

Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica

LEY N° 28832

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

POR CUANTO:

El Congreso de la República

Ha dado la Ley siguiente:

EL CONGRESO DE LA REPÚBLICA;

Ha dado la Ley siguiente:

LEY PARA ASEGURAR EL DESARROLLO EFICIENTE DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA

Capítulo Primero

Disposiciones Generales

Artículo 1.- Definiciones

Para efectos de la presente Ley, todas las expresiones que contengan palabras, ya sea en plural o singular, y que empiezan con mayúscula, tienen los significados que se indican a continuación y son aplicables a los artículos del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (LCE):

1. Agentes.- Denominación genérica dada al conjunto de Generadores, Transmisores, Distribuidores y Usuarios Libres.

2. Base Tarifaria.- Monto anual a reconocer por las instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión que se utilizará para el cálculo de las tarifas y compensaciones de transmisión.

3. Capacidad.- Se considerará como sinónimo de potencia.

4. COES.- El Comité de Operación Económica del Sistema.

5. Cogeneración.- Proceso de producción combinada de energía eléctrica y energía térmica, que hace parte integrante de una actividad productiva, en el cual la energía eléctrica está destinada al consumo propio o de terceros.

6. Precio en Barra de Sistemas Aislados.- Costo medio de generación y transmisión correspondientes a la inversión, operación y mantenimiento del conjunto de Sistemas Aislados de una empresa, en condiciones de eficiencia.

7. Costos de Explotación.- Son los costos de operación, mantenimiento, renovación y reposición necesarios para mantener la vida útil y la calidad de servicio de las instalaciones durante el nuevo periodo de concesión.

8. Demanda.- Demanda de potencia y/o energía eléctrica.

9. Distribuidor.- Titular de una concesión de distribución.

10. Generador.- Titular de una concesión o autorización de generación. En la generación se incluye la cogeneración y la generación distribuida.

11. Generación Distribuida.- Instalación de Generación con capacidad no mayor a la señalada en el reglamento, conectada directamente a las redes de un concesionario de distribución eléctrica.

12. Grandes Usuarios.- Usuarios Libres con una potencia contratada igual o superior a 10MW, o agrupaciones de Usuarios Libres cuya potencia contratada total sume por lo menos 10MW.

13. Interconexión Regional.- Sistema de transmisión eléctrica destinada a intercambios de electricidad entre Agentes de países vecinos.

14. Ley de Concesiones Eléctricas (LCE).- Decreto Ley N° 25844, promulgado el 6 de noviembre de 1992, y sus modificatorias.

15. Licitación.- Proceso de concurso público para el suministro de electricidad en condiciones de competencia, que posibilitará la suscripción de contratos con las características que se señalan en el artículo 8 de la presente Ley.

16. Mercado de Corto Plazo.- Mercado en el cual se realizan las Transferencias de potencia y energía, determinadas por el COES.

17. Ministerio.- Ministerio de Energía y Minas.

18. NTCSE.- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

19. OSINERG.- Organismo Supervisor de la Inversión en Energía.

20. Peaje de Transmisión.- Es la diferencia entre la compensación que remunera la parte de la Base Tarifaria asignada a los Usuarios y el Ingreso Tarifario. Se calcula para cada instalación.

21. Plan de Transmisión.- Estudio periódico, aprobado por el Ministerio, que identifica, mediante un análisis centralizado, los requerimientos de equipamiento de transmisión necesarios para mantener o mejorar la calidad, fiabilidad, seguridad o economía del sistema para un horizonte no mayor de diez (10) años. Este estudio tiene como producto un plan recomendado de obras de transmisión que considere los diversos escenarios de la expansión de la generación y de crecimiento de la demanda futura, el cronograma de ejecución y la asignación de las compensaciones para su remuneración.

22. Precio Básico de la Potencia de Punta.- Tiene el significado a que se refiere el artículo 47 de la LCE.

23. Precio de la Potencia de Punta en Barra.- Tiene el significado a que se refiere el artículo 47 de la LCE.

24. Precios Firmes.- Corresponden a los precios de la energía y potencia que resulten de los procesos de Licitación y que no están sujetos a fijación administrativa por el regulador.

25. Precios a Nivel Generación.- Corresponden a los precios de generación transferibles a los Usuarios Regulados, los cuales no incluyen los costos de transmisión a ser pagados por dichos usuarios.

26. Refuerzos.- Son las instalaciones realizadas por un concesionario sobre redes y subestaciones en operación, destinadas a mejorar el sistema de transmisión y la calidad del servicio para alcanzar y preservar los estándares de calidad establecidos en las normas aplicables, así como aquellas necesarias para permitir el libre acceso a las redes y las interconexiones. No constituyen Refuerzos aquellas instalaciones que se carguen contablemente como gasto de acuerdo a las normas aplicables o que superen el monto definido en el Reglamento.

27. Reglamento.- Reglamentos de la presente Ley, de la Ley de Concesiones Eléctricas, de Licitaciones y/o de Transmisión.

28. SEIN.- Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

29. Sistema Complementario de Transmisión.- Conjunto de activos o instalaciones de transmisión que no conforman el Sistema Garantizado de Transmisión.

30. Sistema Garantizado de Transmisión.- Conjunto de activos o instalaciones de transmisión que se construyen como resultado del Plan de Transmisión.

31. Servicios Complementarios.- Servicios necesarios para asegurar el transporte de la electricidad desde la generación hasta la demanda en condiciones de calidad y fiabilidad.

32. Sistema Aislado.- Sistema eléctrico no conectado eléctricamente al SEIN. No incluye sistemas operados por empresas municipales.

33. TIE.- Transacciones Internacionales de Electricidad.

34. Transferencia.- Diferencia entre la cantidad inyectada por un Agente y la cantidad retirada por éste, según corresponda. La Transferencia puede ser de potencia y/o de energía.

35. Transmisor.- Titular de una concesión de transmisión eléctrica.

36. Usuarios.- Consumidores finales de electricidad localizados en el Perú.

37. Usuarios Libres.- Usuarios no sujetos a regulación de precios por la energía o potencia que consumen.

38. Usuarios Regulados.- Usuarios sujetos a regulación de precios por la energía o potencia que consumen.

Artículo 2.- Objeto de la Ley

La presente Ley tiene por objeto perfeccionar las reglas establecidas en la Ley de Concesiones Eléctricas con la finalidad de:

a) Asegurar la suficiencia de generación eficiente que reduzca la exposición del sistema eléctrico peruano a la volatilidad de precios y a los riesgos de racionamiento prolongado por falta de energía; asegurando al consumidor final una tarifa eléctrica más competitiva;

b) Reducir la intervención administrativa para la determinación de los precios de generación mediante soluciones de mercado;

c) Adoptar las medidas necesarias para propiciar la efectiva competencia en el mercado de generación; y,

d) Introducir un mecanismo de compensación entre el SEIN y los Sistemas Aislados para que los Precios en Barra de estos últimos incorporen los beneficios del gas natural y reduzcan su exposición a la volatilidad del mercado de combustibles.

Es de interés público y responsabilidad del Estado asegurar el abastecimiento oportuno y eficiente del suministro eléctrico para el Servicio Público de Electricidad.

Capítulo Segundo

Contratos, Licitaciones e incentivos para el abastecimiento oportuno de energía eléctrica

Artículo 3.- De los contratos

3.1 Ningún generador podrá contratar con Usuarios Libres y Distribuidores más potencia y energía firme que las propias y las que tenga contratadas con terceros.

3.2 Las ventas de electricidad de Generador a Distribuidor, destinadas al Servicio Público de Electricidad, se efectúan mediante:

a) Contratos sin Licitación, cuyos precios no podrán ser superiores a los Precios en Barra a que se refiere el artículo 47 de la Ley de Concesiones Eléctricas;

b) Contratos resultantes de Licitaciones.

Artículo 4.- La Licitación como medida preventiva para el abastecimiento oportuno de energía eléctrica

4.1 El abastecimiento oportuno y eficiente de energía eléctrica para el mercado regulado se asegurará mediante Licitaciones que resulten en contratos de suministro de electricidad de largo plazo con Precios Firmes que serán trasladados a los Usuarios Regulados. El proceso de Licitación será llevado a cabo con la anticipación necesaria para facilitar y promover el desarrollo de nuevas inversiones en generación, aprovechar las economías de escala, promover la competencia por el mercado y asegurar el abastecimiento del mercado regulado.

4.2 Las Licitaciones convocadas por los Distribuidores podrán incluir como parte de la demanda a ser licitada aquella que corresponda a sus Usuarios Libres, según lo establece el Reglamento.

4.3 El Distribuidor que requiera iniciar un proceso de Licitación en cumplimiento de lo indicado en el artículo 5, deberá hacer pública su expresión de interés y estará obligado a incorporar en su proceso de Licitación a otros Distribuidores que deseen participar en dicha Licitación, conforme a lo establecido en el Reglamento.

4.4 Es facultad de cada Distribuidor establecer sus requerimientos y modalidades de compra de potencia y energía, así como los plazos contractuales a licitar. Los contratos con plazos inferiores a cinco (5) años no podrán cubrir requerimientos mayores al veinticinco por ciento (25%) de la demanda total de los Usuarios Regulados del Distribuidor.

4.5 Será facultad de las agrupaciones o consorcios de Usuarios Libres el convocar Licitaciones para la atención de sus demandas actuales y futuras.

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.

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.

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:

- 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.- 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 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 subordinación jerárquica. En el desempeño de sus funciones deberán actuar de manera independiente, imparcial y técnica.

17.2 El Directorio está integrado por cinco (5) miembros, por un periodo de cinco (5) años, cuatro (4) en representación de cada uno de los subcomités establecidos en el numeral 16.2 del artículo 16 de la presente Ley y uno designado por la Asamblea, quien lo presidirá.

17.3 El Presidente y los miembros del Directorio deberán tener un mínimo de diez (10) años de experiencia profesional en el sector eléctrico. Mientras ejerzan su cargo, están prohibidos de desempeñar actividades para la Administración Pública bajo cualquier modalidad; así como poseer vínculos laborales, comerciales o financieros con los Agentes, sus empresas vinculadas, o con los accionistas mayoritarios de las mismas. La única excepción a las restricciones señaladas es la actividad docente. Una vez que cesen en el ejercicio del cargo estarán sujetos a las mismas prohibiciones por el lapso de un (1) año, periodo durante el cual percibirán la misma remuneración del periodo en ejercicio, salvo que hayan cometido falta grave.

17.4 Los miembros del Directorio sólo pueden ser removidos por la Asamblea en caso de incapacidad o falta grave, debidamente comprobada y fundamentada.

17.5 El Directorio debe informar periódicamente a los Agentes, al Ministerio y al OSINERG los hechos, actos, acuerdos y decisiones de importancia que puedan afectar la operación del sistema, del Mercado de Corto Plazo y/o de la Planificación de la Transmisión. Dicha información debe ser publicada en el portal de Internet del COES junto con la respectiva documentación de sustento.

Artículo 18.- La Dirección Ejecutiva del COES

18.1 La Dirección Ejecutiva está constituida por la Dirección de Operaciones y la Dirección de Planificación de Transmisión, cuyas funciones son las que establece el Reglamento.

18.2 El Director Ejecutivo es seleccionado por el Directorio. Sólo podrá ser removido por éste en caso de incapacidad o falta grave, debidamente comprobada y fundamentada, con el voto de al menos cuatro (4) Directores.

Artículo 19.- Presupuesto del COES y aportes de los Agentes

19.1 El presupuesto del COES será cubierto por aportes de los Agentes, los cuales se determinarán en proporción a los montos registrados en el ejercicio anterior, de:

a) Las inyecciones de potencia y energía de los Generadores, valorizadas al Precio Básico de la Potencia de Punta y a Costo Marginal de Corto Plazo, respectivamente;

b) Los ingresos totales derivados de la prestación del servicio de transmisión de los Transmisores;

c) Los retiros de potencia y energía de los Distribuidores y Usuarios Libres, valorizadas al Precio Básico de la Potencia de Punta y a Costo Marginal de Corto Plazo, respectivamente.

19.2 El presupuesto no podrá ser superior a la suma del 0,75% de cada uno de los montos mencionados.

Capítulo Quinto

Adecuación del marco legal de la transmisión

Artículo 20.- Sistema de Transmisión del SEIN

20.1 El Sistema de Transmisión del SEIN está integrado por instalaciones:

- a) Del Sistema Garantizado de Transmisión.
- b) Del Sistema Complementario de Transmisión.
- c) Del Sistema Principal de Transmisión.
- d) Del Sistema Secundario de Transmisión.

20.2 Las instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión y del Sistema Complementario de Transmisión son aquellas cuya puesta en operación comercial se produce en fecha posterior a la promulgación de la presente Ley, conforme se establece en los artículos siguientes.

20.3 Las instalaciones del Sistema Principal de Transmisión y del Sistema Secundario de Transmisión son aquellas instalaciones calificadas como tales al amparo de la LCE y cuya puesta en operación comercial se ha producido antes de la promulgación de la presente Ley.

Artículo 21.- Plan de Transmisión

21.1 El desarrollo del Sistema Garantizado de Transmisión se realiza conforme al Plan de Transmisión, el cual se actualizará y publicará cada dos (2) años.

21.2 El Ministerio aprueba el Plan de Transmisión, con la opinión previa de OSINERG. Para la opinión favorable, el OSINERG deberá verificar que el estudio del COES haya cumplido con las políticas y criterios establecidos por el Ministerio. El Plan de Transmisión tiene carácter vinculante para las decisiones de inversión que se adopten durante su vigencia.

21.3 El proceso para la elaboración y aprobación del Plan de Transmisión debe cumplir con las políticas de transparencia de información, audiencias públicas y mecanismos de participación de los Agentes del sistema, organizaciones representativas de usuarios y demás interesados, según lo establece el Reglamento.

Artículo 22.- Instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión

22.1 El Sistema Garantizado de Transmisión está conformado por las instalaciones del Plan de Transmisión cuya concesión y construcción sean resultado de un proceso de licitación pública.

22.2 Para las instalaciones comprendidas en el Sistema Garantizado de Transmisión se tendrá en cuenta lo siguiente:

a) El plazo máximo de concesión tendrá una duración de treinta (30) años de operación comercial, más el tiempo necesario para su construcción;

b) El Ministerio 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.

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 a), h) e i), 48, 49, 51, 52, 55, 60, 61, 62, 63, 69, 74, 85, 101 inciso c) y las Definiciones 5, 6 y 12 del Anexo, de la Ley de Concesiones Eléctricas; debiendo los artículos citados quedar redactados de la siguiente manera:

“Artículo 2.- Constituyen Servicios Públicos de Electricidad:

a) El suministro regular de energía eléctrica para uso colectivo o destinado al uso colectivo, hasta los límites de potencia fijados por el Reglamento; y,

b) La transmisión y distribución de electricidad.

El Servicio Público de Electricidad es de utilidad pública.

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

a) La generación de energía eléctrica que utilice recursos hidráulicos y geotérmicos, cuando la potencia instalada sea superior a 20 MW;

b) La transmisión de energía eléctrica, cuando las instalaciones afecten bienes del Estado y/o requieran la imposición de servidumbre por parte de éste;

c) La distribución de energía eléctrica con carácter de Servicio Público de Electricidad, cuando la demanda supere los 500 KW.

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

a) Suministrar electricidad a quien lo solicite dentro de su zona de concesión o a aquellos que lleguen a dicha zona con sus propias líneas, en un plazo no mayor de un (1) año y que tengan carácter de Servicio Público de Electricidad;

b) Tener contratos vigentes con empresas generadoras que le garanticen su requerimiento total de potencia y energía por los siguientes veinticuatro (24) meses como mínimo;

c) Garantizar la calidad del servicio que fije su contrato de Concesión y las normas aplicables;

d) Permitir la utilización de todos sus sistemas y redes por parte de terceros para el transporte de electricidad, excepto cuando tenga por objeto el suministro de electricidad a usuarios del Servicio Público de Electricidad dentro de su área de concesión. OSINERG establecerá la remuneración correspondiente según lo que señala el Reglamento.

Artículo 43.- Estarán sujetos a regulación de precios:

a) La transferencia de potencia y energía entre generadores, los que serán determinados por el COES, de acuerdo a lo establecido en el artículo 14 de la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica. Esta regulación no regirá en el caso de contratos entre generadores por la parte que supere la potencia y energía firme del comprador.

b) Los retiros de potencia y energía en el COES que efectúen los Distribuidores y Usuarios Libres, los mismos que serán determinados de acuerdo a lo establecido en el artículo 14 de la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.

c) Las tarifas y compensaciones de Sistemas de Transmisión y Distribución.

d) Las ventas de energía de Generadores a concesionarios de distribución destinadas al Servicio Público de Electricidad; excepto, cuando se hayan efectuado Licitaciones destinadas a atender dicho Servicio, conforme a la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.

e) Las ventas a usuarios de Servicio Público de Electricidad.

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

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

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

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

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

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

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

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

El Ingreso Tarifario se determina como la suma de:

a) Ingreso Tarifario Nacional, calculado en función a la potencia y energía entregadas y retiradas en barras, valorizadas a sus respectivos Precios en Barra, sin incluir el respectivo peaje;

b) Ingreso Tarifario de los Enlaces Internacionales, calculado según el Reglamento de Importación y Exportación de Electricidad.

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

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

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

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

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

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

a. Si se trata de instalaciones para entregar electricidad desde una central de generación hasta el Sistema Principal de Transmisión existente son remuneradas íntegramente por los correspondientes generadores;

b. Si se trata de instalaciones que transfieren electricidad desde una barra del Sistema Principal de Transmisión hacia un Distribuidor o consumidor final son remuneradas íntegramente por la demanda correspondiente;

c. Los casos excepcionales que se presenten en el Sistema Secundario de Transmisión que no se ajusten a las reglas anteriores serán resueltos por OSINERG conforme se señala en el Reglamento.

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

a) Los Precios a Nivel Generación;

b) Los peajes unitarios de los sistemas de transmisión correspondientes; y,

c) El Valor Agregado de Distribución.

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

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

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

Artículo 85.- En el caso de solicitantes pertenecientes a zonas habitadas que cuentan con habilitación urbana y que tengan un índice de ocupación predial -habitabilidad- mayor a cuarenta por ciento (40%), corresponde al concesionario efectuar, a su costo, todas las obras de electrificación definitiva de dicha zona, incluyendo las redes secundarias de servicio particular y alumbrado público.

En el caso de zonas habitadas que no cuenten con la habilitación urbana correspondiente así como, en el caso de aquellas que tengan habilitación urbana aprobada pero que no cuenten con un índice de ocupación predial mayor a cuarenta por ciento (40%), los solicitantes, previa opinión favorable de la autoridad municipal provincial respectiva, podrán requerir al concesionario la instalación de suministros provisionales de venta en bloque en baja tensión. En estos casos, los solicitantes podrán aportar con contribuciones reembolsables de acuerdo al artículo 83 de la presente Ley, para la electrificación definitiva de la zona, correspondiendo efectuar la devolución de las contribuciones reembolsables a partir de la fecha en que el índice de ocupación predial sea mayor a cuarenta por ciento (40%).

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

(...)

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

(...)

ANEXO DE LA LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS

DEFINICIONES

(...)

5. **COSTO MARGINAL DE CORTO PLAZO:** Costo de producir una unidad adicional de electricidad en cualquier barra del sistema de generación-transporte. Éste varía por barra o nodo.

6. **ENERGÍA FIRME:** Es la máxima producción esperada de energía eléctrica, determinada para una probabilidad de excedencia de noventa y cinco por ciento (95%) para las unidades de generación hidroeléctrica y de indisponibilidad, programada y fortuita, para las unidades de generación térmica.

(...)

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

DISPOSICIÓN COMPLEMENTARIA DEROGATORIA

ÚNICA.- Derogatorias

Deróganse los artículos 39, 40 y 41 de la LCE; así como, aquellas normas modificatorias y complementarias que se opongan a lo dispuesto en la presente Ley.

Comuníquese al señor Presidente de la República para su promulgación.

En Lima, a los diez días del mes de julio de dos mil seis.

MARCIAL AYAIPOMA ALVARADO
Presidente del Congreso de la República

FAUSTO ALVARADO DODERO
Primer Vicepresidente del Congreso de la República

AL SEÑOR PRESIDENTE CONSTITUCIONAL DE LA REPÚBLICA

POR TANTO:

Mando se publique y cumpla.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los veintiún días del mes de julio del año dos mil seis.

ALEJANDRO TOLEDO
Presidente Constitucional de la República

PEDRO PABLO KUCZYNSKI GODARD
Presidente del Consejo de Ministros