d) Los términos y condiciones para la constitución de garantías y las penalidades por su incumplimiento.

⁵⁷ Conforme lo señala el Artículo 4° del Decreto Legislativo 1041, publicado en el Diario oficial el 26 de junio del 2008, referidos al Despacho del Gas Natural para Centrales Termoeléctricas conectadas al SEIN; en periodos de congestión en el suministro de gas natural, declarados por el Ministerio de Energía y Minas, los Generadores podrán redistribuir entre ellos de manera eficiente el gas y/o la capacidad de transporte disponible contratada. Asimismo, los Generadores podrán acordar con los usuarios industriales de gas natural la reasignación de la capacidad de transporte para fines de 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; ⁶⁰
- c) Las tarifas y compensaciones de Sistemas de Transmisión y Distribución⁶¹.

A falta de los acuerdos a que se refiere el párrafo que antecede, el COES coordinara con el transportista y productor las nominaciones de suministro y transporte de gas natural para los Generadores de acuerdo con lo señalado en las normas pertinentes.

En tales situaciones de congestión en el suministro de gas natural, el COES puede redistribuir el gas o la capacidad de transporte disponible para los Generadores a efectos del despacho eficiente del SEIN. Los Generadores perjudicados con la reasignación efectuada por el COES recibirán una compensación que cubra los costos adicionales incurridos debidos a dicha reasignación. Los Generadores beneficiados con la reasignación efectuada por el COES deberán asumir los costos de la compensación señalada en el párrafo anterior, de acuerdo a lo establecido en el Reglamento.

- 58 Conforme lo señalado por el Artículo 5° del Decreto Legislativo N° 1041 publicado en el diario oficial el 26 de junio del 2008, referido a los incentivos a la contratación del Servicio Firme y eficiencia en el uso del gas natural, los Generadores que contraten Servicio Firme de transporte de gas natural con un concesionario amparado por la Ley N° 27133, tienen derecho a una compensación que garantice la recuperación del pago de transporte de gas que eficientemente harían en virtud de dicho contrato. La compensación del pago eficiente se determina en función de:

- a) La diferencia entre la capacidad reservada diaria eficiente (CRDE) menos el consumo promedio diario (CPD).
- b) Un porcentaje máximo de la CRDE;
- c) El pago del servicio firme regulado por OSINERGHMIN.

La CRDE se determina como la capacidad diaria máxima de una central térmica operando con gas natural en la ciudad de Lima y con un rendimiento térmico neto que fijará el Ministerio de Energía y Minas conforme al Reglamento del Decreto Legislativo 1041 a publicarse en un futuro.

El pago de las compensaciones necesarias será asignado en los costos de transmisión y será definido por OSINERGHMIN conforme al Reglamento a publicarse.

- 59 De acuerdo a la Quinta Disposición Complementaria del Decreto Legislativo 1041 publicado el 26 de junio del 2008, Quinta.- Cuando el COES ejerza las atribuciones señaladas en el artículo 4° del presente Decreto Legislativo desde la fecha de su publicación hasta que entre en vigencia la modificación a la definición de Potencia Firme, se aplicará lo siguiente: En el caso de restricción total o parcial de suministro de gas natural a centrales de generación eléctrica, debido a congestión 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 costos marginales que se hubieran presentado sin la congestión, calculados por el COES mediante un despacho idealizado sin congestión. Los costos adicionales de combustibles en que incurran las centrales que operan con costos variables superiores a los referidos costos marginales de corto plazo del despacho idealizado sin congestión, serán pagados por los Generadores y los Usuarios en partes iguales.

Los Generadores pagarán la parte que les corresponda en proporción a su energía firme.

OSINERGHMIN, en veinte (20) días de la entrada en vigencia del Decreto Legislativo 1041, deberá publicar el procedimiento que incluye el mecanismo para trasladar los costos adicionales a ser asumidos por los Usuarios.

- 60 El literal original señalaba: (...*b*) *Las compensaciones a titulares de sistemas de transmisión..*). Posteriormente fue modificado por Ley N° 27239, publicada en el Diario "El Peruano" con fecha 22.12.99 y finalmente el artículo en su totalidad fue modificado mediante Ley N° 28832 publicada el día 23.07.2006 de acuerdo a lo señalado en la nota de pie de página precedente.

- 61 Conforme lo establece el numeral 3.2 del Artículo 3° de la Ley 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, publicada el día 23.07.2006; 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.

Asimismo, la Tercera Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica establece lo siguiente:

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 monopolísticas, 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

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.

Cc. Inc. a.....Art. 39° de la Ley
Inc. b.....Art. 1° de la Ley.
Inc. c.....Arts. 1°, 2° y 31° de la Ley.
Inc. d.....Arts. 2° y 82° de la Ley.
Arts. 8°, 20°, 41° y 57° de la Ley.

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 deberán considerar obligatoria y separadamente los precios acordados a nivel de la barra de la referencia de generación y los cargos de transmisión, distribución y comercialización.⁶²

Cc. Arts. 8°, 43° y 45° de la Ley.

PRECIOS MAXIMOS 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^{63 64}.

condiciones de los suministros, u otras, que se otorguen de manera general en todos los casos en que se presenten iguales o similares condiciones.

⁶² Artículo modificado mediante Ley N° 27239, publicada en el Diario "El Peruano" con fecha 22.12.99. El anterior artículo señalaba: ("No están sujetos a regulación de precios las ventas de energía eléctrica no señaladas explícitamente en el artículo anterior").

⁶³ Artículo modificado mediante Ley 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, publicada el día 23.07.2006 en el Diario Oficial. El artículo original señalaba lo siguiente: "Artículo. 45°.- Las ventas de energía eléctrica a un concesionario de distribución, destinada al Servicio Público de Electricidad, se efectuarán a Tarifas en Barra".

⁶⁴ Los artículos 3°, 4°, 5°, 6°, 7°, 8°, 9° y 10° que forman parte del Capítulo II; la Séptima Disposición Complementaria Final y la Cuarta Disposición Complementaria Transitoria de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica establecen lo siguiente:

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.

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 diez (10) 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 OSINERG. 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".

" 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

Cc. Arts. 1º, 2º, 10º, 18º incs. e, f; 43º inc c; 44º, 63º, 82º y Def. 1 de la Ley.
Arts. 123º y ss. del Reglamento.

Artículo. 46º.- 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.⁶⁵

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.^{66 67}

CC. Arts. 10º, 18º incs. e, f; 56º 63º, 69º, 73º y 81º de la Ley;
Arts. 20º inc. f. y 25º del Reglamento.

Artículo. 47º.- 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:^{68 69}

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".
(...)

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 5º 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.

⁶⁵ Conforme lo señalado en el Artículo 6º del Decreto Legislativo 1041 publicado en el diario oficial el 26 de junio del 2008, referido a la compensación adicional por seguridad de suministro; OSINERGMIN regulará el pago de una compensación adicional para los generadores eléctricos que operen con gas natural y que tengan equipos o instalaciones que permitan la operación alternativa de su central con otro combustible. Dicha compensación se denominará compensación por seguridad de suministro. OSINERGMIN, al fijar la Tarifa en Barra, considerará como mínimo la recuperación de las inversiones en centrales térmicas de alto rendimiento.

⁶⁶ Artículo modificado por el Artículo 2º de la Ley N° 28447, publicada en el Diario Oficial "El Peruano" el día 30.12.2004. El artículo original señalaba: "Artículo. 46º.- Las Tarifas en Barra y sus respectivas fórmulas de reajuste, serán fijados semestralmente por la Comisión de Tarifas de Energía 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."

⁶⁷ Conforme lo señalado en la Segunda Disposición Complementaria del Decreto Legislativo 1041 publicado en el diario oficial el 26 de junio del 2008, OSINERGMIN adecuará los procedimientos correspondientes a fin que el próximo periodo regulatorio mayo 2009 - abril 2010, se lleve a cabo considerando lo dispuesto en el citado Decreto Legislativo y en las respectivas normas reglamentarias.

⁶⁸ Primer párrafo e incisos g) h) e i) modificados mediante Ley 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, publicada el día 23.07.2006 en el Diario Oficial. Los textos originales señalaban lo siguiente: "Artículo. 47º.- Para la fijación de Tarifas en Barra, cada COES efectuará los cálculos correspondientes en la siguiente forma:

g) *Calculará para cada una de las barras del sistema un factor de pérdidas de potencia y un factor de pérdidas de energía en la transmisión.*

Estos factores serán iguales a 1,00 en la barra en que se fijen los precios básicos.

h) *Determinará el Precio de la Potencia de Punta en Barra, para cada una de las barras del sistema, multiplicando el Precio Básico de la Potencia de Punta por el respectivo factor de pérdidas de potencia, agregando a este producto el Peaje por Conexión a que se refiere el artículo 60º de la presente Ley; y,*

i) *Determinará el Precio de Energía en Barra, para cada una de las barras del sistema, multiplicando el Precio Básico de la Energía correspondiente a cada Bloque Horario por el respectivo factor de pérdidas de energía".*

Finalmente debe tenerse en cuenta que esta modificación tuvo una fe de erratas publicada el día 26 de julio del 2006.

⁶⁹ De acuerdo a la Cuarta Disposición Complementaria del Decreto Legislativo 1041 publicado en el diario oficial el 26 de junio del 2008, el valor inicial del rendimiento térmico neto reconocido será de treinta por ciento (30%) durante los primeros treinta y seis (36) meses de vigencia del presente Decreto Legislativo, después se incrementará a cincuenta por ciento (50%) para los siguientes cuatro (4) años.

El Ministerio de Energía y Minas podrá incrementar los rendimientos térmicos netos para los siguientes periodos de acuerdo al desarrollo tecnológico de las centrales térmicas.

LCE

- 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 datos históricos de las transacciones del último año. El Reglamento de Importación y Exportación de Electricidad (RIEE) establecerá el procedimiento correspondiente.

- 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.

- c) Calculará los Costos Marginales de Corto Plazo esperados de energía del sistema, para los Bloques Horarios que establece la Comisión de Tarifas de Energía, 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.⁷⁰

- 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 fijada 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.⁷¹

- 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 en 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

El porcentaje máximo de la CRDE señalado en el inciso b) del artículo 5° del presente Decreto Legislativo será inicialmente setenta por ciento (70%) y se reducirá luego de treinta y seis (36) meses a cincuenta por ciento (50%). El Ministerio de Energía y Minas podrá reducir los porcentajes máximos para los siguientes periodos.

⁷⁰ Incisos a), b) y d) modificados mediante Artículo 3° de la Ley 28447 de fecha 30.12.2004. Los incisos originales señalaban:

a) *Proyectará la demanda para los próximos cuarentiocho meses y determinará un programa de obras de generación y transmisión factibles de entrar en operación en dicho período, considerando las que se encuentren en construcción y aquellas que estén contempladas en el Plan Referencial elaborado por el Ministerio de Energía y Minas;*

b) *Determinará el programa de operación que minimice la suma del costo actualizado de operación y de racionamiento para el período de estudio, tomando en cuenta, entre otros: la hidrología, los embalses, los costos de combustible, así como la Tasa de Actualización a que se refiere el artículo 79° de la presente Ley;*

(...)

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 proyectada, debidamente actualizados;*

⁷¹ Inciso modificado mediante Ley N° 26980 publicada en el Diario Oficial con fecha 27.09.98. El inciso anterior señalaba: "Determinará el Precio Básico de la Potencia de Punta, considerando la anualidad obtenida en el acápite anterior, incrementada en un porcentaje que resulta de considerar la indisponibilidad teórica del sistema eléctrico;..."

Transmisión y el Peaje por Conexión a que se refiere el artículo 60° de la presente Ley⁷²;

- 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.
- Cc. *Inc. a.....Art. 1° y Def. 1 de la Ley.
Arts. 98°, 119° incs. a, b. y 123° del Reglamento.
Inc. b.....Arts. 79° y 119° incs. c, d. de la Ley.
Art. 124° del Reglamento.
Inc. c.....Arts. 10°, 18 inc. e. y Def. 2 de la Ley.
Arts. 119° inc. e. del Reglamento.
Inc. d.....Art. 125° del Reglamento.
Inc. e.....Art. 79 de la Ley.
Art. 126° del Reglamento.
Inc. f.....Art. 119° inc. f; 22° incs. f, g. y 23° inc. b. del Reglamento.
Inc. g.....Arts. 1° y 8° de la Ley.
Art. 119° inc. g. del Reglamento.
Inc. h.....Arts. 60° y 61° de la Ley.
Arts. 18° incs. e, f; 39°, 50° y 119° de la Ley.
Art. 238° del Reglamento.*

Artículo. 48°.- Los factores nodales de energía se calcularán considerando las pérdidas marginales y la capacidad del sistema de transmisión.⁷³

- Cc. *Arts. 1°, 59°, 65°; Def. 9, 10 y 14 de la Ley.
Art. 127° del Reglamento;*

Artículo. 49°.- En las barras del Sistema Secundario de Transmisión el precio incluirá el correspondiente peaje de dicho sistema.^{74 75}

⁷² La Quinta Disposición Complementaria Transitoria de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica establece lo siguiente:

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.

⁷³ Artículo modificado mediante Ley 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, publicada el día 23.07.2006 en el Diario Oficial. El artículo original señalaba: "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".

⁷⁴ Artículo modificado mediante Ley 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, publicada el día 23.07.2006 en el Diario Oficial. El artículo original señalaba: "Artículo. 49°.- En las barras del Sistema Secundario de Transmisión el precio incluirá el Costo Medio de dicho Sistema Económicamente Adaptado".

⁷⁵ Mediante el Artículo 1° del D.S. 029-2002-EM de fecha 25.09.2002, se estableció, en dicha oportunidad, lo siguiente: Artículo 1° "Para la aplicación del Artículo 49° de la Ley de Concesiones Eléctricas, el Sistema Económicamente Adaptado, para atender las demandas servidas exclusivamente por instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión, deberá ser determinada considerando, también, los siguientes criterios:

a.- En los sistemas radiales se utilizará como demanda actualizada el valor presente de los flujos de energía y/o potencia que permita transportar las respectivas instalaciones en condiciones de eficiencia. La demanda anual mínima a considerar será igual al 50% de la capacidad de transporte de dichas instalaciones;

b.- En sistemas con otras configuraciones, las respectivas instalaciones de transmisión deberán permitir la atención eficiente de la demanda a la cual prestarán el servicio, cumpliendo con los estándares de calidad correspondientes;

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. ^{76 77}

Cc. Arts. 8° y 47° de la Ley.

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:⁷⁸

- 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;

c.- La tarifa resultante para una demanda atendida por una línea radial, utilizando los cargos de transmisión correspondientes, en ningún caso podrá superar la tarifa resultante de un sistema térmico aislado típico A definido por OSINERG para la fijación de tarifas en barra.

Lo establecido en este artículo es aplicable al proceso de regulación de tarifas y compensaciones por el uso del Sistema Secundario de Transmisión a partir del año 2003.

⁷⁶ Artículo modificado mediante Artículo 4° de la Ley N° 28447 publicado con fecha 30.12.2004. El anterior artículo disponía: "**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 precio de mayo o de noviembre, respectivamente.

⁷⁷ Mediante Ley N° 27216, publicada con fecha 10.10.99, se modificó el artículo 73° de I Texto Único Ordenado de la Ley del Impuesto General a las Ventas e Impuesto Selectivo al Consumo, aprobado por el Decreto Supremo N° 055-98-EF, por el cual se dispone: **Artículo 73°.- Inafectaciones, exoneraciones y demás beneficios tributarios vigentes relativos a los Impuestos General a las Ventas y Selectivo al Consumo.- Además de las contenidas en el presente dispositivo, se mantienen vigentes las inafectaciones, exoneraciones y demás beneficios del Impuesto General a las Ventas e Impuesto Selectivo al Consumo que se señalan a continuación: (...) Impuesto Selectivo al Consumo: b) La importación o venta de petróleo diesel o residual a las empresas de generación y a las empresas concesionarias de distribución de electricidad, hasta el 31 de diciembre del año 2003. En ambos casos, tanto las empresas de generación como las empresas concesionarias de distribución de electricidad deberán estar autorizadas por Decreto Supremo".**

⁷⁸ Artículo modificado mediante Ley 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, publicada el día 23.07.2006 en el Diario Oficial. El artículo original señalaba: "**Artículo. 51°.-** Antes del 15 de enero de cada año, cada 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; (El texto original del anexo a) era el siguiente: "...a) La proyección de la demanda de potencia y energía del sistema eléctrico;...". Posteriormente fue modificado mediante Artículo 5° de la Ley N° 28447 de fecha 30.12.2004; y, finalmente por Ley 28832 publicada el día 23.07.2006, de acuerdo a lo señalado en esta nota de pie de página.

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,

j) La fórmula de reajuste propuesta".

- 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.

Cc: *Inc. b.....Art. 1° de la Ley.*
Inc. d..... Art. 79° de la Ley.
Inc. e..... Art. 42° de la Ley.
Inc. h..... Arts. 1° y 60° de la Ley.
Inc. i..... Art. 8° de la Ley.
Inc. j..... Art. 10° de la Ley.
Arts. 39° y 41° de la Ley. Art. 91° inc. f. y 119° del Reglamento.

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.

Abueltas 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.⁷⁹

Cc. *Arts. 10°, 39°, 53° y 73° de la Ley.*
Art. 122° del Reglamento.

Artículo. 53°.- Las tarifas que fije la Comisión de Tarifas de Energía, no podrán diferir, en más de diez por ciento, de los precios libres vigentes. El Reglamento establecerá el procedimiento de comparación.^{80 81 82}

⁷⁹ Artículo modificado mediante Ley 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, publicada el día 23.07.2006 en el Diario Oficial. El artículo original señalaba: "Artículo. 52°.- La Comisión de Tarifas de Energía 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. 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. (Este último párrafo, a su vez, tenía como texto original el siguiente: "La Comisión de Tarifas de Energía 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". Posteriormente, fue modificado mediante Artículo 6° de la Ley 28447 de fecha 30.12.2004; y, finalmente el artículo en su totalidad, de acuerdo a lo señalado en el presente pie de página).

⁸⁰ Al respecto, la Segunda Disposición Complementaria Final y la Tercera Disposición Complementaria Transitoria de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica establecen lo siguiente:

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.- 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.

⁸¹ De conformidad con el Artículo 1° del Reglamento para la Comercialización de Electricidad en un Régimen de Libertad de Precios, aprobado mediante D.S. 017-2000-EM de fecha 18.09.2000, el objeto de dicha norma es definir los criterios

Cc. *Art. 8°, 10°, 18° inc. i; 21°, 52°, 54°, 63°, 75° de la Ley.
Arts. 122°, 129° y Quinta Disposición Transitoria del Reglamento.
Decreto Supremo N° 043-94-EM⁸³*

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 de Energía, éstas podrán ser reajustadas mensualmente por los generadores de acuerdo a las fórmulas de reajuste vigentes, previa publicación en el Diario Oficial "El Peruano".

Cc. *Arts. 53°, 72° y 73° de la Ley.
Art. 156°, 157° y 201° inc. f. del Reglamento.*

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.⁸⁴

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

Cc. *Arts. 10°, 46° y 80° de la Ley.
Art. 130° del Reglamento.*

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.

Cc. *Arts. 1°, 8°, 43°, 86°, 108° y Decimoprimer Disposición Transitoria de la Ley.
Arts. 131° y 201° inc. d. del Reglamento.*

minimos 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 LCE.

⁸² De conformidad con el artículo 8° del Reglamento para la Comercialización de Electricidad en un Régimen de Libertad de Precios, los requisitos y condiciones para que los precios contenidos en los Contratos sean considerados dentro del procedimiento de comparación establecido en el Artículo 53° de la LCE y el Artículo 129° de su Reglamento, son los siguientes:

- a) Los Clientes cuya potencia contratada es superior al 5% de la potencia contratada total del mercado eléctrico no sujeto a regulación de precios, deberán efectuar un concurso público para seleccionar al suministrador de electricidad. Las bases del concurso no podrán especificar otros conceptos que la venta de electricidad ni condicionar el Contrato al cumplimiento de otras obligaciones no relacionadas con el suministro eléctrico materia del Contrato.
- b) Si la participación accionaria directa o indirecta entre la empresa suministradora y el Cliente es igual o superior al 15%, se aplicará lo dispuesto en el Artículo 10° del presente Reglamento.

Se exceptúa el alcance de lo señalado en el inciso b) que antecede, cuando el otorgamiento del Contrato se efectúa mediante un concurso público de conformidad con lo señalado en el inciso a) que antecede, y al menos hayan participado 3 ofertantes.

El Cliente o la empresa ganadora del concurso a que se refiere el inciso a) que antecede, deberá proporcionar a la CTE toda la información que ella considere pertinente y relacionada con el concurso en los plazos y forma señalada por la CTE. La falta de información oportuna o deficiencia de la misma, faculta a la CTE a tomar las medidas señaladas en el Artículo 10° del Reglamento para la Comercialización de Electricidad en un Régimen de Libertad de Precios.

⁸³ Publicado el 19-10-94 y que modifica diversos artículos de la Ley de Concesiones Eléctricas.

⁸⁴ Artículo modificado mediante Ley 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, publicada el día 23.07.2006 en el Diario Oficial. El artículo original señalaba: "Artículo. 55°.- Cada COES deberá entregar obligatoriamente a la Comisión de Tarifas de Energía la información técnica, modelos matemáticos, programas fuente y otros elementos requeridos para verificar el cálculo de los precios propuestos"

PRECIOS MAXIMOS DE TRANSMISION

Artículo. 58°.- En cada Sistema Interconectado, el Ministerio de Energía y Minas, a propuesta de la Comisión de Tarifas de Energía, 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^{85 86}.

⁸⁵ Los Artículos 20°, 21°, 22°, 27° y 28° de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, y que forman parte del Capítulo Quinto – Adecuación del Marco Legal de Transmisión, establecen lo siguiente:

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 conducirá los procesos de Licitación necesarios para implementar el Plan de Transmisión. En caso de instalaciones de Refuerzo, el titular de la concesión de transmisión tendrá la preferencia para ejecutarlas directamente. De no ejercerla, se incluirán 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 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.

Cc. *Arts. 1º, 18º inc. g; 41º inc. a. de la Ley;
Art. 132º y ss. del Reglamento.*

Artículo. 59º.- 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 79º de la presente Ley⁸⁷.

-
- 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 28º.- 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.

⁸⁶ La Quinta y Sexta Disposiciones Complementarias Finales de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica establecen lo siguiente:

“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 58º 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 22º 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”.

⁸⁷ Los Artículos 23º, 24º y 25º de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, y que forman parte del Capítulo Quinto – Adecuación del Marco Legal de Transmisión, establecen lo siguiente:

Artículo 23º.- 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 24º.- Base Tarifaria.- OSINERG establece la Base Tarifaria, que incluye los siguientes componentes:

- a) La remuneración de las inversiones, calculadas como la anualidad para un periodo de recuperación de hasta treinta (30) años, con la tasa de actualización definida en el artículo 79º 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,

Cc. Arts. 1º, 18º inc. g; 48º, 65º, 77º, 76º, 78º, 79º, 122º; y Def. 14 y 16 de la Ley;
Arts. 133º y 134º del Reglamento.

Artículo. 60º.- 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. ^{88 89}

-
- c) La liquidación correspondiente por el desajuste entre lo autorizado como Base Tarifaria del año anterior y lo efectivamente recaudado.

Artículo 25º.- 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 22º, 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 22º, 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.

⁸⁸ Artículo modificado por la Ley N° 26980 publicada en el Diario Oficial con fecha 27.09.98. El artículo original señalaba: *"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.

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 fue modificado por Ley N° 26980 publicada en el Diario Oficial con fecha 27.09.98 de acuerdo al siguiente texto: **"Artículo. 60º.-** 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, 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, fue modificado mediante Ley 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, publicada el día 23.07.2006 en el Diario Oficial, cuyo texto rige en la actualidad.

⁸⁹ El Artículo 26º de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, y que forma parte del Capítulo Quinto – Adecuación del Marco Legal de Transmisión y su Novena Disposición Complementaria Final, establecen lo siguiente:

Artículo 26º.- Compensaciones para remunerar la Base Tarifaria

26.1 La asignación de compensaciones para remunerar la Base Tarifaria de las instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión, es realizada por OSINERG en proporción al beneficio económico que las instalaciones proporcionan a los Usuarios y Generadores. El beneficio económico se determina según el procedimiento que establezca el Reglamento. La asignación de beneficiarios sólo puede ser revisada de acuerdo con lo que establezca el Reglamento.

26.2 La compensación asignada a los Generadores se prorroga entre ellos en proporción al respectivo beneficio económico, a propuesta del COES.

26.3 A la compensación asignada a los Usuarios 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

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.⁹⁰.

Cc. Arts. 1°, 10° y 47° inc. h. de la Ley.
Arts. 136°, 137° y 141° del Reglamento.

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.⁹¹

Cc. Arts. 1°, 10° y 49° de la Ley.
Arts. 22° inc. a; 138°, 139°, 140° y 141° del Reglamento.

Transmisión entre la demanda de los Usuarios y será agregado a los Precios en Barra que correspondan, según lo que establezca el Reglamento.

26.4 La compensación asignada a los Usuarios y el Peaje de Transmisión se sumarán a los conceptos del Costo Total de Transmisión y Peaje por Conexión a que se refieren los artículos 59° y 60° de la Ley de Concesiones Eléctricas, respectivamente.

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.

⁹⁰ Artículo modificado mediante Ley 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, publicada el día 23.07.2006 en el Diario Oficial. El texto original señalaba: "La Comisión de Tarifas de Energía 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".

⁹¹ El artículo original señalaba: "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 de Energía actuará como dirimente y deberá resolver en un plazo máximo de 30 días de presentada". Posteriormente fue modificado mediante Ley N° 27239, publicada en el Diario "El Peruano" con fecha 22.12.99, cuyo texto era 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, fue modificado mediante Ley 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, publicada el día 23.07.2006 en el Diario Oficial, cuyo texto rige en la actualidad.

PRECIOS MAXIMOS DE DISTRIBUCION

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.^{92 93}

*Cc. Arts. 1º, 2º, 10º, 45º, 46º, 66º y 82º de la Ley.
142º y 143º del Reglamento.*

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

- a) Costos asociados al usuario, independiente 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.

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.

*Cc. Arts. 48º, 49º, 59º, 76º, 78º, 79º y Def. 14 de la Ley;
Art. 144º del Reglamento.*

Artículo. 66°.- El Valor Agregado de Distribución se calculará para cada concesionario considerando determinados Sectores de Distribución Típicos que serán establecidos por el Ministerio de Energía y Minas, a propuesta de la Comisión de Tarifas de Energía, de acuerdo al procedimiento que fije el Reglamento.

*Cc. Arts. 1º, 10º, 53º, 63º y Def. 13 de la Ley.
Arts. 145º, 146º y 147º del Reglamento.*

⁹² Modificado mediante Ley 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, publicada el día 23.07.2006 en el Diario Oficial. El texto original señalaba lo siguiente: "**Artículo. 63°.-** Las tarifas a usuarios finales de Servicio Público de Electricidad, comprenden las Tarifas en Barra y el Valor Agregado de Distribución".

⁹³ El Artículo 29° de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, y que forma parte del Capítulo Sexto – Formación de Precios a Nivel Generación, establece lo siguiente:

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.

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 de Energía, 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. ⁹⁴

*Cc. Arts. 1°, 10°, 15° inc. h; 18° incs. a, d, h; 31°, 34°, 64° y Def. 13 de la Ley.
Arts. 146° y 147° del Reglamento.*

Artículo. 68°.- La Comisión de Tarifas de Energía, 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 de Energía establecerá los Valores Agregados de Distribución para cada concesión, utilizando Factores de Ponderación de acuerdo a las características de cada sistema.

*Cc. Arts. 1°, 3°, 10°, 71°, 72°, 81° y Def. 7 de la Ley.
Arts. 145° y 147° del Reglamento.*

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 concesión⁹⁵.

Arts. 1°, 3°, 8°, 46° y 81° de la Ley.

Artículo. 70°.- La Comisión de Tarifas de Energía calculará la Tasa Interna de Retorno para conjuntos de concesionarios considerando un periodo 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.

⁹⁴ De conformidad con el Artículo Único de la Resolución Directoral N° 009-2001-EM/DGE publicada con fecha 05.05.2001, precisase que el costo que irroge la elaboración de estudios de costos destinados a definir los componentes del Valor Agregado de Distribución, a que hace referencia el Artículo 67° del Decreto Ley 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, debe ser asumido en forma proporcional al número de usuarios finales al 31 de diciembre del año previo a la regulación tarifaria, por todas las empresas concesionarias de distribución que pertenezcan a un determinado sector de distribución típico.

Asimismo, de conformidad con la Disposición Transitoria de la misma norma, se exceptúa por esta única vez del cumplimiento de lo señalado en el Artículo Único a las empresas concesionarias de distribución de energía eléctrica Luz del Sur S.A.A. (sector típico 1), Electrocentro S.A. (sector típico 2) y Electro Sur Este S.A.A. (sectores típicos 3 y 4), por la razón señalada en el último considerando de la mencionada norma (es decir, debido a que durante el proceso para determinar el VAD del año 1997, Luz del Sur S.A.A. (sector típico 1), Electrocentro S.A. (sector típico 2) y Electro Sur Este S.A.A. (sectores típicos 3 y 4), asumieron el íntegro de los montos que los estudios del costo del VAD irrogaron; y en razón de ello, es necesario precisar que las referidas empresas en el proceso de fijación del VAD del 2001 se encuentran exentas de contribuir con el pago para la elaboración de los estudios correspondientes a los sectores típicos donde se desarrollaron los estudios el año 1997).

⁹⁵ Modificado mediante Ley 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, publicada el día 23.07.2006 en el Diario Oficial. El texto original señalaba lo 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 de Energía estructurará un conjunto de Precios Básicos para cada concesión*"

*Cc. Inc. a..... Art. 8° de la Ley.
Art. 148° del Reglamento.
Inc. b.....Art. 1° de la Ley.
Art. 148° del Reglamento.
Inc. c.....Art. 18° inc. j. de la Ley.
Arts. 10° y 76° de la Ley.
Arts. 148°, 149° y 150° del Reglamento.*

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.

*Cc. Arts. 1°, 68°, 79° y 81° de la Ley;
Art. 151° del Reglamento.*

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

*Cc. Arts. 1°, 10°, 54° y 68° de la Ley.
Arts. 151° y 152° del Reglamento.*

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.

*Cc. Arts. 10°, 15° inc. a; 46°, 52° y 54° de la Ley.
Arts. 153° y 154° del Reglamento.*

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. ^{96 97}

⁹⁶ El artículo original señalaba: "Las partes interesadas podrán interponer recursos de reconsideración contra las resoluciones de la Comisión de Tarifas de Energía, dentro de los diez días calendario siguientes a la fecha de su publicación.

El recurso de reconsideración deberá ser resuelto dentro de un plazo de diez días calendario, a partir de su interposición, con lo que quedará agotada la vía administrativa". Posteriormente fue modificado por Ley N° 26980 publicada en el Diario Oficial con fecha 27.09.98 con el siguiente texto: "Artículo. 74°.- Las partes interesadas podrán interponer recursos de reconsideración contra la resolución de la Comisión de Tarifas de Energía, dentro de los diez días naturales 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 días naturales a partir de su interposición, con lo que quedará agotada la vía administrativa". Sin embargo, en virtud de lo establecido en el numeral 5 del Artículo 3° de la Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas, Ley 27838, la aplicación del recurso impugnatorio que las Empresas Prestadoras y los Organismos Representativos de Usuarios pueden interponer en contra de la resolución emitida por el Organismo Regulador, se rige por las disposiciones establecidas por la Ley del Procedimiento Administrativo General para el recurso de reconsideración; ley que a su vez estipula, en su Artículo 207.2° que, el término para la interposición de los recursos es de quince (15) días perentorios, y deberán resolverse en el plazo de treinta (30) días. En cuanto a la disposición de que, luego de resuelto el recurso queda agotada la vía administrativa, éste

*Cc. Art. 15° inc. b. de la Ley
Arts. 154°, 155° y ss. del Reglamento;
Art. 540°, 541°, 542°, 543°, 544° y 545° Código Procesal Civil.⁹⁸*

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 de Energía, éstas podrán ser reajustadas mensualmente por los concesionarios de acuerdo a las fórmulas de reajuste vigentes, previa publicación en el Diario Oficial El Peruano.

*Cc. Arts. 10°, 53° y 73° de la Ley;
Arts. 156° y 157° del Reglamento.*

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 periodo 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 de Energía rechazar fundadamente la incorporación de bienes innecesarios.

*Cc. Inc. a.....Art. 79° de la Ley.
Inc. c.....Art. 10° de la Ley.
Arts. 8°, 18° inc j. y 79° de la Ley.
Arts. 157°, 158°, 159° y 160° del Reglamento.*

Artículo. 77°.- Cada cuatro años, la Comisión de Tarifas de Energía 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 de Energía incorporará o deducirá su respectivo Valor Nuevo de Reemplazo.

*Cc. Arts. 1°, 10°, 18° inc j. y 59° de la Ley;
Art. 159° del Reglamento.*

Artículo. 78°.- El Valor Nuevo de Reemplazo, ingresos y costos orientados exclusivamente para el

sigue vigente.

En ese sentido, el presente artículo fue modificado mediante Ley 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, publicada el día 23.07.2006 en el Diario Oficial, cuyo texto rige en la actualidad.

⁹⁷ Conforme lo establece el Artículo 20° de la Ley 28964, Ley que transfiere Competencias de Supervisión y Fiscalización de las Actividades Mineras al OSINERG, publicada el 24.01.2007; las decisiones y resoluciones emitidas por los órganos del OSINERGMIN se ejecutarán una vez cumplidos los plazos establecidos por el OSINERGMIN, salvo las excepciones previstas por ley y salvaguardando los derechos de los administrados a interponer los recursos que consideren pertinentes.

El Consejo Directivo será el encargado de establecer, mediante resoluciones, el procedimiento de ejecución de decisiones y resoluciones de los órganos del OSINERGMIN.

Los órganos del OSINERGMIN podrán solicitar el auxilio de la fuerza pública para la ejecución de sus resoluciones.

⁹⁸ Dec. Leg. 768 publicado el 04-03-92 y en vigencia desde el 01-01-93

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 anual⁹⁹.

Esta tasa sólo podrá ser modificada por el Ministerio de Energía y Minas, previo estudio que encargue la Comisión de Tarifas de Energía 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.

*Cc. Arts. 10°, 47° inc. c; 51° inc. d; 65°, 71°, 76° inc. a; 105° y Def. 18 de la Ley.
Arts. 22° inc. c. y 160° del Reglamento.*

Artículo. 80°.- En Sistemas Aislados, los concesionarios de distribución que dispongan de generación y transmisión propia para atender parcial o totalmente su demanda, estén obligados a llevar por separado una contabilidad de costos para las actividades de generación, transmisión y distribución¹⁰⁰.

Arts. 1°, 31°, 34°, 56° de la Ley.

Artículo. 81°.- Será obligación de la Comisión de Tarifas de Energía 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.

*Cc. Arts. 1°, 8°, 10°, 18° inc. a; 46°, 69°, 71° y Def. 8 de la Ley.
Art. 162° del Reglamento.*

⁹⁹ Conforme al Artículo 22° del Reglamento de Transmisión aprobado mediante D.S. 027-2007-EM, OSINERGHMIN establecerá la Base Tarifaria inicial antes del inicio de la operación comercial de las instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión. Asimismo, se menciona que 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 del referido Reglamento de Transmisión. Finalmente y en lo referente a este artículo de la LCE, se 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.

¹⁰⁰ Los Artículos 30° y 31° de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, y que forma parte del Capítulo Sexto – Formación de Precios a Nivel Generación, establecen lo siguiente:

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.

TITULO VI

PRESTACION DEL SERVICIO PUBLICO 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.

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

*Cc. Arts. 1°, 2°, 3° inc. c; 30°, 43° inc. d; 45°, 63°, 93° y 99° de la Ley
Arts 163°, 164°, 165°, 171°, 172°, 173° del Reglamento.*

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.¹⁰¹

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

- a) Aportes por kW, previamente fijado por el concesionario para los diferentes casos; ¹⁰²
- 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,^{103 104}
- c) Financiamiento por el solicitante para ejecutar las obras requeridas, al valor determinado por el concesionario, obligándose éste a ejecutarlas en un plazo determinado. ^{105 106}

¹⁰¹ El numeral 1.1 de la Directiva N° 001-96-EM/DGE sobre Contribuciones Reembolsables y Devolución, aprobada mediante Resolución Ministerial N° 346-96-EM/VME señala: *"De conformidad con lo establecido por el Artículo 83 de la Ley, 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. "*

¹⁰² El numeral 2.1 de la Directiva N° 001-96-EM/DGE sobre Contribuciones Reembolsables y Devolución, aprobada mediante Resolución Ministerial N° 346-96-EM/VME señala que: *"Según esta modalidad, el solicitante financia el reforzamiento de las redes existentes y extensiones de la red de distribución secundaria, en proporción a la demanda máxima solicitada en base a un costo unitario por kW, fijado por el concesionario mediante un procedimiento técnico-económico, debidamente sustentado, de acuerdo a lo estipulado en el respectivo contrato de concesión, informando simultáneamente a la Dirección de su fijación. "*

¹⁰³ Literal modificado por el Artículo único de la Ley N° 29178, publicada el 03.01.2008 en el Diario Oficial "El Peruano". el texto original de este artículo señalaba lo siguiente: *b) 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".*

¹⁰⁴ El numeral 2.2 de la Directiva N° 001-96-EM/DGE sobre Contribuciones Reembolsables y Devolución, aprobada mediante Resolución Ministerial N° 346-96-EM/VME señala que: *"Según esta modalidad, la construcción de las obras de extensión de las instalaciones hasta el punto de entrega en media o alta tensión, es ejecutada por el solicitante, previa aprobación del proyecto por el concesionario. Tratándose de pequeñas extensiones de estas instalaciones, no será necesaria la presentación de proyecto; y el concesionario, al considerar procedente la solicitud, extenderá la respectiva autorización. "*

¹⁰⁵ El numeral 2.3 de la Directiva N° 001-96-EM/DGE sobre Contribuciones Reembolsables y Devolución, aprobada mediante Resolución Ministerial N° 346-96-EM/VME señala que: *"Según esta modalidad, la construcción de las obras de extensión de las instalaciones hasta el punto de entrega en media o alta tensión, es financiada por el solicitante, al valor determinado por el concesionario en función del correspondiente Valor Nuevo de Reemplazo, quedando a cargo de este*

Cc. Inc. b.....Art. 166° del Reglamento.
Arts. 42° y 89° de la Ley.
Arts. 164°, 166° y 174° del Reglamento.

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.^{107 108}

Cc. Art. 89° de la Ley, Arts. 166°, 167° y 201° inc. g. del Reglamento

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 tengan habilitación urbana aprobada, pero cuyo porcentaje de habitabilidad sea menor al señalado en el primer párrafo, corresponde a los interesados ejecutar las redes primarias y secundarias e instalaciones de alumbrado público conforme al proyecto previamente aprobado y bajo la supervisión de la empresa concesionaria. En estos casos, los solicitantes podrán aportar con contribuciones reembolsables de acuerdo al artículo 83° de la presente Ley, 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%). En el caso de zonas habitadas que no cuentan con la habilitación urbana correspondiente, los solicitantes podrán requerir 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.

último la ejecución de las referidas obras.”

¹⁰⁶ El numeral 1.2 de la Directiva N° 001-96-EM/DGE sobre Contribuciones Reembolsables y Devolución, aprobada mediante Resolución Ministerial N° 346-96-EM/VME señala: *“Para la dotación de nuevos suministros donde se requiera una extensión de la red de distribución primaria, el usuario tiene la facultad de elegir entre construir o financiar el proyecto de extensión.*

Del mismo modo, para la construcción de redes secundarias y de alumbrado público, en nuevas habilitaciones urbanas, electrificación de zonas urbanas habitadas o de agrupaciones de viviendas ubicadas dentro de la zona de concesión, los interesados tienen la facultad de elegir entre construir o financiar estos proyectos.

En caso de requerirse extensiones de la red secundaria y/o ampliaciones de potencia contratada, el usuario efectuará el aporte por kW.

En ningún caso podrá materializarse más de una modalidad de aporte reembolsable. Habiendo ejecutado o financiado los usuarios redes nuevas o extensiones, no procederán aportes adicionales por kW ni estos podrán ser incluidos como parte de los respectivos presupuestos. ”

¹⁰⁷ Artículo modificado mediante Ley N° 29178, publicada en el Diario Oficial “El Peruano el 03.01.2008. El texto anterior de este artículo señalaba lo 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”.

¹⁰⁸ El numeral 1.3 de la Directiva N° 001-96-EM/DGE sobre Contribuciones Reembolsables y Devolución, aprobada mediante Resolución Ministerial N° 346-96-EM/VME señala: *“El Concesionario, debe ofrecer por lo menos dos modalidades de reembolso y las devoluciones podrán pactarse en acciones, bonos, energía, en efectivo, letras de cambio, pagarés o cualquier otra modalidad que las partes acuerden. ”*

LCE

En el caso de nuevas habilitaciones urbanas, electrificación de nuevas agrupaciones de viviendas, promovidas por el Estado o por inversionistas privados, ubicadas dentro de la zona de 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°.^{109 110}

Cc. Arts. 3°, 76°, 78°, 84°, 94° y 98° de la Ley.

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.

*Cc. Arts. 1°, 42°, 57°, 103° y 121° de la Ley.
Arts. 131°, 168° y 201° incs. d. y j. del Reglamento.*

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.

*Cc. Arts. 101° inc. a. y 103° de la Ley.
Arts. 169° y 201° inc. h. del Reglamento.*

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.

¹⁰⁹ El Artículo original señalaba lo 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".

Posteriormente fue modificado mediante Ley 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, publicada el día 23.07.2006 en el Diario Oficial, con el siguiente texto: "**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%)".

Finalmente dicho artículo ha sido modificado por Ley N° 29178, publicada en el Diario Oficial "El Peruano" el 03.01.2008, cuyo texto rige en la actualidad.

¹¹⁰ El numeral 2.4 de la Directiva N° 001-96-EM/DGE sobre Contribuciones Reembolsables y Devolución, aprobada mediante Resolución Ministerial N° 346-96-EM/VME señala: "En casos de nuevas habilitaciones urbanas, electrificación de zonas urbanas habitadas o de agrupaciones de viviendas ubicadas dentro de la zona de concesión, los interesados ejecutarán las instalaciones eléctricas referentes a la red secundaria y alumbrado público, conforme al proyecto previamente aprobado por el concesionario".

LCE

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.¹¹¹

*Cc. Art. 33° de la Ley.
Arts. 170°, 171°, 172° y 173° del Reglamento.*

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.

*Cc. Arts. 83° y 102° de la Ley.
Arts. 174° y 178° del Reglamento.*

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 de pago facturaciones y/o cuotas, debidamente notificadas de dos o más 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,
- c) Cuando se ponga en peligro la seguridad de las personas o las propiedades por desperfecto de las instalaciones involucradas; estando ellas bajo la administración de la empresa, o sean instalaciones internas de propiedad del usuario.

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.

Los concesionarios fijarán periódicamente los importes por concepto de corte y reconexión de acuerdo a lo que establezca el Reglamento.

*Cc. Inc. a.....Art. 2° de la Ley.
Inc. b.....Art. 177° del Reglamento.
Arts. 175°, 176°, 177°, 178°, 179° y 180° del Reglamento.*

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.

Cc. Art. 177° del Reglamento;

¹¹¹ Artículo modificado por la Ley N° 29178, publicada el 03.01.2008 en el Diario Oficial "El Peruano". El artículo original de este artículo señalaba lo 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".

Arts. 185° y 283° Código Penal ¹¹²

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 alguna¹¹³.

Cc. Arts. 181° y 182° del Reglamento.

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. ¹¹⁴

Cc. Arts. 1° y 2° y 82° de la Ley.
Art. 183° del Reglamento.

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.

¹¹² Dec. Leg. 635 de fecha 04-08-91.

¹¹³ Artículo modificado por la Ley N° 29178, publicada en el Diario Oficial El Peruano el 03.01.2008. El artículo original señalaba lo siguiente: "**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 a la tarifa vigente a la fecha de detección y considerando un período máximo de 12 meses anteriores a esta fecha. El recupero se efectuará en diez mensualidades iguales sin intereses ni moras.

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 autorizada el concesionario para el caso de deuda por consumos de energía"

¹¹⁴ Artículo modificado por la Ley N° 26734, Ley de creación del OSINERG (31.12.97).

*Cc. Arts. 1º, 3º, 29º, 34º, 85º y 103º de la Ley.
Arts. 184º y 185º del Reglamento.*

Artículo. 95º.- 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.

*Cc. Arts. 1º, 24º, 110º inc. c. y 116º de la Ley
Art. 186º del Reglamento.*

Artículo. 96º.- 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.

*Cc. Arts. 1º y 24º de la Ley.
Art. 187º del Reglamento.*

Artículo. 97º.- 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 obligados a efectuar la reparación que sea menester en forma adecuada e inmediata.

*Cc. Arts. 3º, 25º inc. g; 30º y 34º inc. a. de la Ley
Arts. 188º y 189º del Reglamento.*

Artículo. 98º.- 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.

*Cc. Arts. 85, 125º de la Ley
Art. 190º del Reglamento.*

Artículo. 99º.- 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.

Cc. Arts. 2º, 31º inc. e; 82º y 101º inc. b. de la Ley.

Artículo. 100º.- 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.

*Cc. Arts. 3º, 6º y 31º de la Ley.
Art. 191º del Reglamento.*

TITULO VII

FISCALIZACION

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 relacionan con la prestación del Servicio Público de Electricidad; y,
- c) El cumplimiento de las funciones asignadas por Ley al COES ¹¹⁵;
- c) El cumplimiento de las disposiciones de la presente Ley;

El Reglamento fijará los procedimientos y normas de fiscalización.

*Cc. Inc. a.....Arts. 29°, 31° inc. a; 34° inc. c; 87° y 104° de la Ley.
Art. 192° y ss. del Reglamento.*

Inc. b.....Arts. 2°, 30° y 99° de la Ley.

Inc. c.....Decimosegunda Disposición Transitoria de la Ley.

Arts.192°, 193°, 194°, 195°, 196°, 197°, 198°, 199°, 200° y 201° inc. b. del Reglamento.

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. ¹¹⁶

*Cc. Arts. 89°, 195° y Decimosegunda Disposición Transitoria de la Ley.
Arts. 200 y ss. del Reglamento.*

Artículo. 103°.- Las municipalidades y/o los 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. ¹¹⁷

*Cc. Art. 94° de la Ley.
Art. 201° inc. i. del Reglamento.*

¹¹⁵ El artículo fue, en primer lugar, modificado por la Ley N° 26734, Ley de creación del OSINERG (31.12.97), con el siguiente texto: "**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 relacionan con la prestación del Servicio Público de Electricidad; y,
 - c) El cumplimiento de las funciones asignadas por la presente Ley y su Reglamento a los Comités de Operación Económica del Sistema – COES;
 - d) El cumplimiento de las disposiciones de la presente Ley;
- El Reglamento fijará los procedimientos y normas de fiscalización".

Finalmente, su literal c) fue modificado mediante Ley 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, publicada el día 23.07.2006 en el Diario Oficial, cuyo texto rige en la actualidad.

¹¹⁶ Artículo modificado por la Ley N° 26734, Ley de creación del OSINERG (31.12.97).

¹¹⁷ Idem.

TITULO VIII

GARANTIAS Y MEDIDAS DE PROMOCION A LA INVERSION

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

*Cc. Arts. 3°, 6°, 22°, 29°, 31° incs. a, b; 34° inc. c; 36° incs. a, b. y 101° inc. a. de la Ley;
Arts. 7°, 53°, 54°, 55°, 56, 209 y ss. del Reglamento;
Arts. 62° y 63° Constitución.*

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.

*Cc. Arts. 3°, 6°, 35°, 36° y 79° de la Ley.
Arts. 209°, 210° y 211° del Reglamento.*

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,

- 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.

*Cc. Arts 1° y 31° de la Ley.
Arts. 201° inc. i. y 212° del Reglamento.
Dec. Leg. N°s 662, 668 y 757¹¹⁸
Reglamento de los Regímenes de Garantía a la Inversión Privada.¹¹⁹
Arts. 61°, 62°, 63°, 64° y 74° de la Constitución.*

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.

118 Dec. Leg. 662 en vigencia desde el 02-10-91 y que otorga régimen de estabilidad jurídica a las inversiones extranjeras mediante el reconocimiento de ciertas garantías.
Dec. Leg 668 en vigencia desde el 16-10-91 dictando medidas destinadas a garantizar la libertad de comercio exterior e interior como condición fundamental para el desarrollo del país.
Dec. Leg. 757 en vigencia desde el 13-12-91. Ley para el crecimiento de la inversión privada.

119 Dec. Supremo 162-92-EF de fecha 09-10-92

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 Ley¹²⁰.

*Cc. Arts. 1º, 3º inc. a; 9º y 32º de la Ley.
Arts. 213º, 214º y 215º del Reglamento.
Decreto Ley 17752 y disposiciones reglamentarias.
Art. 66º Constitución.*

TITULO IX

USO DE BIENES PUBLICOS Y DE TERCEROS

Artículo. 108º.- Cuando un recurso hidráulico asignado para un determinado fin requiere 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.

*Cc. Arts. 1º y 57º de la Ley.
Arts. 201º inc. I; 216º y ss. del Reglamento.*

Artículo. 109º.- 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.

*Cc. Art. 31º de la Ley
Arts. 216º y 218º del Reglamento.
Arts. 66º 70º y 73º Constitución.*

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

¹²⁰ La Cuarta Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica establece lo siguiente:

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.

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.¹²¹
- d) De sistema de telecomunicaciones;
- e) De paso para construir vías de acceso; y,
- f) De tránsito para custodia, conservación y reparación de las obras e instalaciones.

*Cc. Inc. a.....Art. 219° del Reglamento.
Inc. b.....Arts. 1° y 115° de la Ley.
Art. 220° del Reglamento.
Inc. c.....Arts. 1°, 2° y 95° de la Ley.
Inc. d.....Art. 117° de la Ley.
Inc. f..... Art. 115° de la Ley.
Arts. 23°, 24°, 29°, 119° y 217° de la Ley;
Arts. 217°, 219°, 220° y 221° del Reglamento.*

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.

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.

*Cc. Arts. 3° inc. b; 116°, 118°, 222° y ss. de la Ley.
Arts. 222°, 223°, 224°, 225°, 226°, 227° y 228° del Reglamento.
Art. 70° Constitución.*

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 a 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.

*Cc. Arts. 23° y 24° de la Ley.
Arts. 229° y 230° del Reglamento.
Art. 1970° Código Civil Peruano.¹²²
Art. 112° Constitución.*

¹²¹ Literal modificado mediante Decreto Legislativo 1041, publicado en el Diario Oficial el 26 de junio del 2008, Decreto Legislativo que modifica diversas normas del Marco Normativo Eléctrico, cuyo texto rige en la actualidad. El literal original señalaba: "c) De Ocupación de bienes de propiedad particular indispensables para la instalación de subestaciones de distribución para Servicio Público de Electricidad"

¹²² Código Civil 1984.

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.

Cc. Arts. 1° y 24° de la Ley.

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.¹²³

*Cc. Art. 24° de la Ley.
Art. 220° y 221° del Reglamento.*

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.

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.

*Cc. Arts. 95° y 111° de la Ley.
Arts. 216°, 217°, 218° y 224° del Reglamento.*

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.

Cc. Arts. 23, 24, 29, 108°, 109°, 110° inc. d; 111°, 112°, 113°, 114°, 115°, 116°, 117°, 118° y 119° de la

¹²³ Artículo modificado por la Ley N° 29178, publicada en el Diario Oficial El Peruano el 03.01.2008. el texto original de este artículo dispone lo siguiente: "**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"

Ley.

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 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.

*Cc. Arts. 111° y 115° de la Ley.
Arts. 227°, 228°, 229° y 230° del Reglamento.
Arts. 1035° al 1054° Código Civil de 1984.*

Artículo. 119°.- El Ministerio de Energía 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.

*Cc. Inc. c.....Art. 4° de la Ley.
Inc. d.....Arts. 23°, 24° y 110° de la Ley.
Art. 217° del Reglamento*

TITULO 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.

*Cc. Arts. 1°, 31°, 98° y Séptima Disposición Transitoria de la Ley.
Art. 231° del Reglamento.
Art. 166° Constitución.*

LCE

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.

Cc. Arts. 2, 3, 7° y 86° de la Ley.

Artículo. 122°.- Las actividades de generación y/o 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, daño o restricción a la competencia y a la libre concurrencia en los mercados de las actividades mencionadas o en los mercados relacionados.¹²⁴

*Cc. Arts. 1°, 59° y Quinta Disposición Transitoria de la Ley.
Art. 233° del Reglamento.*

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

TITULO 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).

Cc. Arts. 39° y 41° de la Ley.

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 a los procedimientos que para tal efecto disponga el Ministerio de Energía y Minas, en un plazo no mayor de ciento veinte (120) días calendario, a partir de su entrada en vigencia.

Cc. Art. 25° inc. g. de la Ley.

¹²⁴ Artículo modificado por la Ley N° 26876 "Ley de Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico" publicada con fecha 19.11.97. El artículo original señalaba: "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".

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

Cc. Art. 10° de la Ley.

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.

Cc. Arts. 1°, 2°, 3°, 6°, 22°, 24° y 26° de la Ley.

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.

Cc. Arts. 1° y 122° de la Ley.

Art. 1°. D.S. N° 067-93-PCM: 125

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 calendario a partir de su entrada en vigencia.

Cc. Arts. 1°, 3°, 4°, 22° y 38° de la Ley.

SÉPTIMA.- 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.

Cc. Art. 120° de la Ley.

OCTAVA.- La Comisión de Tarifas de Energía 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.¹²⁶

Los miembros del Consejo Directivo de la Comisión de Tarifas de Energía, que deben ser nombrados, a propuesta de los concesionarios, serán designados provisionalmente a propuesta de las actuales

¹²⁵ Empresas de Servicio Público de Electricidad. División de actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica con exoneración tributaria (fecha 12-06-93).

¹²⁶ Esta Disposición ha sido modificada tácitamente con lo establecido en el Artículo 4° de la Ley N° 27116, el mismo que señala que "El Ministerio de Energía y Minas aprobará los dispositivos legales para adecuar los Reglamentos de los subsectores de Electricidad y de Hidrocarburos a lo previsto en esta Ley, en un plazo no mayor de 120 días (ciento veinte) días naturales, posteriores a la vigencia de la presente Ley."

LCE

Empresas de Servicio Público de Electricidad por un período no mayor a trescientos sesenta (360) días.

Cc. Arts. 10°, 11°, 16°, 17° y 19° de la Ley.

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 o jurídicas que desarrollan actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, a las disposiciones de la presente Ley.

Cc. Arts. 1°, 7° y 9° de la Ley.

DÉCIMO 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.

Cc. Art. 57° de la Ley.

DÉCIMO 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.

Cc. Arts. 27°, 101° inc. c. y 102° de la Ley.

DÉCIMO 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 No. 25546, hasta la transferencia al sector privado del total o de una parte de sus acciones o de sus activos.

Cc. Art. 34° inc. a. de la Ley.

DISPOSICION FINAL

Deróguese el Decreto Supremo N° 009-92-EM, Texto Unificado de la Ley General de Electricidad, la Ley No. 23406 sus ampliatorias y modificatorias, el Decreto Legislativo No. 649, el Decreto Legislativo No. 693, el Decreto Ley No. 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 noventa y dos.

ANEXO DE LA LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS

DEFINICIONES¹²⁷

- 1 **BARRA**: Es aquel punto del 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^{128 129}.
- 6 **ENERGIA 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^{130 131}.

¹²⁷ El Artículo 1° de la Ley 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Energía, publicada el día 23.07.2006 en el Diario Oficial, establece Definiciones adicionales, aplicables a la Ley de Concesiones Eléctricas

¹²⁸ Definición modificada mediante Ley 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, publicada el día 23.07.2006 en el Diario Oficial. La anterior definición señalaba: "***COSTOS 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*".

¹²⁹ La Duodécima Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica establece lo siguiente:

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.

¹³⁰ Definición modificada mediante Ley 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, publicada el día 23.07.2006 en el Diario Oficial. La anterior definición señalaba: "***ENERGIA 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*".

¹³¹ La Sexta Disposición Complementaria Transitoria de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica establece lo siguiente:

- 7 **FACTORES DE PONDERACION:** 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.
- 8 **MERCADO NO REGULADO:** Corresponde a las transacciones de electricidad para los clientes que no sean para el 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 **PERDIDAS MARGINALES DE TRANSMISION DE ENERGIA:** Son las pérdidas de energía que se producen en el sistema de transmisión por el retiro de una unidad adicional de energía, en una Barra del Sistema de Transmisión Principal.
- 10 **PERDIDAS MARGINALES DE TRANSMISION 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.

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.

El Estado, en situación de emergencia, garantiza a dichas unidades la provisión de combustibles líquidos.¹³²

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%).

- 132 La definición original señalaba: "**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 dicha definición fue modificada mediante Ley N° 26980 publicada en el Diario Oficial con fecha 27.09.98, con el siguiente texto: "**POTENCIA FIRME:** Es la potencia que puede suministrar cada unidad generadora con alta seguridad de acuerdo a lo que defina el Reglamento".*

*Posteriormente fue modificada con Ley 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, publicada el día 23.07.2006 en el Diario Oficial, con el siguiente texto: "**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".*

*Finalmente, mediante Decreto Legislativo 1041, publicado en el Diario Oficial el 26 de junio del 2008, Decreto Legislativo que modifica diversas normas del Marco Normativo Eléctrico, se le ha agregado dos párrafos. **Cabe señalar, respecto de la vigencia de esta definición, que, de acuerdo a la Tercera Disposición Transitoria del Decreto Legislativo N° 1041, la modificación o agregados efectuados, 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 Decreto Legislativo 1041, salvo el último párrafo de dicha definición, el mismo que ya se encuentra vigente en la actualidad.***

LCE

- 13 SECTOR DE DISTRIBUCION TIPICO:** Son las 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 ECONOMICAMENTE 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 mantenimiento de 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 TRANSMISION:** 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 TRANSMISION:** 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 DE LIBRE RIESGO:** Tasa de rentabilidad del capital para las operaciones en los sistemas de intermediación financiera, para condiciones de bajo riesgo del capital.

El Artículo 1° de la Ley 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Energía, publicada el día 23.07.2006 en el Diario Oficial, establece lo siguiente:

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.

LCE

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.

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.

Disposiciones relacionadas a la Ley de Concesiones Eléctricas

- Decreto Legislativo N° 1041 publicado el 26 de junio del 2008, Decreto que modifica diversas normas del marco normativo eléctrico.
 - Decreto Legislativo N° 1002 publicado el 02 de mayo del 2008, Decreto Legislativo de Promoción de la Inversión Privada para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables.
 - Ley N° 29178, que modifica diversos artículos del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas.
 - Decreto Supremo N° 048-2007-EM por el cual precisan requisitos a que se refiere la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento respecto a la autorización del uso de agua con fines de generación de energía eléctrica.
 - Ley N° 28832 que modifica la Ley de Concesiones Eléctricas
 - Ley N° 28447 que modifica la Ley de Concesiones Eléctricas.
 - Ley N° 28213, ley que proroga a la Ley N° 27510 que crea el Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE)
 - Resolución Ministerial 346-96-EM/VME
 - Ley 27435
 - Resolución Directoral 009-2001-EM/DGE
 - Decreto Supremo 025-2001-EM
-

DECRETO LEGISLATIVO

N° 1041

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA
POR CUANTO:

Que, mediante Ley N° 29157, publicada el 20 de diciembre de 2007, el Congreso de la República ha delegado en el Poder Ejecutivo la facultad de legislar sobre materias específicas, con la finalidad de facilitar la implementación del Acuerdo de Promoción Comercial Perú - Estados Unidos y su Protocolo de Enmienda, y el apoyo a la competitividad económica para su aprovechamiento, siendo algunas de las materias de delegación la mejora del marco regulatorio, la modernización del Estado y la promoción de la inversión privada;

Que, entre los efectos que se derivan del incremento sostenido que viene experimentando la economía nacional, se tiene la mayor demanda de energía eléctrica que durante los dos últimos años ha registrado unas tasas de crecimiento de 8,3% en el 2006 y 10,8% en el 2007, estimándose que en el período 2008-2015 la tasa promedio anual de crecimiento será de 7,6%; y, en ese contexto, la entrada en vigencia del Acuerdo de Promoción Comercial Perú - Estados Unidos y su Protocolo de Enmienda permite prever que los requerimientos de nueva oferta de generación al año 2015 serán de más de 3 600 MW;

Que, conforme al artículo 26° de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, los costos de transmisión del Sistema Garantizado de Transmisión son asignados por OSINERGMIN a los Generadores y a los Usuarios, en proporción al beneficio económico que les proporciona dichas instalaciones;

GERENCIA ADJUNTA DE REGULACION TARIFARIA - OSINERGMIN - ASESORÍA LEGAL

LCE

Que, la parte de dichos costos de transmisión asignada a los Generadores es internalizada por éstos en los precios de energía que ofertan en los procesos de Licitación de electricidad convocados por los Distribuidores al amparo de las normas contenidas en el Capítulo Segundo de la referida Ley N° 28832;

Que, entre las condiciones a que se encuentran sujetos los contratos de suministro de electricidad que se celebran como resultado de los procesos de Licitación, el artículo 8° de la Ley N° 28832 especifica que los precios tienen carácter de Precios Firmes durante todo el plazo de vigencia del contrato, el que puede ser de hasta quince (15) años;

Que, el monto que OSINERGMIN asigna anualmente a los Generadores en aplicación del mencionado artículo 26° de la Ley N° 28832, constituye una incertidumbre para todo el plazo de vigencia de los contratos de suministro, convirtiéndose así en una variable de riesgo que los Generadores consideran al ofertar sus precios de energía en los procesos de Licitación de electricidad por cuanto influye decididamente en la definición de precios óptimos;

Que, con el objeto de hacer más transparente el pago de los costos de transmisión y atendiendo a que la tarifa que paga el Usuario comprende todos los costos en los que se incurre para la prestación del servicio eléctrico, incluyendo la parte de los costos de transmisión que actualmente se asigna al Generador, es necesario modificar el artículo 26°

de la Ley N° 28832 a efectos que los costos de transmisión del Sistema Garantizado de Transmisión se asignen directamente a los Usuarios conforme a lo establecido en el inciso h) del artículo 47° y en el artículo 60° de la Ley de Concesiones Eléctricas para el costo de transmisión del Sistema Principal de Transmisión;

Que, con la modificación referida en el considerando que antecede los Generadores incluirán en sus ofertas de precios de energía solo los costos que corresponden propiamente a la generación, y se eliminará la incertidumbre que significa la inclusión de factores que pueden variar durante el plazo de los contratos de suministro, como es el caso de los costos de transmisión que OSINERGMIN asigna a los Generadores, lográndose una mayor eficiencia en los procesos de Licitaciones de electricidad y promoviendo la inversión en nuevas centrales de generación, coadyuvando así a garantizar el oportuno y eficiente abastecimiento de la energía eléctrica que demanda la creciente economía nacional;

Que, con el propósito de fortalecer la promoción del desarrollo hidroenergético y de otras energías renovables, es necesario efectuar precisiones que coadyuven al logro de los objetivos nacionales;

Que, con el objeto de promover el desarrollo de la generación con Recursos Energéticos Renovables así como para ampliar el coeficiente de electrificación, es necesario complementar el marco que regula las actividades eléctricas para aclarar algunos aspectos de los procedimientos administrativos previos a la obtención del título habilitante, así como para lograr garantizar la eficiencia y transparencia en la asignación de los recursos públicos para la Electrificación Rural;

Que, con fecha 1 de junio de 2006 fue publicada la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural y, sobre la base de la experiencia en su aplicación, se ha observado la necesidad de subsanar el marco normativo tomando en consideración la naturaleza de sistemas eléctricos que ya se encuentran en operación;

Que, el alto crecimiento de la demanda eléctrica ha influido en el mayor uso del gas natural de Camisea, el cual debe ser transportado desde los yacimientos ubicados en el Cuzco hasta la ciudad de Lima a través de la Red Principal;

Que, se requiere con urgencia la ampliación de la Red Principal, la cual se realizará conforme se incrementen los contratos por Servicio Firme asumidos por los usuarios de dicha red, y teniendo en cuenta que casi dos tercios del uso de la Red Principal se debe a los generadores eléctricos, se hace necesario incentivar a dichos clientes a firmar contratos de transporte de gas natural en la modalidad de Servicio Firme;

LCE

Que, como medidas para incrementar la seguridad en la provisión de electricidad se debe señalar que como requisito para que las generadoras eléctricas puedan cobrar Potencia Firme, estas deben de tener garantizado el suministro de combustible, y que para el caso del gas natural, el transporte del combustible debe hacerse en la modalidad de Servicio Firme;

Que, adicionalmente a lo anterior, los nuevos permisos para generación termoeléctrica basada en el gas natural deben de exigir que las unidades termoeléctricas puedan operar con otro combustible alternativo, de tal forma de incrementar la garantía de suministro ante fallas o restricciones en el suministro del gas natural;

Que, los costos que esta medida demande deben ser reconocidos por OSINERGMIN como un costo extra y pagado a los generadores que ofrezcan dicha garantía extra al sistema eléctrico;

Que, la Garantía creada por la Ley N° 27133 permite asegurar el ingreso anual de los concesionarios de transporte de gas natural de la Red Principal, facilitando que los usuarios no tengan la necesidad de firmar contratos de transporte de gas natural en la modalidad de Servicio Firme;

Que, esta flexibilidad no garantiza que se cuente con la capacidad de transporte de gas natural necesaria para hacer frente a los requerimientos de electricidad segura que el país demanda;

Que, la exigencia para un generador termoeléctrico, que use gas natural, de tener contratos de transporte de gas en la modalidad de Servicio Firme, para hacerse acreedor a los ingresos por Potencia Firme, se traduce en el incremento de sus costos fijos los cuales deben ser compensados eficientemente para no afectar los actuales y nuevos proyectos de generación que se requieren para cubrir el desarrollo seguro del país;

Que, el incremento previsto en los contratos de transporte de gas en la modalidad de Servicio Firme reducirá el monto y la volatilidad de la Garantía creada por la Ley N° 27133, pero aumentará el costo medio de producción de electricidad de los generadores termoeléctricos que usen gas natural. Por tal motivo, para mantener el costo actual de la Garantía y el costo medio de producción de electricidad, la Garantía debe cubrir, para los generadores eléctricos que usen gas natural de Camisea, la diferencia entre su máxima capacidad de transporte de gas natural requerida por su central, en forma eficiente, y la cantidad consumida por dicha central. Todo esto dentro de un mecanismo de eficiencia que busque el mejor uso del gas natural y la reducción de las emisiones de CO2 por unidad de energía eléctrica producida;

Que, las medidas introducidas deben ser paulatinas en el tiempo ajustándose a los incrementos en la capacidad de transporte de la Red Principal y a los tiempos de adaptación del parque actual de generación hacia rendimientos térmicos más elevados;

Que, el incremento del rendimiento térmico de las unidades generadoras que usan gas natural y la mayor generación hidroeléctrica esperada a futuro, podrían originar la caída de las Tarifas en Barra por debajo del costo eficiente que permitiría la recuperación de las inversiones de las nuevas unidades de generación, por lo que, es necesario que OSINERGMIN defina un valor mínimo para la Tarifa en Barra que garantice la recuperación de los costos eficientes de inversión de los generadores eléctricos;

Que, durante el tiempo de ampliación de la Red Principal podrían presentarse eventos de restricción en el suministro de gas natural a las centrales termoeléctricas debido a congestión en la capacidad de transporte de los gasoductos. En dicha situación, el COES debe administrar el uso del gas natural disponible de forma de minimizar el costo para la sociedad y a la vez compensar a los generadores perjudicados con la medida;

Que, adicionalmente a lo señalado en el párrafo anterior, es necesaria la aplicación de los conceptos contenidos en la Duodécima Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832 para congelar los costos marginales de electricidad a una situación previa a la congestión del gasoducto y a la vez establecer el mecanismo para recuperar los costos adicionales por la producción de electricidad con combustible alternativo;

LCE

Que, debe establecerse que los Generadores que no cuenten con suministro garantizado de combustible y que pongan en un riesgo al Sistema Eléctrico, pagarán los mayores costos de generación, todo esto antes de la aplicación de la Duodécima Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832;

De conformidad con lo establecido en el artículo 104° de la Constitución Política del Perú;

Con el voto aprobatorio del Consejo de Ministros y con cargo a dar cuenta al Congreso de la República;

Ha dado el Decreto Legislativo siguiente:

DECRETO LEGISLATIVO QUE MODIFICA DIVERSAS NORMAS DEL MARCO NORMATIVO ELÉCTRICO

Artículo 1°.- Modificación de los artículos 8° y 26 ° la Ley N° 28832.- Modifíquese el numeral I del artículo 8° y el artículo 26° de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, de acuerdo a lo siguiente:

“Artículo 8°.- Condiciones de los contratos derivados de un proceso de Licitación (...)

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.

(...)”

“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 2°.- Modificación de los artículos 38° y 110° y el Anexo del Decreto Ley N° 25844.- Modifíquese el inciso i) y el penúltimo párrafo del artículo 38°, así como el inciso c) del artículo 110° y el numeral 12 del Anexo del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, de acuerdo al texto siguiente:

“Artículo 38°.- (...)

(...)”

i) Informe favorable emitido por una entidad Clasificadora de Riesgo Calificada, respecto de la solvencia financiera del inversionista.

Se sujetarán al presente artículo las concesiones definitivas para generación con Recursos Energéticos Renovables cuya potencia instalada sea igual o inferior a 20 MW. Serán otorgadas mediante Resolución Ministerial siguiendo el procedimiento administrativo establecido para las autorizaciones y les será de aplicación lo dispuesto en el artículo 29° de la presente Ley.

(..).”

“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:

(...)

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.

(...).”

**“ANEXO DE LA LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS
DEFINICIONES**

(...)

12 Potencia Firme: (...)

(...)

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.

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

Artículo 3°.- Modificación de los artículos 15°, 20°, 21° y 22° de la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural.- Modifíquense la denominación del Título VI y los artículos 15°, 21° y 22°, y agréguese un párrafo al artículo 20° de la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural, de acuerdo al texto siguiente:

“TÍTULO VI

MEDIO AMBIENTE

Artículo 15°.- Impacto Ambiental y Cultural Para la ejecución de las obras de los SER se presentará una Declaración de Impacto Ambiental (DIA) ante la entidad competente, de conformidad con las normas ambientales y de descentralización vigentes. El contenido mínimo y el procedimiento de aprobación de la DIA se fijará mediante Decreto Supremo refrendado por el Ministro de Energía y Minas y por el Ministro del Ambiente.

Para ejecutar las obras de los SER, bastará contar con el Proyecto de Evaluación Arqueológica aprobado por el Instituto Nacional de Cultura (INC), respecto del área o terreno donde se ejecutará la obra.”

“Artículo 20°.- Régimen Especial de Concesiones Eléctricas Rurales

(...)

Podrán acogerse al presente régimen, los sistemas eléctricos, ejecutados o por ejecutarse, que califiquen como Sistemas Eléctricos Rurales.”

“Artículo 21°- Conducción y procedimientos de los procesos.- La Dirección General de Electrificación Rural (DGER) conduce los procesos de promoción de la inversión privada, para lo cual coordina con los gobiernos regionales o gobiernos locales, según corresponda; conforme a los procedimientos, modalidades, criterios de elegibilidad y demás normas que establece la presente Ley y que establezca su reglamento. Dicho reglamento señalará los casos en que puedan participar empresas estatales que sean concesionarias de distribución eléctrica.”

“Artículo 22.- Otorgamiento de subsidios El Estado podrá otorgar a las empresas privadas o estatales que participen en los procesos de promoción de la inversión privada, los subsidios necesarios para asegurar la sostenibilidad económica de los SER.

LCE

Dichos subsidios estarán inafectos al Impuesto a la Renta y al Impuesto Temporal a los Activos Netos. El criterio para el otorgamiento de la Buena Pro será el de menor subsidio solicitado por los postores."

Artículo 4°.- Despacho del Gas Natural para Centrales Termoeléctricas conectadas al SEIN.- En periodos de congestión en el suministro de gas natural, declarados por el Ministerio de Energía y Minas, los Generadores podrán redistribuir entre ellos de manera eficiente el gas y/o la capacidad de transporte disponible contratada. Asimismo, los Generadores podrán acordar con los usuarios industriales de gas natural la reasignación de la capacidad de transporte para fines de generación eléctrica.

A falta de los acuerdos a que se refiere el párrafo que antecede, el COES coordinara con el transportista y productor las nominaciones de suministro y transporte de gas natural para los Generadores de acuerdo con lo señalado en las normas pertinentes.

En tales situaciones de congestión en el suministro de gas natural, el COES puede redistribuir el gas o la capacidad de transporte disponible para los Generadores a efectos del despacho eficiente del SEIN. Los Generadores perjudicados con la reasignación efectuada por el COES recibirán una compensación que cubra los costos adicionales incurridos debidos a dicha reasignación. Los Generadores beneficiados con la reasignación efectuada por el COES deberán asumir los costos de la compensación señalada en el párrafo anterior, de acuerdo a lo establecido en el Reglamento.

Artículo 5°.- Incentivo a la contratación del Servicio Firme y eficiencia en el uso del gas natural.- Los Generadores que contraten Servicio Firme de transporte de gas natural con un concesionario amparado por la Ley N° 27133, tienen derecho a una compensación que garantice la recuperación del pago de transporte de gas que eficientemente harían en virtud de dicho contrato.

La compensación del pago eficiente se determina en función de:

- a) La diferencia entre la capacidad reservada diaria eficiente (CRDE) menos el consumo promedio diario (CPD).
- b) Un porcentaje máximo de la CRDE;
- c) El pago del servicio firme regulado por OSINERGMIN.

La CRDE se determina como la capacidad diaria máxima de una central térmica operando con gas natural en la ciudad de Lima y con un rendimiento térmico neto que fijará el Ministerio de Energía y Minas conforme al Reglamento.

El pago de las compensaciones necesarias será asignado en los costos de transmisión y será definido por OSINERGMIN conforme al Reglamento.

Artículo 6°.- Compensación adicional por seguridad de suministro.- OSINERGMIN regulará el pago de una compensación adicional para los generadores eléctricos que operen con gas natural y que tengan equipos o instalaciones que permitan la operación alternativa de su central con otro combustible. Dicha compensación se denominará compensación por seguridad de suministro.

OSINERGMIN, al fijar la Tarifa en Barra, considerará como mínimo la recuperación de las inversiones en centrales térmicas de alto rendimiento.

DISPOSICIÓN COMPLEMENTARIA

Única.- Inclúyase numeral adicional al artículo 4° de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, de acuerdo al texto siguiente:

"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

LCE

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."

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Primera.- Dentro de un plazo no mayor de noventa (90) días contados a partir de la publicación del presente Decreto Legislativo, el Ministerio de Energía y Minas publicará las normas reglamentarias que sean necesarias para su adecuada aplicación.

Segunda.- OSINERGMIN adecuará los procedimientos correspondientes a fin que el próximo periodo regulatorio mayo 2009 - abril 2010, se lleve a cabo considerando lo dispuesto en el presente Decreto Legislativo y en las respectivas normas reglamentarias.

Tercera.- La modificación a la definición de Potencia Firme, entrará en vigencia a los dieciocho (18) meses¹³³ 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 presente Decreto Legislativo, salvo el último párrafo de dicha definición, el mismo que entrará en vigencia desde el día siguiente de publicado el presente Decreto Legislativo.

Cuarta.- El valor inicial del rendimiento térmico neto reconocido será de treinta por ciento (30%) durante los primeros treinta y seis (36) meses de vigencia del presente Decreto Legislativo, después se incrementará a cincuenta por ciento (50%) para los siguientes cuatro (4) años.

El Ministerio de Energía y Minas podrá incrementar los rendimientos térmicos netos para los siguientes periodos de acuerdo al desarrollo tecnológico de las centrales térmicas.

El porcentaje máximo de la CRDE señalado en el inciso b) del artículo 5° del presente Decreto Legislativo será inicialmente setenta por ciento (70%) y se reducirá luego de treinta y seis (36) meses a cincuenta por ciento (50%). El Ministerio de Energía y Minas podrá reducir los porcentajes máximos para los siguientes periodos.

Quinta.- Cuando el COES ejerza las atribuciones señaladas en el artículo 4° del presente Decreto Legislativo desde la fecha de su publicación hasta que entre en vigencia la modificación a la definición de Potencia Firme, se aplicará lo siguiente: En el caso de restricción total o parcial de suministro de gas natural a centrales de generación eléctrica, debido a congestión 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 costos marginales que se hubieran presentado sin la congestión, calculados por el COES mediante un despacho idealizado sin congestión. Los costos adicionales de combustibles en que incurran las centrales que operan con costos variables superiores a los referidos costos marginales de corto plazo del despacho idealizado sin congestión, serán pagados por los Generadores y los Usuarios en partes iguales.

Los Generadores pagarán la parte que les corresponda en proporción a su energía firme.

OSINERGMIN, en veinte (20) días de la entrada en vigencia del presente Decreto Legislativo, publicará el procedimiento que incluye el mecanismo para trasladar los costos adicionales a ser asumidos por los Usuarios.

POR TANTO:

Mando se publique y cumpla, dando cuenta al Congreso de la República.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los veinticinco días del mes de junio del año dos mil ocho.

¹³³ Corregido mediante fe de erratas publicada en el Diario Oficial el 27 de junio del 2008.

ALAN GARCÍA PÉREZ
Presidente Constitucional de la República

JORGE DEL CASTILLO GÁLVEZ
Presidente del Consejo de Ministros

JUAN VALDIVIA ROMERO
Ministro de Energía y Minas

ANTONIO JOSÉ BRACK EGG
Ministro del Ambiente

DECRETO LEGISLATIVO

Nº 1002

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

POR CUANTO:

Que, el Congreso de la República por Ley Nº 29157 y de conformidad con el Artículo 104º de la Constitución Política del Perú ha delegado en el Poder Ejecutivo la facultad de legislar sobre materias específicas, con la finalidad de facilitar la implementación del Acuerdo de Promoción Comercial Perú - Estados Unidos y su Protocolo de Enmienda, y el apoyo a la competitividad económica para su aprovechamiento, siendo algunas de las materias de delegación la mejora del marco regulatorio, el fortalecimiento institucional, la modernización del Estado, la promoción de la inversión privada, el impulso a la innovación tecnológica, así como el fortalecimiento institucional de la Gestión Ambiental;

Que, la economía peruana viene experimentando un incremento sostenido, que a su vez genera una mayor demanda de energía eléctrica, cuyas tasas han sido de 8,3% en 2006 y 10,8% en 2007. Se estima que hasta el 2015 la tasa promedio anual de crecimiento será de 7,3%, por lo que, teniendo en cuenta la entrada en vigencia del TLC PERÚ – EEUU; los requerimientos de nueva oferta de generación para dicho año se estiman en más de 3 600 MW, para ello, la opción más limpia y beneficiosa es promover que una parte importante de dicha oferta sea con energías renovables, en lugar de la generación de electricidad con derivados del petróleo y gas natural, por ser estas fuentes no renovables y contaminantes;

Que, el fomento de las energías renovables, eliminando cualquier barrera u obstáculo para su desarrollo, implica fomentar la diversificación de la matriz energética, constituyendo un avance hacia una política de seguridad energética y de protección del medio ambiente, siendo de interés público dar un marco legal en el cual se desarrollen estas energías que alienten estas inversiones y modifique las normas vigentes que no han sido efectivas al carecer de alicientes mínimos previstos en la legislación comparada;

Que, la presente iniciativa normativa traerá beneficios adicionales tales como la implementación de un marco de fomento de la inversión privada, eliminando barreras a esta actividad energética, la preservación del medio ambiente con la producción de energías limpias, contribuyendo a lograr efectos positivos a nivel global y, al mismo tiempo, alcanzar una condición mínima de desarrollo de la economía peruana, la cual necesita una mayor seguridad en la disponibilidad de energía;

Que, es necesario dictar incentivos para promover la inversión en la generación de electricidad con el uso de fuentes de energía renovable, incentivar la investigación científica e innovación tecnológica, además de la realización de proyectos que califiquen como Mecanismos de Desarrollo Limpio y, de obtener éstos su registro, los respectivos Certificados de Reducción de Emisiones – CRE pueden ser negociables con empresas de los países industrializados que contabilizarán estas reducciones de GEI como parte de las metas cuantitativas a que se comprometieron con el Protocolo de Kyoto;

GERENCIA ADJUNTA DE REGULACION TARIFARIA - OSINERGMIN - ASESORÍA LEGAL

De conformidad con lo establecido en el artículo 104° de la Constitución Política del Perú;

Con el voto aprobatorio del Consejo de Ministros y con cargo a dar cuenta al Congreso de la República;

Ha dado el Decreto Legislativo siguiente:

DECRETO LEGISLATIVO DE PROMOCIÓN DE LA INVERSIÓN PARA LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD CON EL USO DE ENERGÍAS RENOVABLES

Artículo 1°.- Objeto.- El presente Decreto Legislativo tiene por objeto promover el aprovechamiento de los Recursos Energéticos Renovables (RER) para mejorar la calidad de vida de la población y proteger el medio ambiente, mediante la promoción de la inversión en la producción de electricidad.

El presente Decreto Legislativo es de aplicación a la actividad de generación de electricidad con RER que entre en operación comercial a partir de la vigencia del presente Decreto Legislativo. La obtención de los derechos eléctricos correspondientes, se sujeta a lo establecido en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, su Reglamento y normas complementarias.

Podrán acogerse a lo dispuesto en el presente Decreto Legislativo las nuevas operaciones de empresas que utilicen RER como energía primaria, previa acreditación ante el Ministerio de Energía y Minas.

Artículo 2°.- Declaratoria de interés nacional y participación de la energía con RER en la matriz de generación de electricidad

2.1 Declárese de interés nacional y necesidad pública el desarrollo de nueva generación eléctrica mediante el uso de RER.

2.2 El Ministerio de Energía y Minas establecerá cada cinco (5) años un porcentaje objetivo en que debe participar, en el consumo nacional de electricidad, la electricidad generada a partir de RER, no considerándose en este porcentaje objetivo a las centrales hidroeléctricas. Tal porcentaje objetivo será hasta el cinco por ciento (5%) en cada uno de los años del primer quinquenio.

Artículo 3°.- Recursos Energéticos Renovables (RER).- Para efectos del presente Decreto Legislativo, se entiende como RER a los recursos energéticos tales como biomasa, eólico, solar, geotérmico y mareomotriz.

Tratándose de la energía hidráulica, cuando la capacidad instalada no sobrepasa de los 20 MW.

Artículo 4°.- Autoridades competentes.- El Ministerio de Energía y Minas es la autoridad nacional competente encargada de promover proyectos que utilicen RER.

Los Gobiernos Regionales podrán promover el uso de RER dentro de sus circunscripciones territoriales, en el marco del Plan Nacional de Energías Renovables.

Artículo 5°.- Comercialización de energía y potencia generada con RER.- La generación de electricidad a partir de RER tiene prioridad para el despacho diario de carga efectuado por el Comité de Operación Económica del Sistema (COES), para lo cual se le considerará con costo variable de producción igual a cero (0).

Para vender, total o parcialmente, la producción de energía eléctrica, los titulares de las instalaciones a los que resulte de aplicación el presente Decreto Legislativo deberán colocar su energía en el Mercado de Corto Plazo, al precio que resulte en dicho mercado, complementado con la prima fijada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) en caso que el costo marginal resulte menor que la tarifa determinada por el OSINERGMIN.

Para la fijación de la tarifa y la prima indicadas en el párrafo precedente, el OSINERGMIN efectuará los cálculos correspondientes considerando la clasificación de las instalaciones por categorías y grupos según las características de las distintas RER. La tarifa y la prima se determinan de tal manera que

garanticen una rentabilidad no menor a la establecida en el artículo 79° del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas.

Artículo 6°.- Pago por uso de redes de distribución.- Los Generadores con RER que tengan características de Cogeneración o Generación Distribuida conforme lo establezca el Reglamento, pagarán por el uso de redes de distribución conforme lo señala el inciso b) de la Octava Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832.

Artículo 7°.- Determinación de las tarifas reguladas de generación aplicables a las RER.-

7.1 El OSINERGMIN subastará la asignación de primas a cada proyecto con generación RER, de acuerdo a las pautas fijadas por el Ministerio de Energía y Minas. Las inversiones que concurren a la subasta incluirán las líneas de transmisión necesarias a su conexión al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

7.2 La diferencia, para cubrir las tarifas establecidas para las RER, será obtenida como aportes de los usuarios a través de recargos en el Peaje por conexión a que se refiere el Artículo 61° de la Ley de Concesiones Eléctricas. Los respectivos generadores recibirán esta diferencia vía las transferencias que efectuará el COES, según el procedimiento que se establece en el Reglamento.

7.3 OSINERGMIN establecerá anualmente el recargo esperado en el Peaje por Conexión, en el cual se incluirá la liquidación del recargo del año anterior.

7.4 El OSINERGMIN establecerá los costos de conexión necesarios para la integración de un nuevo productor que alimente a la red interconectada mediante electricidad generada a partir de RER.

Artículo 8°.- Despacho y acceso a las redes eléctricas de transmisión y distribución.- En caso de existir capacidad en los sistemas de transmisión y/o distribución del SEIN, los generadores cuya producción se basa sobre RER tendrán prioridad para conectarse, hasta el límite máximo del porcentaje anual objetivo que el Ministerio de Energía y Minas determine conforme al artículo 2° de este Decreto Legislativo.

Artículo 9°.- Servidumbres.- Los titulares de concesiones de generación de energía eléctrica con RER tendrán el derecho de solicitar al Ministerio de Energía y Minas la imposición de servidumbres de conformidad con la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento.

Artículo 10°.- Investigación sobre energías renovables.- El Consejo Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación Tecnológica (CONCYTEC), en coordinación con el Ministerio de Energía y Minas y los Gobiernos Regionales, implementará los mecanismos y acciones correspondientes para el desarrollo de proyectos de investigación sobre energías renovables, promoviendo la participación de universidades, instituciones técnicas y organizaciones de desarrollo especializadas en la materia.

Artículo 11°.- Elaboración del Plan Nacional de Energías Renovables.- El Ministerio de Energía y Minas elaborará en un plazo máximo de 1 (un) año a partir de la vigencia del presente Decreto Legislativo, el Plan Nacional de Energías Renovables, el mismo que estará en concordancia con los Planes Regionales de Energías Renovables y que se enmarcará en un Plan Nacional de Energía.

El Plan Nacional de Energías Renovables incluirá aquellas estrategias, programas y proyectos a desarrollarse utilizando energías renovables, que tienden a mejorar la calidad de vida de la población y proteger el medio ambiente.

Artículo 12°.- Promoción de Investigación y Desarrollo de proyectos de generación eléctrica con RER.- El Ministerio de Energía y Minas, con fines de investigación y desarrollo para proyectos de generación eléctrica con RER, utilizará fondos financieros que provendrán de:

12.1 Los recursos directamente recaudados, conforme a los montos previstos para esta finalidad en las Leyes Anuales de Presupuesto del Sector Público y sus modificatorias.

12.2 Los fondos provenientes de operaciones de endeudamiento externo, que acuerde el Gobierno Nacional, con sujeción a las normas legales aplicables en la materia.

12.3 Los aportes, financiamientos directos y recursos provenientes de la cooperación internacional, que se obtengan con sujeción a lo dispuesto en la normatividad vigente.

DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS

Primera.- El presente Decreto Legislativo entrará en vigencia el día siguiente de su publicación en el Diario Oficial El Peruano.

Segunda.- Deróguese la Ley N° 28546 y toda norma que se oponga al presente Decreto Legislativo.

Tercera.- En un plazo máximo de noventa (90) días contados a partir de la publicación del presente Decreto Legislativo, el Ministerio de Energía y Minas elaborará las normas reglamentarias que correspondan para su adecuada aplicación. El Reglamento dispondrá los criterios de cálculo de la potencia firme de las unidades de generación con RER.

DISPOSICIONES MODIFICATORIAS

Primera.- Modifíquense los artículos 3°, 4°, el primer párrafo del artículo 25° y el artículo 38° del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, de acuerdo a lo siguiente:

“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.”*

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

“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:

(...)”

“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;*

LCE

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.”

Segunda.- Modifíquese el numeral l) del artículo 8° de la Ley N° 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica, de acuerdo al texto siguiente:

“Artículo 8°.- Condiciones de los contratos derivados de un proceso de Licitación

(...)

l. Plazos de suministro de hasta quince (15) 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.

(...)”.

POR TANTO:

Mando se publique y cumpla, dando cuenta al Congreso de la República.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, el primer día 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 y Encargado del Despacho de la Presidencia del Consejo de Ministros

Ley N° 29178, Ley que modifica diversos artículos del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas.

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

POR CUANTO

El Congreso de la República

Ha dado la Ley siguiente:

LEY QUE MODIFICA DIVERSOS ARTÍCULOS DEL DECRETO LEY N° 25844, LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS

GERENCIA ADJUNTA DE REGULACION TARIFARIA - OSINERGMIN - ASESORÍA LEGAL

Artículo Único.- Modificación de la Ley de Concesiones Eléctricas.- Sustitúyanse los artículos 22°, 23°, 25°, 26°, 28°, 29°, 30°, los incisos a), b) y g) del artículo 31°, el artículo 32°, el inciso d) del artículo 34°, el artículo 35°, los incisos a), b) e) y f) del artículo 36°, el artículo 38°, el inciso b) del artículo 83°, el artículo 84°, el artículo 85°, el artículo 88°, el artículo 92° y el artículo 114° del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas con los siguientes textos:

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.*

Artículo. 23°.- *La concesión temporal 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 será otorgada por resolución ministerial 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.

El titular de concesión temporal tendrá derecho preferente para solicitar la concesión definitiva correspondiente, de acuerdo a las condiciones establecidas en el Reglamento. El derecho preferente caduca a los veinte (20) días hábiles, contados desde la fecha de publicación del aviso de la solicitud de concesión definitiva presentada por el tercero.

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;*
- 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.

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.

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.

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.

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, 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).

LCE

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.

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;*
- (...)
- 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,*

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

Artículo. 34°.- Los Distribución están obligados a:

- (...)
- d) *Permitir la utilización de todos sus sistemas y redes por parte de tercero 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”.*

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.

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 el 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*

LCE

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;*

(...)"

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. 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:

(...)

- 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,*

(...)"

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".

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 tengan habilitación urbana aprobada, pero cuyo porcentaje de habitabilidad sea menor al señalado en el primer párrafo, corresponde a los interesados ejecutar las redes primarias y secundarias e instalaciones de alumbrado público conforme al proyecto previamente aprobado y bajo la supervisión de la empresa concesionaria. En estos casos, los solicitantes podrán aportar con contribuciones reembolsables de acuerdo al artículo 83° de la presente Ley, 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%). En el caso de zonas habitadas que no cuentan con la habilitación urbana correspondiente, los solicitantes podrán requerir 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.

En el caso de nuevas habilitaciones urbanas, electrificación de nuevas agrupaciones de viviendas, promovidas por el Estado o por inversionistas privados, ubicadas dentro de la zona de 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°.

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.

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.

LCE

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

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.

Precisan requisitos a que se refiere la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento respecto a la autorización del uso de agua con fines de generación de energía eléctrica

DECRETO SUPREMO N° 048-2007-EM

(07 de septiembre del 2007)

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

CONSIDERANDO:

Que, según el literal a) del artículo 3° de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobada por Decreto Ley N° 25844, se requiere concesión definitiva para realizar la actividad de generación de energía eléctrica que utilice recursos hidráulicos, cuando la potencia instalada de la central hidroeléctrica sea superior a los 20 MW; mientras que de acuerdo con el artículo 4° de la citada Ley, se requiere autorización para desarrollar la actividad de generación hidroeléctrica que no requiere concesión, cuando la potencia instalada de la central hidroeléctrica sea superior a los 500 kW;

Que, de acuerdo con el artículo 23° de la Ley de Concesiones Eléctricas, se podrá otorgar concesión temporal para la realización de estudios de centrales de generación de energía eléctrica;

Que, el literal b) del artículo 25° de la Ley de Concesiones Eléctricas establece como requisito para la obtención de concesión definitiva de generación de energía eléctrica, la respectiva autorización del uso de recursos naturales de propiedad del Estado, requisito que se tendrá por cumplido con la autorización para ejecutar obras hidroenergéticas conforme lo establece el tercer párrafo del artículo 37° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado mediante el Decreto Supremo N° 009-93-EM;

Que, conforme al literal c) del artículo 30° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, las

LCE

solicitudes para obtener concesión temporal para realizar estudios relacionados con la actividad de generación de energía eléctrica, deberán ser presentadas adjuntando la copia de la autorización para el uso de recursos naturales de propiedad del Estado para realizar estudios;

Que, de acuerdo con el artículo 66° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, en la solicitud para obtener autorización para realizar la actividad de generación hidroeléctrica deberá acreditarse la autorización correspondiente para ejecutar obras;

Que, el procedimiento de otorgamiento de concesión definitiva y de autorización prevén la concurrencia de dos o más solicitudes, originada por la existencia de dos o más peticionarios respecto a un mismo recurso hídrico; en estos casos el Ministerio de Energía y Minas evalúa y determina cuál es la solicitud que deberá continuar con el trámite de otorgamiento de concesión definitiva o de autorización, hasta su dación de ser el caso; en tanto que, para el caso de las concesiones temporales, al no tener el carácter de exclusividad, pueden ser otorgadas de manera indistinta a más de un peticionario que desee realizar estudios de generación hidroeléctrica respecto a un mismo recurso hídrico;

Que, conforme al artículo 30° de la Ley General de Aguas, Decreto Ley N° 17752, la autorización de uso de agua, sólo permite la utilización del recurso hídrico para la realización

de estudios o de obras, entendiéndose que el volumen del recurso hídrico autorizado corresponde únicamente al requerido para los fines mencionados y no para la realización de la actividad eléctrica propiamente dicha, dado que según los artículos 31° y 32° de la citada Ley, el derecho de uso de agua que corresponde para realizar la actividad de generación de energía hidroeléctrica es el de la licencia, el cual se otorga únicamente cuando han sido ejecutadas las obras de captación, conducción, utilización y demás que resulten necesarias;

Que, mediante Decreto Supremo N° 078-2006-AG se dictaron disposiciones en materia de aguas para uniformizar procedimientos administrativos a nivel nacional, estableciéndose que, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 31° de la Ley General de Aguas, Decreto Ley N° 17752, la Intendencia de Recursos Hídricos del Instituto Nacional de Recursos Naturales tiene como funciones, entre otras, autorizar y aprobar la ejecución de estudios y obras para el otorgamiento de licencias de uso de aguas superficiales y subterráneas, así como otorgar dichos derechos de uso de agua;

Que, asimismo, la autorización de ejecución de obras, autorización de uso de agua y licencia de uso de agua otorgadas por la Autoridad de Aguas, deben guardar correspondencia con los requisitos y alcances de los derechos eléctricos para realizar la actividad de generación de energía eléctrica, y con el derecho de concesión temporal para realizar estudios de generación hidroeléctrica;

Que, en consecuencia resulta necesario dictar disposiciones para establecer la citada correspondencia entre los procedimientos de otorgamiento de derechos de uso de agua y de otorgamiento de derechos eléctricos, que permitan al Ministerio de Energía y Minas la determinación del mejor aprovechamiento del recurso hídrico mediante el procedimiento de concurrencia previsto en la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento y, a su vez, dar seguridad jurídica a los futuros titulares de derechos eléctricos de contar con el derecho de uso de agua que les permita realizar la actividad de generación hidroeléctrica una vez concluidas las obras de las centrales hidroeléctricas; y,

De conformidad al inciso 8) del artículo 118° de la Constitución Política del Perú.

DECRETA:

Artículo 1°.- Cumplimiento de los requisitos establecidos en el literal b) del artículo 25° de la Ley de Concesiones Eléctricas y en el artículo 66° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.-

1.1 Precítese que el requisito establecido en el literal b) del artículo 25° de la Ley de Concesiones Eléctricas, Decreto Ley N° 25844, y en el artículo 66° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM, se entenderá cumplido con la presentación de la Resolución, expedida por la Autoridad de Aguas, que apruebe los estudios del

LCE

proyecto hidroenergético a nivel de prefactibilidad en la parte que corresponde a las obras de captación y devolución de las aguas al cauce natural o artificial respectivo.

- 1.2 La Autoridad de Aguas solo podrá autorizar la ejecución de obras, al peticionario que obtenga el derecho eléctrico para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica otorgado por el Ministerio de Energía y Minas o por el Gobierno Regional competente cuando corresponda.
- 1.3 La autorización de ejecución de obras garantiza a su titular la posterior obtención de la licencia de uso de agua para fines de generación de energía eléctrica, la cual será otorgada previa verificación del cumplimiento de las condiciones concurrentes establecidas en el artículo 32° de la Ley General de Aguas, Decreto Ley N° 17752, siendo necesario además, para otorgar dicha licencia, que la Autoridad de Aguas cuente con la opinión favorable del Ministerio de Energía y Minas o del Gobierno Regional competente cuando corresponda, según el derecho eléctrico otorgado y que las obras autorizadas hayan sido ejecutadas ciñéndose estrictamente a los plazos, características, especificaciones y condiciones de los estudios del proyecto hidroenergético aprobado.
- 1.4 El incumplimiento injustificado de los plazos, características, especificaciones y condiciones de los estudios del proyecto hidroenergético aprobado, ocasionará la caducidad de la autorización de ejecución de obras, lo que será comunicado al Ministerio de Energía y Minas o al Gobierno Regional competente cuando corresponda, para los fines de su competencia.

Artículo 2°.- Cumplimiento del requisito establecido en el literal c) del artículo 30° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.- Precítese que el requisito establecido en el literal c) del artículo 30 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, Decreto Supremo N° 009-93-EM, se entenderá cumplido con la presentación de la Resolución, expedida por la Autoridad de Aguas, que autorice la ejecución de estudios para el aprovechamiento del recurso hídrico con fines de generación de energía eléctrica.

Artículo 3°.- Autorizaciones de uso de agua con fines de generación eléctrica.- Otorgada la autorización de estudios o la autorización de ejecución de obras, la Dirección Regional de Agricultura competente podrá otorgar la autorización de uso de agua, que faculte al peticionario la utilización transitoria del recurso hídrico con el volumen o caudal requerido directamente para la ejecución de los estudios u obras aprobados.

Artículo 4°.- Modificación o extinción de licencias de uso de aguas otorgadas a titulares de derechos eléctricos.

- 4.1 Las licencias de uso de agua otorgadas a los titulares de derechos eléctricos para generación de energía eléctrica vigentes solo podrán ser modificadas o extinguidas por la Autoridad de Aguas.
- 4.2 La extinción de licencias de uso de agua sólo procederá por las causales de terminación, caducidad o revocatoria, contempladas en los artículos 115°, 116° y 117° respectivamente de la Ley General de Aguas, Decreto Ley N° 17752, previo Procedimiento Sancionador, establecido en el Título IV de la Ley del Procedimiento Administrativo General, Ley N° 27444.
- 4.3 Finalizado el procedimiento y de haberse declarado la extinción de la licencia de uso de agua, la Autoridad de Aguas, comunicará tal hecho al Ministerio de Energía y Minas o al Gobierno Regional competente, según corresponda, para los fines de su competencia.

Artículo 5°.- Autoridad de Aguas.- Para efectos del presente Decreto Supremo, la función de Autoridad de Aguas es ejercida por el Instituto Nacional de Recursos Naturales, a través de su Intendencia de Recursos Hídricos.

Artículo 6°.- Refrendo.- El presente Decreto Supremo será refrendado por los Ministros de Energía y Minas y de Agricultura.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los cinco días del mes de setiembre del año dos mil siete.

ALAN GARCÍA PÉREZ

Presidente Constitucional de la República

JUAN VALDIVIA ROMERO

Ministro de Energía y Minas

ISMAEL BENAVIDES FERREYROS

Ministro de Agricultura

LEY N° 28832,

PUBLICADA EL 23.07.2006

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.

GERENCIA ADJUNTA DE REGULACION TARIFARIA - OSINERGHMIN - ASESORÍA LEGAL

LCE

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.

LCE

- 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.

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 diez (10) 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 OSINERG. 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.

LCE

- 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 administrativas

El COES tiene a su cargo las siguientes funciones administrativas:

- Desarrollar los programas de operación de corto, mediano y largo plazo, así como disponer y supervisar su ejecución;
- 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, Normas Técnicas, Procedimientos y demás disposiciones complementarias, dentro del ámbito de su competencia, así como los recursos impugnativos que se interpongan contra sus decisiones.

Las decisiones del COES, que afecten a los Usuarios Regulados, pueden ser impugnadas ante el Tribunal de Solución de Controversias de OSINERG quien resuelve como última instancia administrativa.

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

LCE

- 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:
- 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;
 - Los ingresos totales derivados de la prestación del servicio de transmisión de los Transmisores;
 - 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 conducirá los procesos de Licitación necesarios para implementar el Plan de Transmisión. En caso de instalaciones de Refuerzo, el titular de la concesión de transmisión tendrá la preferencia para ejecutarlas directamente. De no ejercerla, se incluirán 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 periodo 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°.- Compensaciones para remunerar la Base Tarifaria

- 26.1 La asignación de compensaciones para remunerar la Base Tarifaria de las instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión, es realizada por OSINERG en proporción al beneficio económico que las instalaciones proporcionan a los Usuarios y Generadores. El beneficio económico se determina según el procedimiento que establezca el Reglamento. La asignación de beneficiarios sólo puede ser revisada de acuerdo con lo que establezca el Reglamento.
- 26.2 La compensación asignada a los Generadores se prorroga entre ellos en proporción al respectivo beneficio económico, a propuesta del COES.
- 26.3 A la compensación asignada a los Usuarios 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 y será agregado a los Precios en Barra que correspondan, según lo que establezca el Reglamento.

- 26.4 La compensación asignada a los Usuarios y el Peaje de Transmisión se sumarán a los conceptos del Costo Total de Transmisión y Peaje por Conexión a que se refieren los artículos 59° y 60° de la Ley de Concesiones Eléctricas, respectivamente.

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 registrarán 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.

GERENCIA ADJUNTA DE REGULACION TARIFARIA - OSINERGMIN - ASESORÍA LEGAL

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

Modifícanse 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 manera¹³⁴:

“Artículo 2°.- Constituyen Servicios Públicos de Electricidad:

- c) El suministro regular de energía eléctrica para uso colectivo o destinado al uso colectivo, hasta los límites de potencia fijados por el Reglamento; y,
- d) 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;
- e) Garantizar la calidad del servicio que fije su contrato de Concesión y las normas aplicables;
- f) 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.

¹³⁴ Rectificada por Fe de Erratas publicada en el Diario Oficial el día 26 de julio del 2006.

- 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 en 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;
- h) El programa de obras de generación y transmisión;
- i) Los costos de combustibles, Costos de Racionamiento y otros costos variables de operación pertinentes;
- j) La Tasa de Actualización utilizada en los cálculos;
- k) Los costos marginales;
- l) Precios Básicos de la Potencia de Punta y de la Energía;
- m) Los factores nodales de energía;
- n) El Costo Total de Transmisión considerado;
- o) Los valores resultantes para los Precios en Barra; y,
- p) 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.

Ley que modifica el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas.- Ley N° 28447, publicada en el Diario "El Peruano" con fecha 30.12.2004

LEY N° 28447

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

POR CUANTO:

EL CONGRESO DE LA REPÚBLICA; ha dado la Ley siguiente:

LEY QUE MODIFICA EL DECRETO LEY N° 25844, LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS:

Artículo 1°.- Modificación del artículo 36° de la Ley de Concesiones Eléctricas.- Sustitúyase el inciso b) e incorpórese el inciso g) al artículo 36° del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, de acuerdo con los textos siguientes:

"Artículo 36°.- (...)

- b) El concesionario no realice estudios y/o no ejecute las obras e instalaciones en los plazos establecidos en el contrato de concesión, salvo caso fortuito o fuerza mayor o razones técnico-económicas debidamente acreditadas y aprobadas por el Ministerio de Energía y Minas.*
- 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".*

Artículo 2°.- Modificación del artículo 46° de la Ley de Concesiones Eléctricas.- Sustitúyase el artículo 46° del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, de acuerdo con el siguiente texto:

"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".

Artículo 3°.- Modificación de los incisos a), b) y d) del artículo 47° de la Ley de Concesiones Eléctricas.- Sustitúyanse los incisos a), b) y d) del artículo 47° del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, los cuales quedarán redactados de la manera siguiente:

"Artículo. 47°.- (...)

- 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 datos históricos de las transacciones del último año. El

LCE

Reglamento de Importación y Exportación de Electricidad (RIEE) establecerá el procedimiento correspondiente.

- 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.

- 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”.*

Artículo 4°.- Modificación del artículo 50° de la Ley de Concesiones Eléctricas.- Sustitúyase el artículo 50° del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, por el siguiente texto:

“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.”

Artículo 5°.- Modificación del artículo 51° de la Ley de Concesiones Eléctricas.- Sustitúyase el primer párrafo y el inciso a) del artículo 51° del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, los cuales quedarán redactados de la siguiente manera:

“Artículo. 51°.- Antes del 15 de enero de cada año, cada 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;..”*

Artículo 6°.- Modificación del último párrafo del artículo 52° de la Ley de Concesiones Eléctricas.- Sustitúyase el último párrafo del artículo 52° del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, por el siguiente texto:

“Artículo. 52°.- (...)

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.”

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

PRIMERA.- Suspensión de los efectos del inciso f) del artículo 36° de la Ley de Concesiones Eléctricas.- Suspéndase los efectos de lo dispuesto por el inciso f) del artículo 36° de la Ley de Concesiones Eléctricas por un plazo que se extenderá desde la entrada en vigencia de la presente Ley hasta el 31 de diciembre de 2007. Asimismo, suspéndase por el mismo plazo cualquier otra sanción administrativa derivada del incumplimiento de lo dispuesto por el literal b) del artículo 34° de la Ley.

SEGUNDA.- Situación de los retiros de potencia y energía realizados sin respaldo contractual.- Durante el plazo establecido en la Primera Disposición Transitoria, los concesionarios de distribución quedan obligados a depositar en la cuenta de un fideicomiso, el dinero correspondiente a los retiros de potencia y energía destinado al Servicio Público de Electricidad que no cuenten con contratos de suministro de energía que los respalden. Los mencionados retiros de potencia y energía serán valorizados por el COES a la Tarifa en Barra. El Reglamento establecerá los plazos y condiciones para la constitución y operación del fideicomiso al que se refiere el párrafo precedente.

LCE

El incumplimiento del pago del fideicomiso establecido en la presente Disposición, por un plazo que será fijado en el Reglamento, constituirá causal de caducidad de la concesión.

DISPOSICIONES FINALES

PRIMERA.- Creación de una Comisión para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.- El Ministerio de Energía y Minas – MEM y OSINERG conformarán, en el plazo de quince (15) días contados desde la vigencia de la presente Ley, una Comisión que elabore un proyecto de ley destinado a asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica mediante: i) incorporación de mecanismos de mercado; ii) mecanismos de mitigación de riesgos a través de precios firmes; iii) desarrollo de nuevas inversiones de generación; iv) competencia por el mercado, y v) criterios para el tratamiento de las conexiones internacionales. La referida propuesta deberá ser presentada al Congreso de la República en un plazo no mayor de seis (6) meses.

La Comisión convocará a representantes de todos los sectores involucrados al Sector Público y Privado a fin de conocer sus opiniones y sugerencias. El proyecto de ley se prepublicará a fin de recibir comentarios y aportes de los interesados antes de su aprobación final.

Facúltase al MEM y a OSINERG la contratación directa de los servicios de consultoría especializada que requiera la Comisión para el cumplimiento de sus funciones, mediante la modalidad de Servicios Personalísimos a que se refiere la normatividad sobre contrataciones y adquisiciones del Estado.

SEGUNDA.- Aprobación de modificaciones al Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.- Las modificaciones necesarias al Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM, deberán ser aprobadas mediante decreto supremo refrendado por el Ministro de Energía y Minas en un plazo no mayor de treinta (30) días a partir de la entrada en vigencia de la presente Ley.

TERCERA.- Derogación del Decreto Supremo N° 010-2004-EM.- Derogase el Decreto Supremo N° 010-2004-EM, así como las normas que se opongan a la presente Ley.

CUARTA.- Vigencia de la Ley- La presente Ley entrará en vigencia al día siguiente de su publicación en el Diario Oficial El Peruano.

Comuníquese al señor Presidente de la República para su promulgación.

En Lima, a los dieciséis días del mes de diciembre de dos mil cuatro.

ÁNTERO FLORES – ARAOZ E.
Presidente del Congreso de la República.

NATALE AMPRIMO PLÁ.
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 veintitrés días del mes de diciembre del año dos mil cuatro.

ALEJANDRO TOLEDO MANRIQUE

GERENCIA ADJUNTA DE REGULACION TARIFARIA - OSINERGMIN - ASESORÍA LEGAL

Presidente Constitucional de la República.

CARLOS FERRERO
Presidente del Consejo de Ministros.

Ley N° 28213, - Ley que prorroga la Ley N° 27510 que crea el Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE) - publicada con fecha 28 de abril del 2004 en el Diario Oficial "El Peruano".

Artículo 1°- Objeto de la Ley

Prorrogase la vigencia de la Ley N° 27510 que creó el Fondo de Compensación Social Eléctrica , FOSE, hasta el 31 de diciembre del año 2006.

Comuníquese al señor Presidente de la República para su promulgación.

En Lima, a los siete días del mes de abril de dos mil cuatro

HENRY PEASE GARCÍA
Presidente del Congreso de la República

MARCIANO RENGIFO RUIZ
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 veintiséis días del mes de abril del año dos mil cuatro.

ALEJANDRO TOLEDO MANRIQUE
Presidente Constitucional de la República

CARLOS FERREO
Presidente del Consejo de Ministros

Ley N° 27116, - Ley que crea la Comisión de Tarifas de Energía - publicada con fecha 17 de mayo de 1999 en el Diario Oficial "El Peruano".

Artículo 1°- Objeto de la Ley

Modifíquese la denominación del Título II y los Artículos 10° y 20° del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas; en los términos siguientes:

GERENCIA ADJUNTA DE REGULACION TARIFARIA - OSINERGMIN - ASESORÍA LEGAL

COMISIÓN DE TARIFAS DE ENERGÍA

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 de Hidrocarburos.*

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.*

Artículo 2°.- De la mención a la Comisión de Tarifas Eléctricas.- A partir de la dación de la presente Ley, toda mención que se haga a la Comisión de Tarifas Eléctricas, en el Decreto Ley N° 25844 - Ley de Concesiones Eléctricas – y sus normas regulatorias, modificatorias y demás normas relacionadas, deberá entenderse hecha a la Comisión de Tarifas de Energía.

Artículo 3°.- De los aportes para el sostenimiento de organismos.- Los concesionarios de transporte de hidrocarburos líquidos por ductos, de transporte de gas natural por ductos y de distribución de gas natural por ductos están obligados a contribuir al sostenimiento de los organismos normativos, reguladores y fiscalizadores mediante aportes fijados por el Ministerio de Energía y Minas, que en ningún caso podrá ser superiores al 1% de sus ventas anuales. Dicha fijación se efectuará mediante Decreto Supremo refrendado por el Ministro de Energía y Minas el 30 de noviembre de cada año, debiendo señalar la proporción que, del total fija la Dirección General de Hidrocarburos del citado Ministerio.

Artículo 4°.- De las normas de adecuación.- El Ministerio de Energía y Minas aprobará los dispositivos legales para adecuar los Reglamentos de los subsectores de Electricidad y de Hidrocarburos a lo previsto en esta Ley, en un plazo no mayor de 120 (ciento veinte) días naturales, posteriores a la vigencia de la presente Ley.

Disposiciones Transitorias de la Ley N° 26980, publicada con fecha 27 de setiembre en el Diario Oficial “El Peruano”. -

Primera.- Procedimiento de Pago de Compensación.- En tanto el Reglamento no defina el procedimiento mediante el cual los generadores hagan efectiva la compensación a los propietarios del Sistema Principal de Transmisión, éstos pagarán la referida compensación en proporción a su potencia firme, tal como lo establece el Artículo 137° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM.

Segunda.- Procedimiento de Transición.- El Reglamento deberá considerar el procedimiento de transición para las unidades de generación eléctrica interconectadas existentes.^{135 136 137}

¹³⁵ **Artículo 1° del D.S. 025-2001-EM publicado con fecha 30.05.2001.-** “El procedimiento de transición previsto en la Segunda Disposición Transitoria de la Ley N° 26980, es aplicable a aquellas Centrales que a la fecha de publicación de la citada Ley, se encontraban interconectadas y operando en un COES, entendiéndose que las nuevas inversiones que signifiquen incremento o ampliación de potencia firme de dichas centrales, se sujetan a las mismas condiciones aplicables a las nuevas centrales que entraron en operación con posterioridad a la fecha mencionada”.

136 **Artículo 2° del D.S. 025-2001-EM publicado con fecha 30.05.2001.**- “El procedimiento de transición a que se refiere la Segunda Disposición Transitoria de la Ley N° 26980, para el período comprendido del 1 de junio de 2001 al 30 de abril de 2003, consta de las siguientes partes:

- a) Se determina el Ingreso Anterior de cada unidad generadora de la siguiente forma:
 - I) Se determina la potencia firme de las unidades generadoras con el procedimiento que se encontraba vigente a la fecha de publicación del decreto Supremo N° 004-99-EM.
 - II) Se procede a valorizar la potencia firme obtenida en el numeral anterior, según el procedimiento de Determinación de los Ingresos Garantizados por Potencia Firme, de acuerdo a lo dispuesto en el Artículo 112° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas. Para este caso, se considera que la Potencia Firme remunerable de cada unidad generadora es igual a su Potencia Firme. Al valor resultante se le denominará Ingreso Anterior.
- b) Se determina el Ingreso Nuevo de cada unidad generadora de la siguiente forma:
 - I) Se determina la potencia firme de las unidades generadoras con el procedimiento establecido en el Artículo 110° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas;
 - II) Se procede a valorizar la potencia firme obtenida en el numeral anterior, según lo dispuesto en el Artículo 112° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas. Al valor resultante se le denominará Ingreso Nuevo.
- c) Los montos mensuales de Ajuste Transitorio serán determinados según el siguiente procedimiento:
 - I) Para cada unidad generadora se determina el Efecto Bruto como la diferencia de Ingreso Nuevo menos su Ingreso Anterior. Las unidades cuyo efecto bruto sea positivo se denominarán Aportantes y en las que sea negativo se denominarán Acreedores.
 - II) Las unidades cuyo Efecto Bruto sea positivo y supere el 2% del Ingreso Anterior estarán sujetas al procedimiento de transición y aportarán a la “Cuenta de Ajuste” como máximo la diferencia entre su Ingreso Nuevo menos el 102% de su Ingreso Anterior. Los Aportes de las unidades Aportantes, preliminarmente serán denominados valores máximos.
 - III) Las unidades cuyo Efecto Bruto sea negativo e inferior a -2% del ingreso Anterior estarán sujetas al procedimiento de transición y serán acreedoras de la “Cuenta de Ajuste” hasta un máximo igual a la diferencia entre su Ingreso Nuevo menos el 98% de su Ingreso Anterior, siempre que tengan contratos con el mercado regulado por un mínimo del 5% de su potencia firme. Las Acreencias de las unidades Acreedoras, preliminarmente serán denominadas valores máximos.
 - IV) En caso que las Acreencias a que se refiere el numeral III) que antecede, sean inferiores a los Aportes definidos en el numeral II) que antecede, se elevará el límite de retención del 2% para los Aportantes hasta que el nuevo Aporte Total iguale al total de las Acreencias.
 - V) El factor de reparto de la “Cuenta de Ajuste” para las unidades Acreedoras, será igual a la suma del valor absoluto de su acreencia más el producto de su potencia contratada con el mercado regulado, por el precio básico de la potencia en el mes de evaluación. La potencia contratada con el mercado regulado de una empresa será asignada entre sus unidades generadoras en proporción a su potencia firme. El factor de reparto total de la “Cuenta de Ajuste” es igual a la suma de los factores de reparto de todas las unidades acreedoras.
 - VI) El Ajuste Transitorio para las unidades generadoras Aportantes, será igual al negativo del monto aportado a la “Cuenta de Ajuste”. El total del monto aportado por las unidades Aportantes será el monto total disponible en la cuenta de ajuste.
 - VII) El Ajuste Transitorio para las unidades generadoras Acreedoras, será igual al producto del monto total disponible en la “Cuenta de Ajuste” por el factor de reparto de la unidad y dividido entre el factor de reparto total de la “Cuenta de Ajuste”.

En la aplicación del Ajuste Transitorio para las unidades Acreedoras, se debe tener en cuenta lo siguiente:

 - Los valores máximos resultantes del Ajuste Transitorio para las unidades Acreedoras corresponderán a los valores absolutos de los valores máximos definidos en el numeral III).
 - Si a consecuencia de lo anterior, existiera remanente se repartirá entre las unidades Acreedoras que no hayan alcanzado aún sus valores máximos. Dicha repartición se realizará en forma proporcional a sus valores máximos resultantes del Ajuste Transitorio, hasta que el remanente sea nulo.
 - VIII) Al valor de la Transferencia de Potencia obtenida en el Artículo 109° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, se agregará el monto resultante del Ajuste Transitorio.
- d) Para efecto de la aplicación del presente artículo, el factor por Incentivo al despacho será igual a cero.

137 **Artículo 2° del Decreto Supremo N° 004-99-EM de fecha 20.03.99 que fuera derogado mediante D.S. 025-2001-EM de fecha 30.05.2001, disponía lo siguiente:** “El procedimiento de transición a que se refiere la Segunda Disposición Transitoria de la Ley N° 26980 tendrá una vigencia de 4 años, contados a partir del 1° de mayo de 1999. Las Centrales sujetas al procedimiento de transición son aquellas que a la fecha de publicación de la citada Ley, se encontraba interconectadas y operando en un COES. El procedimiento de transición consta de las siguientes partes:

- a) Se determina el Ingreso Anterior de cada unidad generadora de la siguiente manera:
 - I) Se determina la potencia firme de las unidades generadoras con el procedimiento que se encontraba vigente a la fecha de publicación del presente Decreto Supremo.
 - II) Se procede a valorizar la potencia firme obtenida en el numeral anterior, según el procedimiento de Determinación de los Ingresos Garantizados por Potencia Firme, de acuerdo a lo dispuesto en el Artículo 112° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas. Para este caso, se considera que la Potencia Firme Remunerable de cada unidad generadora es igual a su Potencia Firme. Al valor resultante se le denominará Ingreso Anterior.

Tercera.- Suspensión de presentación de solicitudes de Concesiones Temporales y Concesiones Definitivas de Generación.- A partir de la vigencia de la presente Ley y en tanto no se lleven a cabo las modificaciones necesarias al Decreto Supremo N° 009-93-EM, Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, queda suspendida en un plazo máximo de 9 (nueve) meses contando desde la publicación de la presente Ley, la presentación de nuevas solicitudes de concesiones temporales y concesiones definitivas de generación a que se refiere el Título III del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas.

El Ministerio de Energía y Minas queda autorizado a reglamentar las disposiciones que sean necesarias a fin de complementar lo dispuesto en la presente Disposición Transitoria, así como para dar por culminada la suspensión a que se refiere el párrafo precedente.

La presente disposición transitoria, no será de aplicación en el caso de concesiones definitivas que hayan sido o sean en el futuro solicitadas por titulares de concesiones eléctricas temporales que hayan cumplido o estén cumpliendo las obligaciones derivadas de la concesión temporal. ¹³⁸

Cuarta.- Aprobación del Reglamento.- El Reglamento de la presente Ley deberá ser aprobado mediante Decreto Supremo refrendado por el Ministro de Energía y Minas en un plazo no mayor de

-
- b) Se determina el Ingreso Nuevo de cada unidad generadora de la siguiente manera:
 - I) Se determina la potencia firme de las unidades generadoras con el procedimiento establecido en el Artículo 110° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas;
 - II) Se procede a valorizar la potencia firme obtenida en el numeral anterior, según lo dispuesto en el Artículo 112° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas. Al valor resultante se le denominará Ingreso Nuevo.
 - c) Los montos mensuales del Ajuste Transitorio serán determinados según el siguiente procedimiento:
 - I) Para cada unidad generadora se determina el Efecto Bruto como la diferencia de su Ingreso Nuevo menos su Ingreso Anterior. Las unidades cuyo Efecto Bruto sea positivo, se denominarán Aportantes y en las que sea negativo se denominará Acreedoras.
 - II) Las unidades cuyo Efecto Bruto sea positivo y supere el 2% del Ingreso Anterior estarán sujetas al procedimiento transitorio y aportarán a la "Cuenta de Ajuste" como máximo la diferencia entre su Ingreso Nuevo menos el 102% de su Ingreso Anterior.
 - III) Las unidades cuyo Efecto Bruto sea negativo e inferior al -2% del ingreso Anterior, estarán sujetas al procedimiento de transición y serán acreedoras de la "Cuenta de Ajuste" hasta un máximo igual a la diferencia entre el Ingreso Nuevo menos el 98% del Ingreso Anterior, siempre que tengan contratos con el mercado regulado por un mínimo de 10% de su potencia firme.
 - IV) En caso que las Acreencias a que se refiere el numeral III) que antecede, sean inferiores a los Aportes definido en el numeral II) que antecede, se elevará el límite de retención del 2% para las Aportantes hasta que el nuevo Aporte Total iguale al total de las Acreencias.
 - V) El factor de reparto de la "Cuenta de Ajuste" para las unidades Acreedoras, será igual a la suma del valor absoluto de su acreencia más el producto de su potencia contratada con el mercado regulado por el precio básico de la potencia en el mes de evaluación. La potencia contratada con el mercado regulado de una empresa será asignada entre sus unidades generadoras en proporción a su potencia firme. El factor de reparto total de la "Cuenta de Ajuste" es igual a la suma de los factores de reparto de todas las unidades acreedoras.
 - VI) El Ajuste Tarifario para las unidades generadoras Aportantes, será igual al negativo del dinero aportado a la "Cuenta de Ajuste".
 - VII) El Ajuste Transitorio para las unidades generadoras Acreedoras, será igual al producto del dinero total disponible en la "Cuenta de Ajuste" por el factor del reparto de la unidad y dividido entre el factor de reparto total de la "Cuenta de Ajuste".
 - VIII) Al valor de la Transferencia de Potencia obtenido en el Artículo 109° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, se agregará el monto resultante del Ajuste Transitorio.
 - d) Para efectos de la aplicación del presente artículo, el factor por Incentivo al Despacho será igual a cero.

El Ministerio definirá los procedimientos complementarios para la aplicación de este artículo.

¹³⁸ De conformidad con la única Disposición Complementaria de la Ley 27133 (Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural), se prorrogó por 12 (doce) meses adicionales, contados desde la publicación de esta Ley, lo dispuesto en esta la Tercera Disposición Transitoria de la Ley N° 26980

60 (sesenta) días.

Disposiciones de la Ley N° 27239, publicada con fecha 22 de diciembre de 1999 en el Diario Oficial "El Peruano". -

DISPOSICION COMPLEMENTARIA UNICA.- Otorgamiento de concesiones de generación.- Mediante Decreto Supremo refrendado por el Ministro de Energía y Minas se determinarán, en función del desarrollo nacional, las prioridades para admitir nuevas solicitudes de Concesiones Temporales y Concesiones Definitivas de Generación que puedan integrarse a los sistemas interconectados a que se refiere el Título III del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas. ¹³⁹

Disposiciones Finales.

Primera.- Lo establecido en la presente Ley en relación a los artículos 25° y 29° de la Ley de Concesiones Eléctricas, se aplicará a las concesiones de generación que se otorguen a partir de la vigencia de la presente Ley.

Segunda.- Las modificaciones necesarias al Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas serán aprobadas mediante Decreto Supremo refrendado por el Ministerio de Energía y Minas en un plazo de 90 (noventa) días.

Comuníquese al señor Presidente de la República para su promulgación.

En Lima, a los catorce días del mes de diciembre de mil novecientos noventa y nueve.

MARTHA HILDEBRANDT PÉREZ TREVIÑO

Presidenta del Congreso de la República

RICARDO MARCENARO FLORES

Primer Vicepresidente del Congreso de la República

AL SEÑOR PRESIDENTE CONSTITUCIONAL DE LA REPÚBLICA

POR TANTO:

Mando se publica y cumpla.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los veintiún días del mes de diciembre de mil novecientos noventa y nueve.

ALBERTO FUJIMORI FUJIMORI

Presidente Constitucional de la República.

¹³⁹ Disposición derogada por el Artículo 1° de la Ley 27435, Ley de Promoción de Concesiones de Centrales Hidroeléctricas, publicada con fecha 16.03.2001

JORGE CHAMOT SARMIENTO
Ministro de Energía y Minas

**Aprueban Directiva sobre contribuciones reembolsables y su devolución a usuarios,
publicada en el Diario "El Peruano" con fecha 16.08.96**

RESOLUCION MINISTERIAL N° 346-96-EM/VME

Lima, 13 de agosto de 1996

CONSIDERANDO:

Que, los Artículos 83, 84 y 85 del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y los Artículos 166, 167 y 174 del Decreto Supremo N° 009-93-EM, Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, establecen lineamientos generales relacionados con el derecho que tiene el concesionario de poder optar por exigir una contribución reembolsable al usuario para dotación de nuevo suministro o ampliación de potencia contratada y el derecho que tiene el usuario de obtener la recuperación real de su contribución;

Que, se requiere dictar disposiciones complementarias que determinen el procedimiento a seguir vinculado con la modalidad de aporte, derechos y obligaciones de concesionarios y usuarios, oportunidad de determinación de la contribución reembolsable, elección de la modalidad de aporte, de la modalidad de reembolso, entrega del reembolso, plazos proporcionales para la entrega del reembolso que garanticen la recuperación real de lo aportado, así como las sanciones en casos de incumplimiento;

De conformidad con los dispositivos legales que anteceden y estando a lo dispuesto por la Décima Disposición Transitoria del Decreto Supremo N° 009-93-EM, Decreto Ley N° 25962 - Ley Orgánica del Sector Energía y Minas y el Decreto Legislativo N° 560, Ley del Poder Ejecutivo;

Con la opinión favorable del Director General de Electricidad y el Viceministro de Energía;

SE RESUELVE:

Artículo Unico.- Aprobar la Directiva N° 001-96-EM/DGE, sobre contribuciones reembolsables y devolución, la cual forma parte integrante de la presente Resolución Ministerial.

Regístrese, comuníquese y publíquese.

DANIEL HOKAMA

Ministro de Energía y Minas

DIRECTIVA N° 001-96-EM/DGE

SOBRE CONTRIBUCIONES REEMBOLSABLES Y DEVOLUCION

I. OBJETIVO

Complementar los criterios establecidos en la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento para garantizar el derecho del concesionario de poder optar por exigir una contribución reembolsable al usuario vinculada al servicio público de electricidad por concepto de dotación de nuevos suministros y/o ampliación de potencia contratada y garantizar el derecho del usuario a obtener la recuperación real de su contribución.

II. ALCANCE

La presente Directiva regula las responsabilidades de los concesionarios de distribución y usuarios del Servicio Público de Electricidad; oportunidad de determinación del monto de las contribuciones reembolsables, modalidades de reembolso, elección de la modalidad, plazo de entrega del reembolso, incumplimiento y sanciones.

Sus alcances se extienden a lo dispuesto en el Artículo 33 de la Ley de Concesiones Eléctricas en lo que le fuere aplicable.

III. BASE LEGAL

- Decreto Ley N° 25844.- Ley de Concesiones Eléctricas: (Artículos 33; 34; 76; 82; 83; 84; 85; 89 y aquellos que resulten aplicables).
- Decreto Supremo N° 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas: (Artículos 62; 65; 166; 167; 174; 176; 239 y aquellos que resulten aplicables).
- Resolución Directoral N° 012-95-EM/DGE.- Que aprueba la Directiva N° 001-96-EM/DGE que regula la solución de reclamos de usuarios de servicio público de electricidad.

Cuando en la presente Directiva se empleen los términos "Ley", "Reglamento" y "Dirección" se estará haciendo referencia a la Ley de Concesiones Eléctricas, al Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas y a la Dirección General de Electricidad, respectivamente.

IV. NORMAS GENERALES PARA LA DEVOLUCION DE CONTRIBUCIONES REEMBOLSABLES

TITULO PRIMERO

1. DISPOSICIONES GENERALES

1.1. Contribuciones reembolsables.- De conformidad con lo establecido por el Artículo 83 de la Ley, 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.

1.2. Elección por el usuario de la modalidad de la contribución.- Para la dotación de nuevos suministros donde se requiera una extensión de la red de distribución primaria, el usuario tiene la facultad de elegir entre construir o financiar el proyecto de extensión.

Del mismo modo, para la construcción de redes secundarias y de alumbrado público, en nuevas habilitaciones urbanas, electrificación de zonas urbanas habitadas o de agrupaciones de viviendas ubicadas dentro de la zona de concesión, los interesados tienen la facultad de elegir entre construir o financiar estos proyectos.

En caso de requerirse extensiones de la red secundaria y/o ampliaciones de potencia contratada, el usuario efectuará el aporte por kW.

En ningún caso podrá materializarse más de una modalidad de aporte reembolsable. Habiendo ejecutado o financiado los usuarios redes nuevas o extensiones, no procederán aportes adicionales por kW ni estos podrán ser incluidos como parte de los respectivos presupuestos.

1.3. Modalidades o formas de reembolso de las contribuciones.- El Concesionario, debe ofrecer por lo menos dos modalidades de reembolso y las devoluciones podrán pactarse en acciones, bonos, energía, en efectivo, letras de cambio, pagarés o cualquier otra modalidad que las partes acuerden.

LCE

- 1.4. Recuperación real de la contribución reembolsable.- Las modalidades de reembolso de las contribuciones, respetarán en todos los casos el carácter financiero de las mismas, garantizando la recuperación real de la contribución, aplicándose a los reembolsos de los usuarios un interés compensatorio que será equivalente al promedio de los promedios ponderados de las tasas activas y pasivas vigentes en el sistema financiero al momento de su aplicación, publicada por la Superintendencia de Banca y Seguros.

Todo pago parcial estará sujeto al interés compensatorio en favor del aportante.

Quedan exceptuados por su naturaleza, la aplicación de intereses a las modalidades de reembolso mediante acciones o energía.

- 1.5. Reclamos.- Los reclamos que puedan presentar los interesados por la incorrecta aplicación de la presente Directiva, se formularán en primera instancia ante la empresa concesionaria, correspondiendo a la Dirección resolver en última instancia administrativa, siendo de aplicación los criterios establecidos en la Directiva N° 001-95-EM/DGE, aprobada por Resolución Directoral N° 012-95-EM/DGE, en lo que fuera pertinente.

TITULO SEGUNDO

2. MODALIDADES DE APORTE, DERECHOS Y OBLIGACIONES DE CONCESIONARIO Y USUARIO; OPORTUNIDAD DE DETERMINACION DE LA CONTRIBUCION; ELECCION DE MODALIDAD DE APORTE

- 2.1. Modalidad aporte por kW (inciso a) del Artículo 83 de la Ley).- Según esta modalidad, el solicitante financia el reforzamiento de las redes existentes y extensiones de la red de distribución secundaria, en proporción a la demanda máxima solicitada en base a un costo unitario por kW, fijado por el concesionario mediante un procedimiento técnico-económico, debidamente sustentado, de acuerdo a lo estipulado en el respectivo contrato de concesión, informando simultáneamente a la Dirección de su fijación.

2.1.1. Son obligaciones del concesionario de distribución:

- a) Fijar con anticipación el costo dinerario por kW para los suministros dentro del área de su concesión, de acuerdo al nivel de tensión que le corresponda. El concesionario deberá exhibir dichos costos unitarios en todas sus oficinas de atención al público, publicarlos conjuntamente con sus pliegos tarifarios y aplicarlos para elaborar los presupuestos de las respectivas solicitudes de los usuarios.
- b) Notificar al usuario el presupuesto respectivo, dentro de los 30 días calendario de presentada la solicitud. Cuando el presupuesto contemple la posibilidad de pago fraccionado, se especificará el monto de cada cuota, no estando sujeto a reajustes posteriores. El concesionario adjuntará a la notificación del presupuesto, información referente a modalidades, plazos y condiciones de devolución de la contribución.
- c) Otorgar el nuevo suministro o ampliar la potencia contratada del suministro existente en un plazo que no excederá de un año contado desde el pago total del presupuesto a que se hace referencia en el literal b) que antecede; y en caso de haberse pactado el pago con facilidades, el plazo se computa desde la fecha de pago de la primera cuota. Si en el plazo de un año contado desde la presentación de la solicitud, el concesionario no remite la notificación señalada en el literal b) que antecede, se considerará que ha incumplido con la obligación a que hace referencia el inciso a) del Artículo 34 de la Ley.

2.1.2. Es obligación del usuario:

Cancelar el monto del presupuesto elaborado por el concesionario a que se refiere el

numeral 2.1.1, de acuerdo al aporte dinerario por kW de potencia contratada y en las condiciones que hubiere convenido con el concesionario.

2.1.3. Oportunidad de determinación de la contribución reembolsable:

Se considerará determinado el importe de la contribución del usuario a su aceptación del presupuesto formulado por el concesionario. La aceptación del usuario deberá realizarse por escrito, o en todo caso, el pago parcial o total que efectúe será tomado como señal de aceptación.

2.2 Modalidad de construcción de obra de extensión por el solicitante (inciso b) del Artículo 83 de la Ley.- Según esta modalidad, la construcción de las obras de extensión de las instalaciones hasta el punto de entrega en media o alta tensión, es ejecutada por el solicitante, previa aprobación del proyecto por el concesionario. Tratándose de pequeñas extensiones de estas instalaciones, no será necesaria la presentación de proyecto; y el concesionario, al considerar procedente la solicitud, extenderá la respectiva autorización.

2.2.1. Obligaciones del concesionario de distribución:

- a) Notificar al usuario dentro de los 30 días calendario de presentada su solicitud, la autorización o aprobación de proyecto, según corresponda. En caso que el concesionario formule observaciones al proyecto, deberá hacerlo en un solo acto, otorgando el plazo de 10 días calendario para la respectiva subsanación

El solicitante considerará autorizada su solicitud, aprobado el proyecto o subsanadas las observaciones, si al término de los plazos mencionados no ha recibido comunicación al respecto de parte de la concesionaria.

Al documento de autorización o aprobación, el concesionario adjuntará la valorización de las citadas instalaciones en función a su Valor Nuevo de Reemplazo y la información referente a modalidades, plazos y condiciones de reembolso de la contribución.

- b) Supervisar el proyecto y las obras ejecutadas por el interesado.

- c) Recibir total o parcialmente la obra dentro de los 15 días siguientes de realizadas las pruebas eléctricas a satisfacción, de acuerdo a las etapas de ejecución y a las normas técnicas pertinentes.

Por tratarse de actividades que tienden a salvaguardar las instalaciones del concesionario, los costos que demande la aprobación y supervisión correrán por cuenta de la empresa y no serán de cargo del interesado.

2.2.2. Son obligaciones del Usuario:

- a) Presentar para la aprobación por el concesionario el proyecto de extensión de las instalaciones cuando corresponda, el cual deberá contener: Memoria descriptiva, metrado, presupuesto y etapas de ejecución del proyecto.
- b) Ejecutar bajo supervisión del concesionario, las referidas obras de extensión de las instalaciones, de conformidad con la autorización o el proyecto aprobado.

2.2.3. Oportunidad de determinación de la contribución reembolsable:

Será la fecha de autorización o aprobación del proyecto referida en el inciso a) del numeral 2.2.1. que antecede.

2.3 Modalidad de financiamiento por el solicitante (inciso c) del Artículo 89 de la Ley).- Según esta modalidad, la construcción de las obras de extensión de las instalaciones hasta el punto de

LCE

entrega en media o alta tensión, es financiada por el solicitante, al valor determinado por el concesionario en función del correspondiente Valor Nuevo de Reemplazo, quedando a cargo de este último la ejecución de las referidas obras.

2.3.1 Son obligaciones del Concesionario de Distribución:

- a) Fijar el aporte dinerario a ser financiado por el interesado para la ejecución de las obras de extensión de las instalaciones requeridas.

El concesionario notificará el presupuesto al usuario dentro de los treinta días calendario de presentada la solicitud, adjuntando información referente a modalidades, plazos y condiciones de reembolso de la contribución.

- b) Ejecutar por su cuenta y cargo las obras referidas en el inciso a) del presente numeral, en un plazo determinado y acordado con el usuario;

2.3.2. Es obligación del usuario:

Cancelar el aporte dinerario fijado por el concesionario en el plazo convenido con éste, para el financiamiento de las obras de extensión de las instalaciones, referido en el inciso a) del numeral 2.3.1 que antecede;

2.3.3. Oportunidad de determinación de la contribución reembolsable:

Se considerará determinado el importe de la contribución del usuario a su aceptación del presupuesto formulado por el concesionario. La aceptación del usuario deberá realizarse por escrito, o en todo caso, el pago parcial o total que efectúe será tomado como señal de aceptación.

2.4 Casos de habilitación urbana, electrificación de zonas urbanas habitadas o de agrupamiento de vivienda (Artículo 85 de la Ley).- En casos de nuevas habilitaciones urbanas, electrificación de zonas urbanas habitadas o de agrupaciones de viviendas ubicadas dentro de la zona de concesión, los interesados ejecutarán las instalaciones eléctricas referentes a la red secundaria y alumbrado público, conforme al proyecto previamente aprobado por el concesionario.

2.4.1 Son obligaciones del Concesionario de Distribución:

- a) Notificar la aprobación del proyecto dentro de los 30 días calendario de presentada la solicitud de aprobación, aplicándose en casos de observaciones, subsanaciones o falta de pronunciamiento del concesionario, los mismos criterios establecidos en los dos primeros párrafos del literal a) del numeral 2.2.1 de la presente Directiva.

En el documento de aprobación de proyecto, el concesionario consignará el Valor Nuevo de Reemplazo referencial con fórmula de reajuste utilizando los factores establecidos en el Artículo 154 del Reglamento. Asimismo, adjuntará información referencial vinculada a modalidades, plazos y demás condiciones de reembolso de la contribución.

- b) Supervisar el proyecto y las obras ejecutadas por el interesado. Por tratarse de actividades que tienden a salvaguardar las instalaciones del concesionario, los costos que demande la aprobación y supervisión correrán por cuenta de la empresa y no serán de cargo del interesado.
- c) Para efecto del reembolso, fijar en el momento de recibir las obras ejecutadas por el interesado el Valor Nuevo de Reemplazo de estas instalaciones, el mismo que no podrá diferir en más del 10% del Valor Nuevo de Reemplazo referencial reajustado a que se refiere el inciso a) precedente. El documento de recepción de obras en el que se fije el Valor Nuevo de Reemplazo, será notificado al usuario debiendo el concesionario adjuntar en esa oportunidad, la información definitiva vinculada a modalidades, plazos y demás condiciones de reembolso de la contribución.

LCE

- d) Terminadas las obras ejecutadas por los interesados, recibir dichas obras dentro de los quince (15) días calendario siguientes a la realización de las pruebas eléctricas a satisfacción, de acuerdo a las normas técnicas pertinentes.

2.4.2 Son obligaciones de los interesados:

- a) Presentar para la aprobación del concesionario el proyecto de las instalaciones pertinentes, que deberá incluir: Memoria descriptiva, metrado, presupuesto, etapas de ejecución del proyecto y monto estimado del Valor Nuevo de Reemplazo referencial previsto en el literal a) del numeral 2.4.1. que antecede.
- b) Ejecutar, bajo la supervisión del concesionario, las instalaciones referidas en el inciso a) del presente numeral.
- c) Entregar las obras al concesionario dentro del plazo establecido en el inciso d) del numeral 2.4.1.
- d) Acreditar ante el concesionario la representación de los usuarios involucrados.

2.4.3 Oportunidad de determinación de la contribución reembolsable:

Será en la fecha en que las instalaciones de distribución ejecutadas por los interesados sean recibidas por el concesionario.

En caso que el concesionario no cumpla con la recepción de obras, la oportunidad de determinación de la contribución reembolsable será a los quince (15) días calendario siguientes a la realización de las pruebas eléctricas a satisfacción.

TITULO TERCERO

3. MODALIDADES, ELECCION POR EL USUARIO Y ENTREGA DEL REEMBOLSO

3.1. Modalidades de reembolso.- Los concesionarios ofrecerán como mínimo dos modalidades de reembolso, teniendo la facultad de considerar entre ellas las siguientes:

- a) Acciones de la empresa concesionaria.- Para efectos de reembolso, la acción se valorizará de acuerdo a su cotización en bolsa al momento de ser entregada al usuario.
- b) Bonos.
- c) Energía.- Valorizada al precio promedio de la opción tarifaria al momento del primer reembolso.
- d) Efectivo.
- e) Pagarés o letras de cambio.
- f) Otra modalidad pactada entre concesionario y usuarios.

A efectos de garantizar la recuperación real de lo aportado, será de aplicación lo dispuesto en el numeral 1.4. de la presente Directiva.

La emisión de acciones y bonos, se registrará por la Ley General de Sociedades, Ley de Mercado de Valores y disposiciones complementarias.

3.2 Elección por el usuario de la modalidad de reembolso

- 3.2.1. El concesionario previamente a la implementación y notificación de las modalidades, plazos y demás condiciones de la devolución de las contribuciones, deberá publicar esta información y las posteriores modificaciones en el diario de mayor circulación de la

LCE

localidad donde se ubica la concesión. Igualmente, está obligado a exhibir dicha información en todas sus oficinas de atención al público.

Con una anticipación de 16 días calendario de la respectiva publicación, el concesionario deberá poner en conocimiento de la Dirección, la información a que se hace referencia en el párrafo que antecede.

3.2.2. El usuario deberá elegir la modalidad de reembolso, dentro del plazo máximo de treinta (30) días calendario siguientes de haberse determinado el importe de su contribución; es decir, según sea el caso, el plazo se computará desde las oportunidades a que hacen referencia los numerales 2.1.3, 2.2.3, 2.3.3 y 2.4.3 que anteceden.

3.2.3. En todos los casos, respecto a los aportes efectuados, le corresponderá al usuario elegir una de las modalidades de reembolso ofrecidas por el concesionario de acuerdo a la Ley y a la presente Directiva. La definición se efectuará según lo dispuesto por los numerales 1.3 y 3.1 que anteceden.

3.3. Entrega del reembolso

3.3.1. Dentro de los treinta días calendario siguientes a la determinación del importe de las contribuciones de los usuarios, deberá concretarse la modalidad y fecha de entrega del reembolso.

En el caso de nuevas habilitaciones urbanas, electrificación de zonas urbanas habitadas o de agrupamiento de viviendas, el Concesionario deberá efectuar el reembolso a cada usuario o a la persona a quien los usuarios le hayan conferido poder especial para tal efecto.

En los casos de contribuciones para obras de electrificación, efectuadas directamente al concesionario por entidades públicas o privadas en favor de usuarios, el reembolso será efectuado a dichas entidades. Tratándose de entidades estatales, serán éstas las titulares del reembolso o aquellos organismos que se designen para tal efecto.¹⁴⁰

3.3.2. Plazo para la entrega del reembolso.- Las contribuciones reembolsables a que se refiere el Título Segundo de la Presente Directiva, deberán ser íntegramente reembolsadas por los concesionarios dentro de los siguientes plazos:

- a) En el plazo máximo de un año cuando la contribución reembolsable por usuario fuera inferior a una UIT.
- b) En el plazo máximo de 2 años cuando la contribución reembolsable por usuario fluctúe entre 1 UIT y 3 UIT.
- c) En el plazo máximo de 5 años cuando la contribución reembolsable por usuario fuera mayor a 3 UIT.
- d) En el plazo máximo de 60 días calendario tratándose de acciones, bonos, letras de cambio, Pagarés u otros títulos de crédito, en cuyo caso el plazo de ejecución de estos no podrá ser mayor a los especificados en los incisos a), b) y c) que anteceden en función del monto aportado.

Los plazos para la entrega del reembolso se computarán:

¹⁴⁰ Último párrafo modificado por el artículo único de la Resolución Ministerial N° 411-96-EM/VME, publicado el 26.10.96. El texto anterior era el siguiente: ***“En los casos de donaciones para obras de electrificación, el reembolso será entregado al donante y tratándose de entidades estatales, serán éstas las titulares del reembolso o aquellos organismos que se designen para tal efecto”***

LCE

- Desde el momento en que el usuario cancela el aporte, tratándose de la modalidad de aporte por kW y financiamiento por el solicitante, a que se refieren los numerales 2.1 y 2.3 de la presente directiva.
- Desde el momento en que el concesionario reciba la obra o se ordene su recepción, tratándose de la modalidad de construcción de obras de extensión por el solicitante y en los casos de habilitación urbana, electrificación de zonas urbanas habitadas o de agrupamiento de viviendas a que se refieren los numerales 2.2. y 2.4. de la presente Directiva.

3.3.3. Gastos y Comisiones.- El concesionario, por ningún motivo, podrá cobrar gastos ni comisiones por concepto de reembolso de las contribuciones recibidas.

TITULO CUARTO

4. CASOS DE INCUMPLIMIENTO DEL CONCESIONARIO

4.1. Del plazo para la entrega del reembolso:

De no efectuarse la entrega del reembolso dentro del plazo que se hubiere concretado, el concesionario deberá abonar al usuario o a su representante, el reembolso, incluyendo interés compensatorio capitalizable y el recargo por mora establecidos en el Artículo 176 del Reglamento.

4.2. Del respeto a la modalidad elegida por el usuario:

En ningún caso el concesionario podrá efectuar el reembolso bajo una modalidad diferente a la elegida por el usuario. De presentarse esta situación, se hará acreedor a la respectiva sanción y deberá hacer la rectificación correspondiente conforme a lo que resulte más favorable al usuario. El concesionario abonará el reembolso respectivo, además del interés compensatorio y el recargo por mora a los que se hace referencia en el numeral 4.1.

TITULO QUINTO

5. SANCIONES

De conformidad con lo dispuesto en la Ley y su Reglamento, la Dirección impondrá multas por incumplimiento de las disposiciones establecidas en la presente Directiva, según los términos establecidos en la escala de multas y penalidades aprobada por el Ministerio de Energía y Minas.

DISPOSICION FINAL

Los acuerdos o convenios anteriores a la presente Directiva relacionados con reembolso de contribuciones, suscritos entre las empresas concesionarias y usuarios de Servicio Público de Electricidad, podrán continuar rigiéndose por éstos, salvo que ambas partes acuerden adaptarlos a la presente Directiva.

Ley N° 27435, - Ley de Promoción de Concesiones de centrales Hidroeléctricas - publicada con fecha 16 de marzo de 2001 en el Diario Oficial "El Peruano".

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

POR CUANTO:

GERENCIA ADJUNTA DE REGULACION TARIFARIA - OSINERGMIN - ASESORÍA LEGAL

La Comisión Permanente del Congreso de la República ha dado la Ley siguiente:

LA COMISIÓN PERMANENTE DEL CONGRESO DE LA REPÚBLICA ha dado la Ley siguiente:

LEY DE PROMOCIÓN DE CONCESIONES DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

Artículo 1° - Objeto de la Ley

Deróganse el literal j) del Artículo 25° y el tercer párrafo del Artículo 29° del Decreto Ley 25844, y la Disposición Complementaria Única de la Ley 27239, así como todas sus disposiciones complementarias, reglamentarias y ampliatorias.

Artículo 2° - Garantía para concesiones de generación:

2.1 La garantía para las solicitudes de generación temporal de generación no será mayor al equivalente del 1% (uno por ciento) del presupuesto del estudio hasta un tope de 25 (veinticinco) UIT, durante el período de concesión.

2.2 En el caso de concesiones definitivas de generación, el monto de la garantía será equivalente al 1% (uno por ciento) del presupuesto del proyecto con un tope de cincuenta (50) UIT; extendiéndose su vigencia hasta la suscripción del correspondiente contrato de concesión.

Artículo 3° - Disposiciones modificatorias

Modifícanse o deróganse en su caso, todas las disposiciones que se opongan a la presente Ley.

Comuníquese al señor Presidente de la República para su promulgación.

En Lima, a los dos días del mes de marzo de dos mil uno.

CARLOS FERRERO COSTA

Presidente a.i. del Congreso de la República

HENRY PEASE GARCÍA

Segundo Vicepresidente del Congreso

AL SEÑOR PRESIDENTE CONSTITUCIONAL DE LA REPÚBLICA

POR TANTO:

Mando se publique y se cumpla

Dado en la Casa de Gobierno, a los quince días del mes de marzo del año dos mil uno.

VALENTIN PANIAGUA CORAZAO

Presidente Constitucional de la República

CARLOS HERERRA DESCALZI

GERENCIA ADJUNTA DE REGULACION TARIFARIA - OSINERGMIN - ASESORÍA LEGAL

Ministro de Energía y Minas.

Precisan que el costo de elaboración de estudios para definir los componentes del Valor Agregado de Distribución será asumido por las empresas concesionarias de un determinado sector de distribución, publicada en el Diario "El Peruano" con fecha 05.05.2001

RESOLUCION DIRECTORAL N° 009-2001-EM/DGE

Lima, 02 de mayo de 2001

CONSIDERANDO:

Que, de conformidad con lo dispuesto por el Artículo 67° del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, los componentes del Valor Agregado de Distribución, 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 de Energía, la que elaborará los términos de referencia y supervisará el avance de los estudios;

Que, los resultados de los mencionados estudios permiten la regulación de las tarifas de distribución para todos los concesionarios del respectivo sector de distribución típico;

Que, en concordancia con lo señalado en el considerando que antecede, el costo que irrogue la elaboración del estudio antes referido, debe ser asumido por todas aquellas empresas concesionarias de distribución pertenecientes a un mismo sector de distribución típico;

Que, durante el proceso para determinar el Valor Agregado de Distribución (VAD) del año 1997, las empresas concesionarias de distribución de energía eléctrica, Luz del Sur S.A.A. (sector típico 1), Electrocentro S.A. (sector típico 2) y Electro Sur Este S.A.A. (sectores típicos 3 y 4), asumieron el íntegro de los montos que los estudios del costo del Valor Agregado de Distribución irrogaron; y, en razón de ello, es necesario precisar que las referidas empresas en el proceso de fijación del VAD del 2001 se encuentran exentas de contribuir con el pago para la elaboración de los estudios correspondientes a los sectores típicos donde se desarrollaron los estudios el año 1997);

Estando a lo dispuesto por el Artículo 239° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM, Decreto Ley N° 25692 – Ley Orgánica del Sector de Energía y Minas y el Decreto Legislativo N° 560 – Ley del Poder Ejecutivo;

SE RESUELVE:

Artículo Único.- Precísase que el costo que irrogue la elaboración de estudios de costos destinados a definir los componentes del Valor Agregado de Distribución, a que hace referencia el Artículo 67° del Decreto Ley 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, debe ser asumido en forma proporcional al número de usuarios finales al 31 de diciembre del año previo a la regulación tarifaria, por todas las empresas concesionarias de distribución que pertenezcan a un determinado sector de distribución típico.

Disposición Transitoria.- Exceptuar por esta única vez del cumplimiento de lo señalado en el Artículo Único a las empresas concesionarias de distribución de energía eléctrica Luz del Sur S.A.A. (sector típico 1), Electrocentro S.A. (sector típico 2) y Electro Sur Este S.A.A. (sectores típicos 3 y 4), por la razón señalada en el último considerando de la presente Resolución Directoral.

Regístrese, publíquese y comuníquese.

PEDRO LEÓN MARTÍNEZ
Director General
Dirección General de Electricidad

Establecen disposiciones para la aplicación del procedimiento de transición a que se refiere la Ley 26980, mediante la cual se modificaron diversos artículos de la Ley de Concesiones Eléctricas.- Decreto Supremo 025-2001-EM, publicado en el Diario "El Peruano" con fecha 30.05.2001

DECRETO SUPREMO N° 025-2001-EM

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

CONSIDERANDO:

Que, mediante Decreto Supremo N° 004-99-EM, publicado el 20 de marzo de 1999, en cumplimiento de la Segunda Disposición Transitoria de la Ley N° 26980, en su Artículo Segundo, se definió un procedimiento de transición para determinadas unidades de generación eléctrica del Sistema Interconectado Nacional (SINAC), señalando la metodología a seguir, a efectos de facilitar la aplicación en materia de remuneración de potencia;

Que, a efectos de evitar erradas interpretaciones, es conveniente aclarar que el concepto de centrales existentes, está referido a la potencia firme que tenían dichas centrales a la fecha en que se publicó la Ley N° 26980, es decir, que el procedimiento de transición excluye aquellas inversiones efectuadas con fecha posterior a la citada Ley, que representan un incremento o ampliación de potencia firme en las referidas centrales, atendiendo a que las inversiones efectuadas durante la vigencia de la nueva norma, deben sujetarse al procedimiento común establecido en ella; interpretar lo contrario, implicaría injustificadamente una nueva inversión realizada en un lugar no explotado frente a una nueva inversión realizada en una central existente;

Que, habiéndose producido un incremento de la oferta de generación en el SINAC, es conveniente reducir el incentivo a la contratación con el mercado regulado para efectos de determinar la Acreencia y la Cuenta de Ajuste a que se refiere el mencionado procedimiento de transición, considerando criterios de equidad para todas las unidades acreedoras de dicha cuenta;

Que, de acuerdo a la experiencia alcanzada den la aplicación del procedimiento de transición, no es necesario establecer procedimientos complementarios para la aplicación del procedimiento de transición a que se refiere la Segunda Disposición Transitoria de la Ley N° 26980 en virtud del Artículo Segundo del Decreto Supremo N° 004-99-EM;

De conformidad con lo dispuesto por el Decreto Legislativo N° 560, Ley del Poder Ejecutivo y el inciso 8) del Artículo 118° de la Constitución Política del Perú;

DECRETA:

Artículo 1°.- El procedimiento de transición previsto en la Segunda Disposición Transitoria de la Ley N° 26980, es aplicable a aquellas Centrales que a la fecha de publicación de la citada Ley, se encontraban interconectadas y operando en un COES, entendiéndose que las nuevas inversiones que signifiquen incremento o ampliación de potencia firme de dichas centrales, se sujetan a las mismas condiciones aplicables a las nuevas centrales que entraron en operación con posterioridad a la fecha mencionada.

Aprobar la Directiva N° 001-96-EM/DGE, sobre contribuciones reembolsables y devolución, la cual forma parte integrante de la presente Resolución Ministerial.

Artículo 2°.- El procedimiento de transición a que se refiere la Segunda Disposición Transitoria de la Ley N° 26980, para el periodo comprendido del 1 de junio de 2001 al 30 de abril de 2003, consta de las siguientes partes:

- a) Se determina el Ingreso Anterior de cada unidad generadora de la siguiente forma:
 - I) Se determina la potencia firme de las unidades generadoras con el procedimiento que se encontraba vigente a la fecha de publicación del decreto Supremo N° 004-99-EM.
 - II) Se procede a valorizar la potencia firme obtenida en el numeral anterior, según el procedimiento de Determinación de los Ingresos Garantizados por Potencia Firme, de acuerdo a lo dispuesto en el Artículo 112° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas. Para este caso, se considera que la Potencia Firme remunerable de cada unidad generadora es igual a su Potencia Firme. Al valor resultante se le denominará Ingreso Anterior.
- b) Se determina el Ingreso Nuevo de cada unidad generadora de la siguiente forma:
 - I) Se determina la potencia firme de las unidades generadoras con el procedimiento establecido en el Artículo 110° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas;
 - II) Se procede a valorizar la potencia firme obtenida en el numeral anterior, según lo dispuesto en el Artículo 112° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas. Al valor resultante se le denominará Ingreso Nuevo.
- c) Los montos mensuales de Ajuste Transitorio serán determinados según el siguiente procedimiento:
 - I) Para cada unidad generadora se determina el Efecto Bruto como la diferencia de Ingreso Nuevo menos su Ingreso Anterior. Las unidades cuyo efecto bruto sea positivo se denominarán Aportantes y en las que sea negativo se denominarán Acreedores.
 - II) Las unidades cuyo Efecto Bruto sea positivo y supere el 2% del Ingreso Anterior estarán sujetas al procedimiento de transición y aportarán a la "Cuenta de Ajuste" como máximo la diferencia entre su Ingreso Nuevo menos el 102% de su Ingreso Anterior. Los Aportes de las unidades Aportantes, preliminarmente serán denominados valores máximos.
 - III) Las unidades cuyo Efecto Bruto sea negativo e inferior a -2% del ingreso Anterior estarán sujetas al procedimiento de transición y serán acreedoras de la "Cuenta de Ajuste" hasta un máximo igual a la diferencia entre su Ingreso Nuevo menos el 98% de su Ingreso Anterior, siempre que tengan contratos con el mercado regulado por un mínimo del 5% de su potencia firme. Las Acreencias de las unidades Acreedoras, preliminarmente serán denominadas valores máximos.
 - IV) En caso que las Acreencias a que se refiere el numeral III) que antecede, sean inferiores a los Aportes definidos en el numeral II) que antecede, se elevará el límite de retención del 2% para los Aportantes hasta que el nuevo Aporte Total iguale al total de las Acreencias.
 - V) El factor de reparto de la "Cuenta de Ajuste" para las unidades Acreedoras, será igual a la suma del valor absoluto de su acreencia más el producto de su potencia contratada con el mercado regulado, por el precio básico de la potencia en el mes de evaluación. La potencia contratada con el mercado regulado de una empresa será asignada entre sus unidades generadoras en proporción a su potencia firme. El factor de reparto total de la "Cuenta de Ajuste" es igual a la suma de los factores de reparto de todas las unidades acreedoras.
 - VI) El Ajuste Transitorio para las unidades generadoras Aportantes, será igual al negativo del monto aportado a la "Cuenta de Ajuste". El total del monto aportado por las unidades Aportantes será el monto total disponible en la cuenta de ajuste.
 - VII) El Ajuste Transitorio para las unidades generadoras Acreedoras, será igual al producto del monto total disponible en la "Cuenta de Ajuste" por el factor de reparto de la unidad y dividido entre el factor de reparto total de la "Cuenta de Ajuste".

LCE

En la aplicación del Ajuste Transitorio para las unidades Acreedoras, se debe tener en cuenta lo siguiente:

- Los valores máximos resultantes del Ajuste Transitorio para las unidades Acreedoras corresponderán a los valores absolutos de los valores máximos definidos en el numeral III).
- Si a consecuencia de lo anterior,, existiera remanente se repartirá entre las unidades Acreedoras que no hayan alcanzado aún sus valores máximos. Dicha repartición se realizará en forma proporcional a sus valores máximos resultantes del Ajuste Transitorio, hasta que el remanente sea nulo.

VIII) Al valor de la Transferencia de Potencia obtenida en el Artículo 109° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, se agregará el monto resultante del Ajuste Transitorio.

- d) Para efecto de la aplicación del presente artículo, el factor por Incentivo al despacho será igual a cero.

Artículo 3°.- Deróguese el Artículo Segundo del Decreto Supremo N° 004-99-EM.

Artículo 4°.- El presente Decreto Supremo se aplicará a partir del 1 de junio de 2001.

Artículo 5°.- El presente Decreto Supremo será refrendado por el Ministro de Energía y Minas.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los veintinueve días del mes de mayo del año dos mil uno.

VALENTIN PANIAGUA CORAZAO
Presidente Constitucional de la República

CARLOS HERRERA DESCALZI
Ministro de Energía y Minas
