

Decreto Supremo que modifica el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, Reglamento de Transmisión, y el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad

**DECRETO SUPREMO
N° 018-2016-EM**

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

CONSIDERANDO:

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

Que, mediante el Decreto Supremo N° 009-93-EM, se aprobó el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, con la finalidad de aplicar los procedimientos establecidos en la referida Ley;

Que, mediante el Decreto Legislativo N° 1221, se modificaron diversos artículos de la Ley de Concesiones Eléctricas con el objetivo de garantizar la ampliación efectiva de la frontera eléctrica en el ámbito nacional, y el suministro de energía eléctrica con estándares de calidad, seguridad, manteniendo la sostenibilidad del mercado eléctrico;

Que, la Primera Disposición Complementaria Final del Decreto Legislativo N° 1221, establece que el Ministerio de Energía y Minas emitirá las disposiciones reglamentarias correspondientes, por lo que resulta necesario la adecuación del Reglamento a fin de dar cumplimiento a la referida disposición;

Que, asimismo, con la finalidad de perfeccionar y concordar el marco normativo en materia de electricidad, resulta necesario la adecuación del Reglamento de Transmisión de la Ley N° 28832, aprobado por el Decreto Supremo N° 027-2007-EM; y del Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad, aprobado por el Decreto Supremo N° 022-2009-EM;

De conformidad con las atribuciones previstas en el numeral 8) del artículo 118 de la Constitución Política del Perú, el numeral 3 del artículo 11 de la Ley N° 29158 – Ley Orgánica del Poder Ejecutivo, el Decreto Ley N° 25844 - Ley de Concesiones Eléctricas, el Decreto Legislativo N° 1221 y la Ley N° 28832;

DECRETA:

Artículo 1.- Modificación de artículos del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas

Modifíquese los artículos 1, 7, 8, 29, 30, 31, 34, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 50, 52, 53, 55, 60, 61, 66, 67, 69, 73, 139, 145, 146, 147, 149, 163, 166, 168, 175, 182, 194, 222, 224, 228 y 229 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009 -93-EM, según el siguiente texto:

“USO DE TÉRMINOS

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

“REGISTRO DE CONCESIONES Y AUTORIZACIONES ELÉCTRICAS

Artículo 7.- El Registro Único de Concesiones Eléctricas a nivel nacional, al que hace referencia el artículo 6 de la Ley, es de carácter administrativo y tiene por objeto, entre otros, evitar superposiciones de

concesiones definitivas y autorizaciones eléctricas, así como advertir la concurrencia entre solicitudes admitidas a trámite; para tal efecto, los administrados deberán presentar las coordenadas UTM (WGS84) en medio digital o ingresarlas en el sistema que establezca la DGE. Dicho registro será administrado por la DGE y por los GOREs en el marco de sus competencias, las que están obligadas a revisarlo previamente a la emisión de cualquier acto administrativo que se vincule a su objetivo.

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

"INFORMACIÓN DE LOS TITULARES DE ACTIVIDADES ELÉCTRICAS"

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

"CONCESIONES Y AUTORIZACIONES"

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

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

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

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

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

"REQUISITOS DE LA CONCESIÓN TEMPORAL"

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

a) Identificación y domicilio legal del peticionario. Si es persona jurídica, deberá estar constituida con arreglo a las leyes peruanas y presentar la Escritura Pública de Constitución Social y el Poder de su representante legal, vigentes y debidamente inscritos en los Registros Públicos;

b) Copia de la autorización para la realización de estudios de aprovechamiento hídrico o su equivalente, cuando corresponda, que deberá permanecer vigente durante el periodo de vigencia de la Concesión Temporal;

c) Memoria Descriptiva y plano general del anteproyecto, que incluyan las coordenadas UTM (WGS84) de los vértices del área donde se llevarán a cabo los estudios;

d) Cronograma de Ejecución de Estudios, de acuerdo a la norma aprobada por la DGE que define los requisitos de un Estudio de Factibilidad;

e) Presupuesto detallado de los Estudios, concordado con el literal anterior;

f) Requerimiento específico de servidumbres temporales sobre bienes de terceros;

g) Garantía vigente durante el plazo de concesión solicitado, más un periodo adicional mínimo de un (01) mes, por un monto equivalente al 10% del presupuesto total de los estudios, incluyendo impuestos.

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

"PROCEDIMIENTO PARA CONCESIONES TEMPORALES"

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

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

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

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

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

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

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

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

"REQUISITOS PARA EL OTORGAMIENTO DE UNA CONCESIÓN DEFINITIVA"

Artículo 37.- La solicitud de concesión definitiva será presentada observando lo establecido en el artículo 25 de

la Ley. Asimismo, para el caso de utilización de recursos hídricos, la solicitud deberá considerar las condiciones señaladas en el artículo 37-C del presente Reglamento.

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

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

El requisito de admisibilidad referido en el literal d) del artículo 25 de la Ley se tendrá por cumplido con la presentación de un Calendario de Ejecución de Obras que contenga el detalle de los hitos del proyecto, salvo en los casos que estén contemplados en el artículo 37-D del presente Reglamento.

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

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

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

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

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

"PLAZO PARA EVALUAR LA SOLICITUD – REQUISITOS DE ADMISIBILIDAD"

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

"OBSERVACIÓN A LA SOLICITUD"

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

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

"INADMISIBILIDAD DE LA SOLICITUD"

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

Asimismo, la DGE o el GORE otorgarán un plazo de diez (10) días hábiles para que el peticionario subsane las observaciones a la nueva información presentada,

bajo apercibimiento de declarar inadmisibile la solicitud y devolver la garantía presentada."

"ADMISIÓN DE LA SOLICITUD – PUBLICACIONES"

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

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

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

"EVALUACIÓN DE LAS SOLICITUDES CONCURRENTES"

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

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

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

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

a) Notificar al peticionario de la concesión y a los demás peticionarios sobre la existencia de la concurrencia, dentro de los siguientes cinco (05) días hábiles; y,

b) Determinar las solicitudes concurrentes válidas para su admisión, conforme con lo establecido en los artículos 37 a 41 del Reglamento, con excepción de la publicación a que se refiere el citado artículo 41."

"SELECCIÓN DE MEJOR ALTERNATIVA"

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

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

"FORMULACIÓN DE OPOSICIONES"

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

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



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

"SUSTENTACIÓN DE OPOSICIONES

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

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

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

"RESOLUCIÓN DE OPOSICIÓN

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

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

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

"PROCEDENCIA DE LA SOLICITUD - EVALUACIÓN

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

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

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

"EXPEDICIÓN DE RESOLUCIÓN

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

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

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

"CONSIGNACIÓN DE DATOS EN CONTRATO DE CONCESIÓN

Artículo 55.- El Contrato de Concesión, además de lo señalado en el artículo 29 de la Ley, deberá consignar lo siguiente:

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

"DELIMITACIÓN DE ZONA DE CONCESIÓN DE DISTRIBUCIÓN

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

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

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

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

"PROCEDIMIENTO PARA REGULARIZACIÓN DE AMPLIACIONES

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

- La EDE presentará a la DGE o al GORE la solicitud que acompaña el Informe que señale la delimitación de la zona donde efectuará la ampliación, conjuntamente con el Calendario de Ejecución de Obras, la correspondiente garantía de fiel cumplimiento; así como, el plano de la nueva área delimitada con coordenadas UTM (WGS84). Las ampliaciones que se prevean realizar en torno a sus

respectivas zonas de concesión, no deben superar el veinte por ciento (20%) de cada zona de concesión.

b) Dentro de los diez (10) días hábiles siguientes de la presentación, la DGE o el GORE efectuará la evaluación de la solicitud para verificar el cumplimiento de los requisitos de admisibilidad señalados en el numeral anterior. Si de la evaluación efectuada se determinara la necesidad de ampliar información o se verificará la existencia de deficiencias y/u omisiones susceptibles de corregirse, la solicitud será observada. La DGE o el GORE notificará la observación a la EDE para que la subsane dentro del plazo de diez (10) días hábiles, contados a partir de la fecha de notificación de la observación, bajo apercibimiento de declarar inadmisibile la solicitud.

c) Cumplidos los requisitos de admisibilidad, o subsanada la observación formulada, la DGE o el GORE notificará a la EDE la admisión a trámite de la solicitud; asimismo, en el mismo acto administrativo notificará el texto del aviso de ampliación para efectos de las publicaciones, conforme al tercer párrafo del artículo 30 de la Ley. Las publicaciones serán efectuadas según lo establecido en el artículo 41 del presente Reglamento, en todo lo que le sea aplicable. Con dicha publicación, la EDE adquiere la exclusividad para el desarrollo de la actividad de distribución en la zona delimitada y asume las obligaciones de los concesionarios de distribución.

d) Concluida la ejecución de las obras, conforme a lo establecido en el Calendario de Ejecución de Obras, la DGE o el GORE determinará las modificaciones a incorporarse y notificará a la EDE el proyecto de Resolución correspondiente y de la Adenda al Contrato de Concesión para que dentro del plazo de tres (03) días hábiles siguientes a la notificación, verifique los datos numéricos, técnicos y de ubicación consignados en los mencionados documentos. Transcurrido el plazo sin mediar respuesta, se considerará que está conforme con la información.

e) La Resolución que apruebe la Adenda al Contrato de Concesión deberá dictarse dentro del plazo de cuarenta y cinco (45) días hábiles de presentada la solicitud. Los plazos otorgados a la EDE para subsanar observaciones y verificación de datos, no serán computados para los efectos del plazo señalado en el presente párrafo.

f) La Resolución será notificada a la EDE y publicada por una sola vez en el Diario Oficial El Peruano, dentro de los cinco (05) días hábiles siguientes a su notificación. La publicación será por cuenta de la EDE."

"SOLICITUD DE AUTORIZACIÓN

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

Los requisitos de admisibilidad referidos en los literales h) e i) del artículo 38 de la Ley se tendrán por cumplidos con la presentación de la documentación respectiva, en cuyo caso resulta aplicable lo dispuesto por el artículo 37 del Reglamento.

El procedimiento para el otorgamiento de autorización, así como las oposiciones y concurrencia de solicitudes que se puedan presentar, se sujetarán a las normas aplicables para las solicitudes de concesión definitiva, en cuanto sean aplicables."

"EVALUACIÓN Y OTORGAMIENTO DE LA AUTORIZACIÓN

Artículo 67.- De no haberse formulado oposición o éstas hayan sido resueltas a favor del peticionario en la vía administrativa, y habiéndose cumplido con los requisitos de admisibilidad, la DGE o el GORE procederá a efectuar la evaluación técnico - normativa pertinente en el marco

del Código Nacional de Electricidad y demás normas aplicables de acuerdo a la naturaleza del proyecto, con la finalidad de decidir si procede o no el otorgamiento de la autorización.

Si de la evaluación efectuada se verifica la existencia de deficiencias u omisiones, en la presentación de la solicitud o en la nueva información presentada en la subsanación, éstas podrán ser observadas por única vez. La DGE o el GORE notificará la observación al peticionario para que la subsane dentro del plazo de diez (10) días hábiles, contado a partir del día siguiente de la fecha de notificación de cada observación, bajo apercibimiento de declarar improcedente la solicitud.

De ser procedente la solicitud, o subsanada la observación formulada, se otorgará la autorización mediante Resolución Ministerial. La Resolución deberá publicarse en el Diario Oficial El Peruano por una sola vez, por cuenta del interesado dentro de los cinco (05) días calendario siguientes a su expedición.

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

"REVOCACIÓN DE AUTORIZACIONES

Artículo 69.- Las autorizaciones serán revocadas por el Ministerio o GORES, previo informe de la DGE o del órgano competente del GORE, en los siguientes casos:

a) Por reiterada infracción a la conservación del medio ambiente o del Patrimonio Cultural de la Nación que se encuentre declarado como tal al momento de ejecutar las obras;

b) Si el titular de una central generadora integrante de un sistema interconectado, luego de habérsele aplicado las sanciones correspondientes, no opera sus instalaciones de acuerdo a las normas de coordinación del respectivo Comité de Operación Económica del Sistema (COES); o,

c) Si el titular no ejecuta las obras e instalaciones conforme a los plazos previstos en el cronograma, salvo caso fortuito o fuerza mayor, o razones técnico-económicas debidamente acreditadas y aprobadas por el Ministerio. Las razones técnico- económicas podrán ser invocadas por única vez y serán aprobadas cuando sean ajenas a la voluntad del titular y/o del grupo económico del que forma parte y constituyan una causa directa del incumplimiento.

Cuando la revocación de la autorización comprometa el Servicio Público de Electricidad, serán de aplicación los requisitos y procedimientos establecidos para la caducidad de una concesión definitiva, en lo que le fuera aplicable. Caso contrario, bastará el informe favorable de la DGE o el GORE.

La revocación de la autorización será declarada por la Resolución correspondiente, en la misma que se dispondrá la ejecución de las garantías que se encontraren vigentes."

"TRAMITACIÓN DE CADUCIDAD DE CONCESIÓN

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

a) La DGE o el GORE formará un expediente, en el cual se documentará la causa que amerita la caducidad; debiendo notificar este hecho al concesionario;

b) El concesionario, una vez recibida la notificación a que se refiere el inciso precedente, deberá efectuar los descargos presentando las pruebas que considere convenientes a su derecho, dentro del plazo improrrogable de diez (10) días hábiles de recibida la respectiva carta notarial. Vencido el plazo sin que el concesionario presente los descargos referidos, se declarará la caducidad;

c) Los descargos presentados por el concesionario dentro del plazo señalado en el inciso que antecede serán evaluados por la DGE o el GORE y, de ser el caso, se emitirá la Resolución declarando la caducidad dentro del plazo máximo de treinta (30) días hábiles desde el vencimiento del plazo señalado en el inciso anterior;



d) El procedimiento de caducidad quedará en suspenso únicamente si, dentro del plazo de treinta (30) días hábiles desde el vencimiento del plazo señalado en el inciso b), el concesionario presenta a la DGE o al GORE un Calendario Garantizado de Ejecución de Obras que contenga la fecha de los principales hitos, entre ellos, la fecha de inicio de la ejecución de las obras y la fecha de puesta en operación comercial, acompañado de una Carta Fianza solidaria, incondicional, irrevocable, de realización automática, sin beneficio de excusión, emitida por una Entidad Bancaria o Compañía de Seguro autorizada por la Superintendencia de Banca y Seguros, que garantice el cumplimiento del Calendario Garantizado de Ejecución de Obras por parte del concesionario, por un monto equivalente a:

1. Cinco Mil Unidades Impositivas Tributarias (5 000 UIT), si es que el plazo para iniciar las obras indicadas en el Calendario Garantizado de ejecución de Obras no es mayor a un (01) año contado a partir de la fecha de su presentación a la DGE.

2. Diez Mil Unidades Impositivas Tributarias (10 000 UIT), si es que el plazo para iniciar las obras indicadas en el Calendario Garantizado de Ejecución de Obras es mayor a un (01) año y no es mayor a dos (02) años contado a partir de la fecha de su presentación a la DGE.

El Plazo para el inicio de las obras previsto en el Calendario Garantizado de Ejecución de obras presentado con la solicitud de suspensión, no podrá ser mayor a dos (02) años contado a partir de la fecha de su presentación a la DGE.

El plazo para iniciar o reanudar las obras previstas en el Calendario Garantizado de Ejecución de Obras presentado con la solicitud de suspensión, no podrá ser mayor a dos (02) años contado a partir de la fecha de su presentación a la DGE o al GORE.

e) Cumplidas las condiciones señaladas en el inciso d), se emitirá la Resolución que declare en suspenso el procedimiento de caducidad y apruebe el Calendario Garantizado de Ejecución de Obras. La garantía debe extenderse hasta la puesta en operación comercial. La renovación de la Carta Fianza deberá ser presentada a la DGE o al GORE antes de su fecha de vencimiento. En caso contrario, la garantía será ejecutada y el concesionario quedará obligado a presentar, sin requerimiento alguno, una nueva garantía por un monto igual al de la garantía que fue ejecutada, dentro del plazo improrrogable de veinte (20) días hábiles desde la fecha de vencimiento de la garantía ejecutada, bajo apercibimiento de expedir la Resolución declarando la caducidad de la concesión. No se exceptúa de presentación de la garantía a ningún tipo de concesión. En caso de cumplimiento de la fecha de puesta en operación comercial, la garantía será devuelta al concesionario, con lo cual quedará sin efecto el procedimiento de caducidad;

f) En la Resolución que declara la caducidad, deberá designarse la persona natural o jurídica que se encargue de llevar a cabo la intervención, a que se refiere el artículo 37 de la Ley, de ser el caso."

"CÁLCULO DE COMPENSACIONES

Artículo 139.- Las compensaciones por el uso de las redes de distribución, a que se refiere el artículo 62 de la Ley, serán equivalentes al Valor Agregado de Distribución correspondiente, considerando los factores de simultaneidad y las respectivas pérdidas de distribución. El Valor Agregado de Distribución considerará la demanda total del sistema de distribución.

Las compensaciones y las tarifas de transmisión a que se refieren los artículos 44 y 62 de la Ley; así como, las compensaciones y tarifas del Sistema Complementario de Transmisión a que se refiere el artículo 27 de la Ley N° 28832, serán fijadas por OSINERGMIN, teniendo presente lo siguiente:

a) Criterios Aplicables

I) El pago mensual que efectúen los generadores por las instalaciones de transmisión se denomina Compensación.

II) Las instalaciones de transmisión a que se refiere este artículo comprenden tanto las pertenecientes al Sistema Secundario de Transmisión como al Sistema Complementario de Transmisión, salvo que se indique lo contrario.

III) El Plan de Transmisión se refiere al definido en el Artículo 21 de la Ley N° 28832.

IV) El pago que realicen los consumidores se denomina Peaje que se aplicará como un cargo por unidad de energía consumida. Para el caso de las instalaciones que comprenden el sistema de transmisión, a que se refiere el Artículo 128, el pago incluirá, además del Peaje, la aplicación de los factores nodales de energía y los factores de pérdidas de potencia.

V) El Plan de Inversiones está constituido por el conjunto de instalaciones de transmisión requeridas que entren en operación dentro de un período de fijación de Peajes y Compensaciones. Será revisado y aprobado por OSINERGMIN y obedece a un estudio de planificación de la expansión del sistema de transmisión considerando un horizonte mínimo de diez (10) años, hasta un máximo establecido por OSINERGMIN, que deberá preparar obligatoriamente cada concesionario de las instalaciones de transmisión remuneradas exclusivamente por la demanda. Los estudios de planificación de la expansión del sistema podrán incluir instalaciones que se requieran para mejorar la confiabilidad y seguridad de las redes eléctricas, según los criterios establecidos por OSINERGMIN; asimismo, este último podrá elaborar y aprobar el Plan de Inversiones ante la omisión del concesionario correspondiente.

La ejecución del Plan de Inversiones y de sus eventuales modificaciones, ambos aprobados por OSINERGMIN, es de cumplimiento obligatorio.

VI) El Costo Medio Anual de las instalaciones de transmisión corresponde al monto anual que permite retribuir los costos de inversión, operación y mantenimiento.

VII) Los Costos de Explotación son los definidos en el Artículo 1 de la Ley N° 28832.

VIII) Los Ingresos Esperados Anuales corresponden al monto que se debe liquidar anualmente.

IX) La Tasa Mensual para el cálculo de las Tarifas y Compensaciones; así como, para la actualización de los ingresos mensuales de la liquidación anual, se determina aplicando fórmulas de interés compuesto y la Tasa de Actualización anual establecida en el Artículo 79 de la LCE. Tratándose de Contratos de Concesión de SCT, se aplicará la Tasa de Actualización establecida en el respectivo contrato, aplicando fórmulas de interés compuesto.

b) Costo Medio Anual

I) El Costo Medio Anual de las instalaciones de los Sistemas Secundarios de Transmisión que son remuneradas de forma exclusiva por la demanda, excepto las instalaciones comprendidas en las concesiones otorgadas al amparo del Texto Único Ordenado de las normas con rango de Ley que regulan la entrega en concesión al sector privado de las obras públicas de infraestructura y de servicios públicos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 059-96-PCM, se fijará por única vez.

Este Costo Medio Anual será igual al ingreso anual por concepto de Peaje e ingreso tarifario y deberá ser actualizado, en cada fijación tarifaria, de acuerdo con las fórmulas de actualización que para tal fin establecerá OSINERGMIN, las mismas que tomarán en cuenta los índices de variación de productos importados, precios al por mayor, precio del cobre y precio del aluminio.

Cuando alguna de estas instalaciones sea retirada de operación definitiva, el Costo Medio Anual se reducirá en un monto proporcional al Costo Medio Anual de la referida instalación respecto del Costo Medio Anual del conjunto de instalaciones que pertenecen a un determinado titular de transmisión. Este monto será determinado según el procedimiento que establezca OSINERGMIN.

II) El Costo Medio Anual de las instalaciones de transmisión no comprendidas en el numeral anterior, estará conformado por la anualidad de la inversión para un período de recuperación de hasta treinta (30) años,

con la tasa de actualización a que se refiere el Artículo 79 de la Ley, y el correspondiente costo anual estándar de operación y mantenimiento según lo especificado en el numeral VI) siguiente. Tratándose de Contratos de Concesión de SCT, el Costo Medio Anual comprende los costos de operación y mantenimiento, el monto que resulte de la liquidación anual de acuerdo al literal f) siguiente, así como, la anualidad de la inversión calculada aplicando la Tasa de Actualización y el período de recuperación establecidos en el Contrato de Concesión de SCT, cuyos componentes de inversión, operación y mantenimiento serán los valores que resulten de la licitación.

III) En cada fijación tarifaria, el Costo Medio Anual de las instalaciones de transmisión que son remuneradas por la demanda, deberá incluir el Costo Medio Anual del Sistema Secundario de Transmisión al que se refiere el numeral I) de este literal, así como el Costo Medio Anual de las instalaciones existentes en dicha oportunidad provenientes del Plan de Inversiones aprobado por OSINERGMIN, y/o Contratos de Concesión de SCT.

IV) La valorización de la inversión de las instalaciones de transmisión a que se refiere el numeral II anterior y que no están comprendidas en un Contrato de Concesión de SCT, será efectuada sobre la base de costos estándares de mercado.

La base de costos estándares de mercado deberá comprender los equipos, materiales y otros costos que establezca OSINERGMIN, que se requieran para implementar las obras del Plan de Inversiones, incluyendo las referidas a la conexión al Sistema Principal, Sistema Garantizado de Transmisión y Sistemas Secundarios de Transmisión de terceros, de ser el caso.

V) Para este propósito, OSINERGMIN establecerá y mantendrá actualizada y disponible, para todos los interesados, la Base de Datos que corresponda.

VI) El costo anual estándar de operación y mantenimiento de instalaciones no comprendidas en Contratos de Concesión SCT, será equivalente a un porcentaje del Costo de Inversión que será determinado y aprobado por OSINERGMIN cada seis (06) años.

VII) En el caso de los Sistemas Complementarios de Transmisión, excepto aquellos a que se refiere el literal c) del numeral 27.2 del Artículo 27 de la Ley N° 28832, OSINERGMIN evaluará la necesidad de mantener en uso la correspondiente instalación de transmisión con una anticipación de dos (02) años previos a la finalización del período de recuperación a que se refiere el numeral II) anterior. De ser necesario, se establecerá el nuevo plazo de operación. Asimismo, el Costo Medio Anual reconocerá únicamente los Costos de Explotación. En caso de tratarse de instalaciones comprendidas en Contratos de Concesión de SCT se aplicará lo dispuesto en el Reglamento de Transmisión.

c) Configuración del Sistema Eléctrico a Remunerar

I) Para el caso de las instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión que son parte del Plan de Transmisión y cuya construcción es el resultado de iniciativa propia de uno o varios agentes, el costo de inversión se calculará de acuerdo con la configuración del sistema definido en el referido Plan de Transmisión.

II) Para el caso de las instalaciones a que se refiere el literal c) del numeral 27.2 del Artículo 27 de la Ley N° 28832 y de las instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión, excepto aquellas a que se refiere el numeral I) del literal b) del presente Artículo, el costo de inversión tendrá en cuenta la configuración de un Sistema Económicamente Adaptado.

III) Para el caso de las instalaciones comprendidas en un Contrato de Concesión de SCT, el Sistema Eléctrico a Remunerar corresponde a la configuración del sistema eléctrico establecido en el correspondiente Contrato.

IV) Para el caso de las instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión, excepto aquellas a que se refiere los numerales I), II) y III) precedentes, el costo de inversión se calculará con la configuración del sistema definido en el Plan de Inversiones correspondiente.

d) Frecuencia de Revisión y Actualización

I) El Costo Medio Anual de las instalaciones de transmisión del Plan de Inversiones se fijará preliminarmente en cada proceso regulatorio.

II) El Costo Medio Anual, de las instalaciones de transmisión, a que se refiere el numeral II) del literal b) del presente Artículo, se establecerá de forma definitiva con base a los costos estándares de mercado vigentes a la fecha de su entrada en operación comercial. Este costo se actualizará en cada proceso regulatorio conjuntamente con la fijación de Compensaciones y Peajes.

III) La fijación de Compensaciones y Peajes y sus fórmulas de actualización se realizará cada cuatro (04) años según se establece en el literal i) siguiente. En el caso de instalaciones correspondientes al Plan de Inversiones que no hayan entrado en operación comercial a la fecha de dicha fijación, serán consideradas en la próxima Liquidación Anual de Ingresos que se efectúa posterior a la puesta en operación comercial de tales instalaciones.

IV) El cálculo de la Liquidación Anual y el correspondiente reajuste de Peajes se realizará cada año según se establece en el numeral VII) del literal i) siguiente.

V) El Costo Medio Anual de las instalaciones comprendidas en un Contrato de Concesión de SCT se fijará antes de la entrada en operación de dichas instalaciones y se actualizará anualmente con la fórmula de actualización que para tal fin se establezca en el respectivo Contrato. El reajuste del Peaje correspondiente se realizará conforme al procedimiento que apruebe el OSINERGMIN, de manera que el titular recupere el Costo Medio Anual.

VI) En cada proceso regulatorio se deberá prever las siguientes etapas:

VI.1 Aprobación del Plan de Inversiones.

VI.2 Dentro del plazo de veinte (20) días hábiles contados a partir de la aprobación del Plan de Inversiones, los concesionarios presentarán una solicitud al Ministerio, con copia a OSINERGMIN, identificando los proyectos del Plan de Inversiones que consideran deben ser licitados conforme al numeral 3.6 del Artículo 3 del Reglamento de Transmisión.

Dentro de los veinte (20) días hábiles posteriores al vencimiento del plazo indicado en el párrafo anterior, el Ministerio se pronunciará sobre lo solicitado y, de ser el caso, identificará los proyectos que serán licitados, quedando los demás proyectos dentro de los alcances del Plan de Inversiones.

En los plazos y formatos que establezca el Ministerio, los concesionarios presentarán al Ministerio el expediente técnico de cada uno de los proyectos identificados conforme al párrafo anterior. El expediente técnico debe contener, como mínimo, los estudios de ingeniería, el presupuesto referencial, los planos de rutas de las líneas y la ubicación de subestaciones.

VI.3 Aprobación de los Peajes conforme al literal i) del presente artículo, sin considerar los costos de las instalaciones a que se refiere el párrafo precedente. Los Peajes aprobados se reajustarán posteriormente a fin de reconocer los costos de estas instalaciones, conforme al procedimiento referido en el numeral V) anterior.

VII) En la eventualidad de ocurrir cambios significativos en la demanda proyectada de electricidad, o modificaciones en la configuración de las redes de transmisión aprobadas por el Ministerio, o en las condiciones técnicas o constructivas, o por otras razones debidamente justificadas, respecto a lo previsto en el Plan de Inversiones vigente, el respectivo titular podrá solicitar a OSINERGMIN la aprobación de la modificación del Plan de Inversiones vigente, acompañando el sustento técnico y económico debidamente documentado. OSINERGMIN deberá emitir pronunciamiento, sustentado técnica y económicamente, en un plazo máximo de sesenta (60) días hábiles de presentada la solicitud de modificación. De aprobarse la modificación del Plan de Inversiones, las modificaciones a las tarifas y compensaciones correspondientes se efectuarán en la Liquidación Anual

de Ingresos siguiente a la fecha de puesta en operación comercial de cada instalación que conforma dicha modificación del Plan de Inversiones.

OSINERGMIN establecerá la oportunidad, los criterios y procedimientos para la presentación y aprobación de las modificaciones al Plan de Inversiones, las cuales deben seguir los mismos principios que los aplicados en la formulación del Plan de Inversiones.

Las instalaciones no incluidas en el Plan de Inversiones aprobado, no serán consideradas para efectos de la fijación del Costo Medio Anual, las tarifas y compensaciones de transmisión.

e) Responsabilidad de Pago

I) A los titulares de generación que utilicen de manera exclusiva instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión, se les asignará el 100% del pago de dichas instalaciones.

II) A la demanda de una determinada área atendida de forma exclusiva por instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión, se le asignará el 100% del pago de dichas instalaciones.

III) Para las instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión no contempladas en ninguno de los casos anteriores, OSINERGMIN definirá la asignación de responsabilidad de pago a la generación o a la demanda, o en forma compartida entre ambas. Para ello, deberá tener en cuenta el uso y/o el beneficio económico que cada instalación proporcione a los generadores y/o demanda, así como lo dispuesto por el cuarto párrafo de la Sexta Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832.

IV) La responsabilidad de pago de las instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión que son parte del Plan de Transmisión y cuya construcción es el resultado de iniciativa propia de uno o varios agentes, se realizará conforme a los criterios señalados en el numeral III) anterior. El pago de las instalaciones correspondientes a un Contrato de Concesión de SCT se asignará 100% a la demanda comprendida dentro del área que designe OSINERGMIN.

V) A la demanda de una determinada área atendida de forma exclusiva por instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión diferentes de aquellas a que se refieren el numeral IV) precedente y el literal c) del numeral 27.2 del Artículo 27 de la Ley N° 28832, se le asignará el 100% del pago de dichas instalaciones.

VI) La asignación de la responsabilidad de pago entre la demanda y la generación de las instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión a que se refieren los numerales IV) y V) precedentes, se determinará por única vez.

VII) La distribución entre los generadores de la responsabilidad de pago asignada a ellos, se revisará en cada fijación tarifaria o a solicitud de los interesados, de acuerdo con el procedimiento que establezca OSINERGMIN.

VIII) Para el uso por parte de terceros de instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión que a la fecha de entrada en vigencia de la Ley N° 28832 eran pagadas y/o usadas por el titular y/o por Usuarios Libres, OSINERGMIN establecerá la responsabilidad de pago en proporción a la demanda de dichos usuarios y de los terceros que se conecten a partir de dicha fecha, bajo el criterio de buscar la eficiencia económica. Los terceros que pertenezcan al Servicio Público de Electricidad participarán en la responsabilidad de pago sólo si su demanda supera el 5% de la demanda total de dicho Sistema Secundario de Transmisión, según el procedimiento aprobado por OSINERGMIN. En este caso la parte que corresponda a dichos terceros será incluida en el cálculo del Peaje del Sistema Secundario de Transmisión a ser pagado por todos los Usuarios del Área de Demanda correspondiente.

f) Liquidación Anual

I) Para las instalaciones que son remuneradas por la demanda se deberán incorporar, mediante liquidaciones anuales, las diferencias entre los Ingresos Esperados Anuales para el año anterior y lo que correspondió facturar en dicho período.

II) Para el caso de las instalaciones a que se refiere el numeral V) del literal e) del presente Artículo, la liquidación anual de ingresos deberá considerar, además, un monto que refleje:

II).1 La parte del Costo Medio Anual de las instalaciones de transmisión previstas en el Plan de Inversiones vigente y las comprendidas en los Contratos de Concesión de SCT, que hayan entrado en operación comercial dentro del período anual a liquidar, aplicando la Tasa Mensual a la que se refiere el numeral IX) del literal a) anterior.

II).2 Los retiros de operación definitiva de instalaciones de transmisión.

II).3 La diferencia entre las características de las instalaciones aprobadas en el Plan de Inversiones y las características de las instalaciones realmente puestas en servicio. Cuando las diferencias impliquen un mayor costo, deberán ser sustentadas por los titulares y aprobadas por OSINERGMIN.

II).4 La diferencia entre los costos estándares empleados en la fijación preliminar del Costo Medio Anual (numeral I, del literal d) precedente) y los costos estándares vigentes en el período de liquidación.

Este criterio se debe aplicar por una sola vez a cada proyecto, en la liquidación inmediata posterior a su entrada en operación.

III) Para efectos de la liquidación anual, los ingresos mensuales se capitalizarán con la Tasa Mensual.

IV) El procedimiento de detalle será establecido por OSINERGMIN.

g) Peajes por Terceros

Los cargos que corresponden asumir a terceros por instalaciones construidas por acuerdo de partes, serán determinados por OSINERGMIN a solicitud de los interesados.

h) Determinación de Compensaciones

Las Compensaciones que corresponde pagar a los generadores conforme al literal e) del presente Artículo, se calcularán a partir del Costo Medio Anual aplicando la Tasa Mensual.

i) Determinación de Peajes

I) Las instalaciones de transmisión asignadas a la demanda, se agruparán por áreas a ser definidas por OSINERGMIN.

II) Para cada área se determinará un Peaje único por cada nivel de tensión.

III) Para instalaciones de transmisión comprendidas en la red de muy alta tensión que defina el OSINERGMIN, el cálculo de los Peajes deberá tomar en cuenta los ingresos tarifarios originados por los factores nodales de energía y factores de pérdidas marginales de potencia.

IV) El Peaje, expresado en ctm \$/kWh, que será pagado por los usuarios de una determinada área, será calculado como el cociente del valor actualizado del Costo Medio Anual y de la demanda de cada área para un período no menor de cuatro (04) años que será determinado por OSINERGMIN. El flujo esperado de ingresos del titular de transmisión deberá permitir recuperar la inversión en un período de hasta treinta (30) años.

V) El precio en las barras del Sistema Secundario de Transmisión o del Sistema Complementario de Transmisión, incluirá el Peaje correspondiente.

VI) Para la expansión de Precios en Barra en los Sistemas Secundarios de Transmisión o Sistemas Complementarios de Transmisión no comprendidas en el numeral III) anterior, se utilizarán factores de pérdidas medias.

VII) Los Peajes se reajustarán anualmente para incluir los efectos de la liquidación anual a que se refiere el literal f) anterior.

El OSINERGMIN elaborará y aprobará todos los procedimientos necesarios para la aplicación del presente artículo."

"DETERMINACIÓN DE SECTORES DE DISTRIBUCIÓN TÍPICOS

Artículo 145.- OSINERGMIN determinará, mediante estudios técnicos y económicos, la metodología en virtud

de la cual se fijarán las características y el número de Sectores de Distribución Típicos. Dicha metodología será pre-publicada por OSINERGMIN para opinión y comentarios durante un período de quince (15) días calendario.

OSINERGMIN presentará la metodología y la propuesta de determinación de Sectores de Distribución Típicos a la DGE, la que establecerá los respectivos Sectores de Distribución Típicos dentro de un plazo máximo de treinta (30) días calendario de presentada la propuesta. Si vencido el plazo la DGE no se pronunciara, la propuesta quedará aprobada."

"PREVISIONES EN ESTUDIOS DE COSTOS

Artículo 146.- Para la elaboración de los Estudios de Costos destinados a la determinación del VAD, en cada fijación tarifaria se cumplirá con lo siguiente:

a) Cada EDE con más de cincuenta mil suministros desarrollará un estudio de costos que comprenda la totalidad de sus sistemas eléctricos. Cada sistema eléctrico se deberá evaluar tomando en cuenta la calificación de Sector de Distribución Típico que le corresponda.

b) Para el grupo de EDEs con igual o menos de cincuenta mil suministros, OSINERGMIN designará, por cada Sector de Distribución Típico, a la EDE que se encargará del estudio de costos, el mismo que tomará en cuenta sistemas eléctricos representativos, seleccionados por OSINERGMIN, de todas las empresas que conforman el grupo.

c) En los Términos de Referencia del VAD y de acuerdo a lo señalado en el artículo 67 de la Ley, para cada Sector de Distribución Típico se establecen los criterios de adaptación económica del VAD que se aplican a los Estudios de Costos de los sistemas eléctricos de la EDE, a fin de determinar los costos de inversión, operación y mantenimiento para la fijación de tarifas en distribución eléctrica. Los estudios de costos incluirán la caracterización de la carga."

"DETERMINACIÓN DEL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN

Artículo 147.- OSINERGMIN determinará el VAD de cada EDE a partir del estudio de costos de la totalidad de sus sistemas eléctricos agrupados por sector típico. Dicho VAD será determinado aplicando los respectivos factores de ponderación de cada sistema eléctrico determinados en función de su máxima demanda de distribución, respecto a la sumatoria de la máxima demanda total de los sistemas eléctricos que conforman la EDE.

Para las empresas que atiendan a menos de cincuenta mil (50 000) usuarios, OSINERGMIN determinará el VAD a partir de un estudio de costos para cada sector típico considerando un sistema eléctrico modelo que se defina para cada sector típico. El VAD se determinará para cada EDE mediante la suma de los productos del VAD de cada sector típico por su correspondiente factor de ponderación.

Los valores resultantes considerarán factores de simultaneidad que ajusten la demanda total de la concesión a la suma de la potencia contratada o demandada de sus usuarios y las respectivas pérdidas por empresa o grupo de empresas, aplicando los respectivos factores de ponderación."

"PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DE LA TASA INTERNA DE RETORNO

Artículo 149.- Para el cálculo de la Tasa Interna de Retorno, establecida en el artículo 70 de la Ley, OSINERGMIN obtendrá valores totales de ingresos, de costos y de Valor Nuevo de Reemplazo de cada EDE o del grupo de EDES que atiendan a menos de 50 000 usuarios, según el caso.

Para efectos del cálculo de la Tasa Interna de Retorno, los ingresos y costos de compra de electricidad derivados de suministros no sujetos a regulación de precios, se determinarán con las tarifas aplicables a los usuarios regulados."

"OBTENCIÓN DE SUMINISTRO POR EL USUARIO

Artículo 163.- Para la obtención de un suministro de energía eléctrica, el usuario solicitará a la EDE el servicio

respectivo y abonará el presupuesto de instalación que incluya el costo de la acometida, del equipo de medición y protección y su respectiva caja. Esta inversión quedará registrada a favor del predio. El usuario deberá abonar a la EDE mensualmente, un monto que cubra su mantenimiento y que permita su reposición en un plazo de treinta (30) años. Cuando la instalación comprenda un equipo de medición estático monofásico de medición simple, se considerará únicamente para este equipo, una vida útil no menor de quince (15) años.

Las EDEs podrán instalar suministros con sistemas de medición Inteligente, calificados como tal por OSINERGMIN. La propiedad de dichas instalaciones serán de la EDE, y los respectivos costos de inversión, operación y mantenimiento de la conexión eléctrica formarán parte del Sistema Eléctrico de Distribución y considerados en el VAD.

En el caso de suministro con sistema prepago de electricidad, el monto mensual por mantenimiento y reposición a que se hace referencia en el primer párrafo del presente artículo, será deducido de la primera compra de energía de cada mes. Cuando el usuario deje de comprar energía durante períodos mayores a un mes, ese monto mensual se acumulará y será deducido de la siguiente compra de energía.

La EDE deberá evaluar la factibilidad de atención del servicio antes de la emisión del presupuesto; en base a lo cual emitirá un informe precisando las condiciones técnicas- económicas necesarias para su atención y/o acciones a seguir por parte del peticionario, las cuales debe ser expresada de manera comprensible.

Una vez recibido el pago del presupuesto, la EDE se encuentra obligada a la atención de la solicitud de servicio en los plazos máximos señalados en la Norma Técnica de Calidad correspondiente."

"CONTRIBUCIONES REEMBOLSABLES

Artículo 166.- Las contribuciones reembolsables que podrá exigir la EDE para el financiamiento de la extensión de las instalaciones hasta el punto de entrega, serán establecidas según las modalidades b) o c) del artículo 83 de la Ley.

Las condiciones y criterios de aplicación para las diferentes modalidades de contribución reembolsable establecidas en el artículo 83 de la Ley, serán establecidos por Resolución Ministerial.

"COMPENSACIÓN POR INTERRUPCIÓN DE SUMINISTRO - CONDICIONES

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

a) Todo período de interrupción que supere las cuatro horas consecutivas, deberá ser registrado por la EDE. El usuario podrá comunicar el hecho a la EDE para que se le reconozca la compensación;

b) La cantidad de energía a compensar se calculará multiplicando el consumo teórico del usuario por el cociente resultante del número de horas de interrupción y el número total de horas del mes.

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

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

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

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

Para este efecto no se considerará las interrupciones programadas y comunicadas a los usuarios con 48 horas de anticipación; así como, los casos de fuerza mayor o



caso fortuito, para lo cual OSINERGMIN establecerá las Directivas correspondientes.

Independientemente de las compensaciones a que está obligada la EDE, es su obligación asegurar la continuidad del servicio, ante interrupciones del suministro eléctrico en sus instalaciones."

"DATOS DE LAS FACTURAS

Artículo 175.- Las EDEs considerarán en las facturas por prestación del servicio, los detalles de los conceptos facturados en concordancia con lo que establezca la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos. Asimismo, considerará cuanto menos, lo siguiente:

a) Para el sistema postpago: La fecha de emisión y la de vencimiento para su cancelación sin recargos, entre ambas fechas deberán transcurrir quince (15) días calendario como mínimo. La entrega de las facturas o recibos a los usuarios deberá realizarse en un plazo no menor de siete (07) días antes de su vencimiento.

b) Para el sistema prepago: La fecha y hora de emisión, el monto total pagado, la cantidad de energía acreditada, el número de compra o de la transferencia de crédito al usuario en el respectivo año.

Las EDEs **podrán** disponer de medios de facturación y recaudación adecuados a las necesidades del usuario, previamente aprobados por OSINERGMIN."

"INTERVENCIÓN DE INACAL

Artículo 182.- La contrastación de los equipos de medición será de responsabilidad del Instituto Nacional de Calidad – INACAL o la entidad que la reemplace, la que deberá celebrar convenios con entidades privadas especializadas para la realización de tal actividad."

"OBLIGACIONES

Artículo 194.- La fiscalización a las EDEs y entidades que desarrollan actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, deberá llevarse a cabo en forma permanente, comprobando el estricto cumplimiento de las obligaciones que les imponen la Ley y el Reglamento; así como, las normas o procedimientos que establezcan las entidades competentes para tal fin."

"SOLICITUD DE ESTABLECIMIENTO DE SERVIDUMBRE

Artículo 222.- La solicitud de establecimiento de servidumbre o de su modificación, será presentada ante la DGE o el GORE, acompañada de los siguientes requisitos:

a) Naturaleza, tipo y duración de la servidumbre;
b) Ubicación del área de servidumbre, a nivel de distrito y provincia, por lo menos;

c) Justificación técnica y económica de la servidumbre;
d) Relación de los predios a ser gravados, señalando el nombre y domicilio de cada propietario, si fuese conocido. En los casos previstos en el segundo párrafo del artículo 224, el concesionario deberá adjuntar una declaración jurada de haber agotado todos los medios para establecer la identidad y el domicilio del propietario;

e) Descripción de la situación y uso actual de los predios y aires por gravar;

f) Memoria descriptiva, coordenadas UTM y planos de la servidumbre solicitada, a los que se adjuntará copia de los planos donde se ubica el área por ser gravada de cada uno de los predios con cuyos propietarios no exista acuerdo sobre el monto de la compensación e indemnización, de ser el caso;

g) Copia del acuerdo que el concesionario haya suscrito con el propietario del predio por ser gravado y de los comprobantes de pago correspondientes, de ser el caso. El acuerdo debe estar formalizado con la certificación de la firma de las partes por Notario Público o Juez de Paz;

h) En los casos que no exista acuerdo entre las partes, el concesionario deberá presentar copia de los documentos que acrediten que haya realizado un trato directo o negociación con el propietario afectado para llegar a un acuerdo sobre el pago de la compensación y/o

indemnización, si fuera el caso, así como una declaración jurada de haber agotado la etapa de trato directo con el propietario del predio por ser gravado. Asimismo, deberá presentar la propuesta de Tasación, que comprende los conceptos de compensación e indemnización establecidos en el artículo 112 de la Ley, si corresponde;

i) Otros que el concesionario juzgue necesarios;

Las especificaciones de servidumbres a que se contrae el inciso f) del artículo 25 de la Ley, contendrán los tipos de servidumbres requeridas, áreas estimadas y sus principales características técnicas.

Sólo procede acumular en una solicitud dos o más tipos de servidumbre señaladas en el artículo 110 de la Ley, cuando entre éstos exista el elemento de conexión para el funcionamiento de una misma obra.

Si el concesionario no ha llegado a un acuerdo con el propietario del predio por ser gravado, deberá solicitar la servidumbre dentro de un plazo de treinta (30) días hábiles después de la última comunicación remitida al propietario dentro del proceso de trato directo con el referido propietario."

"PROCEDIMIENTO

Artículo 224.- Una vez admitida la solicitud, la DGE o el GORE notificará a los propietarios con los que no existe acuerdo, adjuntando copia de la solicitud y de los documentos que la sustentan, así como de la propuesta de Tasación, de ser el caso, presentada por el concesionario. Los propietarios deberán exponer su opinión dentro del plazo máximo de veinte (20) días hábiles.

Asimismo, la DGE o el GORE solicitará a OSINERGMIN la verificación del cumplimiento de las distancias de seguridad y ancho de franja de servidumbre establecidas en el Código Nacional de Electricidad, cuando corresponda, salvo que el concesionario presente una declaración jurada formalizada con firma certificada por Juez de Paz o Notario Público, precisando que el proyecto no ha iniciado el proceso de construcción.

Cuando el propietario del predio no sea conocido, o fuere incierto o se ignore su domicilio, o en cualquier otra situación análoga que impida conocer, determinar o localizar al propietario, la DGE o el GORE notificará al concesionario con el modelo del aviso para que lo publique, a su cargo, dentro del plazo diez (10) días hábiles de notificado. La publicación se efectuará por dos (02) días hábiles consecutivos en el Diario Oficial El Peruano y en uno de los diarios de mayor circulación del lugar donde se encuentra ubicado el predio.

Dentro del plazo de quince (15) días hábiles de notificado con el aviso, el concesionario presentará a la DGE o el GORE las páginas completas de los diarios antes referidos donde aparezca la publicación ordenada."

"SOLICITUD DE ESTABLECIMIENTO DE SERVIDUMBRE

Artículo 228.- Vencido el plazo para presentar oposición, o resueltas las que se hayan presentado, se solicitará la fijación del valor de Tasación, si fuera el caso, que debe ser pagada por el concesionario, si no ha sido materia de acuerdo entre las partes.

Para tal efecto, la DGE o al GORE encargará la valorización de la compensación y de la indemnización, si fuera el caso, por las áreas por ser gravadas, a cualquier Institución especializada, salvo que las partes hayan designado de común acuerdo a quien se encargue de la Tasación y lo hayan comunicado a la DGE o al GORE dentro del plazo a que se refiere el artículo 225 del Reglamento. El pago de los honorarios correspondientes a la entidad encargada de la Tasación será de cargo del concesionario.

Si en el predio en el que se impondrá la servidumbre algún tercero ejerce legítimamente derechos otorgados por el Estado, la DGE o el GORE, a solicitud de parte y por cuenta y cargo de quien lo solicite, encargará a una institución especializada la realización de una inspección a efectos que determine la existencia de daños y perjuicios y, si fuera el caso, la valorización de la indemnización por dicho concepto. La DGE o el GORE notificará a las partes la Tasación. De ser el caso, el tercero podrá reclamar el pago a que hubiere lugar ante el Poder Judicial.

En cualquiera de los casos, la institución especializada encargada de realizar la Tasación, según corresponda, deberá presentar su informe pericial en un plazo que no exceda los quince (15) días calendario de haberse abonado sus servicios. Para ello, el concesionario deberá abonar los honorarios correspondientes a la referida institución dentro de un plazo máximo de cinco (05) días de notificado el requerimiento.”

“PAGO POR SERVIDUMBRE

Artículo 229.- El monto fijado de la tasación, si fuera el caso, será pagada por el concesionario directamente al propietario, de conformidad con lo previsto en el artículo 118 de la Ley. En los casos señalados en el segundo párrafo del artículo 224 del Reglamento y/o cuando el propietario del predio se niegue a recibir el referido monto, el concesionario efectuará el pago consignando judicialmente el monto que corresponda dentro del plazo de diez (10) días hábiles siguientes a la notificación de la Resolución, quedando sujeto dicho pago a las normas del Código Civil y del Código Procesal Civil. En caso que el concesionario tenga que realizar una consignación, deberá acreditar el inicio de la demanda por pago de consignación judicial adjuntando el certificado de depósito judicial correspondiente.

Si vencido el plazo el concesionario no cumpliera con efectuar el pago, perderá el derecho de servidumbre; asimismo, tal apercibimiento se aplicará si el concesionario no cumple con presentar dentro de los cinco (05) días siguientes a su notificación, la Resolución judicial consentida que acepte el pago consignado. Una vez presentada la indicada Resolución ante la DGE o el GORE, el concesionario podrá exigir lo dispuesto en los dos últimos párrafos del artículo 118 de la Ley.”

Artículo 2.- Incorporación de artículos al Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas

Incorpórese los artículos 7-A, 29-A, 37-A, 37-B, 37-C, 37-D, 52-A, 60-A, 60-B, 61-A, 62-A, 62-B, 64-A, 64-B, 69-A, 137-A, 144-A, 152-A, 174-A, 174-B, y 177-A al Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por el Decreto Supremo N° 009-93-EM, con el siguiente texto:

“REGISTRO DE SOLICITUDES EN TRÁMITE Y DERECHOS OTORGADOS

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

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

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

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

“CONCESIONES RESULTANTES DE PROCESOS DE PROMOCIÓN DE LA INVERSIÓN

Artículo 29-A.- Las concesiones que se otorguen como resultado de los procesos de promoción a la inversión privada realizado por el Ministerio o la entidad

a que éste encargue, serán aplicables a los contratos bajo la modalidad de construcción, operación, propiedad y finalmente la transferencia de los activos al Estado (Contratos BOOT). El plazo de la concesión deberá ser el fijado en el propio proceso de promoción de la inversión, siendo como máximo treinta (30) años.

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

“PROCEDIMIENTO DE MODIFICACIÓN DE CONCESIONES Y AUTORIZACIONES

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

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

“APROVECHAMIENTO ÓPTIMO DE ÁREAS PARA LAS ACTIVIDADES DE GENERACIÓN

Artículo 37-B.- El peticionario de una concesión definitiva de generación, deberá acreditar que el área solicitada corresponde a la mínima requerida para la capacidad de generación prevista en la solicitud y que no afecta el normal desarrollo de proyectos que cuentan con concesiones definitivas otorgadas. Dicha información deberá ser parte integrante de los Estudios de Factibilidad, de conformidad con la Resolución Directoral N° 046-2010-EM-DGE, o la norma que la reemplace.”

“APROVECHAMIENTO ÓPTIMO PARA PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS

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

El análisis del “Aprovechamiento Óptimo” deberá incluir los siguientes criterios:

a. Evaluación de los Esquemas Hidroeléctricos alternativos en la zona de concesión solicitada, como sustento de la selección óptima del proyecto presentado;

b. El Esquema Hidroeléctrico seleccionado debe sustentar la ubicación de las presas o derivación y las obras de generación para la capacidad propuesta e infraestructura en la zona de concesión solicitada;

c. El proyecto deberá ser compatible con el desarrollo de otras actividades como los requerimientos de uso de agua potable, irrigación, navegación, control de inundaciones u otros fines públicos que utilicen el recurso hídrico en la zona de influencia (aguas arriba y/o aguas abajo);

d. Evaluar el impacto sobre proyectos identificados por el Estado en los estudios de aprovechamiento del recurso hídrico para Generación, en la respectiva cuenca.

e. El proyecto hidroeléctrico propuesto debe tomar en cuenta el desarrollo progresivo del uso consuntivo del agua. En caso la secuencia natural de los caudales sea afectada por los caudales turbinados se debe considerar obras de regulación para no afectar la utilización del recurso aguas abajo (usos municipales, riego y derechos de terceros);

f. El diseño debe efectuarse según las normas relativas al diseño de estructuras hidráulicas y su seguridad operativa según estándares aplicables;

g. El Estudio Hidrológico deberá considerar mediciones diarias de caudales obtenidos con métodos directos, por un período mínimo de un (01) año;

h. Calcular el potencial técnico disponible en el punto de interés y precisar el aprovechamiento óptimo evaluando el aumento de energía para incrementos de la capacidad instalada considerando principios técnicos y económicos.

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

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

Artículo 37-D.- Cuando el peticionario solicite una concesión definitiva o autorización de generación como consecuencia de un proceso de promoción de la inversión privada a cargo del Estado, la concesión definitiva o autorización de generación recogerá el cronograma de ejecución de obras establecido en dicho proceso. En este caso, sólo se deberá presentar una copia del cronograma a la DGE o el GORE, como parte de la solicitud correspondiente.

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

"INFORME DE COMPATIBILIDAD

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

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

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

"ASIGNACIÓN DE LA ZRT

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

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

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

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

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

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

"RESPONSABILIDAD DE LAS EDES EN LA ZRT

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

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

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

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

"RESPONSABILIDAD POR EL INCUMPLIMIENTO DEL CALENDARIO DE EJECUCIÓN DE OBRAS

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

"INFORMACIÓN DE REQUISITOS

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

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

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

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

Para realizar la retribución de la inversión, se prevé el mismo tratamiento aplicado a un Refuerzo que forma parte del SGT, sin limitación en el monto de inversión, desde la fecha de su puesta en operación comercial; por lo tanto, el titular de la concesión del SGT licitará por lo menos del ochenta (80) por ciento del valor de la

inversión; para la adquisición de bienes y servicios para la ejecución del Refuerzo; el veinte (20) por ciento restante podrá contratarlo o ejecutarlo de manera directa.

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

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

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

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

"REGISTRO DE CONSUMO MENSUAL Y FACTURACIÓN

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

"RESPONSABILIDAD DE LOS TITULARES DE ACTIVIDADES ELÉCTRICAS

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

"RENUNCIA DE AUTORIZACIONES

Artículo 69-A. Los titulares de Autorizaciones pueden renunciar a las mismas, comunicando este hecho al Ministerio o al GORE con una anticipación no menor de seis (6) meses. La renuncia a la autorización que comprometa el servicio público de electricidad se rige por los requisitos y procedimiento establecido para la renuncia a una concesión definitiva en lo que le fuera aplicable, debiendo expedirse la Resolución correspondiente para la aceptación de la renuncia."

"FACTURACIÓN DE LOS PEAJES POR CONEXIÓN Y TRANSMISIÓN

Artículo 137-A.- Para la facturación de los Peajes por Conexión y Transmisión de Generador a Distribuidor se utilizará la Máxima Demanda Coincidente señalada en el artículo 137, literal a) del Reglamento."

"PROYECTOS DE INNOVACIÓN Y/O EFICIENCIA ENERGÉTICA

Artículo 144-A.- Los proyectos de innovación tecnológica y/o eficiencia energética (PITEC), a los que hace referencia el artículo 64 de la Ley, tendrán las siguientes especificaciones:

a) En cada fijación tarifaria del VAD, las EDEs podrán presentar los PITEC para ser aprobados por OSINERGMIN, siempre que éstos justifiquen los beneficios que generarán a los usuarios para su incorporación en el VAD.

b) OSINERGMIN establecerá en los Términos de Referencia del VAD, los procedimientos y los criterios técnicos y económicos, para la aprobación de los PITEC;

así como, los mecanismos de control y demás aspectos necesarios para la implementación de los PITEC dentro del periodo regulatorio.

c) El VAD comprenderá un cargo adicional, por unidad de potencia suministrada, para la ejecución de los PITEC, que cubrirá: i) Los costos de inversión a la tasa establecida en el artículo 79 de la Ley; ii) Los costos de operación, mantenimiento; y de ser el caso, iii) Los costos de inversión remanentes de instalaciones existentes. Este cargo será incorporado en cada fijación tarifaria del VAD y tendrá como límite máximo el 1 % de los ingresos registrados de cada EDE en el año anterior a la fijación tarifaria. Los costos serán distribuidos y recaudados en el período de fijación tarifaria.

d) OSINERGMIN revisará la ejecución de los PITEC, y de ser necesario establecerá en la siguiente fijación del VAD el monto que las EDEs deberán descontar actualizado con la tasa establecida en el artículo 79 de la Ley."

"FACTOR DE REAJUSTE POR CALIDAD DE SERVICIO

Artículo 152-A.- Los factores de reajuste a que se refiere el artículo 72 de la Ley se aplicarán según los siguientes criterios:

a) En cada fijación del VAD de las EDEs y para cada uno de sus Sectores de Distribución Típicos, OSINERGMIN establecerá el porcentaje de los factores de reajuste, que no deben entenderse como parte integrante del VAD. Dicho porcentaje no excederá el 5% del VAD para redes de media tensión;

b) La calidad de suministro se evaluará en función a indicadores globales de desempeño: número de interrupciones (SAIFI) y duración de las mismas (SAIDI) por sistema eléctrico y por sector típico de cada EDE;

c) Mediante Resolución Ministerial se establecerán los indicadores globales de desempeño, con los cuales, OSINERGMIN fijará los valores objetivos de calidad de servicio para cada EDE.

d) La aplicación de los factores de reajuste como incentivo, se otorgará sobre el VAD al inicio del período tarifario, como un ingreso adicional que no sobrepasará el porcentaje determinado en el literal a) del presente artículo.

e) El factor de reajuste como penalidad, corresponde a la devolución del ingreso adicional otorgado en el siguiente proceso de fijación tarifaria del VAD considerando la tasa de actualización señalada en el artículo 79 de la Ley, previa evaluación de OSINERGMIN.

Adicionalmente, el pago de compensaciones a los clientes por incumplimiento de los aspectos de calidad del servicio eléctrico, evaluada según los indicadores individuales: número de interrupciones (N) y duración de las mismas (D), se efectuará de conformidad con lo establecido en las normas de calidad de servicio eléctrico."

"ÍNDICE DE OCUPACIÓN PREDIAL (HABITABILIDAD)

Artículo 174-A.- El índice de ocupación predial es el porcentaje de los predios habitados y la cantidad total de predios comprendidos en el plano de lotización aprobados por la Municipalidad competente.

Cuando el índice de ocupación predial sea inferior a 40%, la EDE deberá informar los criterios y resultados del cálculo a los interesados.

Este índice será calculado por la EDE; en caso de producirse un reclamo, OSINERGMIN se pronunciará al respecto en el marco de un Procedimiento de Reclamo regulado en la Directiva "Procedimiento Administrativo de Reclamos de los Usuarios de los Servicios Públicos de Electricidad y Gas Natural", o la norma que la sustituya."

"SUMINISTRO PROVISIONAL

Artículo 174-B.- La EDE podrá otorgar el suministro provisional a agrupaciones de vivienda ubicadas dentro de la zona de concesión de distribución, a las que hace referencia el último párrafo del artículo 85 de la Ley, por un período máximo de tres (03) años, con la finalidad que dichas agrupaciones de vivienda cumplan los requisitos



necesarios para obtener un suministro de energía eléctrica individual definitivo; para los demás casos establecidos en el citado artículo, se podrá realizar el otorgamiento del suministro provisional considerando los plazos máximos establecidos por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos."

"INCUMPLIMIENTO DE LAS DISTANCIAS DE SEGURIDAD RESPECTO DE LAS REDES ELÉCTRICAS"

Artículo 177-A.- Para los casos indicados en el literal d) del artículo 90 de la Ley, se requiere que la EDE justifique ante OSINERGMIN, a través de los medios y procedimientos que establezca este organismo, la responsabilidad del usuario.

Cuando se hayan superado las causas del corte del suministro por parte del usuario, y ésta haya sido verificada por la EDE, se procederá a la reconexión del servicio en un plazo máximo de 24 horas. Los costos que impliquen las acciones para el control del riesgo eléctrico, podrán ser trasladados a los causantes.

En caso el corte del suministro resultara injustificado, el concesionario será responsable de las consecuencias que dicha falta de servicio ocasione.

OSINERGMIN aprobará los plazos, lineamientos y procedimientos requeridos para hacer efectiva esta disposición."

Artículo 3.- Cambio de denominación

A partir de la entrada en vigencia del presente Decreto Supremo, toda mención que se realice a la "DGE" y en el texto del presente Reglamento, normas de igual o inferior jerarquía debe entenderse que está referida a la "Dirección" o "Dirección General de Electricidad"; de igual forma para toda mención que se realice a la "EDE", debe entenderse que está referida a la "Empresa de Distribución Eléctrica" o "Empresa Concesionaria de Distribución."

Artículo 4.- Vigencia y refrendo

El presente Decreto Supremo entrará en vigencia al día siguiente de su publicación en el Diario Oficial "El Peruano" y será refrendado por la Ministra de Energía y Minas.

DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS MODIFICATORIAS

PRIMERA. MODIFICACIÓN DEL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN

Modifíquese los artículos 5, 7, 16 y 17 del Reglamento de Transmisión, aprobado por el Decreto Supremo 027-2007-EM, según el siguiente texto:

"Artículo 5.- Instalaciones que constituyen Refuerzos

Para ser considerada como Refuerzo, una instalación de transmisión debe cumplir con lo siguiente:

- 5.1 Estar incluida en el Plan de Transmisión;
- 5.2 Satisfacer lo establecido en la Definición 26 de la Ley, y;
- 5.3 No superar la suma de US\$ 30 000 000 (Treinta Millones de Dólares Americanos) como monto global de inversiones para instalaciones hasta 220 kV y de US\$ 60 000 000 (Sesenta Millones de Dólares Americanos) para instalaciones de 500 kV. Estos límites serán actualizados anualmente por el Ministerio, considerando la variación del índice de precios denominado "Finished Goods Less Food and Energy", Serie WPSSOP3500, publicado por el Bureau of Labor Statistics del US Department of Labor, de los Estados Unidos de América o el Índice de Precios que lo sustituya conforme a la Institución que lo expide."

"Artículo 7.- Implementación de los Refuerzos

7.1. Una vez aprobado y publicado el Plan de Transmisión, los titulares de las instalaciones sobre las que se ha previsto ejecutar los Refuerzos incluidos en la relación de Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión, tienen un plazo de treinta (30) días hábiles para someter a consideración de OSINERGMIN la especificación detallada de las obras del Refuerzo a ejecutarse.

7.2 Dentro de los treinta (30) días hábiles después de vencido el plazo señalado en el numeral anterior, OSINERGMIN determinará una propuesta de Base Tarifaria para las correspondientes instalaciones de Refuerzo.

7.3 Una vez aprobada la Base Tarifaria, los respectivos titulares tienen un plazo de quince (15) días hábiles para ejercer su derecho de preferencia a que se refiere el literal b) del numeral 22.2 del artículo 22 de la Ley.

7.4 Cuando la instalación a ser reforzada sea del SGT y el titular de dicha instalación ejerza su derecho de preferencia, suscribirá el Addendum a su Contrato de Concesión del SGT para que la instalación de Refuerzo sea incorporada a dicho Contrato. El Refuerzo formará parte del SGT desde la fecha en que entre en operación comercial.

7.5 En caso de que el titular de las instalaciones que deben ser reforzadas no ejerciera su derecho de preferencia para ejecutar la obra de Refuerzo, o habiéndolo ejercido no cumpla con suscribir el correspondiente Contrato de Concesión dentro del plazo máximo de quince (15) días hábiles de notificado, el Ministerio podrá evaluar la pertinencia de: i) en la siguiente actualización del Plan de Transmisión retirar los Refuerzos del Plan de Transmisión, recabando previamente la opinión del COES y OSINERGMIN; o, ii) iniciar el proceso de licitación para la construcción, operación y mantenimiento del respectivo Refuerzo, quedando el Concesionario existente obligado a dar las correspondientes facilidades para las actividades que sean necesarias a efecto del proceso de licitación, ejecución de los estudios que correspondan, así como para la construcción, operación y mantenimiento de las instalaciones de Refuerzo.

7.6 Lo establecido en el presente artículo es de aplicación a los Refuerzos de cualquiera de las instalaciones que integran los Sistemas de Transmisión comprendidos en el numeral 20.1 del artículo 20 de la Ley. En las situaciones particulares en que no sea posible aplicar los procedimientos establecidos, el Ministerio podrá adoptar un mecanismo específico que responda a las características de la instalación a reforzar."

"Artículo 16.- Informe de Diagnóstico del SEIN

16.1 Antes del 28 de febrero de cada año en que entra en vigencia el Plan de Transmisión, el COES remitirá al Ministerio y a OSINERGMIN un Informe de Diagnóstico de las condiciones operativas del SEIN y, en la misma oportunidad, lo publicará en su portal de Internet.

16.2 El Informe de Diagnóstico deberá contener, como mínimo, lo siguiente:

- a) Las restricciones y otras condiciones operativas de las centrales de generación que se encuentran en servicio, el avance en la construcción de nuevas instalaciones de generación y los planes de expansión de la generación, cuya puesta en servicio se prevé dentro del horizonte que establezca el Ministerio.
- b) Los problemas de congestión, de restricciones en la capacidad de transmisión, de regulación de tensión, necesidades de compensación reactiva y otras condiciones operativas de las instalaciones de transmisión que se encuentran en servicio y el avance en la construcción de nuevas instalaciones de transmisión para el horizonte que establezca el Ministerio.
- c) La proyección de la demanda, que incluya los incrementos de cargas especiales conforme sea informada por los Agentes para el horizonte que establezca el Ministerio.
- d) Análisis de los Planes de Inversión aprobados por OSINERGMIN, conforme al artículo 139 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas; con el fin de la optimización conjunta técnica y económica del sistema."

"Artículo 17.- Elaboración, revisión y aprobación del Plan de Transmisión

17.1 Antes del 30 de junio de cada año en que entra en vigencia el Plan de Transmisión, los Agentes e interesados presentarán al COES sus propuestas de solución a los problemas identificados por el COES en el

último Informe de Diagnóstico, o cualquier otro problema que el COES no haya identificado.

17.2 A más tardar el 1 de junio del año siguiente al que entra en vigencia el Plan de Transmisión, el COES presentará al Ministerio y a OSINERGMIN la propuesta de actualización del Plan de Transmisión, con los informes y cálculos de sustento, elaborado siguiendo el procedimiento especificado en el artículo 19. En caso que el COES no presente oportunamente la propuesta, el Ministerio, con base en las políticas y criterios establecidos, elaborará y aprobará el Plan de Transmisión según el procedimiento establecido en el numeral 17.6 del artículo 17. En este caso, el Ministerio dictará las disposiciones que sean necesarias para tal fin.

17.3 OSINERGMIN, en un plazo de treinta (30) días hábiles de recibida la propuesta, verificará el cumplimiento de las políticas y criterios establecidos por el Ministerio para la elaboración y actualización del Plan de Transmisión y remitirá al Ministerio, de ser el caso, su opinión favorable. En caso de existir observaciones, devolverá la propuesta al COES debidamente fundamentadas, con conocimiento del Ministerio. El OSINERGMIN publicará en su portal de Internet las observaciones que haya formulado.

17.4 El COES dispondrá de un plazo de cuarenta (40) días hábiles para subsanar debidamente las observaciones formuladas por OSINERGMIN y remitir su propuesta definitiva del Plan de Transmisión al Ministerio y a OSINERGMIN, con los informes y cálculos de sustento. En un plazo de veinte (20) días hábiles contados desde la recepción de la propuesta definitiva que presente el COES, OSINERGMIN remitirá al Ministerio su opinión sustentada sobre dicha propuesta.

17.5 Recibida la opinión de OSINERGMIN, el Ministerio, a más tardar el 31 de diciembre, publicará la Resolución Ministerial que aprueba el Plan de Transmisión. Así mismo, publicará en su portal de Internet los informes y cálculos de sustento del Plan de Transmisión aprobado. Adicionalmente, publicará un resumen del referido Plan de Transmisión en el Diario Oficial El Peruano.

17.6 El Ministerio podrá efectuar modificaciones a la propuesta definitiva del Plan de Transmisión, para lo cual deberá seguir el siguiente procedimiento:

a) Deberá publicar en su portal de Internet la propuesta de modificación debidamente sustentada y poner a disposición de los interesados la información técnica y económica correspondiente.

b) Dentro del plazo de diez (10) días hábiles a partir de la publicación a que se refiere el literal anterior, los interesados podrán remitir sus comentarios y observaciones.

c) Dentro de los diez (10) días hábiles siguientes, deberá realizar una audiencia pública en Lima y transmitirla simultáneamente por medios virtuales o por videoconferencia en las sedes de las Direcciones Regionales de Energía y Minas que tengan interés en participar, en la cual sustentará dichas modificaciones y responderá las observaciones recibidas por parte de los interesados, así como las que presenten los asistentes a la audiencia pública. La respuesta a las observaciones podrá ser efectuada vía correo electrónico por intermedio de las Direcciones Regionales de Energía y Minas correspondientes, dentro de los cinco (05) días hábiles de realizada la audiencia pública. Dentro del mismo plazo, la respuesta a las observaciones será publicada en el portal de Internet del Ministerio.

17.7 El Ministerio podrá excluir del Plan de Transmisión los proyectos que así lo estime conveniente, previo sustento técnico sobre la imposibilidad de su implementación, debiendo acopiar la opinión previa del COES y OSINERGMIN. Dicha modificación deberá ser aprobada por Resolución Ministerial y será realizada en la siguiente actualización del Plan de Transmisión, publicada en el Diario Oficial El Peruano.

17.8 El Plan de Transmisión deberá incorporar en su análisis los planes de inversión de los Sistemas Secundarios y Complementarios de Transmisión aprobados por OSINERGMIN, con el fin de la optimización conjunta técnica y económica del sistema."

SEGUNDA.- MODIFICACIÓN DEL REGLAMENTO DE USUARIOS LIBRES DE ELECTRICIDAD

Modifíquese los artículos 3 y 4 del Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad, aprobado por el Decreto Supremo 022-2009-EM, según el siguiente texto:

"Artículo 3.- Rango de Máxima Demanda

3.1 En concordancia con el artículo 2 del RLCE, los Usuarios cuya máxima demanda anual de cada punto de suministro sea igual o menor a 200 kW, tienen la condición de Usuario Regulado.

3.2 Los Usuarios cuya máxima demanda anual de cada punto de suministro sea mayor de 200 kW, hasta 2500 kW, tienen derecho a elegir entre la condición de Usuario Regulado o de Usuario Libre, cumpliendo los requisitos y condiciones establecidos en el Reglamento. Los Usuarios Regulados cuya máxima demanda mensual supere los 2500 kW, mantendrán dicha condición por el plazo de un (1) año, contado a partir del mes en que superó dicho tope, salvo acuerdo entre partes.

3.3 Los Usuarios cuya máxima demanda anual de cada punto de suministro sea mayor a 2500 kW, tienen la condición de Usuarios Libres, a excepción de lo señalado en el numeral anterior.

"Artículo 4.- Requisitos y condiciones

El cambio de condición sólo puede ser efectuado a solicitud expresa del Usuario manifestada por escrito. El cambio de condición se hará efectivo en la fecha señalada por el Usuario una vez cumplidos los siguientes requisitos:

4.1 El Usuario comunicará por escrito a su Suministrador actual, con copia a su Suministrador futuro, de ser el caso, su voluntad de cambiar de condición, con una anticipación no menor a un (01) año a la fecha que señale para que se haga efectivo el cambio de condición.

4.2 El cambio de condición no se hará efectivo mientras el Usuario tenga deudas vencidas con su actual Suministrador.

4.3 El Usuario deberá contar con los equipos de medición, protección y limitación de potencia adecuados para que el cambio de condición se produzca efectivamente.

4.4 El Usuario tiene la obligación de permanecer en la nueva condición durante un plazo mínimo de tres (03) años.

DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS TRANSITORIAS

PRIMERA.- INTEGRACIÓN DE INFORMACIÓN AL REGISTRO ÚNICO NACIONAL

Con la finalidad de integrar la información al Registro Único de Concesiones Eléctricas a nivel nacional, los GOREs deberán remitir a la DGE la base de datos que albergue todas las concesiones y/o autorizaciones otorgadas en sus respectivas jurisdicciones, conteniendo sus coordenadas UTM (WGS84), el nombre del proyecto, la identificación del titular del derecho de concesión y/o autorización; el calendario de ejecución de obras, el presupuesto y la descripción de las principales características técnicas del proyecto, en un plazo perentorio no mayor de ciento veinte (120) días calendario de publicado el presente Decreto Supremo, bajo responsabilidad funcional. Dicha información deberá ser entregada en medio digital. De idéntica forma, se procederá al envío de información de las solicitudes en trámite, a las que hace referencia el artículo 6 de la Ley, salvo la información correspondiente al calendario de ejecución de obras y al presupuesto.

Habiendo transcurrido el plazo señalado, la DGE contrastará y unificará la información remitida en el Registro Único. En el caso que los GOREs no cumplan con enviar la información requerida, y la DGE contara con medios sucedáneos para suplir dicha información, esta última se tendrá como cierta. Finalizado el proceso de integración, el Ministerio notificará a los GOREs.

Las solicitudes en trámite que sean atendidas por los GORE durante el período de integración de información en el Registro Único por la DGE, deberán ser contrastadas



y verificadas considerando una revisión dual, la primera restringida al escrutinio de sus propios registros; y la segunda, a la verificación de información contenida en el Registro Único, con la finalidad que no exista superposiciones con otras solicitudes en trámite o con derechos de concesión y/o autorización previamente otorgados;

Notificada la culminación del proceso de integración de información al Registro Único, todas las solicitudes que sean admitidas a trámite por la DGE y los GOREs deberán contrastarse exclusivamente con el Registro Único, así como ceñirse a lo establecido en el artículo 7 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

SEGUNDA.- CONCURRENCIA ENTRE SOLICITUDES DE DERECHO PREFERENTE

Será de aplicación el artículo 43 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, respecto a la calificación de concurrencia entre solicitudes cuyos titulares conserven el ejercicio del derecho preferente, establecido en la Primera Disposición Complementaria Transitoria del Decreto Legislativo N° 1221 de concesiones definitivas, según corresponda.

TERCERA.- ESTABLECIMIENTO DE LA ZRT PARA LOS CONCESIONARIOS DE DISTRIBUCIÓN

En un plazo máximo de seis (06) meses a partir de la publicación del presente Decreto Supremo, el Ministerio mediante Resolución Ministerial, deberá definir las Zonas de Responsabilidad Técnica que se asignarán a las EDEs.

CUARTA.- PROCEDIMIENTO EXCEPCIONAL DE REGULARIZACIONES DE AMPLIACIONES

El procedimiento excepcional para la regularización de ampliaciones es aquel en el que la EDE no ha presentado el informe que señale la delimitación de la zona donde efectuará la ampliación, el Calendario de Ejecución de Obras, ni la garantía correspondiente, que establece el artículo 30 de la Ley de Concesiones Eléctricas.

Las solicitudes que dan inicio al procedimiento excepcional de regularización de ampliaciones, serán admitidas por la DGE o el GORE en un plazo máximo de dos (02) años a partir de la publicación del presente Decreto Supremo, transcurrido dicho plazo la DGE se ceñirá a lo establecido en el artículo 30 de la Ley y el artículo 61 de su Reglamento.

En estos casos, las regularizaciones de las ampliaciones se efectuarán mediante el siguiente procedimiento:

a) La EDE presentará a la DGE o el GORE la solicitud de regularización, acompañada de los planos, la memoria descriptiva, las especificaciones técnicas, metros, costos de las ampliaciones efectuadas, y las coordenadas UTM (WGS84) de los límites de las nuevas zonas.

b) Dentro de los diez (10) días hábiles siguientes de la presentación, la DGE o el GORE efectuará la evaluación de la solicitud para verificar el cumplimiento de los requisitos de admisibilidad señalados en el párrafo anterior. Si de la evaluación efectuada se determinara la necesidad de ampliar información o se verificará la existencia de deficiencias y/u omisiones susceptibles de corregirse, la solicitud será observada. La DGE o el GORE notificará la observación a la EDE para que la subsane dentro del plazo de diez (10) días hábiles, contados a partir de la fecha de notificación de la observación, bajo apercibimiento de declarar inadmisibles la solicitud de regularización.

c) Cumplidos los requisitos de admisibilidad, o subsanada que haya sido la observación formulada, la DGE o el GORE notificará a la EDE la admisión a trámite de la solicitud y procederá a efectuar la evaluación técnica – normativa pertinente, con la finalidad de decidir si procede o no la regularización.

d) Si de la evaluación efectuada se determinara la necesidad de ampliar información o se verificará la existencia de deficiencias y/u omisiones susceptibles de corregirse, la solicitud podrá ser observada hasta en dos (02) oportunidades.

e) La DGE o el GORE notificará la observación a la EDE para que la subsane dentro del plazo de diez (10) días hábiles, contados a partir del día siguiente de notificada la observación, bajo apercibimiento de declarar improcedente la solicitud de regularización.

f) De ser procedente la solicitud o subsanada la observación formulada, la DGE o el GORE determinará las modificaciones a incorporarse y notificará a la EDE el proyecto de Resolución correspondiente y de la Adenda al Contrato de Concesión para que dentro del plazo de tres (03) días hábiles siguientes a la notificación, verifique los datos numéricos, técnicos y de ubicación consignados en los mencionados documentos. Transcurrido el plazo sin mediar respuesta, se considerará que está conforme con la información.

g) La Resolución que apruebe la Adenda al Contrato de Concesión deberá dictarse dentro del plazo de cuarenta y cinco (45) días hábiles de presentada la solicitud. Los plazos otorgados a la EDE para subsanar observaciones y verificación de datos, no serán computados para los efectos del plazo señalado en el presente párrafo.

La Resolución será notificada a la EDE y publicada por una sola vez en el Diario Oficial El Peruano, dentro de los cinco (05) días hábiles siguientes a su notificación. La publicación será por cuenta de la EDE."

QUINTA.- SUMINISTROS PROVISIONALES EXISTENTES

Los suministros provisionales otorgados, podrán conservarse por la EDE por un plazo máximo de tres (03) años contados a partir de la entrada en vigencia del presente Decreto Supremo, con la finalidad que las zonas habitadas que no cuenten con habilitación urbana o agrupaciones de vivienda cumplan los requisitos necesarios para obtener un suministro de energía eléctrica individual definitivo.

SEXTA.- PERIODO DE ADECUACIÓN DEL FACTOR DE REAJUSTE

El factor de reajuste al que hace referencia el artículo 152-A del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, contará con un período de adecuación de dos (02) años a partir de la fijación tarifaria del VAD en la cual se aplique, durante el cual se verificará la evolución de los valores reales de los indicadores de calidad de cada EDE, con respecto al valor objetivo.

SÉTIMA.- REVISIÓN Y UNIFICACIÓN DE LAS NORMAS TÉCNICAS DE CALIDAD

La DGE en un plazo no mayor de ciento veinte (120) días calendario de publicado el presente Decreto Supremo, emitirá un Texto Único Ordenado de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, con las disposiciones del Decreto Supremo N° 020-97-EM y la Resolución Directoral N° 016-2008- EM/DGE.

OCTAVA.- INCUMPLIMIENTOS DE DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD

Aquellos incumplimientos de distancias mínimas de seguridad declarados ante OSINERGMIN por las empresas distribuidoras como de su responsabilidad antes de la entrada en vigencia del presente Reglamento, debe regirse por el procedimiento aprobado por OSINERGMIN.

NOVENA.- DETERMINACIÓN DE LA MÁXIMA DEMANDA COINCIDENTE

Para determinar los Ingresos Garantizados por Potencia Firme y los Egresos por Compra de Potencia, se deberá considerar lo siguiente: i) La Máxima Demanda Mensual, referida en los artículos 111 y 112 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, debe determinarse dentro de las horas de punta del sistema conforme a lo señalado en el literal e) del artículo 110 del mismo cuerpo legal; y, ii) La Demanda Coincidente, referida en los artículos 111 y 137 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, debe corresponder a la Máxima Demanda Mensual de acuerdo a lo señalado en el numeral anterior. La presente disposición surtirá efecto hasta el 30 de abril de 2017.

DÉCIMA.- IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS DE MEDICIÓN INTELIGENTE

En el marco de la declaración de interés nacional de la promoción del Uso Eficiente de la Energía para asegurar

el suministro de energía, proteger al consumidor, fomentar la competitividad de la economía nacional y reducir el impacto ambiental negativo del uso y consumo de los energéticos, previsto en la Ley N° 27345, las EDEs propondrán a OSINERGMIN un plan gradual de reemplazo a sistemas de medición inteligente en el proceso de fijación tarifaria, sujetándose a lo dispuesto en el artículo 163 del presente Reglamento y considerando un horizonte de hasta ocho (08) años de implementación.

DÉCIMO PRIMERA.- EXONERACIÓN DEL PAGO DE COMPENSACIONES

La exoneración del pago de compensaciones por las causales previstas en el literal b) de la Tercera Disposición Final de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 020-97-EM, será aplicada a Sistemas de Trasmisión y Distribución.

DÉCIMO SEGUNDA.- DISPOSITIVOS LEGALES COMPLEMENTARIOS EMITIDOS POR LA DGE

En un plazo no mayor a seis (06) meses a partir de la publicación del presente Decreto Supremo, la DGE deberá elaborar aquellos dispositivos legales que complementen lo señalado por el presente Reglamento.

DÉCIMO TERCERA.- DISPOSITIVOS LEGALES COMPLEMENTARIOS DE OSINERGMIN

OSINERGMIN, dentro de sus competencias, deberá elaborar aquellos dispositivos legales que complementen lo señalado por el presente Reglamento.

DISPOSICIÓN COMPLEMENTARIA DEROGATORIA

ÚNICA.- DEROGACIÓN DEL ARTÍCULO 42-A DEL REGLAMENTO DE LA LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS

Deróguese el artículo 42-A del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado mediante el Decreto Supremo N° 009-93-EM, así como toda disposición normativa contraria a lo dispuesto en el presente Decreto Supremo.

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

OLLANTA HUMALA TASSO
Presidente de la República

ROSA MARÍA ORTIZ RÍOS
Ministra de Energía y Minas

1408499-11